

الجمهورية الجزائرية الديمقراطية الشعبية

République Algérienne Démocratique et Populaire

وزارة التعليم العالي و البحث العلمي

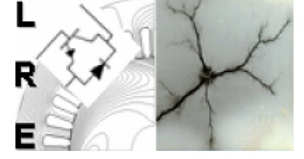
Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique



المدرسة الوطنية المتعددة التقنيات
Ecole Nationale Polytechnique

ÉCOLE NATIONALE POLYTECHNIQUE
Département d'Électrotechnique

Laboratoire de Recherche en Electrotechnique



Projet de Fin d'Etudes

Présenté par :

Ahmed AGGOUNE et Akram SLIMANI

En vue de l'obtention du titre de :

Ingénieur d'Etat en Électrotechnique de l'ENP

Étude Technico-Économique de Transmissions HVDC entre deux Réseaux Asynchrones

Soutenu publiquement, le 02 Juillet 2020 devant le jury :

Président	Redouane	TAHMI	Prof.	ENP, Alger, Algérie
Directeurs	Abdelouahab	MEKHALDI	Prof.	ENP, Alger, Algérie
	Omar	KHERIF	PhD.	ENP, Alger, Algérie
Examineur	Madjid	TEGUAR	Prof.	ENP, Alger, Algérie

ENP 2020

Laboratoire de Recherche en Électrotechnique (LRE) - École Nationale Polytechnique (ENP)
10, Avenue des Frères Oudek, Hassen Badi, BP. 182, 16200 El Harrach, Alger, Algérie

www.lre.enp.edu.dz

www.enp.edu.dz

الجمهورية الجزائرية الديمقراطية الشعبية

République Algérienne Démocratique et Populaire

وزارة التعليم العالي و البحث العلمي

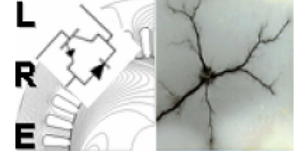
Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique



المدرسة الوطنية المتعددة التقنيات
Ecole Nationale Polytechnique

ÉCOLE NATIONALE POLYTECHNIQUE
Département d'Électrotechnique

Laboratoire de Recherche en Electrotechnique



Projet de Fin d'Etudes

Présenté par :

Ahmed AGGOUNE et Akram SLIMANI

En vue de l'obtention du titre de :

Ingénieur d'Etat en Électrotechnique de l'ENP

Étude Technico-Économique de Transmissions HVDC entre deux Réseaux Asynchrones

Soutenu publiquement, le 02 Juillet 2020 devant le jury :

Président	Redouane	TAHMI	Prof.	ENP, Alger, Algérie
Directeurs	Abdelouahab	MEKHALDI	Prof.	ENP, Alger, Algérie
	Omar	KHERIF	PhD.	ENP, Alger, Algérie
Examineur	Madjid	TEGUAR	Prof.	ENP, Alger, Algérie

ENP 2020

Laboratoire de Recherche en Électrotechnique (LRE) - École Nationale Polytechnique (ENP)
10, Avenue des Frères Oudek, Hassen Badi, BP. 182, 16200 El Harrach, Alger, Algérie

www.lre.enp.edu.dz

www.enp.edu.dz

ملخص - يتعلق هذا العمل بنمذجة أنظمة التأسيس (أقطاب أرضية وشبكات بأوتاد أو بدونها) باستخدام مقارنة خطوط النقل وذلك لدراسة سلوكياتها الانتقالية عند التعرض لتيارات الصواعق والمناورات الكهربائية. قد تم في هذا النموذج دمج تأين التربة، تأثير تردد التيار الكهربائي على الخصائص الكهربائية للتربة، وكذا الاقتتان المتبادل. يتم دفن هذه الأنظمة في تربة متجانسة أو تلك المكونة من طبقتين. لكل نوع من التربة، تم أخذ عديد القيم للمقاومية والسماحية. قد تمت مقارنة النتائج المحصل عليها بنجاح مع تلك التجريبية الواردة في المراجع العلمية المتخصصة. تم استغلال النموذج المقترح لدراسة التغيرات الزمنية للتوتر، التيار الكهربائي وكذا الممانعات الانتقالية والنبضية لكل نظام أرضي. يتم استكشاف تأثير عمق الطبقة العليا ومقاوميات طبقات التربة على الممانعة النبضية. تم اقتراح طريقة عملية متنوعة بصيغة رياضية جديدة لتقدير الطول الفعال للأقطاب الأفقية الأرضية. هذا وقد تم مقارنة النتائج التي تم الحصول عليها بهذه الطريقة بنجاح مع تلك المذكورة في المراجع العلمية المتخصصة. تم تطبيق نموذج خط النقل المطور على أنظمة الأرض المعزولة أو المترابطة في مزارع توربينات الرياح. تم دراسة تأثير تيارات نقطة الحقن الناتجة عن تفرغات الصواعق الأحادية والمتعددة. يوفر هذا العمل أفاق جديدة للممارسات العملية المتخذة لتحسين الحماية من الصواعق في مزارع توربينات الرياح.

كلمات مفتاحية - أنظمة التأسيس - سلوك انتقالي - تيار نبضي - تأين - اقتتان متبادل - توربين الرياح - الطول الفعال.

Abstract—This project deals with a technical-economic study of HVDC transmission systems between two networks with different operating conditions. Based on CIGRE benchmark model, a link between two asynchronous networks, 345 kV- 60 Hz and 230 kV- 50 Hz, is considered for different powers. Under MATLAB/Simulink environment, simulations of LCC- and VSC-HVDC technologies are performed. The obtained results, consisting of the current and voltage on the DC side, are successfully validated against those of a theoretical model. This work also includes a technical analysis followed by an economic study, allowing a comparison between the performance of LCC- and VSC-HVDC transmissions. A 1000 MW transmission line, connecting two asynchronous networks of two markets at a distance of 1000 km, is envisaged. The obtained results show that LCC-HVDC transmissions have certain technical disadvantages compared to VSC-HVDC. From an economic point of view, moreover, the LCC-HVDC might be the right choice for long-distance transmission in the same market. However, the VSC-HVDC is more profitable because of the annual revenues generated for operating periods starting from 9 years. Such findings confirm the current worldwide trend of HVDC projects.

Index-terms : HVDC link, VSC, LCC, Power grid, Transmission, Modelling and simulation, Technical-economic study, Asynchronous networks, CIGRE benchmark.

Résumé—Ce travail porte sur l'étude technico-économique de systèmes de transmission HVDC entre deux réseaux ayant des conditions d'exploitations différentes. En se basant sur le modèle CIGRE benchmark, une liaison entre deux réseaux asynchrones 345 kV- 60 Hz et 230 kV- 50 Hz est considérée pour différentes puissances. Sous environnement MATLAB/Simulink, des simulations des technologies LCC- et VSC-HVDC sont effectuées. Les résultats obtenus, consistant en le courant et la tension du côté DC, sont validés avec succès en comparant avec ceux du modèle théorique. Ce projet comporte également une analyse technique suivie d'une étude économique, permettant de comparer les performances des transmissions LCC- et VSC-HVDC. Une ligne de transmission de 1000 MW, reliant deux réseaux asynchrones de deux pays à une distance de 1000 km, est envisagée. Les résultats obtenus montrent que les transmissions LCC-HVDC présentent certains inconvénients techniques par rapport aux VSC-HVDC. En outre, d'un point de vue économique, la LCC-HVDC pourrait être le bon choix pour la transmission à longue distance sur le même marché. Cependant, la VSC-HVDC est plus rentable en raison des revenus annuels générés pour des périodes d'exploitation allant jusqu'à 9 ans. Ce résultat confirme la tendance actuelle des projets HVDC dans le monde entier.

Mots-clés : Liaison HVDC, VSC, LCC, Réseau électrique, Transmission, Modélisation et simulation, Etude technico-économique, réseaux asynchrones, CIGRE benchmark.

Remerciement

Nous voudrions adresser nos plus sincères remerciements au Prof. Abdelouahab MEKHALDI et Dr. Omar KHERIF, École Nationale Polytechnique, de nous avoir proposé ce sujet et pour leurs suivis continus tout au long de la période de notre projet de fin d'études. Leurs précieux conseils, leurs directives et leurs encouragements ont grandement contribué à la réalisation de ce travail.

Nous remercions chaleureusement le Prof. Redouane TAHMI, École Nationale Polytechnique, de l'honneur qui nous a fait en acceptant d'être le président du jury et d'évaluer notre mémoire.

Nos vifs remerciements vont également au Prof. Madjid TEGUAR, École Nationale Polytechnique, pour nous avoir honoré en acceptant d'examiner et d'évaluer notre mémoire.

Nous tenons à remercier M. Fateh ZEKKOUR de nous avoir consacré de son précieux temps, afin de nous initier au sujet, et de nous avoir partager ses connaissances dans le domaine des Réseaux Électriques.

Nous exprimons notre gratitude à tous les enseignants de l'École Nationale Polytechnique, et en particulier, ceux du Département d'Electrotechnique pour les connaissances qu'ils nous ont transmis, leur disponibilité et leurs efforts.

Que tous ceux qui ont contribué de près ou de loin à la réalisation de ce modeste travail trouvent ici l'expression de notre sincère gratitude.

Table des Matières

Résumé

Remerciement

Liste des Tableaux

Liste des Figures

Liste des Abréviations

Liste des Symboles

Introduction Générale	15
Chapitre 1: Généralités sur les systèmes HVDC	21
1.1 Introduction	21
1.2 Développement du Transport HVDC	21
1.2.1 Première Utilisation (1882–1930)	22
1.2.2 Redresseurs à Vapeur de Mercure (1930–1950)	22
1.2.3 Liaisons Sous-marines (1950–1960)	23
1.2.4 Interconnexion des Réseaux (1960–1970)	24
1.2.5 Émergence des Thyristors (1970–1990)	25
1.2.6 Évolution de la Technologie VSC (1990–2000)	26
1.2.7 Large Utilisation (2000–Aujourd’hui)	26
1.3 Schéma Générale d’une Transmission HVDC	27
1.4 Types de Configurations HVDC	29
1.4.1 Liaisons Point-à-Point	29
1.4.2 Liaison Back-to-Back	31
1.4.3 Liaisons MTDC	32
1.5 Technologies HVDC	33
1.5.1 Technologie LCC-HVDC	33
1.5.2 Technologie VSC-HVDC	35
1.6 Conclusion	37
Chapitre 2: Utilité de Systèmes HVDC et Applications	39

2.1	Introduction	39
2.2	Comparaison entre HVAC et HVDC	39
2.2.1	Distance de Transmission	40
2.2.2	Coût de Lignes de Transmission	41
2.2.3	Interconnexion de Réseaux Electriques	42
2.2.4	Pertes de Transmission	43
2.2.5	Impacts sur le Réseau et l'Environnement	44
2.2.6	Comparaison Récapitulative	44
2.3	Transport d'Énergie à Longues Distances	45
2.4	Intégration des Énergies Renouvelables	47
2.4.1	Énergie Solaire	47
2.4.2	Énergie Éolienne	48
2.5	Nouveaux Projets HVDC au Monde	49
2.6	Conclusion	51
Chapitre 3: Modélisation et Simulation d'une Technologie LCC–HVDC		53
3.1	Introduction	53
3.2	Fonctionnement des LCC	53
3.2.1	Convertisseur à Commutation Parallèle à Six Impulsions	53
3.2.1.1	Effet de l'Empiètement Anodique	54
3.2.1.2	Limites du Fonctionnement Normal	59
3.2.1.3	Équations de l'Onduleur	62
3.2.2	Convertisseur à Commutation Parallèle à Douze Impulsions	63
3.3	Simulation de la Transmission LCC-HVDC	64
3.3.1	Schéma Équivalent de la Transmission Monopolaire	65
3.3.2	Simulation de la Transmission Monopolaire	66
3.3.3	Modélisation de la Transmission Bipolaire	70
3.3.4	Simulation de la Transmission Bipolaire	71
3.3.5	Comparaison entre les Deux Transmissions	74
3.3.5.1	Ondulation des Tensions Continues	74
3.3.5.2	Émission d'Harmoniques	75
3.4	Conclusion	78
Chapitre 4: Modélisation et Simulation d'une Technologie VSC–HVDC		80
4.1	Introduction	80
4.2	Structure d'une Transmission VSC–HVDC	80
4.2.1	Structure de Convertisseurs	81
4.2.1.1	Convertisseur VSC à deux Niveaux	83
4.2.1.2	Convertisseur VSC à Trois Niveaux	85

4.2.2	Transformateur	87
4.2.3	Inductance de Phase	87
4.2.4	Capacité DC	88
4.2.5	Filtres AC	89
4.2.6	Câbles DC	90
4.3	Principe du Contrôle des Puissances	91
4.4	Transmission à Base du convertisseur VSC 2-niveau	95
4.4.1	Description du Modèle Etudié	96
4.4.2	Modélisation par Largeur d'Impulsion	97
4.5	Transmission à Base du Convertisseur VSC 3-niveau	99
4.5.1	Description du Modèle Etudié	99
4.5.2	Modélisation par Largeur d'Impulsion	100
4.6	Comparaison entre Transmissions VSC 2 et 3-niveau	102
4.6.1	Génération des Harmoniques	102
4.6.2	Taille de Capacité DC	104
4.7	Conclusion	105
Chapitre 5: Analyse Technico-économique de Technologies HVDC		107
5.1	Introduction	107
5.2	Évaluation Technique des Technologies VSC et LCC	107
5.2.1	Consommation d'Énergie Réactive	108
5.2.2	Injection d'Harmoniques	109
5.2.3	Interaction avec les Réseaux AC de Faible Puissance	111
5.2.4	Pertes dans les Convertisseurs	113
5.2.5	Défauts de Court-circuits	115
5.2.5.1	Court-circuits DC	115
5.2.5.2	Court-circuits AC	117
5.3	Étude Économique d'une Ligne HVDC	119
5.3.1	Coûts des Sous-stations	120
5.3.2	Lignes de Transmission	120
5.3.3	Compensation d'Énergie Réactive	121
5.3.4	Entretien du Système de Transmission	121
5.3.5	Droit de Passage	121
5.4	Analyse Économique (Étude d'un Cas)	122
5.4.1	Coût de Projet	123
5.4.2	Coûts de Fonctionnement Annuels	124
5.4.3	Revenus Annuels	125
5.4.4	Méthode de Discounted-Cash-Flow	126
5.5	Conclusion	128

Conclusion Générale	131
Bibliographie	133

Liste des Tableaux

2.1	Avantages et inconvénients du transport HVDC par rapport au HVAC . . .	45
2.2	Plus longues transmissions d'énergie électrique au monde [10, 62]	45
2.3	Liste de projets HVDC en cours de construction dans le monde [8, 72] . . .	50
3.1	Paramètres du câble de la transmission LCC-HVDC simulée	67
3.2	Paramètres des transformations de la transmission LCC-HVDC simulée . .	67
4.1	Tension simple et composé en fonction d'état de commutation	84
4.2	État de fonctionnement d'un bras d'un convertisseur à trois niveaux	86
4.3	Paramètres des transformations de la transmission VSC-HVDC	96
5.1	Coût d'entretien selon le type de la ligne [17]	121
5.2	Coûts élémentaires et totaux des différentes types de transmission	123
5.3	Coûts de fonctionnement annuels des différentes types de transmission . .	125
5.4	Revenus annuels des différentes types de transmission	126
5.5	Analyse DCF pour le cas d'une transmission HVAC, LCC-HVDC et VSC- HVDC	140

*

Liste des Figures

1.1	Salle de valves à vapeur de mercure dans la sous-station Haywards de la liaison HVDC "Inter Island - Pôle 1" au Nouvelle-Zélande [25]	23
1.2	Liaison HVDC sous-marine entre l'île de Gotland et la cote Suédoise	24
1.3	Salle des valves à thyristors de la transmission HVDC "Inter-Island - Pôle 2" [35]	25
1.4	Évolution de la puissance de transmission des HVDC dans le monde [8]	27
1.5	Schéma structurel de base d'une extrémité d'une liaison HVDC	27
1.6	Liaison monopolaire d'un système de transmission HVDC	29
1.7	Liaison bipolaire d'un système de transmission HVDC	30
1.8	Liaison homopolaire d'un système de transmission HVDC	31
1.9	Liaison back-to-back d'un système de transmission HVDC.	31
1.10	Schéma d'une liaison MTDC	32
1.11	Schéma illustratif des réseaux de transport en HT.	33
1.12	Schéma d'une transmission LCC-HVDC bipolaire [47].	34
1.13	Structures du LCC [48]	34
1.14	Schéma d'une transmission VSC-HVDC [47].	35
1.15	Structures du VSC à deux et à trois niveaux [47]	36
1.16	Structure du MMC-VSC [47]	36
2.1	Puissance maximale transmissible en fonction de la longueur d'un câble souterrain HVAC [52].	41
2.2	Coûts des transmissions en fonction de la distance [3].	42
2.3	Schéma illustratif de l'intégration d'une centrale photo-voltaïque dans un réseau AC utilisant un système HVDC [67].	48
2.4	Schéma illustratif d'une centrale photo-voltaïque.	48
2.5	Intégration d'une centrale éolienne dans le réseau utilisant HVDC	49
3.1	Redresseur lors de la commutation entre les thyristors T_1 et T_3 [76]	54
3.2	Courant de la ligne $i_b(t)$ et de la tension redressée $V_d(t)$ [76]	55
3.3	Variation de $\cos \varphi$ en fonction de α pour différentes valeurs de μ	58
3.4	Effet de l'angle de commutation μ sur le nombre de thyristors conduisant simultanément	60
3.5	Mode de fonctionnement 3 du convertisseur à 6 impulsions [76]	60

3.6	Courbes $\langle V_d \rangle / V_{d0}$ en fonction de α pour de différents valeurs de μ	61
3.7	Tension simple v_c en fonction de θ	62
3.8	Schéma d'un onduleur triphasé à six impulsions [10]	63
3.9	Structure du convertisseur triphasé à 12 impulsions [78]	64
3.10	Circuit équivalent d'une ligne LCC-HVDC 6 impulsions [79]	65
3.11	Schéma de la transmission LCC-HVDC à base du convertisseur triphasé à six impulsions dans la logiciel Simulink	67
3.12	Courant et tension de la transmission LCC-HVDC monopolaire	68
3.13	Circuit équivalent d'une ligne LCC-HVDC à 12 impulsions [79]	71
3.14	Schéma de la transmission LCC-HVDC bipolaire à base du convertisseur triphasé	72
3.15	Courant et tension de la transmission LCC-HVDC bipolaire	72
3.16	Ondulations des tensions V_{dr} et V_{di}	74
3.17	Courant de ligne $i_a(t)$ du coté du réseau 230 kV- 50Hz	75
3.18	Spectre harmonique du courant de ligne $i_a(t)$ du coté du réseau 230 kV- 50Hz	76
3.19	Structure des filtres AC d'une transmission LCC-HVDC	77
3.20	Spectre harmonique du courant de ligne $i_a(t)$ après l'intégration des filtres	78
4.1	Structure d'une ligne de transmission VSC-HVDC	81
4.2	Structure d'un convertisseur Half-Bridge et la tension de sortie [10]	81
4.3	Direction du courant possible ("+" et "-" indiquent le signe) dans un convertisseur VSC à demi-pont	82
4.4	Schéma d'un convertisseur VSC triphasé à deux niveaux	83
4.5	Tension de sortie de convertisseur VSC à 2 niveaux	85
4.6	Convertisseur VSC 3 niveaux	86
4.7	Filtre passe-haut passif de deuxième ordre [89]	90
4.8	Câble XPLE HVDC pour application VSC de ABB	91
4.9	Schéma simplifié d'un convertisseur VSC connecté à un réseau AC [63]	91
4.10	Schéma d'une transmission VSC [63]	93
4.11	Différent modes de fonctionnement d'un convertisseur VSC-HVDC [63]	94
4.12	Diagramme P-Q simplifié [80]	95
4.13	Schéma de la transmission VSC-HVDC à base du convertisseur 2-niveau	96
4.14	Génération du signal MLI pour le convertisseur VSC à 2 niveaux	97
4.15	Signaux de la génération de la commande par la technique MLI	98
4.16	Résultats de simulation de la transmission VSC-HVDC à base du convertisseur 2-niveau	99
4.17	Schéma de la transmission VSC-HVDC à base du convertisseur 3-niveau	100
4.18	Générateur d'un signal MLI pour VSC 3-niveau	100
4.19	Générateur d'un signal MLI pour VSC 3-niveau	101

4.20	Résultats de simulation de la transmission VSC-HVDC à base du convertisseur 3-niveau	102
4.21	Courant de la phase (a)	103
4.22	Spectre harmonique du courant de la phase a	104
4.23	Ondulation dans le signal de la tension DC	105
5.1	Facteur de puissance en fonction de la puissance de transmission	109
5.2	Spectre d'harmoniques du courant de ligne $i_a(t)$	110
5.3	Fonctionnement d'une transmission LCC-HVDC bipolaire pour SCR = 2,1 .	112
5.4	Fonctionnement d'une transmission LCC-HVDC bipolaire pour SCR inférieur à 2	112
5.5	Fonctionnement d'une transmission VSC-HVDC à 3 niveaux pour SCR = 1,8113	
5.6	Pertes de conversion en fonction de la puissance de transmission pour $I_d = 1000A$	114
5.7	Fonctionnement d'une transmission VSC-HVDC à base de convertisseurs à trois niveaux lors d'un court-circuit DC	116
5.8	Fonctionnement d'une transmission LCC-HVDC à base de convertisseurs à six impulsions lors d'un court-circuit DC	117
5.9	Fonctionnement d'une transmission LCC-HVDC à base de convertisseurs à six impulsions lors d'un court-circuit AC triphasé	118
5.10	Fonctionnement d'une transmission VSC-HVDC à base de convertisseurs à trois niveaux lors d'un court-circuit AC triphasé	119
5.11	Droit de passage des lignes HVDC et HVAC pour une puissance de 5GW [10]	122
5.12	Coûts élémentaires et totaux entre les différents types de transmission . .	123
5.13	Diagramme circulaire des coût élémentaires de chaque type de transmission	124
5.14	Flux de trésorerie cumulé et non cumulé en fonction de l'année	127
5.15	Schéma illustratif du modèle " Benchmark" du CIGRE [14]	138

Liste des Abréviations

AC	Alternative Current
CIGRE	Conseil International des Grandes Réseaux Electriques
CSC	Current Source Converter
DC	Direct Current
DCF	Discounted Cash Flow
HVAC	High Voltage Alternative Current
HVDC	High Voltage Direct Current
IGBT	Insulated Gate Bipolaire Transistor
LCC	Line-Commutated Converter
MLI	Modulation par Largeur d'Impulsions
MMC	Modular Multilevel Converter
MPPT	Maximum Power Point Tracking
MTDC	Multi Terminal Direct Current
NPC	Neutral Point Clamped
PV	Photo-Voltaïque
SCL	Short Circuit Level
SCR	Short Circuit Ratio
STATCOM	STATic COMpensator
SVC	Static Var Compensator
VAN	Valeur Actuelle Nette
VSC	Voltage Source Converter

Liste des Symboles

α	Angle d'amorçage	rad
β	Angle d'avance à l'amorçage	rad
C_{dc}	Capacité du côté DC	F
δ	Angle d'extinction	rad
E_c	Énergie Emmagasinée par une capacité	J
f	Fréquence	Hz
γ	Angle d'avance à l'extinction	rad
ϕ	Déphasage	rad
i_1	Composante fondamentale du courant de ligne	A
i	Courant de ligne instantané	A
I_1	Valeur efficace du courant de ligne fondamental	A
I_{1max}	Valeur maximale du courant de ligne fondamental	A
I_d	Courant sortant du convertisseur, coté DC	A
$I_{Th_{max}}$	Courant maximale traversant un thyristor	A
L_d	Inductance de lissage	H
L_t	Inductance de fuite	H
μ	Angle d'empiètement anodique	rad
P	Puissance active	W
Q	Puissance réactive	VAr
R_c	Résistance de commutation du convertisseur	Ω
S	Puissance apparente	VA
t	Temps	s
τ, T	Constantes du temps	s
u	Tension complexe instantanée	V
U	Tension complexe efficace	V
v	Tension simple instantanée	V
V	Tension simple efficace	V
V_d	Tension à la sortie du convertisseur, coté DC	V
V_{d0}	Valeur moyenne maximale de la tension V_d	V
V_{max}	Tension simple maximale	V
$V_{Th_{max}}$	Tension maximale inverse d'un thyristor	A
Z	Impédance	Ω
θ	Angle	rad
ω	Pulsation	rad · s ⁻¹

Introduction Générale

Introduction Générale

AUJOURD'HUI, les besoins en consommation d'énergie sont en pleine expansion dans le monde. Les raisons de cet engouement sont multiples, essentiellement l'augmentation de la population et des activités commerciales et industrielles. Ceci devrait mener à une hausse des demandes énergétiques de plus de 60% d'ici 2040 [1]. Pour répondre à ces besoins, le recours à de nouvelles sources d'énergies et la construction de nouvelles infrastructures pour leur acheminement, est alors indispensable. Ce point a poussé vers l'exploration de nouveaux axes de recherche dans le domaine de transport et production d'énergie électrique [2]. Concernant ce dernier, une nouvelle stratégie écologique à long terme est adoptée par de nombreuses puissances économiques mondiales. Elle consiste en une intégration progressive des sources d'énergie propres dans les réseaux électriques.

Actuellement, l'énergie électrique est principalement produite, transportée et distribuée en courant alternatif (AC) via les réseaux de transport à courant alternatif haute tension (HVAC). Cependant, ce type de transport n'est pas le meilleur moyen lorsqu'il s'agit d'interconnecter les sources d'énergies renouvelables avec les réseaux [3]. En effet, les ressources de ces énergies sont souvent situées dans des régions éloignées comme en mer, dans des zones inhabitées ou encore dans des régions désertiques [3]. Ainsi, l'acheminement optimal de ces énergies sur de longues distances, ne peut être réalisable si le transport d'énergie est en courant alternatif [4]. D'autres limitations sont également liées à l'utilisation de ce type de transport, notamment la nécessité de l'installation de nombreuses stations de compensation d'énergie réactive le long des lignes de transmissions aériennes [5]. En outre, l'interconnexion des deux réseaux n'est pas possible via une liaison HVAC si leurs fréquences sont différentes [6]. Ces imperfections du transport HVAC ont conduit la communauté de l'électronique de puissance et des réseaux électriques à développer davantage de nouvelles technologies, ce qui a permis d'améliorer les techniques de transmission et de conversion de la puissance, en particulier la technologie de transport en haute tension à courant continu, appelée HVDC.

Une liaison HVDC est constituée d'une ligne à courant continu reliant au moins deux réseaux alternatifs par le biais de stations de conversion. Parmi les intérêts majeurs de la HVDC, son utilisation pour l'évacuation des puissances sur de longues distances, l'interconnexion des réseaux électriques non synchrones et la possibilité du contrôle des flux de transport [7]. En effet, des analyses comparatives entre les deux transports HVAC et HVDC, sont exposées selon les plans technique, écologique et économique (e.g., [4, 6, 8]). Toutefois, il existe essentiellement deux types de technologie du transport HVDC. Le premier type, étant la technologie LCC (Line Commutated Converter), est le plus utilisé au monde en matière de transmissions à courant continu. Le second type est la technologie VSC (Voltage Source Converter), qui a connu un intérêt grandissant lors de ces dernières en raison de ses nombreuses avantages qu'elle présente [9]. Il existe une littérature abondante sur ce sujet dont de nombreux travaux et ouvrages ont été publiés (e.g., citepEust2013, cigrecost, big, eremia2016advanced). A titre d'exemple, Eremia et al. [10] ont présenté une étude détaillée sur le principe de fonctionnement, la modélisation et les stratégies de control des deux technologies LCC- et VSC-HVDC.

En Algérie, le potentiel d'énergie solaire, situé principalement au Sud, est l'un des plus important au monde, avec une durée d'insolation de 2000 à 3900 heures par an, et une irradiation journalière de 3000 à 6000 Wh/m², soit l'équivalent de 10 fois la consommation mondiale [11]. Ces ressources solaires colossales et en d'autres énergies renouvelables (e.g., Parc éolien d'Adrar), devrait largement assurer l'approvisionnement en électricité (propre) du pays dans les prochaines décennies. C'est pourquoi, de nombreux projets ont été proposé pour leurs exploitation, notamment celui de Desertec qui vise une production ambitieuse d'électricité de 5600 MW d'ici 2027 [12]. Ainsi, le transport HVDC demeure un excellent choix pour l'acheminement de ces flux énergétiques vers les centres de consommation au nord du pays, d'une part, et vers l'Europe, d'une autre part [13]. De plus, de telles transmissions avec le Maroc et la Tunisie, permettent le renforcement de la sécurité en approvisionnement en énergie électrique et apportent une plus grande stabilité au réseau national. De ce fait, des études technico-économiques de transmissions HVDC sont nécessaires pour un tel projet afin de les exploiter de manière optimale.

Intitulé "Etude technico-économique de transmissions HVDC entre deux réseaux asynchrones", ce mémoire tend à exposer une étude technico-économique de systèmes de transmission HVDC entre deux réseaux ayant des conditions d'exploitations différentes. En se basant sur le modèle CIGRE benchmark [14], une liaison entre deux réseaux asynchrones 345 kV- 60 Hz et 230 kV- 50 Hz est considérée pour différentes puissances (200 et 250 MW). Tout d'abord, un schéma équivalent est tiré pour deux types de transmission LCC-HVDC (système à six et à douze impulsions). Sous environnement MATLAB/Simulink, des simulations sont effectuées dont les résultats obtenus sont validés avec succès en comparant avec ceux du modèle théorique établi. La modélisation et la simulation de la

ligne en question sont également effectuées en utilisant la technologie VSC-HVDC à 2 et 3 niveaux. Les limites (i.e., courant et courant maximal) de transfert de l'énergie par cette technologie sont discutées en utilisant le diagramme PQ (puissances active et réactive). Ainsi, les résultats de la simulation sont en accord avec la théorie. Ce projet comporte également une analyse technique suivie d'une étude économique. Dans la partie technique, les transmissions VSC-HVDC et LCC-HVDC sont comparés en termes de performance afin de tirer les points forts et faibles de chacune. Tandis que la partie économique porte sur l'analyse des différents facteurs influençant les coûts des transmissions. Le calcul économique effectué tient en considération les différences de coûts d'investissement et ceux annuels, menant à la prise de décision sur le développement économique à long terme. Pour ce faire, une ligne de transmission de 1000 MW, reliant deux réseaux asynchrones de deux pays à une distance de 1000 km, est considérée. Les résultats obtenus ont montré que les transmissions LCC-HVDC présentent certains inconvénients techniques (émission élevée d'harmoniques, consommation importante d'énergie réactive, difficulté dans les interconnexions avec les faibles réseaux AC) par rapport aux VSC-HVDC. Du point de vue économique, la technologie LCC-HVDC peut être le bon choix pour une transmission à longue distance sur le même marché. Cependant, celle VSC-HVDC est plus rentable en raison des revenus annuels générés pour des périodes d'exploitation allant de 9 ans. Ce résultat confirme la tendance actuel dans les projets HVDC au niveau mondiale.

En effet, ce manuscrit est structuré en cinq chapitres distincts. Dans le premier chapitre, nous présentons des notions générales relatifs aux systèmes de transmission HVDC. D'abord, l'évolution des systèmes en question sont exposés depuis leurs apparition jusqu'à présent. Ensuite, au schéma générale d'une liaison HVDC est illustré avec une brève description des principales composants. Nous finissons le chapitre par une présentation des différents configurations et technologies du transport HVDC.

Le deuxième chapitre porte sur l'utilité des systèmes HVDC, accompagné par quelques applications (e.g., transport à longue distance, intégration des énergies renouvelables, liaisons souterraines-sous marines). Une comparaison entre les deux types de transport d'énergie (HVDC et HVAC) est exposée de points de vue technique, économique et écologique. Par suite, le transport d'énergie électrique à haute tension est traité pour de réseaux de transmission de longue distance et forte puissance. La problématique de l'intégration des énergies renouvelables dans les réseaux électriques est également abordée. Au final, nous exposons une liste de nouveaux projets HVDC dans le monde, inclut les projets en phase de construction.

Etant donné que la technologie LCC soit la première à émerger en matière de liaisons HVDC, le troisième chapitre est dédié à l'étude détaillée et l'application de cette technologie dans les réseaux électriques. De ce fait, un schéma équivalent d'une transmission LCC-HVDC est tiré, permettant l'identification des différents paramètres régissant son

fonctionnement. Sous environnement MATLAB/Simulink, des simulations de deux types de transmission LCC-HVDC (système à six et à douze impulsions) sont présentées et comparées. Enfin, les résultats obtenus sont validés avec succès relativement à ceux du modèle théorique établi. Le quatrième chapitre porte sur la modélisation et la simulation d'une ligne de transmission de type VSC-HVDC. Tout d'abord, les différents éléments de base de la technologie sont présentés en détail. De plus, le dimensionnement et le fonctionnement de deux technologies de convertisseur VSC 2-niveau et celle 3-niveau sont effectués. Ensuite, le principe de transfert de puissance active et réactive dans une liaison VSC-HVDC est expliqué en présentant les limites de ce transfert. Des simulations sont réalisées pour étudier et analyser les deux technologies en question dans la connexion des deux réseaux asynchrones.

Le cinquième chapitre comporte deux volets : une analyse technique et une étude économique. Dans la première partie, l'analyse est basée sur des simulations à travers le code de calcul MATLAB/Simulink. Les transmissions VSC-HVDC et LCC-HVDC sont comparés en termes de performance afin de tirer les points forts et faibles de chacune. Ceci est effectué par le biais de plusieurs facteurs, à savoir la consommation d'énergie réactive, pertes de conversion, interaction avec les faibles réseaux AC, réactions aux défauts AC et DC, ... etc. Concernant la deuxième partie, une analyse des différents facteurs influençant les coûts des transmissions est présentée et étudiée en se basant sur de nombreux travaux dans le domaine (e.g., [8, 15–20]). Une ligne de transmission de 1000 MW, reliant deux réseaux asynchrones de deux pays à une distance de 1000 km, est considérée. L'étude économique permet d'analyser et d'expliquer les écarts entre les coûts des systèmes de transmission étudiés. De plus, elle est effectuée par la méthode du Flux de Trésorier Actualisé (en notation anglo saxonne : Discounted Cash Flow) [21]. Cette méthode est basée sur l'évaluation du projet utilisant les concepts de la valeur temporelle de l'argent. Le calcul effectué tient compte des différences de coûts d'investissement et les coûts annuels, menant à la prise de décision sur le développement économique à long terme du projet.

Nous terminons notre projet par une présentation des points essentiels représentant une synthèse globale de cette étude. De plus, nous offrons quelques perspectives qui seront très utiles dans les futurs travaux du Laboratoire de Recherche en Electrotechnique de l'Ecole Nationale Polytechnique.

Chapitre 1

Généralités sur les Systèmes HVDC

Chapitre 1

Généralités sur les systèmes HVDC

1.1 Introduction

LE développement rapide de l'électronique de puissance à travers de dispositifs à semi-conducteurs (nouveaux et puissants) a conduit à des technologies innovantes telles que le système de transmission en courant continu à haute tension (HVDC). Ce dernier est désormais une alternative attrayante pour le renforcement des systèmes de transmission et de distribution de l'énergie électrique, le raccordement des sources d'énergie renouvelables et le dépassement de certaines limites existantes du transport HVAC. La multiplication des projets HVDC dans le monde démontre l'engouement toujours croissant pour cette technologie de transport de l'électricité. Ce chapitre traite les notions générales relatifs aux transmissions HVDC. Il est composé de quatre sections. Un historique sur l'évolution de ces systèmes depuis leurs apparition jusqu'à présent est présenté dans la première section. La deuxième section est dédiée au schéma générale d'une liaison HVDC avec une description de ces principales composants. La troisième et la quatrième section présentent les différents configurations et technologies du transport HVDC, respectivement.

1.2 Développement du Transport HVDC

Il est très évident que les systèmes de transmission HVDC sont passés par des étapes majeures dans l'histoire qui ont conduit à la place qu'ils occupent aujourd'hui. L' historique de l'évolution de ces transmissions depuis leurs première apparition dans le monde a été détaillé par Thi Thu Nga VU dans sa thèse [22]. En s'appuyant sur ce document et en consultant les principaux projets HVDC lors des dernières années, les phases les plus

marquantes dans l'histoire du développement des HVDC sont décrites ci-dessous :

1.2.1 Première Utilisation (1882–1930)

En 1882, le premier système de transmission ayant les caractéristiques types du HVDC a été dévoilé à l'exposition Électrotechnique en Allemagne. Le système devait fonctionner à une tension de 2 kV sur une distance de 57 km [23]. Il connut une défaillance après quelques jours seulement. Par la suite, le recours aux systèmes de transmission HVDC, avec notamment le système – Thury – (courant constant - tension variable), s'est répandu en Europe entre les années 1888 et 1912 [24]. Parmi eux, un système de transmission de 630 MW a été installé en Italie au cours de l'année 1889. Il couvrait une distance de 120 km sous une tension de 14 kV DC.

En France, le développement des systèmes de transmission HVDC est marqué par la construction d'une liaison de 180 km en 1906. Opérant à une tension supérieure à 125 kV, celle-ci permettait le transport d'une puissance jusqu'à 30 MW [24]. Toutefois, les principales limites du système Thury étaient que la distribution du transformateur en série implique un risque accru de coupure du courant puisque le courant doit traverser chaque appareil pour se rendre au suivant. L'alimentation est immédiatement coupée si le circuit est rompu dans l'une des machines. Malgré les avantages reconnus de la transmission HVDC, cette dernière, en absence de systèmes de conversion efficaces et sûrs, est tombée en désuétude dans les premières décennies du vingtième siècle.

1.2.2 Redresseurs à Vapeur de Mercure (1930–1950)

L'invention du redresseur à vapeur de mercure dans les années 1930 a marqué le début du développement des systèmes de transmission HVDC. Une illustration d'un tel dispositif est présentée dans la figure 1.1. Il s'agit d'une association de valves dont chacune est un ensemble de tubes (ou ampoules) remplis de vapeur de mercure [25]. Chaque tube représente une cellule de commutation avec une anode est en acier ou en charbon, et une cathode en mercure [26].

Le premier contrat d'un système de transmission HVDC fut conclu en 1941. Il s'agit de la transmission "Elbe-Berlin" en Allemagne. Cette transmission, à base de vannes à vapeur de mercure, devrait transmettre une puissance de 60 MW utilisant un câble souterrain de 115 km de longueur. Ce système était prêt à fonctionner mais fut démonté par la suite et n'a jamais été exploité en raison de la Seconde Guerre Mondiale [27].

À la fin de ce conflit, l'URSS démonta la liaison pour la réinstaller entre Moscou et Kashira. Elle servira ensuite de centre de recherche [23].



Figure 1.1 – Salle de valves à vapeur de mercure dans la sous-station Haywards de la liaison HVDC "Inter Island - Pôle 1" au Nouvelle-Zélande [25]

Le transport en courant continu est réellement rentrée en exploitation dans les années 1950 en utilisant les ponts de conversion à valves redresseuses à vapeurs de mercure. Durant cette période, la demande en énergie électrique est devenue de plus en plus importante. L'exploitation des énergies renouvelables provenant des sources hydroélectriques, éoliennes ou encore solaires étaient supposées répondre à ces demandes [28].

Cependant, étant donné que les ressources d'énergie renouvelables sont souvent éloignées des zones de consommation, la mise en place des systèmes d'exploitation de ces ressources requiert de longues lignes de transmission.

Cette problématique a suscité le développement des systèmes de transmission HVDC, bien adaptés au transport à longue distance.

1.2.3 Liaisons Sous-marines (1950–1960)

La première liaison HVDC sous-marine de type commercial au monde a été mis en service en 1954. Il s'agit de liaison "Västervik-Ygne" en Suède (Fig. 1.2). La puissance de transmission était de 20 MW sous une tension de 100 kV DC. Le câble mesurait alors 100 km de longueur. Après 16 ans de service, la tension est passée à 150 kV et le système était capable d'acheminer une puissance pouvant atteindre 30 MW [24, 29].

