REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE

MINISTERE DE L'ENSEIGNEMENT SUPERIEUR ET DE LA RECHERCHE SCIENTIFIQUE

UNIVERSITE YAHIA FARES DE MEDEA

Faculté de **T**echnologie

Département du **G**énie **E**lectrique

Mémoire de fin d'études de Master

Filière : Electrotechnique

Spécialité : Réseaux Electriques

Etude Comparative du Comportement en Régime permanent des lignes de transports HVAC et HVDC pour l'interconnexion d'un parcs Eolien Offshore

---

Présentés par :

AMIRI Abdelkrim

Proposés et Dirigés par :

Dr. Tami Youcef

Promotion 2022-2023

Dédicaces

Je dédie ce travail :

À Ma chère mère

À Mon cher père.

À Mon frère et mes sœurs.

À Mes neveux sans exception.

À Mes chère amies Redouane et Mohamed.

À Toute ma famille.

À Tous mes amis.

AMIRI Abdelkrim

Remercîments

Tout d'abord, je remercie Allah le tout puissant de m'avoir donné le courage et la patience nécessaires à mener ce travail à son terme.

Je tiens à remercier tout particulièrement mon promoteur {Dr. Tami youcef}, pour l'aide qu'il m'a apporté, pour sa patience et sa rigueur scientifique. Ses conseils m'ont été très précieux pour structurer le travail et pour améliorer la qualité des différentes sections.

Je tiens aussi à remercier les membres du jury pour l'honneur qu'ils me font en prenant le temps de lire et d'évaluer ce travail.

Je voudrais exprimer ma reconnaissance envers mes parents qui m'ont apporté leur soutien moral et intellectuel tout au long de ma démarche**.**

الملخص

تركز أطروحة الماستر هذه على إجراء تحليل مقارن بين تقنيتين بارزتين للتيار المباشر عالي الجهد (HVDC) ، وهما HVDC-LCC و HVDC-VSC ، جنبًا إلى جنب مع تقنية التيار المتردد عالي الجهد التقليدي (HVAC).في حقل للتوربينات الرياح البحرية (parcs Eolien Offshore) يحتوي على 48 توربينة و يتم فحص كل من أنظمة النظام الثابتة والديناميكية بدقة باستخدام برنامج Siemens PSS / E ، مما يتيح عمليات المحاكاة والتقييمات التفصيلية. من خلال الاستفادة من بيئة محاكاة نظام الطاقة (PSS / E) ، يهدف هذا البحث إلى استكشاف ومقارنة خصائص الأداء والجوانب التشغيلية والفوائد المحتملة لكل تقنية. توفر نتائج المحاكاة التي تم الحصول عليها من PSS / E رؤى وتوصيات قيمة للنشر الأمثل لتقنيات HVDC في أنظمة الطاقة المستقبلية. وأيضا نتائج دقيقة لاختيار افضل تقنية للنقل من التقنيات السابقة

الكلمات المفتاحية: HVDC-LCC: تقنية التيار المستمر عالي الجهد بواسطة تحويل الأمواج المترددة

HVDC-VSC: تقنية التيار المستمر عالي الجهد بواسطة تحويل الأجهزة ذات الفولتية المتغير

HVAC : تيار متردد عالي الجهد

Résumé

Ce mémoire de master se concentre sur une analyse comparative entre deux technologies de courant continu haute tension (HVDC) distinctes, à savoir HVDC-LCC et HVDC-VSC, ainsi qu'avec la technologie traditionnelle de courant alternatif haute tension (HVAC). Dans le domaine des parcs éoliens offshore comprenant 48 éoliennes, les systèmes du réseau statique et dynamique sont soigneusement examinés à l'aide du logiciel Siemens PSS/E, permettant des simulations et des évaluations détaillées. En exploitant l'environnement de simulation du système d'énergie (PSS/E), cette recherche vise à explorer et à comparer les caractéristiques de performance, les aspects opérationnels et les avantages potentiels de chaque technologie. Les résultats de simulation obtenus à partir de PSS/E fournissent des insights et des recommandations précieuses pour une mise en œuvre optimale des technologies HVDC dans les systèmes d'énergie futurs. Ils permettent également de sélectionner la meilleure technologie de transport parmi les technologies précédemment mentionnées.

Les mots clés : HVDC-LCC: Courant continu haute tension - Convertisseur à commutation par ligne ; HVDC-VSC: Courant continu haute tension - Convertisseur à source de tension ; HVAC: courant alternatif à haute tension

Abstract

The focus of this master's thesis is to conduct a comparative analysis between two prominent high-voltage direct current (HVDC) technologies, namely HVDC-LCC and HVDC-VSC, alongside the traditional high-voltage alternating current (HVAC) technology. Within the field of offshore wind farms (parcs Eolien Offshore) consisting of 48 turbines, both static and dynamic system configurations are meticulously examined using the Siemens PSS/E software, enabling precise simulations and detailed evaluations. By leveraging the power system simulation environment (PSS/E), this research aims to explore and compare performance characteristics, operational aspects, and potential benefits of each technology. The simulation results obtained from PSS/E provide valuable insights and recommendations for optimal deployment of HVDC technologies in future power systems. They also offer accurate outcomes for selecting the best transportation technology among the aforementioned options.

Sommaire

Liste des figures ..... **VIII**
Liste des tableaux ..... **X**
Liste des abréviations ..... **XI**
Introduction Générale **1**
Énergie éolienne offshore : **4**
I.1 - Introduction : **4**
I.2 - La ressource éolienne : **4**
I.2.1- Éolien offshore : **5**
I.3- La ferme éolienne offshore : **7**
I.3.1- La situation actuelle : **8**
I.3.2- La Technologie et son impact dans le futur : **10**
I.4- L'Intégration au réseau : **12**
I.4.1- La Technologies de transmission : **13**
1.4.2- L'exigences de connexion au réseau : **14**
I.5 Conclusions: **16**
II. Technologies de transport pour les parcs éoliens : **18**
II.1. Introduction : **18**
II.2 Transport en HVAC : **19**
II.2.1. Aspects généraux : 19
II.2.2. Topologie et principales composantes : 20
II.2.3. Câbles sous-marins AC : **21**
II.2.4. Compensation de puissance réactive : **25**
II.2.4.1. Dispositifs FACTS : 26
II.2.4.2. Répartition de la rémunération : **28**
II.3 Transport en HVDC-LCC : **29**
II.3.1. Avantages et inconvénients : 29
II.3.2. Différentes configurations : 30
II.3.3. Principaux composants : 32
II.3.3.1. Transformateur du convertisseur 33
II.3.3.2. Convertisseur de puissance LCC basé sur des thyristors 33
II.3.3.3. Filtres AC et DC. 34
II.3.3.4. Réacteurs de lissage 34
II.3.3.5. Groupe auxiliaire de bord, comme une génératrice diesel 34

II.3.3.6. Bancs de condensateurs ou STATCOM pour la compensation de puissance réactive 34
II.3.4. Comment ça marche 35
II.3.4.1. Mode redresseur : 36
II.3.4.2. Mode onduleur : 38
II.5. HVDC-VSC : **39**
II.5.1. Avantages et inconvénients : **39**
II.5.2. Principaux composants : **40**
II.5.2.1. Transformateurs de conversion 41
II.5.2.2. Convertisseur de puissance VSC basé sur des semi-conducteurs d'alimentation IGBT : 42
II.5.2.4. Filtres AC et DC 42
II.5.2.5. Filtres à haute fréquence 42
II.5.2.6. Condensateurs DC 43
II.5.3. Comment ça marche 43
II.5.3.1. Mode redresseur : 43
II.5.3.2. Mode onduleur : 43
II.6 Câbles sous-marins HVDC : **47**
II.6.1. Câbles remplis d'huile à basse pression : 48
II.6.2. Câbles imprégnés en masse (MI) : 48
II.6.3. Câbles d'isolation polymères (LDPE et XLPE) : 50
II.7. Conclusions : **53**
III.1- Introduction : **55**
III.2- Structure de Réseau : **55**
III.2.1-Les Lignes : 56
III.2.2- Les Lignes de 400 kV : 57
III.2.3 - Les Transformateurs : 58
III.2.4 - Les Charges et les Compensateurs Shunts : 58
III.2.5- Schéma du Réseau : 58
III.3- Modèle d'un Parc Eolien Offshore : **60**
III.3.1- Les Turbines Eoliennes : 61
III.3.2- Modèle en Régime Permanent : 62
III.3.3 -Les Transformateurs Elévateurs utilisé : 63
III.3.4- Les Câbles 33 kV : 63
III.3.5 - Conception de l'aménagement des fermes éoliennes offshores : 63
III.4-Le Transport HVAC : **64**

III.4.1- Câble Sous-Marin AC: 65
III.4.2- Les Transformateurs Onshore et Offshore : 65
III.5- STATCOM : 66
III.5.1- Modèle du STATCOM en Régime Permanant : 66
III.6 HVDC-LCC : 67
III.6.1. Modèle d'état stable : 67
III.7. HVDC-VSC : 69
III.8 Conclusion : 70
IV.1- Introduction : 72
IV.2- Résultats d'Écoulement de Puissance : 72
IV.2.1- Compensation en Offshore : 74
IV.2.2- Compensation en Onshore : 75
IV.2.3- Compensation en Offshore et Onshore : 76
IV.2.4- Compensation par STATCOM : 77
IV. 2.5- Discussion : 78
IV. 3. Écoulement de Puissance HVDC : 81
IV. 3.1Configuration HVDC : 81
IV. 3.2. Configuration HVDC+STATCOM 82
IV. 3.3. Discussion 82
IV. 4. Résultats HVDC-VSC 84
IV.5- Conclusions : 86
Conclusion Générale 87
BIBIOGRAPHIE 89

Liste des figures

Figure I.1 – Ressources éoliennes en Europe en haute mer (Offshore Wind Atlas) [4].

Figure I.2 – Part cumulée de la capacité installée par pays (fin 2010) [6].

Figure I.3 – Carte des parcs éoliens en mer opérationnels en Europe (janvier 2010) (Adapté de [7]).

Figure I.4 – Fondations extracôtières et caractéristiques générales [8].

Figure I.5 – Évolution de la taille des éoliennes en mer [8].

Figure II.1 – Plan général d'un parc éolien en mer [12].

Figure II.2 – Aménagement d'un parc éolien de HVAC [15].

Figure II.3 – Câble sous-marin XLPE à trois cœurs [16].

Figure II.4 – Modèle équivalent pour un câble sous-marin

Figure II.5– Longueurs maximales de transmission avec compensation De shunt inductif aux deux extrémités [16].

Figure II.6 – (a) Schéma d'un SVC ; (b) un SVC à Radsted, Danemark [17].

Figure II.7 – (a) Schéma d'un STATCOM ; (b) une installation STATCOM [17].

Figure II.8 – Chargement d'un câble ouvert en raison du courant de charge capacitif pour différents schémas de puissance réactive indemnisation [18].

Figure II.9 - Système monopolaire [21].

Figure II.10 - Système bipolaire [21].

Figure II.11- Configuration de base d'un parc éolien utilisant une liaison de transport HVDC-LCC avec STATCOM [24].

(STATCOM – Compensateur synchrone statique ; F – Filtres CA ; HFF – Filtres haute fréquence)

Figure II.12- 12 convertisseurs d'impulsions [21].

Figure II.13- A – Onde de tension DC α = 0 ; B – Onde de tension AC α = 0 (les deux dans un convertisseur à 12 impulsions) [21].

Figure II.14 - Configuration d'un parc éolien utilisant un système de transmission HVDC-VSC [24].

{ a– Diagramme de base; b – Diagramme détaillé

Figure II.15- Schéma d'un inverseur de jambe et principe PWM [28].

Figure II.16- Schéma d'un onduleur triphasé [28

Figure II.17 - Principe de PWM dans un onduleur triphasé [28].

Figure II.18 - Câble imprégné de masse [31].

Figure II.19 - Câble sous-marin en haute mer [30].

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

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

Figure III.3: Fichier de données d'écoulement de puissance.[2]

Figure III.4 – Modèle d'un parc éolien offshore dans PSS/E 34.

Figure III.5 - Schéma de liaison HVAC avec compensation en deux extrémités du câble [2].

Figure III.6 - Dispositif STATCOM dans logiciel PSS/E 35.
Figure IV.1 - Légende des valeurs présentées dans les schémas unifilaires.
Figure IV.2 – Résultat d'écoulement de puissance en HVAC avec compensation en Offshore
Figure IV.3 – Résultat d'écoulement de puissance en HVAC avec compensation en Onshore.
Figure IV.4 – Résultat d'écoulement de puissance en HVAC avec compensation en Offshore et Onshore.
Figure IV.5 - Résultat d'écoulement de puissance en HVAC avec compensation par STATCOM en onshore.
Figure IV.6 – Résultat du flux d'alimentation pour la transmission HVDC-LCC.
Figure IV.7 – Résultat du flux d'alimentation pour la transmission HVDC+STATCOM.
Figure IV.8-Résultats du flux d'alimentation HVDC-VSC.

Liste des tableaux

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

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

Tableau III.4: Les paramètres des transformateurs onshore et offshore [2].

Tableau IV.1 : Les Alternatives de compensation de la puissance réactive

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

Tableau IV. 3: Résultats sélectionnés pour HVDC-LCC et HVDC-LCC+STATCOM.

Liste des abréviations

A	Ampère.
A	Rotor Swept Area
ABB	Swiss-Swedish High Tech Engineering Multinational
AC	Alternating Current
B	Susceptance
DC	Direct Current
EEA	European Environment Agency
EU	European Union
EWEA	European Wind Energy Association
F Farad	
FACTS	Flexible Alternating Current Transmission System
FP	Power Factor
GE	General Electric
GW	Gigawatt
H	Henry
HPFF	High Pressure Fluid Filled
HPGF	High Pressure Gas Filled
HVAC	High Voltage Alternating Current
HVDC	High Voltage Direct Current
Hz	Hertz
Ic	Charging current
Id	Output DC current
IEEE	Institute of Electrical and Electronics Engineers

IGBT	Insulated Gate Bipolar Transistor
kA	Kiloampère
km	Kilometre
kV	Kilovolt
kW	Kilowatt
L	Inductance
LCC	Line Commutated Converters
LPFF	Low Pressure Fluid Filled
LPOF	Low Pressure Oil Filled
MI	Mass Impregnated
MVA	Mega Volt Ampère
Mvar	Mega Volt Ampère Reactive
MW	Megawatt
OF	Oil Filled
PCC	Point of Common Coupling
PSS/E	Power System Simulator for Engineering
p.u.	Per unit
Q	Reactive Power
R	Resistance
Rc	Commutating Resistance

Introduction Générale

L'expansion rapide des sources d'énergie renouvelables, en particulier des parcs éoliens en mer, a nécessité le développement de systèmes de transmission efficaces et fiables pour connecter ces sources au réseau électrique. Les parcs éoliens en mer, situés dans des zones reculées où les ressources éoliennes sont abondantes, nécessitent des solutions d'interconnexion efficaces pour acheminer l'électricité produite vers les centres de consommation à terre.

Traditionnellement, la transmission de courant alternatif à haute voltage (HVAC) a été le choix prédominant pour l'interconnexion des parcs éoliens offshore en raison de sa technologie bien établie et de son infrastructure étendue. Cependant, l'augmentation de l'échelle et de la distance des projets éoliens offshore, ainsi que la nécessité de minimiser les pertes de puissance et d'améliorer les performances globales du système, ont conduit à l'émergence de la transmission en courant direct à haute voltage ("HVDC") en tant qu'alternative prometteuse.

Cette thèse présente une étude comparative sur le comportement en régime permanent des lignes de transmission HVAC et HVDC pour l'interconnexion des parcs éoliens offshore. L'étude vise à fournir un aperçu des avantages et des limites de chaque système, en tenant compte de paramètres clés tels que les pertes de puissance, la stabilité de la tension, les exigences en matière de puissance réactive et l'efficacité globale du système.

L'interconnexion de parcs éoliens offshore implique la transmission de grandes quantités d'énergie sur des distances importantes, souvent dans des environnements marins difficiles. Les lignes de transmission HVAC utilisent le courant alternatif, qui est largement utilisé dans les systèmes électriques depuis des décennies. Elles offrent des technologies établies et une vaste gamme d'équipements disponibles, ce qui en fait un choix familier pour les projets d'interconnexion de parcs éoliens.

Cependant, les systèmes HVAC sont confrontés à des limites inhérentes lorsqu'il s'agit de transmission sur de longues distances. À mesure que la distance de transmission augmente, les pertes dans les lignes HVAC deviennent importantes, ce qui réduit l'efficacité globale du système. En outre, des besoins en puissance réactive et des problèmes de stabilité de la tension peuvent survenir, nécessitant des systèmes de compensation et des stratégies de contrôle complexes pour relever ces défis.

En revanche, les lignes de transmission HVDC, qui utilisent le courant continu, ont retenu l'attention en raison de leur capacité à surmonter les limites des systèmes HVAC. Le HVDC permet de réduire les pertes de transmission, d'améliorer la stabilité de la tension et d'augmenter

la capacité de transmission sur de longues distances. Le déploiement de technologies de conversion avancées, telles que le convertisseur à source de voltage (VSC) et le convertisseur à commutation de ligne (LCC), a encore amélioré les capacités et la flexibilité des systèmes HVDC.

Compte tenu de ces avantages, les lignes de transmission HVDC deviennent de plus en plus intéressantes pour l'interconnexion des parcs éoliens en mer. Les systèmes HVDC permettent l'intégration de plusieurs parcs éoliens grâce à des configurations multi-terminales, facilitant la gestion centralisée et l'utilisation améliorée des ressources éoliennes offshore.

L'objectif de cette thèse est d'effectuer une analyse comparative complète du comportement en régime permanent des lignes de transmission HVAC et HVDC pour l'interconnexion des parcs éoliens offshore. En évaluant les principaux paramètres de performance et en tenant compte des facteurs spécifiques au site, cette étude vise à fournir des informations précieuses pour la sélection de la technologie de transmission la plus appropriée en fonction des caractéristiques et des exigences spécifiques des projets éoliens offshore.

Dans l'ensemble, cette étude comparative contribue à la compréhension du comportement en régime permanent des systèmes de transmission HVAC et HVDC dans le contexte de l'interconnexion des parcs éoliens offshore. Les résultats de cette étude peuvent aider les décideurs politiques, les chercheurs et les parties prenantes de l'industrie à prendre des décisions éclairées concernant la sélection de la technologie de transmission, favorisant en fin de compte l'intégration efficace de l'énergie éolienne offshore dans le réseau électrique.

CHAPITRE I :

Etat de l’art sur l’éolien (offshor)

Énergie éolienne offshore :

Un aperçu de certains éléments généraux des parcs éoliens en mer sera présenté dans ce chapitre, y compris la justification de leur construction, les avantages et les inconvénients, l'intégration du réseau et les possibilités de transmission vers le sol.

I.1 - Introduction :

L'intérêt croissant pour l'utilisation de l'énergie éolienne qui existe au large des côtes de nombreux pays est le résultat de l'obligation de produire de l'électricité à partir de sources d'énergie renouvelables et propres, ainsi que des investissements importants dans l'énergie éolienne au cours des 15 dernières années. En conséquence, l'énergie éolienne en mer est apparue comme le prochain progrès dans la technologie de l'énergie éolienne. Cet investissement à grande échelle a été motivé par un certain nombre de facteurs. Les caractéristiques de l'éolien en mer se traduisent par une plus grande production d'énergie, mais les conditions maritimes difficiles, l'intégration des parcs éoliens et d'autres besoins technologiques doivent être soigneusement pris en compte. Cependant, il est important de noter qu'après avoir passé des années aux premières étapes, l'énergie éolienne en mer prend maintenant son envol et devient une source concurrentielle de production d'énergie.

I.2 - La ressource éolienne :

Les variations de pression à travers la surface du globe sont ce qui génèrent des vents parce que l'atmosphère est chauffée différemment par le soleil. L'énergie solaire a un impact significatif sur l'énergie éolienne car plus de rayonnement solaire est absorbé dans l'équateur qu'aux pôles, ce qui provoque un réchauffement plus rapide de l'air [1]. Cet air chaud, qui est chauffé dans les régions équatoriales, s'élève à de grandes hauteurs avant de se déplacer dans la direction des pôles. L'air commence à refroidir et à couler entre environ 30oN et 30oS, ce qui provoque un retour d'air dans les couches inférieures de l'atmosphère. À mesure que se développent les zones de basse pression où l'air monte, les zones de haute pression sont produites par l'air descendant.

L'air est forcé de passer de haute à basse pression par ce gradient horizontal. La force agissant sur l'air augmente avec le gradient de pression, augmentant la vitesse du vent [2].

À une hauteur d'environ 10 km au-dessus du sol, les vents deviennent plus forts, plus constants et persistants.

La zone d'intérêt n'est cependant que de quelques dizaines de mètres de haut, car il est peu pratique de construire des turbines à de telles hauteurs [1].

Il y a des effets locaux à prendre en compte en plus des effets globaux qui mènent à l'éolien. Les caractéristiques du terrain ont un impact important. L'énergie éolienne d'une région inférieure connue sous le nom de couche limite est utilisée par les éoliennes. La vitesse du vent est ralentie dans cette zone par les forces de frottement sur

Ce gradient, appelé cisaillement du vent, indique que la vitesse du vent augmente avec la hauteur à la surface de la terre [2].

I.2.1- Éolien offshore :

Comme mentionné précédemment, les caractéristiques de la surface influent sur le profil du vent d'une région.

Au large, la douceur de la surface de l'océan entraîne une faible rugosité de la surface (aussi appelée Z0). L'état de la mer affecte la longueur de la rugosité de la surface, qui augmente à mesure que Les conditions de vagues localisées sont affectées par le vent lui-même.

Une rugosité de surface minimale contribue au cisaillement minimal du vent et à la turbulence dans un environnement marin. Contrairement aux régions côtières, les régions extracôtières connaissent des vents plus forts et plus constants. Il est plus souhaitable de situer les parcs

Éoliens extracôtiers plus loin des terres, car ces effets s'accroissent avec l'augmentation de la distance par rapport à la rive en direction vent arrière [3].

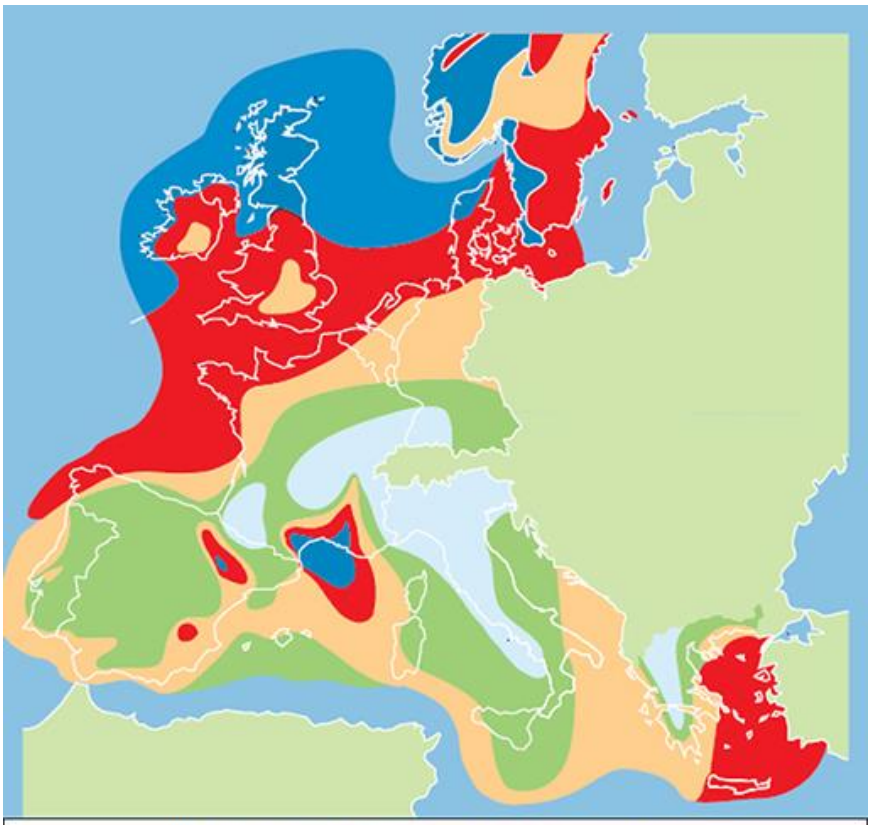
La figure 1 présente l'atlas éolien au large de l'Europe, qui a été créé à partir de données recueillies auprès de stations météorologiques au large des côtes. Cinq hauteurs distinctes — 10, 25, 50, 100 et 200 mètres au-dessus du niveau de la mer — sont utilisées pour calculer la vitesse moyenne du vent à chaque endroit. Les valeurs éoliennes les plus élevées

L'emplacement le plus économique pour l'éolienne offshore est à une hauteur de 200 mètres.

La représentation de la répartition géographique de la vitesse du vent en mer à la figure 4 montre que, à l'exception d'une petite région du sud de la France, la mer du Nord est l'endroit le plus venteux d'Europe. En fait, c'est la cause principale (ainsi que le fait que le niveau de la mer du Nord monte progressivement à mesure que vous vous en éloignez)

La majorité des parcs éoliens en Europe sont situés dans la mer du Nord à la suite d'importants investissements dans les fermes offshore par les gouvernements

De l'Angleterre et du Danemark.