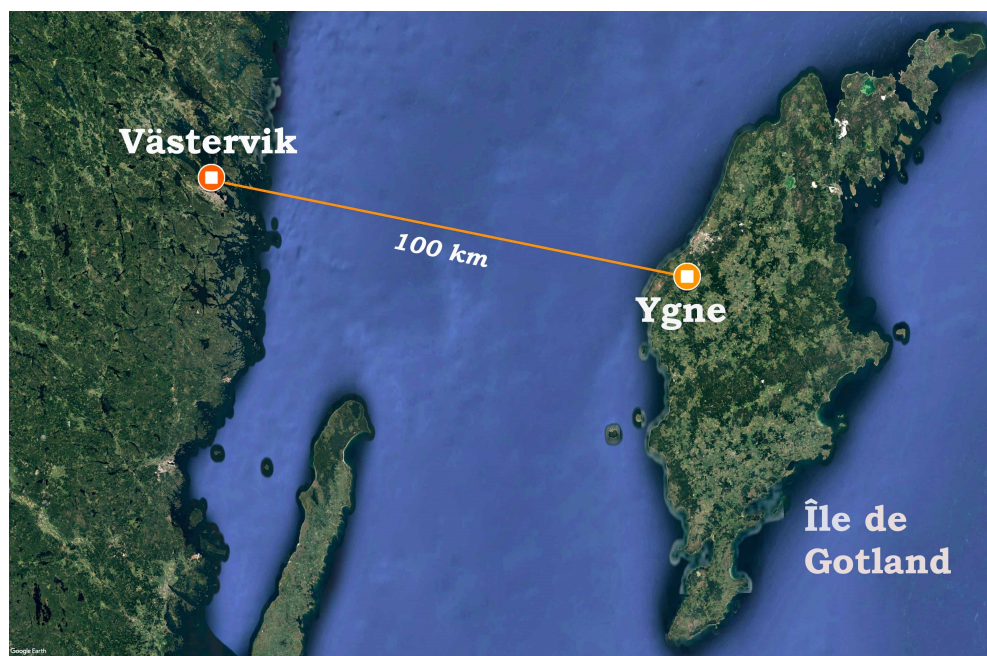


Figure 1.2 – Liaison HVDC sous-marine entre l'île de Gotland et la cote Suédoise

Ce sont notamment les liaisons électriques sous-marines qui ont permis au HVDC de démontrer pour la première fois sa compétitivité en s'affranchissant des effets capacitifs des lignes HVAC [30].

1.2.4 Interconnexion des Réseaux (1960–1970)

Exploitée depuis les années 1960, la technologie HVDC est désormais mature et joue un rôle essentiel dans le transport sur de longues distances pour l'interconnexion des réseaux. La liaison "Inter-Island - Pôle 1", au Nouvelle Zélande, fait partie des premiers projets conçus pendant cette période. Celle-ci est entré en service en 1961 pour une distance de 610 km. Elle pouvait transmettre une puissance de 600 MW et fonctionnait à une tension de 250 kV [31].

D'autres projets HVDC ont aussi été réalisé durant cette période. C'est le cas de la liaison HVDC "Konti-Skan" entre la Suède et le Danemark (250 MW, 275 kV) et le projet Sakuma au Japon (300 MW, 2 x 125 kV). Ils ont été construits par ASEA (aujourd'hui groupe ABB) et mis en service en 1965 [31]. La transmission Sakuma est aussi la première interconnexion HVDC au monde du type "back-to-back" [32]. Elle relie le réseau Ouest du Japon de fréquence 60 Hz avec celui de l'Est de fréquence 50 Hz et est toujours en service [33].

1.2.5 Émergence des Thyristors (1970–1990)

L'invention du thyristor au cours des années 1970 représente une étape importante dans l'évolution des liaisons HVDC. En effet, les valves à thyristors coûtent moins cher à l'achat que ceux à diodes à vapeur de mercure et minimisent les coûts de fonctionnement [32]. Ainsi, le recours à l'utilisation des ponts de conversion à base de valves à thyristors s'est rapidement généralisé.

La figure 1.3 montre l'une des sous-stations de conversion de transmission HVDC "Inter-Island - Pôle 2". Trois valves à thyristors sont installées, chacune ayant 66 thyristors [34], reliés au transformateur de ligne via des traversées isolées. Il convient de noter que cette transmission est en effet une association de deux pôles. Le pôle plus récent est celui à valves à thyristors (Fig. 1.3), mis en service en 1992 [35]. L'autre pôle, en service de 1965 à 2012 [25], est à valves à vapeur à mercure dont l'une des sous-stations a été montrée précédemment dans la figure 1.1.

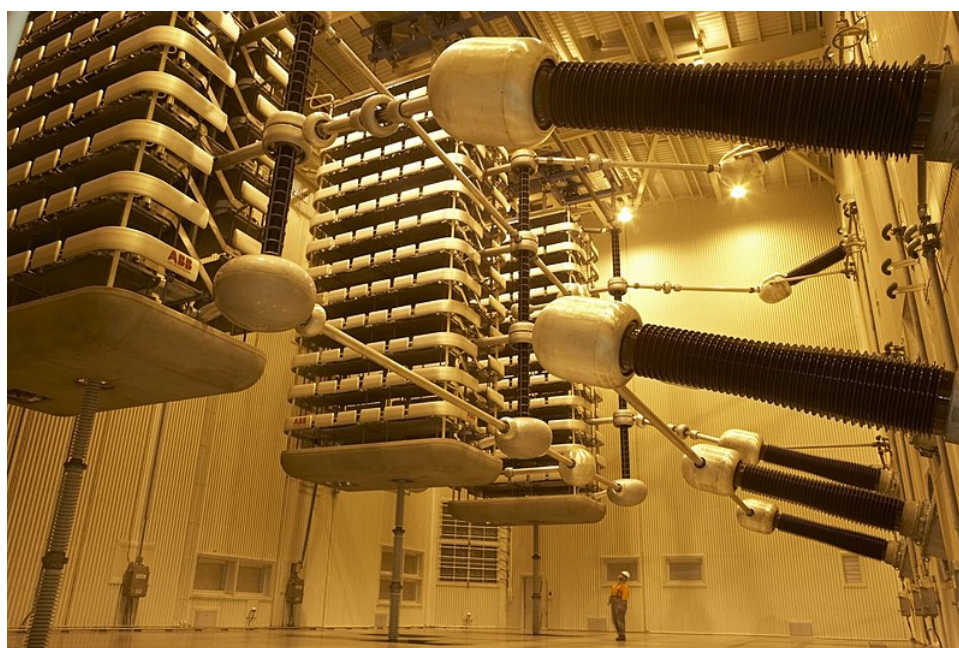


Figure 1.3 – Salle des valves à thyristors de la transmission HVDC "Inter-Island - Pôle 2" [35]

En 1972, la première liaison HVDC utilisant uniquement des thyristors est la transmission "EeL River" au Canada. Elle pouvait transmettre une puissance de 320 MW à une tension de 250 kV [36]. Cette connexion est de type "back-to-back" entre deux zones asynchrones et utilisait quatre thyristors en parallèle par bras pour pouvoir transporter suffisamment de courant [32].

La transmission "Cahora Bassa HVDC" fait également partie des premiers systèmes utilisant des redresseurs à valves à thyristors. Ce système est caractérisé par une puissance de 1920 MW, une tension de 533 kV et une distance de 1360 km. Il fut construit en 1978

entre le Mozambique et l’Afrique du Sud. Il est aussi la première liaison HVDC sur le continent Africain et le premier à fonctionner au-dessus de 500 kV dans le monde [32]. En 1985, le premier projet utilisant des techniques de refroidissement à l’eau [37] et d’isolement à l’air [38] des thyristors est le projet "Nelson River - Bipole 2" au Canada. Ces techniques permettent aux thyristors de supporter des courants et des tensions plus importants.

1.2.6 Évolution de la Technologie VSC (1990–2000)

Le besoin d’améliorer les performances des liaisons HVDC a poussé les recherches vers d’autres types de technologies à semi-conducteurs tel que les IGBT qui étaient déjà utilisées pour le pilotage des moteurs électriques dans les années 1980. En 1994, la compagnie ABB a concentré ses travaux de développement pour adapter les convertisseurs VSC (à base des IGBT) aux transmissions HVDC. Pour cela, un projet d’une liaison HVDC à faible échelle et d’une distance de 10 km, a été lancé entre Hellsjön et Grängesberg en Suède [39]. À la fin de l’année 1996, l’équipement a été installé sur terrain pour être testé dans des conditions de service. Il est devenu opérationnel une année plus tard. La puissance et la tension de la ligne étaient de 3 MW et 10 kV, respectivement [10]. En 1999, et après avoir accueilli la première liaison HVDC commerciale, l’île Gotland (Fig. 1.2) est une fois de plus pionnière dans le domaine des liaisons HVDC en inaugurant la première liaison de type VSC. Elle relie le nord au sud de l’île sur une distance de 70 km. La puissance et la tension de la ligne étaient de 50 MW et 80 kV, respectivement [10].

La technologie VSC a permis de nouvelles fonctionnalités, citons notamment le contrôle indépendant des puissances réactives et actives. Néanmoins, elle était très peu maîtrisée et moins mature que la technologie LCC (à base de thyristors) à cette époque.

1.2.7 Large Utilisation (2000–Aujourd’hui)

A partir de l’année 2000, de nombreux projets HVDC ont émergé dans le monde avec des longueurs, des puissances et des tensions relativement élevées. A titre d’exemple, la figure 1.4 montre l’évolution, en termes de puissance de transmission, des systèmes de transmission HVDC dans le monde depuis l’année 1965.

Il est clair, d’après cette figure, que la puissance a augmenté de 50 GW entre les années 2000 et 2010, et d’environ 300 GW entre 2010 et 2020. Elles devraient dépasser les 400 GW d’ici 2022. Cette croissance est principalement liée au besoin de transmissions économiques et performantes telles que les HVDC pour répondre aux demandes énergétiques mondiales et aux exigences relatives à l’intégration des énergies renouvelables.

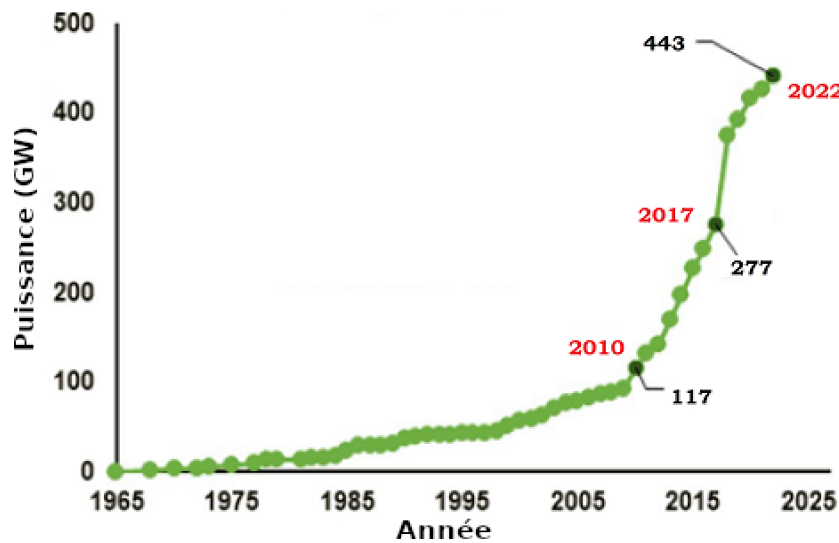


Figure 1.4 – Évolution de la puissance de transmission des HVDC dans le monde [8]

Les technologies relatives aux transmissions HVDC sont en pleine parallèle à la croissance de leurs exploitations et les recherches se sont davantage focalisées à surmonter leurs limitations et à perfectionner leurs fonctionnements. Parmi les technologies prometteuses qui devraient amener ces transmissions à un stade de perfection plus élevé au cours des prochaines années, il y a notamment la technologie dite "Modular Multi-Level Converter" (MMC). Sa première utilisation était dans le projet "TransBay Cable" aux États-Unis, en 2010. Ce dernier est caractérisé par une puissance de 400 MW, une tension de 200 kV et une distance de 88 km. Parmi les avantages de cette technologie est qu'elle permet une réduction des pertes de conversion et des besoins de filtres [10].

1.3 Schéma Générale d'une Transmission HVDC

Afin d'effectuer la conversion de courant alternatif (Réseau AC) en courant continu (Liaison DC), plusieurs équipements sont nécessaires. Chaque équipement a son rôle principal dans cette procédure de conversion d'énergie. La figure 1.5 montre une structure globale d'une liaison HVDC.

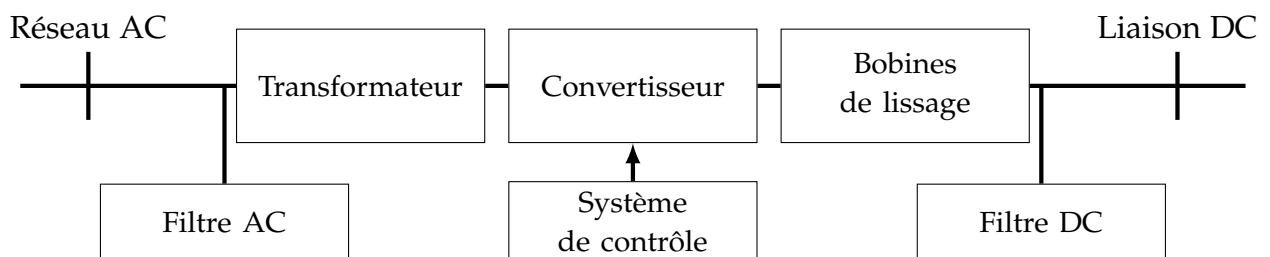


Figure 1.5 – Schéma structurel de base d'une extrémité d'une liaison HVDC

Une transmission HVDC signifie que le courant AC produit par les sources d'énergie électrique (centrales électriques, éoliennes, etc) est transformé en courant DC avant d'être transmis. Au niveau de la station d'ondulation, il est ensuite retransformé en courant AC, puis fourni aux clients. Ce type de transmission permet de transmettre l'énergie électrique de manière à surmonter de nombreux inconvénients liés à la transmission HVAC.

Généralement, un disjoncteur AC est utilisé pour isoler le réseau AC du système HVDC lorsque ce dernier est défaillant. Il doit être conçu pour transporter le courant à pleine charge et interrompre le courant de défaut. Les disjoncteurs DC sont difficiles à réaliser et à installer dans une liaison HVDC car il faut inclure un mécanisme dans le disjoncteur pour forcer le courant DC à s'annuler, sinon le risque des arcs et des contacts serait trop important pour permettre une commutation fiable. C'est pourquoi les défauts de courts-circuits DC sont éliminés par l'intermédiaire des disjoncteurs AC dans les transmissions HVDC [40].

Comme indiqué sur la figure 1.5, les transformateurs assurent la séparation entre les cotés AC et DC et permettent d'adapter le niveau de tension AC requis pour un fonctionnement optimal des convertisseurs de la transmission HVDC [41]. Ils jouent aussi un rôle très important dans la limitation des courants de courts-circuits lors de l'apparition des défauts. Ils doivent bien être conçus pour résister aux très hautes contraintes de tension et de courant de service et supporter les courants harmoniques élevés créés par les convertisseurs [42].

Une station de contrôle comprend l'ensemble des équipements de commande des cellules de commutation des convertisseurs pour la gestion du flux des énergies actives et réactives et des défauts. Un convertisseur, qui est un composant essentiel de la transmission de puissance HVDC, permet d'effectuer la conversion AC/DC ou DC/AC. C'est une disposition d'un ensemble de cellules de commutation conçues pour commuter à des hautes fréquences et évacuer de puissances importantes.

Au cœur d'une station de conversion HVDC, les convertisseurs génèrent des harmoniques de tension et de courant dans les deux cotés AC et DC. Ces harmoniques surchauffent les générateurs et perturbent le système de communication [43]. Du côté AC, des filtres AC sont indispensables pour éliminer ces deux types d'harmoniques. En outre, les convertisseurs nécessitent une alimentation en puissance réactive qui dépend de la puissance active de charge (environ 50 % à 60 % de la puissance active pour les LCC-HVDC). Une part de cette énergie réactive est produite par les filtres AC et l'autre part par les sources d'énergie réactive, qui peuvent être des batteries de condensateurs ou des compensateurs synchrones, installées dans le côté AC.

Il convient de noter que les bobines de lissage (Smoothing Reactor) sont mises en série avec les lignes de transmission pour lisser le courant DC en diminuant ces ondulations.

Étant donné que les convertisseurs génèrent des harmoniques de courant et de tension du côté DC qui créent des perturbations dans les systèmes de télécommunication, des filtres DC sont installés dans les lignes aériennes pour réduire ses perturbations [44]. De plus, les bobines de lissage et les filtres DC jouent aussi un rôle dans la protection des cellules de commutations des convertisseurs en cas de défaillance de la commutation, en limitant la montée rapide du courant qui circule dans le convertisseur [43].

1.4 Types de Configurations HVDC

De nombreux configurations des systèmes HVDC sont connus pour la transmission de puissance. Ces systèmes HVDC peuvent être pratiquement classifiés en trois catégories : (i) les liaisons entre deux terminaux (dite également, Point-à-Point), (ii) les liaisons "back-to-back" et (iii) les liaisons multiterminaux. Dans cette partie, nous rappelons brièvement les différentes configurations des systèmes de transmission HVDC. Ainsi, nous expliquerons l'intérêt qu'ils présentent par rapport à une transmission HVAC en citant quelques exemples. Particulièrement, nous nous sommes intéressés aux liaisons entre deux terminaux.

1.4.1 Liaisons Point-à-Point

Le choix du type de la configuration d'une transmission HVDC dépend de l'application envisagée et du projet considéré. La configuration la plus simple d'une liaison HVDC est celle monopolaire. La figure 1.6 montre un schéma unifilaire d'une liaison monopolaire.

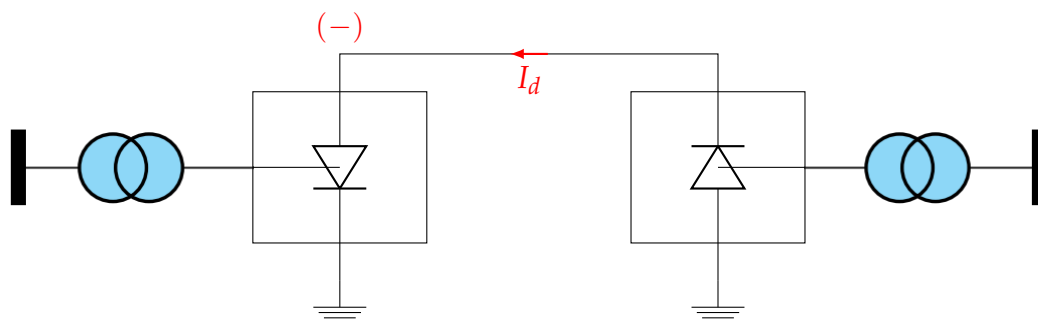


Figure 1.6 – Liaison monopolaire d'un système de transmission HVDC

De cette figure, la liaison monopolaire est constituée de deux convertisseurs placés à chaque extrémité du pôle. Un seul conducteur polarisé est utilisé avec soit la terre, la mer ou bien un câble métallique pour le retour [7]. Le retour par la terre ou la mer reste la solution la plus économique quoiqu'il possède des effets environnementales indésirables [41]. Pour le cas des transmissions VSC-HVDC, le retour par câble est utilisé [7]. Étant

donné que l'effet couronne est plus important dans un conducteur de polarité positive, ces liens mono-polaires opèrent généralement avec une polarité négative [42]. De plus, la majorité des connections sous-marines utilisent ce type de liaison [9].

Les transmissions HVDC entre deux terminaux peuvent être également bipolaires ou monopolaires. Un autre type de transmission est obtenu lors de l'utilisation de deux liaisons monopolaires ; un positif et un autre négatif. En effet, chaque extrémité possède deux convertisseurs de même puissance, positionnées en série sur le cote DC. La figure 1.7 montre un schéma unifilaire d'une transmission HVDC de type bipolaire.

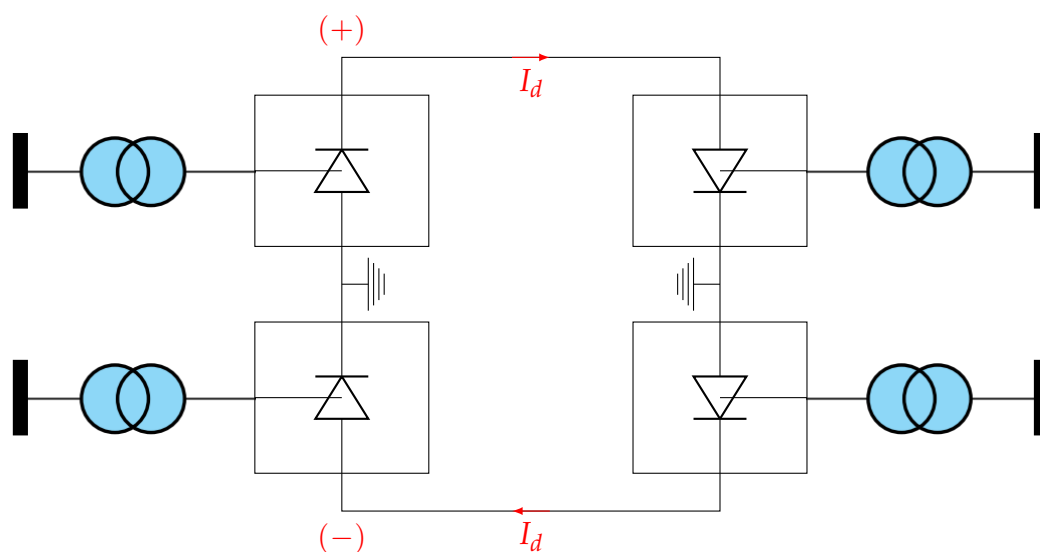


Figure 1.7 – Liaison bipolaire d'un système de transmission HVDC

Généralement, cette configuration est utilisée pour une transmission par voie aérienne. Dans ces systèmes, chaque terminal possède deux convertisseurs connectés en série du côté DC et fonctionnant à la même tension nominale. La jonction entre les deux convertisseurs est mise à la terre comme indiqué sur la figure 1.7. En situation normale, le même courant transite dans les deux pôles et il n'y a donc pas de courant vers la terre [7]. Pour des raisons de maintenances ou de défaut d'un pôle, il est toujours possible de fonctionner en liaison mono-polaire.

Pour la troisième configuration, deux conducteurs ont la même polarité on été utilisé dont le retour se fait par la terre ou par un câble métallique. Cette configuration est dite -une liaison HVDC de type homopolaire- où elle est illustrée sur la figure 1.8.

Dans ce type de liaisons, les deux conducteurs ont la même polarité et le retour se fait par la terre ou par un câble métallique . Le seul avantage des liens homo-polaires réside dans un coût moins élevé pour l'isolation. Néanmoins, les désavantages liés à un retour par la terre l'emportent.

En comparant les trois configurations susmentionnés, nous pouvons dire qu'il est très

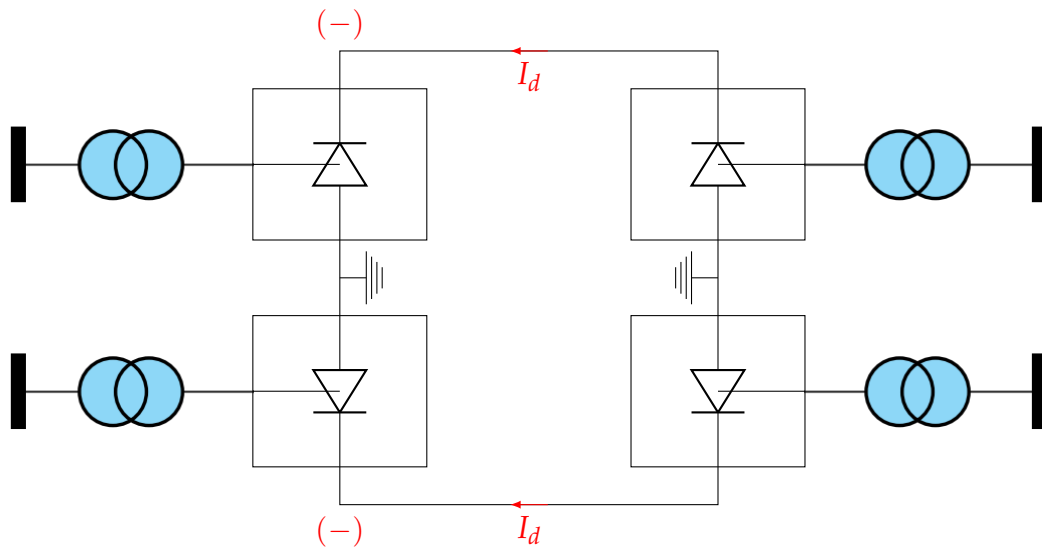


Figure 1.8 – Liaison homopolaire d'un système de transmission HVDC

claire que les liaisons bipolaires sont donc les plus utilisées. Egalement, les liaisons bipolaires sont utilisées lorsque les besoins de capacité de transmission dépassent ceux d'un seul pôle [7].

1.4.2 Liaison Back-to-Back

Les liaisons back-to-back représentent un cas particulier des interconnexions monopolaires. La figure 1.10 en présente une illustration. Les deux stations de conversion sont situées dans le même bâtiment et ne sont pas reliées par un câble DC. Elles sont connectées par le biais d'une inductance en série (respectivement d'un condensateur en parallèle) pour les convertisseurs CSC (respectivement pour les convertisseurs VSC).

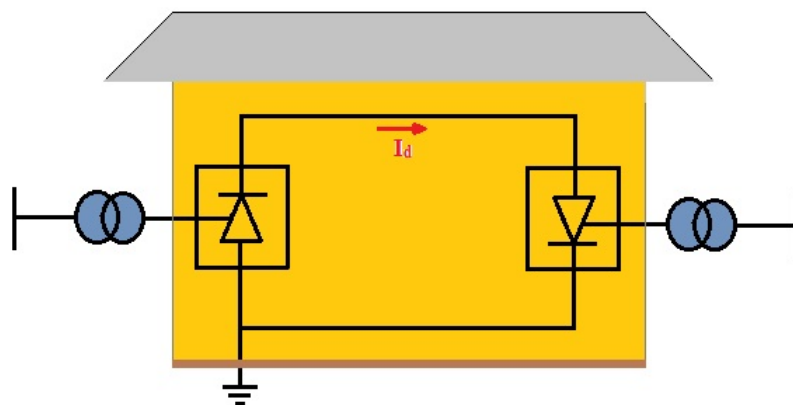


Figure 1.9 – Liaison back-to-back d'un système de transmission HVDC.

Ce type de liaison est utilisé pour transmettre de l'énergie entre deux réseaux AC asynchrones en faisant l'interconnexion des deux systèmes AC. Dans d'autre cas, ces

liaisons sont également employées pour fournir une puissance définie à l'intérieur d'un réseau [45].

1.4.3 Liaisons MTDC

L'utilisation de la technologie HVDC a traditionnellement été limitée à des connexions point à point. Toutefois, les systèmes multiterminaux (MTDC) ont connu un intérêt grandissant, surtout du fait de leur aptitude à surmonter les défis liés au raccordement de plusieurs parcs d'énergies renouvelables dans les réseaux électriques [46].

Le terme -Multiterminal - signifie qu'il y a au minimum trois stations dans le système, inter-connectées par un lien DC. Un exemple d'un schéma d'une transmission MTDC est illustré sur la figure 1.10. La liaison est composée de trois stations de conversion dont chacune est connectée à un réseau AC par le biais des transformateurs.

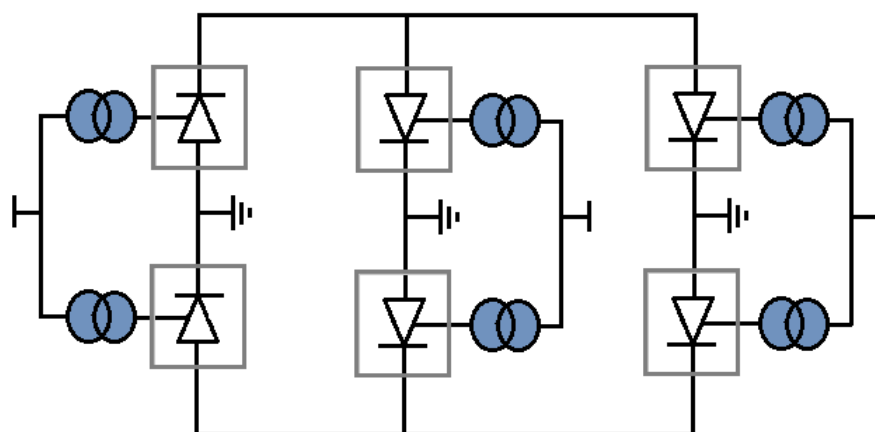


Figure 1.10 – Schéma d'une liaison MTDC

Cependant, ce type de configuration reste assez complexe, notamment lorsqu'il s'agit de systèmes MTDC hybrides contenant des combinaisons de connexions en parallèle et en série de stations de conversion. Bien qu'il apporte une plus grande flexibilité en termes de connexion au réseau et plus de fiabilité [2], le MTDC présente néanmoins de nombreux défis technologiques, notamment en termes de protections et de commande [46].

1.5 Technologies HVDC

Le transport HVDC s'est réellement développé lors de l'introduction sur le marché de composants d'électronique de puissance comme les ampoules à vapeur de mercure et, plus tard, les thyristors puis les IGBTs, afin d'élever la tension à des niveaux satisfaisants. Selon le type du composant semi-conducteur utilisé, les transmissions HVDC peuvent être classées selon deux technologies. La figure 1.11, présentant un schéma illustratif des types de réseaux de transport en HT, en aide à les identifier.

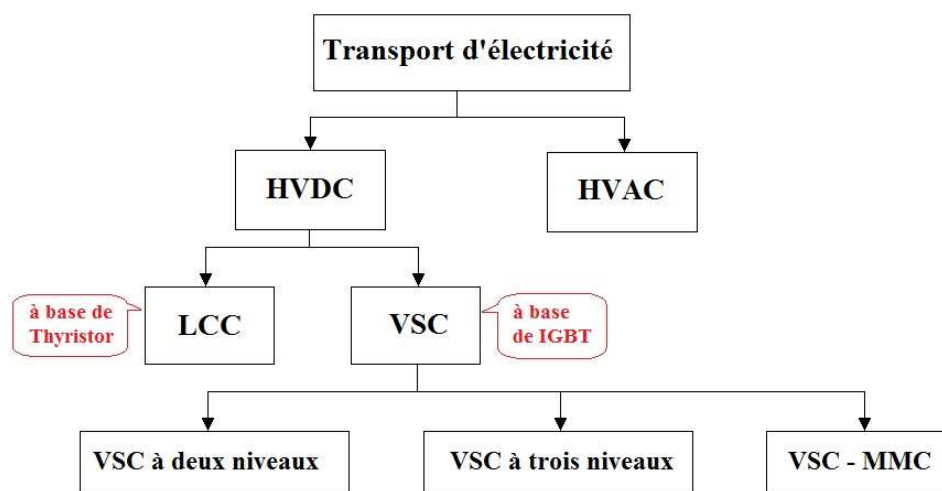


Figure 1.11 – Schéma illustratif des réseaux de transport en HT.

Le premier type est celui des liaisons à source de courant "CSC" (Current Source Converter) commutées en ligne "LCC" (Line Commutated Converter). Le second est celui des liaisons HVDC à source de tension "VSC" (Voltage Source Converter). Ces transmissions sont décrits brièvement dans ce qui suit et seront traités en détails dans les chapitres 5.5 et 4.

1.5.1 Technologie LCC-HVDC

Aujourd'hui, la plupart des stations HVDC en service sont des transmissions LCC. Le composant qui permet le processus de conversion est le thyristor, qui est un semi-conducteur contrôlable pouvant transporter des courants très élevés (4 kA) et capable de bloquer de très hautes tensions (jusqu'à 10 kV) [44]. L'élément de stockage d'énergie est l'inductance et le courant de la ligne est maintenu constant, d'où l'appellation "à source de courant" (CSC : Current Source Converter).

Un schéma classique d'une liaison LCC-HVDC est présenté sur la figure 1.12. Il s'agit d'une ligne bipolaire, qui est le type de connexion "point à point" le plus répandu. Deux sous-stations équipées de deux convertisseurs chacune, sont placées à chaque extrémité :

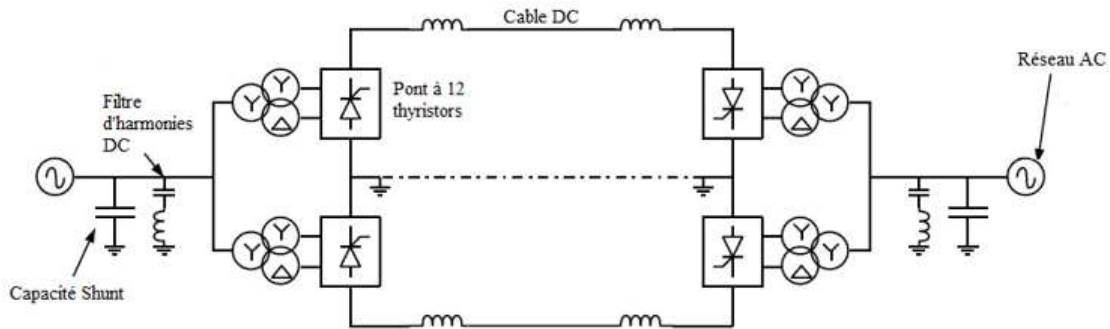
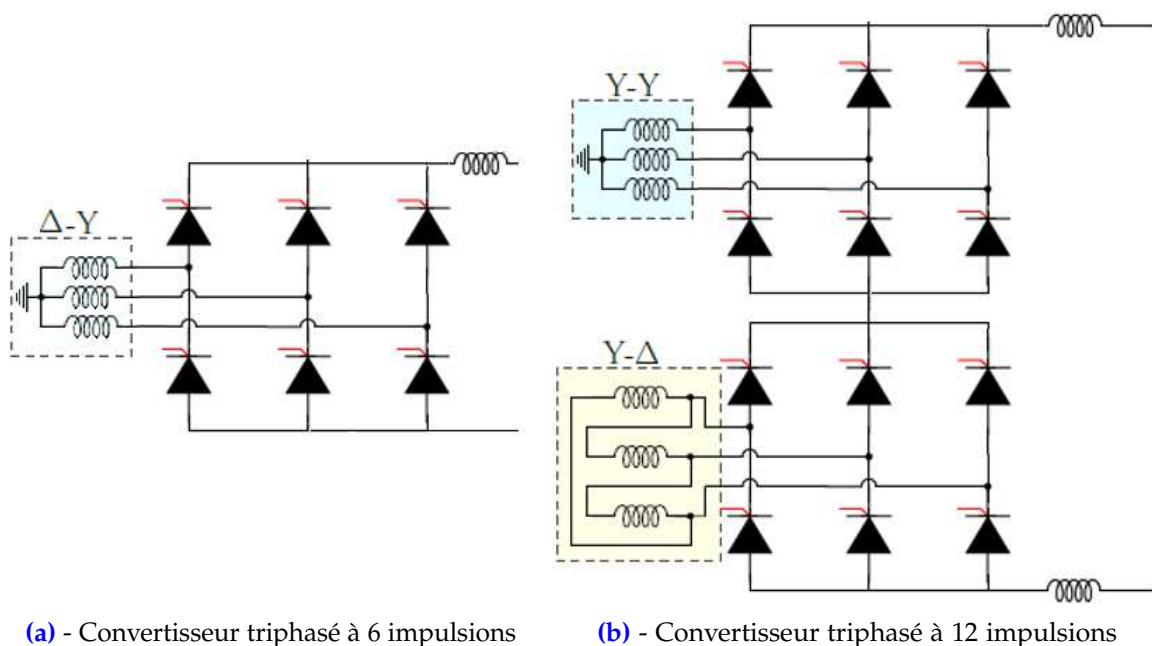


Figure 1.12 – Schéma d'une transmission LCC-HVDC bipolaire [47].

l'une sert de redresseur et l'autre d'onduleur. Chaque convertisseur est lié au réseau par le biais d'un transformateur à deux secondaires.

Du côté AC, les batteries de condensateurs sont placés pour compenser l'énergie réactive absorbée par les convertisseurs, avec en parallèle des filtres de faibles et hautes fréquences. Le dernier composant essentiel dans cette liaison est la bobine de lissage en série avec la ligne DC qui permet évidemment de maintenir un courant DC constant au niveau de cette dernière.

Il est à noter que le schéma d'une liaison LCC-HVDC monopolaire est similaire à celui de la figure 1.12. La principale différence par rapport à une liaison bipolaire réside dans les structures des convertisseurs, telles qu'elles sont illustrées sur la figure 1.13.



(a) - Convertisseur triphasé à 6 impulsions

(b) - Convertisseur triphasé à 12 impulsions

Figure 1.13 – Structures du LCC [48]

La plus simple structure d'un LCC est celle de la figure 1.13(a) : un convertisseur triphasé à commutation parallèle à six impulsions. Il s'agit d'un pont triphasé à six thyristors, dont l'usage est très fréquent dans le cas des liaisons monopolaire.

Pour élever la capacité de transfert de la liaison, deux ou plusieurs ponts à thyristors peuvent être connectés en série. Dans le cas où deux ponts sont utilisées, la configuration la plus courante est celle de la figure 1.13(b) : un convertisseur triphasé à commutation parallèle à douze impulsions. Celui-ci est le convertisseur utilisé pour le cas de transmissions bipolaires.

1.5.2 Technologie VSC-HVDC

La transmission VSC-HVDC, apparue en 1997, utilise des convertisseurs dont le composant de conversion est le IGBT. Ce dernier est capable d'établir et de couper un courant pour une fréquence de commutation donnée. Une diode antiparallèle est connectée avec ce composant pour assurer un passage de courant dans les deux sens.

L'élément de stockage d'énergie est la capacité et la tension de la ligne DC est maintenue constante, d'où l'appellation "à source de tension" (VSC : Voltage Source Converter).

Le schéma présenté sur la figure 1.14, permet d'identifier les principaux composants d'une liaison HVDC du type VSC. Cette dernière est composée de deux sous-stations placées à chaque extrémité. Le lien peut être aérien ou souterrain, monopolaire ou bipolaire [47].

Du côté AC, les inductances de ligne sont associées au transformateur et permettent de filtrer les courants injectés par le convertisseur [47]. Les filtres AC optionnels sont placés de telle sorte à filtrer les harmoniques du rang élevé.

Les condensateurs sont également placés du côté DC pour stabiliser la tension de la ligne.

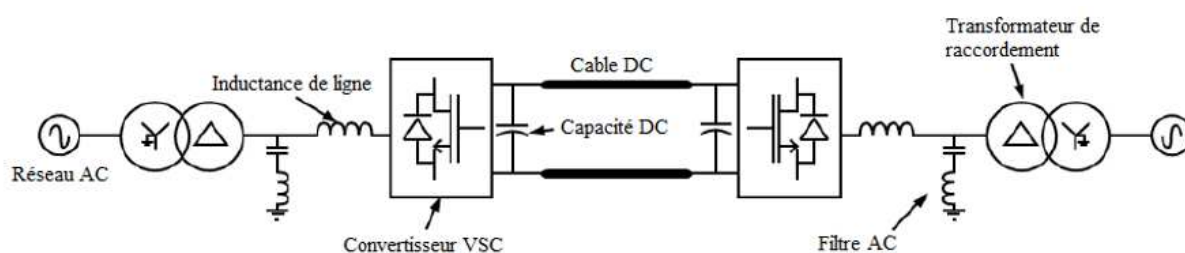
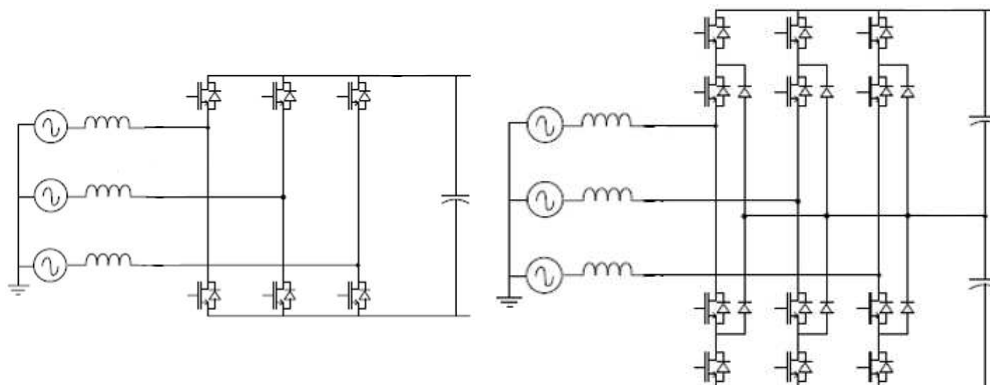


Figure 1.14 – Schéma d'une transmission VSC-HVDC [47].

Pour ce qui est des convertisseurs VSC, les structures les plus courantes de ces dispositifs sont les suivantes : VSC à deux niveaux (Two-Level VSC), VSC à trois niveaux (Three-Level VSC) et enfin le VSC-MMC (Modular Multilevel Converter). Elles sont illustrées sur les figures 1.15 et 1.16.

Le VSC à deux niveaux, présenté sur la figure 1.15(a), est le plus simple des convertisseurs mentionnés ci-dessus. Il s'agit d'un pont triphasé à six cellules de commutation, connecté au réseau AC via des inductances de lignes. Il permet soit de générer trois tensions de sortie AC à partir d'une tension d'entrée DC (redressement) ou l'inverse (ondulation), par une stratégie appropriée de contrôle des interrupteurs.

Le VSC à trois niveaux permet également ces deux modes de conversion. Sa structure présentée sur la figure 1.15(b), est plus complexe avec douze cellules de commutation, permettant une plus faible injection d'harmoniques que celle du convertisseur précédent.

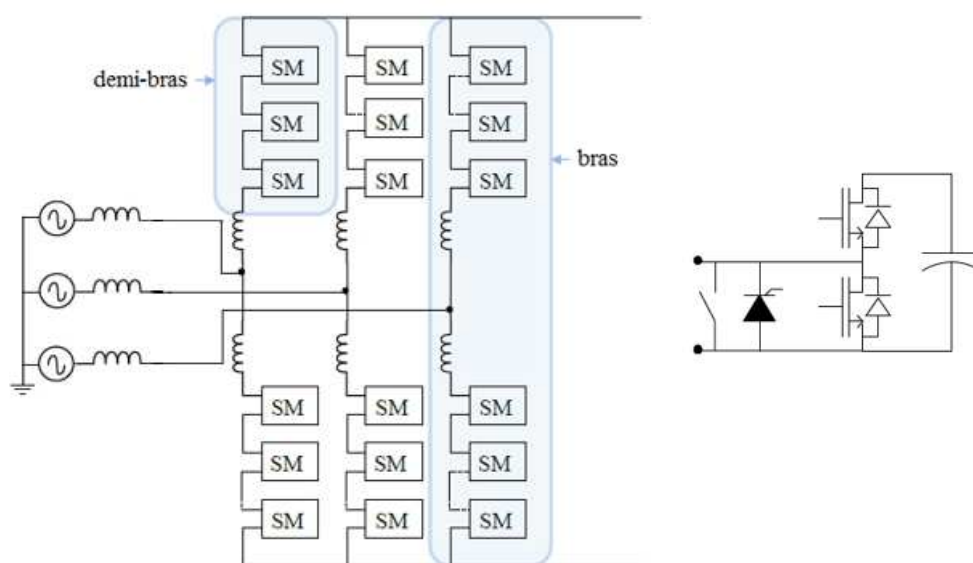


(a) - VSC à deux niveaux

(b) - VSC à trois niveaux

Figure 1.15 – Structures du VSC à deux et à trois niveaux [47]

Le convertisseur le plus récent est le MMC dont la structure est présentée dans la figure 1.16(a). Il comporte trois bras dont chacun est une association en série de sous-modules. Chaque deux demi-bras sont reliés par l'intermédiaire d'inductances qui permettent de réduire les courants harmoniques et limiter les courants de défaut DC [49]. Il existe de différents topologies pour le sous-module. Celui de la figure 1.16(b) est le sous-module à demi-pont (Half-Bridge). C'est la topologie la plus utilisée [50] comportant deux IGBT, une diode de roue libre et une capacité. Un interrupteur mécanique est mis en parallèle pour isoler le sous-module en cas d'un défaut interne [49].



(a) - MMC-VSC

(b) - Sous-module

Figure 1.16 – Structure du MMC-VSC [47]

Le MMC permet de surmonter les limites des VSC à deux et à trois niveaux, mais avec un contrôle plus complexe en raison du nombre important de variables à surveiller et à contrôler [47]. Il est attrayant pour les applications HVDC grâce à sa structure modulaire qui permet une réduction d'injection d'harmoniques, une diminution des contraintes par interrupteur et une meilleure fiabilité. Son principal inconvénient reste ses pertes de commutation relativement élevées [51].

1.6 Conclusion

Le transport HVDC a subi d'énormes évolutions depuis les toutes premières utilisations des systèmes "Thury" jusqu'aux systèmes de transmission actuelles. Cette transition a été principalement motivée par le développement de l'électronique de puissance, conduisant à l'apparition des technologies LCC et VSC. Actuellement, la majorité des lignes HVDC au monde sont à base de LCC. Ces derniers utilisent les thyristors comme interrupteurs et permettent le transport de puissances très élevées. Bien qu'elle reste moins mature, la technologie VSC a connu un intérêt grandissant lors des dernières années en raison de ses nombreuses avantages due à l'utilisation des IGBT.

Chapitre 2
Utilité de Systèmes HVDC
et Applications

Chapitre 2

Utilité de Systèmes HVDC et Applications

2.1 Introduction

DEUX types, HVDC et HVAC, de transport d'énergie sont utilisés dans les réseaux électriques. Ils permettent l'écoulement de puissance électrique vers les clients, en réduisant autant que possible les pertes de ligne par l'augmentation du niveau de tension. En général, le transport HVAC est privilégié pour les transmissions à petites distances tandis que celui du HVDC est le plus approprié lorsqu'il s'agit des longues transmissions, interconnexion des réseaux asynchrones, liaisons sous-marines et/ou l'intégration des énergies renouvelables dans les réseaux électriques. Pour cela, ce chapitre porte sur l'utilité des systèmes HVDC, en citant quelques applications. La première section porte sur la comparaison entre les deux technologies de transmission. Par suite, le transport d'énergie électrique à haute tension sur les longues distances et l'intégration des énergies renouvelables dans les réseaux électriques sont traités dans la troisième et la quatrième section, respectivement. La dernière section est dédiée aux nouveaux projets HVDC dans le monde.

2.2 Comparaison entre HVAC et HVDC

Le dilemme entre courants alternatifs et continus ne date pas d'hier. Bien que le système de transmission DC ait été le premier à émerger, il a rapidement été remplacé par celui en AC. En effet, les anciens systèmes DC ne pouvaient pas transmettre l'énergie électrique sur les longues distances aux clients en raison des pertes significatives au niveau des

lignes. Ceci découlait du fait qu'il n'existait aucun dispositif permettant l'augmentation du niveau de tension DC. Toutefois, ce problème a été soulevé par les transmissions AC à l'aide des transformateurs. C'est l'une des raisons pour lesquelles le système AC a été favorisé vis-à-vis du DC pour le transport d'énergie à haute tension dans les réseaux électriques.

Lors du développement de l'électronique de puissance et l'émergence de nouvelles technologies, le système HVDC est devenu techniquement réalisable et a été entièrement reconsidéré, d'autant plus qu'il s'est avéré être une meilleure option dans certaines applications où le HVAC s'est révélé moins efficace et plus coûteux. Dans ce qui suit, une comparaison entre les deux technologies de transport d'énergie électrique est présentée selon différents critères qui permet de justifier l'utilisation des transmissions HVDC.

2.2.1 Distance de Transmission

Le transport HVAC est la technique de transmission la plus utilisée aujourd'hui. Le courant alternatif permet l'utilisation directe des machines synchrones comme générateur d'énergie électrique où les transformateurs assurent l'adaptation de la tension de manière peu coûteuse et à faibles pertes. Cependant, l'une de ces limitations est celle liée à l'effet capacitif dans les lignes longues [5]. Cet effet capacitif est responsable à la création des puissances réactive plus importantes, ce qui augmente considérablement les courants de ligne et limite la puissance de transmission. Ce problème peut être résolu par deux méthodes : (1) l'utilisation de compensateurs de l'énergie réactive pour consommer le surplus de cette dernière tel que les compensateurs shunt, les SVC (Static Var Compensators) ou les STATCOM (Compensateur Statique Synchrone), ou bien (2) l'utilisation des transmissions HVDC dont les câbles ne consomment aucune énergie réactive.

Toutefois, il existe certaines limites quant au recours à des compensateurs d'énergie réactive en matière de transmissions HVAC. Ils peuvent être repérés à partir de la figure 2.1. Cette dernière montre les allures de la puissance maximale transmissible par un câble souterrain HVAC en fonction de la longueur, pour de différents niveaux de tension et avec compensation de l'énergie réactive.

De cette figure, il est clair que la longueur du câble est en réduite avec l'augmentation de la puissance et la tension de ligne. Pour transmettre plus de puissance à haute tension, la compensation est obligatoire pour allonger la distance de transmission. Néanmoins, un coût plus élevé est à prévoir. En outre, un autre inconvénient se présente en rapport avec l'utilisation de ces compensateurs. En effet, une répartition de ces dispositifs le long de la ligne de transmission est plus avantageuse pour optimiser la compensation de l'énergie réactive, plutôt de les installer aux deux extrémités. Ce procédé est possible pour le cas

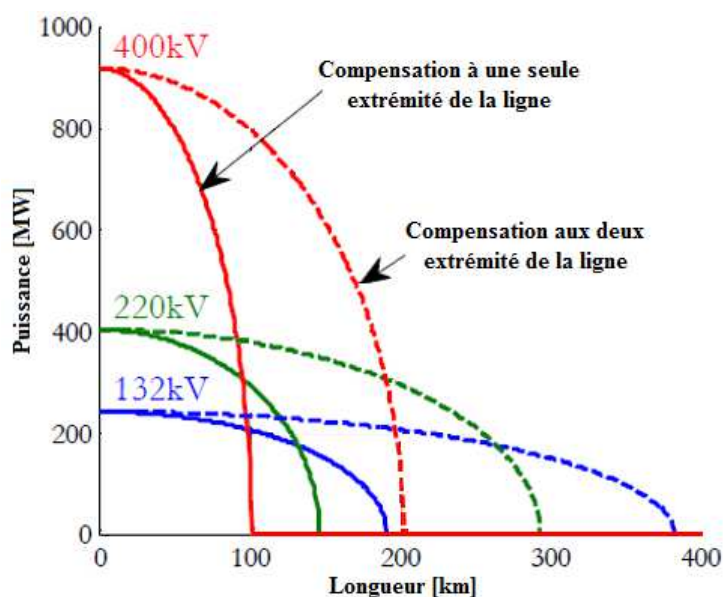


Figure 2.1 – Puissance maximale transmissible en fonction de la longueur d’un câble souterrain HVAC [52].

de lignes aériennes. Par contre, pour les câbles sous-marins, ils ne peuvent être placés qu’aux deux extrémités car il n’est pas possible d’installer de tels dispositifs sous l’eau [3]. Une autre solution consiste à installer des sous-stations maritimes (offshore substations) dans lesquelles sont logés les compensateurs. Cependant, elle reste inefficace en raison du coût extrêmement élevé de ces postes [3].

Les transmissions HVDC restent dès lors la solution optimale pour le transport à longues distances et les liaisons sous-marines, sans avoir recours à des compensateurs d’énergie réactive comme dans le cas des HVAC et sans aucune limite de distance de transmission [53].

2.2.2 Coût de Lignes de Transmission

Un aspect important, autre que ceux évoqués précédemment, qui justifie le recours du transport HVDC pour les longues distances au lieu du HVAC, concerne le coût des lignes de transmission. La figure 2.2 met en évidence cet aspect. Elle illustre le coût total d’une ligne de transmission en fonction de la distance et du type de transport. Il y apparaît clairement qu’une transmission HVDC est moins coûteuse au-delà des distances critiques que celle en HVAC (même si le coût des sous-stations HVDC est relativement très élevé). Ceci découle du fait que le coût des compensateurs d’énergie réactive progressivement avec la distance de la ligne et qu’au-delà d’une certaine distance limite, la transmission HVAC en devient plus chère.

Une distance critique (break-even distance) est la distance à partir de laquelle une

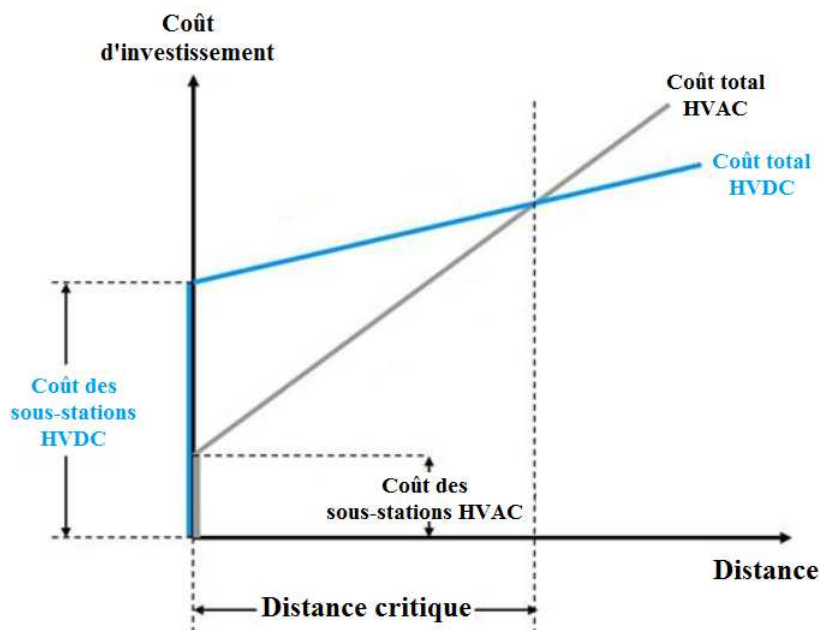


Figure 2.2 – Coûts des transmissions en fonction de la distance [3].

liaison HVDC devient économiquement plus favorable qu'une liaison HVAC. Ainsi, pour les lignes aériennes, cette limite est comprise entre 500 et 800 km [54]. Pour les interconnexions de type souterrain/sous-marin, la distance est entre 70 et 100 km [55].

2.2.3 Interconnexion de Réseaux Electriques

L'utilisation du transport HVDC est un moyen extrêmement avantageux pour l'interconnexion des réseaux électriques du fait qu'elle offre des fonctionnalités dont ne dispose pas le HVAC. Ces interconnexions de réseaux se présentent sous deux types : asynchrone et synchrone.

Deux réseaux sont dites asynchrones lorsque leur fréquence de fonctionnement n'est pas identique. Plusieurs pays comportent des réseaux exploités à des fréquences différentes (50 ou 60 Hz). Cependant, ce type d'interconnexion n'est pas possible par les transmissions HVAC et l'utilisation d'un système HVDC constitue la seule solution économiquement envisageable. Des liaisons de ce type existent au Japon (Sakuma et Shin Shinano) et au Brésil (Itaipu) [2].

Une interconnexion synchrone de deux réseaux électriques peut-être réalisée soit via une liaison HVAC, soit HVDC. Le type d'interconnexion en HVAC diminue l'indépendance des deux réseaux de sorte que les perturbations de l'un peuvent se répercutées sur le second avec un risque d'un effondrement partiel ou total du réseau interconnecté. Ainsi, chaque partenaire doit donc être fiable et respecter des règles communes [56]. Cependant, le recours à un système HVDC permet plus de stabilité et de dépendance sans la nécessité

d'une synchronisation entre les deux réseaux. De plus, il permet une gestion plus souple des échanges d'énergies dans les deux sens et un contrôle direct du flux de puissance transité au niveau de l'interconnexion fonctionnant comme des robinets que l'on peut ouvrir et fermer en fonction des besoins énergétiques [2].

L'utilisation d'une transmission HVDC permet également d'isoler les défauts AC survenant d'un réseau en les empêchant de se propager à l'autre réseau. Toutefois, cet isolement des défauts de court-circuit AC ne peut pas être effectuée par le biais des réseaux de transmissions HVAC [57].

2.2.4 Pertes de Transmission

Lorsqu'il s'agit de transporter des flux énergétiques depuis les sources vers les clients, les pertes électriques sont désormais inévitables. Ces pertes dépendent non seulement de la longueur et la puissance de la ligne mais aussi du type de la transmission utilisé. Elles se répartissent essentiellement selon trois types : pertes par effet Joule, pertes par effet de peau, pertes par effet de Couronne.

En effet, une grande partie des pertes est principalement engendré par l'effet Joule résultant du passage du courant le long des lignes de transmissions. Elles sont, toutefois, plus importantes dans le cas du transport HVAC. En effet, ces pertes sont 33% plus élevées dans les transmissions HVAC que dans celles de type HVDC, pour une même puissance transitée, en comparant une ligne HVAC triphasée à trois conducteurs avec une ligne HVDC bipolaire à deux conducteurs [58].

L'effet de peau constitue lui aussi une source de pertes mais uniquement pour le transport HVAC. En effet, la tendance du courant alternatif à se répartir sur la surface extérieure du conducteur (effet de peau), en raison du champ magnétique créé par le passage du courant, entraîne une augmentation de la résistance du conducteur et une sous-utilisation de l'ensemble de sa surface. Cependant, pour le cas d'un courant continu lissé dans une transmission HVDC, l'effet de peau est totalement inexistant et par conséquent, le courant est uniformément réparti dans le conducteur, et le métal de ce dernier est mieux utilisé ce qui résulte en une réduction des pertes par rapport à une transmission HVAC [6].

Un autre effet se produisant sur les lignes électriques à haute tension, qui provoque à la fois des pertes électriques et des bruits audibles, est l'effet de Couronne. C'est aussi une source de d'ondes électromagnétiques qui créent des perturbations des interférences radio-télévision. Comme les pertes par effet de Couronne dépendent de la fréquence du réseau f (proportionnelles à $f+25$ [59]), elles sont alors d'autant plus important dans les liaisons HVAC par rapport aux HVDC [53].

En somme, les pertes totales générées par les transmissions HVAC sont plus élevées que ceux générés par les HVDC. Ce point est donc un facteur supplémentaire qui favorise l'utilisation du HVDC pour le transport à longues distances.

2.2.5 Impacts sur le Réseau et l'Environnement

Les convertisseurs de puissance utilisés dans les transmissions HVDC représentent des sources très importantes d'harmoniques. Ces derniers se propagent aux réseaux AC, affectant considérablement la qualité de l'énergie. Pour les réduire, des filtres sont indispensables des deux cotés AC et DC du réseau électrique. Ces filtres augmentent considérablement le coût ainsi que la taille des sous-stations des lignes de transmission.

La commutation des interrupteurs affecte également l'environnement par la génération d'interférences radio qui perturbent les systèmes voisins (e.g., système de commutation). Un blindage électromagnétique est alors nécessaire pour les neutraliser [60]. Cependant, le niveau d'interférences radio d'une ligne HVDC est moins important que celui d'une ligne HVAC en raison de l'effet Couronne [60, 61]. En effet, en supposant des conducteurs de capacité égale et des niveaux maximums d'intensité de champ électrique sur les surfaces des conducteurs, le niveau d'interférence radio des lignes HVDC est généralement inférieur de 6-8 dB à celui des lignes HVAC [61].

En effet, les transmissions HVDC peuvent transporter plus de puissance que les HVAC pour une taille donnée de conducteurs, ce qui signifie que pour une même puissance transmise, les liaisons HVDC nécessitent un droit de passage (Right of Way) moins important avec des pylônes de transmission de tailles plus réduites [53]. Ceci permet alors de réduire l'impact visuel et d'économiser le terrain utilisé. La possibilité de relier des zones à fortes densités de population avec des productions d'énergies vertes (barrages hydroélectrique, parc éolien, etc.) peut également être citée parmi les impacts positifs de la HVDC sur l'environnement [45].

2.2.6 Comparaison Récapitulative

Au total et en partant des points évoqués précédemment, le tableau 2.1 présente les avantages et les inconvénients de l'utilisation d'une transmission HVDC par rapport à celle en HVAC. Il en est clair que le transport HVDC présente plus d'avantages que d'inconvénients sur les plans technique, écologique et économique (longues distances).

Table 2.1 – Avantages et inconvénients du transport HVDC par rapport au HVAC

Avantages	Inconvénients
<ul style="list-style-type: none"> • Puissance transmissible plus élevée • Niveau d'interférences radio réduit • Droit de passage réduit • 30 % d'économies de construction des lignes [53] • Deux conducteurs au lieu de trois • Aucun effet de peau • Pertes par effet de Couronne réduites • Aucune consommation d'énergie réactive par les lignes DC • Aucune limitation de distance de transmission [53] • Contrôlabilité de la puissance • Aucune nécessité de synchronisation • Isolement des défauts AC • Interconnexion des réseaux asynchrones • Plus économique au-delà des distances critiques 	<ul style="list-style-type: none"> • Coûts élevés des sous-stations • Moins économique en dessous des distances critiques • Génération d'harmoniques • Aucun disjoncteur DC n'existe aujourd'hui [40] • Consommation élevée d'énergie réactive des convertisseurs

2.3 Transport d'Énergie à Longues Distances

L'une des principales applications des transmissions HVDC est le transport d'énergie électrique sur les très longues distances. Cette technologie s'est, en effet, imposée comme la technologie de transmission privilégiée pour ce type de transport et devrait dominer ce marché au cours des prochaines années. Le tableau 2.2 en est la démonstration. Il présente une liste des plus longues transmissions d'énergie électrique au monde qui ont été mises en service au cours de la dernière décennie.

Table 2.2 – Plus longues transmissions d'énergie électrique au monde [10, 62]

Ligne	Pays	Année d'entrée en service	Tension (kV)	Puissance (MW)	Longueur (km)
Belo Monte - Rio de Janeiro	Brésil	2019	800	4000	2543
Hami-Zhengzhou	Chine	2013	800	8000	2400
Rio-Madeira	Brésil	2014	600	3200	2385
Belo Monte-Estreito	Brésil	2017	800	4000	2092
JinPing-SuNan	Chine	2012	800	7200	2090
Xiangjiaba-Shanghai	Chine	2010	800	6400	2071
North-East Agra	Inde	2016	800	6000	1728
Yunnan-Guangdong	Chine	2009	800	5000	1418

Les données du tableau représentent toutes les lignes de type HVDC, classées par ordre décroissant de distance et situées dans trois pays seulement : Chine, Brésil et Inde. Ces données sont aussi majoritairement des lignes UHVDC avec des tensions allant jusqu'à 800 kV. Il faut aussi souligner que toutes les liaisons du tableau 2.2 sont du type CSC (LCC) évacuant des puissances qui dépassent les 3000 MW. Les VSC-HVDC ne peuvent pas être utilisées pour ce type de transmission du fait qu'elles ne peuvent transporter des puissances qui dépassent les 2000 MW [8] à cause des limitations de courant et de tension liés à l'utilisation des IGBT. Par contre, ces limitations sont largement surmontés par les thyristors dans les transmissions CSC-HVDC. De plus, ces dernières sont préférées aussi pour le transport des grandes puissances en raison de leurs coûts réduits et également de leur bonne gestion des défauts DC qui sont très fréquents dans les lignes aériennes.

Les principaux motifs du développement progressif des transmissions UHVDC en Asie et en Amérique du Sud à la fin des années 1990 sont les besoins en matière du transport de grandes puissances électriques (5 à 10 GW) et a dispersion géographique étendue entre les pôles de production et de consommation [63]. En Chine, les ressources énergétiques sont très éloignées des centres de charge. En effet, la majorité des ressources hydroélectriques se trouvent à l'ouest, et le charbon au nord-ouest, alors que les charges sont énormes à l'est et au sud. En conséquence, le Gouvernement Chinois a décidé en 2009, de lancer des investissements énormes dans le transport en UHVDC comme une stratégie visant à réduire les pertes de transmission causée par le transfert énorme de l'énergie électrique tout au long de longues distances [62]. Depuis lors, de grandes liaisons UHVDC ont été établies dont quatre lignes se trouvent actuellement parmi les plus longues transmissions d'énergie électrique dans le monde (Tableau 2.2) avec des puissances de transmission qui dépassent les 5 GW.

Pour adopter le transport UHVDC, la décision prise par la Chine a inspiré certains pays émergeant dans le monde tel que le Brésil et l'Inde. D'ailleurs, la chine a participé dans la construction de certains de ces projets dans ces pays. A titre d'exemple, la plus longue transmission électrique dans le monde, connue sous le nom de Belo Monte UHVDC Bipole II, a été construite en Brésil par "State Grid Corporation of China" dans le cadre de l'initiative chinoise "Belt and Road Initiative" [62]. La construction de la ligne a débuté en septembre 2017 et s'est achevée en avril 2019 comportant des pylônes de transmission de 105 m et plus et traversant 80 villes sur son parcours de l'Amazone à la côte Sud-Est du Brésil [62].

2.4 Intégration des Énergies Renouvelables

La demande de l'électricité est en forte augmentation notamment dans les métropoles qui compte un grand nombre d'habitants et de zones industrielles. Dès lors, un renforcement des réseaux électriques avec de nouvelles sources d'énergie est nécessaire de façon à répondre aux exigences environnementales. Ainsi, l'intégration des sources d'énergie renouvelables reste sans doute la stratégie la plus appropriée. Cependant, un problème très fréquenté lors de leurs utilisation est celui lié aux interruptions de la production d'énergie ce qui affecte la stabilité des réseaux électriques [64]. De ce fait, la technologie HVDC semble alors être une véritable solution pour l'intégration de ces énergies en offrant plus de fiabilité et de stabilité. Les avantages de l'utilisation du HVDC pour l'intégration des différentes sources d'énergie réactive sont présentés dans ce qui suit.

2.4.1 Énergie Solaire

La production mondiale d'énergie solaire a atteint une puissance de 500 GW en 2018 [65]. Elle est assurée par des centrales solaires qui sont souvent situées dans les déserts où le taux d'ensoleillement est très élevé. En effet, un phénomène très fréquenté lors de l'évacuation des grandes puissances sur les lignes aériennes HVAC est la contamination des isolateurs [66]. La solution est alors la mise en place des câbles souterrains et le transport le mieux adapté à ce type de liaisons est le HVDC. Un schéma d'une interconnexion d'une transmission HVDC avec une centrale photo-voltaïque (PV) est présentée sur la figure 2.3. Il s'agit d'une ligne LCC-HVDC du type bipolaire reliant une centrale photo-voltaïque au réseau AC. Une ligne VSC-HVDC peut également être utilisée pour ce type d'interconnexion.

Un détail de la structure d'une centrale PV est donné par la figure 2.4. Comme le montre cette dernière, une centrale PV est un ensemble de sous-unités reliés dont chacune est une mise en parallèle de plusieurs panneaux PV. Chaque sous-unité est reliée à un convertisseur DC/DC Boost qui permet de maximiser la puissance générée par chacune à l'aide de la technique de commande MPPT. Chaque hacheur est ensuite connecté au transformateur de la liaison HVDC via un onduleur triphasé [67].

Pour cette application, l'utilisation d'une liaison HVDC est très avantageuse par rapport au HVAC. Elle permet de réduire les problèmes de stabilité et les pertes de transmission, et offre une meilleure contrôlabilité des flux d'énergies [67].

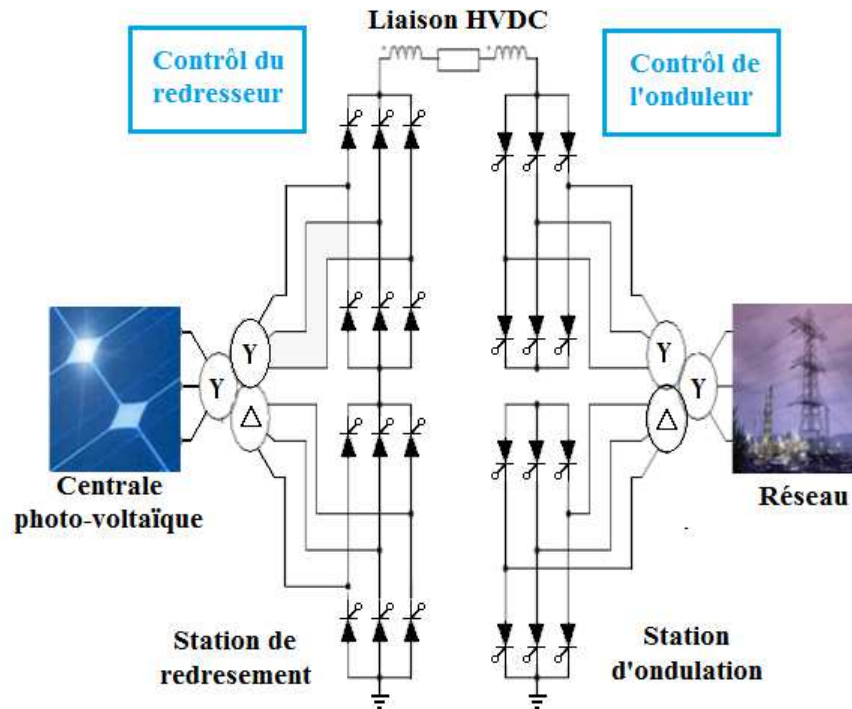


Figure 2.3 – Schéma illustratif de l'intégration d'une centrale photo-voltaïque dans un réseau AC utilisant un système HVDC [67].

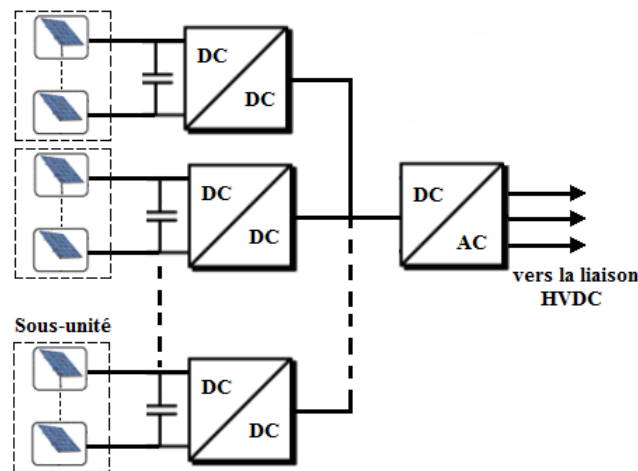


Figure 2.4 – Schéma illustratif d'une centrale photo-voltaïque.

2.4.2 Énergie Éolienne

En 2017, la production mondiale d'énergie éolienne a atteint une puissance de 540 GW avec un taux de croissance annuel moyen de 13 % au cours des cinq dernières années. L'énergie éolienne offshore (maritime), bien qu'elle ne représente encore que 3,5 % de la puissance éolienne totale installée, se développe à un rythme très élevé. Elle est plus concentrée dans la mer du Nord mais aussi exploitée en Amérique du Nord et en Asie de l'Est [68]. Les futurs parcs éoliens devraient être placés en eau profonde au large en raison

du flux de vent très élevé et constant dans ces endroits. Cependant, la transmission de cette énergie, par des câbles sous-marins sur les longues distances, est certainement un défi à relever, compte tenu du compromis entre l'efficacité et le coût d'investissement. Dans ces conditions, le transport en HVDC reste sans doute la solution la plus rentable [69].

Étant donné que les parcs éoliennes offshore sont généralement des réseaux isolés ayant un taux de productivité très variable en fonction de la vitesse du vent, la technologie VSC basée sur les IGBT (VSC-HVDC) reste plus favorisée et mieux adaptée à ce type de transmission par rapport au système classique CSC-HVDC basé sur les thyristors. Ce point sera abordé dans le chapitre 5. Par ailleurs, un schéma illustratif, d'une intégration d'une centrale éolienne dans un réseau AC via une ligne VSC-HVDC, est présenté sur la figure 2.5. Les turbines d'énergie éolienne fournissent l'énergie mécanique qui est transformée en énergie électrique aux niveaux des générateurs, puis transmis au réseau par le biais de la transmission VSC-HVDC.

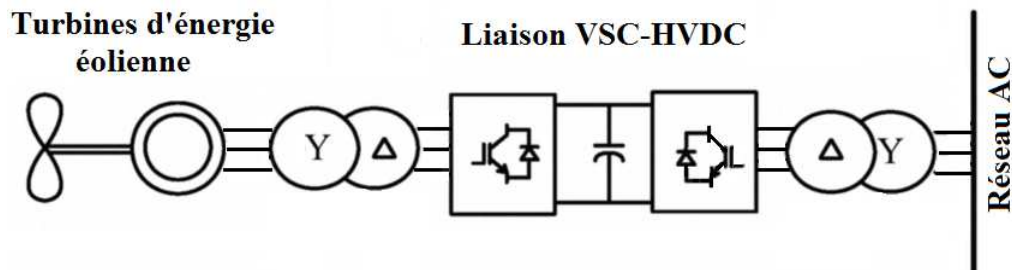


Figure 2.5 – Intégration d'une centrale éolienne dans le réseau utilisant HVDC

Parmi les principaux avantages de l'utilisation d'une telle transmission est sa capacité à démarrer le parc des turbines éoliennes à froid. En effet, lorsque le convertisseur du côté AC est connecté au parc éolien, le condensateur de la liaison DC se charge jusqu'au niveau de tension continue requis. Ensuite, l'autre convertisseur offshore peut alimenter le réseau du côté éolien avec la tension et la fréquence souhaitées jusqu'à ce que les générateurs des éoliennes puissent être connectés au réseau et ceci lorsque ces paramètres se stabilisent [70].

2.5 Nouveaux Projets HVDC au Monde

La multiplication des projets HVDC dans le monde démontre l'engouement toujours croissant pour cette technologie de transport de l'électricité. Actuellement, plus de 200 systèmes HVDC sont en service [71]. Plus de la moitié (environ 52 %) de la puissance totale évacuée par ces liaisons est située en Asie. Environ 22 % de cette puissance est localisée en Europe [8]. Ce recours grandissant envers l'exploitation des systèmes HVDC devrait se poursuivre au cours des prochaines années, à une cadence encore plus accélérée. En effet, de nombreux projets HVDC sont en cours de construction au monde, dont une

partie est présentée dans le tableau 2.3. Il s'agit de transmissions évacuant des puissances qui dépassent les 1000 MW, dont la majorité est situé en Europe et en Asie. Les motifs menant à la concrétisation de ces projets seront discutés ci-après.

Table 2.3 – Liste de projets HVDC en cours de construction dans le monde [8, 72]

Projet	Puissance (MW)	Tension (kV)	Longueur (km)	Fournisseur	Pays	Type
Nord Link	1400	525	623	ABB	Norvège - Allemagne	VSC
NSN	1400	515	730	ABB	Norvège - UK	VSC
Xinjiang - Anhui	12000	1100	3324	ABB	Chine	LCC
Raigarh- Pugalur	6000	800	1830	ABB	Inde	LCC
Nelson River Bipole 3	2000	500	1324	Siemens	Canada	LCC
Viking Link	1400	525	740	Siemens	UK - Danemark	VSC
Ultranet	2000	380	340	Siemens	Allemagne	VSC
South West Link	1440	300	250	Alstom	Suède	VSC
Italy - France link	1200	320	190	Alstom	Italie - France	VSC
MON-ITA Project	1000	500	415	Toshiba	Italie - Monténégro	LCC

En Asie et plus particulièrement en Inde et en Chine, la grande dispersion géographique de ces pays d'une part, et la forte croissance de la demande en énergie électrique d'une autre part, sont les principaux facteurs qui ont conduit au lancement des projets de construction des transmissions LCC-UHVDC. Parmi ces projets, il a celui de la ligne "Xinjiang-Anhui" en Chine de 1100 kV (Tab. 2.3) qui deviendra la plus grande ligne de transmission au monde. Cette ligne colossale permettra de transporter 12 GW d'énergie électrique, soit assez pour répondre aux besoins de 26,5 millions de personnes, à travers la Chine. Elle transmettra la même quantité d'électricité que celle utilisée par la Roumanie en un an, soit la moitié de la demande énergétique de l'Espagne, sur une distance supérieure à celle qui sépare Barcelone de Moscou à vol d'oiseau [73]. Une autre liaison UHVDC est aussi en cours de construction en Inde entre les villes Raigarh et Pugalur (Tab. 2.3). Avec une capacité de 6 GW, elle permettra l'intégration des énergies thermique et éolienne pour la transmission d'électricité vers les centres à très forte consommation, situés au sud du pays à une distance de 1830 km.

Cependant, le recours aux transmissions HVDC en Europe est motivé par d'autres facteurs.

Les nouvelles politiques énergétiques européennes qui visent l'intégration massive des énergies renouvelables et le renforcement de la sécurité de l'approvisionnement en électricité à travers une multitude d'interconnexions entre les réseaux électriques de ce continent, sont les principaux motifs de cette transition. Le passage à la technologie VSC devrait se poursuivre en raison de sa supériorité technique et du développement progressif de ces performances (Tab. 2.3). Au Nord, le potentiel d'énergie éolienne offshore est très élevée, principalement dans les pays scandinaves, en Allemagne et en Royaume-Uni. Parmi les nouveaux projets visant l'exploitation de cette énergie et bien évidemment d'autres énergies renouvelables, il y a notamment la liaison "NSN" (North Sea Network) qui deviendra la plus longue interconnexion électrique sous-marine au monde avec une distance de 730 km [74]. Avec une capacité de 1400 MW, elle permettra l'intégration d'une plus grande quantité d'énergie éolienne et hydroélectrique renouvelable dans les deux réseaux électriques du Royaume-Uni et de la Norvège [74].

Au Sud, et pour préserver le paysage naturel des Alpes, le transport HVDC a été choisi pour une liaison entre la France et l'Italie du fait qu'il permet l'utilisation d'un câble terrestre souterrain pour transmettre un niveau de puissance plus élevé. Elle deviendra la plus longue transmission souterraine au monde sous les Alpes sur une distance de 190 km [75]. De plus, elle augmentera considérablement l'échange énergétique entre ces deux pays de 1200 MW, ce qui portera l'échange total à 4400 MW [75].

2.6 Conclusion

Le système de transmission HVDC présente bien plus d'avantages que le HVAC, notamment en permettant l'interconnexion des réseaux asynchrones, la contrôlabilité des flux d'énergies, le renforcement de la stabilité des réseaux, l'intégration des énergies renouvelables, etc. D'un point de vue économique, il devient plus attrayant au-delà des distances critiques qui dépendent du type de conducteur utilisé. Parmi les applications pour lesquelles le HVDC suscite un intérêt croissant, son utilisation pour les liaisons sous-marines/souterraines sans recours, contrairement aux HVAC, à de nombreuses stations de compensateurs d'énergie réactive le long des lignes de transmission. Il s'avère aussi la technologie privilégié pour le transport électrique à longues distance du fait qu'il plus économique et rentable que le HVAC, tout en permettant d'évacuer des puissances plus élevées. Finalement, le système HVDC est actuellement considéré comme un complément des systèmes HVAC plutôt qu'un rival.

Chapitre 3
Modélisation et Simulation d'une
Technologie LCC–HVDC

Chapitre 3

Modélisation et Simulation d'une Technologie LCC–HVDC

3.1 Introduction

LA transmission LCC constitue la technologie la plus ancienne en matière de liaisons HVDC. Le courant traversant une telle liaison est unidirectionnel et doit être maintenu constant par l'utilisation des bobines de lissage. Au cours de ce chapitre, une étude détaillée des convertisseurs LCC est présentée, suivie d'un schéma équivalent d'une transmission LCC-HVDC. Ce dernier permet d'identifier les différents paramètres régissant le fonctionnement de la liaison. Par la suite, des simulations des deux types de transmission LCC-HVDC sont effectuées pour une interconnexion asynchrone de deux réseaux AC. Les résultats obtenus sont vérifiés devant le modèle théorique établi.

3.2 Fonctionnement des LCC

Les LCC les plus répandues au niveau des sous-stations de conversion des liaisons HVDC sont les convertisseurs triphasés à commutation parallèle à 6 et à 12 impulsions. Le fonctionnement de chacun d'eux est traité dans cette partie, ce qui permettra par la suite d'établir le modèle d'une ligne HVDC.

3.2.1 Convertisseur à Commutation Parallèle à Six Impulsions

Le principal composant d'un convertisseur de puissance est la cellule de commutation, permettant de contrôler le flux d'énergie électrique à travers ce dispositif. Il est toutefois

à noter que les performances de ce dernier, telles que son rendement de conversion et son facteur de puissance, sont dépendantes du type et les caractéristiques intrinsèques du semi-conducteur utilisé. Pour le cas d'un LCC, et bien que l'utilisation des thyristors est très avantageuse du fait qu'ils supportent des courants et des tension très élevées, il en résulte des pertes incontournables en raison de l'effet de l'empiètement anodique. Dans ce qui suit, l'empiètement anodique est considéré pour souligner son impact sur les performances du convertisseur. L'étude est faite pour le cas d'un fonctionnement en mode redresseur. Notons qu'elle reste valable pour le cas de celui en mode onduleur dont les équations sont présentées à la fin de cette section.

3.2.1.1 Effet de l'Empiètement Anodique

En raison des inductances de fuites des enroulements secondaires du transformateur, la commutation d'un thyristor à un autre dans un même demi-pont n'est pas brusque et nécessite un certain temps durant lequel les deux thyristors conduisent en même temps. L'angle durant lequel se déroule la commutation est définie comme étant l'angle d'empiètement anodique μ (ou l'angle de commutation). Pour comprendre l'effet de l'empiètement anodique sur le fonctionnement du convertisseur à six impulsions, considérons le cas où T_2 conduit et qu'il ait une commutation entre les deux thyristors du demi-pont supérieur T_1 et T_3 comme le montre la figure 3.1.

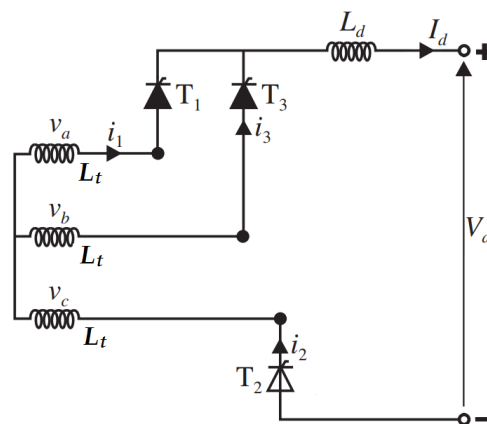


Figure 3.1 – Redresseur lors de la commutation entre les thyristors T_1 et T_3 [76]

En exploitant la figure 3.1, les équations suivantes peuvent être écrites :

$$v_a = L_t \frac{di_1}{dt} + V_d \quad (3.1)$$

$$v_b = L_t \frac{di_3}{dt} + V_d \quad (3.2)$$

$$i_1 + i_3 = I_d \quad (3.3)$$

En combinant (3.1) et (3.2) tout en utilisant (3.3), les deux équations suivantes peuvent être déduites :

$$V_d = \frac{v_a + v_b}{2} \quad (3.4)$$

$$\frac{di_1}{dt} = \frac{1}{2}(v_a - v_b) \quad (3.5)$$

L_t étant l'inductance de fuite du transformateur.