Wind resources at 50 m above ground level for five different topographic conditions

Wind class		Sheltered terrain		Open plain		At a sea coast		Open sea		Hills and ridges	
		m s^{-1}	W m^{-2}	m s^{-1}	W m^{-2}	m s^{-1}	W m^{-2}	m s^{-1}	W m^{-2}	m s^{-1}	W m^{-2}
5		>6.0	>250	>7.5	>500	>8.5	>700	>9.0	>800	>11.5	>1800
4		5.0–6.0	150–250	6.5–7.5	300–500	7.0–8.5	400–700	8.0–9.0	600–800	10.0–11.5	1200–1800
3		4.5–5.0	100–150	5.5–6.5	200–300	6.0–7.0	250–400	7.0–8.0	400–600	8.5–10.0	700–1200
2		3.5–4.5	50–100	4.5–5.5	100–200	5.0–6.0	150–250	5.5–7.0	200–400	7.0–8.5	400–700
1		<3.5	<50	<4.5	<100	<5.0	<150	<5.5	<200	<7.0	<400

Figure I.1 – Ressources éoliennes en Europe en haute mer (Offshore Wind Atlas) [4].

L'équation (1) indique que la puissance qu'une éolienne peut extraire est proportionnelle au cube de la vitesse du vent, ce qui rend la puissance extraite fortement dépendante de la vitesse du vent [3].

$$\boldsymbol{P = \frac{1}{2}\rho A u^3} \qquad (1)$$

En raison de cela et de la possibilité que la vitesse du vent en mer soit plus élevée que celle du vent terrestre, l'énergie éolienne en mer est une option très intrigante. Une augmentation de 10 % de la vitesse du vent entraîne une augmentation d'environ 30 % de la production d'électricité.

L'Agence européenne pour l'environnement (AEE) estime que l'éolien offshore a un potentiel technologique d'environ 25000TWh d'ici 2020, soit de six à sept fois plus que la demande d'électricité anticipée [1]. Ces chiffres impliquent que plusieurs pays disposent de grandes ressources éoliennes en mer.

Les estimations qui sont discutées ici sont de l'Europe, cependant d'autres études ont trouvé des possibilités offshore similaires dans d'autres parties du monde.

I.3- La ferme éolienne offshore :

À la suite de l'intérêt accru pour les ressources éoliennes extracôtières, des efforts ont été déployés pour exploiter le vent et des mesures ont été prises pour construire des plates-formes extracôtières afin de mettre à l'essai la technologie, d'acquérir de l'expertise et de cerner tout problème ou avantage potentiel. Le parc éolien offshore original

Mis en place en Suède en 1991. Le parc éolien de Vindeby, le premier de son genre, a été construit l'année suivante dans une mer peu profonde (2-5 mètres de profondeur) au large de la côte danoise. Il est composé de onze machines de 450 kW et est situé à environ 3 kilomètres à l'intérieur des terres [3].

De petits parcs éoliens de moins de dix éoliennes et de faible puissance (environ 500 kW) ont été construits dans divers pays européens, mais ce n'est qu'au cours des années 2000 qu'un financement important a été consacré à la planification et au développement de parcs éoliens en mer. Le Danemark a pris les devants en construisant les Horns. Le plus grand parc éolien existant au moment de son achèvement, Rev, a servi de modèle pour d'autres projets.

L'émergence de nombreux nouveaux parcs éoliens en mer au cours des sept à huit dernières années (comme le montre la figure 3) indique que l'énergie éolienne en mer est maintenant une solution de rechange viable pour la production d'énergie.

Le fait que les parcs éoliens offshore soient situés dans l'océan présente un certain nombre d'avantages, mais présente également des difficultés importantes pour les investisseurs potentiels. Voici quelques restrictions pertinentes liées aux parcs éoliens extracôtiers dont il faut tenir compte :

- En raison de la distance et des exigences pour les navires spécialisés, l'installation et l'entretien d'une énorme structure située loin de la rive est un processus complexe.
- L'accessibilité des turbines peut être difficile en raison des conditions météorologiques extrêmes et des températures excessives ;
- En mer, des vagues sont probablement présentes ;
- Par conséquent, les matériaux utilisés pour construire des éoliennes et d'autres équipements doivent être résistants aux dommages physiques et à la corrosion par le sel (lorsque le parc éolien est situé dans de l'eau salée) ;

- En général, étant donné les dépenses plus élevées liées aux fondations, à l'installation et au raccordement électrique des parcs éoliens, la construction et l'entretien de l'énergie éolienne en mer sont maintenant plus coûteux qu'à terre [2].

Toutefois, on s'attend à ce que la technologie progresse pour régler ces problèmes et réduire les coûts de transport et d'installation à mesure que le nombre et l'échelle des parcs éoliens extracôtiers augmentent. Les parcs éoliens extracôtiers seront un investissement judicieux tant que les avantages l'emporteront sur les inconvénients [2].

Voici quelques avantages de l'énergie éolienne en mer :

- Comme la vitesse du vent est plus élevée en mer qu'à terre, il y a beaucoup de place pour la production d'électricité en mer. En réalité, les heures annuelles normales de chargement complet en mer se situent entre 3500 et 4000 heures, et les heures à terre vont de 1500 à 3000 heures
- Les vents sur les sites marins sont plus persistants et moins turbulents que ceux sur terre, la moyenne étant d'environ 2000 heures [5].
- Certains pays sont à court de places terrestres acceptables en raison de la prolifération des parcs éoliens, car les sites plus venteux sont déjà occupés ;
- Une plus grande superficie pour l'installation d'éoliennes est également susceptible d'être disponible en mer ; Par rapport à la terre,
- Les éoliennes qui pourraient être importunes et avoir une influence sur les lignes de visibilité et les niveaux de bruit sur le sol pourraient être acceptables si elles sont situées loin des zones peuplées et loin de la plage.

I.3.1- La situation actuelle :

Tous les parcs éoliens offshore étaient situés en Europe en janvier 2010. 38 parcs éoliens offshore sont actuellement en exploitation en Europe, avec une capacité installée combinée de 2055,9 MW, selon les données EWEA [6]. En ce qui concerne l'éolien en mer, le Danemark a été un pionnier et un exemple pour le monde.

Les terres agricoles sont une préoccupation. Cependant, ces dernières années, le Royaume-Uni s'est hissé au premier rang en termes de capacité installée offshore, avec un total de 882,8 MW, soit plus de 43% de la capacité européenne.

La figure 2 montre la ventilation complète de la capacité installée par pays.

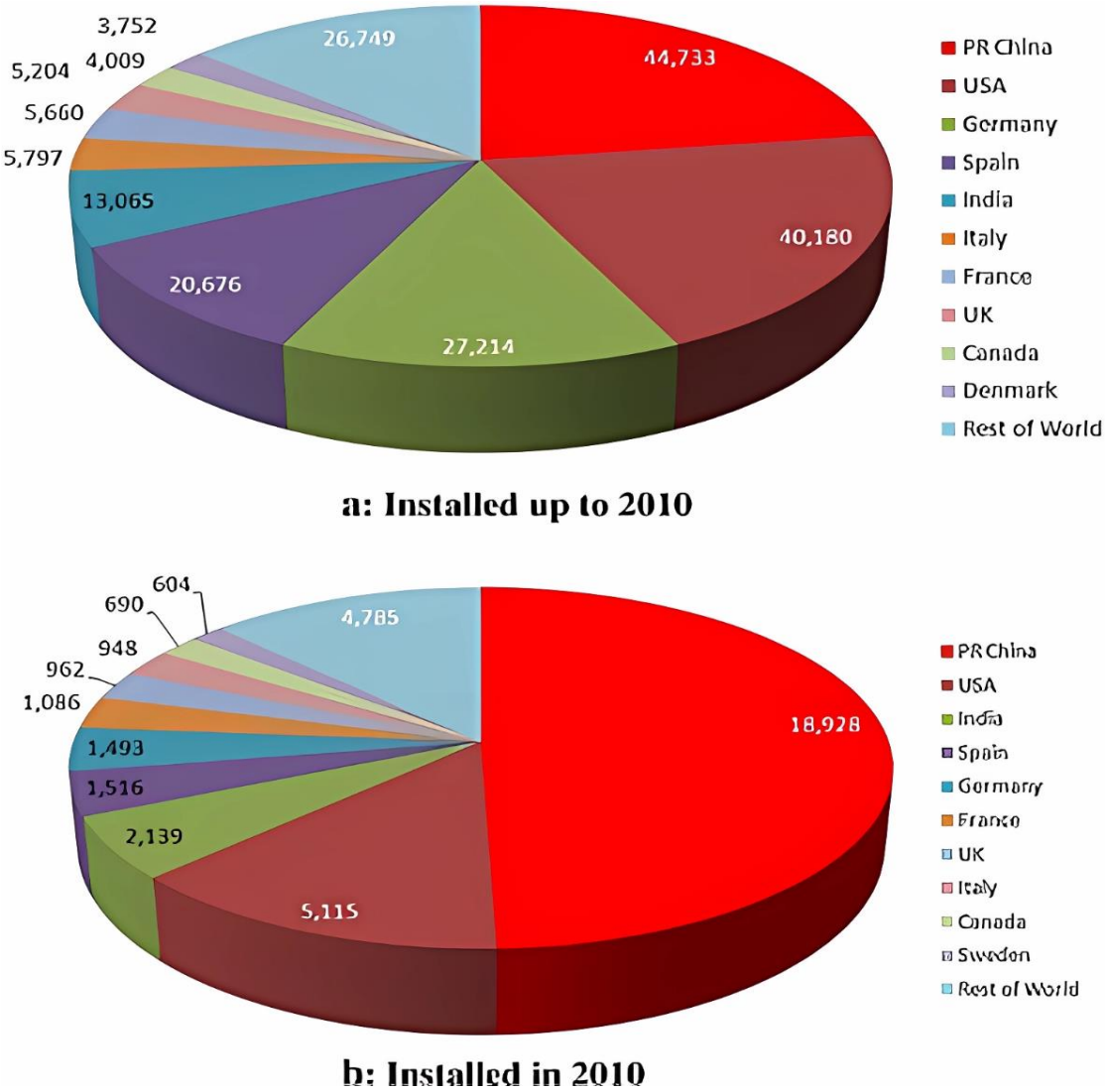


Figure I.2 – Part cumulée de la capacité installée par pays (fin 2010) [6].

La mer du Nord est, comme on l'a déjà dit, l'endroit le plus venteux d'Europe. Le développement important des parcs éoliens en mer dans la région est également dû à la profondeur relativement faible de la mer (moins de 20 m). Il ressort clairement de la figure 3 que la majorité des En mer du Nord, il y a des parcs éoliens en mer.



Figure I. 3 – Carte des parcs éoliens en mer opérationnels en Europe (janvier 2010) (Adapté de [7]).

Le marché de l'énergie éolienne en mer est en expansion et, au cours des dix prochaines années, d'autres parcs éoliens en mer seront construits ou prévus. D'ici 2020, on prévoit que 40 GW de capacité installée seront présents [6].

I.3.2- La Technologie et son impact dans le futur :

Les tendances et les projections futures des parcs éoliens en mer devraient nécessiter de nouvelles technologies, ce qui posera de nouveaux problèmes pour le secteur. Les futurs projets seront classés plus haut et situés dans des mers plus profondes, plus loin des côtes, à mesure que les progrès technologiques et l'expertise seront réunis. Observant le vent Développeurs, le secteur va s'étendre au-delà de l'enveloppe dite 20 :20 (20 mètres de profondeur de l'océan et 20 kilomètres de la côte), qui comprend actuellement des parcs éoliens. Bien qu'une partie des connaissances recueillies grâce aux activités des parcs éoliens terrestres soit utile, les parcs éoliens extracôtiers sont très différents des parcs éoliens terrestres.

Étant donné qu'elles représentent une part importante des dépenses liées à l'exploitation extracôtière, les structures de soutien sous-marines sont une composante essentielle du projet extracôtier. La consistance et la profondeur du fond influencent largement le choix de la construction. Les choix fondamentaux actuels

Sont illustrées à la figure 4, les fondations monopoles et gravitaires étant les plus populaires.

Certains prototypes de fondations flottantes sont en cours de développement pour des applications en eau profonde, le Floating Hywind en Norvège servant de premier site d'essai à une profondeur de 220 mètres. Comme les parcs éoliens sont situés plus loin à l'intérieur des terres, ces gadgets flottants deviendront plus importants.

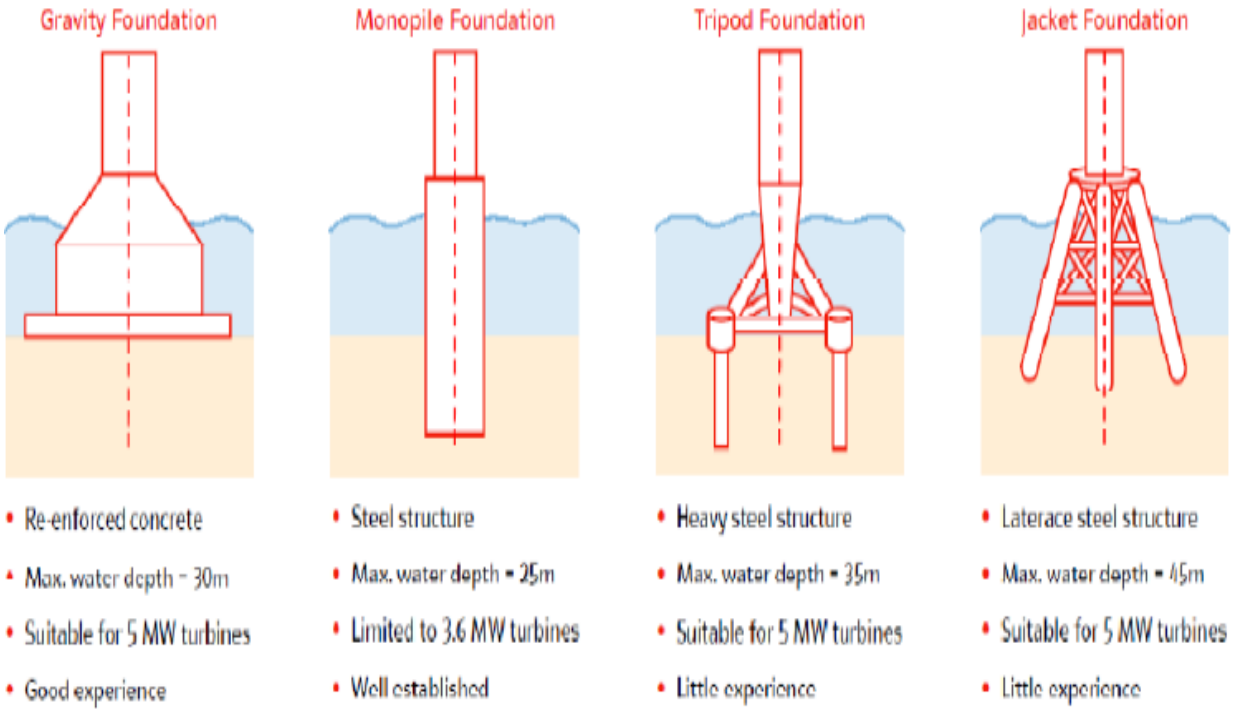
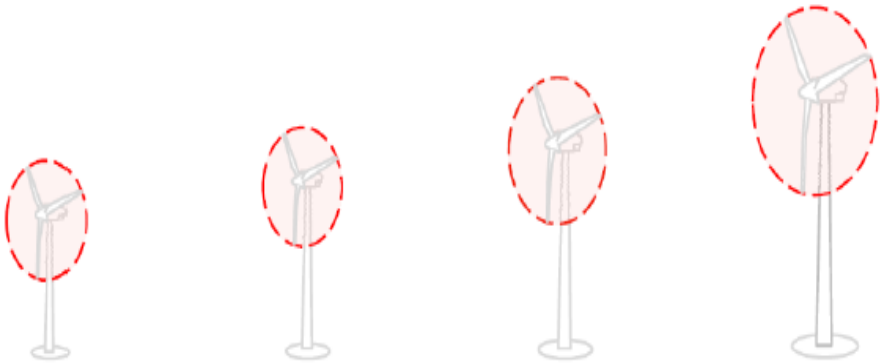


Figure I.4 – Fondations extracôtières et caractéristiques générales [8].

Les éoliennes utilisées dans les parcs éoliens extracôtiers sont un autre sujet de préoccupation. Des critères spéciaux sont nécessaires pour l'offshore en raison du profil du vent, qui est moins turbulent et a des vitesses moyennes et extrêmes plus élevées que sur terre.
Conception et construction d'éoliennes, ce qui comprend une grande fiabilité, une protection contre la corrosion, une robustesse et peu d'entretien.
Comme le montre la figure 5, les tendances actuelles pour les éoliennes prédisent que les futures éoliennes offshores seront des machines plus grandes avec un diamètre de rotor plus élevé et une capacité croissante. Les parcs éoliens prévus comprendront des turbines d'une puissance nominale pouvant atteindre 5 MW.



Project	Scroby Sands	Nysted	Robin Rigg	Alpha Ventus
Turbine Type	Vestas V80	Siemens	Vestas V90	REpower/Multibrid
Hub Height	60m	69m	80m	90m
Rotor Diameter	80m	80m	90m	120m
Capacity	2 MW	2.3 MW	3.0 MW	5 MW
Number of Turbines	30	72	60	12

Figure I.5 – Évolution de la taille des éoliennes en mer [8].

I.4- L'Intégration au réseau :

Le réseau est confronté à d'importants défis lors de l'intégration d'un parc éolien offshore dans un réseau électrique.

L'effet varie selon la stabilité du réseau et la taille du parc éolien. Il peut y avoir des problèmes d'intégration du réseau lorsque la capacité éolienne en mer augmente et que des quantités de plus en plus importantes d'électricité sont fournies au réseau.

L'accès aux réseaux à des endroits qui ne sont pas spécialement destinés à de ces réseaux, que ce soit dans les systèmes de distribution ou de transmission [2]. Par conséquent, la technologie de transmission — AC ou DC — utilisée pour relier le parc éolien au réseau terrestre est d'une importance cruciale pour répondre aux exigences du réseau.

Outre un résumé des principaux facteurs à prendre en compte lors du raccordement d'un parc éolien offshore au réseau, un aperçu des technologies actuellement utilisées est également fourni.

I.4.1- La Technologies de transmission :

De nouveaux problèmes de connexion électrique sont apparus avec le développement de parcs éoliens offshore, tant pour le système électrique interne du parc que pour son raccordement au réseau principal.

Les parcs éoliens terrestres qui sont déjà en exploitation sont reliés aux réseaux nationaux par des câbles AC. ou des câbles aériens.

L'électricité produite par chaque éolienne est recueillie par l'entremise d'un réseau de climatisation situé dans la ferme. Un transformateur installé dans la nacelle ou la base de la tour élève le niveau de tension de production, qui est normalement autour de 700 V, à un niveau de tension moyenne (généralement 33 kV) [2].

Les premiers parcs éoliens en mer ont été construits selon le même plan. D'autres configurations ont été envisagées, bien que les parcs éoliens aient généralement des empreintes plus grandes et des distances plus grandes entre les turbines et la rive. Par conséquent, on accorde une attention particulière à la transmission du parc éolien à la côte.

Le courant alternatif haute tension (HVAC) et le courant continu haute tension (HVDC) sont maintenant utilisés dans les systèmes de transmission vers la côte. Il existe deux possibilités techniques pour les connexions HVDC : HVDC (HVDC-VSC) à source de tension et HVDC (HVDC-LCC) à commutation de ligne.

Tous les parcs éoliens offshore ont profité de la connexion AC. À mesure que la taille des parcs éoliens augmente, le transport à terre est maintenant effectué à des tensions supérieures aux 33 kV utilisés pour la collecte, généralement à 132 kV ou 150 kV (comme c'est le cas avec le parc éolien Nystad au Danemark).

L'exemple du parc éolien Horn Rev). Le système de HVAC est sans aucun doute l'option technologique la plus simple car il offre un certain nombre d'avantages attrayants, y compris la simplicité dans les connexions, l'installation et l'entretien, la fiabilité opérationnelle et la rentabilité. La plus grande distance de transmission sera limitée par les limites de puissance communiquée causées par le courant de charge sur les lignes AC, qui est un inconvénient.

Ensuite, dans les systèmes de câbles c.a., une méthode de réglage de la puissance réactive doit être mise en œuvre.

Les grands parcs éoliens situés plus loin de la côte pourraient trouver les solutions HVDC comme une alternative fiable en raison des nombreuses caractéristiques prometteuses de cette technologie. La capacité de transporter d'énormes quantités de puissance sur de longues distances avec moins de pertes que le HVAC est l'un des plus cruciaux. La distance de transmission n'est pas affectée par le courant de charge des câbles car les câbles DC sont utilisés pour la transmission. La complexité et les coûts associés à l'installation et à la maintenance du système HVDC sont les principaux inconvénients, mais ils pourraient un jour être éliminés grâce à des économies d'échelle.

Les convertisseurs thyristor sont utilisés pour exécuter la conversion en HVDC à commutation de ligne. Depuis l'installation de la première liaison HVDC en 1954 à Gotland,14 en Suède, la HVDC-LCC est une technologie entièrement mature. En plus des aspects mentionnés dans le paragraphe précédent, le succès de cette option est apparu comme l'un de ses principaux avantages.

Les convertisseurs à transistors bipolaires à portes isolées (IGBT) sont utilisés dans la toute nouvelle technologie de transmission HVDC-VSC pour les opérations d'inversion/redresseur. Il constitue une alternative possible aux LCC à thyristor utilisés dans "Classic HVDC" et a été rendu possible par les développements dans l'électronique à haute puissance. Les VCS ne nécessitent pas de source AC, contrairement aux convertisseurs à commutation en ligne.

Le HVDC-VSC présente des avantages importants par rapport au HVDC-LCC en termes de tension de commutation, de contrôle séparé de la puissance active et réactive, et de réduction de l'injection d'harmoniques [2].

Une explication plus détaillée des principes de fonctionnement de chacune des technologies visées, y compris

Le chapitre 3 met l'accent sur le HVDC et le HVDC -LCC en particulier.

1.4.2- L'exigences de connexion au réseau :

Jusqu'à il y a quelques années, les parcs éoliens étaient autorisés — ou même tenus — à se déconnecter du réseau en cas de perturbation du réseau [9]. Cette situation a beaucoup changé, notamment en raison de l'installation généralisée de grandes quantités d'énergie éolienne et, de façon prévisible dans un proche avenir, de la capacité installée

Le débranchement d'un parc éolien extracôtier important entraînerait une perte de production importante, ce qui aurait une incidence sur la stabilité du réseau. Les gestionnaires de réseaux

De transport exigent maintenant que les parcs éoliens extracôtiers demeurent connectés pendant certaines perturbations du réseau.

Ces spécifications, connues sous le nom de capacité de propagation des défaillances du parc éolien, sont généralement régies par des codes de grille.

Selon la majorité des codes de réseau, après une panne de réseau, les parcs éoliens ne peuvent être débranchés que dans des conditions précises ; autrement, ils doivent rester connectés pour aider à stabiliser la fréquence ou la tension du réseau pendant qu'une panne se produit.

Sauvegarde.

D'autres normes techniques doivent être respectées par le parc éolien en plus de la capacité de propagation des défaillances, car la cote des parcs éoliens en mer finira par être égale à celle des centrales conventionnelles du réseau en raison de leur taille croissante. Parmi ces besoins, [10] [11] :

- Gestion active et réactive de la puissance (fonctionnement dans une plage de facteurs de puissance donnée) ;
- Plage de fréquences (y compris toute réduction permise aux extrêmes de fréquence et aux durées pour les situations extrêmes) ;
- Capacité à gérer la tension AC
- Contribution à la stabilité du réseau.

Les parcs éoliens devront répondre à ces demandes à mesure que l'utilisation de l'énergie éolienne extracôtière augmentera, mais elle pourrait être difficile, en grande partie, en fonction du réseau de transport utilisé entre le parc éolien et la côte. Pour les fils AC, les courants de charge sont une restriction.

l'option HVDC, il peut donc être nécessaire de trouver un moyen de compenser l'alimentation réactive excessive générée par le câble afin de répondre aux exigences du réseau. Il n'existe pas de courants capacitifs dans le HVDC, mais d'autres difficultés, telles que la façon dont la liaison DC réagit à une panne de réseau terrestre et le facteur de puissance au point de connexion dans le HVDC -LCC parce que les convertisseurs à thyristor absorbent la puissance réactive, sont importantes.

Les performances du système HVDC peuvent être améliorées en utilisant des dispositifs FACTS pour réduire ou éliminer ces problèmes.

D'autres aspects des problèmes de connexion en HVDC et HVDC -LCC seront abordés

Dont il est question au chapitre 3.

I.5 Conclusions:

L'énergie des parcs éoliens extracôtiers, aussi appelée énergie éolienne extracôtière, est une source d'énergie renouvelable de plus en plus populaire dans de nombreux pays du monde. Cette technologie génère de l'électricité en tirant parti de la force des vents de haute altitude, offrant de nombreux avantages et possibilités.

Tout d'abord, le potentiel de production d'énergie éolienne marine est énorme. En général, les vents marins sont plus forts et plus constants que ceux sur terre, ce qui permet d'utiliser des éoliennes plus grandes et plus puissantes. Cela se traduit par une production accrue d'électricité et une utilisation plus efficace des ressources naturelles.

De plus, comparativement aux sources d'énergie classiques comme la combustion de combustibles fossiles, l'énergie éolienne marine a un impact environnemental relativement faible. Elle ne produit pas d'émissions de gaz à effet de serre ni de pollution atmosphérique, ce qui contribue à la lutte contre le réchauffement climatique et réduit nos besoins en combustibles fossiles. De plus, les parcs marins créés artificiellement pourraient servir d'habitats artificiels à certaines espèces marines, en préservant leur diversité.

En ce qui concerne les possibilités d'emploi et la croissance économique, l'industrie pétrolière et gazière extracôtière présente de nouvelles possibilités. Une main-d'œuvre qualifiée est nécessaire pour le développement et l'exploitation des parcs marins, ce qui pourrait entraîner la croissance de l'emploi local et la stimulation économique régionale. En outre, la chaîne d'approvisionnement liée à cette industrie, La production d'éoliennes, les travaux de construction et l'entretien des installations, entre autres, pourraient profiter à de nombreuses entreprises.