L'équation (3.4) montre que l'empiètement anodique provoque une chute de tension de la tension redressée durant la phase de commutation du fait qu'elle est égale à la moyenne des tensions simples v_a et v_b , tel qu'il est illustré dans la figure 3.2. Sur cette dernière, la surface A_μ représente la valeur moyenne de la chute de tension qui est absorbée par les inductances de fuites des phases a et b. La figure 3.2 montre aussi que le courant i_b n'augmente pas instantanément durant l'empiètement anodique.

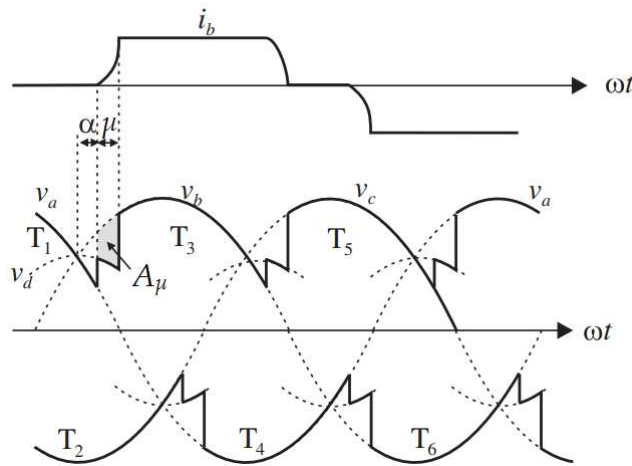


Figure 3.2 – Courant de la ligne $i_b(t)$ et de la tension redressée $V_d(t)$ [76]

L'expression du courant $i_1(t)$ traversant le thyristor T_1 peut être obtenue en intégrant (3.5) comme suivant :

$$i_1(t) = \int \frac{1}{2L_t} u_{ab} d(\omega t) \quad (3.6)$$

L'expression de la tension composée $u_{ab}(t)$ est la suivante :

$$u_{ab}(t) = \sqrt{3}V_{max} \cos(\omega t - \frac{\pi}{3}) \quad (3.7)$$

En remplaçant (3.7) dans (3.6), il en résulte :

$$i_1(t) = \frac{\sqrt{3}V_{max}}{2\omega L_t} \sin(\omega t - \frac{\pi}{3}) + C \quad (3.8)$$

où C est une constante d'intégration.

Les conditions aux limites du courant $i_1(t)$ sont les suivantes :

$$i_1 \left(\alpha + \frac{5\pi}{6} \right) = I_d \quad (3.9)$$

$$i_1 \left(\delta + \frac{5\pi}{6} \right) = 0 \quad (3.10)$$

avec

$$\delta = \alpha + \mu \quad (3.11)$$

δ étant l'angle d'extinction.

En exploitant (3.10), l'expression du courant $i_1(t)$ devient :

$$i_1(t) = \frac{\sqrt{3}V_{max}}{2\omega L_t} \left(\sin(\omega t + \frac{\pi}{6}) - \cos \delta \right) \quad (3.12)$$

La relation (3.12) confirme ce qui a été dit précédemment, que la variation du courant $i_1(t)$ durant la commutation n'est pas instantanée, mais en effet sinusoïdale en raison de la conduction simultanée des deux thyristors.

L'expression qui relie l'angle de commutation μ , l'angle d'amorçage α et le courant I_d peut être tirée de (3.9) et s'écrit comme suivant :

$$\cos \alpha - \cos \delta = \frac{2\omega L_t}{\sqrt{3}V_{max}} I_d \quad (3.13)$$

La valeur moyenne de la chute de tension ΔV_d due à l'empiétement anodique (représentée par la surface A_μ sur la figure 3.2) peut être obtenue comme suit :

$$\Delta V_d = \frac{1}{\frac{\pi}{3}} \int_{\alpha + \frac{5\pi}{6}}^{\delta + \frac{5\pi}{6}} v_b - \left(\frac{v_a + v_b}{2} \right) d(\omega t) = \frac{3\sqrt{3}}{2\pi} V_{max} (\cos \alpha - \cos \delta) \quad (3.14)$$

En substituant (3.13) dans (3.14), l'expression de ΔV_d devient :

$$\Delta V_d = R_c I_d \quad (3.15)$$

avec

$$R_c = 6fL_t \quad (3.16)$$

R_c étant la résistance de commutation du pont.

En tenant compte des résistances des enroulements du transformateurs, l'expression (3.16)

devient :

$$R_c = 2R_t + 6fL_t \quad (3.17)$$

L'expression suivante permet le calcul de la valeur moyenne de la tension redressée $\langle V_d \rangle$:

$$\langle V_d \rangle = \langle V_d \rangle' - \Delta V_d \quad (3.18)$$

où $\langle V_d \rangle'$ est la valeur moyenne de la tension redressée dans le cas où l'empiètement anodique est négligé.

Maintenant, en substituant l'expression suivante

$$\langle V_d \rangle = V_{d0} \cos \alpha \quad (3.19)$$

et (3.15) dans (3.18), l'expression de $\langle V_d \rangle$ en fonction de α et I_d devient :

$$\langle V_d \rangle = V_{d0} \cos \alpha - R_c I_d \quad (3.20)$$

Cette première équation de $\langle V_d \rangle$ montre clairement que l'empiètement anodique réduit la valeur de la tension redressée à la sortie du convertisseur. La relation (3.14) peut aussi s'écrire comme suivant :

$$\Delta V_d = \frac{V_{d0}}{2} (\cos \alpha - \cos \delta) \quad (3.21)$$

Il est possible de tirer une deuxième expression de la valeur moyenne $\langle V_d \rangle$ en remplaçant (3.19) et (3.21) dans (3.18) :

$$\langle V_d \rangle = \frac{V_{d0}}{2} (\cos \alpha + \cos \delta) \quad (3.22)$$

Dans l'hypothèse où l'effet de l'empiètement anodique est négligé, la polarité de la tension redressée $\langle V_d \rangle$ devient négative lorsque $\alpha \geq 90^\circ$. Comme le courant traversant la valve de thyristors ne peut pas être inversé puisque la conduction se fait dans un seul sens, l'inversion de la tension continue $\langle V_d \rangle$ implique une inversion de puissance et donc le convertisseur fonctionne en mode d'inversion.

En réalité, en raison du processus de commutation, l'angle d'amorçage pour lequel le basculement au mode de fonctionnement de l'onduleur a lieu, est plus réduit. En effet, cette affirmation peut être tirée en modifiant (3.22) tout en l'écrivant comme suivant :

$$\langle V_d \rangle = V_{d0} \cos \left(\frac{\mu}{2} \right) \cos \left(\alpha + \frac{\mu}{2} \right) \quad (3.23)$$

L'équation (3.23) que montre que :

- le convertisseur fonctionne comme redresseur si $0^\circ < \alpha < 90^\circ - \frac{\mu}{2}$
 - le convertisseur fonctionne comme onduleur lorsque $90^\circ - \frac{\mu}{2} < \alpha < 180^\circ - \frac{\mu}{2}$
- Étant donné que μ pourrait atteindre des valeurs usuelles jusqu'à $20 - 30^\circ$ [10], l'angle de basculement entre les deux modes se situe alors entre 75 et 80° .

Comme la valeur maximale de μ pour un fonctionnement normal du convertisseur est de 60° (voir le paragraphe suivant), on obtient une valeur maximale de l'angle d'amorçage pour $\alpha_{max} = 150^\circ$, fait qui réduit la plage de valeurs de α en mode de fonctionnement en onduleur.

L'empiètement anodique influe également sur le facteur de puissance du convertisseur. L'expression de ce dernier en fonction des angles α et μ est la suivante [32, 76, 77] :

$$\cos \varphi = \frac{1}{2k} [\cos \alpha + \cos \delta] \quad (3.24)$$

où

$$k = \frac{\sqrt{[\cos 2\alpha - \cos 2\delta]^2 + [2\mu + \sin 2\alpha - \sin 2\delta]^2}}{4[\cos \alpha - \cos \delta]} \quad (3.25)$$

L'équation (3.24) a permis le tracé des courbes de la figure 3.3, du facteur de puissance $\cos \varphi$ en fonction de α pour de différentes valeurs de μ . Cette figure montre clairement que l'augmentation de l'angle de commutation μ cause une diminution du facteur de puissance et réduit la plage des valeurs de α des deux modes fonctionnements de redressement ou d'ondulation.

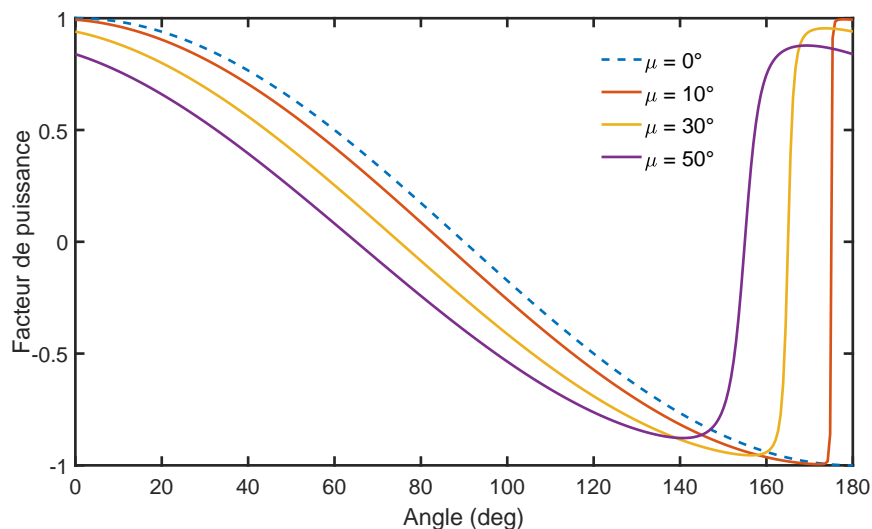


Figure 3.3 – Variation de $\cos \varphi$ en fonction de α pour différentes valeurs de μ

L'expression de l'énergie réactive en fonction de la puissance active et du facteur puissance

est donnée comme suit :

$$Q = P \tan(\varphi) = P \sqrt{\frac{1}{\cos^2 \varphi} - 1} \quad (3.26)$$

Les valeurs usuelles des angles α et μ sont de 15° et 20° , respectivement [10]. En remplaçant ces valeurs sont remplacées dans (3.24), le résultat suivant est obtenu :

$$\cos \varphi = 0,8925$$

En substituant cette valeur dans (3.26), il en résulte :

$$Q \cong 0,505 P$$

Le résultat précédent montre que le convertisseur consomme une quantité considérable de puissance réactive qui vaut de 50% à 60% de la puissance active. Ceci nécessite alors l'instauration des sources d'énergies réactives tel que filtres AC ou les condensateurs shunts, pour fournir l'énergie suffisante à la conversion d'énergie.

Pour conclure, l'empiétement anodique engendre des pertes de commutation, une baisse de la valeur moyenne de la tension redressée et du facteur de puissance ainsi qu'une réduction de la plage de variation de l'angle d'amorçage.

3.2.1.2 Limites du Fonctionnement Normal

Selon la valeur de l'angle de commutation μ , il existe trois modes de conduction dans un convertisseur triphasé à double commutation à six impulsions [76] comme le montre la figure 3.4 :

- Mode 1 ($0^\circ < \mu < 60^\circ$) : fonctionnement normal où deux ou trois thyristors peuvent conduire à la fois
- Mode 2 ($\mu = 60^\circ$) : Cas limite où trois thyristors conduisent à la fois.
- Mode 3 ($60^\circ < \mu < 120^\circ$) : fonctionnement anormal où quatre thyristors peuvent conduire simultanément.

Le fonctionnement anormal du convertisseur ($\mu > 60^\circ$) n'étant confronté que sous une surcharge, un court-circuit DC ou sous une faible tension AC. Ce mode est dit anormal du fait que les séquences de conduction sont une succession de deux intervalles où dans l'un apparaît un court-circuit des deux bornes de sortie du convertisseur (Fig. 3.5(a)) tandis que dans l'autre apparaît un court-circuit de deux sources de tension (Fig. 3.5(b)), ce qui réduit les performances du convertisseur.

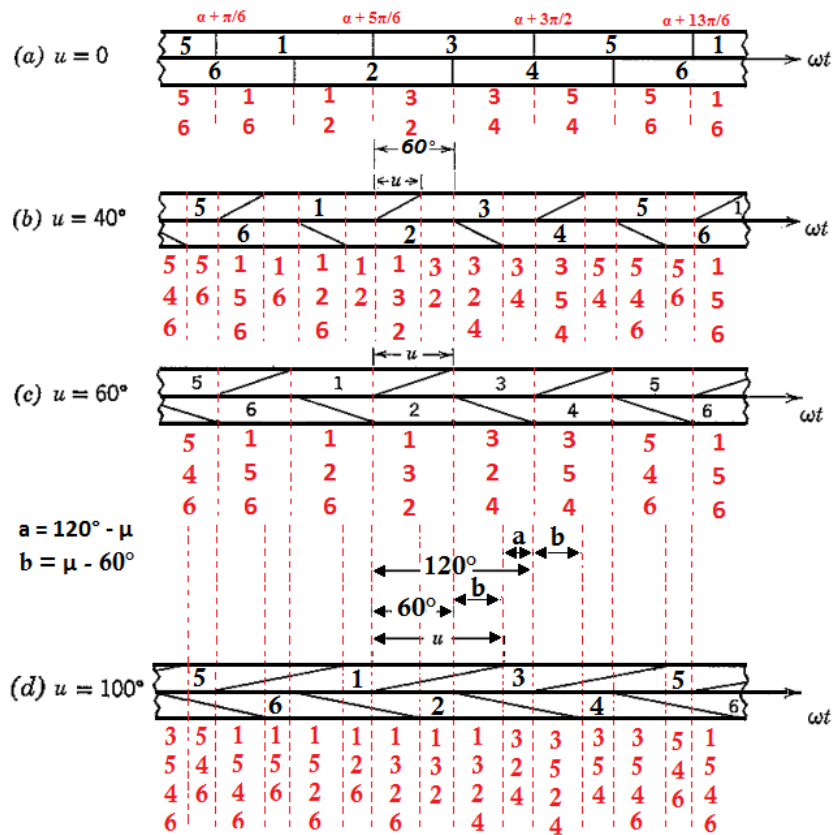


Figure 3.4 – Effet de l'angle de commutation μ sur le nombre de thyristors conduisant simultanément

La figure 3.5 montre les schémas correspondants au mode de fonctionnement 3 du convertisseur à 6 impulsions.

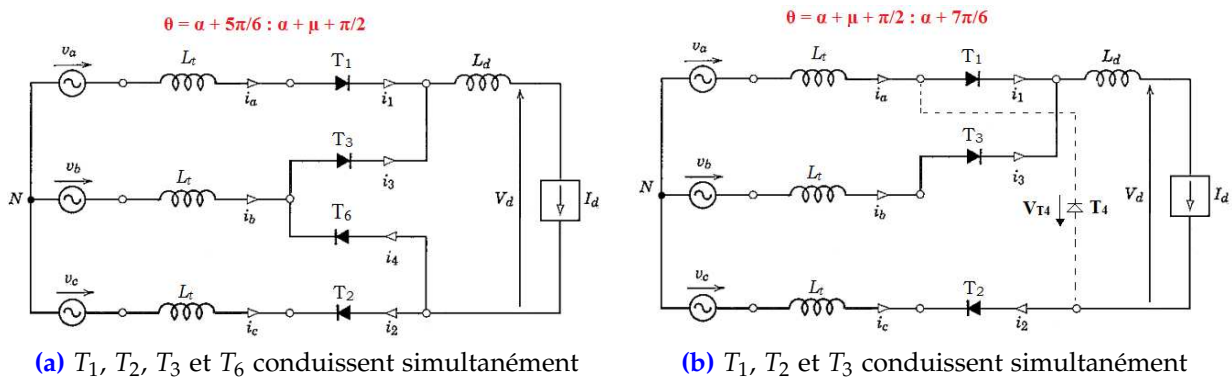


Figure 3.5 – Mode de fonctionnement 3 du convertisseur à 6 impulsions [76]

En exploitant les figures 3.5(a) et 3.5(b), l'expression de la tension V_d en fonction de l'angle θ peut être obtenue comme suit :

$$V_d = \begin{cases} 0 & \text{si } \alpha + \frac{5\pi}{6} < \theta < \delta + \frac{\pi}{2} \\ \frac{v_a + v_b}{2} = -\frac{v_c}{2} & \text{si } \delta + \frac{\pi}{2} < \theta < \alpha + \frac{7\pi}{6} \end{cases} \quad (3.27)$$

sachant que $v_a + v_b + v_c = 0$.

En utilisant (3.27), la valeur moyenne de la tension redressée $\langle V_d \rangle$ est calculée comme suit :

$$\langle V_d \rangle = -\frac{3}{\pi} \int_{\delta + \frac{\pi}{2}}^{\alpha + \frac{7\pi}{6}} \frac{v_c}{2} d\theta = \frac{V_{d0}}{2} \left[\cos\left(\alpha - \frac{\pi}{6}\right) + \cos\left(\delta + \frac{\pi}{6}\right) \right] \quad (3.28)$$

La figure 3.6 montre l'allure des courbes de $\langle V_d \rangle$ en fonction de α , tracées à partir des relations (3.22) et (3.28). Il est clair de cette figure, que les valeurs de $\langle V_d \rangle$ sont considérablement réduites dans le mode 3 ($\mu > 60^\circ$) par rapport aux autres modes.

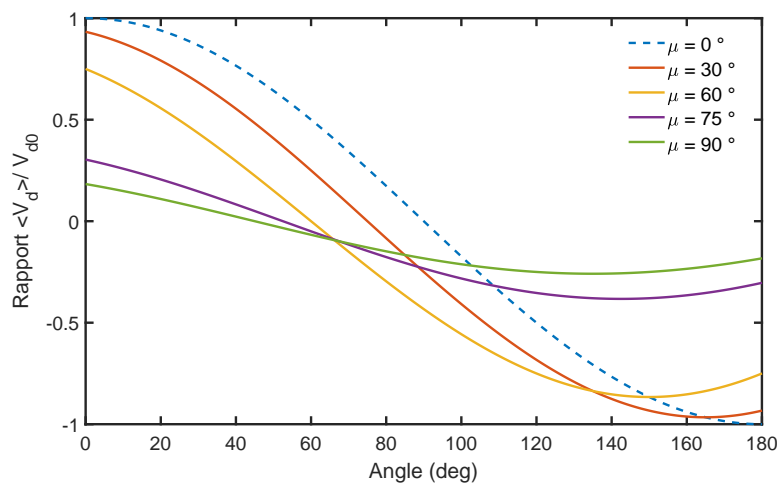


Figure 3.6 – Courbes $\langle V_d \rangle / V_{d0}$ en fonction de α pour de différentes valeurs de μ

Une forte chute de tension aux bornes d'un des convertisseur d'une liaison HVDC, suite au basculement de son fonctionnement vers le mode 3, engendre une haute augmentation du courant. Cela peut par la suite basculer l'autre convertisseur à fonctionner aussi dans ce mode, si le courant est extrêmement élevé. Dans ces conditions, le courant peut atteindre une valeur de 4 à 5 fois la valeur nominale (voir les sections 5.2.3 et 5.2.5.2).

Un autre défaut encore plus sérieux du mode 3 est le risque du raté d'amorçage au niveau des thyristors du convertisseur. Ce dysfonctionnement sera abordé dans ce qui suit. Selon la figure 3.4, le thyristor qui devrait entrer en conduction à l'angle $\theta = \alpha + \frac{7\pi}{6}$ est T_4 . La tension V_{T_4} entre ces bornes avant son entrée en conduction peut être déterminée à partir de la figure 3.5(b) et elle est égale à :

$$V_{T_4}(t) = -V_d(t) \quad (3.29)$$

D'après (3.27) et pour $\delta + \frac{\pi}{2} < \theta < \alpha + \frac{7\pi}{6}$:

$$V_d(t) = -\frac{v_c(t)}{2} \quad (3.30)$$

Il en résulte de (3.29) et (3.30) :

$$V_{T_4}(t) = \frac{v_c(t)}{2} \quad (3.31)$$

L'équation (3.31) permettra dans ce qui suit de faire ressortir une conséquence très importante du mode de fonctionnement 3.

La figure 3.7 montre l'allure de la tension v_c en fonction de θ .

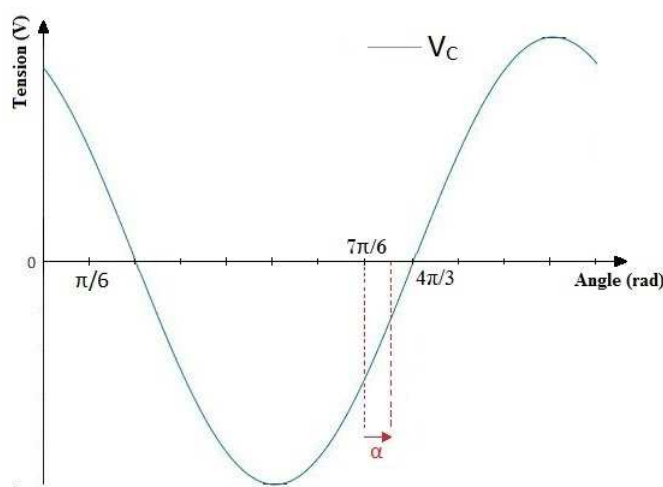


Figure 3.7 – Tension simple v_c en fonction de θ

D'après cette figure, la tension est négative lorsque $\frac{7\pi}{6} < \theta < \frac{4\pi}{3}$ et il en est de même pour la tension $V_{T_4}(t)$ selon (3.31). Ainsi, si $\alpha + \frac{7\pi}{6} < \frac{4\pi}{3}$, c'est à dire si $\alpha < \frac{\pi}{6}$, le thyristor T_4 ne s'amorce pas. Par conséquent, l'angle d'amorçage doit être absolument supérieur à 30° pour que le pont redresseur puisse fonctionner et que le raté d'amorçage soit évité dans le Mode 3. La plage de variation de l'angle d'amorçage dans le fonctionnement en redresseur est alors plus réduite dans le Mode 3 par rapport au Mode 1 puisque α doit être dans l'intervalle $[30^\circ, 90^\circ - \frac{\mu}{2}]$. Pour éviter un fonctionnement anormal du convertisseur triphasé à six impulsions, l'angle d'empiètement anodique μ doit donc absolument être maintenu inférieur à 60° .

3.2.1.3 Équations de l'Onduleur

Le basculement du fonctionnement d'un convertisseur triphasé à commutation parallèle à six impulsions du redressement à l'ondulation est obtenu lorsque l'angle d'amorçage α est supérieur à l'angle $90^\circ - \mu/2$. Très souvent dans les ouvrages et contrairement au cas du redressement où les équations sont exprimées en fonction des angles α et

δ , les équations de l'onduleur sont plutôt exprimées en fonction de l'angle d'avance à l'amorçage β (ignition advance angle) et de l'angle d'avance à l'extinction γ (extinction advance angle) qui s'écrivent comme suit :

$$\beta = \pi - \alpha \quad (3.32)$$

$$\gamma = \pi - \delta \quad (3.33)$$

La figure 3.8 montre le schéma d'un onduleur triphasé à six impulsions. La tension de sortie v_{di} aux bornes de l'onduleur est inversée pour indiquer que le pont absorbe de l'énergie active tout en introduisant le signe négatif dans les expressions du redresseur établies précédemment.

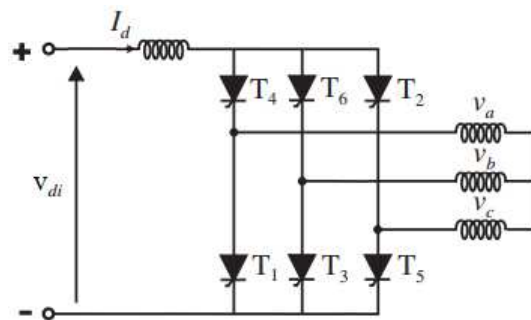


Figure 3.8 – Schéma d'un onduleur triphasé à six impulsions [10]

Pour éliminer le signe négatif, les angles β et γ sont introduit dans chacune des deux expressions de la valeur moyenne $\langle V_{di} \rangle$ (relations (3.20) et (3.22)) comme suivant :

$$\begin{aligned} \langle V_{di} \rangle &= -(V_{d0} \cos \alpha - R_c I_d) \\ &= V_{d0} \cos \beta + R_c I_d \end{aligned} \quad (3.34)$$

et

$$\begin{aligned} \langle V_{di} \rangle &= -\frac{V_{d0}}{2} (\cos \alpha + \cos \delta) \\ &= \frac{V_{d0}}{2} (\cos \beta + \cos \gamma) \end{aligned} \quad (3.35)$$

3.2.2 Convertisseur à Commutation Parallèle à Douze Impulsions

Un convertisseur triphasé à commutation parallèle à 12 impulsions (Fig. 3.9(a)) est une mise en série de deux convertisseurs à 6 impulsions dont l'un est connecté à un transformateur Y-Y et l'autre à un transformateur Y- Δ . Cette configuration permet une addition de deux tensions continues à 6 impulsions de chacun dont l'une est déphasée de 30° par rapport à l'autre ce qui produit une tension redressée totale à 12 impulsions.

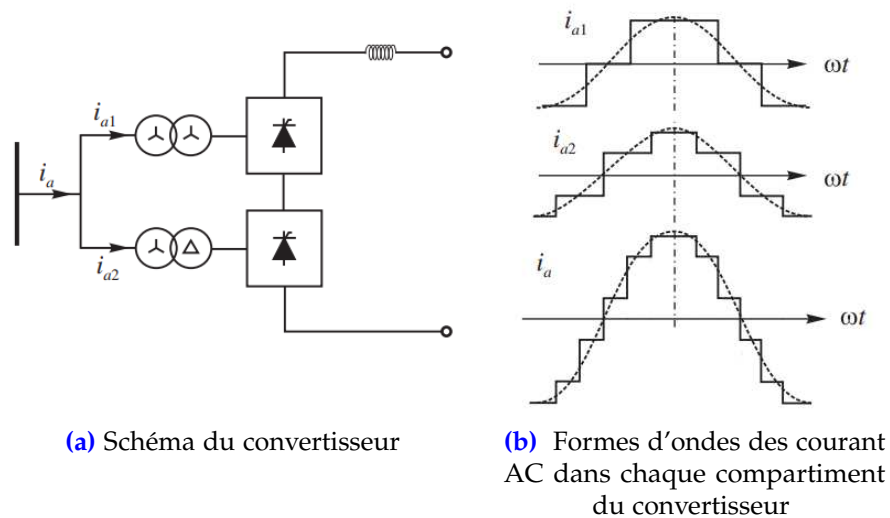


Figure 3.9 – Structure du convertisseur triphasé à 12 impulsions [78]

Les expressions de la valeur moyenne de la tension $V_d(t)$ dans le cas d'un redresseur et d'un onduleur sont les suivantes :

$$\langle V_{dr} \rangle_{12p} = 2 \langle V_{dr} \rangle_{6p} = 2V_{d0,r} \cos \alpha - 2R_c I_d \quad (3.36)$$

$$\langle V_{di} \rangle_{12p} = 2 \langle V_{di} \rangle_{6p} = 2V_{d0,i} \cos \beta + 2R_c I_d \quad (3.37)$$

De plus, l'utilisation du convertisseur à 12 impulsions est avantageuse en raison de la réduction des harmoniques du côté de la charge et de la source (Fig. 3.9(b)), bien que le coût supplémentaire du transformateur soit impliqué.

Contrairement au cas du convertisseur à 6 impulsions et sans prendre en considérations les cas limites, il existe 4 modes de conduction pour le convertisseur à 12 impulsions [76] :

- Mode 1 ($0^\circ < \mu < 30^\circ$) : 2 ou 3 thyristors conduisent à la fois.
- Mode 2 ($30^\circ < \mu < 60^\circ$) : 3 ou 4 thyristors conduisent à la fois.
- Mode 3 ($60^\circ < \mu < 90^\circ$) : 4 ou 5 thyristors conduisent à la fois.
- Mode 4 ($90^\circ < \mu < 120^\circ$) : 5 ou 6 thyristors conduisent à la fois.

Ainsi, pour éviter un fonctionnement anormal du convertisseur triphasé à 12 impulsions, l'angle de commutation μ doit être absolument au dessous de 30° .

3.3 Simulation de la Transmission LCC-HVDC

Cette section est destinée à la présentation des schémas équivalents et les résultats de la simulation sur l'environnement Matlab/Simulink, des systèmes LCC-HVDC à base de convertisseurs à 6 impulsions et à 12 impulsions. Les équations de ces convertisseurs, établies dans la section précédente, seront exploitées pour l'élaboration d'un modèle

simple de chaque type de transmission. La validité de ce modèle sera par la suite vérifiée en comparant les paramètres théoriques correspondants au point nominal, avec ceux de la simulation. En dernier, les performances en régime permanent des liaisons monopolaire et bipolaires seront comparées et pour cela, la simulation a été effectuée de telle sorte que ces deux liaisons relient les mêmes réseaux de part et d'autre, et sont traversées par le même courant et transmettent la même puissance active, de façon à pouvoir comparer leurs fonctionnements pour le même point nominal. Le choix du réseau et des paramètres des transformateurs et de la ligne dans la simulation, sera discuté dans l'annexe A.

3.3.1 Schéma Équivalent de la Transmission Monopolaire

La structure monopolaire est la configuration la plus simple d'une ligne de transmission LCC-HVDC. Le schéma équivalent simplifié de type de liaison est présenté sur la figure 3.10.

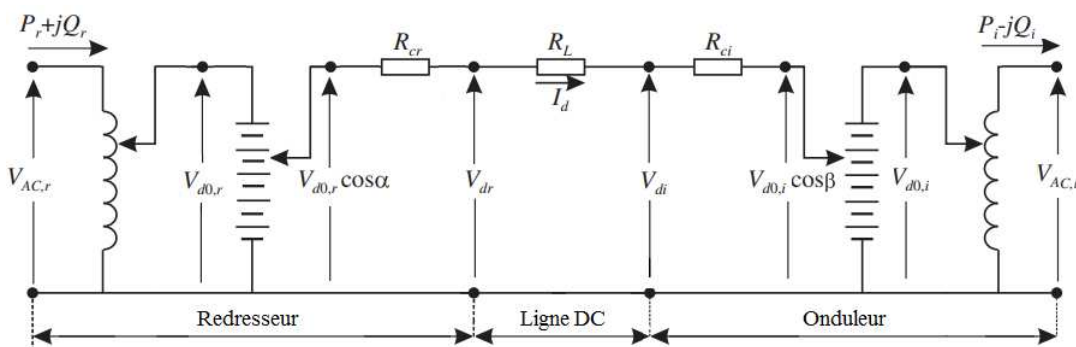


Figure 3.10 – Circuit équivalent d'une ligne LCC-HVDC 6 impulsions [79]

Ce circuit, établi à partir des relations (3.20) et (3.34), est valable uniquement au régime permanent. Les indices r et i réfèrent respectivement au redresseur et à l'onduleur. Comme le montre la figure 3.10, les transformateurs ont des rapports de transformation variables et l'effet de leurs inductances de fuite sur les tensions aux bornes de la ligne, a été inclus par le biais des résistances de commutation R_{cr} sur le côté redresseur et R_{ci} du côté onduleur, respectivement. La ligne DC est représentée uniquement par sa résistance R_L . Sa capacité et son inductance étant négligées. Les filtres d'harmoniques, les bobines de lissage et les éléments de compensation de l'énergie réactive ne sont pas non plus inclus dans ce schéma.

Le flux d'énergie active sur une liaison LCC-HVDC provient toujours de l'extrémité dont la tension positive est la plus élevée, vers l'extrémité dont la tension positive est la moins élevée ou de l'extrémité la plus négative à la moins négative. Cependant, une inversion du sens du flux d'énergie active ne se fait pas en inversant le sens du courant mais plutôt en

inversant la polarité des tensions aux bornes des convertisseurs. L'expression du courant I_d circulant le long de la ligne DC, peut être tirée à partir de la figure 3.10 comme suivant :

$$I_d = \frac{V_{d0,r} \cos \alpha - V_{d0,i} \cos \beta}{R_{cr} + R_L + R_{ci}} \quad (3.38)$$

La relation (3.38) montre que le courant I_d peut être augmenté soit en diminuant la tension d'entrée de l'onduleur ou bien en augmentant la tension de sortie du redresseur. L'une ou l'autre de ces procédures permet aussi d'augmenter la puissance de ligne. La puissance absorbée par le redresseur P_r du réseau AC correspondant est égale à :

$$P_r = V_{dr} I_d + R_{cr} I_d^2 \quad (3.39)$$

La puissance active délivrée par l'onduleur P_i au réseau AC correspondant est calculée comme suivant :

$$P_i = P_r - (R_{cr} + R_L + R_{ci}) I_d^2 \quad (3.40)$$

Les résistances de la ligne et de commutation sont donc les principales sources des pertes d'une liaison LCC-HVDC. Dans le cas du fonctionnement normal d'une transmission LCC-HVDC (monopolaire ou bipolaire), l'angle d'amorçage α du redresseur est généralement compris entre les angles 10° et 20° [79]. Il est toujours souhaitable d'avoir un faible angle d'amorçage afin de réduire la consommation de puissance réactive, mais il faut prévoir une marge suffisante pour s'assurer que le temps nécessaire à l'extinction des thyristors soit suffisamment grand. Pour le cas de l'onduleur, il est important de garder l'angle d'avance à l'extinction γ supérieure à une valeur minimale, généralement comprise entre 10° et 15° [63], afin d'éviter les défauts de la commutation.

3.3.2 Simulation de la Transmission Monopolaire

La transmission LCC-HVDC monopolaire simulée sur l'environnement Matlab/Simulink, est une interconnexion de deux réseaux de grande puissance dont l'un est caractérisé par une tension entre lignes de 345kV et une fréquence de 60 Hz, et l'autre de tension 230 kV et de fréquence 50 Hz, tel qu'il est illustré sur la figure 3.11.

La ligne fonctionne au point nominal pour lequel la puissance de transmission est de 250 MW et le courant étant de 1 kA. La liaison entre les deux stations de conversion est faite par le biais de deux câbles de longueur de 100 km dont les paramètres sont présentés dans le tableau 3.1.

Les transformateurs sont de type Dy1 de telle sorte à réduire les harmoniques injectées

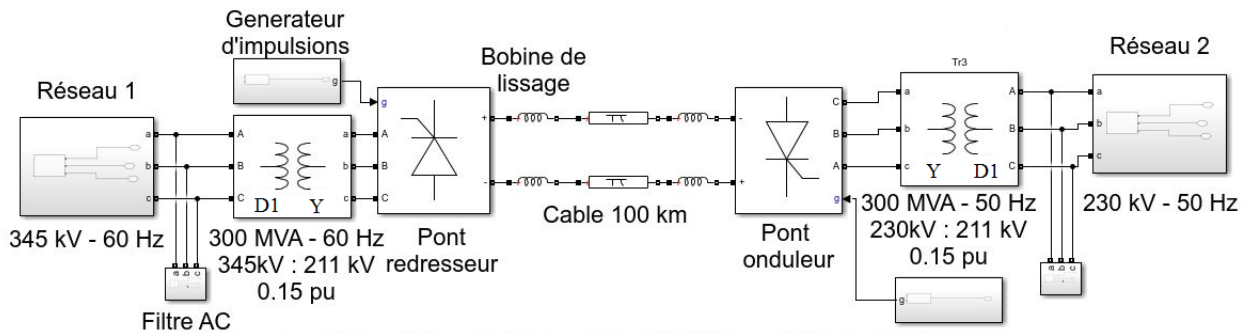


Figure 3.11 – Schéma de la transmission LCC-HVDC à base du convertisseur triphasé à six impulsions dans la logiciel Simulink

Table 3.1 – Paramètres du câble de la transmission LCC-HVDC simulée

Longueur du câble (km)	100
Résistance (Ω /km)	0,014
Inductance (mH/km)	0,159
Capacité (μ F/km)	0,231

par les convertisseurs, et leurs paramètres sont présentés dans le tableau 3.2.

Table 3.2 – Paramètres des transformations de la transmission LCC-HVDC simulée

Paramètres	Transformateur 1	Transformateur 2
Puissance Apparente (MVA)	300	300
Fréquence (Hz)	60	50
Tension primaire (kV)	345	230
Tension secondaire (kV)	211	211
Résistance au primaire R_p (pu)	0,0025	0,0025
Résistance au secondaire R_s (pu)	0,0025	0,0025
Inductance au primaire L_p (pu)	0,075	0,075
Inductance au secondaire L_s (pu)	0,075	0,075
Résistance Fer R_f (pu)	500	500
Inductance de magnétisation L_μ (pu)	500	500

La figure 3.12(a) montre l'allure du courant I_d en fonction du temps. Comme le montre cette figure, le régime permanent n'est atteint qu'après une durée de temps de 0,3 s. L'utilisation de quatre bobines de lissage ayant chacune une résistance de 1 Ω et une inductance de 0,5 H, a permis de réduire les fluctuations du courant $I_d(t)$ avec un taux d'ondulation de 3 %.

L'allure de la tension à l'entrée de l'onduleur $V_{di}(t)$ est également présentée sur la figure 3.12(b). Sur cette dernière, la valeur moyenne de cette tension au régime permanent, est de 250 kV. Par ailleurs, la fréquence de la tension $V_{di}(t)$ est égale à 300 Hz et diffère de celle de la tension $V_{dr}(t)$ dont la valeur est 360 Hz. Ceci s'explique du fait que les fréquences des réseaux de part et d'autre de la ligne sont différentes.

En outre, la valeur moyenne de la tension V_{dr} est légèrement supérieure à celle d'entrée à

l'onduleur et elle est égale à 256 kV, de telle à compenser la chute de tension au niveau des deux câbles, qui est égale à 28 V/km. Cela fait donc 2,8 kV de chute de tension, soit 1,12% de la tension nominale.

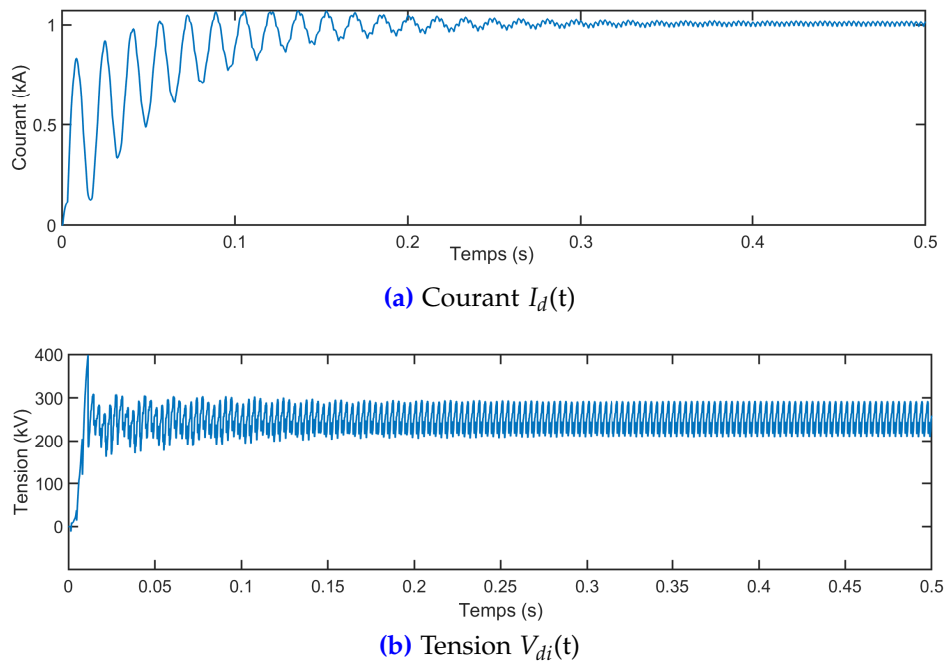


Figure 3.12 – Courant et tension de la transmission LCC-HVDC monopolaire

Dans ce qui suit, un calcul théorique des paramètres correspondants au point nominal est effectué afin de les comparer avec ceux de la simulation. Le point de fonctionnement nominal de la transmission monopolaire dans la simulation, est obtenu pour les angles d'amorçage $\alpha_r = 9,6^\circ$ et $\beta = 36,5^\circ$ ($\alpha_i = 143,5^\circ$). Pour pouvoir calculer les valeurs théoriques de α_r et β , il faut tout d'abord convertir les paramètres des transformateurs du système per unit au système SI. En utilisant le tableau 3.2, ces paramètres sont calculés du côté du pont redresseur comme suit :

$$R_{p,r} = R_{pu} \frac{3U_{p,r}^2}{S} = 3\Omega$$

$$R_{s,r} = R_{pu} \frac{U_{s,r}^2}{S} = 0,37\Omega$$

$$L_{p,r} = L_{pu} \frac{3U_{p,r}^2}{\omega_r S} = 237mH$$

$$L_{s,r} = L_{pu} \frac{U_{s,r}^2}{\omega_r S} = 30mH$$

S étant la puissance apparente du transformateur, et les indices p et s réfèrent, respectivement, aux enroulements primaires et secondaires de ce dernier.

Similairement du coté du pont onduleur, nous obtenons :

$$R_{p,i} = R_{pu} \frac{3U_{p,i}^2}{S} = 1,3\Omega$$

$$R_{s,r} = R_{pu} \frac{U_{s,i}^2}{S} = 0,37\Omega$$

$$L_{p,i} = L_{pu} \frac{3U_{p,i}^2}{\omega_i S} = 126mH$$

$$L_{s,i} = L_{pu} \frac{U_{s,i}^2}{\omega_i S} = 35mH$$

Les valeurs des résistances $R_{p,r}$ et $R_{p,i}$ et des inductances $L_{p,r}$ et $L_{p,i}$ sont relativement grandes. Ceci s'explique du fait qu'il s'agit de valeurs calculées dans la structure "en triangle" (la configuration des enroulements au primaire du transformateur est en triangle). Les valeurs réelles de ces paramètres sont obtenues par le passage vers la structure "en étoile" en les divisons par 3.

Les résistances et les inductances de fuites équivalents ramenées au secondaire pour chaque transformateur, sont calculés comme suivant :

$$R_{t,r} = R_{s,r} + R_{p,r} \left(\frac{U_s}{\sqrt{3}U_{p,r}} \right)^2 = 0,74\Omega$$

$$R_{t,i} = R_{s,i} + R_{p,i} \left(\frac{U_s}{\sqrt{3}U_{p,i}} \right)^2 = 0,74\Omega$$

$$L_{t,r} = L_{s,r} + L_{p,r} \left(\frac{U_s}{\sqrt{3}U_{p,r}} \right)^2 = 60mH$$

$$L_{t,i} = L_{s,i} + L_{p,i} \left(\frac{U_s}{\sqrt{3}U_{p,i}} \right)^2 = 70mH$$

Les valeurs précédentes permettent de calculer les résistances équivalentes à la commutation à partir de la relation (3.17) comme suivant :

$$R_{c,r} = 2R_{t,r} + 6f_r L_{t,r} = 23,1\Omega$$

$$R_{c,i} = 2R_{t,i} + 6f_i L_{t,i} = 22,5\Omega$$

La résistance totale de la ligne est égale à la somme des résistances des câbles et des

bobines de lissage et elle vaut :

$$R_L = 2R_{cable} + 4R_{lis} = 6,8\Omega$$

En ayant la valeur de la résistance $R_{c,i}$ et en utilisant la relation (3.17), il en résulte :

$$\begin{aligned}\cos \beta &= \frac{\langle V_{d,i} \rangle - R_{c,i}I_d}{V_{d,i,0}} \\ &= \frac{250 - 22,5 \cdot 1}{\frac{3\sqrt{2}}{\pi} \cdot 211} \\ \cos \beta &= 0,798 \\ \beta &= 37^\circ\end{aligned}$$

En ramenant le terme $\cos \alpha$ dans la relation (3.38) au premier membre, il en résulte :

$$\begin{aligned}\cos \alpha &= \cos \beta + \frac{R_{c,r} + R_L + R_{c,i}}{V_{d,0}} I_d \\ &= 0,982 \\ \alpha &= 10,8^\circ\end{aligned}$$

Ainsi, on constate que les valeurs théoriques de α et β et celles de la simulation sont très proches avec des erreurs de $\Delta\alpha = 1,2^\circ$ et $\Delta\beta = 0,5^\circ$. De plus, en remplaçant les valeurs des angles α et β de la simulation dans la formule (3.38), on trouve une valeur du courant I_d égale à 990 A, qui est proche de la valeur théorique de 1000 A.

Cependant, les hypothèses établies dans l'étude théorique n'ont pas été intégralement respectées dans la simulation, ce qui explique ces écarts entre les valeurs théoriques et de simulation. D'abord, les tensions alternatives en simulation, aux deux extrémités de la ligne HVDC, ne sont pas parfaitement sinusoïdales et contiennent des harmoniques générées par les convertisseurs. De plus, les thyristors utilisées dans la simulation ne sont modélisés en tant qu'interrupteurs idéaux. Enfin, le courant I_d dans la ligne de transmission comporte de faibles fluctuations et n'est pas totalement lissé.

Au final, on peut conclure que le modèle théorique établi de la liaison LCC-HVDC monopolaire est en concordance avec la simulation réalisée sur le logiciel Matlab/Simulink.

3.3.3 Modélisation de la Transmission Bipolaire

Le schéma équivalent d'une transmission LCC-HVDC utilisant un convertisseur à 12 impulsions est en effet une association de deux schémas d'une transmission utilisant un convertisseur à 6 impulsions. La figure 3.13 illustre un circuit équivalent d'une ligne

LCC-HVDC à base du convertisseur à 12 impulsions. Le circuit est obtenu à l'aide des expressions (3.36) et (3.37) des valeurs moyennes des tensions V_{di} et V_{dr} .

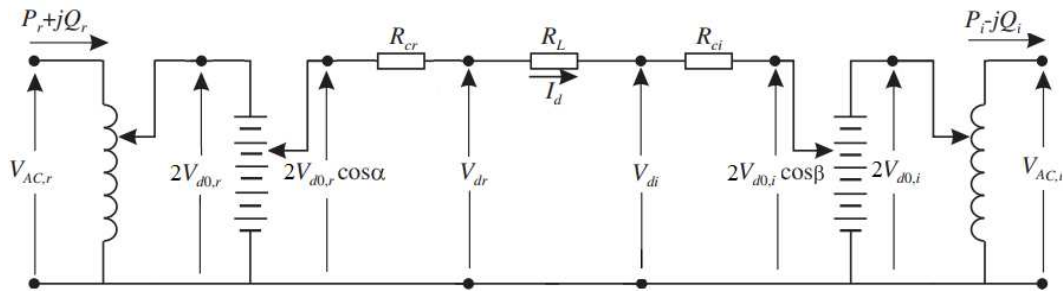


Figure 3.13 – Circuit équivalent d'une ligne LCC-HVDC à 12 impulsions [79]

En exploitant la figure 3.13, l'expression du courant I_d à travers la ligne DC est donnée par la relation suivante :

$$I_d = 2 \frac{V_{d0,r} \cos \alpha - V_{d0,i} \cos \beta}{R_{cr} + R_L + R_{ci}} \quad (3.41)$$

où

$$R_{c,r} = R_{c,r,Y} + \frac{R_{c,r,\Delta}}{3} \quad (3.42)$$

$$R_{c,i} = R_{c,i,Y} + \frac{R_{c,i,\Delta}}{3} \quad (3.43)$$

$R_{c,Y}$ et $R_{c,\Delta}$ étant les résistances du redresseur ou de l'onduleur du côté des transformateurs Y-Y et Y- Δ , respectivement. Les résistances $R_{c,r,\Delta}$ et $R_{c,i,\Delta}$ sont divisés par 3 pour passer de la structure en triangle vers la structure en étoile.

3.3.4 Simulation de la Transmission Bipolaire

Dans cette partie, nous avons simulé une ligne de transmission LCC-HVDC bipolaire. La figure 3.14 illustre le schéma de la transmission en question présenté dans le logiciel Simulink.

De cette figure, il s'agit d'une mise en série de deux transmissions monopolaires dont chacune évacue une puissance de 125 MW. Chaque transformateur possède une puissance apparente de 150 MVA avec une tension au secondaire de 105 kV. Leurs paramètres et ceux des câbles sont identiques à ceux des tableaux 3.2 et 3.1, respectivement.

Les allures des courbes $I_d(t)$ et $V_{di}(t)$ sont illustrées sur la figure 3.15. Elles sont quasiment similaires à ceux de la figure 3.12.

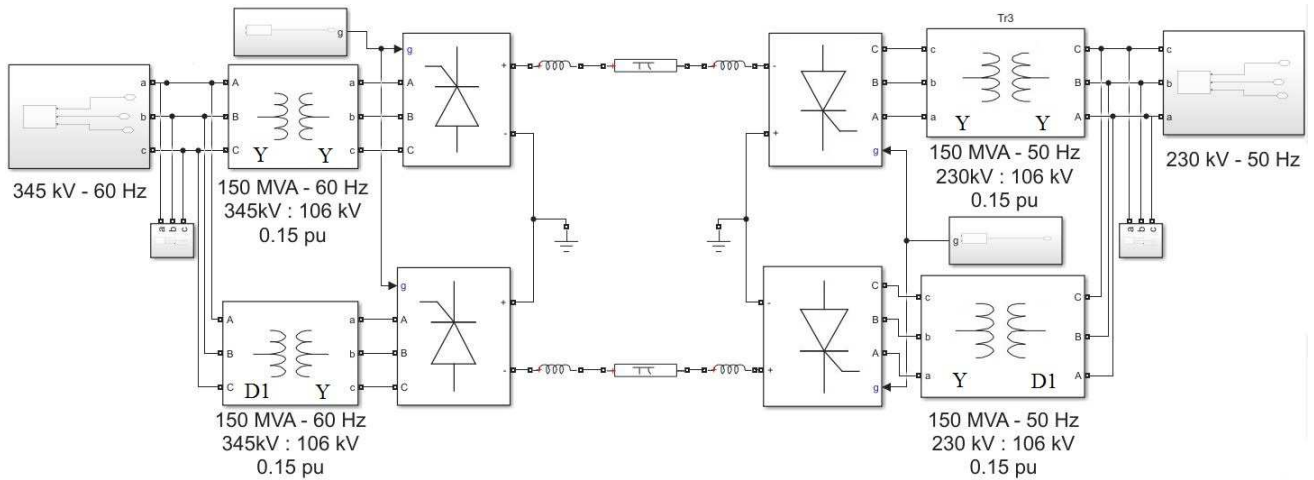
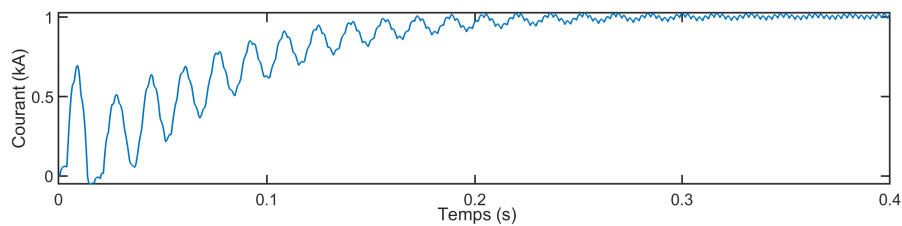
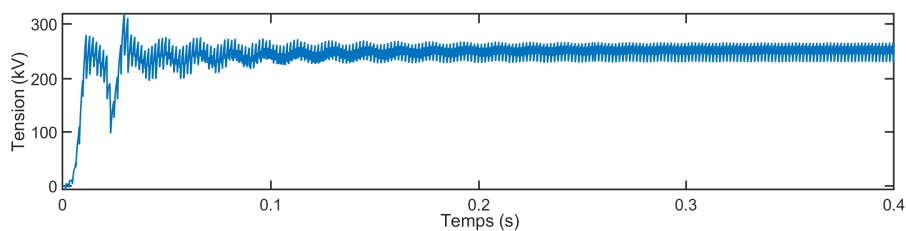


Figure 3.14 – Schéma de la transmission LCC-HVDC bipolaire à base du convertisseur triphasé



(a) Courant $I_d(t)$



(b) Tension $V_{di}(t)$

Figure 3.15 – Courant et tension de la transmission LCC-HVDC bipolaire

Similairement pour le cas de la transmission monopolaire, un calcul des paramètres correspondants au fonctionnement nominal, est effectué ci-après pour vérifier la validité du modèle théorique établi de la liaison LCC-HVDC bipolaire. Le point nominal pour le cas de cette transmission est obtenu pour les angles d'amorçages suivants : $\alpha = 10,6^\circ$ (redresseurs) et $\beta = 36,5^\circ$ (onduleurs).

Les résistances équivalentes à la commutation de chaque pont de la transmission peuvent être calculées à partir de tableau 3.2 de la même façon que dans la partie précédente et

leurs valeurs sont les suivantes :

$$R_{cr,Y} = 11,5\Omega$$

$$R_{cr,\Delta} = 34\Omega$$

$$R_{ci,Y} = 11,2\Omega$$

$$R_{ci,\Delta} = 34\Omega$$

Ainsi, les résistances totales équivalentes à la commutation sont calculées à partir des relations (3.42) et (3.42) et sont égales à :

$$R_{cr} = 22,8\Omega$$

$$R_{ci} = 22,5\Omega$$

La valeur de l'angle β peut être tirée de l'expression (3.37) comme suivant :

$$\begin{aligned}\cos \beta &= \frac{\langle V_{d,i} \rangle - R_{ci}I_d}{2V_{d,0}} \\ &= \frac{250 - 22,5 \cdot 1}{\frac{6\sqrt{2}}{\pi} \cdot 106} \\ &= 0,794 \\ \beta &= 37,4^\circ\end{aligned}$$

En réarrangeant l'expression (3.41), la valeur de l'angle α se calcule comme suit :

$$\begin{aligned}\cos \alpha &= \cos \beta + \frac{(R_{cr} + R_L + R_{ci})I_d}{2V_{d,0}} \\ &= 0,977 \\ \alpha &= 12,4^\circ\end{aligned}$$

On constate que les valeurs théoriques de α et β et celles de la simulation sont très proches avec des erreurs de $\Delta\alpha = 1,8^\circ$ et $\Delta\beta = 0,9^\circ$.

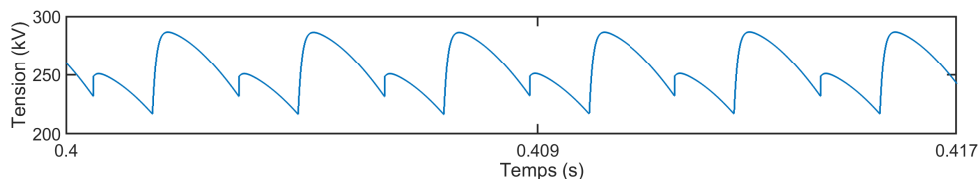
Le modèle théorique établi de la liaison LCC-HVDC bipolaire est donc en concordance avec la simulation .

3.3.5 Comparaison entre les Deux Transmissions

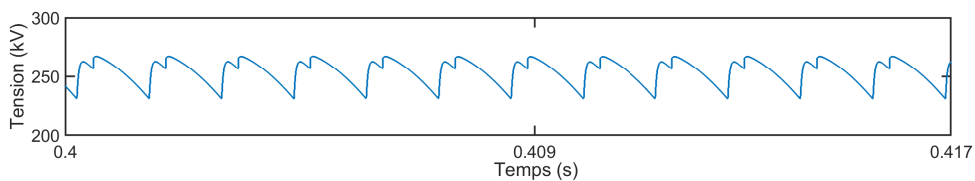
Une comparaison entre les liaisons LCC-HVDC utilisant les convertisseurs à 6 et 12 impulsions est présentée ci-après, en se basant sur les résultats obtenues de leurs simulation.

3.3.5.1 Ondulation des Tensions Continues

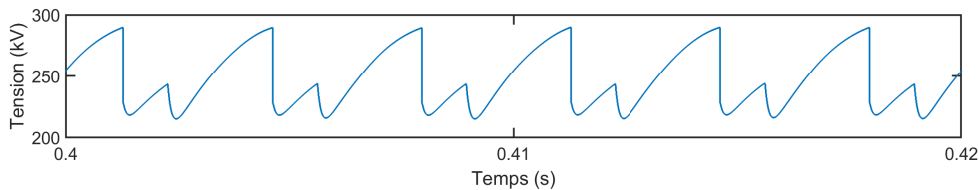
Une liaison LCC-HVDC utilisant un convertisseur à 12 impulsions présente l'avantage, par rapport à celle utilisant un convertisseur à 6 impulsions, de réduire les taux d'ondulation des tensions aux bornes de la ligne de transmission et, par conséquent, de réduire la taille des filtres DC. Ceci peut être confirmé sur la figure 3.16. En effet, pour le cas de la transmission monopolaire, les taux d'ondulation des tensions $V_{dr}(t)$ et $V_{di}(t)$ sont de 25 % (Fig. 3.20(a)) et 32 % (Fig. 3.16(c)), respectivement. Par contre, pour le cas de la transmission bipolaire, ils sont égales à 15 % (Fig. 3.16(b)) et 14 % (Fig. 3.16(d)), successivement. L'ondulation des tensions $V_{dr}(t)$ et $V_{di}(t)$ est donc moins réduite pour le cas de la transmission bipolaire.



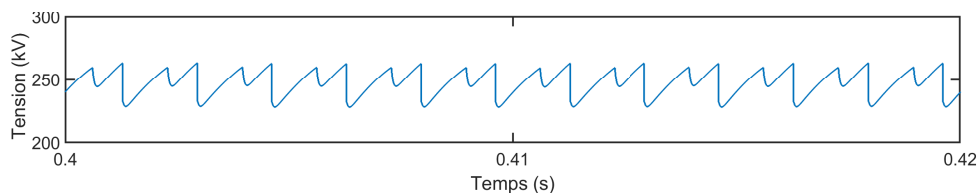
(a) Tension $V_{dr}(t)$ - convertisseur à six impulsions



(b) Tension $V_{dr}(t)$ - convertisseur à douze impulsions



(c) Tension $V_{di}(t)$ - convertisseur à 6 impulsions

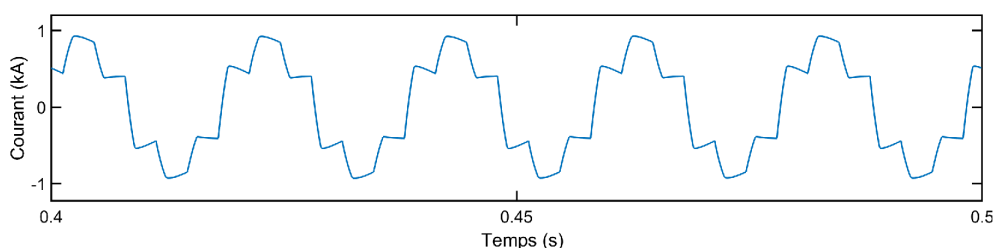


(d) Tension $V_{di}(t)$ - convertisseur à 12 impulsions

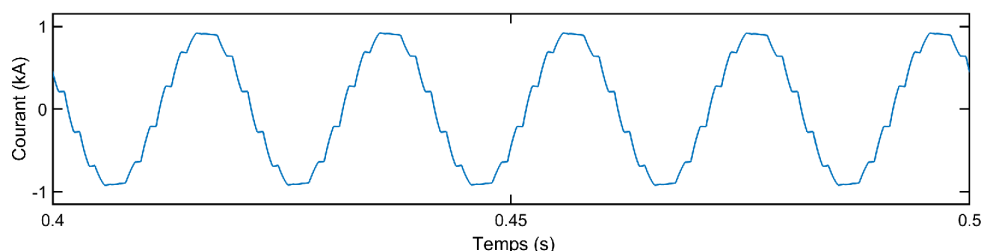
Figure 3.16 – Ondulations des tensions V_{dr} et V_{di}

3.3.5.2 Émission d'Harmoniques

Pou pouvoir effectuer une analyse des harmoniques injectées au réseau par chaque type de transmission LCC-HVDC, la simulation a été initialement effectuée sans l'utilisation des filtres AC. Ceci a mené aux résultats présentées sur les figures 3.17 et 3.18 qui illustrent, respectivement, l'allure et le spectre d'harmonies du courant de ligne à la sortie des transformateurs du côté du réseau 230 kV- 50 Hz. Il apparaît clairement sur la figure 3.17, que le courant de ligne $i_a(t)$ est plus déformé et fortement riche en harmoniques pour le cas d'une transmission utilisant un convertisseur à 6 impulsions par rapport à celle utilisant un convertisseur à 12 impulsions.



(a) Cas du convertisseur à 6 impulsions

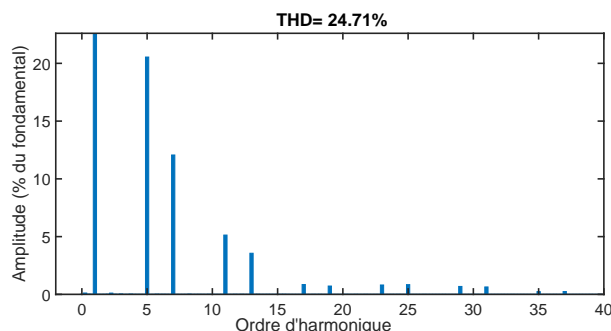


(b) Cas du convertisseur à 12 impulsions

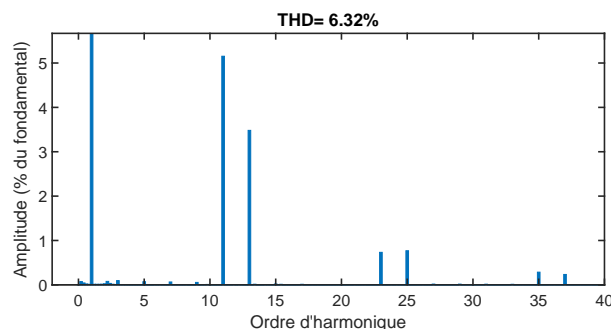
Figure 3.17 – Courant de ligne $i_a(t)$ du côté du réseau 230 kV- 50Hz

La figure 3.18 fournit plus de détails concernant l'ordre et l'amplitude des harmoniques injectées par chaque convertisseur, ce qui permettra par la suite de dimensionner les filtres AC. En effet, le taux de distorsion du courant $i_a(t)$ est plus élevé pour le cas du convertisseur à 6 impulsions (THD = 24.71 %) avec une injection élevée au réseau des harmoniques 5 et 7 (20 % et 12 % du fondamental), faible pour les harmoniques 11 et 13 (5 % et 3 % du fondamental) et très faible pour les harmoniques 17, 19, 23, 25, 29 et 31 (1 % du fondamental). Par contre, pour le cas du convertisseur à 12 impulsions, le taux de distorsion du courant est moins important (THD = 6.37 %) avec une injection faible au réseau des harmoniques 11 et 13 (5 % et 3 % du fondamental), et très faible des harmoniques 23 et 25 (1 % du fondamental). Ainsi, un autre inconvénient de la transmission LCC-HVDC monopolaire consiste en un taux d'émission harmonique relativement très élevé.

Les schémas des filtres AC relatifs à chaque transmission sont illustrés sur la figure 3.19.



(a) Cas du convertisseur à 6 impulsions



(b) Cas du convertisseur à 12 impulsions

Figure 3.18 – Spectre harmonique du courant de ligne $i_a(t)$ du côté du réseau 230 kV- 50Hz

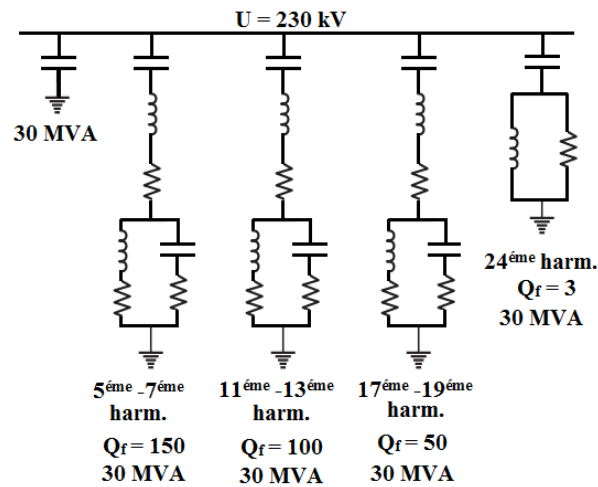
Ils sont clairement plus grands pour une transmission monopolaire LCC-HVDC que pour une liaison bipolaire. Deux types de filtres sont AC utilisés sur la figure 3.19. Le premier type est un filtre passe-bande à double fréquence (double-tuned band-pass filter), permettant de limiter deux harmoniques à la fois. Il présente de faibles impédances aux deux fréquences de résonance, de sorte à absorber le maximum des courants harmoniques générés à ces fréquences. En général, ce type de filtre est utilisé pour la limitation des harmoniques d'ordre inférieur (5, 7, 11, 13, 17, 19) [10].

Les paramètres des éléments du filtre sont calculés sur la base de valeurs spécifiées de la tension du réseau, de l'énergie réactive générée, du facteur de qualité et des fréquences des harmoniques pour lesquelles il est dimensionné. Les valeurs typiques du facteur de qualité Q_f sont comprises entre 50 et 100 [63]. Une valeur plus élevée de Q_f implique un meilleur filtrage des harmoniques.

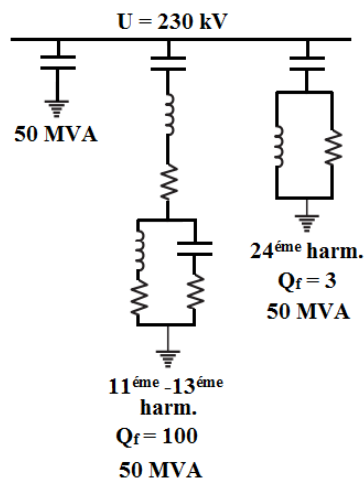
Le second type est le filtre passe-haut du deuxième ordre (second-order high-pass filter), utilisé pour la limitation des harmoniques d'ordre supérieure [63]. Il permet également de réduire les amplitudes de deux harmoniques (harm. 23 et 25 pour le cas de la simulation) tout en le dimensionnant pour une harmonique intermédiaire (harm. 24). Le facteur de qualité Q_f pour ce type de filtre est compris entre 1 et 10 [63].

Concernant la compensation de l'énergie réactive, elle est répartie sur l'ensemble des filtres et les batteries de condensateurs. Comme indiqué dans la section 3.2.1.1, la puissance

réactive maximale nécessaire à chaque station de conversion est estimée égale à 60 % de la puissance active, soit de 150 MVA ($P_n = 250$ MW). Il en résulte que chaque élément des figures 3.19(a) et 3.19(b) doit fournir une puissance de 30 MVA et 50 MVA, respectivement.



(a) Monopolaire



(b) Bipolaire

Figure 3.19 – Structure des filtres AC d'une transmission LCC-HVDC

L'intégration des filtres de la figure 3.19 dans les deux types de transmission LCC-HVDC, a conduit aux résultats présentés sur la figure 3.20. Il est clair, de cette dernière, que les amplitudes des harmoniques sont considérablement réduites par rapport à celles de la figure 3.18. Il est de même pour le taux de distorsion avec une diminution est de 21 % pour la transmissions monopolaire, et de 5 % pour la transmission bipolaire.

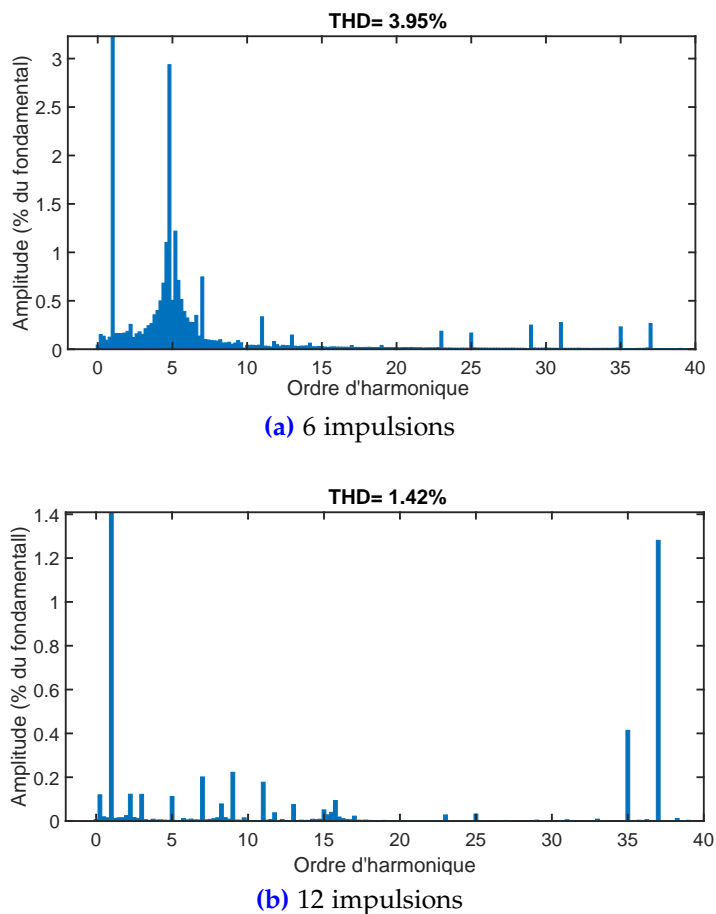


Figure 3.20 – Spectre harmonique du courant de ligne $i_a(t)$ après l'intégration des filtres

3.4 Conclusion

Grâce à l'utilisation des thyristors, les transmissions LCC-HVDC constituent le meilleur moyen de transport électrique des fortes puissances à des tensions extrêmement élevées. La modélisation et la simulation des deux structures (liaisons monopolaires et bipolaires) les plus utilisées pour ce type de transmission ont été effectuées. Bien qu'elles soient plus coûteuses, nous avons trouvés que les liaisons bipolaires sont plus avantageuses par rapport aux liaisons monopolaires, notamment pour les tailles des filtres AC et DC. Ces derniers sont plus réduites relativement aux liaisons à 12 impulsions. De plus, les liaisons peuvent fonctionner à mi-puissance en cas de la rupture d'un des convertisseurs de la ligne.

Chapitre 4
Modélisation et Simulation d'une
Technologie VSC–HVDC

Chapitre 4

Modélisation et Simulation d'une Technologie VSC–HVDC

4.1 Introduction

CE chapitre porte sur la modélisation et la simulation d'une liaison VSC–HVDC. Les différents éléments de base de la technologie sont présentés en détail dans la première partie. En suite, le dimensionnement et le fonctionnement de deux technologies de convertisseur VSC (2-niveau et 3-niveau) sont effectués. De plus, le principe de transfert de puissance active et réactive dans une liaison VSC–HVDC est expliqué en présentant les limites de ce transfert. Des simulations sont réalisées pour étudier et analyser les deux technologies en question dans la connexion des deux réseaux asynchrones.

4.2 Structure d'une Transmission VSC–HVDC

Afin d'assurer son bon fonctionnement, une ligne de transmission VSC–HVDC comporte plusieurs éléments importants, à savoir transformateur, filtre AC, inductance de phase, convertisseur ... etc. [80]. Parmi ces éléments, trois sont majeurs (le réseau électrique AC, convertisseur et la ligne DC). La figure 4.1 montre une représentation typique d'une ligne de transmission VSC–HVDC.

Il est clair que les transformateurs et les filtres ont un rôle important, assurant un bon fonctionnement de la ligne. Dans ce qui suit, nous expliquons chaque élément dans la structure VSC–HVDC à 2- et 3-niveau.

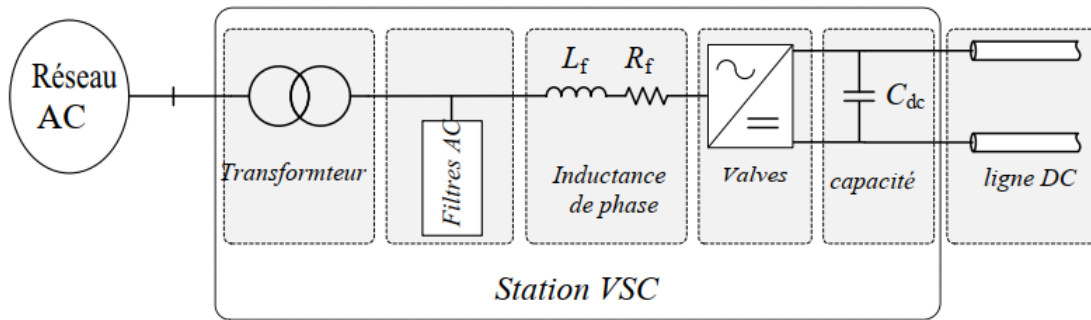


Figure 4.1 – Structure d'une ligne de transmission VSC-HVDC

4.2.1 Structure de Convertisseurs

Relatif à la technologie LCC, la VSC consiste à utiliser d'autres composants à la place des thyristors. C'est à dire des composants capables d'être mis en marche et à l'arrêt tel que transistors bipolaires à grille isolée (IGBT). La figure 4.2(a) montre la structure de base d'un convertisseur du type VSC (structure par phase). Cet élément, nommé convertisseur à demi-pont (Half-Bridge converter), est le dispositif de commutation le plus simple capable de produire un signal AC à partir d'une source DC en délivrant une tension de sortie sous la forme d'une simple onde carrée. La figure 4.2(b) illustre le signal de sortie du convertisseur.

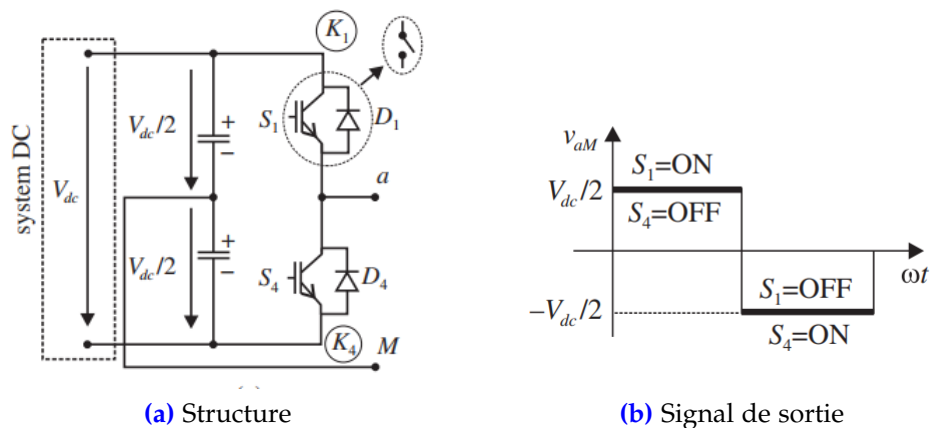


Figure 4.2 – Structure d'un convertisseur Half-Bridge et la tension de sortie [10]

Le VSC en demi-pont se compose d'une cellule de commutation supérieure S_1 et d'une autre inférieure S_2 . Chaque cellule est composée d'un élément unidirectionnel entièrement contrôlable en tension et une diode antiparallèle pour permettre le passage du courant dans les deux sens (positive et négative). Quand l'interrupteur S_1 entre en mode conduction et S_2 est bloquée, la tension de sortie du convertisseur est égale à $\frac{V_{dc}}{2}$. Dans le cas contraire, la tension de sortie change de polarité lorsque les deux cellules S_1 et S_2

changent d'état.

Les états de commutation d'un convertisseur représentent un ensemble de signaux utilisés pour contrôler chaque dispositif du circuit électrique. En fonction de ces états de commutation, quatre trajets possibles du courant ont été obtenue dans un convertisseur VSC demi-pont. Ces trajets sont illustrés sur la figure 4.3.

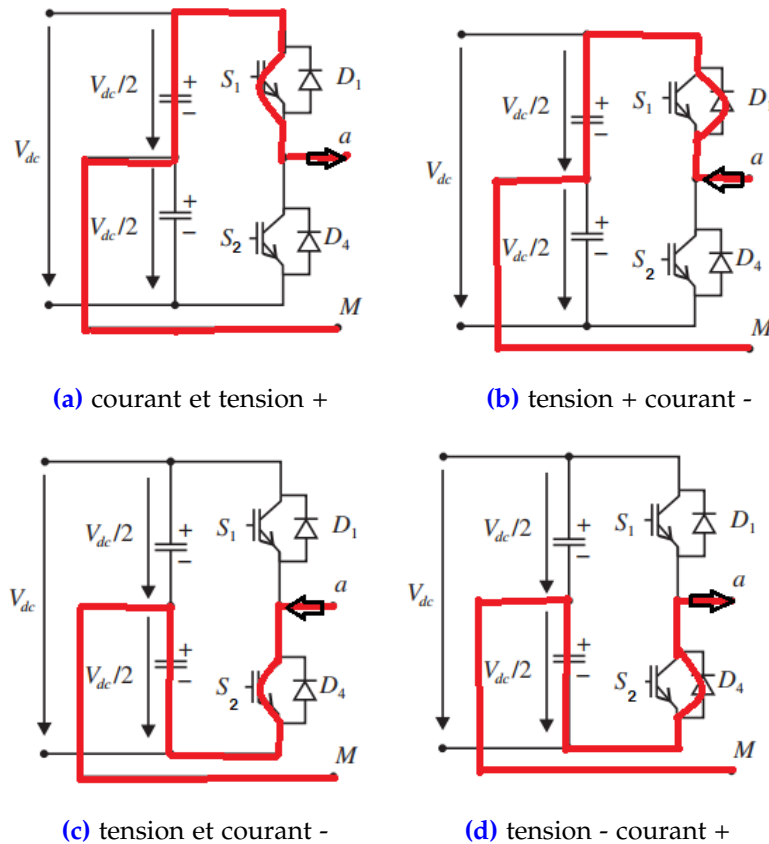


Figure 4.3 – Direction du courant possible ("+" et "-" indiquent le signe) dans un convertisseur VSC à demi-pont

Il convient de noter que le sens du courant positif dans le VSC est celui circulant du côté DC au côté AC. De ce fait, le courant de sortie peut être soit négatif, soit positif. La tension de sortie est positive lorsque la valve supérieure du VSC est activée (Figs. 4.3(a) et 4.3(b)). Dans ces conditions, si le courant est négatif (Fig. 4.3(b)), le courant passe par la diode antiparallèle (D_1), car l'interrupteur contrôlable ne peut pas conduire le courant dans le sens inverse. Par contre, le courant traverse l'interrupteur supérieur contrôlable (S_1) si le courant est positif (Fig. 4.3(a)).

En fonctionnement redresseur, si les deux interrupteurs (S_1 et S_2) sont bloqués, les diodes D_1 et D_2 forme un redresseur qui alimente les condensateurs DC. La valeur de crête de la tension alternative aux bornes supérieure et inférieure des capacités est

$$\sqrt{2}v_{aM} = \frac{V_{dc}}{2}$$

4.2.1.1 Convertisseur VSC à deux Niveaux

Le convertisseur VSC triphasé à deux niveaux est une extension du convertisseur demi-pont. Il comporte trois éléments de base (comme illustré sur la figure 4.2(a)). Une représentation de ce type de convertisseur est donnée sur la figure 4.5.

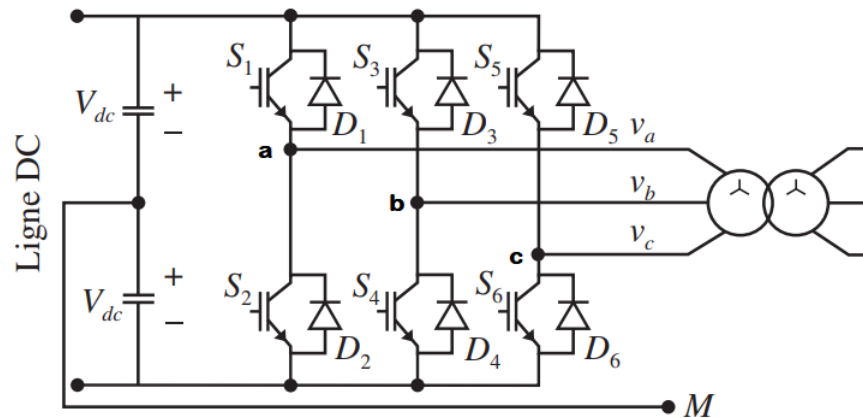


Figure 4.4 – Schéma d'un convertisseur VSC triphasé à deux niveaux

Le mode de fonctionnement le plus simple pour un VSC à deux niveaux est le fonctionnement en plein onde. Dans ce dernier, chaque valve se met en marche et s'arrête à chaque cycle de la tension AC, ce qui donne lieu à six impulsions par période de fréquence fondamentale. Quelque soit la valeur de courant (positif ou négatif), les interrupteurs imposent les tensions entre les bornes de sortie a, b et c et le point milieu M (fictif) de la source de tension continue (v_a , v_b et v_c).

D'autre part, nous pouvons écrire les tensions composées (v_{ab} , v_{bc} et v_{ca}) en fonction des tensions simples comme suit :

$$v_{ab} = v_a - v_b \quad (4.1a)$$

$$v_{bc} = v_b - v_c \quad (4.1b)$$

$$v_{ca} = v_c - v_a \quad (4.1c)$$

Étant donné que le système est triphasé et équilibré, la somme des trois courants i_a , i_b et i_c est nulle. Il en résulte les expressions suivantes :

$$v_a + v_b + v_c = 0 \quad \Rightarrow \quad v_a = -(v_b + v_c) \quad (4.2)$$

En effectuant la soustraction des tensions composées terme à terme, nous aurons :

$$\begin{aligned} v_{ab} - v_{bc} &= (v_a - v_b) - (v_b - v_c) \\ v_{ab} - v_{bc} &= 2 v_a - (v_b + v_c) \end{aligned} \quad (4.3)$$

Donc

$$v_{ab} - v_{bc} = 3 v_a \quad (4.4)$$

Nous pouvons également écrire

$$v_a = \frac{1}{3}(v_a - v_b) - \frac{1}{3}(v_c - v_a) = 2\frac{v_a}{3} - \frac{v_b}{3} - \frac{v_c}{3} \quad (4.5)$$

Pour v_b et v_c , nous trouvons de même manière les expressions suivantes :

$$v_b = \frac{1}{3}(v_b - v_c) - \frac{1}{3}(v_a - v_b) \quad (4.6)$$

$$v_c = \frac{1}{3}(v_c - v_a) - \frac{1}{3}(v_b - v_c) \quad (4.7)$$

En remplaçant les tensions composées $(v_a - v_b)$, $(v_b - v_c)$ et $(v_c - v_a)$ par leurs expressions en fonction de v_M on trouve :

$$v_a = \frac{2}{3}(v_a - v_M) - \frac{1}{3}(v_b - v_M) - (v_c - v_M) \quad (4.8)$$

$$v_b = \frac{2}{3}(v_b - v_M) - \frac{1}{3}(v_a - v_M) - (v_c - v_M) \quad (4.9)$$

$$v_c = \frac{2}{3}(v_c - v_M) - \frac{1}{3}(v_a - v_M) - (v_b - v_M) \quad (4.10)$$

Nous pouvons résumer les tensions de sorties simples et composées sur le tableau 4.1 :

Table 4.1 – Tension simple et composé en fonction d'état de commutation

S1	S2	S3	S4	$v_a - v_M$	$v_b - v_M$	$v_{ab} = v_a - v_b$
1	0	1	0	$\frac{V_{dc}}{2}$	$\frac{V_{dc}}{2}$	V_{dc}
1	0	0	1	$\frac{V_{dc}}{2}$	$-\frac{V_{dc}}{2}$	0
0	1	1	0	$-\frac{V_{dc}}{2}$	$\frac{V_{dc}}{2}$	$-V_{dc}$
0	1	0	1	$-\frac{V_{dc}}{2}$	$-\frac{V_{dc}}{2}$	0

A partir de ces résultats on peut tracer les formes des tensions simple et composées d'une phase de convertisseur VSC 2-niveau sur la figure 4.5.