Mais il est important de noter plusieurs difficultés avec l'énergie éolienne marine. Les coûts initiaux de construction et d'installation peuvent être élevés, même si des progrès ont été réalisés pour les réduire au fil du temps. En outre, la gestion des parcs marins peut présenter des défis techniques et logistiques, notamment en ce qui concerne l'entretien et les réparations en haute mer.

En conclusion, l'énergie éolienne marine a un potentiel important en tant que source d'énergie renouvelable. Elle offre des avantages importants en termes de capacité de production, d'impact environnemental réduit et de croissance économique. Malgré certains obstacles, L'industrie éolienne en mer a continué de prendre de l'expansion et de faciliter la transition vers un système énergétique plus écologique et durable.

CHAPITRE II :

Technologie de transport HVAC et HVDC pour les parcs éoliens offshore

II. Technologies de transport pour les parcs éoliens :

Le présent chapitre donne un aperçu des systèmes de transmission disponibles pour les parcs éoliens extracôtiers.

Plusieurs aspects de la connexion dans AC ou DC sont discutés.

II.1. Introduction :

Le lien avec le réseau électrique terrestre est l'un des éléments les plus cruciaux de la conception des parcs éoliens offshore. Un ou plusieurs câbles sous-marins sont nécessaires pour acheminer l'électricité du parc éolien offshore au réseau électrique terrestre qui approvisionne les utilisateurs finaux.

Selon la taille et la proximité de la rive du parc éolien, la connexion peut être difficile pour le promoteur du parc éolien et le réseau terrestre, car certaines exigences du code de réseau doivent être respectées.

Il existe actuellement trois technologies de transmission différentes :

- HVAC – Courant alternatif haute tension ;
- HVDC-LCC – Courant continu haute tension avec convertisseurs à commutation de ligne
- HVDC-VSC – Courant continu haute tension avec convertisseurs de source de tension

Ces technologies présentent des distinctions notables dans les composants utilisés et la façon de fonctionner. Les sections 3.2, 3.3 et 3.4 de ce texte fournissent une description détaillée des choix.

Les technologies HVAC et HVDC-LCC reçoivent une attention particulière.

La figure 9 illustre la conception générale d'un parc éolien en mer. Les transmissions HVAC et HVDC peuvent être désignées par ce système. Selon la méthode utilisée pour connecter la génération au PCC du réseau (Point of Common Coupling), les composants présents au "point de collecte" et à l'"interface réseau du parc éolien" diffèrent.

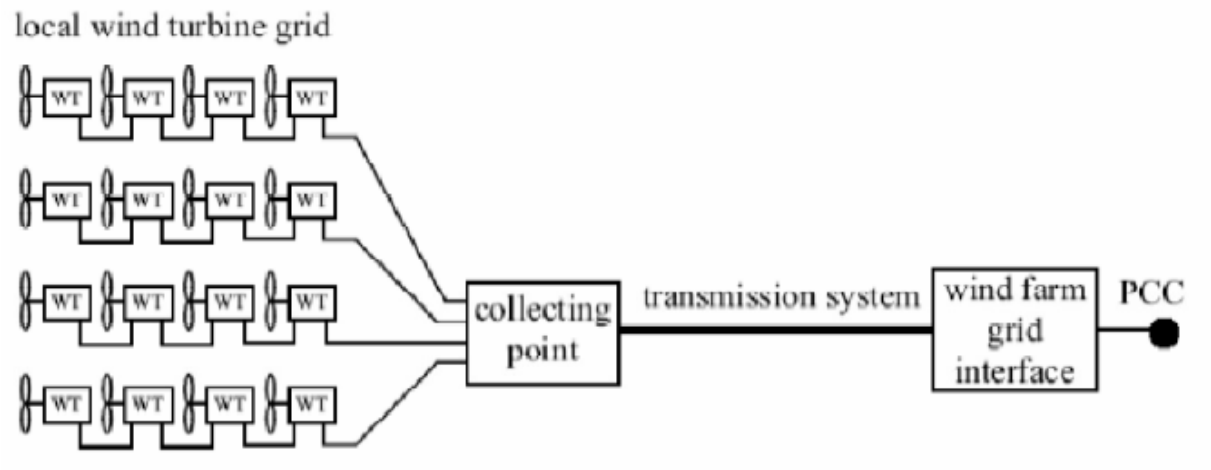


Figure II.1 – Plan général d'un parc éolien en mer [12].

Tous les parcs éoliens offshore opérationnels sont câblés au courant alternatif à partir de 2010. Cependant, à mesure que les parcs éoliens prendront de l'expansion et seront situés plus loin de la côte, l'utilisation des technologies HVDC deviendra plus attrayante sur le plan technique et financier.

II.2 Transport en HVAC :

II.2.1. Aspects généraux :

L'approche technologique la plus simple consiste à raccorder le parc éolien au réseau au moyen d'un câble AC. parce que le réseau de transport terrestre et l'électricité produite par le parc éolien sont tous deux AC. En réalité, le HVAC est utilisé par chaque parc éolien extracôtier en exploitation pour établir un lien avec le terrain. Son HVAC

La transmission présente quelques avantages par rapport aux systèmes à courant continu comme [10] [13] :

- Technologie éprouvée et peu coûteuse ;
- Facile à intégrer dans les systèmes électriques existants ;
- Faibles pertes sur de petites distances.

Toutefois, le système de HVAC présente de nombreuses limites qui limitent considérablement l'application de cette technologie, en particulier [10] [13] :

- Les câbles des sous-marins à courant alternatif produisent une quantité excessive d'énergie réactive ;
- L'augmentation de la longueur du câble signifie une augmentation de sa capacité qui entraîne une réactive augmentation de la puissance, entraînant une limite de distance de transmission pour les systèmes AC ;
- Utilisation nécessaire des systèmes de compensation (réacteurs de dérivation, STATCOMS, SVC, etc.) au les extrémités du câble ;
- Les pertes de charge sont beaucoup plus importantes sur de plus longues distances ;
- Pour les grands parcs éoliens, plusieurs câbles peuvent être nécessaires, ce qui augmente les pertes de ligne.

II.2.2. Topologie et principales composantes :

Voici les éléments clés d'un système de transmission HVAC [12] [14] :

- Système de collecte en courant alternatif dans le parc éolien ;
- Câble(s) de transmission sous-marine XLPE HVAC à trois cœurs ;
- Les transformateurs offshore;
- Compensation de puissance réactive (à terre et/ou en mer) ;
- Transformateur terrestre ;

La figure 10 illustre la disposition d'un parc éolien extracôtier de HVAC, avec les composantes mentionnées ci-dessus :

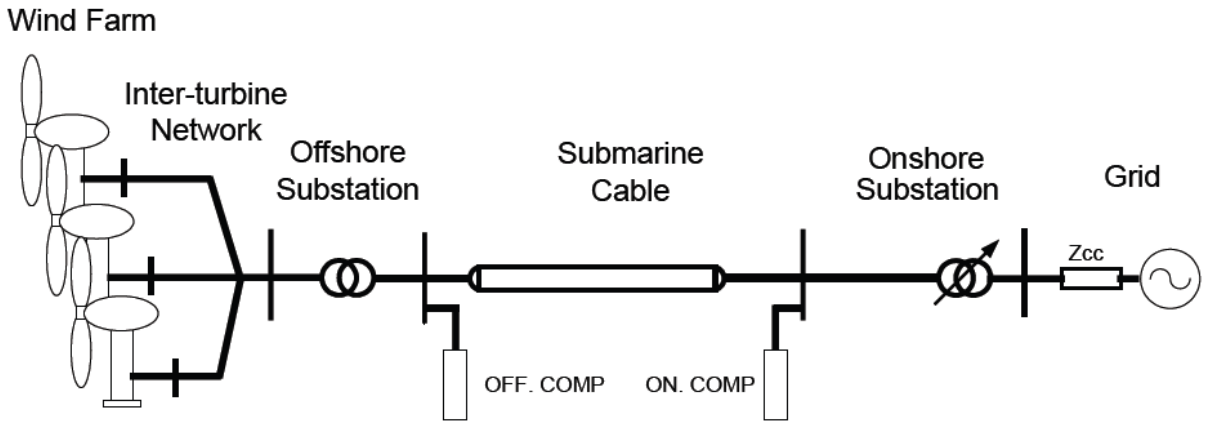


Figure II.2 – Aménagement d'un parc éolien de HVAC [15].

La tension utilisée dans le système de collecte du parc éolien est généralement de moyenne tension, soit de 33 à 36 kV. Le transformateur offshore peut ne pas être nécessaire pour les parcs éoliens relativement petits situés à proximité de la rive, auquel cas la liaison est établie en utilisant la même tension que le parc éolien.

II.2.3. Câbles sous-marins AC :

L'un des éléments les plus cruciaux du réseau de transport est le câble sous-marin, qui représente une partie importante du coût d'investissement global du parc éolien en mer. Pour assurer le bon fonctionnement du système, le processus de pose des câbles est complexe et est effectué avec des navires de pose spéciaux. De plus, il faut tenir compte de la résistance mécanique du câble en raison des conditions de mer potentiellement dangereuses et d'autres dangers comme la pêche ou la chute d'objets. Techniquement, différents types de câbles ont des propriétés uniques qui affectent la transmission et peuvent potentiellement plafonner la distance de transmission maximale. Habituellement, un câble sous-marin a la structure suivante [13] :

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

Selon la puissance transférée, plus d'un câble à trois cœurs ou trois câbles à un cœur peuvent être utilisés pour créer le lien. Cette dernière est la variété la plus typique parce que, par rapport aux câbles séparés, elle 19 offres des coûts d'installation et de câble moins élevés, ainsi que des champs électromagnétiques plus faibles et une perte de courant induite.

Les principaux types de câbles AC diffèrent dans l'isolation électrique utilisée dans le câble. Historiquement, les câbles d'isolant en papier recouverts d'huile isolante. Ces câbles sont :

- Tuyaux à haute pression, remplis de liquide (HPFF) ou de gaz (HPGF) ;
- Remplissage à l'huile à basse pression (FAPL), aussi appelé remplissage à l'aide de liquide autonome ; Liquide à basse pression (LPFF) ;

Ces câbles présentent des inconvénients importants, notamment l'exigence de systèmes de pompage aux deux extrémités des canalisations pour faire circuler le fluide et le risque environnemental de rupture de la canalisation et de déversement d'huile. Par conséquent, seules les distances extrêmement courtes sont prises en compte pour ces fils.

Les câbles en polyéthylène réticulé (XLPE) sont désormais l'option la plus économique et la plus moderne. L'isolant diélectrique solide (aussi appelé isolant diélectrique extrudé ou isolant polymérique) présente un certain nombre d'avantages par rapport aux solutions de rechange remplies de fluide, notamment une résistance mécanique accrue, un poids moindre et, par la suite, une installation plus simple [13]. Par rapport aux câbles remplis de liquide, les câbles XLPE ont une capacité réduite et des pertes diélectriques réduites.

La figure 3 montre un seul câble XLPE à trois cœurs avec la structure décrite ci-dessus visible.

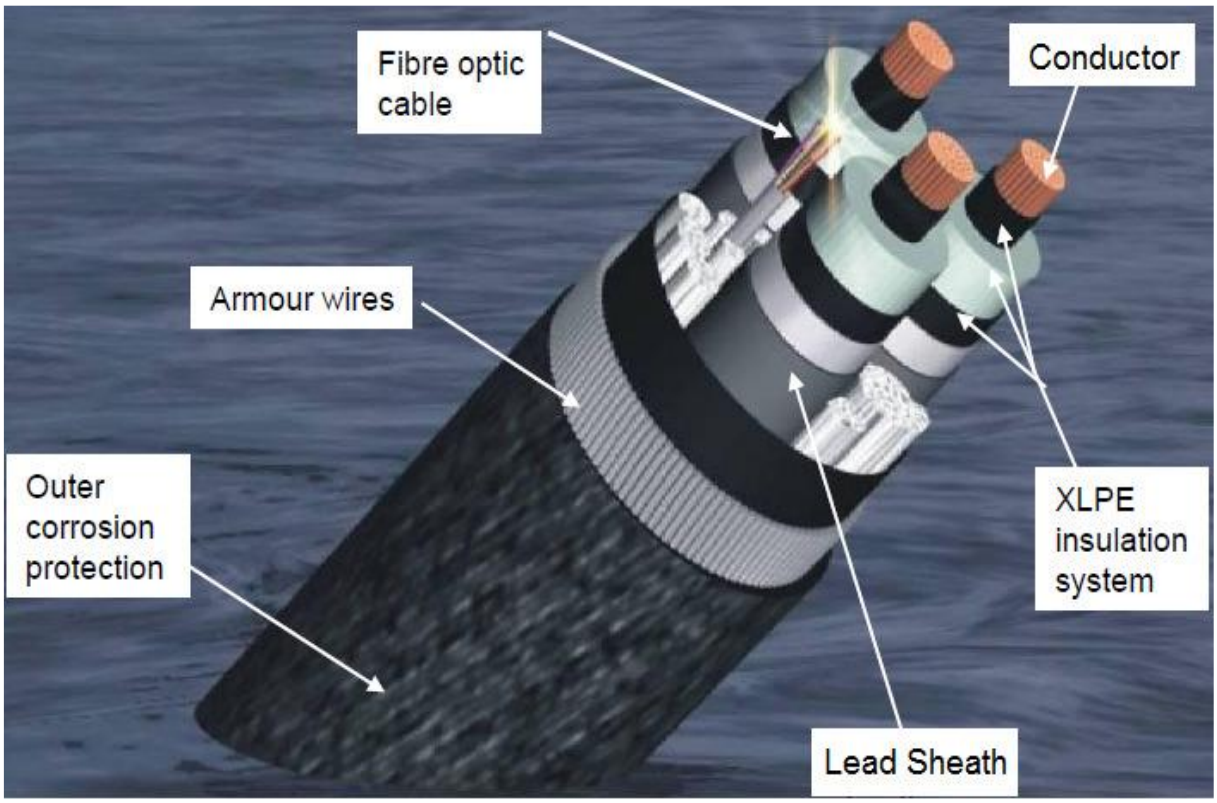


Figure II.3 – Câble sous-marin XLPE à trois cœurs [16].

Le fait que les câbles produisent une quantité importante d'énergie réactive est le principal problème de connexion des parcs éoliens aux câbles sous-marins à courant alternatif. La capacité de dérivation importante des câbles — beaucoup plus élevée que celle des lignes aériennes — est ce qui génère cette puissance réactive. La puissance nominale du câble est réduite dans un système à courant alternatif parce qu'il doit transporter à la fois le courant de charge et le courant réactif produit par la capacité du câble.

Étant donné que le câble est π - modélisé par un modèle équivalent, le câble sous-marin peut être

Représenté par le schéma illustré à la figure 12. Le courant de charge à chaque extrémité est représenté par I_{C1} et I_{C2}

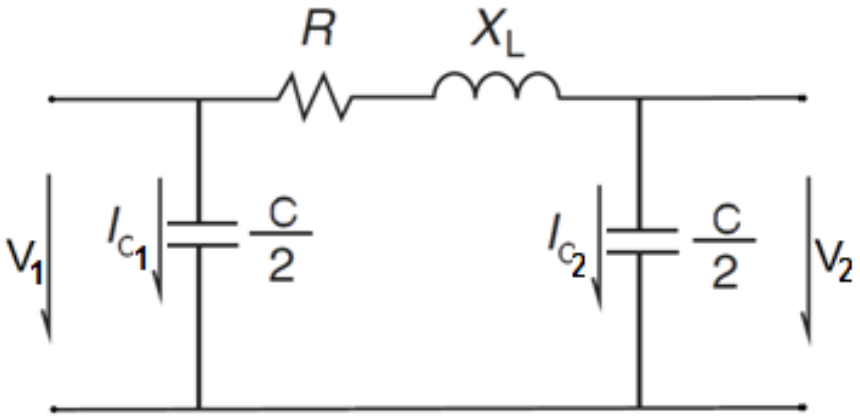


Figure II.4 – Modèle équivalent pour un câble sous-marin.

En négligeant la chute de tension à travers la résistance et la réactance du câble, on peut Considérer que $V1 = V2 = V$ Ainsi, le courant de charge total affectant le câble est la somme de I_{C1} et I_{C2} (représentée à la figure 4) et est représentée par I_C qui est donné par l'équation (2.1) :

$$I_C = \omega \times C \times V \qquad \text{(II.1)}$$

Dans l'équation :

- Est la fréquence angulaire (rad/s),
- C'est la capacité (F)

- V est la tension de borne (V).

Il ressort de l'équation (2) que lorsque la tension du système de câbles est augmentée pour réduire les pertes, les courants de charge augmentent également, ce qui aggrave la situation.

L'équation (2) donne ensuite la puissance réactive produite par la capacité de shunt :

$$Q_C = -\omega \times C \times V^2 \qquad \text{(II.2)}$$

Notez que le signal négatif indique que la capacité fournit au réseau une puissance réactive. L'équation (2) montre que la puissance réactive produite par le câble est fonction de la capacité et de la tension, la tension étant particulièrement importante (en raison de sa nature carrée).
Plus le câble est long, plus la capacité est grande et plus la puissance réactive générée est grande, car la capacité du câble est dispersée sur toute la longueur du câble. Par conséquent, la capacité du câble à transporter une charge est réduite, ce qui limite la puissance qu'il peut transmettre sur une distance donnée. Par conséquent, la longueur des liaisons AC est clairement limitée.
Avec une compensation aux deux extrémités et une longueur de câble maximale de 200 km, la puissance maximale d'un câble sous-marin à trois cœurs ayant une tension nominale de 150 à 170 kV est limitée à environ 200 MW [11].
La figure 5 compare les capacités de transmission de plusieurs câbles lorsqu'ils fonctionnent à des niveaux de tension spécifiques (132, 150, 230 et 400 kV). La tension nominale de la liaison détermine les distances maximales pour un système de câbles sous-marins à courant alternatif, et la puissance maximale transférée diminue avec la longueur du câble.

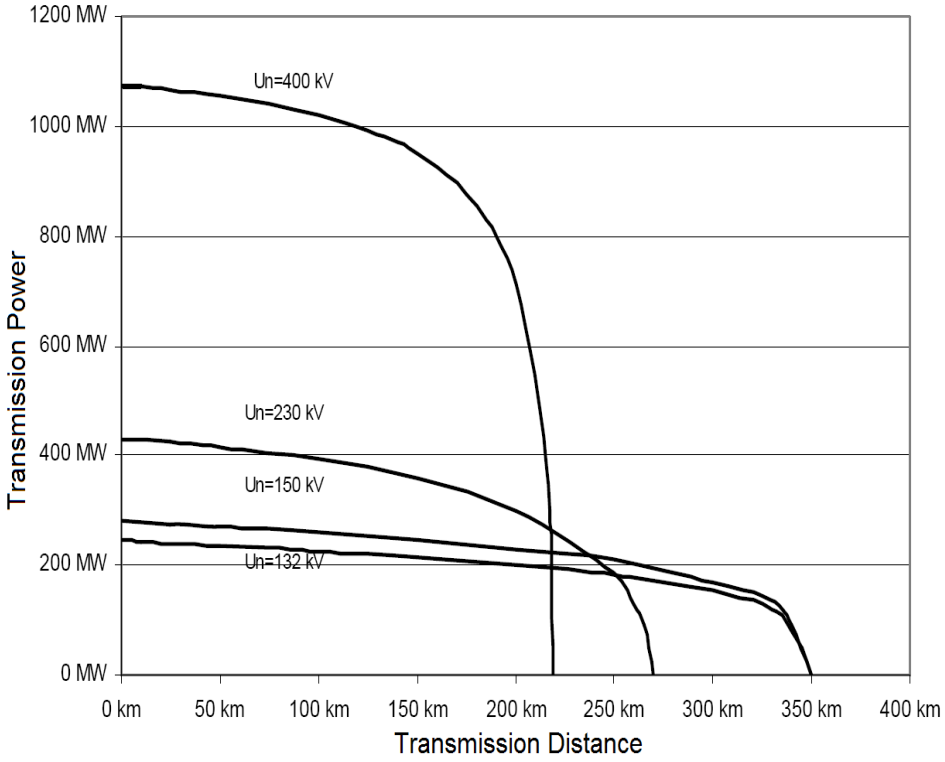


Figure II.5– Longueurs maximales de transmission avec compensation De shunt inductif aux deux extrémités [16].

L'utilisation d'un câble sous-marin par le système HVAC est évidemment limitée par la distance d'émission. La distance de transmission maximale peut être considérablement augmentée en compensant la puissance réactive générée par le câble.

De plus, la capacité des câbles AC. peut causer des surtensions, des courants harmoniques excessifs et des résonances entre la capacité du câble et la réaction des générateurs. La distance de transmission des câbles HVAC est en outre limitée par les pertes de puissance réelles dans le fil.

Ces pertes dans les câbles sous-marins sont causées par les pertes des conducteurs, qui sont la composante la plus importante des pertes, et les pertes diélectriques, qui sont très minimes, ainsi que par les pertes dans le blindage métallique et le blindage en fil d'acier [12].

II.2.4. Compensation de puissance réactive :

Les énormes quantités de puissance réactive au niveau du câble peuvent être résolues en compensant la puissance réactive créée en absorbant la puissance réactive, ce qui réduit les pertes supplémentaires et étend la portée d'émission maximale. Les réacteurs de dérivation qui sont fixes ou exploités électroniquement mettent généralement en œuvre la compensation. Le réacteur de dérivation commuté offre beaucoup plus d'options pour le contrôle réactif de la

puissance et de la tension que le réacteur de dérivation fixe en raison des progrès réalisés dans les dispositifs FACTS (Flexible AC Transmission System) comme le STATCOM (Static Synchronous Compensator) et le SVC (Compensateur VAr statique).

Les dispositifs les plus populaires sont les réacteurs de dérivation parce qu'ils offrent des solutions simples et fiables avec une installation abordable. En outre, puisqu'aucun transformateur n'est nécessaire pour la connexion, il n'y a pas de pertes de puissance supplémentaires. Les réacteurs sont 22 construits pour un seul mode de fonctionnement, généralement pour compenser le câble à la charge maximale, ce qui est l'un de ses inconvénients. Un autre inconvénient est que, comme le montre l'équation (4), où L représente l'inductance du réacteur, la puissance réactive absorbée par le réacteur shunt est proportionnelle au carré de la tension terminale.

$$Q_L = \frac{V^2}{\omega L} \qquad \text{(II.3)}$$

II.2.4.1. Dispositifs FACTS :

Le SVC et le STATCOM sont des dispositifs électroniques de puissance utilisés pour la régulation de la tension et la stabilité du système d'alimentation qui font partie de la famille de dispositifs FACTS. Ces gadgets ont la capacité de produire et de consommer de l'électricité réactive. En conséquence, le principal avantage de ces dispositifs est leur flexibilité d'utilisation, qui permet une absorption de puissance réactive (ou alimentation) changeante continue. Un autre avantage de ces appareils est que la puissance réactive n'est pas proportionnelle à la tension du bus. Les dispositifs FACTS peuvent également aider à la récupération des pannes de réseau et à l'amélioration de la stabilité de la tension.

En raison de leurs similitudes, les dispositifs SVC et STATCOM sont parfois appelés ensemble "compensateurs statiques VAr." Mais ce sont des pièces d'équipement distinctes. Le SVC ("SVC Classic" pour certains fabricants) est composé de branches inductives à thyristor parallèle et de banques de condensateurs standard. Ces branches inductives peuvent être soit TSC (Thyristor Switched Capacitor) ou TCR (Thyristor Controlled Reactor), qui sont utilisés pour l'injection progressive ou linéaire de puissance réactive, respectivement. La figure 6 montre un schéma linéaire et une installation de SVC (dans un parc éolien offshore) ainsi qu'un dispositif de SVC.

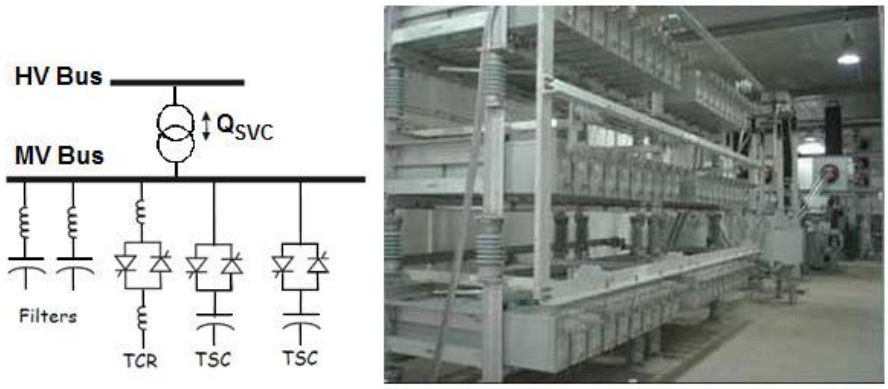


Figure II.6 – (a) Schéma d'un SVC ; (b) un SVC à Radsted, Danemark [17].

Une source de tension électronique d'alimentation (VSC) est utilisée par le dispositif STATCOM. Les transistors bipolaires à grille isolée (IGBT), un type de semi-conducteur avec capacité de désactivation, sont utilisés dans le convertisseur. Le STATCOM (également commercialisé sous le nom de "SVC Light" par ABB ou "SVC Plus" par Siemens) présente des Avantages par rapport au SVC en ce sens qu'il utilise des bancs de condensateurs plus petits et ne nécessite pas de grands inducteurs à cœur d'air. Le comportement dynamique du STATCOM présente également des avantages supplémentaires, comme une réponse transitoire plus rapide. La figure 7 présente un schéma schématique condensé d'un STATCOM et une illustration d'une installation.