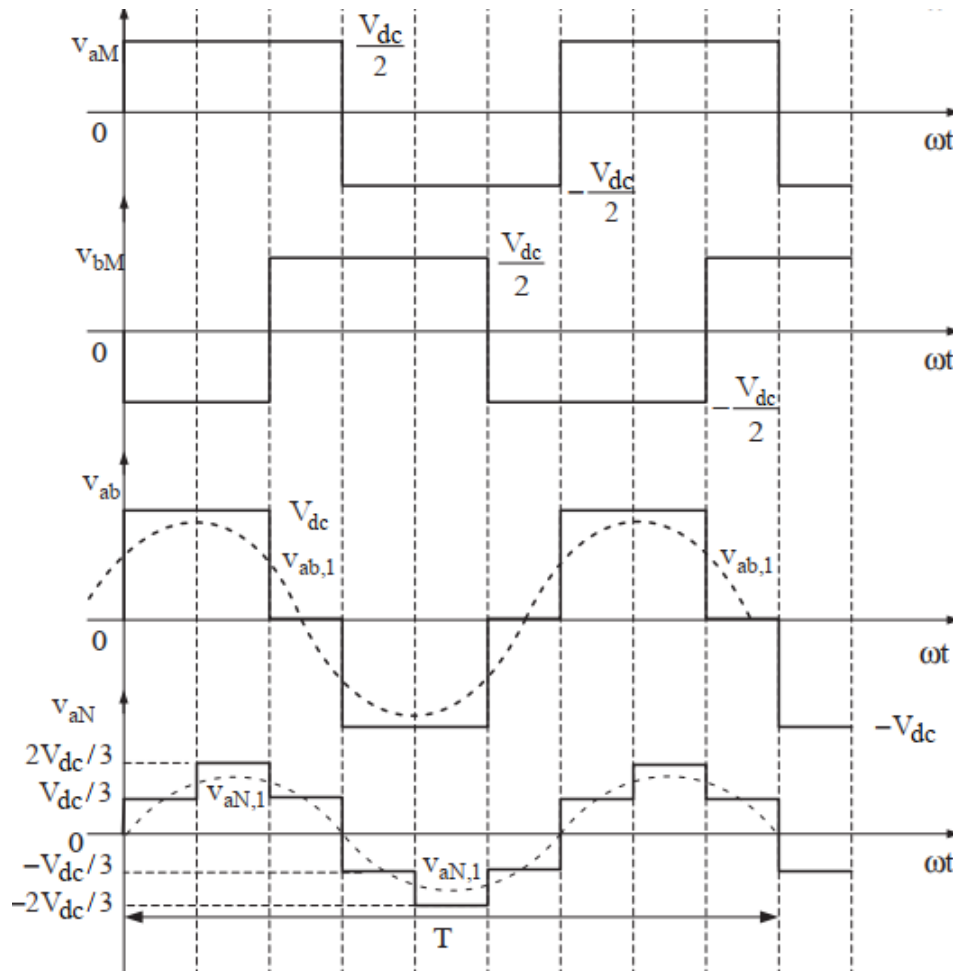


Figure 4.5 – Tension de sortie de convertisseur VSC à 2 niveaux

Nous remarquons que la tension v_{aM} du convertisseur a deux niveaux $\left\{ \pm \frac{V_{dc}}{2} \right\}$ tandis que la tension composée v_{ab} est de trois niveaux $\left\{ \frac{V_{dc}}{2}, 0, -\frac{V_{dc}}{2} \right\}$. De plus, la tension simple v_a prend quatre valeurs $\left\{ \frac{V_{dc}}{3}, 2\frac{V_{dc}}{3}, -\frac{V_{dc}}{3}, -2\frac{V_{dc}}{3} \right\}$ (Fig. 4.5).

4.2.1.2 Convertisseur VSC à Trois Niveaux

Les applications HVDC ont été jusqu'à présent limités à trois grands types : convertisseur à deux niveaux, convertisseur à trois niveaux et convertisseur modulaire à plusieurs niveaux [81]. Cependant, les types les plus utilisés sont les deux premiers. De ce fait, nous présentons le convertisseur VSC 3 niveaux base sur "Neutral-Point-Clamped". La figure 4.6 montre une structure d'un convertisseur 3-niveau NPC.

D'après cette figure, la structure se compose de trois bras symétriques constitués chacun de quatre interrupteurs en série et deux autre en parallèles, plus deux diodes permettant l'obtention du zéro de la tension v_{aM} . Chaque interrupteur est composé d'un interrupteur

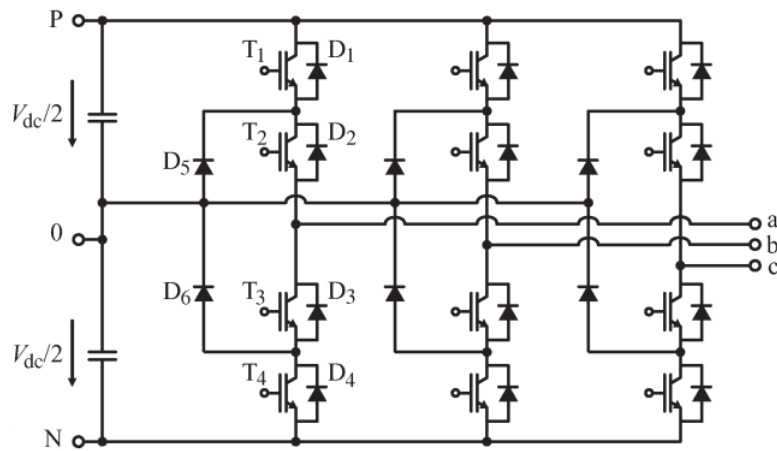


Figure 4.6 – Convertisseur VSC 3 niveaux

bi-commandable (T_1, T_2, T_3 et T_4) et d'une diode montée en tête bêche. L'état de fonctionnement des interrupteurs d'un bras de convertisseur NPC peut être représenté par les états de commutation indiqués dans le tableau 4.2.

Table 4.2 – État de fonctionnement d'un bras d'un convertisseur à trois niveaux

État de commutation	T_1	T_2	T_3	T_4	V_{Ao}
P	1	1	0	0	$\frac{V_{dc}}{2}$
O	0	1	1	0	0
N	0	0	1	1	$-\frac{V_{dc}}{2}$

Pour le fonctionnement de convertisseur on distingue deux cas :

- Courant $i_a > 0$: en état de commutation [O], les interrupteurs T_1 et T_4 sont désactivés tandis que T_2 et T_3 conduites. La diode de blocage D_1 est activée par le courant de charge positif ($i_a > 0$), donc la tension de sortie est 0. Ensuite dans l'état de commutation [P], l'interrupteur supérieur T_1 est activé, la tension au borne de la diode D_5 est inversée et donc désactivée, le courant de charge est commuté de D_5 à T_1 , comme T_3 et T_4 sont déjà à l'arrêt, la tension de sortie est égale à $\frac{V_{dc}}{2}$
- Courant $i_a < 0$: à l'état de commutation [O], T_2 et T_3 sont conducteurs et la diode D_6 est activée par le courant de charge négatif, ensuite dans l'état de commutation [N], l'interrupteur supérieur T_4 est activé, la diode de blocage D_6 est inversée et donc désactivée. Le courant de charge est commuté de D_6 à T_4 . Comme T_1 et T_2 sont déjà à l'arrêt, la tension de sortie est égale à $-\frac{V_{dc}}{2}$

4.2.2 Transformateur

Une station VSC est généralement connectée au réseau électrique via un transformateur de puissance. Ce dernier facilite le raccordement du convertisseur à un système de courant alternatif dont la tension est nominale. En outre, ce transformateur bloque la propagation des harmoniques homopolaires au réseau AC, et ceci en assurant une isolation galvanique entre le réseau AC et la station VSC [82].

D'autre part, le transformateur fournit une réactance de couplage entre le VSC et le système AC, ce qui réduit également les courants défauts et donc peut réduire la taille du filtre AC [63].

Les paramètres de transformateur sont basés sur ceux du réseau AC et la ligne HVDC. La puissance nominale de transformateur S_n est égale à celle de la ligne de transmission DC, i.e.,

$$S_n = U_{dc} I_d$$

La tension au primaire U_{1n} est égale à la tension de réseau AC. nous écrivons :

$$U_{1n} = U_{AC}$$

De plus, la tension de secondaire U_{2n} de transformateur est déterminée à partir de la tension produite par le convertisseur à l'aide de la relation suivante

$$U_{2n} \simeq \frac{V_{dc}}{2\sqrt{6}}$$

4.2.3 Inductance de Phase

L'inductance de phase est l'une des composants les plus importantes d'une station VSC car elle facilite le transfert de la puissance active et réactive entre la station VSC et le reste du système AC. Avec un côté du réacteur connecté au système AC, le VSC est capable d'appliquer une tension contrôlable à l'autre côté du réacteur, la différence de phase de la cette dernière comparée à la tension du système AC induira une quantité définie de puissance actives et réactives [83].

Une fonction secondaire de l'inductance de phase consiste en le filtrage des harmoniques du courant de sortie du convertisseur, et donc limitant les courants de court-circuit des valves [82]. Le choix de la taille de l'inductance de phase dépend de la fréquence de commutation, la saturation du convertisseur et l'algorithme de contrôle. La saturation du

convertisseur étant le facteur déterminant dominant. En effet, la valeur de l'inductance est en générale entre 0.1 pu et 0.2 pu (par rapport à l'inductance de base) [84].

4.2.4 Capacité DC

La capacité DC est l'élément de stockage de l'énergie dans la VSC. Elle est capable de fournir une tension continue suffisamment stable à partir de laquelle une tension alternative sera générée sur le côté AC du convertisseur. Elle permet également de réduire l'ondulation de la tension du côté courant continu. En plus de réduire les ondulation, la capacité DC réduit la propagation des harmoniques entre les différentes sous-stations VSC connectées au même bus DC [82].

Les exigences de conception pour le condensateur DC sont les suivantes [85] :

- La tension continue de fonctionnement ;
- les limites de l'ondulation de la tension continue dans des conditions transitoires, comme les défaillances du système AC ;
- les courants harmoniques transmis au côté DC.

L'exigence d'une petite ondulation de tension implique une grande capacité, d'autre part un petit condensateur présente des avantages compte tenu du contrôle et de la dynamique du convertisseur [86]. Le choix de la taille de la capacité DC est un compromis entre l'ondulation de la tension ΔU_{dc} (les fabricants des câbles DC précisent généralement l'ondulation de la tension continue d'environ 3 – 10%), la durée de vie de la capacité, le coût et la rapidité du contrôle de la tension continue [87].

Sur la base de la spécification de l'ondulation, une limite inférieure peut être établie pour la valeur de capacité DC [63] :

$$C_{dc} > \frac{S_{VSC}}{2 \cdot \omega \cdot U_{dc} \cdot \Delta U_{dc}} \quad (4.11)$$

où, C_{dc} la capacité DC, S_{VSC} la puissance nominale apparente de convertisseur VSC en MVA.

En termes de vitesse de contrôle, il est possible de fixer la limite supérieure comme suit :

$$C_{dc} < \frac{2 \cdot \tau \cdot S_{VSC}}{U_{dc}^2} \quad (4.12)$$

avec, τ est la constante de temps de la charge de capacité DC de zéro à la tension nominale DC, cette constante de temps est généralement choisie pour être moins de 10 ms pour atteindre les performances requises en terme de vitesse de réponse transitoire.

Toutefois, la taille capacité DC est généralement déterminée en fonction l'énergie stockée totale, Le rapport énergie-puissance E_s est définie utilisant l'énergie de capacité E_c et S_{VSC} :

$$E_s = \frac{E_c}{S_{VSC}} \quad (4.13)$$

Sachant que

$$E_c = \frac{1}{2} C_{dc} U_{dc}^2$$

il est possible d'obtenir une formule pratique pour la taille de capacité DC comme suit

$$C_{dc} = \frac{2 \cdot S_{VSC} \cdot E_s}{U_{dc}^2} \quad (4.14)$$

où, E_s en pratique est entre 10 et 50 kJ/MVA [63].

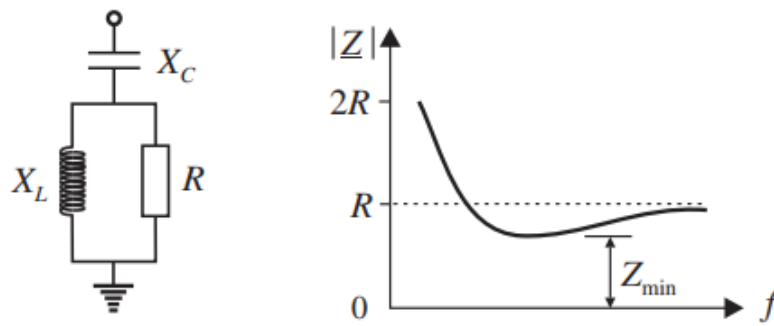
4.2.5 Filtres AC

La tension de sortie des convertisseurs VSC n'est pas purement sinusoïdale. Dans le cas d'une commande de type MLI, la tension de sortie contient des harmoniques multiples de la fréquence de commutation ($Kf_m + N.f$, avec f_m est la fréquence de porteuse, f la fréquence de tension de sortie et K et N sont des entiers et leur somme est un nombre entier impair) [84]. Cela provoque des harmoniques aux mêmes fréquences dans le courant des inductances de phase en dehors de la composante sinusoïdale. Ces courants ne doivent pas circuler dans le reste du réseau AC, car ils pourraient entraîner des pertes supplémentaires dans d'autres composants et une distorsion de formes d'ondes la tension [86].

Considérant une commande MLI et vue de l'ordre élevé des harmoniques, nous utilisons un filtre passe-haut passif qui offre une faible impédance sur une large bande de fréquences. Ainsi, ces filtres sont conçus pour amortir plus d'une harmonique par exemple : un filtre ajusté à la 24^{ème} harmonique donnera une faible impédance pour les 23^{ème} et 25^{ème} harmonique et pour la plupart des harmoniques d'ordre supérieur [88]. Un filtre passe-haut de deuxième ordre est utilisé dont son schéma électrique est donné sur la figure 4.7(a).

L'impédance d'un tel filtre est donnée par :

$$Z = \frac{1}{j\omega C} + \left(\frac{1}{\frac{1}{R} + \frac{1}{j\omega C}} \right)$$



(a) Schéma électrique (b) Impédance en fonction de la fréquence

Figure 4.7 – Filtre passe-haut passif de deuxième ordre [89]

En utilisant cette dernière, nous pouvons tracer la variation de l'impédance en fonction de la fréquence (Fig. 4.7(b)).

4.2.6 Câbles DC

Aujourd'hui, il existe deux types de moyens de transmission de l'énergie en service. Il s'agit de lignes aériennes à conducteurs nus, qui sont généralement utilisés pour les transmissions de puissance à longue distance, et les câbles qui sont utilisés pour les activités souterraines et sous-marines les transmissions de puissance [90]

Comme le câble DC n'est pas exposé à la foudre, aux tempêtes, aux chutes d'arbres, etc., des courts-circuits des lignes de courant continu est fortement réduite. Il s'agit d'une considération importante pour la transmission VSC, car de tels défauts nécessitent l'isolement de la liaison par des disjoncteurs aux deux extrémités pour permettre la libération de l'énergie réactive [91].

D'autre part, la transmission VSC ne permet qu'une seule polarité et le câble n'a donc pas besoin d'être conçu pour les inversions de polarité, cela simplifie considérablement la conception des câbles [92]. Les câbles utilisés dans les systèmes de transmission VSC sont donc basés sur les technologie d'isolation polymérique. Cette solution présente de meilleures caractéristiques thermiques en comparant des câbles remplis d'huile ou imprégnés de masse. Elle présente de bonnes qualités de la flexibilité et la résistance mécaniques, ce qui facilite l'installation à grande profondeur dans les applications sous-marines [93].

Un exemple de ce type de câble est le câble XPLE (crossed-linked polyethylene). La figure 4.8 montre un câble de fabricant ABB.



Figure 4.8 – Câble XPLE HVDC pour application VSC de ABB

4.3 Principe du Contrôle des Puissances

Un convertisseur VSC a la capacité de contrôler séparément la puissance active et réactive. En effet, l'échange des puissances active et réactive entre un convertisseur VSC et le réseau AC est contrôlé par l'angle de phase et l'amplitude de la tension de sortie du VSC par rapport à la tension du réseau AC, respectivement [80]. Pour comprendre la manière dont les puissances actives et réactives sont échangées entre le VSC et le réseau AC, le circuit de connexion simplifié d'un VSC avec un réseau AC de la figure 4.9 est analysé.

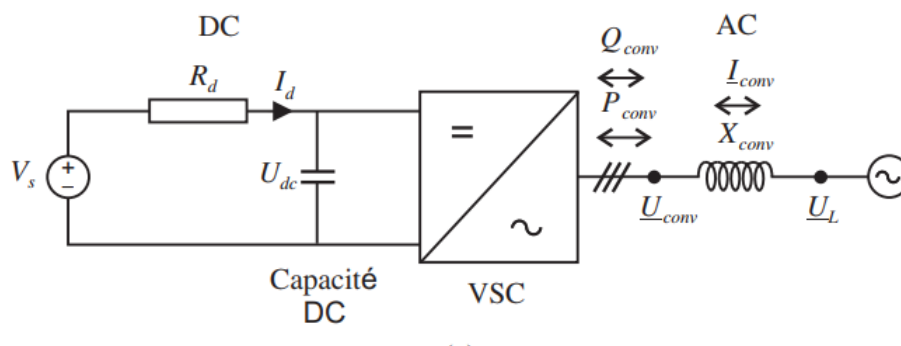


Figure 4.9 – Schéma simplifié d'un convertisseur VSC connecté à un réseau AC [63]

Il est à noter que les filtres AC sont négligés pour simplifier l'étude. De ce fait, le courant de ligne I_L est égal au celui à la sortie du convertisseur I_{conv} . La tension entre phases du côté AC est prise comme référence de phase, i.e, $\bar{U}_L = U_L \angle 0^\circ$. Par conséquent, la valeur de tension fondamentale entre phase au niveau de convertisseur est égale à $\bar{U}_{conv} = U_{conv} \angle \Phi^\circ$, où Φ est l'angle entre la tension de réseau et la tension AC de convertisseur VSC. La tension AC simple de convertisseur est égale à

$$V_{conv} = \frac{U_{conv}}{\sqrt{3}}$$

cette dernière peut également s'écrire en fonction de la tension continue dans la ligne DC

comme suit [94] :

$$\bar{V}_{conv} = \frac{\sqrt{2}}{\pi} m U_{dc} e^{-j\Phi} \quad (4.15)$$

où, m est l'indice de modulation.

Pour un fonctionnement en pleine onde, l'indice de modulation est égal à l'unité, tandis que dans le cas où la MLI est utilisée, cet indice est compris entre 0 et 1.

Ainsi, la tension entre phase du convertisseur du côté AC s'écrit comme suivant :

$$\bar{U}_{conv} = \frac{\sqrt{6}}{\pi} m U_{dc} e^{-j\Phi} \quad (4.16)$$

En négligeant la résistance de transformateur, l'expression du courant à la sortie du convertisseur du côté AC peut s'écrire comme suivant :

$$\bar{I}_{conv} = \frac{\bar{V}_{conv} - \bar{V}_L}{\bar{Z}_{conv}} = \frac{\frac{\sqrt{2}}{\pi} m U_{dc} e^{-j\Phi} - V_L e^{-j0}}{jX_{conv}} \quad (4.17)$$

sachant que

$$X_{conv} = X_{tr} + X_f$$

avec X_{tr} la réactance de transformateur et X_f la réactance de phase égal a ωL_f .

Les puissance actives et réactives, P_{conv} et Q_{conv} , échangées entre le convertisseur VSC et le système AC sont les suivantes :

$$P_{conv} = \frac{U_{conv} U_L}{X_{conv}} \sin \Phi \quad (4.18)$$

$$Q_{conv} = \frac{U_L^2}{X_{conv}} - \frac{U_L U_{conv}}{X_{conv}} \Phi \quad (4.19)$$

A partir de ces deux équations, nous constatons que :

- si la tension U_L est inférieure à U_{conv} , le convertisseur VSC fournit de la puissance réactive au système AC. Par conséquent, le convertisseur fonctionne dans le mode capacitif.
- si la tension U_L est supérieure à U_{conv} , le convertisseur VSC absorbe de la puissance réactive de système AC. Par conséquent, le convertisseur fonctionne dans le mode inductif.

Ainsi, la puissance réactive peut être variée indépendamment en contrôlant les deux tensions U_L et U_{conv} tandis que le contrôle de la puissance active peut être effectué à part

en variant l'angle de phase Φ entre les tensions U_L et U_{conv} . En ce qui concerne l'angle de phase Φ , le convertisseur peut fonctionner en mode redresseur ou onduleur comme suit :

1. Si la tension U_L est en retard par rapport au tension U_{conv} , i.e le VSC absorbe la puissance active de réseau AC ,et fonctionne comme un redresseur ,un courant équivalent sera injecté dans la ligne DC et la la tension U_{dc} va augmenter.
2. Si la tension U_{conv} est en avance par rapport au tension, i.e le VSC injecte la puissance active dans le réseau,sur le côté DC, un courant équivalent sera tiré et la tension U_{dc} va diminuer

Le courant dans la ligne DC peut être dérivé de l'expression de la puissance en négligent les pertes de convertisseur :

$$\begin{aligned} U_{dc} \cdot I_d &= P_{dc} = P_{conv} \\ &= \frac{U_{conv} \cdot U_L}{X_{conv}} \sin \Phi \end{aligned} \quad (4.20)$$

En remplaçant U_{conv} par son expression donnée dans (4.16), on trouve l'expression de courant suivant :

$$I_d = \frac{\sqrt{6}}{\pi} \frac{U_L}{X_{conv}} \sin \Phi \quad (4.21)$$

Sur le côté DC d'une liaison VSC-HVDC, l'amplitude et la direction de la puissance peuvent être modifiés en changeant proportionnellement l'amplitude et la direction du courant I_d , en outre, dans des conditions de fonctionnement normales, la tension continue est maintenue à peu près constante.

Afin de comprendre le transfert de puissance sur une liaison VSC, il faut considérer le schéma présenté sur la figure 4.10

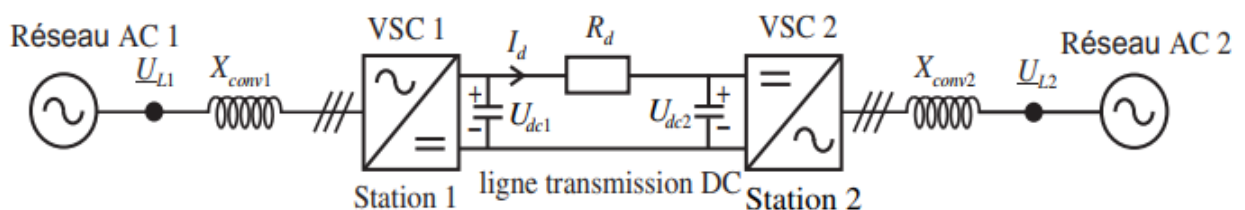


Figure 4.10 – Schéma d'une transmission VSC [63]

Dans une liaison VSC-HVDC, la polarité de la tension DC est toujours la même, et donc la direction du flux d'énergie sur la ligne DC est déterminée par la direction du courant continu I_d , selon la loi d'Ohm, le courant circulant du convertisseur 1 au convertisseur 2

est déterminé par :

$$I_d = \frac{U_{dc1} - U_{dc2}}{R_d} \quad (4.22)$$

Ainsi, le sens de courant continu I_d va toujours être de convertisseur de tension continue la plus grande au convertisseur de tension continue inférieure, donc la tension DC au niveau du redresseur doit être donc supérieur à la tension DC de l'onduleur [63].

Le fonctionnement de convertisseur VSC peut être résumé dans les quatre quadrants du plan (P,Q) comme le montre la figure 4.11. On peut voir qu'il peut être considéré comme l'équivalent d'un générateur synchrone sans inertie mécanique, qui a la capacité de contrôler séparément la puissance active et réactive.

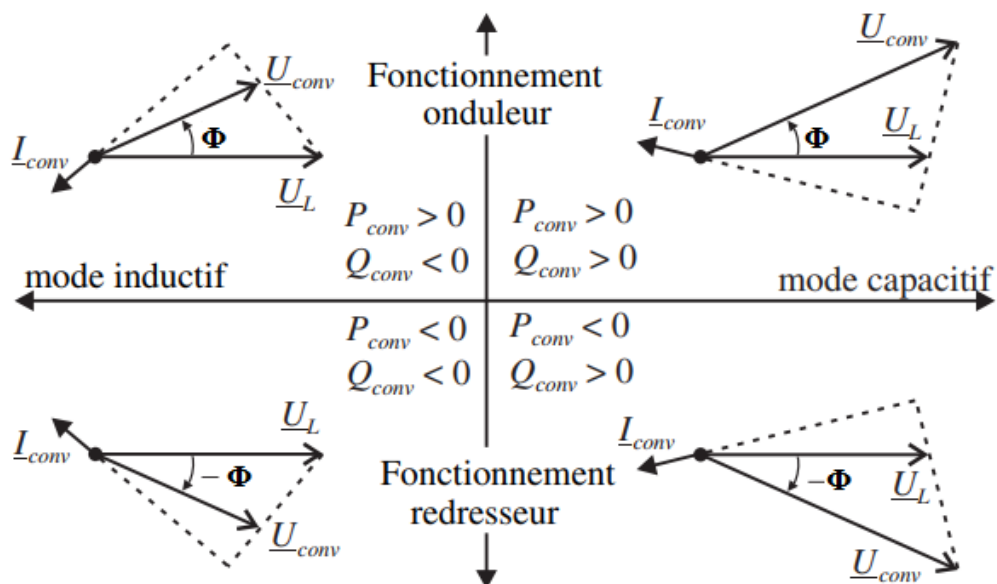


Figure 4.11 – Différent modes de fonctionnement d'un convertisseur VSC-HVDC [63]

La figure 4.12 illustre les capacités P-Q pour un système VSC d'un point de vue stabilité. Comme le montre également la figure 4.11, un VSC peut fonctionner dans les quatre quadrants du plan P-Q.

Un onduleur injecte de la puissance active dans le système AC et donc $P_{conv} > 0$, alors qu'un redresseur absorbe la puissance active du système AC et $P_{conv} < 0$, les deux convertisseurs peut fonctionner soit en mode capacitif, avec $Q_{conv} > 0$, soit en mode inductif, avec $Q_{conv} < 0$.

Il existe principalement trois facteurs qui limitent les puissances actives et réactives produites/absorbées par un convertisseur VSC [95] :

1. Courant maximum dans les IGBTs : si on fixe le courant, les capacités P-Q dépendent de la tension AC, plus la tension alternative est élevée, plus la capacité P-Q est

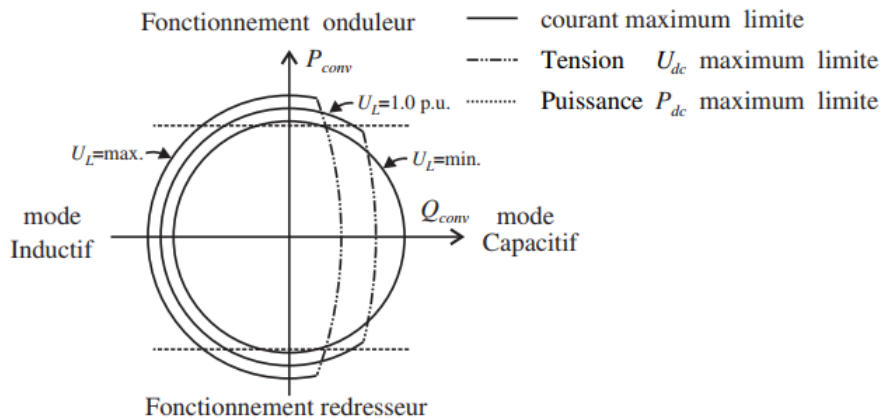


Figure 4.12 – Diagramme P-Q simplifié [80]

atteinte, mais elle est limitée par les limites de sécurité minimale (U_{min}) et maximale (U_{max}) de la tension alternative (U_L). A une tension de réseau élevée (U_{max}), la puissance réactive est limitée par la tension alternative maximale du convertisseur U_{conv} , qui à son tour limitée en raison de la limitation de la tension continue U_{dc} .

2. Niveau de tension continue maximal : La puissance réactive dépend principalement de la différence entre la tension de réseau U_L et la tension alternative aux bornes du VSC U_{conv} , qui est une fonction de la tension continue U_{dc} et de la tension alternative du réseau. En mode capacitif, si la tension alternative du réseau est élevée, la tension alternative du VSC doit être plus élevée, ce qui est à son tour limité par la tension continue, la différence entre la tension AC maximale et la tension continue seront faibles. Ainsi, en mode capacitif, la capacité de puissance réactive augmente avec la diminution de la tension alternative. Cela rend sens du point de vue de la stabilité.
3. Limite de puissance active maximale : Cette limite est déterminée par la valeur nominale du VSC, en termes de courant, et la valeur nominale P_{dc} du câble de transmission.

4.4 Transmission à Base du convertisseur VSC 2-niveau

Dans cette partie, nous simulons une ligne de transmission entre deux réseaux asynchrones. Sous environnement MATLAB/Simulink, les tensions ainsi que les courants de la ligne ont été calculés.

4.4.1 Description du Modèle Étudié

La ligne utilisée dans cette simulation est une interconnexion entre deux réseaux de grande puissance dont l'un (nommé Réseau 1) est caractérisé par une tension entre lignes de 345 kV et une fréquence de 60 Hz, tandis que l'autre (nommé Réseau 2) est de tension entre phases de 240 kV avec une fréquence de 50 Hz. Les deux transformateurs sont de type Dy1 du côté du pont redresseur et du pont onduleur, et leurs paramètres sont présentés dans le tableau 4.3.

Table 4.3 – Paramètres des transformations de la transmission VSC-HVDC

Paramètres	Transformateur 1	Transformateur 2
Puissance Apparente (MVA)	200	200
Fréquence (Hz)	60	50
Tension primaire (kV)	345	230
Tension secondaire (kV)	211	211
Résistance au primaire R_p (pu)	0,0025	0,0025
Résistance au secondaire R_s (pu)	0,0025	0,0025
Inductance au primaire L_p (pu)	0,075	0,075
Inductance au secondaire L_s (pu)	0,075	0,075
Résistance Fer R_f (pu)	500	500
Inductance de magnétisation L_μ (pu)	500	500

La ligne est d'une configuration bipolaire avec deux lignes aériennes identiques dont les caractéristiques sont récapitulés dans le tableau 3.1. Nous utilisons une capacité DC de valeur $70\mu F$, qui est suffisante pour le lissage de tension car le taux d'ondulation de la tension est 1,4%, on ajoute aussi deux bobines pour le lissage de courant pour les deux câbles de valeurs $0,1H$, les bobines peut être éliminé si on augmente la ligne de transmission. Le schéma utilisé dans cette simulation est donné sur la figure 4.13.

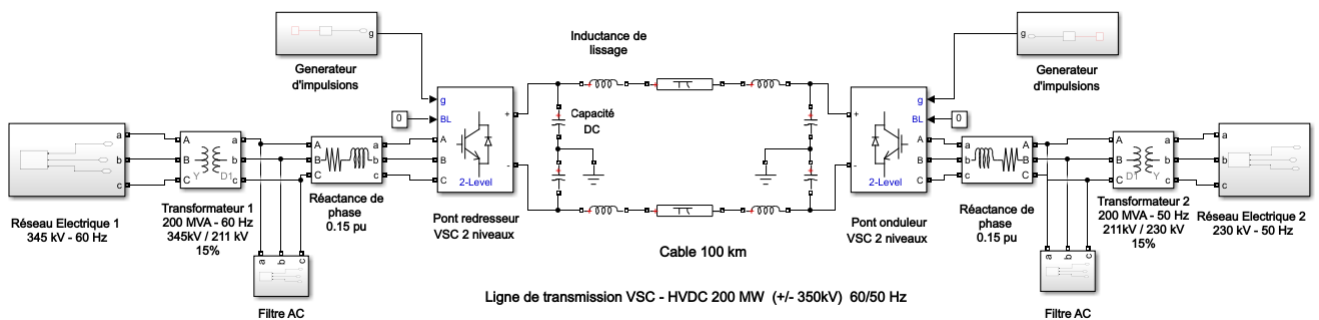


Figure 4.13 – Schéma de la transmission VSC-HVDC à base du convertisseur 2-niveau

Dans la simulation, nous avons regroupé la commande dans un bloc générateur d'impulsion (Fig. 4.13). Ce dernier est composé d'un générateur de signal de référence, un comparateur et un signal dent de scie. Dans ce qui suit, le principe de fonctionnement est expliqué dans les parties suivantes.

4.4.2 Modélisation par Largeur d'Impulsion

En pratique, la commande en plein onde n'est pas utilisée pour les convertisseurs à 2 niveaux en raison des restrictions de performance associées à cette méthode de contrôle. Au lieu de cela, d'autres méthodes sont utilisées comme la MLI [80]. Le convertisseur VSC contient des interrupteurs contrôlables en ouverture et fermeture. Il est possible de contrôler la sortie pour minimiser les harmoniques en effectuant des commutations multiples dans le convertisseur avec la tension d'entrée V_{dc} . Un simple comparateur avec un support en dents de scie peut transformer une commande sinusoïdale en une sortie modulée en largeur d'impulsion. La figure 4.14 montre une représentation compréhensive de la génération des signaux de commande.

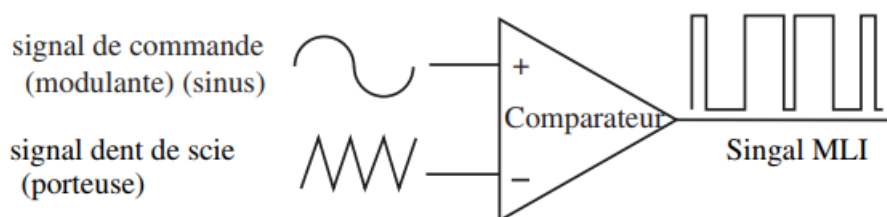


Figure 4.14 – Génération du signal MLI pour le convertisseur VSC à 2 niveaux

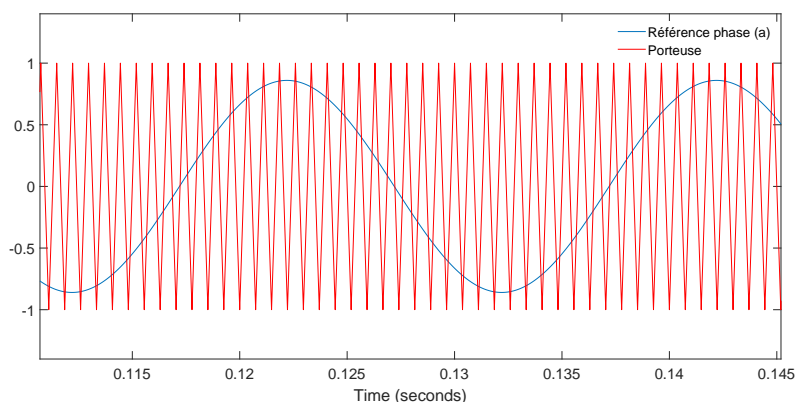
En général, plus le signal de commande est important, plus l'impulsion est large. La tension de sortie du comparateur commande les dispositifs semi-conducteurs de convertisseur. Cette tension est positive si $V_{ref} \leq V_m$, et négative ailleurs. C'est à dire que le signal de commande des valves est un signal alternatif de forme carrée, ayant des impulsions de largeur inégale.

Deux paramètres sont généralement utilisés pour caractériser la MLI :

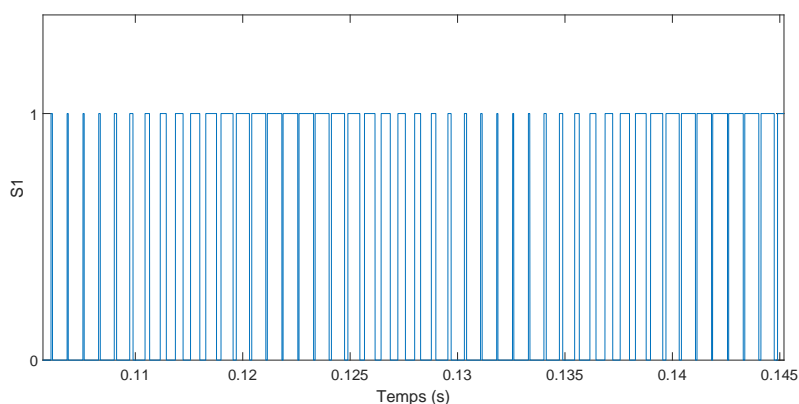
- l'indice de modulation $m = \frac{V_{ref}}{V_p}$ avec : qui est le rapport entre l'amplitude de la référence V_{ref} et la valeur de crête (le pic) de l'onde de modulation V_p : $r = \frac{V_{ref}}{V_p}$.
- le coefficient de réglage en tension r (ou bien le rapport cyclique) avec f_m la fréquence de la porteuse et f la fréquence de la référence (elle est égale à la fréquence souhaitée pour l'onde fondamentale de tension de sortie).

Le choix des r dépend de l'équilibre entre les pertes de commutation et les pertes d'harmoniques, une valeur plus élevée de r (un nombre plus élevé de commutations par seconde) augmente les pertes de commutation mais réduit les pertes harmoniques [86].

La figure 4.15 montre la génération des signaux de commande qui attaque les intercepteurs d'un bras de convertisseur VSC.



(a) Porteuse et modulateur

(b) Signal de commande pour la valve S_1 **Figure 4.15** – Signaux de la génération de la commande par la technique MLI

Nous adaptons la commande MLI de manière que le système fonctionne au point nominal de la transmission VSC-HVDC. Le point nominal de la ligne étudiée est caractérisée par une puissance active de transmission est de 200 MW et un courant de 570 A. Nous pouvons contrôler la puissance active est contrôlé en variant l'angle et le déphasage de la tension de convertisseur par rapport au tension de réseau :

1. pour la station redresseur la commande est de type MLI avec l'indice de modulation $r=27$ et le rapport cyclique $m=0,85$, ainsi que le déphasage entre la tension de référence et la tension de réseau $\Phi = -81^\circ$.
2. pour la station onduleur la commande est de type MLI avec l'indice de modulation $m=27$ et le rapport cyclique $r=0,86$, ainsi que le déphasage entre la tension de référence et la tension de réseau $\Phi = +80^\circ$.

Cette commande donne le point de fonctionnement désiré. La figure 4.16 montre les allures de tension $U_d(t)$ et de courant $I_d(t)$ pour une transmission VSC-HVDC à 2 niveaux.