Figure II.7 – (a) Schéma d'un STATCOM ; (b) une installation STATCOM [17].

II.2.4.2. Répartition de la rémunération :

Une autre question cruciale est la façon dont les dispositifs de compensation de puissance réactive sont distribués. La figure 8 montre diverses solutions de compensation, y compris une seule extrémité (dans cet exemple, en mer), les deux extrémités, ou divisée le long du câble. Le chargement d'un fil ouvert est également contrasté dans l'image. Il va sans dire que la mise en œuvre d'une indemnisation à une seule extrémité est le pire des scénarios. L'installation d'une compensation distribuée le long du câble est l'option idéale, car le courant de charge généré se déplacerait vers le réacteur, ce qui n'augmenterait pas beaucoup la puissance du câble. Cependant, il est essentiel de noter qu'il n'est probablement pas pratique d'insérer des compensateurs de puissance réactive au milieu du fil.

L'installation de ces compensateurs de puissance réactive interstitielle présenterait un

Défi technologique et économique.

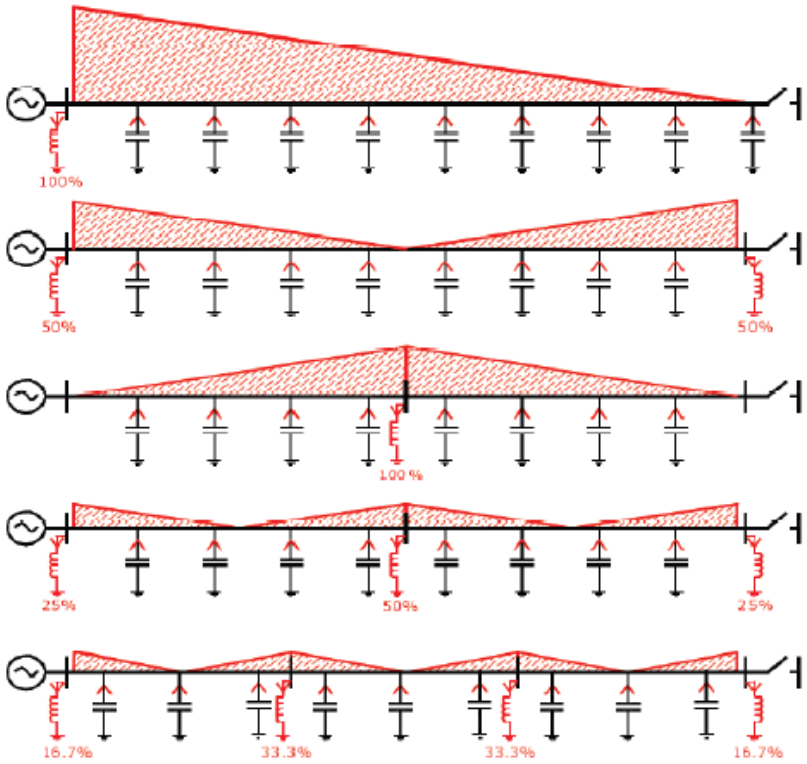


Figure II.8 – Chargement d'un câble ouvert en raison du courant de charge capacitif pour différents schémas de puissance réactive indemnisation [18].

II.3 Transport en HVDC-LCC :

La base d'un système HVDC-LCC ou HVDC traditionnel est un LCC avec un thyristor servant d'élément de commutation. Le nom du convertisseur découle de la nécessité d'un réseau AC existant pour une commutation appropriée [19].

Il s'agit d'une technique établie utilisée pour les connexions sous-marines, la coordination des fréquences et la transmission à longue distance d'énormes quantités de puissance.

Entre l'île de Gotland et le continent suédois, un câble sous-marin de 100 kV d'une longueur de 96 km et d'une puissance nominale de 20 MW a été utilisé pour construire le premier système HVDC-LCC [19]. D'autres projets importants, comme Cahora, utilisent cette technique.

Itaipu, au Brésil, a une capacité de 6000 MW, Bassa, au Mozambique, a 2000 MW, et There Thoras, en Chine, a 18200 MW.

Comme il n'y a pas une seule station de conversion dans l'eau, la transmission HVDC-LCC n'a été appliquée que pour connecter les réseaux à haute tension intérieurs. Pour le raccordement

De parcs éoliens offshore, de plates-formes d'extraction de gaz ou de pétrole, il n'existe pas de système HVDC-LCC unique. Cependant, un certain nombre d'établissements universitaires et d'entreprises étudient l'utilité du HVDC-LCC dans ces applications [19].

II.3.1. Avantages et inconvénients :

Il y a certains avantages à utiliser cette technologie, notamment [20] [21] [22] [23] :

- Liaison asynchrone, qui permet des stratégies de contrôle plus sophistiquées pour les éoliennes en permettant des différences de fréquence à chaque extrémité ;
- Les pertes ne limitent pas la distance de transmission ;
- La commande de puissance active peut être utilisée pour régler la fréquence dans le réseau ;
- HVDC n'augmente pas la puissance de court-circuit dans le point de connexion qui implique

  Qu'il ne sera pas nécessaire de changer d'autres équipements dans le réseau existant à partir du point de vue de la puissance de court-circuit ;
- Les courants de court-circuit ne sont pas transférés dans la liaison HVDC-LCC car les convertisseurs bloquent eux ;

- Les câbles DC ont une durée de vie plus longue que les câbles AC ;
- Les câbles DC peuvent transporter plus de puissance pour une taille de conducteur donnée, par rapport à AC câbles ;
- L'électronique de puissance permet un contrôle instantané de la puissance ;
- Il est possible de contrôler la direction et l'ampleur de la puissance.

D'autre part, il présente également certains inconvénients, tels que [5] :

- Le contrôle de la puissance active et réactive n'est pas indépendant ;
- Produit de grandes quantités d'harmoniques qui rend l'utilisation de grands filtres nécessaires ;
- Il n'y a aucune expérience sur l'installation de ce convertisseur dans ces conditions.

II.3.2. Différentes configurations :

Il est essentiel d'avoir un chemin de retour dans la transmission HVDC [21] :

Configuration monopolaire Figure 9

Configuration bipolaire Figure 10

Il y a d'autres options, mais elles sont tout simplement théoriques et n'ont pas été mises en pratique.

Un câble unique est utilisé dans la conception monopolaire pour connecter le retour fait par les électrodes de mer. Une solution de trajet de retour différente doit être découverte dans les endroits à haute résistivité à la terre ou où il y a beaucoup de trafic maritime (en raison du fort champ magnétique qui peut affecter l'équipement à bord). Dans ce cas, les fils basse tension (qui peuvent être des câbles AC) ou un neutre métallique sont utilisés comme chemin [10].

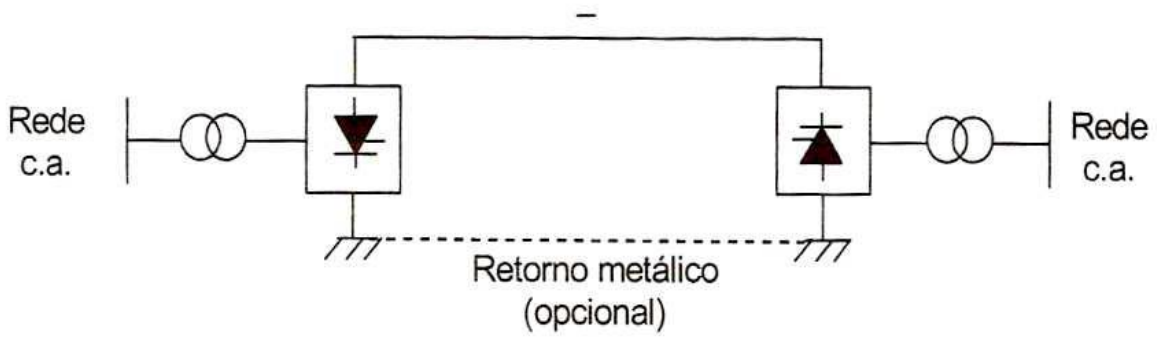


Figure II.9 - Système monopolaire [21].

La configuration bipolaire n'a pas le problème d'un chemin de retour car elle utilise deux câbles avec des polarités opposées. Un système bipolaire offre certains avantages par rapport à un système monopolaire [10] car il peut transmettre plus de puissance, a des courants terrestres insignifiants, réduit les pertes de retour de terre et a un impact environnemental plus harmonieux. En modifiant la polarité du conducteur, ce qui peut être fait avec le bon contrôle des convertisseurs, le flux de puissance peut être inversé dans cette configuration.

En revanche, un système bipolaire est plus coûteux et nécessite une connexion supplémentaire qu'un système monopolaire.

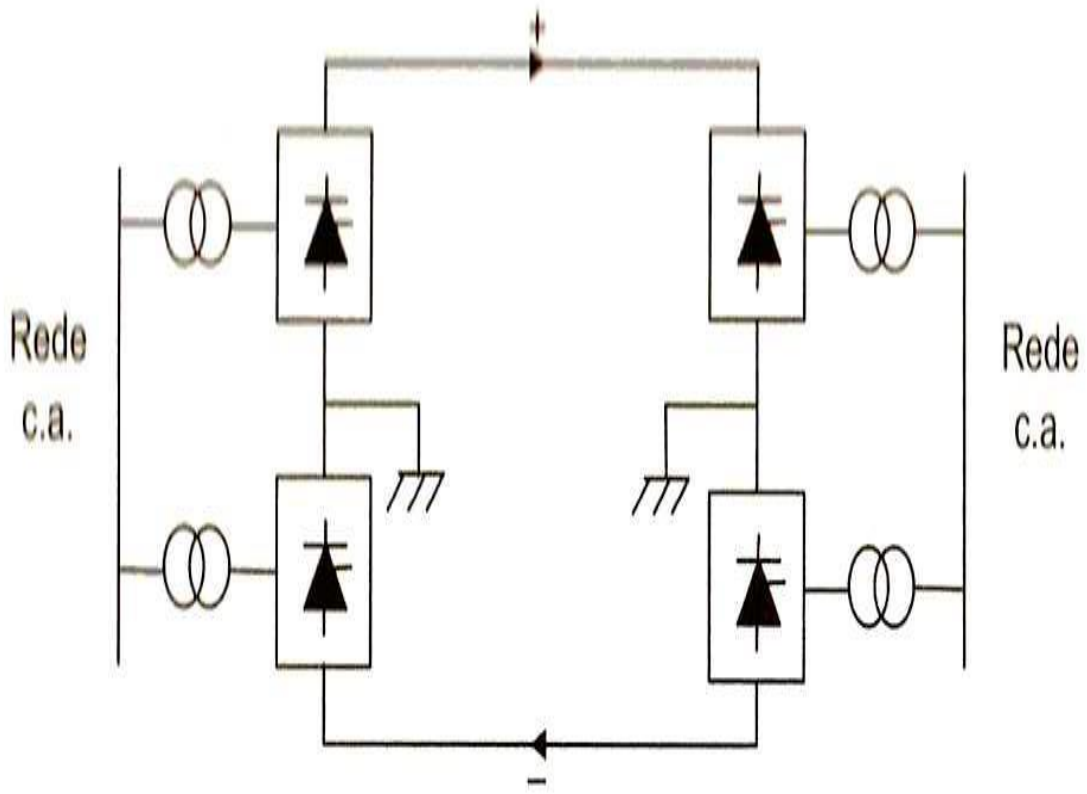


Figure II.10 - Système bipolaire [21].

II.3.3. Principaux composants :

Un schéma comme celui de la figure 11 peut être utilisé pour décrire un système HVDC-LCC pour un parc éolien offshore.

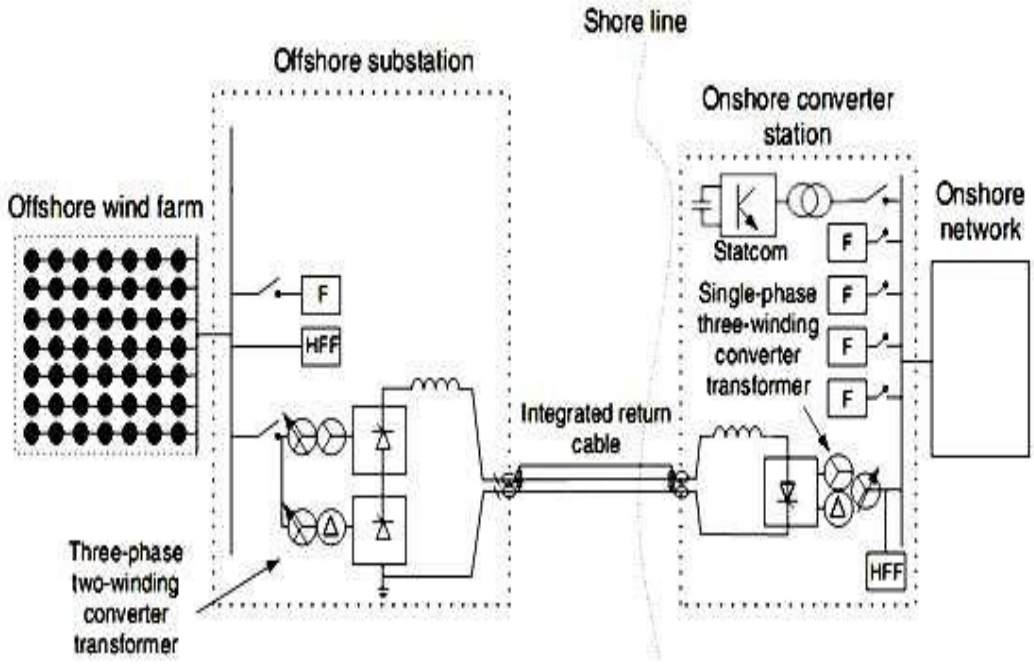


Figure II.11- Configuration de base d'un parc éolien utilisant une liaison de transport HVDC-LCC avec STATCOM [24].
(STATCOM – Compensateur synchrone statique ; F – Filtres CA ; HFF – Filtres haute fréquence)

À chaque extrémité de la ligne de transport, les composants principaux suivants sont nécessaires au fonctionnement des systèmes HVDC-LCC [19] [25] :

- Transformateurs de conversion
- Convertisseur de puissance LCC à base de thyristors
- Filtres AC et DC
- Réactance de lissage
- Groupe auxiliaire de puissance, comme une génératrice diesel
- Batteries de condensateurs ou STATCOM pour la compensation de puissance réactive
- Câble DC.

II.3.3.1. Transformateur du convertisseur [19] [21] [25] :

Des transformateurs sont nécessaires aux deux postes pour ajuster la tension au niveau requis pour la ligne de transmission. Il peut réduire la taille du filtre et annuler un certain nombre d'harmoniques. Pour ce faire, il est nécessaire de relier le transformateur monophasé terrestre à trois enroulements en étoile/étoile et delta/étoile et le transformateur triphasé offshore à deux enroulements en étoile/étoile et étoile/delta, comme l'illustre la figure 5.

L'isolation galvanique doit être assurée par le transformateur HVDC-LCC entre le générateur et les vannes du thyristor. Pour que le système soit correctement contrôlé, il doit être muni de robinets.

On ne sait pas si le transformateur du convertisseur vers HVDC-LCC sera utilisé en mer.

Ont des caractéristiques différentes ou une durée de vie différente dans ce contexte.

II.3.3.2. Convertisseur de puissance LCC basé sur des thyristors [19] [21] :

Le convertisseur de puissance LCC est le composant qui convertit le courant alternatif en courant continu et vice versa, ce qui en fait le composant le plus crucial d'un système (HVDC-LCC).
Il existe actuellement des thyristors avec des tranches de silicium de 125 mm qui peuvent résister à des courants allant jusqu'à 8 kV.

4 kA DC. Avec la technologie moderne, les systèmes HVDC-LCC de 1200 MW onshore et 600 MW offshore sont concevables.
Le thyristor est un dispositif qui ne peut être régulé que pour commencer la conduction ; pour l'éteindre, une tension négative, VAK0, doit exister entre son anode et sa cathode.
Comme le courant n'est pas en phase avec la tension, les convertisseurs LCC nécessitent une puissance réactive pour fonctionner correctement.
La tension de ligne résultant de l'angle de commande des thyristors. Les caractéristiques de contrôle du système sont également impactées par les transformateurs, ce qui nécessite un contrôle d'angle d'extinction constant.

II.3.3.3. Filtres AC et DC. [19] [22] [25] [26] [27] **:**

En raison du grand niveau d'harmoniques d'ordre bas que les convertisseurs LCC produisent dans les courants de ligne, les filtres AC et DC sont nécessaires pour supprimer complètement ou réduire considérablement le contenu harmonique du courant et de la tension.
Le courant harmonique du convertisseur HVDC est absorbé par le filtre AC, qui fournit également une certaine puissance réactive à la station de conversion. Afin de gérer la tension dans le circuit, les filtres AC peuvent également être utilisés conjointement avec des bancs de condensateurs pour fournir ou absorber de la puissance réactive.
Le filtre DC empêche le câble de produire des courants AC circulants. Du côté DC, la majorité des filtres utilisés sont des filtres réglés. En outre, des filtres DC peuvent être utilisés pour réduire l'ondulation sur la tension DC causée par les convertisseurs HVDC, qui interfèrent avec les circuits téléphoniques à proximité. Une ligne à courant continu.

II.3.3.4. Réacteurs de lissage [19] [25] **:**

Les énormes inductances couplées sur chaque pôle sont les réacteurs de lissage. Les réacteurs de lissage sont de deux types : les réacteurs isolés à l'air sec et les réacteurs en cuves avec isolation à l'huile. La valeur d'inductance, le coût et l'emplacement entrent tous dans la décision du type de réacteur à utiliser. Leur objectif principal est de gérer les courants de défaut DC, de minimiser les harmoniques de courant dans le câble, d'éliminer l'interruption de courant avec le moins de charge possible, d'éviter les pannes de commutation et d'éviter les résonances dans le circuit DC.

II.3.3.5. Groupe auxiliaire de bord, comme une génératrice diesel [19] **:**

Un groupe auxiliaire d'alimentation est utilisé pour alimenter les vannes au début de la transmission.
Lorsque le parc éolien n'est pas raccordé au réseau, il est également utilisé pour fournir de l'électricité aux autres équipements du parc éolien, tels que les systèmes de contrôle ou de protection.

II.3.3.6. Bancs de condensateurs ou STATCOM pour la compensation de puissance réactive [19] [25] **:**

Étant donné que les convertisseurs LCC ont besoin de puissance réactive pour fonctionner efficacement avec le réseau, il est nécessaire de fournir de l'énergie réactive aux vannes via un STACOM ou des bancs de condensateurs pour que le système fonctionne.

Afin d'alimenter les convertisseurs en puissance réactive, les banques de condensateurs sont connectées. Les filtres sont incapables de fournir.

Contrairement aux banques de condensateurs, les STATCOM sont construits à l'aide de la technologie VSC et présentent un avantage important parce qu'ils peuvent produire ou consommer de l'énergie réactive, ce qui facilite la régulation de la tension des bus. En outre, il peut fournir de l'énergie réactive au réseau pendant les courts-circuits pour réduire les chutes de tension.

Un parc éolien utilisant des turbines avec des générateurs synchrones est également une option. Ces générateurs peuvent produire la puissance réactive dont le HVDC-LCC a besoin pour fonctionner du côté du redresseur, ce qui réduit la quantité de puissance active fournie par les autres sources.

II.3.4. Comment ça marche [21] :

L'appareil utilise deux ponts Graetz à 6 impulsions couplés en série pour créer un convertisseur à 12 impulsions afin d'obtenir une valeur de tension DC élevée (Figure 12). Il est essentiel de noter que les ponts sont reliés en parallèle du côté courant alternatif mais en série du côté courant continu. Côté utilisé.

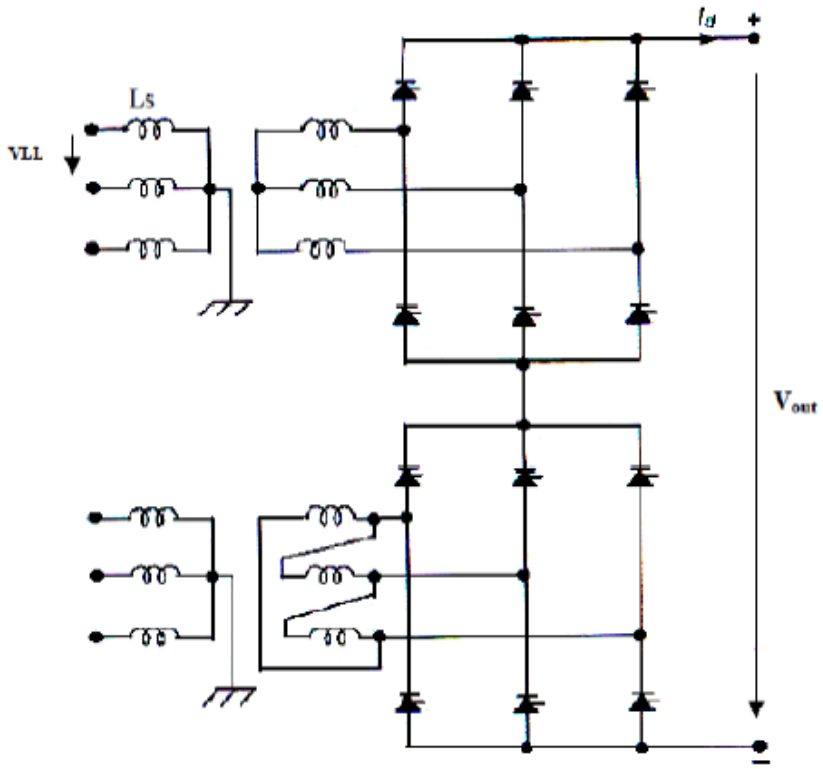


Figure II.12- 12 convertisseurs d'impulsions [21].

Afin d'obtenir une différence d'angle de 30o entre les deux tensions des transformateurs, les deux transformateurs sont reliés en étoile/étoile et étoile/delta, respectivement, de chaque côté. Du côté primaire, les neutres sont cloués au sol, et du côté secondaire, ils sont isolés. Cela nous permet d'Obtenir une tension DC proche de la forme d'onde idéale et qui se répète 12 fois dans un cycle de la fréquence de la grille (Figure 13). En outre, plus sinusoïdale que le courant continu, le courant alternatif a moins d'harmoniques.

La 12a est dans ce cas la fréquence harmonique la plus basse. Du côté AC, il y a les harmoniques 11 et 13, ainsi que 23 et 25, tandis que du côté DC, il y a les harmoniques 12 et 24, entre autres. Les deux courants absorbés par les transformateurs se combinent pour générer le courant alternatif fourni par la grille.

Et en raison de sa forme, qui ressemble à une onde sinusoïdale, il a un faible contenu harmonique, ce qui réduit le besoin de filtrage sur les deux côtés DC et AC.

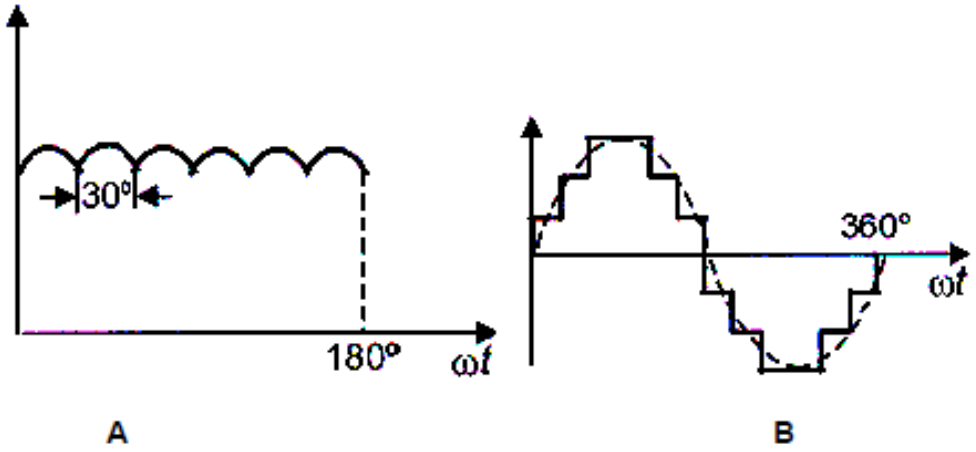


Figure II.13- A – Onde de tension DC α = 0 ; B – Onde de tension AC α = 0 (les deux dans un convertisseur à 12 impulsions) [21].

II.3.4.1. Mode redresseur :

Il y a toujours deux vannes conductrices en même temps, et la tension moyenne est calculée

En utilisant (II.3) [21] :

$$V_{out} = \frac{6\sqrt{2}}{\pi} V_{LL} \cos(\alpha) - \frac{6wL_s}{\pi} I_d \qquad \text{(II.3)}$$

Où :

- V_{out} – Représente la tension entre la borne positive et la borne négative dans ;
- I_d –Représente le courant qui va au câble dans ;
- V_{LL} – Représente la tension droite ligne à ligne en ;
- L_s –Représente l'inductance de fuite par phase de chaque transformateur, référé au convertisseur côté ;
- w –Représente la vitesse angulaire en rad ;
- α –Représente l'angle de tir dans.

L'angle de tir, qui est égal à un retard de %, spécifie quand la vanne commence à se conduire par rapport à quand la tension à ses bornes devient positive [7]. Avec ces convertisseurs, la valeur de tension et la quantité peuvent être déterminées en sélectionnant l'angle de tir.

Puissance qui est transmise. La tension et la puissance sont à leur maximum avec = 0°, et elles diminuent progressivement avec l'augmentation jusqu'à atteindre zéro avec = 90° [21].

Bien qu'il soit préférable d'avoir un petit pour avoir un courant plus faible, réduire les pertes et réduire la quantité de puissance réactive nécessaire, la valeur typique est généralement réglée dans la plage de 10° à 20° [21]. Pour éviter une réduction du courant CC lorsque la tension AC diminue, le système de contrôle réduit la valeur de jusqu'à ce qu'il atteigne une valeur minimale (souvent 5o), et une fois qu'il le fait, le redresseur commence à fonctionner avec une constante. Cet angle de tir minimal est nécessaire pour garantir que le redresseur reçoit la tension correcte à l'instant de tir sur sa borne.

Il y a un délai avant que les vannes commencent la conduction complète, qui correspond à un angle de retard appelé, parce que la commutation immédiate n'est pas possible en raison de l'inductance des sources. Trois vannes se conduisent simultanément tout au long de la période de commutation.

La vanne qui a été tirée ainsi que les deux vannes conductrices d'avant. En raison du court-circuit de tension causé par cela, les harmoniques sont amplifiées et la tension du côté AC est déformée. La valeur de varie généralement de 15o à 25o [21]. Les valeurs de et de déterminer le facteur de puissance et, par conséquent, la puissance active et réactive transmise. Le convertisseur absorbe plus de puissance réactive quand et a des valeurs plus grandes.

La puissance active produite par le parc éolien peut être calculée avec (II.4):

$$\boldsymbol{P_e = V_{out} \times I_d} \qquad \text{(II.4)}$$

La puissance réactive que les éoliennes fournissent au convertisseur peut être calculée avec

$$\boldsymbol{Q_e = V_{out} \times I_d \times tan(\theta)} \qquad \text{(II.5)}$$

Où :

- $\boldsymbol{P_e}$ –Représente la puissance active envoyée par le parc éolien offshore en $\boldsymbol{M_w}$
- $\boldsymbol{Q_e}$ –Représente la puissance réactive fournie par les éoliennes au convertisseur en $\boldsymbol{M_{var}}$
- $\boldsymbol{V_{out}}$–Représente la tension entre la borne positive et la borne négative en (v)
- $\boldsymbol{I_d}$ –Représente le courant qui va au câble en (A)
- $\boldsymbol{\theta}$ –Représente la différence de phase entre la tension et la première harmonique du Courant en °.

II.3.4.2. Mode onduleur :

Avec > 90° et = 0, la tension du convertisseur devient négative. Étant donné que les vannes sont unidirectionnelles et que le courant () ne peut pas changer de polarité, nous pouvons déduire que le flux d'alimentation sera inversé et se déplacera du côté DC vers le côté AC. Le convertisseur dans ce cas

Fonctionne en mode onduleur.

Tout comme le mode redresseur, le fonctionnement du mode onduleur et les formules sont indiqués en termes d'angle d'extinction () qui dépend de (II.6) [21].

$$\boldsymbol{\gamma = 180^{\circ} - \alpha - \mu} \qquad \text{(II.6)}$$

Où :

- $\boldsymbol{\gamma}$ – Représente l'angle d'extinction en °.
- $\boldsymbol{\alpha}$ – Représente l'angle de tir en °.
- $\boldsymbol{\mu}$ – Représente l'angle de retard en °.

Les expressions de la puissance active et réactive transmise sont égales à celles présentées dans

(II.5) et (II.6), mais en utilisant = au lieu de α.

II.5. HVDC-VSC :

Les thyristors ne sont pas utilisés dans un système HVDC-VSC ; à la place, les transistors bipolaires à portes isolées (IGBT) sont utilisés comme composant de commutation. Les IGBT, un type de composant électronique, ont récemment été mis à la disposition du commerce, ce qui a donné lieu à un nombre important de

Possibilités de transmission HVDC.
Seuls Siemens et ABB, sous les marques HVDC plus et HVDC light, sont désormais en mesure de produire ces systèmes HVDC-VSC. Les systèmes commerciaux sont offerts avec des puissances nominales allant de 50 MW à 1100 MW et des tensions atteignant 300 kV. Les tensions offertes dans les systèmes commerciaux comprennent ±80kV, ±150kV et ±300 kV
La Suède a été le premier pays à utiliser cette technologie, tout comme le HVDC-LCC. Ce système, qui a une puissance nominale de 3 MW et une tension de 10 kV, a été construit à Hellsjön par ABB en 1997. Ce projet visait à examiner la viabilité de la technologie [19].

Il a récemment commencé à être utilisé dans d'autres projets, comme Cross Sound aux États-Unis (3308MW, ±150@), Direct Link en Australie (1808 MW, ±80kV), Murray Link en Australie (2208 MW, ±150kV), et le parc éolien Bor Win 2 en Allemagne (8008 MW, ±150kV), un parc éolien offshore révolutionnaire qui utilisera la technologie HVDC-VSC et entrera en service en 2013.

II.5.1. Avantages et inconvénients :

En plus des avantages indiqués pour HVDC-LCC sur 2.2.1, l'utilisation de cette technologie présente les avantages suivants : [19] [23] [25] [28] [29] [30]

- Avec l'utilisation de PWM, le HVDC-VSC peut contrôler la puissance active et réactive Indépendamment sans équipement compensateur supplémentaire ;
- Pendant que la puissance active transmise est maintenue constante, le contrôleur de tension AC peut contrôler la tension du réseau AC et contribue à améliorer la qualité de l'alimentation ;
- La production et la consommation d'énergie réactives d'un convertisseur HVDC-VSC peuvent être utilisées pour Contrôle de la tension pour compenser les besoins du réseau connecté dans la Convertisseur. Ceci est très important si le parc éolien est connecté à un réseau faible et pourrait être vital avec l'augmentation de la taille du parc éolien ;

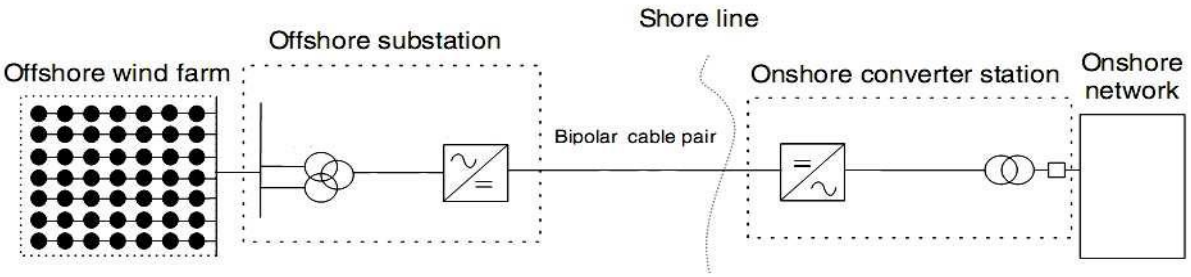
- Il n'a pas besoin de STATCOM ou de batteries de condensateurs pour alimenter le réseau en énergie réactive ;
- Il peut fonctionner à très faible puissance, même à zéro puissance, ne transmettant que la puissance réactive ;
- Comme le HVDC-VSC utilise des semi-conducteurs à commande automatique qui n'ont plus besoin d'un
- Tension AC suffisamment élevée pour commutation, il réduit considérablement le risque de commutation
- Les pannes causées par des perturbations dans le système de climatisation ;
- Il nécessite moins de filtres que HVDC-LCC car il a des fréquences de commutation de 1kHz – 2kHz au lieu de 50Hz - 60Hz sur HVDC-LCC. Des fréquences plus élevées dans HVDC-VSC serait réduire la taille du filtre, mais les pertes de puissance de commutation seraient excessives ;
- Les stations de conversion HVDC-VSC sont plus compactes que HVDC-LCC et l'offshore la taille de la plateforme peut être plus petite et moins coûteuse ;
- Comme la polarité du côté DC est égale en mode redresseur et inverseur et comme nécessaire peu de coordination entre les convertisseurs HVDC-VSC, il est adapté pour créer un réseau DC multi terminal avec un grand nombre de convertisseurs ;
- Ce convertisseur est capable de créer sa propre tension AC à n'importe quelle fréquence prédéterminée sans la présence de machines rotatives, il peut donc être utilisé pour relier de grands parcs éoliens ;

Toutefois, elle présente aussi plusieurs inconvénients, notamment [19] [25] [30] :

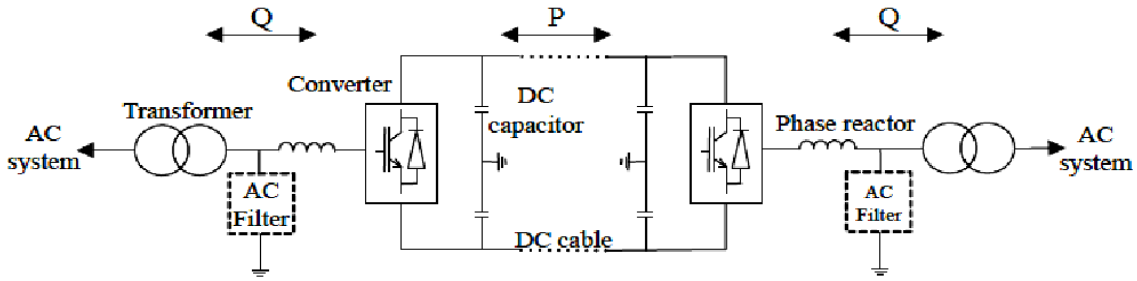
- Aujourd'hui, les IGBT sont des composants beaucoup plus chers que les thyristors
- La fréquence plus élevée de modulation de largeur d'impulsion (PWM) entraîne des pertes plus importantes (4 %- 5%) que dans la technologie HVDC-LCC (1%-2%) ;

II.5.2. Principaux composants :

Un diagramme comme celui de la figure 14 peut être utilisé pour représenter un système HVDC VSC pour un parc éolien offshore.



(a)



(b)

Figure II.14 - Configuration d'un parc éolien utilisant un système de transmission HVDC-VSC [24].
{ a– Diagramme de base; b – Diagramme détaillé}

Les éléments essentiels suivants doivent être présents aux deux extrémités de la ligne de transport afin d'utiliser les systèmes HVDC-VSC [30] :

- Transformateurs de conversion ;
- Convertisseur de puissance VSC basé sur des semi-conducteurs de puissance IGBT ; Réacteurs en phase
- Filtres AC et DC ;
- Filtres haute fréquence ;
- Condensateurs DC ;
- Câble DC.

II.5.2.1. Transformateurs de conversion [30] :

La tâche principale des transformateurs est de changer la tension du système AC pour qu'il soit adapté au convertisseur. Ils sont utilisés à terre et en mer. L'isolation galvanique est également rendue possible par des transformateurs.

II.5.2.2. Convertisseur de puissance VSC basé sur des semi-conducteurs d'alimentation IGBT :

Le convertisseur de puissance VSC est le composant qui convertit le courant alternatif en courant continu et vice versa, ce qui en fait le composant le plus crucial d'un système HVDC-VSC. Des vannes à semi-conducteurs IGBT avec auto-liaison sont utilisées dans ce convertisseur.

Les techniques PWM sont utilisées pour convertir entre AC-DC ou DC-AC. Transistor de jonction bipolaire PNP (BJT) et MOSFET sont combinés pour former un IGBT. Il bénéficie ainsi des atouts des deux appareils : la commutation rapide du MOSFET et les faibles pertes de conduction du BJT. Les cellules IGBT sont petites (environ 1 cm2), de sorte que beaucoup d'entre elles sont connectées en parallèle pour former des puces IGBT, qui sont ensuite assemblées en modules capables de gérer des courants allant jusqu'à 2,4 kA et des tensions de blocage allant jusqu'à 6,5 kV. Dans les valves beaucoup modules sont connectés en série pour résister aux niveaux de haute tension.

II.5.2.3. Réacteurs de phase [25] [30] :

En ajustant les courants qui les traversent, des réacteurs de phase sont utilisés pour gérer le flux de puissance active et réactive. Ils sont constitués de bobines verticales soutenues par des isolateurs qui ont des boucliers pour bloquer les champs magnétiques à l'extérieur du réacteur.

Les réacteurs servent également de filtres à courant alternatif pour réduire le contenu harmonique à haute fréquence des courants à courant alternatif produits par le fonctionnement de commutation des VCS, restreindre le courant de court-circuit et offrir un filtrage passe-bas de la PWM pour donner la fréquence appropriée.

II.5.2.4. Filtres AC et DC [27] [30] :

Parce que la technologie PWM génère des ondes de tension non sinusoïdales, les filtres AC sont utilisés pour rendre les ondes de tension plus sinusoïdales.

Les filtres DC ne sont utilisés que lorsque la réactance de lissage de ligne et les condensateurs DC sont insuffisants pour les harmoniques du côté DC devraient être éliminées.

II.5.2.5. Filtres à haute fréquence [30] :

La tension AC de sortie contient des composants harmoniques, causés par la commutation des IGBT. Les harmoniques émises dans le système AC doivent être limitées pour éviter qu'elles

ne causent un dysfonctionnement de l'équipement du systèmeAC ou des perturbations radio et des télécommunications. Des branches de filtre haute fréquence sont installées pour atténuer ces harmoniques d'ordre élevé.

II.5.2.6. Condensateurs DC [30] :

Il y a deux piles de condensateurs de taille identique du côté DC. La taille de ces condensateurs est déterminée par la tension DC nécessaire. Le but des condensateurs DC est d'éliminer les ondulations de tension du côté DC et d'agir comme tampon d'énergie pour maintenir l'équilibre de puissance pendant les transitoires.

II.5.3. Comment ça marche [28] :

La commande de modulation de largeur d'impulsion (PWM) est utilisée par HVDC-VSC pour fournir la tension de fréquence fondamentale souhaitée. Cette technique minimise la quantité d'harmoniques et donc la taille des filtres en utilisant des fréquences de commutation très élevées, allant de 1300Hz à 2000Hz.

II.5.3.1. Mode redresseur :

Étant donné que le principe de fonctionnement est le même en mode redresseur et en mode onduleur, le mode onduleur sera utilisé pour l'explication.

II.5.3.2. Mode onduleur :

En utilisant la figure 15 comme guide, l'explication du mode de fonctionnement HVDC sera effectuée.

Les signaux employés dans le concept de PWM sont montrés dans ce diagramme avec une conception d'onduleur à une jambe.

Un signal de commande est nécessaire pour contrôler la commutation des vannes IGBT. Il est atteint en comparant un signal de contrôle qui est sinusoïdal ! Pour sélectionner quelle vanne doit conduire, utilisez le signal triangulaire 64 : A avec 4: B.

La comparaison entre les deux signaux est la suivante pour une transmission bipolaire (II.7):

$$V_{control} > V_{tri} \Rightarrow T_A + on \Rightarrow V_{A0} = \frac{V_d}{2}$$

$$V_{control} < V_{tri} \Rightarrow T_A - on \Rightarrow V_{A0} = -\frac{V_d}{2} \quad \text{(II.7)}$$

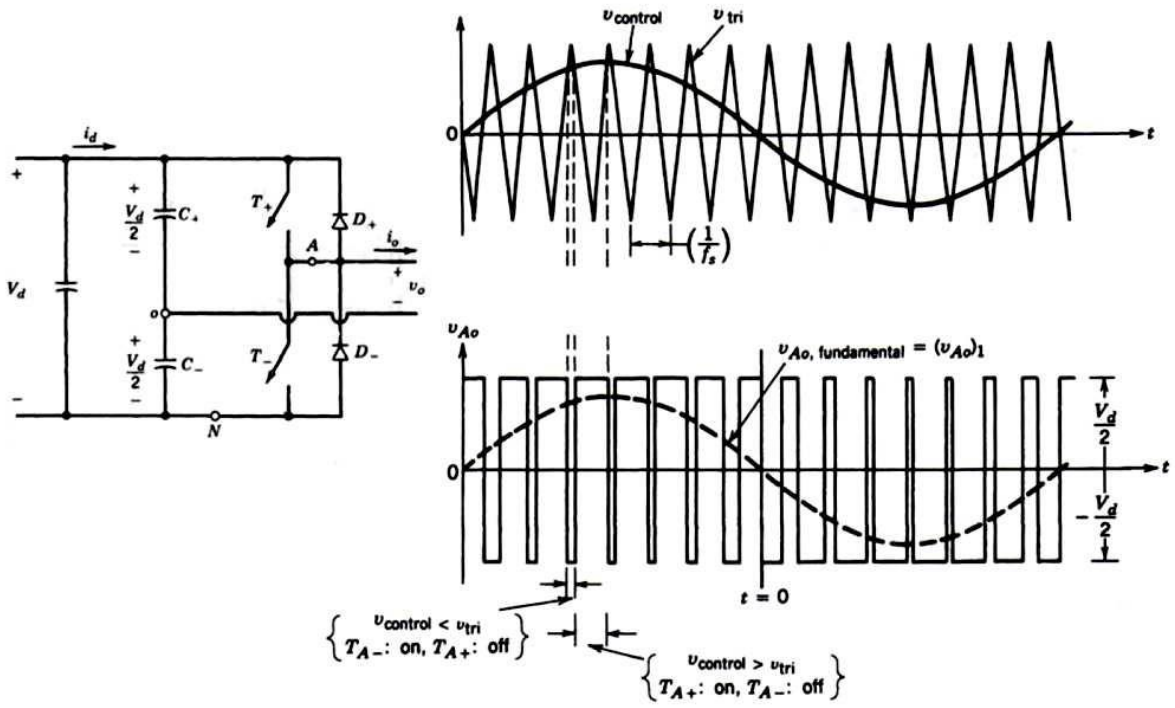


Figure II.15- Schéma d'un inverseur de jambe et principe PWM [28].

La forme d'onde triangulaire Vtri a une fréquence de commutation fs.

Le rapport de service de commutation à une fréquence modulant f1 est modulé par la commande du signal de commande V.

Le composant fondamental (VA0)1 doit être filtré car la sortie de l'onduleur n'est pas une sortie sinusoïdale parfaite et contient des composants de tension à fréquence harmonique f1. En conséquence, des fréquences harmoniques supérieures à f1 sont créées. Comme les harmoniques ont des fréquences élevées, elles peuvent être "facilement" filtrées à l'aide de petits filtres.

La définition d'un rapport de modulation de fréquence est donnée dans l'équation (II.8):

$$m_f = \frac{f_s}{f_1} \qquad \text{(II.8)}$$

Étant donné que la magnitude de V tri est supérieure à la magnitude de V Control, la magnitude de la tension de sortie est proportionnelle à la magnitude du rapport de modulation défini par les valeurs de crête, comme la montre (II.9)

:

$$m_a = \frac{v_{control,peak}}{v_{tri,peak}} \qquad \text{(II.9)}$$

La composante fondamentale est calculée comme suit (II.10) :

$$(V_{A0})1 = m_a \cdot \frac{V_d}{2} \cdot \sin(\omega_1 t)$$

(II.10)

$$(V_{A0})1;\ peak = m_a \cdot \frac{V_d}{2}$$

Tant que ma est inférieur à 1, le modèle est une modulation linéaire. Dès que l'amplitude de Lacommande V est supérieure à Vtri, la tension de sortie n'est plus proportionnelle et le schéma de modulation entre dans une opération de surmodulations (ma > 1). Dans une transmission triphasée, chaque patte de convertisseur est vérifiée séparément des 2 autres. La figure 10 montre un diagramme de convertisseur triphasé. La tension VAN est donnée avec la relation en (II.11) :

$$V_{AN} = V_{A0} + V_{0N} = V_{A0} + \frac{1}{2} \cdot V_d \qquad \text{(II.11)}$$

Les contraintes dans un jamb sont comparables à celles dans un communiqué. En raison du décalage de phase de 120 degrés, la relation dans (II.12) fournit la tension de ligne à ligne efficace à la fréquence fondamentale (II.12):

$$(V_{ll})1 = (V_{AN})1 - (V_{BN})1 = \frac{\sqrt{3}}{\sqrt{2}} (V_{AN})1;\ peak$$

(II.12)

$$(V_{ll})1 \approx 0{,}612 \times m_a \times V_d$$

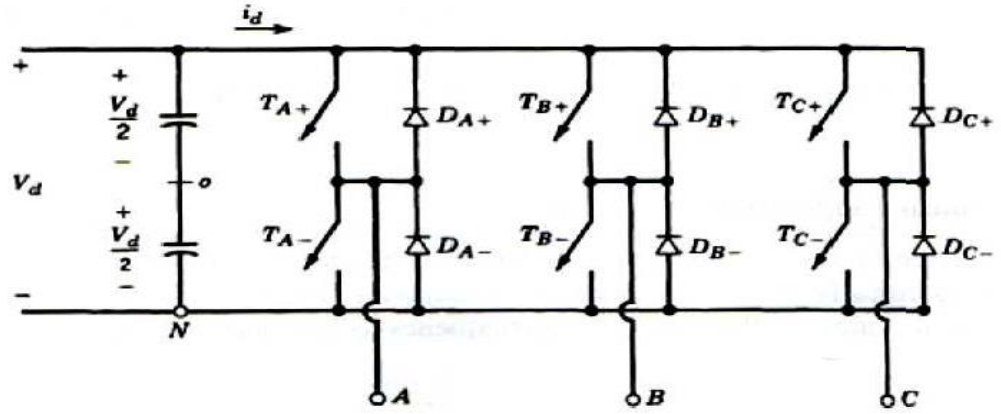


Figure II.16- Schéma d'un onduleur triphasé [28].

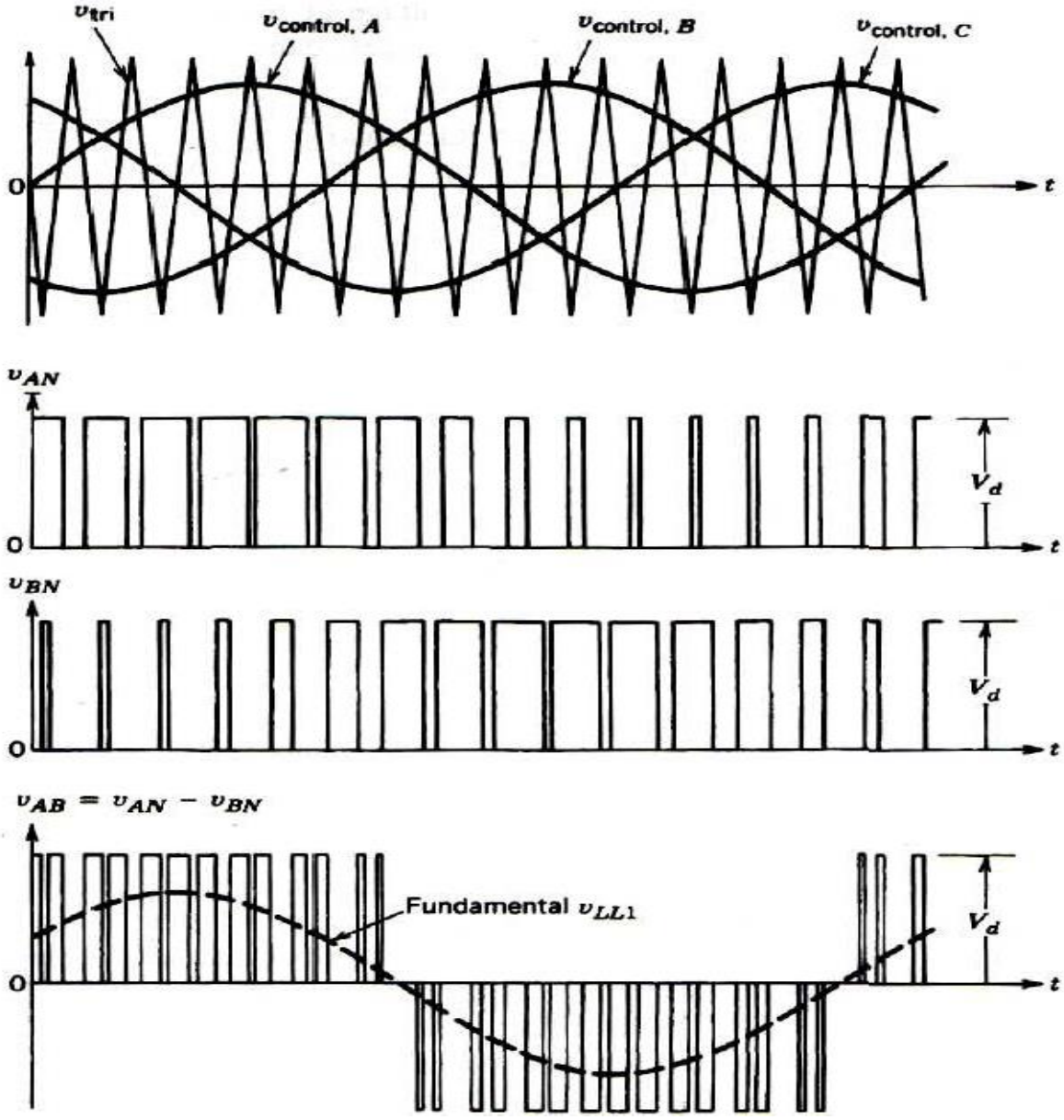


Figure II.17 - Principe de PWM dans un onduleur triphasé [28].

II.6 Câbles sous-marins HVDC :

Le développement d'un câble nécessite une recherche et une expérience approfondies en raison de la complexité et de la difficulté de la conception du câble HVDC. La pression thermodynamique, la protection contre la corrosion et la prévention de la corrosion sont toutes essentielles.

De plus, la mise en mer d'un câble exige des procédures compliquées. Un navire de pose de câbles ainsi que certaines barges ou cargos avec la longueur de câble requise sont nécessaires. Il est seulement possible de commencer les opérations de pose de câble quand une quantité suffisante de temps favorable est prévue. Le cordon est posé par un navire qui stocke certains câbles. Le navire de manutention est équipé de tous les équipements nécessaires pour déplacer le câble de son emplacement de stockage à son emplacement prévu sur le fond de l'océan. Le câble est enroulé et lâché dans la mer à l'aide d'une grande roue et d'une plaque tournante, respectivement. Pour éviter toute contrainte mécanique, un système de contrôle est utilisé pour accélérer ou freiner les tambours ou la table tournante.