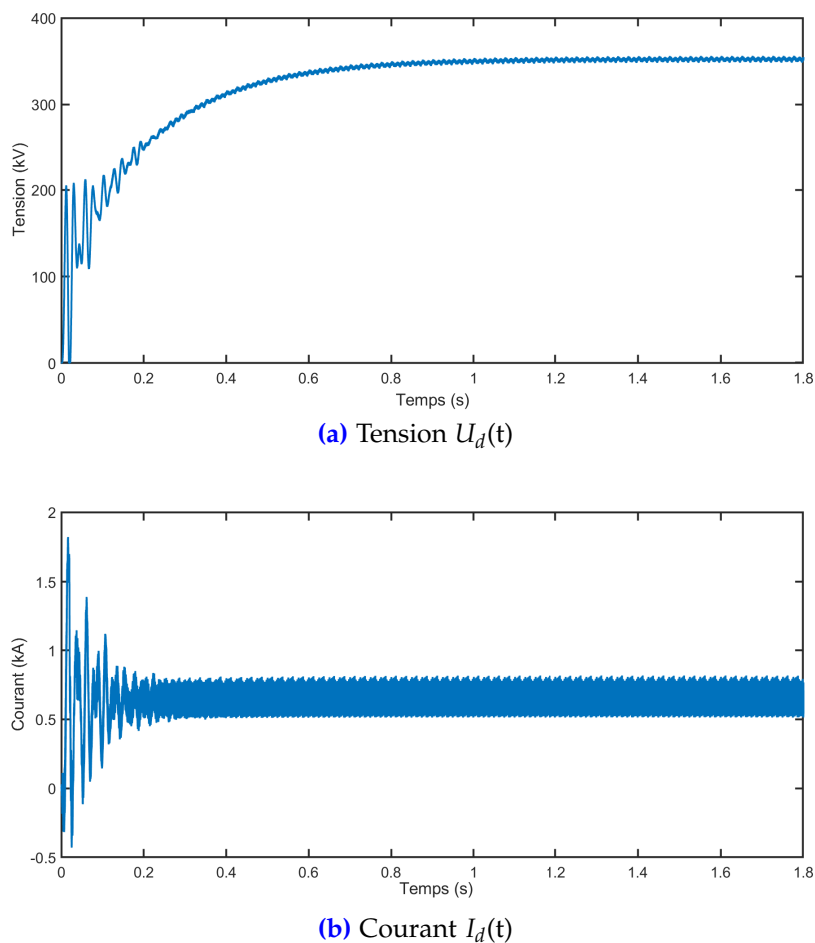


Figure 4.16 – Résultats de simulation de la transmission VSC-HVDC à base du convertisseur 2-niveau

De cette figure, nous remarquons que le courant atteint son régime permanent plus rapidement que la tension. Ainsi, l'ondulation de courant est plus grande que celle de la tension.

4.5 Transmission à Base du Convertisseur VSC 3-niveau

La présente partie porte sur la simulation d'une liaison HVDC basée sur la technologie VSC 3-niveau. Sous environnement MATLAB/Simulink, les tensions ainsi que les courants de la ligne ont été calculés.

4.5.1 Description du Modèle Étudié

En utilisant la même ligne de transmission de la section précédente, nous réalisons une simulation de la topologie VSC à 3 niveaux. La capacité DC a été augmentée jusqu'à la

valeur de $120\mu F$ pour obtenir le même taux d'ondulation que celle d'une transmission VSC 2 niveaux. L'inductance de lissage pour chaque station est de 0,1 H pour diminuer l'ondulation de courant. De plus, les paramètres des câbles et transformateurs sont récapitulés dans les tableaux 3.1 et 4.3, respectivement. La figure 4.17 représente le schéma Simulink utilisé pour simuler la transmission VSC-HVDC à 3 niveaux.

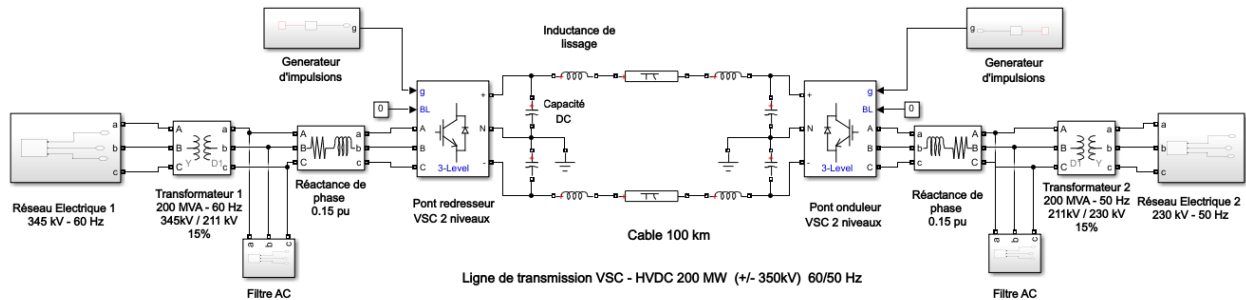


Figure 4.17 – Schéma de la transmission VSC-HVDC à base du convertisseur 3-niveau

Il est à noter que la génération d'impulsion est différente que celle d'une technologie VSC à 2 niveaux. Cependant, le principe de fonctionnement est le même que celui d'une MLI 2 niveaux.

4.5.2 Modélisation par Largeur d'Impulsion

Pour les convertisseur VSC à 3 niveaux, la commande plein onde ne peut pas être appliquée en pratique. De ce fait, nous utilisons la modélisation par largeur d'impulsion. La figure 4.18 montre la méthode utilisé pour générer une MLI 3 niveaux pour une phase.

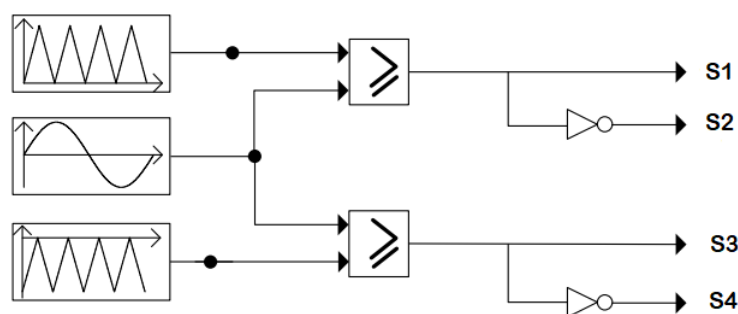
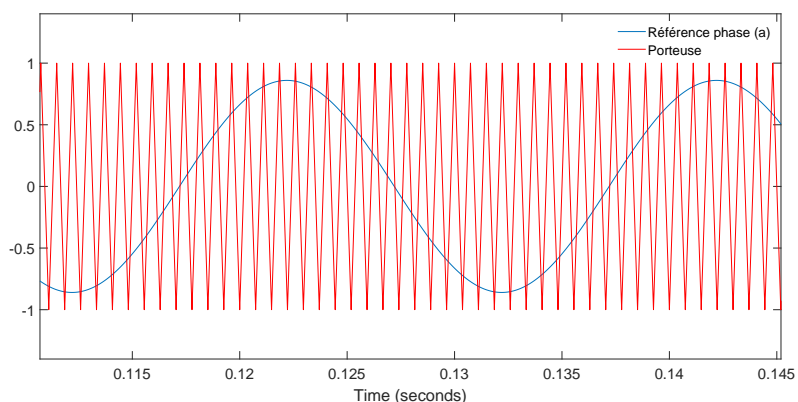
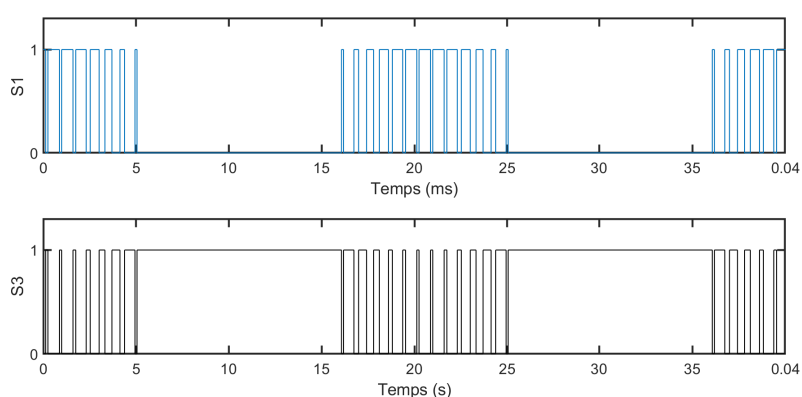


Figure 4.18 – Générateur d'un signal MLI pour VSC 3-niveau

Le signal de référence sinusoïdal est comparé avec deux porteuses (positive et négative). L'une positive (respectivement, négative) donne les deux signaux d'amorçage pour les interrupteurs S_1 et S_2 (respectivement, S_3 et S_4). La figure 4.19(a) montre le signal de référence et celui de la porteuse triangulaire, tandis que les signaux de commande sont montrés dans la figure 4.19.



(a) Référence de phase a et porteuses



(b) les signaux de commandes pour les valves S1 et S3

Figure 4.19 – Générateur d'un signal MLI pour VSC 3-niveau

Pour un interrupteur donné, nous remarquons que le taux l'ouverture et la fermeture d'un convertisseur VSC 2-niveau est inférieur à celui d'un convertisseur VSC 2-niveau. Nous signalons également que nous avons présenté seulement deux signaux des interrupteurs S1 et S3 car les deux autres de S2 et S4 sont les complémentaires de S1 et S3 respectivement.

Pour obtenir le même point de fonctionnement nominale que celle d'une transmission VSC 2-niveau (i.e., $P_n = 200$ MW, $U_d = 350$ kV et $I_d = 570$ A), nous appliquons les commandes suivantes :

1. Pour la station redresseur, la commande est de type MLI avec l'indice de modulation $m=0,7$ et le rapport cyclique $r=27$, ainsi que le déphasage entre la tension de référence et la tension de réseau $\Phi = -80^\circ$.
2. Pour la station onduleur, la commande est de type MLI avec un indice de modulation $m=0,85$ et le rapport cyclique $r=27$, ainsi que le déphasage entre la tension de référence et la tension de réseau $\Phi = +80^\circ$.

Les résultats de simulation, consistant en les allures de tension $U_d(t)$ et de courant $I_d(t)$, sont présenté sur la figure 4.20.

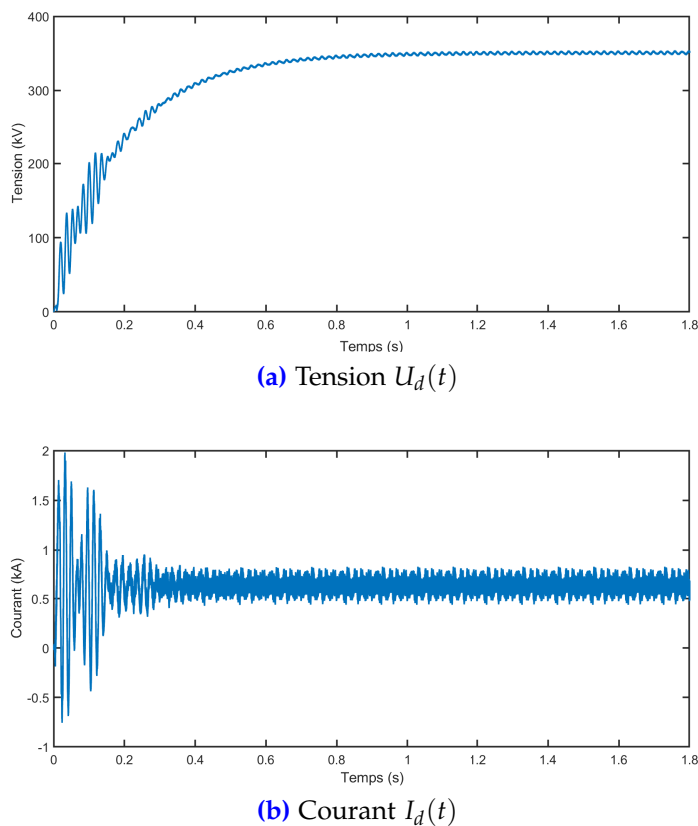


Figure 4.20 – Résultats de simulation de la transmission VSC-HVDC à base du convertisseur 3-niveau

Nous remarquons que la tension atteint son régime permanent après 0.8 s plus lentement que la transmission VSC 2-niveau, car on a utilisé une capacité DC différente, toutefois en régime permanent le fonctionnement est le même pour les deux transmissions VSC 2-niveau et VSC 3-niveau.

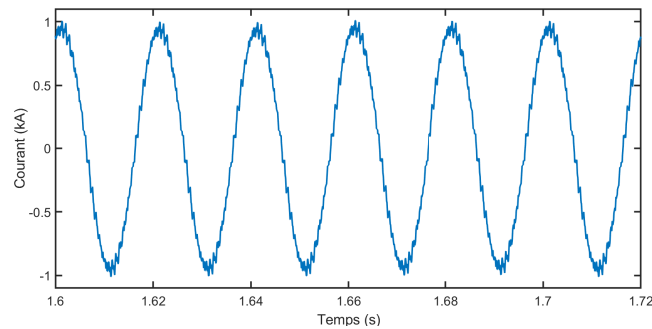
4.6 Comparaison entre Transmissions VSC 2 et 3-niveau

En se basant sur les résultats obtenus de leurs simulations, une comparaison entre deux liaisons VSC-HVDC, utilisant les convertisseurs à 2 et 3 niveaux, est présentée ci-après.

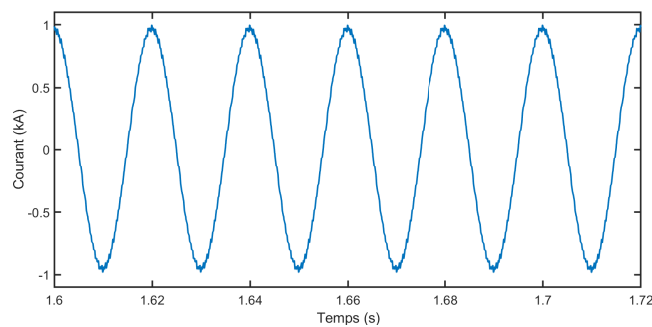
4.6.1 Génération des Harmoniques

Rappelons que les convertisseurs à source de tension VSC génèrent des harmoniques à la fois sur les côtés AC et DC. De ce fait, des mesures doivent être prises pour limiter l'amplitude des harmoniques entrant dans les côtés AC. Parmi ces méthodes, la commande par largeur d'impulsion MLI est utilisée. Cependant, cette méthode n'est pas suffisante pour

éliminer tous les harmoniques qui se défère d'un convertisseur a un autre. Pour comparer les harmoniques générés dans le coté AC par les deux convertisseur VSC 2-niveau et VSC 3-niveau, nous comparons le courant de ligne juste avant le convertisseur (I_{conv}) pour les deux topologies. La figure 4.21 représente le courant dans une phase de convertisseur VSC dans les deux technologies VSC 2-niveau et VSC 3-niveau.



(a) Convertisseur VSC 2-niveau



(b) Convertisseur VSC à 3-niveau

Figure 4.21 – Courant de la phase (a)

Nous remarquons que le courant issue d'un convertisseur VSC 2-niveau est plus fluctué que d'un courant issue d'un convertisseur 3-niveau. Pour mieux comprendre les sources de fluctuation, nous réalisons un analyse de spectre avec FFT pour comparer les deux topologies en terme de génération d'harmonique. Les résultats ainsi obtenus sont donnés sur la figure 4.22.

Pour les deux topologies, nous remarquons également que le spectre des harmoniques est dans les hautes fréquences autour des harmoniques d'ordre 27 et 54. De ce fait, le filtrage de ce type d'harmoniques est plus simple à l'aide d'un filtre pass-bas. Cependant, le taux de distorsion harmonique THD du courant est meilleur dans le cas d'un convertisseur 3-niveau avec une valeur de 2,19 % contre 4,63 % pour un convertisseur 2-niveau .

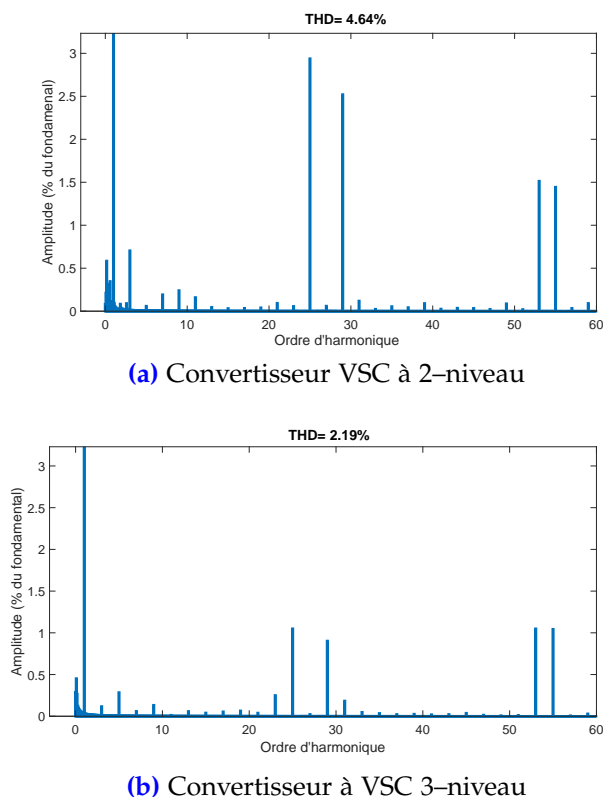
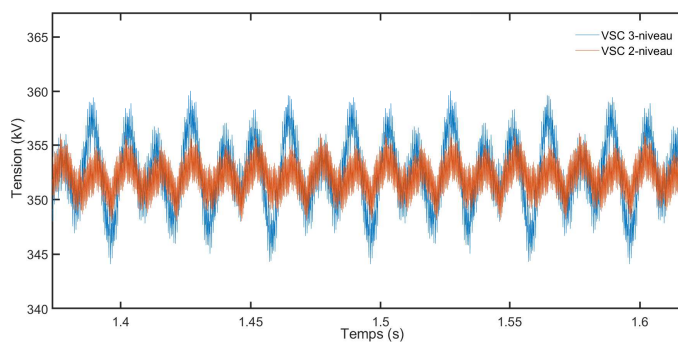


Figure 4.22 – Spectre harmonique du courant de la phase a

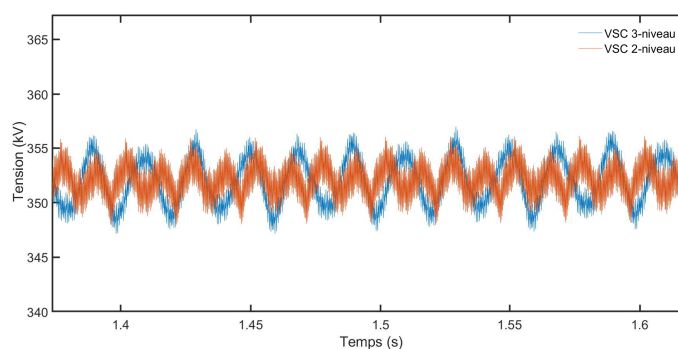
4.6.2 Taille de Capacité DC

Le choix correct de la taille (volume) de la capacité DC est important pour le fonctionnement des convertisseurs ainsi que leur coût [96]. Pour comparer l'effet de la taille de la capacité DC sur la tension de la ligne, nous effectuons deux simulations : (i) l'une avec une capacité DC de valeur $70 \mu\text{F}$ pour les deux convertisseurs VSC 2- et 3-niveau, et (ii) l'autre avec une capacité de 70 et $140 \mu\text{F}$ pour les convertisseurs VSC 2- et 3-niveau, respectivement. Les figures 4.23(a) et 4.23(b) montrent les résultats obtenus relatif à la première et la deuxième simulation, respectivement.

D'après les résultats de la figure 4.23(a) ($C_{dc}=70 \mu\text{F}$ pour les deux technologies), nous remarquons que l'ondulation de la tension DC pour le convertisseur VSC 3-niveau est plus grande par rapport celle du convertisseur VSC 2-niveau. Elle est pratiquement le double (Fig. 4.23(a)). Pour arriver au même ondulation, le volume de capacité DC a été doublé pour le convertisseur VSC 3-niveau (Fig. 4.23(b)).



(a) Même volume de capacité DC



(b) Capacité DC doublé pour VSC 3-niveau

Figure 4.23 – Ondulation dans le signal de la tension DC

4.7 Conclusion

Dans ce chapitre, la liaison VSC-HVDC basée sur les convertisseurs 2 et 3-niveau a été simulée en utilisant le logiciel MATLAB/Simulink. La technologie VSC a montré qu'elle peut être le futur du HVDC grâce à la capacité du contrôle des puissances active et réactive séparément. La comparaison entre les deux liaisons (VSC 2 et 3-niveau) a montré que la technologie VSC 3-niveau génèrent moins d'harmoniques (THD = 2,19%) en la comparant avec la technologie VSC 2-niveau (THD = 4,63%). Pour les deux topologies, le spectre des harmoniques est dans les hautes fréquences autour des harmoniques d'ordre 27 et 54. De plus, le volume de capacité DC a été doublé pour le convertisseur VSC 3-niveau afin d'arriver à la même ondulation de tension de celle du 2-niveau.

Chapitre 5

Analyse Technico-économique de Technologies HVDC

Chapitre 5

Analyse Technico-économique de Technologies de Transmission HVDC

5.1 Introduction

CE chapitre présente une analyse technico-économique des deux technologies de transmission HVDC soient LCC-HVDC et VSC-HVDC. D'abord, des simulations à travers le code de calcul MATLAB/Simulink sont effectuées afin d'analyser et de comparer les deux technologies d'un point de vue technique. Plusieurs facteurs, à savoir la consommation d'énergie réactive, pertes de conversion, interaction avec les faibles réseaux AC, réactions aux défauts AC et DC, etc. sont considérées. Concernant la seconde partie, différents aspects influençant les coûts des transmissions sont présentés et étudiés en se basant sur de nombreux travaux dans le domaine. Pour ce faire, une ligne de transmission de 1000 MW, reliant deux réseaux asynchrones de deux pays à une distance de 1000 km, est considérée. L'étude économique permet d'analyser et d'expliquer les écarts entre les coûts des systèmes de transmission étudiés. Elle tient compte des différences de coûts d'investissement et les coûts annuels, menant à la prise de décision sur le développement économique à long terme du projet.

5.2 Évaluation Technique des Technologies VSC et LCC

Les technologies LCC et VSC utilisent des dispositifs électroniques de puissance différents. Rappelons qu'un LCC est basé sur des thyristors, qui conduisent à l'angle d'allumage tous les demi-cycles. Les interrupteurs sont bloqués naturellement lorsque le courant atteint zéro, alors qu'un VSC basé sur des IGBT contrôlé à la fermeture et à l'ouverture (auto-

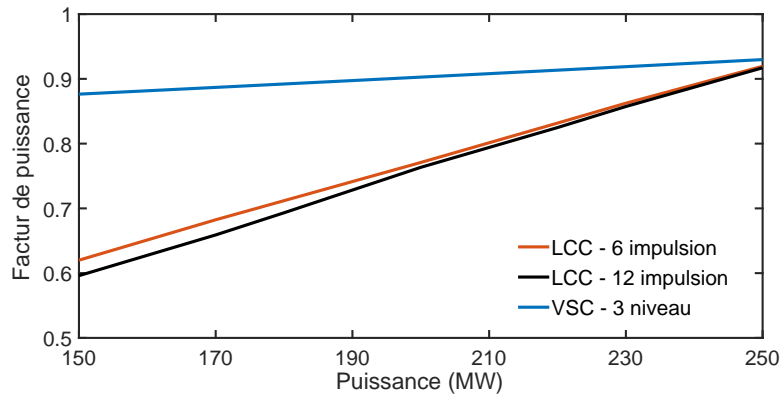
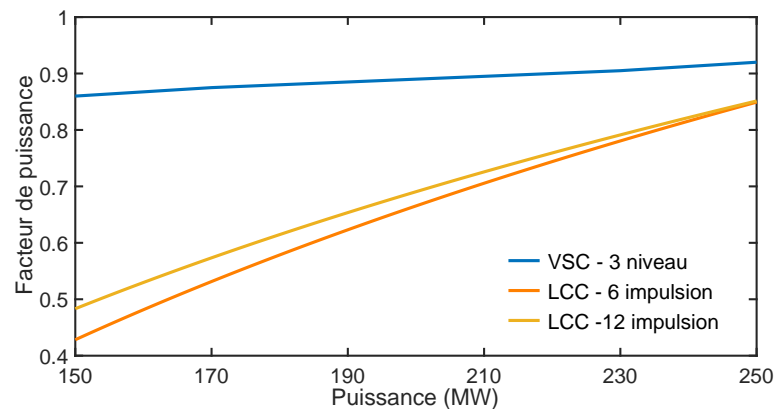
commutation). Ces différences font que les performances de chacune de ces technologies diffère. Dans cette section, nous comparons les performances de ces deux transmissions selon plusieurs axes afin de tirer les points forts et faibles de chacune. De ce fait, des simulation à travers le logiciel MATLAB/Simulink sont effectuées. Elles ont été effectuées de telle sorte que les deux types de liaisons LCC et VSC–HVDC relient les mêmes réseaux de part et d'autre, et sont traversées par le même courant et transmettent la même puissance active, de façon à pouvoir comparer leurs fonctionnement pour le même point nominal.

5.2.1 Consommation d'Énergie Réactive

Toute transmission HVDC est dimensionnée de sorte à transmettre un flux d'énergie électrique d'un réseau émetteur à un autre récepteur, à une puissance nominale donnée. Cependant, il est parfois nécessaire de réduire la puissance si une soudaine surcharge apparaît du côté du réseau émetteur. Dans de telles conditions, les performances de la ligne HVDC diffèrent d'une technologie à une autre et plus particulièrement concernant la consommation d'énergie réactive. Dans un convertisseur LCC, le courant est toujours en retard par rapport à la tension d'un angle donné par celui d'amorçage des thyristors. Ceci entraîne des consommations de puissance réactive. La figure 5.1 montre les allures du facteur de puissance en fonction de la puissance de transmission des deux stations : redresseur (Fig. 5.1(a)) et onduleur (Fig. 5.1(b)).

D'après la figure 5.1, pour le cas d'une ligne LCC-HVDC, il en ressort que la puissance P_d doit être comprise entre $0,84P_n$ et P_n pour assurer que $\cos \varphi$ soit supérieur à 0,7 aux deux extrémités de la ligne. En effet, plus on s'éloigne du point nominal ($P_n = 250\text{MW}$) vers des puissances inférieures en augmentant les angles α ou β , plus le déphasage entre le courant et la tension devient plus important. Par conséquent, le facteur de puissance diminue. L'augmentation des angles d'amorçage provoque aussi l'accroissement de l'angle de l'empiètement anodique, entraînant des consommations réactives supplémentaires. Ces dernières sont absorbées par les inductances de fuites des transformateurs lors des commutations.

L'un des inconvénients d'une liaison HVDC du type LCC est donc cette dépendance entre les puissances P et Q , qui ne permet pas le contrôle de l'une sans influencer l'autre. Dès lors, la plage de variation de la puissance de transmission est plus réduite. Autrement, pour le cas d'un convertisseur VSC, le contrôle de la puissance active P est quasiment indépendant de celui de la puissance réactive Q comme il a été démontré dans le chapitre 4. La puissance P est en fonction du déphasage entre les tensions du réseau et la référence Φ , tandis que la puissance Q dépend de l'indice de modulation m . Ce découplage entre ces

(a) $\cos \varphi_r$ en fonction de P_d (b) $\cos \varphi_i$ en fonction de P_d **Figure 5.1** – Facteur de puissance en fonction de la puissance de transmission

deux quantités permet donc un contrôle dans les quatre quadrants (P, Q) et la puissance P peut être réduite sans que $\cos \varphi$ soit affecté. En effet, il est clair que le facteur de puissance reste supérieur à 0,8 des deux cotés de la liaison, même si la puissance P_d atteint une valeur de $0,6P_n$ tout en ayant un courant I_d constant ($I_d = 1$ kA).

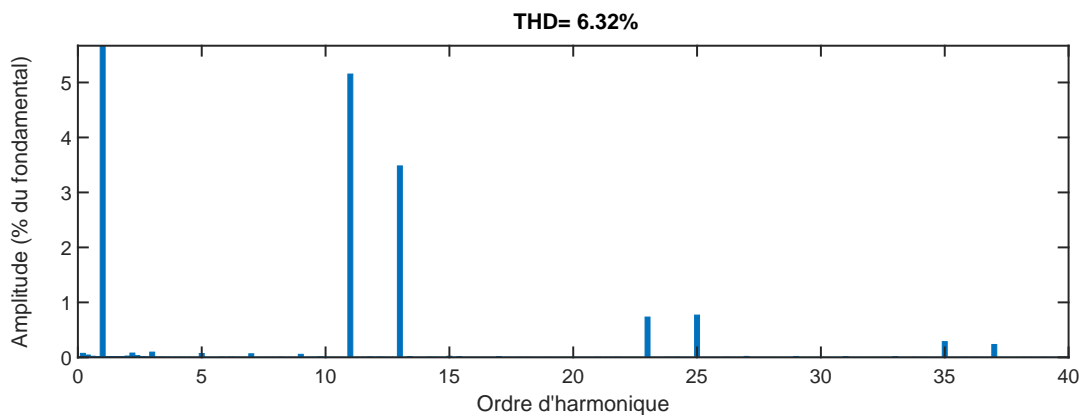
Finalement, nous pouvons conclure qu'une liaison LCC-HVDC doit fonctionner à proximité du point nominal pour assurer une consommation minimale de l'énergie réactive. En revanche, la plage de variation de puissance active d'une VSC-HVDC est plus large sans que le facteur de puissance soit affecté.

5.2.2 Injection d'Harmoniques

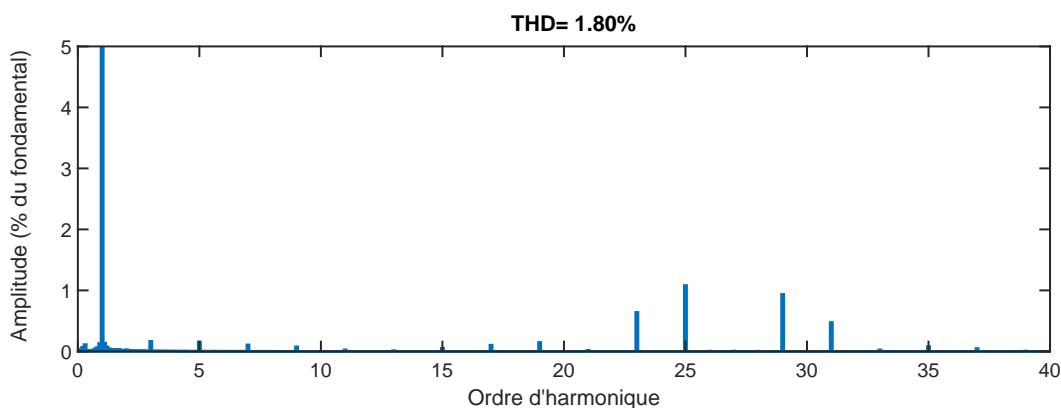
L'un des inconvénients des liaisons HVDC est leurs injection d'harmoniques aux réseaux, affectant la qualité d'énergie. Pour cela, des filtres AC doivent être installés afin de réduire les amplitudes de ces harmoniques. La taille de ces dispositifs est différente d'une technologie à une autre. A titre d'exemple, des filtres AC plus volumineux de part et d'autre de la ligne sont nécessaires pour une liaison LCC-HVDC à douze impulsions. Il

s'agit de filtres des harmoniques d'ordre $12n \pm 1$ et plus précisément celles d'ordre 11, 13, 23 et 25, tel que c'est illustré sur la figure 5.2(a), montrant le spectre d'harmoniques du courant $i_a(t)$ d'une transmission LCC-HVDC bipolaire.

En revanche, l'utilisation des IGBT dans les interconnexions VSC-HVDC avec une fréquence de commutation élevée (jusqu'à quelques kHz) permet de réduire considérablement les amplitudes des harmoniques. Il suffit juste d'instaurer des filtres pour les harmoniques d'ordre supérieur (leurs ordres se situent aux alentours du rapport cyclique r). Le spectre d'harmoniques du courant $i_a(t)$, d'une liaison HVDC à base de VSC à trois niveaux, est illustré sur la figure 5.2(b). Sur cette dernière, l'indice de modulation étant égal à $r = 27$ (i.e., fréquence de commutation de 1350 Hz) et les harmoniques injectées sont celles d'ordre 23, 25, 29, 31.



(a) Transmission LCC-HVDC utilisant des convertisseurs à douze impulsions



(b) Transmission VSC-HVDC utilisant des convertisseurs à trois niveaux

Figure 5.2 – Spectre d'harmoniques du courant de ligne $i_a(t)$

Ainsi, nous pouvons conclure que les harmoniques sont moins réduites dans une transmission VSC-HVDC par rapport à une LCC-HVDC. Le THD pour une technologie VSC est 1,80% tandis que celui d'une technologie LCC est de 6,32%.

5.2.3 Interaction avec les Réseaux AC de Faible Puissance

En général, l'interaction entre les systèmes AC et DC dépend de la puissance du réseau AC par rapport à celle correspondante au régime nominal P_d d'une liaison HVDC. La robustesse du réseau AC vis à vis de cette dernière, détermine le niveau de la stabilité de la tension AC et sa capacité à lui fournir de l'énergie réactive. Elle se mesure à travers le rapport de court-circuit (noté SCR : Short Circuit Ratio). Ce rapport est calculé par l'expression suivante [10] :

$$\text{SCR} = \frac{SCL}{P_d} = \frac{V_{AC}^2}{Z_{th}P_d} \quad (5.1)$$

où, SCL en (MVA), P_d en (MW), V_{AC} en (V) et Z_{th} en (Ω). Ces paramètres représentent le niveau de court-circuit du réseau AC, la puissance nominale de transmission de la liaison HVDC, la tension nominale et l'impédance de Thevenin équivalente du réseau, respectivement.

Ainsi, la robustesse d'un réseau AC par rapport à l'interconnexion DC peut être classifiée selon la valeur du SCR comme suit [10] :

- SCR > 3 : le réseau AC est puissant
- 2 < SCR < 3 : le réseau est dans un stade intermédiaire
- SCR < 2 : le réseau est faible

Un réseau AC est considéré comme faible dans deux cas, notamment lorsque l'impédance interne est élevée et l'inertie mécanique est faible, respectivement [10]. Dans ce cas, il est nécessaire d'ajouter des compensateurs d'énergie réactive aux bornes AC de la station de conversion (e.g., les condensateurs, les compensateurs synchrones, etc.).

Pour analyser l'effet du SCR d'un réseau AC sur le fonctionnement des deux types de transmission HVDC, nous avons varié l'impédance interne du réseau 230 kV- 50 Hz dans la simulation. Le rapport SCR du réseau 345 kV- 60 Hz est maintenu égal à 11 ($X/R = 9$ et $SCL = 2500$ MVA). Par ailleurs, les filtres AC ne sont pas ajoutés aux deux extrémités de liaison HVDC. La puissance transmise par cette dernière étant égale à 230 MW. La simulation d'une transmission LCC-HVDC bipolaire interconnectée à un réseau ayant un SCR de 2,1 ($X/R=2$ et $SCL= 600$ MVA), a permis d'obtenir les allures de la figure 5.3. Cette figure montre les courbes du courant I_d et de la tension V_{di} , en fonction du temps.

Il est clair, de la figure 5.3, que le fonctionnement de la ligne est stable puisque il atteint le régime permanent. Autrement dit, le courant atteint une valeur nominale de 1000 A (Fig. 5.3(a)) et la tension aux bornes de la ligne V_d est de 230 kV (Fig. 5.3(b)).

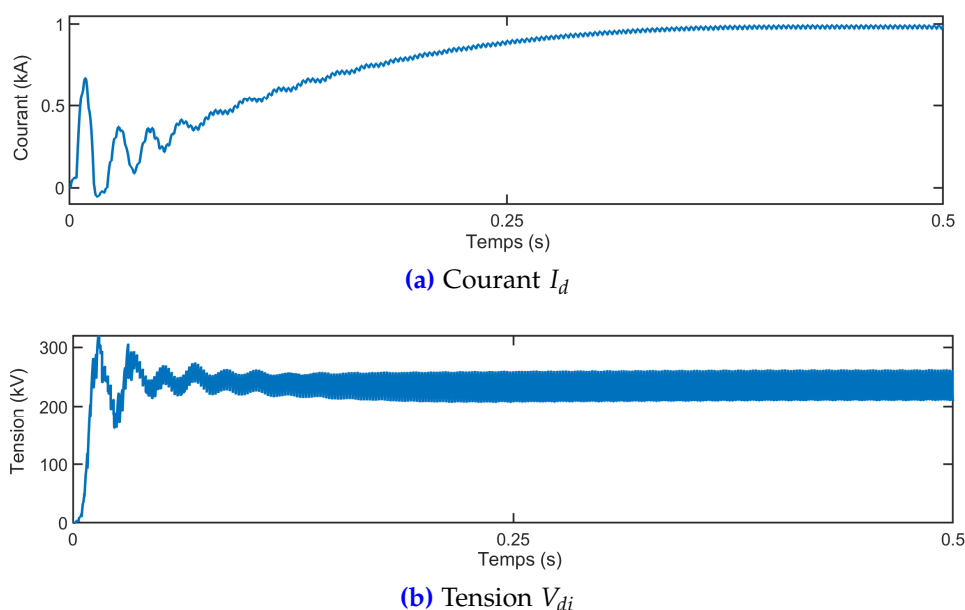


Figure 5.3 – Fonctionnement d'une transmission LCC-HVDC bipolaire pour $SCR = 2,1$

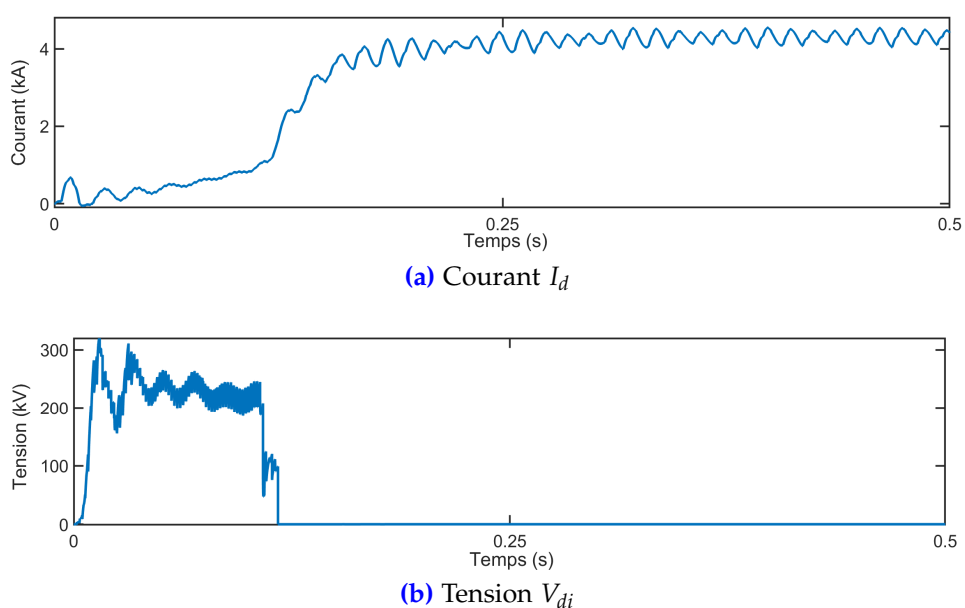


Figure 5.4 – Fonctionnement d'une transmission LCC-HVDC bipolaire pour SCR inférieur à 2

Pour le cas d'un SCR inférieur à 2, une autre simulation a été faite de la même transmission. Les résultats ainsi obtenus ont été présentés sur la figure 5.4.

D'après cette figure, nous remarquons que le fonctionnement de la ligne est instable pour un réseau AC est très faible. Il devient donc incapable de répondre à la demande d'énergie réactive suffisante pour le fonctionnement normal de la transmission. En effet, le faible niveau de tension du côté du réseau 230 kV- 50 Hz provoque une augmentation progressive du courant $I_d(t)$ (Fig. 5.4(a)). Cette augmentation affecte le fonctionnement des convertisseurs de manière à basculer ce fonctionnement vers le mode anormal (voir la section 3.2.1.2). Ceci entraîne une perte de stabilité du fonctionnement de la liaison

LCC-HVDC. Ainsi, une certaine valeur minimale du SCR est requise pour assurer le fonctionnement stable pour ce type de liaison, généralement supérieure à 2 [80].

En revanche, une transmission VSC-HVDC peut fonctionner pour un SCR inférieur à 2 comme indiqué sur la figure 5.5. Cette dernière montre l'allure du courant $I_d(t)$ et de la tension $V_{di}(t)$ d'une transmission VSC-HVDC à 3 niveaux pour un SCR égal à 1,8 ($X/R=2,7$ et $SCL = 400$ MVA).