Il existe trois types de câbles :

- Câbles remplis d'huile basse pression (LPOF)
- Câbles imprégnés en masse (MI)
- Câbles d'isolation polymères (LDPE et XLPE)

Jusqu'à il y a quelques années, les câbles isolants en papier LPOF ou MI étaient utilisés pour la transmission et la distribution HVDC. La majorité des câbles installés jusqu'ici sont des câbles MI.

Malgré le fait que les câbles imprégnés de papier sont encore utilisés pour une puissance élevée Avec l'avancement de la technologie, le rôle du câble d'isolation polymère dans la transmission est en expansion.

L'utilisation du XLPE pour le courant continu n'est pas possible par simple traduction de la technologie AC, et en raison de considérations économiques, les câbles d'isolation polymériques ne sont pas les câbles les plus utilisés pour la transmission DC. Historiquement, il y a eu très peu de demande pour l'utilisation de câbles HVDC, principalement dans

Ce n'est que lorsque le nombre de projets HVDC a suffisamment augmenté pour que les dépenses de développement soient abordables que l'utilisation du polyéthylène dans le HVDC est devenue attrayante pour les câblodistributeurs. Les câbles HVDC à isolation polymère ont commencé à être commercialisés au cours des dix dernières années.

II.6.1. Câbles remplis d'huile à basse pression :

Les rubans en papier utilisés pour fabriquer l'isolant en papier imprégné des câbles LPOF sont appliqués sur le cœur du câble après avoir été recouverts d'huile à faible viscosité provenant d'un tuyau.

Ces câbles peuvent être utilisés avec des tensions CC et sont adaptés aux systèmes HVAC et HVDC. autour de 600 kV.
Ces câbles sont considérés comme défavorables à l'environnement en raison de la possibilité d'une fuite d'huile.
En raison du conduit d'huile, la longueur du câble est également limitée à 100 km. En raison de ces inconvénients, cette technologie est maintenant désuète.

II.6.2. Câbles imprégnés en masse (MI) :

L'écran ou les couches de semi-conducteurs, le conducteur, la couche d'isolation en papier imprégné, l'écran de semi-conducteurs placé avant le bouclier en plomb, et tous les composants mécaniques et électriques sont organisés en couches concentriques pour les câbles imprégnés de masse. Moyens de protection contre la corrosion.
Au fur et à mesure que le poids augmente, l'isolant grandit et tente de se séparer du revêtement extérieur. Sur lui, une déformation aura lieu. À la température maximale de fonctionnement continu, l'imprégnation du papier n'est pas fluide, ce qui augmente la contrainte mécanique sur le câble sous une charge lourde.
Le processus de fabrication doit être précis et la tension du ruban de papier doit être correctement sélectionnée. Le papier utilisé doit être très pur, exempt d'ions et sec pour éviter les décharges. Pour éviter la rupture des rubans, ils doivent pouvoir glisser les uns contre les autres papiers.
Des rubans de papier d'une épaisseur d'environ 1 mm et d'une largeur d'environ 20 mm sont appliqués sur le câble. Les interstices, connus sous le nom d'interstices, sont enroulés de sorte que les interstices de chaque couche sont séparés par environ 30 % de la largeur du ruban. En conséquence, il évite de créer des tunnels remplis de pétrole en continu où le déversement partiel pourrait se produire. Il est nécessaire d'empêcher les couches de s'accumuler. Les trous de crosse découragent à la fois la mécanique et endommagement du câble lors de l'installation, en particulier du côté pression.

Le transfert de charge du conducteur à l'isolant doit être empêché par l'écran ou la couche de semi-conducteurs. De plus, il évite les incohérences et les profusions pour réduire la charge d'espace accumulation.

Une liaison HVDC doit avoir certains joints car la longueur totale ne peut pas être posée et générée à la fois. Cette longue tâche doit être effectuée avec précision. Les joints ont souvent moins de flexibilité que les autres parties de l'articulation, ce qui les rend vulnérables et faibles. Il est souvent impossible de poser la jonction extrêmement profondément sur un chemin de câble. Le câble peut être posé jusqu'à une profondeur de 1000 mètres, mais la profondeur maximale autorisée est de 500 mètres.

Cette technologie est disponible pour des capacités de transmission jusqu'à 800MW à des tensions allant jusqu'à 500kV. Il n'y a aucune restriction de longueur sur le câble, et sa température de fonctionnement maximale pour le conducteur est de 50 °C.

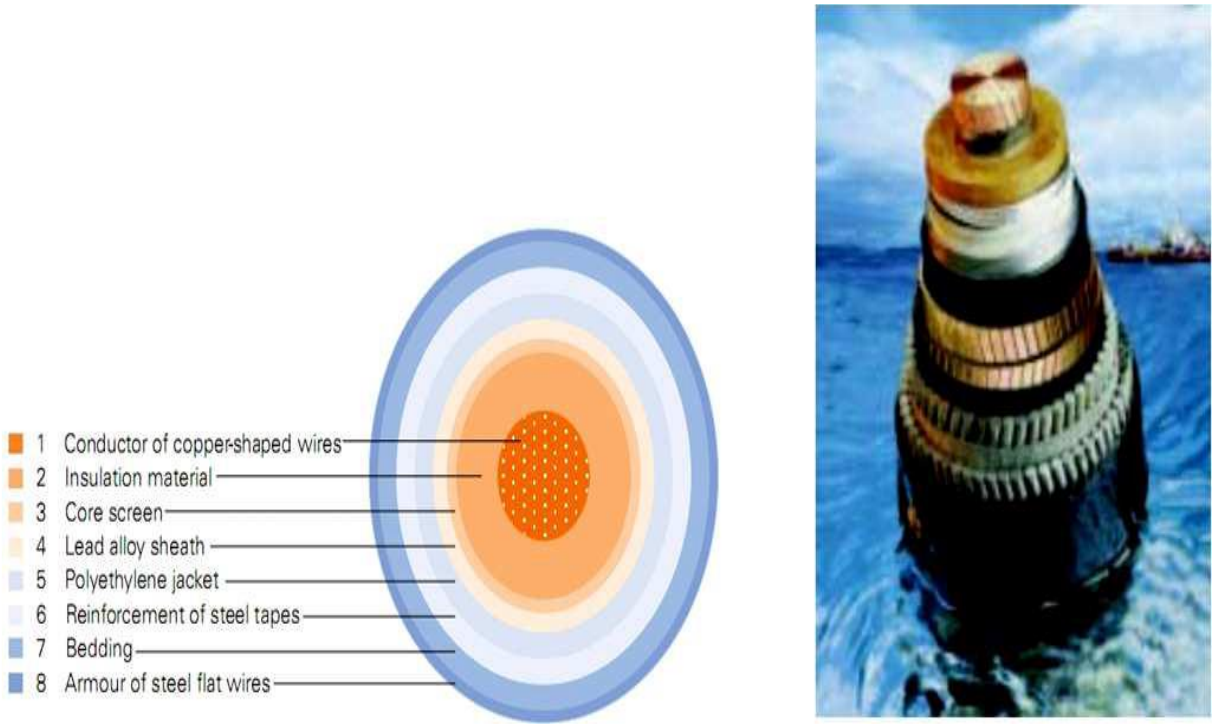


Figure II.18 - Câble imprégné de masse [31].

II.6.3. Câbles d'isolation polymères (LDPE et XLPE) :

Le câble d'isolation à base de polymère utilise le XLPE (réticulé de polyéthylène), un matériau similaire à celui utilisé pour le câble AC avec des modifications qui incluent l'ajout d'additifs et d'autres polymères parce que le champ électrique se comporte différemment dans les câbles d'isolation DC et AC.

La construction du câble est similaire à celle du câble imprégné de masse. Le conducteur, souvent en cuivre, est au centre du câble. L'isolation XLPE est située entre deux écrans ou canapés semi-conducteurs. En plus de cet isolant, une gaine de plomb enfermée dans une enveloppe intérieure (souvent en polyéthylène) empêche l'eau de pénétrer dans l'isolant. Enfin, une coque extérieure en polypropylène imprégnée d'asphalte est utilisée pour enfermer toutes les protections mécaniques et anticorrosion constituées du blindage et du câble. Pour plonger sous l'eau, ABLES l'armurerie profonde
est doublé pour résister à la pression de l'eau et aux dommages potentiels. Deux couches de blindage en fil d'acier et un ruban adhésif assurent la résistance mécanique du tuyau.
Pour créer une contre-hélice, le fil d'acier est appliqué dans des directions opposées, éliminant toute contrainte de torsion.

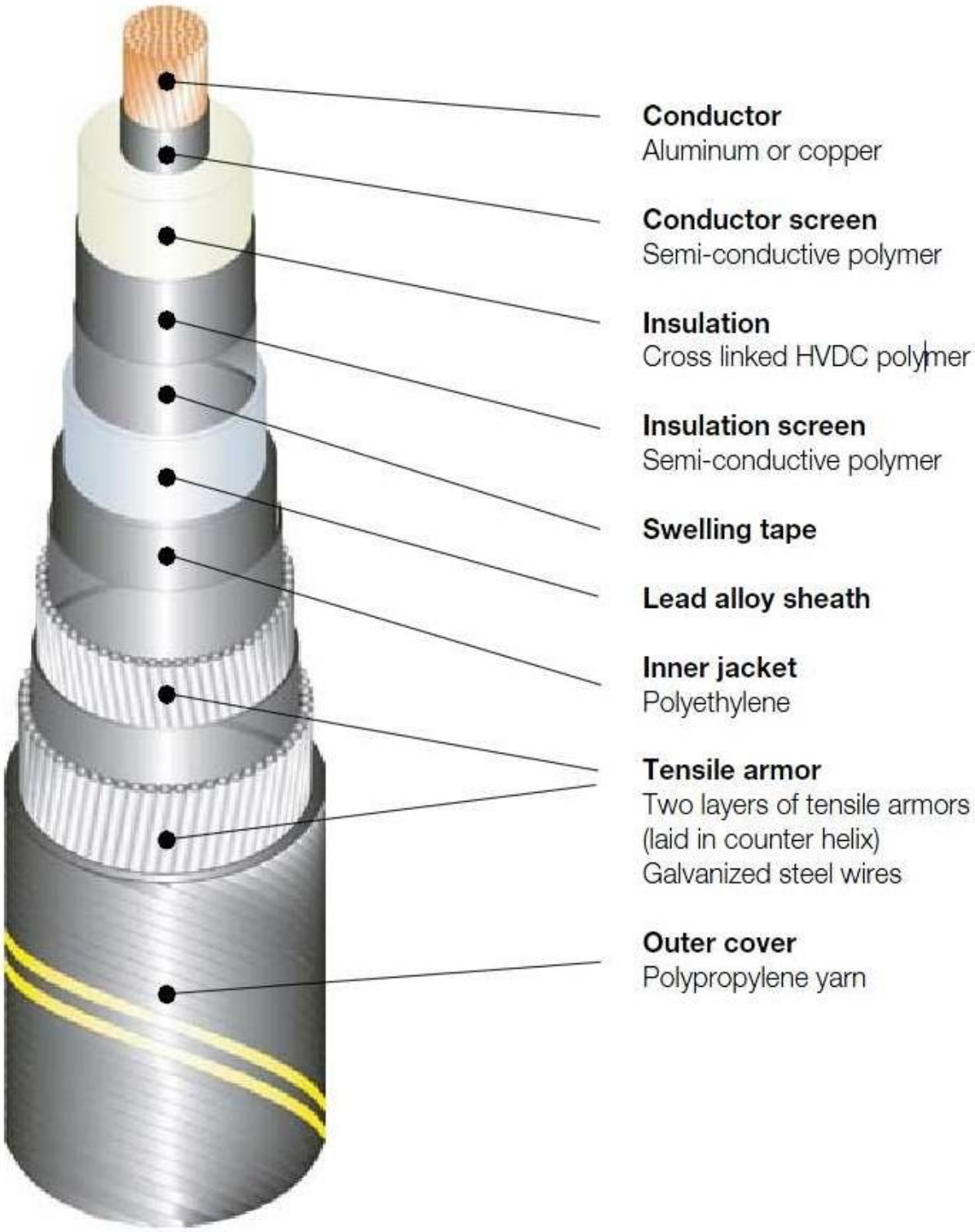


Figure II.19 - Câble sous-marin en haute mer [30].

Le câble polymère est plus léger qu'un câble isolé dans du papier en raison de la caractéristique de l'isolation (faible densité de PE). En raison des bonnes propriétés d'isolation du câble, qui permettent moins d'installation, le faisceau est plus petit et la protection mécanique n'est pas aussi nécessaire. Le matériau d'isolation durable et flexible rend les câbles CCHT en polymère plus flexibles. Comparativement aux câbles à base de papier qui sont limités par les couches de papier, ces câbles ont un rayon de courbure plus petit. Cette propriété permet une plus grande flexibilité dans les processus d'acheminement et de posture des câbles, permettant le contournage des obstacles.

La petite capacité des câbles XLPE offre une variété d'avantages techniques et financiers, notamment :

- Réduit les variations de tension importantes qui pourraient autrement se produire dans le réseau de transmission intégré lorsqu'un grand circuit de câble est mis en service ou hors service
- Réduit le courant de charge circulant dans le circuit de câble. Il en résulte des pertes plus faibles et une capacité de charge plus élevée dans le circuit de câble ;
- Réduit les effets négatifs que les grands circuits de câbles peuvent avoir sur les surtensions transitoires et temporaires dans les réseaux de transmission intégrés dans des conditions d'urgence et de perturbations

La température de travail élevée permet de l'utiliser dans une zone tropicale sans subir de changements significatifs. Ces câbles peuvent également fonctionner à des températures inférieures à celles des câbles isolés par papier.

L'utilisation de joints préfabriqués est une option pour les cages en polymère. Les propriétés mécaniques, thermiques et électriques du joint flexible doivent correspondre aux spécifications du câble, ce qui perturbe le conducteur du joint. Le système d'isolation est réparé en vulcanisant et en rodant successivement des débris semi-conducteurs et isolants autour du câble. Ensuite, le blindage, la gaine de PE et la gaine de plomb sont tous restaurés. L'application d'une gaine de plomb sur l'articulation entraîne une étanchéité.

Un tube thermo rétractable est utilisé sur le tube de plomb pour maintenir et assurer la continuité de la gaine PE. L'assemblage des câbles en polymère est devenu plus simple et exige moins de compétences. De sorte que la procédure est également plus rapide, ce qui est avantageux pour l'installation à l'intérieur de la mer.

II.7. 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.

CHAPITRE III :

La Modélisation par logiciel PSS/E

III.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 modéliser 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.

III.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, respectivement, 400 kV, 220 kV et 33 kV, 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.

III.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 :

$$\boldsymbol{X_{50Hz} = X_{60Hz} \times \frac{\omega_{50Hz}}{\omega_{60Hz}}} \qquad (III.1)$$

$$\boldsymbol{B_{50Hz} = B_{60Hz} \times \frac{\omega_{50Hz}}{\omega_{60Hz}}} \qquad (III.2)$$

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.

- x – Représente la réactance pour 50 Hz ou 60 Hz en p.u
- β – Représente la susceptance pour 50 Hz ou 60 Hz en p.u
- ω – Représente la vitesse angulaire pour 50 Hz ou 60 Hz en rad/**s**

III.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 **:** $\boldsymbol{Z_b = \frac{V_b^2}{Z_b} = 1600\ \Omega.}$

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

$$\boldsymbol{R_{p.u.} = \frac{R_{km} \times d}{Z_b}} \qquad (\boldsymbol{III.3})$$

$$\boldsymbol{X_{p.u.} = \frac{X_{km} \times d}{Z_b}} \qquad (\boldsymbol{III.4})$$

$$\boldsymbol{B_{p.u.} = (B_{km} \times d) \times Z_b} \qquad (\boldsymbol{III.5})$$

Avec :

- 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.

III.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 (III.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.

III.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 pu et 1,05 pu). Le tableau A.5 (en annexe A) présente les valeurs des compensateurs shunts du réseau.

III.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

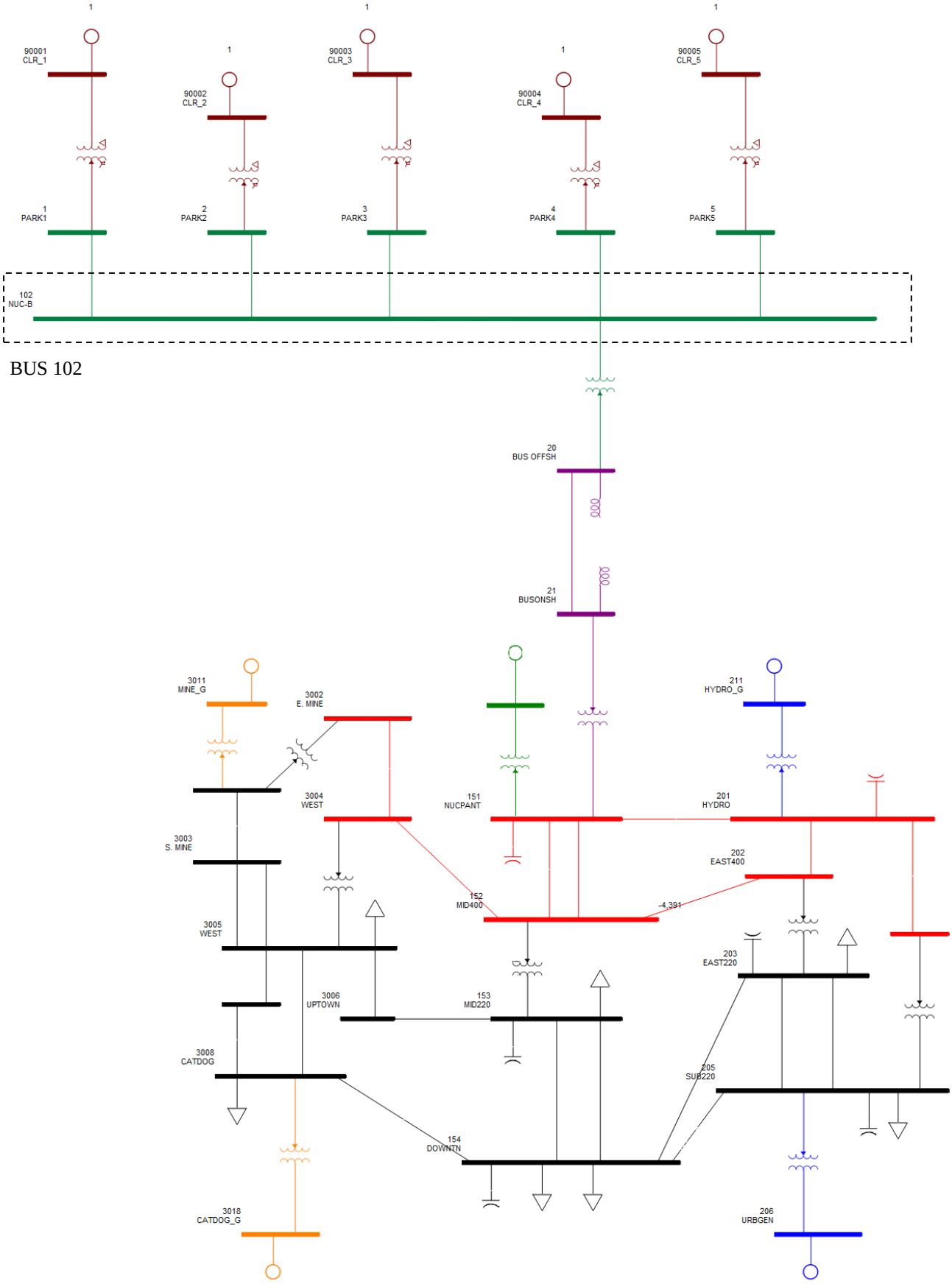


Figure III.1 - Schéma du réseau test avec liaison de transport HVAC et compensations en deux extrémités.

Tableau III.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

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

Le modèle d'un parc éolien offshore est basé sur une installation existante «Lillgrund Wind Farm». 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, 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.

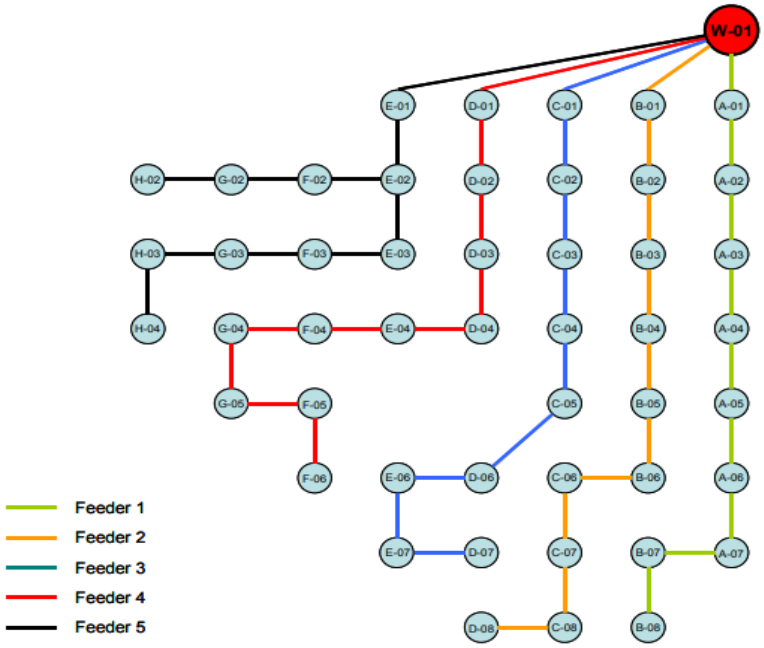


Figure III.2 - Schéma unifilaire d'un parc éolien offshore composé de 48 éoliennes.

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

III.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 ont été utilisées dans notre modèle. Ceux-ci sont réunis en cinq regroupement : deux groupe 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).

III.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.

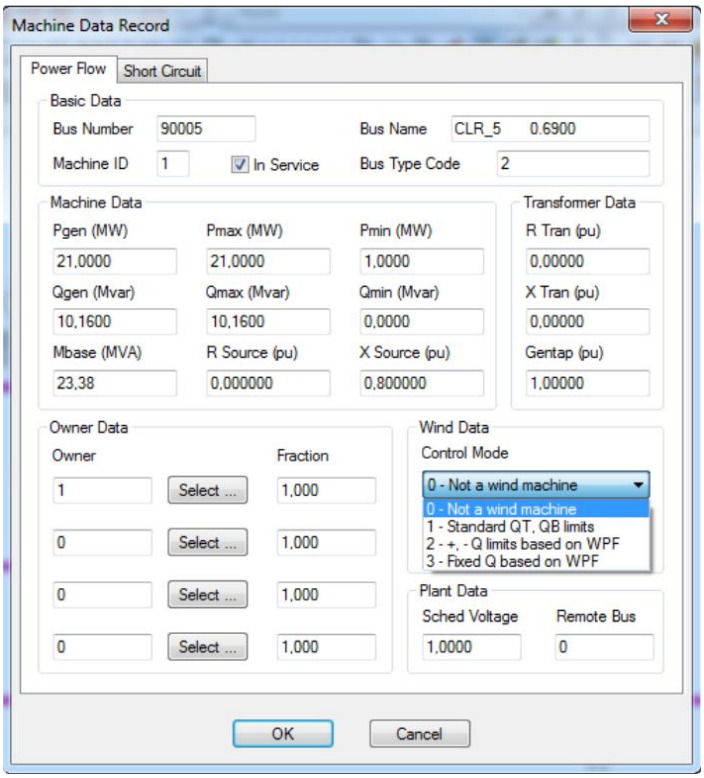


Figure III.3: Fichier de données d'écoulement de puissance.[2]

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.

III.3.3 -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.

III.3.4- 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 (III.3), (III.4) et (III.5), avec les valeurs du tableau A.8 et On sait que : $B = \omega \times C$.

Les paramètres des câbles moyens tension sont présentés dans le tableau A.9 (Annexe A). Les longueurs de ces câbles ont été attribuées en tenant compte des distances typiques dans les parcs éoliens offshore existants, tels que le parc éolien de Lillgrund [19].

III.3.5 - Conception de l'aménagement des fermes éoliennes offshores :

La figure III.4 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 33 kV mentionnés ci-dessus sont représentés.

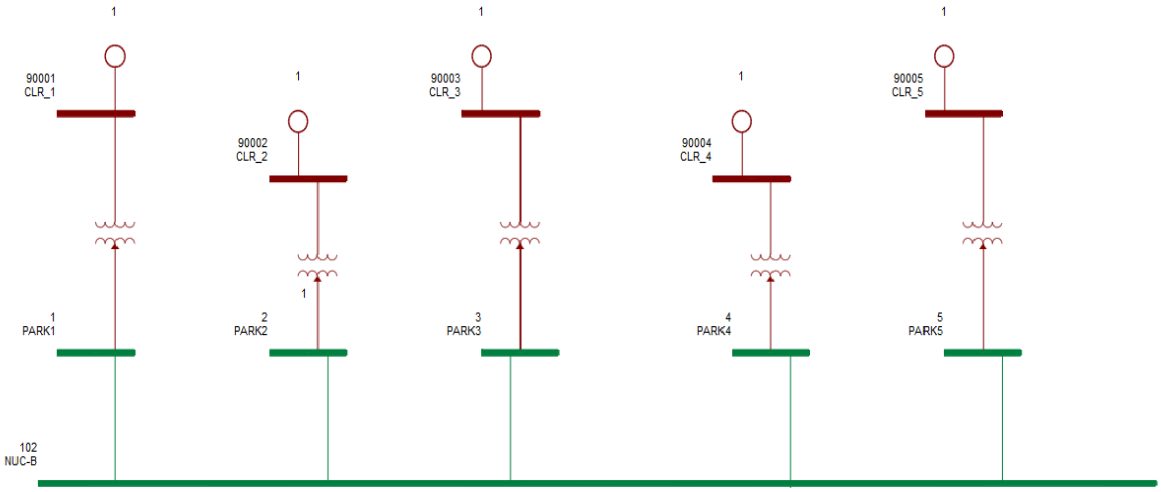


Figure III.4 – Modèle d'un parc éolien offshore dans PSS/E 34.

III.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 III.5 correspond au bus 102 de la figure III.1.

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

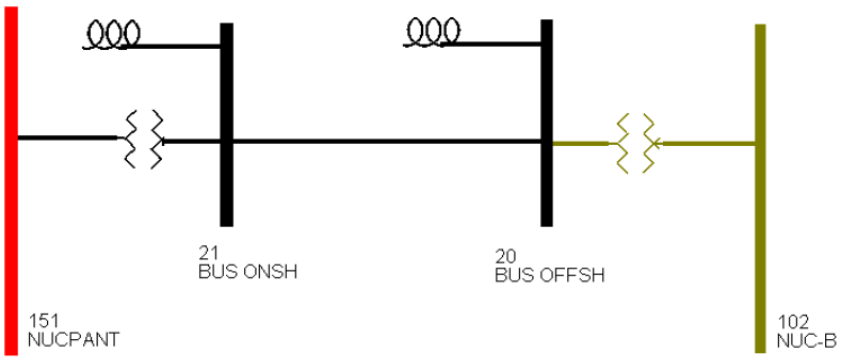


Figure III.5- Schéma de liaison HVAC avec compensation en deux extrémités du câble [2].

III.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]:

$$R = 0{,}039\ \Omega/km\ , X = 0{,}12\ \Omega/km,\ C = 0{,}19\ \mu F/km$$

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 III.2

Tableau III.2 : Les paramètres du câble 150 kV.

Cable		R_{km}	X_{km}	C_{km}	Longueur	$R_{p.u.}$	$X_{p.u.}$	$C_{p.u.}$
From Bus	To Bus	$[\Omega/km]$	$[\Omega/km]$	$[\mu F/km]$	[Km]			
20	21	0,039	0,12	0,19	100	0,0173	0,053	1,34235

III.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 III.4 montre les transformateurs offshore et onshore Les données.

Tableau III.3 : 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

III.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 que décrivent 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.

III.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 III.6 est la représentation graphique d'un STATCOM dans PSS/E 34.



Figure III.6 - Dispositif STATCOM dans logiciel PSS/E 35.

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.

III.6 HVDC-LCC :

Un convertisseur AC-DC est situé sur le bus de connexion offshore, un convertisseur DC-AC est situé sur le bus de connexion terrestre, et un câble DC relie les deux pour former la liaison HVDC-LCC. PSS/E propose des modèles pour simuler le transfert de puissance dans ce lien, tant pour les simulations à l'état stable que pour les simulations dynamiques.

La configuration des modèles HVDC-LCC a été choisie dans le but de transmettre 110 MW à une tension de 150 kV à partir du parc éolien offshore, situé à 100 km du réseau terrestre.

III.6.1. Modèle d'état stable :

Les caractéristiques des onglets « DC Line » et « Converter » de la « Two-Terminal DC-Line » ont été obtenues à partir du modèle de flux de charge à l'état stable en le modélisant conformément au manuel PSS/E [21].

Une liaison HVDC-LCC sur PSS/E est montrée dans la Figure 7. Les convertisseurs sont représentés dans cette image par un diode. Les bus 102 et 151, respectivement, ont été utilisés pour connecter le redresseur et l'onduleur. Il n'est pas possible de voir les transformateurs qui ont été utilisés pour relier le convertisseur au parc éolien ou au réseau, mais ils faisaient toujours partie du modèle.



Figure III.7 : Représentation HVDC-LCC dans PSS/E.

Les équations suivantes montrent comment calculer les paramètres utilisés pour modéliser le redresseur et l'onduleur pour l'analyse du débit de charge. Dans ces calculs, il a été considéré que :

$P_{Line\ DC} = 110\ MW$; $V_{Line\ DC} = 150\ KV$; $\alpha = 18^o$; $\gamma = 18^o$ et $\mu = 20^o$

Où :

$V_{Line\ DC}$– Représente la tension de ligne DC en V ;

$P_{Line\ DC}$– Représente l'alimentation de la ligne DC en MW ;

α – Représente l'angle de tir en °;

γ – Représente l'angle d'extinction en °;

μ – Représente l'angle de retard en °.

Le courant dans la ligne CC a été calculé avec (.III.6) :

$$I_{Line\ DC} = \frac{P_{Line\ DC}}{V_{Line\ DC}} \qquad \text{(III.6)}$$

Les paramètres du redresseur ont été calculés avec (.III.7) :

$$\cos(\emptyset) = \frac{\cos(\emptyset) + \cos(\alpha + \mu)}{2}$$

$$S_{Tran} = \frac{P_{Line\ DC}}{\cos(\emptyset)}$$

$$V_{Conv\ AC} = \frac{\pi \times v_{d0}}{3\sqrt{2}}$$

$$m_r = \frac{V_{Conv\ AC}}{V_{Grid\ AC}}$$

$$X_T[\Omega] = X_T[pu] \times Z_b \quad \text{Avec} \quad \boldsymbol{Z_b = \frac{v^2_{Conv\ AC}}{S_{Tran}}} \qquad \text{(III.7)}$$

Les paramètres de l'onduleur ont été calculés avec (.III.8) :

$$\cos(\emptyset) = \frac{\cos(\gamma) + \cos(\gamma + \mu)}{2}$$

$$S_{Tran} = \frac{P_{Line\ DC}}{\cos(\emptyset)}$$

$$V_{Conv\ AC} = \frac{\pi \times v_{d0}}{3\sqrt{2}}$$

$$m_i = \frac{V_{Conv\ AC}}{V_{Grid\ AC}}$$

$$X_T[\Omega] = X_T[pu] \times Z_b \quad \text{Avec} \quad \boldsymbol{Z_b} = \frac{\boldsymbol{v^2_{Conv\ AC}}}{\boldsymbol{S_{Tran}}} \qquad \text{(III.8)}$$

Lieu :

- $I_{Line\ DC}$ – Représente le courant de ligne DC en A;
- S_{Tran} – Représente la puissance nominale du transformateur en MVA;
- $V_{Conv\ AC}$– Représente la tension AC du convertisseur en V ;
- $V_{Grid\ AC}$ – Représente la tension du réseau AC en V ;
- m_r – Représente le rapport du transformateur du redresseur
- m_i – Représente le rapport du transformateur de l'onduleur ;
- X_T – Représente la réaction de commutation en **Ω** ;

Le câble CC en PSS/E est simplement représenté par sa résistance. La formule utilisée, t = 0,02 km [22], donne une résistance de câble de 2 pour une longueur de 100 km.

L'annexe 8.5 présente les valeurs utilisées.

III.7. HVDC-VSC :

Les données fournies par ABB [30] ont été prises en compte lors de la configuration des modèles VSC-HVDC.

Dans cette simulation, tout comme dans l'exemple HVDC-LCC, l'objectif était de transmettre 110 MW à une tension de 150 kV à partir du parc éolien offshore situé à 100 kilomètres du réseau terrestre. Toute l'information pour les convertisseurs 150 kV d'ABB est fourni dans les tableaux 4 et 5. Le convertisseur "M4" a été sélectionné après avoir examiné ces tableaux parce qu'il avait la puissance de base et les valeurs de courant DC qui pourraient gérer les valeurs sélectionnées pour cette connexion.

Tableau III.4 : Data for 150 kV modules [30].

Converter types		M4	M5	M6
Max. DC voltage (pole to ground)	kV	150	150	150
Base power	MVA	190	373	570
DC current (I_{dcN})	A	627	1233	1881

Tableau III.5: Capacité de transfert pour différentes longueurs de câble [30].

Converter	DC voltage	DC current	DC cable	Sending power	Receiving power (MW)					
types	kV	A	Cu in mm²	MW	Back-to-back	50 km	100 km	200 km	400 km	800 km
M4	150	627	300	191.3	185.0	182.0	179.0	174.0		
M5	150	1233	1200	376.0	363.7	361.0	358.0	353.0	342.0	
M6	150	1881	2800	573.9	555.1	552.0	549.5	544.0	533.0	

III.8 Conclusion :

Pour le transport en 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 le bus offshore, en raison de la quantité excessive de puissance réactive.

Les performances des scénarios de compensation restants étaient similaires, conduisent toutes à un facteur de puissance au point de connexion du parc éolien au réseau restant (environ 0,9, injectant de la puissance réactive dans le réseau).

L'application d'un STATCOM offshore conduit quasiment aux mêmes résultats que le réactance shunt en offshore.

La configuration prise en compte pour les simulations dynamiques du chapitre suivant est la compensation offshore et onshore non pars qu'elle est la solution considérée la plus efficace et la plus rentable, besoin de réactances shunt plus petits (40 Mvar) est également un avantage de cette alternative.

CHAPITRE IV :

Résultats de Simulation En Régime Permanant

IV.1- Introduction :

Ce chapitre présente les résultats 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 triphasées du réseau terrestre, est testé par simulation au fur et à mesure que différents défauts sont appliqués au réseau.

IV.2- Résultats d'Écoulement de Puissance :

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 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 IV.1 montre comment chacune des valeurs des résultats d'écoulement de puissance est représentée.

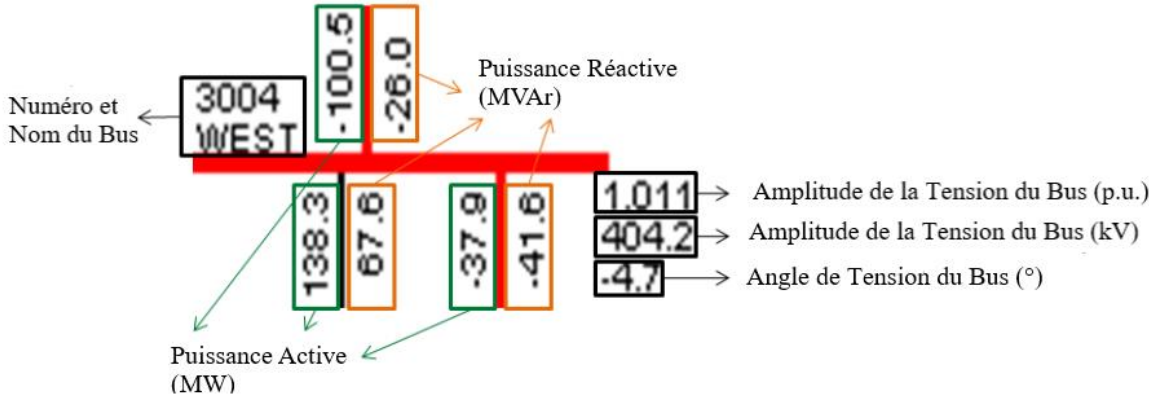


Figure IV.1 - Légende des valeurs présentées dans les schémas unifilaires.

Pour le réseau de transport HVAC, tel que présenté sur la figure IV.1, 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 IV.1.

Tableau IV.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 IV.1) peut être faite en tenant compte de l'équation (IV.1) du premier chapitre.

La quantité approximative de la puissance réactive produite par le câble de 100 km de longueur est donnée par (IV.1) :

$$Q = \omega \times c \times l \times V^2 = 2\pi \times 50 \times 0{,}19 \times 10^{-6} \times 100 \times (150 \times 10^3)^2$$
$$= 134{,}3\ MVAr \qquad (IV.1)$$

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

IV.2.1- Compensation en Offshore :

Sur la figure IV.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 du chapitre I).

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

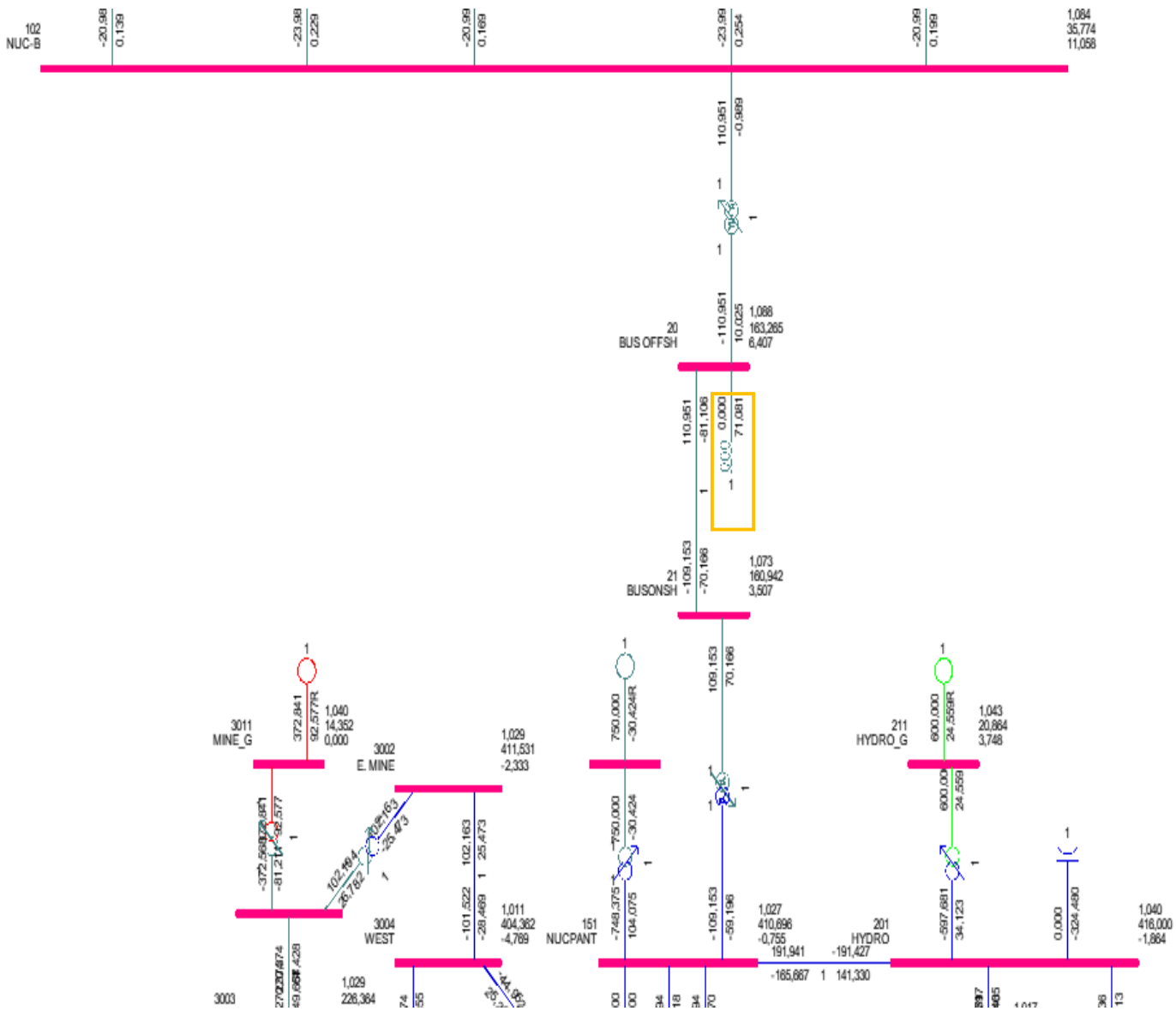


Figure IV.2 – Résultat d'écoulement de puissance en HVAC avec compensation en Offshore.

IV.2.2- Compensation en Onshore :

La remarque la plus importante concernant la figure IV.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.

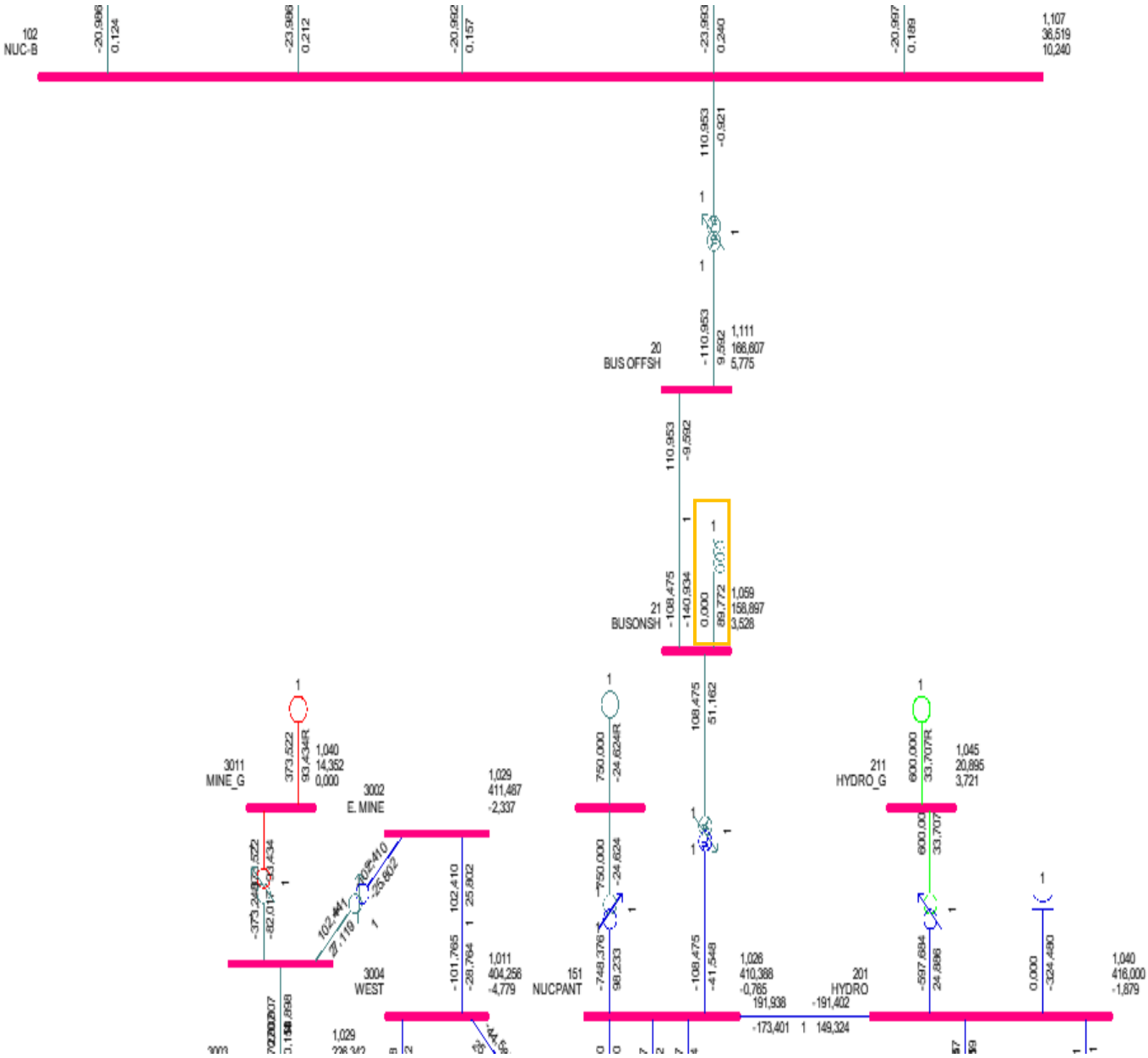


Figure IV.3 – Résultat d'écoulement de puissance en HVAC avec compensation en Onshore.

IV.2.3- **Compensation en Offshore et Onshore** :

La figure IV.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 IV.4 – Résultat d'écoulement de puissance en HVAC avec compensation en Offshore et Onshore.

IV.2.4- Compensation par STATCOM :

La figure IV.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.

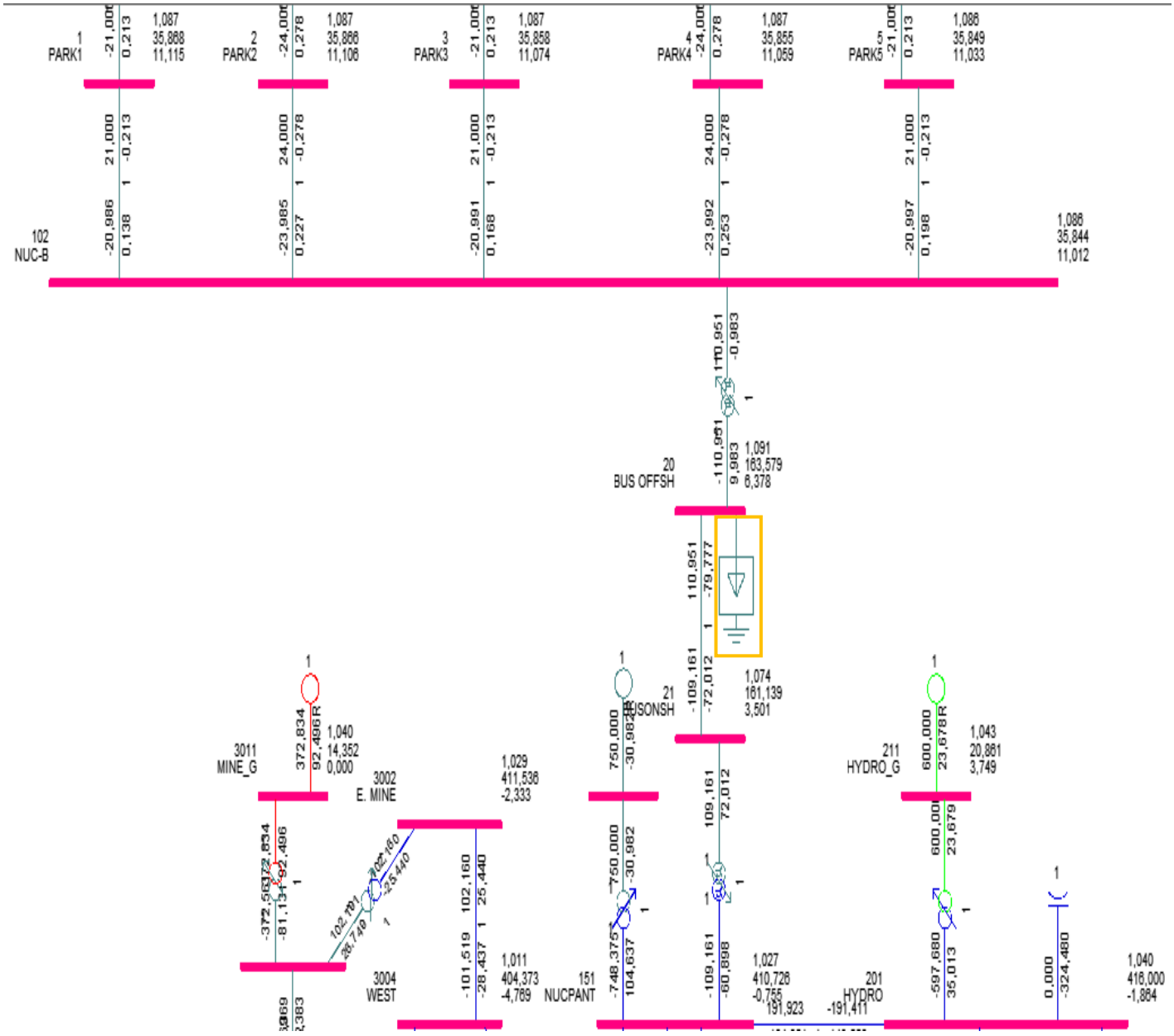


Figure IV.5 - Résultat d'écoulement de puissance en HVAC avec compensation par STATCOM en onshore.

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

IV. 2.5- Discussion :

Les schémas de compensation étudiées 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 IV.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 IV.2: Résultats d'écoulement de puissance pour les différentes compensations en HVAC.

	Facteur de puissance au PCC	Tension de Bus Onshore. (Bus 20) [p.u]	Tension de Bus Offshore. (Bus 21) [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 Onshor	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 IV.4. 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 IV.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 de 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 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 :

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

D’aprés le tableau IV.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.

IV. 3. Écoulement de Puissance HVDC :

Deux configurations sont analysées pour le flux d'alimentation HVDC : l'une sans STATCOM et l'autre avec un STATCOM au niveau du bus onshore (bus 151). Les éoliennes fonctionnent avec un facteur de puissance de 0,9 pour la recherche utilisant la transmission HVDC (injection de puissance réactive dans le Encore une fois, le but est de s'assurer que la PCC a un facteur de puissance d'environ 0,9.Les tensions aux bus à chaque extrémité de la liaison, les flux de puissance active et réactive, et les deux choix de transmission HVDC sont contrastés tout en tenant compte des résultats du flux de puissance de transmission HVAC.

IV. 3.1Configuration HVDC :

La figure 6 illustre le diagramme unifilaire avec les résultats du flux de puissance pour la transmission HVDC.

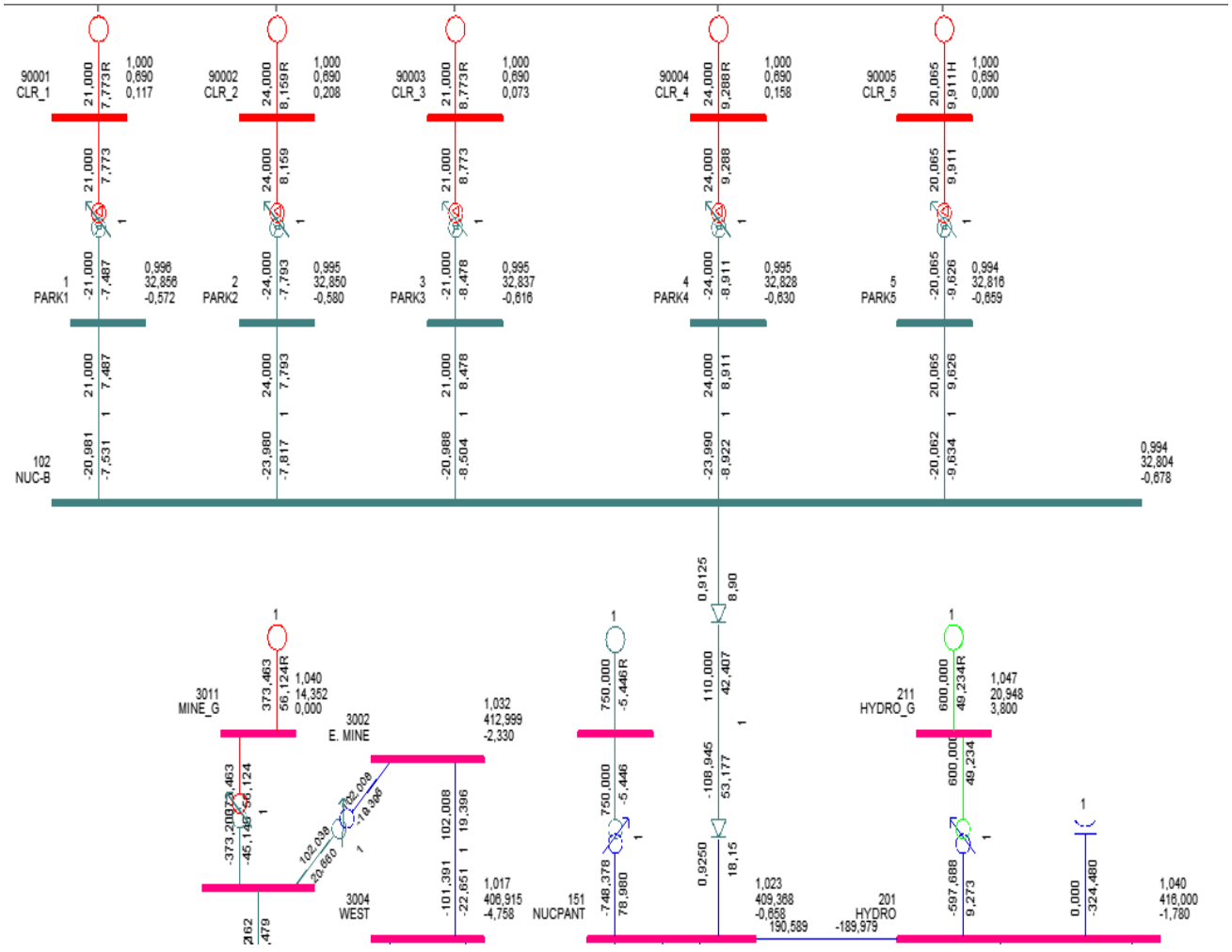


Figure IV.6 – Résultat du flux d'alimentation pour la transmission HVDC-LCC.

IV. 3.2. Configuration HVDC+STATCOM

Les résultats du flux de puissance pour l'alternative HVDC+STATCOM sont présentés dans la Figure 7. Au bus 151, le STATCOM est visible et injecte de la puissance réactive à l'état d'équilibre. L'entrée du STATCOM dans le système a un impact sur les flux d'énergie aux lignes voisines.

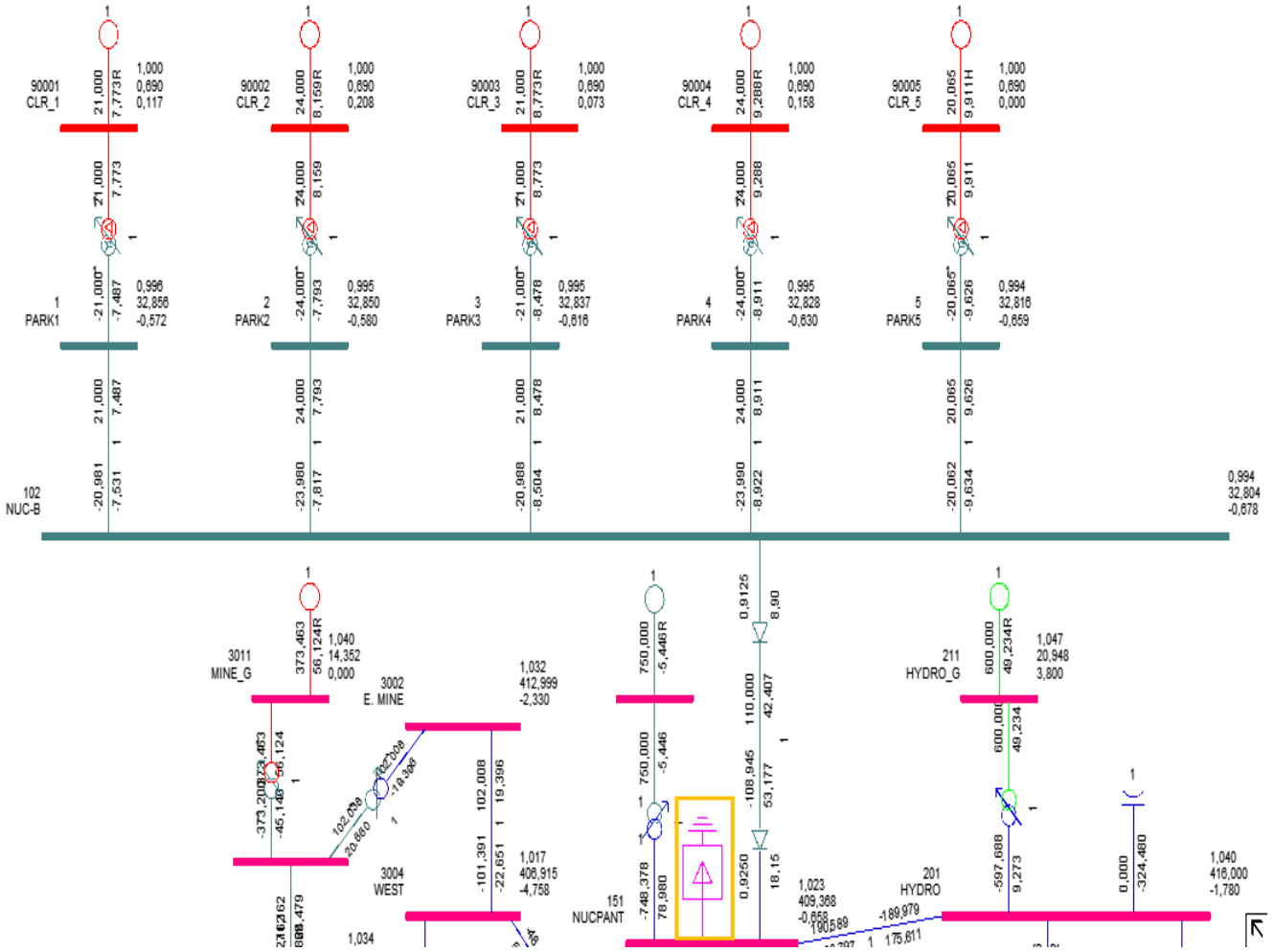


Figure IV.7 – Résultat du flux d'alimentation pour la transmission HVDC+STATCOM.

IV. 3.3. Discussion

La configuration HVDC ne présente pas de problèmes de puissance réactive, contrairement à la transmission HVAC, car ces problèmes résultent de la capacité de dérivation du câble AC, qui est absente en HVDC.

Les résultats pour les deux systèmes HVDC étudiés sont présentés dans le tableau 8, y compris le facteur de puissance au PCC, les amplitudes de tension aux deux extrémités

du schéma de transmission et les puissances actives et réactives circulant via le câble sous-marin aux deux extrémités.

Tableau IV. 3: Résultats sélectionnés pour HVDC-LCC et HVDC-LCC+STATCOM.

	Pouvoir Facteur à le PCC	V onshore bus (p.u.)	V offshore bus (p.u.)	P au offshore fin (MW)	P au onshore fin (MW)	Q au offshore end (Mvar)	Q au onshore end (Mvar)
HVDC-LCC	0.89	1.023	0.994	110	108.945	42.407	53.177
HVDCLCC+ STATCOM	0.89	1.021	0.994	110	108.945	42.407	54.288

Le tableau 3 montre qu'il existe des points communs entre les deux configurations. En mer, l'amplitude de la tension et l'énergie active et réactive transférées dans le câble sont similaires puisque le parc éolien est le même. Sur terre, l'influence du STATCOM se fait sentir, mais à peine, car la tension est plus élevée en raison de l'injection de puissance réactive du STATCOM.

Les convertisseurs HVDC-LCC utilisent une puissance réactive, comme on le prévoit compte tenu de leur courant décalé. Le tableau 8 montre qu'en conséquence, pour le HVDC et pour la transmission HVDCSTATCOM, respectivement, le redresseur (offshore) consomme 44 Mvar et l'onduleur (onshore) utilise 54 Mvar et 55 Mvar. Par conséquent, dans les deux cas, le facteur de puissance à la CPP est de 0,89.
(consommation d'énergie réactive).

À l'état d'équilibre, l'utilisation d'un STATCOM est appropriée pour injecter de la puissance réactive dans le bus 151 afin de compenser la puissance réactive absorbée par l'onduleur. Par conséquent, le STATCOM agit comme banque de condensateurs dans l'analyse du flux de puissance en injectant 65 Mvar, ce qui est la plus grande valeur qu'il peut fournir pour la tension du bus au bus 151. En raison du comportement du convertisseur LCC dans cette situation (consommation de puissance réactive), l'utilisation du STATCOM modifie la puissance réactive qui circule vers et depuis les lignes connectées au bus 151. Des banques de condensateurs auraient pu être utilisées aux fins de l'état d'équilibre de l'étude, mais STATCOM a été choisi puisqu'il soutient également le réseau pendant des conditions transitoires.

Les pertes de puissance dans la transmission HVDC sont très similaires à celles en HVAC (environ 2%),

Comme la puissance produite est la même (111 MW) et la puissance à la PCC est similaire (109 MW). Donc, la

les pertes de puissance sont données par :

$$P_L = \frac{110 - 108{,}945}{110} = 0{,}95\ \%$$

Les pertes en HVDC proviennent de la ligne DC, qui est marquée par la résistance.

La puissance réactive dans le lien ainsi que les concepts de réactance de ligne et de capacité n'existent pas.

IV. 4. Résultats HVDC-VSC

Les résultats du flux d'alimentation du réseau avec la liaison HVDC-VSC voisine sont illustrés dans la Figure 8. Le seul changement entre le bus 102 dans les simulations précédentes et le bus 103 dans ce scénario est le nom du bus. Il y a deux bus supplémentaires dans cette grille (bus 104 et bus 105) parce que les transformateurs doivent être représentés même s'ils ne font pas partie du modèle de liaison DC.

La tension du bus peut être régulée à la fois sur le bus du redresseur et sur le bus de l'onduleur avec le HVDC-VSC, tout comme avec STATCOM, mais dans ce cas la commande est effectuée via les convertisseurs de la liaison. Le redresseur dans ce scénario était en charge de la gestion du DC

l'onduleur gérait la puissance active de la ligne DC à 1108 et la tension AC du bus 105 à 1,00. tension sur la ligne AC à 150 kV et tension AC sur le bus 103 à 1,00.

Compte tenu des pertes dans les deux transformateurs également, les pertes sur la liaison HVDC-VSC étaient d'environ 1,78 . Selon cette figure, la connexion HVDC-VSC subit des pertes plus importantes que la liaison HVDC-LCC.

La fréquence plus élevée de la modulation de largeur d'impulsion (PWM) a causé un problème de connexion. Même ainsi, les pertes observées étaient inférieures aux valeurs prévues de 4 à 5 %[19].

La technologie HVDC-VSC permet également le contrôle du facteur de puissance au lieu du contrôle de la tension, tant pour

le bus redresseur et le bus onduleur, mais ce mode de contrôle n'a pas été appliqué à cette étude. Comme mentionné avant ces simulations ont été concentrées dans l'objectif de contrôler les tensions aux bus 103 et 151 à un niveau de 1,0 et 1,02 respectivement.

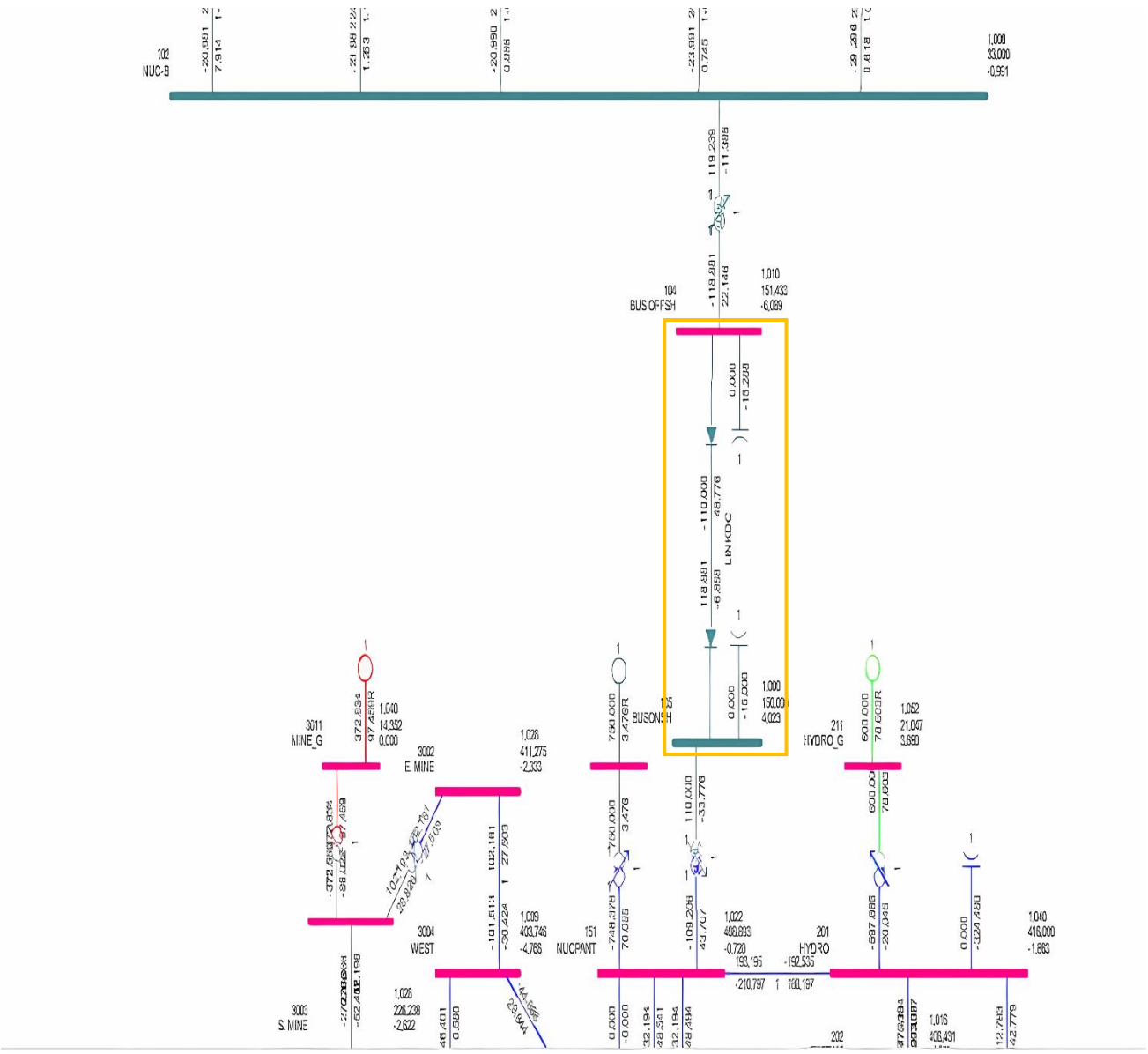


Figure IV.8-Résultats du flux d'alimentation HVDC-VSC.

IV.5- 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 trois 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 d'ici 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.

Dans l'ensemble, l'étude comparative du comportement en régime permanent des lignes de transports HVAC et HVDC pour l'interconnexion d'un parc éolien offshore met en évidence les avantages et les inconvénients de chaque technologie, en prenant en compte les aspects techniques, économiques et environnementaux.

Sur le plan technique, il a été constaté que les lignes HVDC offrent une capacité de transmission plus élevée, des pertes d'énergie réduites et une meilleure stabilité du système par rapport aux lignes HVAC. Cependant, les lignes HVAC sont plus simples à installer et à entretenir, ce qui peut être un avantage dans certains cas.

Du point de vue économique, bien que les coûts initiaux des lignes HVDC soient généralement plus élevés, ils peuvent être compensés par les économies réalisées sur les pertes d'énergie à long terme. De plus, les lignes HVDC permettent une meilleure intégration des parcs éoliens offshore dans les réseaux électriques existants, ce qui réduit les coûts liés aux renforcements de l'infrastructure.

En ce qui concerne les aspects environnementaux, les lignes HVDC présentent des avantages en termes d'impact sur l'écosystème marin et la faune, car elles nécessitent moins de câbles sous-marins et génèrent moins d'électromagnétisme. Cependant, les émissions de gaz à effet de serre liées à la production et à la transmission de l'énergie doivent également être prises en compte dans l'évaluation globale de l'empreinte environnementale.

En conclusion, le choix entre les lignes HVAC et HVDC pour l'interconnexion d'un parc éolien offshore dépendra des objectifs spécifiques du projet, des conditions locales et des contraintes économiques et environnementales. Il n'existe pas de solution universelle, et chaque cas devra être évalué en fonction de ses propres paramètres.

Cette étude comparative fournit une base solide pour prendre des décisions éclairées en matière de choix de technologie de transmission pour l'interconnexion des parcs éoliens offshore. Il est recommandé aux parties prenantes, notamment aux décideurs, aux ingénieurs et aux chercheurs, de tenir compte de cette analyse approfondie lors de la planification et de la mise en œuvre de projets d'énergie éolienne offshore, afin de maximiser les avantages tout en minimisant les impacts négat

BIBIOGRAPHIE

[1]. **Castro, Rui.** *Folhas da Cadeira de Energias Renováveis e Produção Descentralizada.* 2008.

[2]. **Freris, Leon.** *Renewable Energy in Power Systems.* s.l. : Wiley, 2008.

[3]. **Manwell, James F., McGowan, Jon G. and Rogers, Anthony L.** *Wind Energy Explained:Theory, Design and Application.* s.l. : Wiley, 2002.

[4]. Wind Atlases of the World. *www.windatlas.dk.* [Online] [Cited: 24 April 2010.]

[5]. Danish Energy Authority. *www.ens.dk.* [Online] [Cited: 26 April 2010.]

[6]. EWEA - European Wind Energy Association. *www.ewea.org.* [Online] [Cited: 26 April 2010.]

[7]. Delivering offshore wind power in Europe - EWEA Report. *www.ewea.org.* [Online] [Cited: 29 April 2010.]

[8]. E-ON Offshore Factbook. *www.eon.com.* [Online] [Cited: 29 April 2010.]

[9]. **Enquist, Johan.** *Fault Ride-Through of Offshore Wind Parks - Master of Science Thesis.* s.l. :Chalmers University of Technology, 2007.

[10]. **Ackermann, Thomas.** *Wind Power in Power Systems.* s.l. : Wiley, 2005.

[11]. **Xu, Lie and Andersen, Bjarne R.** *Grid Connection of Large Offshore Wind Farms Using HVDC.* s.l. : Wiley Interscience, 2005.

[12]. **Lazaridis, Lazaros P.** *Economic Comparison of HVAC and HVDC Solutions for Large Offshore Wind Farms under Special Considerations of Reliability - Master's Thesis.* s.l. : Royal Institute of Technology, 2005.

[13]. **Alegría, Iñigo Martinez de, et al.** *Transmission alternatives for offshore electrical power.* s.l. : Elsevier, 2008.

[14]. **Negra, N. Barberis, Todorovic, J. and Ackermann, T.** *Loss Evaluation of HVAC and HVDC transmission solutions for large offshore wind farms.* s.l. : Elsevier, 2006.

[15]. **Zubiaga, M., et al.** *Evaluation and selection of AC transmission lay-outs for large offshore wind farms.* s.l. : IEEE, 2009.

[16]. Nexans. *www.nexans.com.* [Online] [Cited: 7 May 2010.]

[17]. Siemens Energy. *www.energy.siemens.com.* [Online] [Cited: 18 May 2010.]

[18]. **Wiechowski, W. and Eriksen, P.** *Selected Studies on Offshore Wind Farm Cable Connections -Challenges and Experience of the Danish TSO.* s.l. : IEEE, 2008.

[19]. **Kirby, N. M., et al.** *HVDC Transmission for Large Offshore Wind Farms.* s.l. : IEEE, 2002.

[20]. **de Alegría, I.M et al.** *Transmission alternatives for offshore electrical power.* s.l. : Renew and Sustain Energy Rev, 2008. doi:10.1016/j.rser.2008.03.009.

[21]. **Ackermann, Thomas.** *Wind Power in Power Systems.* Wiley : s.n., 2005.

[22]. **Sucena Paiva, J. P.** *Redes de Energia Eléctrica, uma análise sistémica.* Lisboa : IST Press. 1º Edição.

[23]. **Arrillaga, J.** *High Voltage Direct Current Transmission.* London : The Institution of Electrical Engineers, 1998.

[24]. **R. Rudervall, J.P. Charpentier, R.Sharma.** *High voltage direct current (HVDC) transmission systems technology review paper.* Washington D.C. , USA : in Energy Week 2000, March 2000.

BIBIOGRAPHIE

[25]. **Ackermann, Thomas.** *Wind Power in Power Systems.* Stockholm, Sweden : John Willey & Sons, Ltd.

[26]. **N., Barberis Negra.** *Evaluation of HVDC Solutions for Large Offshore Wind Farms.* Stockholm, Sweden : Master Thesis, Royal Institute of Technology, January 2005.

[27]. *Active filters in HVDC applications.* s.l. : CIGRÉ WG 14-28, April 2003. Technical Brochure No.223.

[28]. **Kassakian G.J., Schlecht M.F., Verghese G.C.** *Principles of Power Electronics.* s.l. : Addisson-Wesley, 1992.

[29]. **N. Mohan, T. M. Underland, W. P. Robbins.** *Power Electronics: Converters, Applications and Design, 2nd ed.* New York : NY: John Wiley & Sons, 1995.

[30]. **R. Grünbaum, B. Halvarsson, A. Wilk-Willezunski.** *Gacts and HVDC Light for power systeminterconnections.* Madrid, Spain : in Power Delivey Conference, September 1999.

[31]. *It's time to connect - Technical description of HVDC Light technology.* s.l. : ABB, 2006.

[32]. **Enquist, Johan.** *Fault Ride-Through of Offshore Wind Parks - Master of Science Thesis.* s.l. : Chalmers University of Technology, 200

Annexe A - Paramètres du Réseau.

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_{50Hz} [p.u.]	B_{50Hz} [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_{50Hz} [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	**B shunt [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 puissance des Éoliennes Regroupées.

	24 MW Regroupées	**21 MW Regroupées**
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: Paramètre du Transformateur 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
Réactance [Ω /km]	0.11
Capacité [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 Dispositif 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

Tableau A.11: Paramètres de l'onglet "Lignes"

Paramètre	Redresseur
Line Number	1
Control Mode	Power
Rdc [Ω]	2,0
Rcmp [Ω]	0,0
Delti [p.u.]	0,0
Setval [MW]	110
Vschedule [kV]	150
Dcvmin [kV]	0,0
Vcmode [kV]	145
Metered	Rect
CCC Itmax	20
Ccc Accel	1,0

Tableau A.12 : Paramètres de l'onglet « Convertisseurs ».

Parameter	Rectifier	Inverter
Bus Number	102	151
Max Firing Angle [º]	18	19
Min Firing Angle [º]	8	18
Bridges in Series	1	1
Primary Base [kV]	33	400
Commutating Resistance [_]	0	0
Commutating Reactance [_]	14,22	13,20
Measuring Bus	0	0
Trans Ratio [pu]	3,36	0,28
Tap Setting [pu]	0,89375	0,91875
Max Tap Setting [pu]	1,5	1,5
Min Tap Setting [pu]	0,51	0,51
Tap Set [pu]	0,00625	0,00625
Reactance of CCC [_]	0	0
AC Tx From Bus	0	0
AC Tx To Bus	0	0
AC Tx Id	1	1

Tableau A.13: Paramètres de l'onglet « FAITS ».

Paramètre	Rectifier
Device Number	1
Sending Bus	151
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 [pu]	1,1
V term min [pu]	0,9
V series max [pu]	1
I Series Max [MVA]	64
Dummy Series X [pu]	0,05
V Series Reference	Sending end Voltage
Owner Number	1

Tableau A.14 : Paramètres de l'onglet "Lignes".

Parameter	Value
Line Name	"LINKDC"
Control Mode	In-service
Rdc (_)	2,0

Tableau A.15: Paramètres de l'onglet « Convertisseurs ».

Parameter	Rectifier	Inverter
Bus Number	104	105
DC Control Type	kV	MW
DC Setpoint (kV or MW)	110,0	110,0
AC Control Mode	Voltage	Voltage
AC Setpoint (pu or pf)	1,00	1,00
A Loss (kW)	18	18
B Loss (kW/A)	5	5
Min Conv Loss (kW)	0	0
MVA Rating	191,3	191,3
AC Current Rating (A)	627,0	627,0
PWR Weighting Fraction	0,0	0,0
Max Reactive Power (MVAR)	100	100
Min Reactive Power (MVAR)	-100	-100
RMPCT (%)	100,0	100,0
Remote Bus Number	103	0