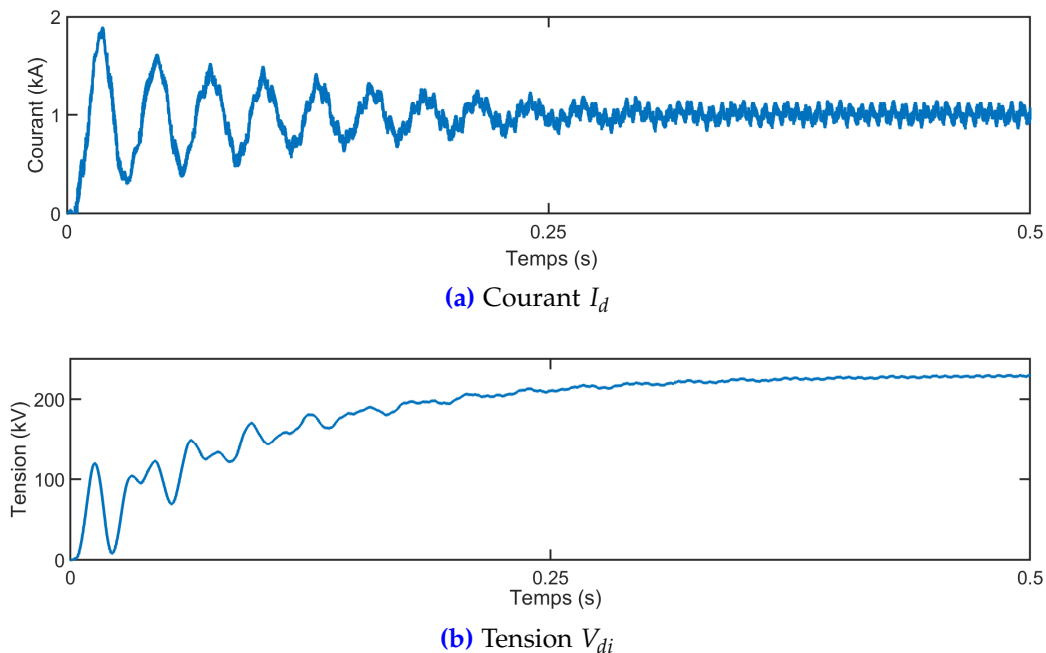


Figure 5.5 – Fonctionnement d'une transmission VSC-HVDC à 3 niveaux pour $SCR = 1,8$

De cette figure, nous remarquons que la tension et le courant de la liaison HVDC sont stables. En effet, le fonctionnement de la ligne est stable même si le rapport SCR est inférieur à 2. D'après ces résultats, il n'est pas nécessaire d'installer de condensateurs volumineux pour la compensation de l'énergie réactive. Cependant, il est important de noter qu'un faible SCR réduit la puissance maximale transmissible à cause de l'impédance interne élevée du réseau AC [10]. Pour cela, il est nécessaire que le SCL de ce dernier soit supérieur à la puissance P_d , pour que le fonctionnement de ce type de transmission soit possible. Donc, cette aptitude des interconnexions VSC-HVDC à fonctionner avec les faibles réseaux AC a fait que ce type de liaison est le plus utilisé pour les interconnexions avec les réseaux isolés ou avec les parcs d'éoliennes.

5.2.4 Pertes dans les Convertisseurs

Le rendement d'une liaison HVDC est essentiellement fonction des pertes engendrées dans les lignes de transmission et par les convertisseurs. Concernant ces dernières, leur pertes dépendent de la technologie utilisée, que ce soit LCC ou VSC. La figure 5.6 permet

de distinguer la technologie la plus rentable parmi ces deux susmentionnées. Elle montre l'évolution des pertes dans les convertisseurs en fonction de la puissance. la fréquence de commutation est choisie de manière optimale entre le taux d'harmoniques et les pertes de puissance active. Pour le cas de la figure 5.6, les pertes sont obtenues pour un rapport cyclique de 27.

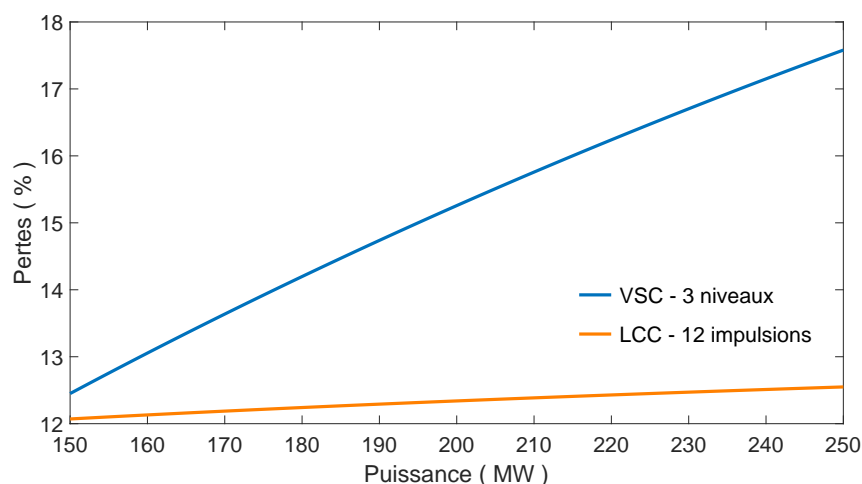


Figure 5.6 – Pertes de conversion en fonction de la puissance de transmission pour $I_d = 1000A$

De cette figure, les pertes d'une interconnexion augmentent de manière quasi-linéaire avec la puissance de transmission. Pour une puissance donnée, la VSC–HVDC présente des pertes plus élevées par rapport à celles d'une liaison LCC–HVDC. Cet écart augmente de plus en plus que la puissance de transmission est élevée. Au point nominal ($I_d = 1000 A$, $V_{di} = 250 kV$), elles sont égales à 12,5 % et 17,5 % de la puissance d'entrée des liaisons LCC– et VSC–HVDC, respectivement.

Les pertes d'un LCC peuvent être dues à celles de conduction et de commutation. Les pertes de conduction dépendent de la résistance des thyristors et de la valeur du courant traversant ces derniers. Pour ce qui est des pertes de commutation, elles sont en fonction de l'inductance de fuite du transformateur, de l'angle de l'empiètement anodique et du courant I_d . D'autres facteurs contributifs sont les courants de fuites aux niveaux des thyristors lorsqu'ils sont bloqués et les circuits d'amortissement (Snubber Circuits). Ces derniers sont généralement des circuits RC en parallèle avec les thyristors, améliorant la commutation et la rendant plus douce. Toutefois, des pertes supplémentaires se produisent dans un convertisseur VSC, qui réduisent son rendement par rapport au convertisseur précédent. En effet, l'ouverture et la fermeture simultanées des IGBT à des hautes fréquences de commutation et sous des tensions et des courants très élevées créent davantage de pertes de commutation. Quoique que l'augmentation de la fréquence de commutation permet de minimiser le taux d'harmoniques du côté AC, ceci entraîne néanmoins des pertes plus importantes de commutation.

Rajoutons également que les circuits d'amortissements des convertisseurs VSC génèrent plus de pertes que ceux des convertisseurs LCC [63]. De plus, un interrupteur d'un convertisseur VSC se compose d'un IGBT et d'une diode anti-parallèle. Au niveau de cette dernière se présentent également les pertes décrit précédemment, bien qu'elles soient moins importantes que celles des IGBT.

Tout compte fait, il existe de nombreux facteurs contributifs dans les pertes d'un convertisseur VSC, ce qui rend celles d'un LCC relativement réduites.

5.2.5 Défauts de Court-circuits

Le but de cette partie est de comparer la réaction des deux types de transmissions LCC- et VSC-HVDC face aux défauts de court-circuits DC et AC en se basant sur les résultats obtenus de la simulation.

5.2.5.1 Court-circuits DC

Suite d'un court-circuit DC, le VSC devient pratiquement un pont de diodes non contrôlable qui alimente le défaut de court-circuit à partir du côté AC [63]. Ce dernier est transféré aux réseaux, créant de fortes perturbations des tensions AC. De ce fait, un disjoncteur DC à haute tension est nécessaire dans la liaison en question pour l'élimination des court-circuits DC. Cependant, la conception d'un tel dispositif est difficilement réalisable en pratique du fait qu'il doit étendre un arc électrique continu dans le temps et d'une intensité extrêmement élevée. Par contre, dans un disjoncteur AC, le fait que le courant alternatif passe périodiquement par le zéro, facilite l'extinction de l'arc. C'est pourquoi, les défauts DC sont éliminés dans les liaisons VSC-HVDC par l'intermédiaire des disjoncteurs AC des deux côtés, ayant des temps d'ouverture de 50 à 100 ms [63].

Afin d'étudier le comportement d'une liaison VSC-HVDC face à un court-circuit DC (ligne-terre), une simulation de ce type de transmission a été faite du côté du réseau 230 kV-50Hz. Le défaut étudié est simulé à l'instant $t = 0,9$ s avec une durée de 100 ms. Les résultats ainsi trouvés ont été présentés sur la figure 5.7. Cette dernière montre la tension et le courant sur Figs. 5.7(b) et 5.7(a), respectivement.

Comme le montre la figure 5.7, et avant l'apparition du défaut, la tension et le courant atteignent au régime permanent les valeurs nominales de 250 kV et 1000 A, respectivement. Lors du défaut, le courant $I_d(t)$ augmente rapidement jusqu'à atteindre une valeur de 7 kA (Fig. 5.7(a)) après une durée de 2,4 ms, accompagné par une baisse de la tension $V_{di}(t)$ d'environ 100 kV (Fig. 5.7(b)). Après l'élimination de défaut, la transmission perd

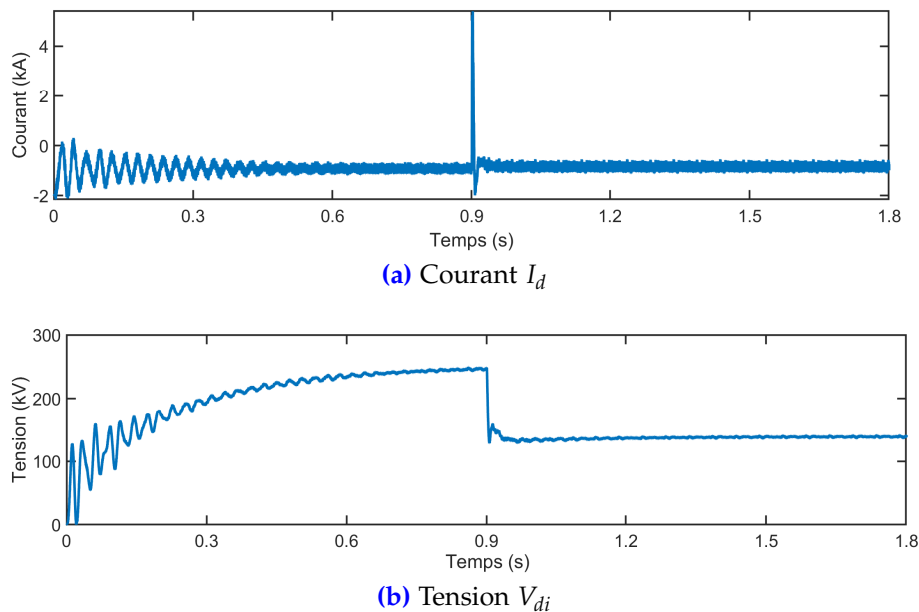


Figure 5.7 – Fonctionnement d’une transmission VSC-HVDC à base de convertisseurs à trois niveaux lors d’un court-circuit DC

son fonctionnement nominal puisque la tension V_{di} ne reprend pas sa valeur nominale (Fig. 5.7(b)). Par conséquent, la liaison VSC-HVDC doit être déconnectée en ouvrant les disjoncteurs AC aux deux extrémités, pour la remettre en service.

Une condition indispensable pour qu’une transmission LCC-HVDC puisse fonctionner est que l’inductance de la ligne DC doit être suffisamment grande pour le lissage du courant. Par contre, une liaison VSC-HVDC nécessitent plutôt des condensateurs de grandes capacités pour le lissage de la tension DC. Cette différence entre les deux topologies de ces technologies constituent en effet un avantage pour les LCC-HVDC lorsqu’il s’agit de défauts DC. En effet, plus les inductances de lissage sont élevées, plus l’impédance de la ligne DC est importante, ce qui contribue considérablement à l’atténuation de l’amplitude et la pente du courant de court-circuit. Pour conformer cet aspect, nous avons effectué une simulation d’une liaison LCC-HVDC dans laquelle un court-circuit (ligne DC - terre) apparaît dans le même instant et pour la même durée que pour le cas de la transmission précédente. Les figures 5.8(a) et 5.8(b) présentent l’allure du courant $I_d(t)$ et celle de la tension $V_{di}(t)$, respectivement.

Tel qu’il est illustré sur la figure 5.8, la surintensité du courant (1,4 kA) est éliminée après une durée de 4,1 ms (Fig. 5.8(a)) avec de faibles fluctuations de la tension $V_{di}(t)$ (Fig. 5.8(b)). Après l’élimination du défaut, la ligne reprend son fonctionnement nominal.

Il faut noter qu’un autre aspect se présentant dans les transmissions LCC-HVDC, qui fait qu’elles soient plus robustes contre les défauts DC que les VSC-HVDC. En effet, et en pratique, l’aptitude des thyristors à supporter de courants relativement élevés par rapport

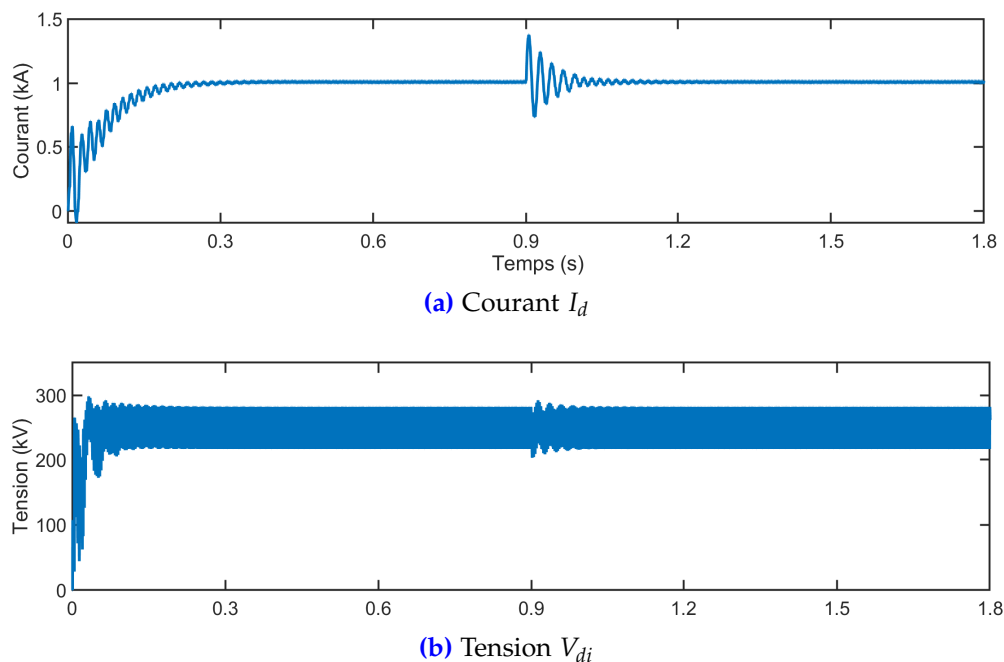


Figure 5.8 – Fonctionnement d'une transmission LCC-HVDC à base de convertisseurs à six impulsions lors d'un court-circuit DC

aux IGBT, permet leur contrôle au moment de la détection du défaut [63]. C'est pourquoi, une stratégie spéciale de contrôle est adoptée dans les liaisons LCC-HVDC. Elle consiste en une élévation de l'angle d'amorçage des redresseurs pour les forcer à fonctionner comme onduleurs, ce qui permet la décharge l'énergie au réseau. Similairement de l'autre coté, l'onduleur décharge aussi l'excès d'énergie de la ligne HVDC [63]. Ce changement de la polarité des tension des redresseurs permet une élimination très rapide du défaut.

Pour conclure, les transmissions LCC-HVDC offrent une grande tolérance aux défauts de court-circuit DC contrairement à ceux du type VSC-HVDC où ce point reste l'un de leurs désavantages.

5.2.5.2 Court-circuits AC

Dans cette partie, nous avons simulé un court-circuit du côté AC pour des liaisons LCC- et VSC-HVDC. Ceci pour analyser le comportement des deux technologies suite un court-circuit monophasé ou triphasé. Un court-circuit triphasé a été considéré dans le côté du réseau 230 kV- 50Hz, qui apparaît à l'instant $t=1s$ et dure 10 ms. Les résultats trouvés ont été présenté sur la figure 5.9. Cette dernière montre les allures du courant $I_d(t)$, de la tension $V_{di}(t)$ et du courant de ligne $i_a(t)$ sur les figures 5.9(a), 5.9(b) et 5.9(c), respectivement.

D'après ces résultats, nous remarquons qu'au moment où le court-circuit apparaît, la tension AC du coté de l'onduleur subit une soudaine chute de tension sur la figure 5.9(b).

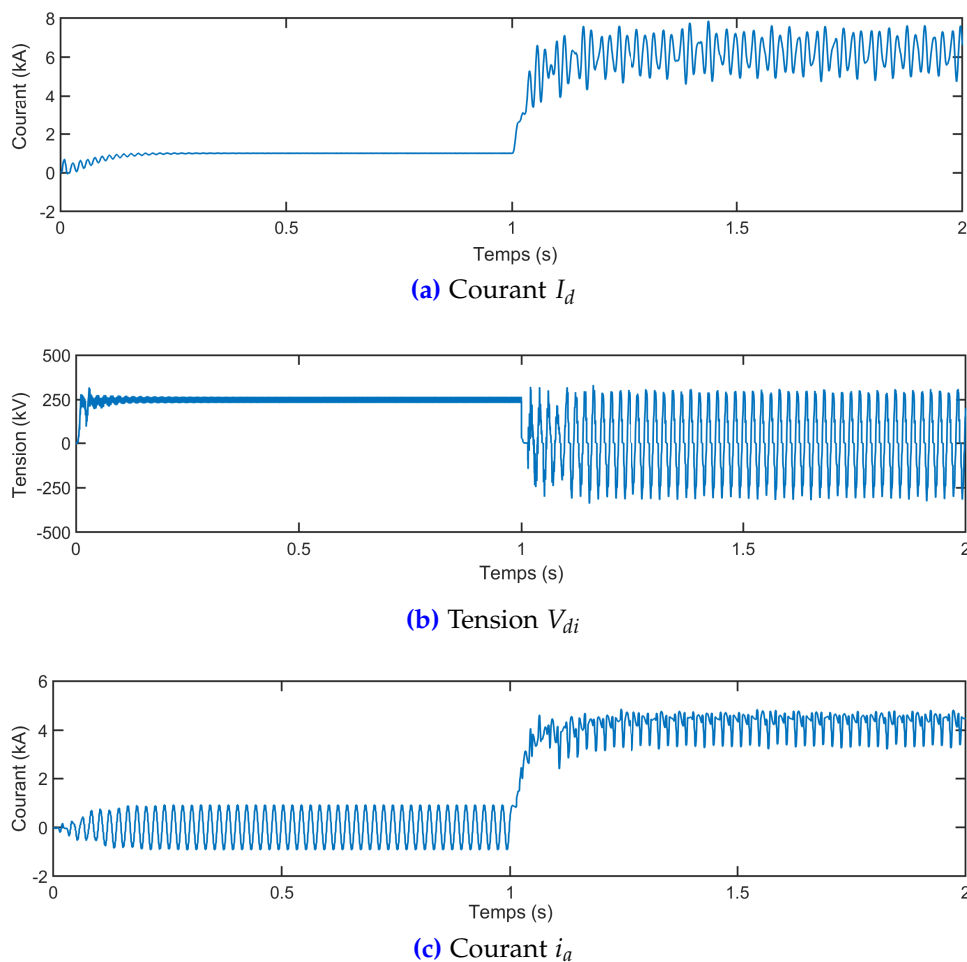


Figure 5.9 – Fonctionnement d’une transmission LCC-HVDC à base de convertisseurs à six impulsions lors d’un court-circuit AC triphasé

De tel résultat provoque l’existence d’une surintensité du courant $I_d(t)$ sur la figure 5.9(a). Ceci conduit à l’augmentation des angles d’empiètement anodique des convertisseurs et par la suite, le basculement de leur fonctionnement vers le mode anormal (voir la section 3.2.1.2), où plusieurs thyristors conduisent à la fois. Par conséquent, le transfert de la puissance est interrompu et le fonctionnement de la transmission devient instable si le défaut n’est rapidement surmonté. Les disjoncteurs AC doivent s’ouvrir et la ligne doit être remise en service.

La simulation d’un court-circuit triphasé dans une liaison VSC-HVDC, a permis d’obtenir les figures 5.10(a), 5.10(b) et 5.10(c). Elles présentent les allures du courant $I_d(t)$, de la tension $V_{di}(t)$ et du courant de phase $I_a(t)$, respectivement.

Le courants $I_d(t)$ et $i_a(t)$ subissent de fortes fluctuations lors du défaut (Fig. 5.10(a) et Fig. 5.10(c)) mais reprennent le fonctionnement nominal après son élimination. De même, un fort pic de tension V_d est observé sur la figure 5.10(b) (600 kV) mais la valeur nominale est reprise après une durée de 0,5 s. Ainsi, les IGBT doivent bien être dimensionnées pour supporter ces contraintes lors du défauts.

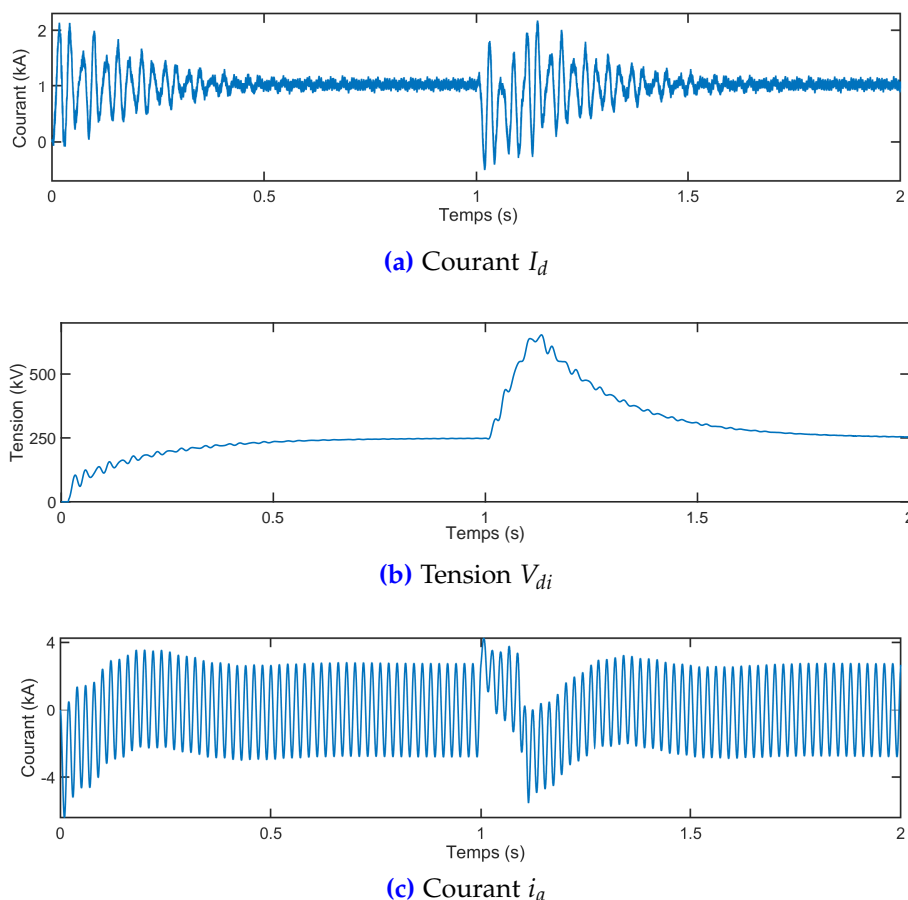


Figure 5.10 – Fonctionnement d’une transmission VSC-HVDC à base de convertisseurs à trois niveaux lors d’un court-circuit AC triphasé

Au final, les transmissions HVDC du type VSC sont plus robustes contre les défauts de court-circuits AC par rapport aux LCC-HVDC.

5.3 Étude Économique d’une Ligne HVDC

L’évaluation des avantages et inconvénients techniques et économiques relatifs aux différentes alternatives possibles, figure parmi les aspects dont il faut tenir en compte avant le lancement de tout projet. Parmi les critères de sélection de la meilleure alternative, il y a notamment le cycle de vie et le coût total. Néanmoins, l’estimation de ce dernier n’est pas un calcul simple, puisqu’il s’agit d’inclure plusieurs coûts relatifs à chacun des éléments du projet (ligne de transmission électrique dans notre cas), à savoir le coût des matériaux ou des équipements, la construction, le terrain et les études. De plus, chacun de ces coûts élémentaires varie au cours du temps d’un endroit à l’autre et d’un fournisseur à l’autre, ce qui rend l’estimation des coûts très complexe. Dans ce qui suit, nous effectuons une étude économique comparative entre les coûts élémentaires des deux transmissions HVDC (LCC- et VSC-HVDC). Elle permettra par la suite d’expliquer

les écarts entre les coûts totaux de chacune et l'identification de la transmission la plus favorable sur le plan économique.

5.3.1 Coûts des Sous-stations

Dans les sous-stations, les coûts comprennent les frais relatifs à tous les équipements situés au niveau des deux extrémités d'une transmission HVAC ou HVDC, à l'exception des lignes de transport HT. Les principaux équipements d'une sous-station d'une transmission HVAC sont les dispositifs de protection (e.g., disjoncteurs, sectionneurs de ligne, mise à la terre, etc.), les compensateurs d'énergie réactive, les transformateurs et les systèmes de contrôle. Une sous-station d'une transmission HVDC comprend également les équipements cités précédemment mais en plus les convertisseurs, les inductances de ligne (VSC-HVDC), les filtres, les bobines de lissage et les équipements de refroidissement des cellules de commutation. Par conséquent, ces équipements additionnels rendent le coût d'une sous-station HVDC plus élevé que celui d'une sous station HVAC. Ils occupent également plus de place ce qui rend les sous-stations HVDC plus volumineuses, et par conséquent un coût supplémentaire du terrain et de la construction par rapport aux HVAC. Statistiquement, le coût des convertisseurs représente plus de 50 % du coût total d'une station HVDC et celui des filtres est d'environ 5 à 20 % du ce coût [4].

Par ailleurs, même si les sous-stations LCC-HVDC sont plus spacieuses en raison du volume relativement important des filtres, des convertisseurs et des transformateurs (LCC à base du convertisseur à 12 impulsions), mais reste que les sous-stations VSC-HVDC sont les plus coûteuses étant donné le prix très élevé des convertisseurs à base des IGBT et leurs systèmes de commande [21].

5.3.2 Lignes de Transmission

Le coût d'une ligne de transmission dépend de plusieurs variables ce qui rend l'estimation de prix d'un kilomètre de transmission très délicate. Parmi ces facteurs, on trouve : le type de transport (HVAC ou HVDC), la distance de la ligne, le type des conducteurs utilisés (sous-terrain ou aérien), le type de structure et le type du terrain. Il comprend également les coûts des structures métalliques et les poteaux, la main-d'œuvre et de l'étude géotechnique [15].

Concernant le type du conducteur, les lignes souterraines sont de 4 à 14 fois plus chères que les lignes aériennes pour les mêmes distances et les niveaux de tension [97]. Pour ce qui est du type du transport, les lignes de transmission HVDC sont moins coûteuses que celles en HVAC au delà des distances critiques, tel que discuté dans la section 2.2.2.

5.3.3 Compensation d'Énergie Réactive

Les lignes HVAC peuvent être exploitées sans aucune nécessité de compensateurs d'énergie réactive en fonctionnement nominal. Néanmoins, en cas d'une augmentation ou une diminution de la charge, ces dispositifs sont indispensables pour éviter une instabilité du niveau de tension dans le réseau. Ce besoin représente donc des coûts supplémentaires pour ces transmissions qui dépend de la longueur des câbles.

Bien que les lignes DC ne consomment pas d'énergie réactive, il est tout de même nécessaire de placer des compensateurs dans une transmission LCC-HVDC en raison de la consommation réactive des convertisseurs, variable en fonction de la puissance active de la ligne, mais reste que leurs coût est moins réduit que celui des HVAC.

Pour les transmissions VSC-HVDC, et étant donné leurs aptitude à contrôler indépendamment le flux d'énergie active et réactive, il n'est pas donc nécessaire de placer des compensateurs d'énergie réactive.

5.3.4 Entretien du Système de Transmission

L'entretien des systèmes de transmission d'énergie électrique est une opération très importante pour assurer un bon fonctionnement et une durée de vie maximale. Le tableau 5.1 montre le pourcentage du coût d'entretien par an par rapport au coût total de chaque type de transmission.

Table 5.1 – Coût d'entretien selon le type de la ligne [17]

Type de transmission	HVAC aérien	HVAC sous-terrain	HVDC
Coût d'entretien (%)	2	0,4	0,5

D'après ce tableau, le coût de maintenance d'une ligne HVDC représente 0,5% du coût total et est principalement destiné aux sous-stations VSC ou LCC en raison de leur complexité. Ce coût reste moins important que celui d'une ligne HVAC aérienne. Ceci s'explique du fait que les travaux de maintenance des stations de compensation d'énergie réactive localisées le long de ce type de ligne, sont très coûteuses [16].

5.3.5 Droit de Passage

Le droit de passage est la surface totale de terrain occupée par une ligne de transmission électrique. Il comprend les terrains sur lesquelles les pylônes de transmission sont installés

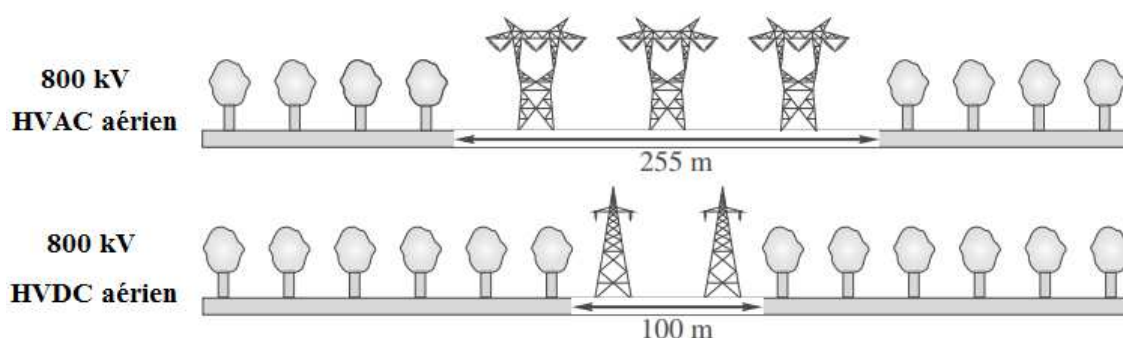


Figure 5.11 – Droit de passage des lignes HVDC et HVAC pour une puissance de 5GW [10]

avec les marges de sécurité des deux côtés. La figure 5.11 montre le droit de passage des lignes HVDC et HVAC pour une puissance de transmission de 5000 MW.

Les lignes HVAC nécessitent plus d'espace et un coût de construction plus élevé que les lignes HVDC pour une même capacité de puissance. En effet, une ligne HVAC utilise trois conducteurs alors qu'une ligne HVDC n'en utilise que deux. De plus, les lignes HVDC peuvent transporter plus de puissance pour la même distance de transmission, tel que discuté dans la section 2.2.1. Par conséquent, le coût du droit de passage d'une ligne HVAC est plus élevé que celui d'une ligne HVDC.

5.4 Analyse Économique (Étude d'un Cas)

Dans cette partie, une analyse économique d'une ligne de transport électrique est présentée, permettant une comparaison des coûts totaux correspondants à chaque technologie. Cette analyse permet également l'identification du type de transport le plus favorable et rentable d'un point de vue économique. Pour cela, un exemple pratique d'une transmission reliant deux réseaux asynchrones, a été étudié. Il s'agit d'une ligne ayant une puissance de transmission de 1000 MW et une longueur de 1000 km. Il est à noter que les données économiques concernant les coûts des projets HVDC sont très limitées, ce qui rend l'analyse économique plus difficile. Néanmoins, l'étude présentée reste plus au moins fiable.

Plusieurs méthodes peuvent être utilisées pour une analyse économique d'un projet à long terme. Dans le cas de notre étude, la méthode utilisée est celle du "Discounted Cash Flow" (DFC) ou flux de trésorier actualisé. Il s'agit de la méthode de calcul la plus utilisée [21], qui tient compte des différences de coûts d'investissement et les coûts annuels.

5.4.1 Coût de Projet

L'estimation du coût d'investissement d'une ligne de transmission de chaque technologie (HVAC, LCC-HVDC et VSC-HVDC) est l'étape la plus importante pour la réalisation d'une analyse économique. Pour le cas de cette étude, elle a été effectuée sur la base de plusieurs sources [8, 15–20]. Les différentes données présentées dans ces sources ont été comparées et étudiées, ce qui a conduit à ceux présentés dans le tableau 5.2.

Table 5.2 – Coûts élémentaires et totaux des différents types de transmission

	HVAC	LCC-HVDC	VSC-HVDC
Sous-Station (M€)	30,5	98	119,80
Ligne de transmission (M€)	387,21	315,62	315,62
Droit de passage (M€)	68	49	49
Impact environnemental (M€)	29,27	17,83	17,83
Compensation de la puissance réactive (M€)	29	0	0
Coût total (M€)	543,98	480,45	502,25

L'étude économique présentée dans la section précédente permet de justifier les écarts entre les coûts de chaque technologie, montrés sur le tableau 5.2. Il faut signaler que les prix présentés sur ce dernier, ont été modifiés en prenant en considération l'inflation de la monnaie à partir de la date de la publication de ces données jusqu'à la date de la rédaction de ce document. À titre indicatif, les prix tirés de la référence [18] ont été augmentés de 8,9%, qui est la valeur de l'inflation du Euro de 2012 au 2020 [98]. Le diagramme de la figure 5.12, tracé à partir des données du tableau 5.2, montre une comparaison entre les coûts des différentes technologies de transmission.

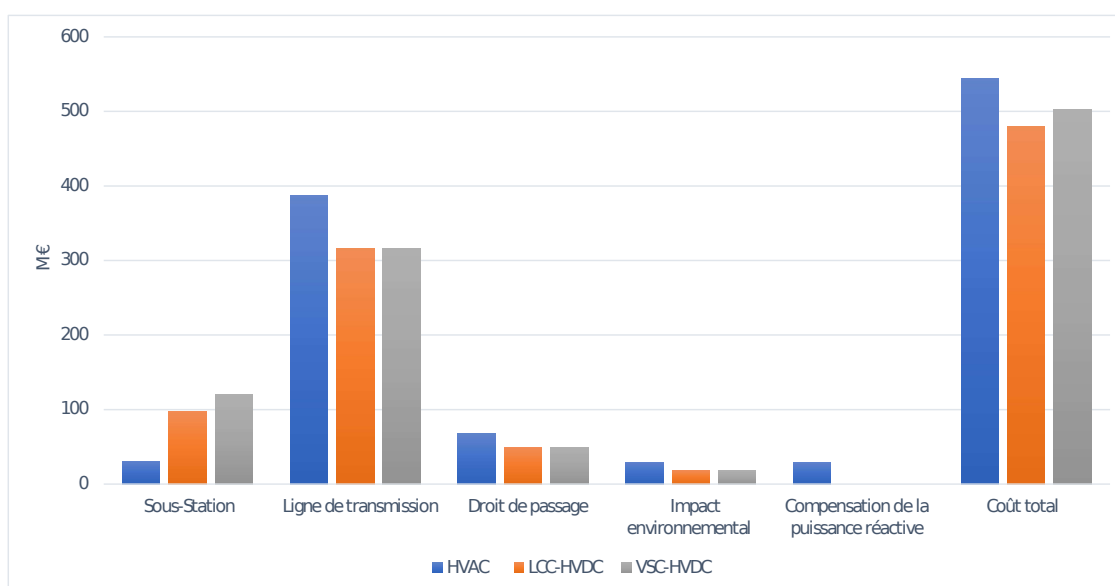


Figure 5.12 – Coûts élémentaires et totaux entre les différents types de transmission

La figure 5.12 montre que la transmission la moins coûteuse est celle utilisant la tech-

nologie LCC. Ce résultat confirme la tendance remarquée dans le monde pour ce type de technologie dans les projets de lignes de transmission électriques (voir le chapitre 2), et plus particulièrement pour le transport électrique de forte puissance et à longues distances.

Une évaluation supplémentaire des coûts du tableau 5.2, est illustrée sur la figure 5.13. Elle montre la contribution de chaque élément au le coût total de chaque type de transmission.

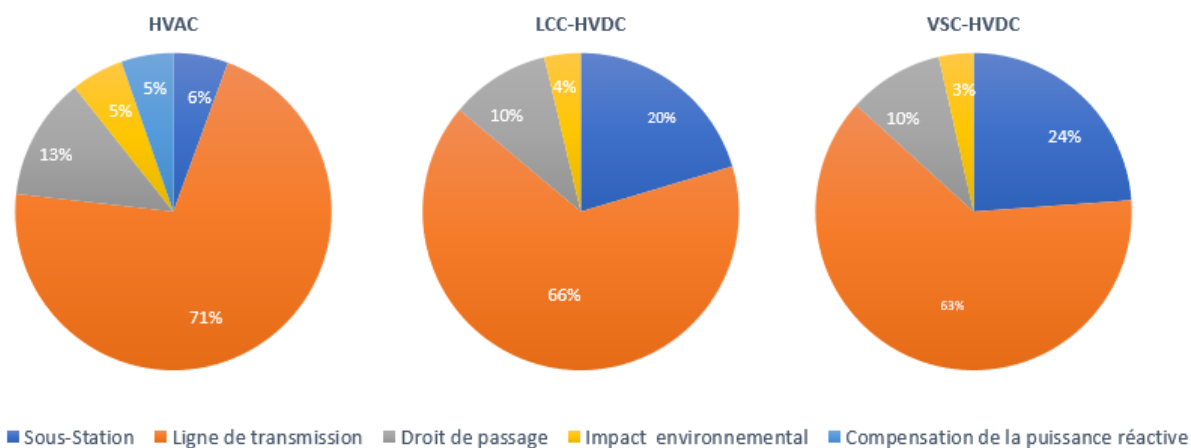


Figure 5.13 – Diagramme circulaire des coûts élémentaires de chaque type de transmission

De la figure 5.13, le facteur le plus influençant sur le coût total d'une technologie de transport électrique est celui de la ligne de transmission. Relatif au coût total, le coût de la ligne représente un pourcentage de 71 %, 66 % et 63 % pour la transmission HVAC, VSC-HVDC et LCC-HVDC, respectivement. De plus, les sous-stations prennent également une part considérable dans le coût des VSC-HVDC et LCC-HVDC avec un maximum de plus de 20% du coût total. Cependant, la sous-station n'a pas un impact important sur le coût total d'une transmission HVAC. Son coût est estimé d'environ de 6% de coût total. Ceci confirme ce qui a dit précédemment dans la partie 5.3.1.

5.4.2 Coûts de Fonctionnement Annuels

Deux principaux aspects influençant les coûts de fonctionnement annuels d'une ligne de transmission électrique et qui doivent être inclus dans toute analyse économique de ce type : les pertes de transmission et l'entretien. Les pertes engendrées par le transfert d'énergie électrique dans les lignes doivent être compensées par un surplus de production, ce qui implique des coûts supplémentaires. L'estimation de ces derniers dépend du prix (en €/MWh) de l'unité d'énergie sur le marché des échanges d'électricité. Il s'agit tout simplement du prix de l'électricité. Ce dernier n'est pas une valeur fixe et varie au cours

du jour et de l'année. Il est à noter que dans le cas de notre analyse économique, la valeur de ce prix est prise égale à 70 €/MWh. Cette valeur de base correspond à une valeur relativement moyenne [19]. Le tableau 5.3 montre coûts de fonctionnement annuels d'une ligne de transmission électrique selon le type du transport utilisé.

Table 5.3 – Coûts de fonctionnement annuels des différentes types de transmission

	HVAC	LCC-HVDC	VSC-HVDC
Entretien des sous stations (M€)	0,15	0,49	0,6
Entretien des lignes de transmission (M€)	7,47	6,31	6,31
Pertes dans les sous stations (M€)	2,9	9,3	11,62
Pertes des lignes (M€)	35,6	24	24
Total (M€)	46,12	40,10	42,53

Nous constatons, du tableau 5.3, que le coût des pertes dans les sous-stations d'une transmission HVDC du type VSC, est plus important que celui d'une liaison LCC-HVAC. De plus, le coût de fonctionnement annuel total est plus élevé dans une transmission HVAC par rapport aux autres technologies, essentiellement en raison des pertes dans les lignes.

5.4.3 Revenus Annuels

Au sein des grands réseaux interconnectés, il peut y avoir des demandes très excessives en matière d'échange en énergie électrique entre eux. Ceci nécessite l'augmentation de la capacité du transfert énergétique. Par conséquent, des bénéfices et des revenus économiques en résultent, étant donné la différence des prix d'électricité entre les marchés interconnectés [99].

Relativement à la puissance maximale transmissible, la capacité du transfert pour être élevée pour le cas des deux types de transmissions HVDC (LCC- et VSC), à une valeur de 85 %, tandis qu'elle peut être augmentée à une valeur de 70 % pour le cas d'une transmission HVAC. La raison de cette différence de transfert provient du fait que les systèmes HVDC permettent le contrôle du flux d'énergie active. Ceci augmente considérablement la capacité de transfert, par rapport aux transmissions HVAC [99].

Un des avantages de l'utilisation d'une transmission VSC-HVDC est son aptitude à contrôler séparément les énergies active et réactive, comme indiqué dans le chapitre 4. Cet avantage peut être exploité pour en tirer des revenus économiques tout en utilisant les stations VSC comme étant des STATCOM [100].

Le tableau 5.4 présente les revenus annuels des différents types de transmissions, qui correspondent à un transfert d'énergie entre un pays ayant un prix d'électricité moins

élevé et un autre dont ce prix est plus élevé. La différence entre les prix d'électricité entre ces deux pays est fixé, dans cette étude, à une valeur de 19 €/MWh [19].

Table 5.4 – Revenus annuels des différents types de transmission

	HVAC	LCC-HVDC	VSC-HVDC
Couplage des marchés (M€)	120	141,1	141,1
Transfert d'énergie réactive (M€)	0	0	3
Total (M€)	120	141,1	144,1

D'après les résultats du tableau 5.4, il est clair que les revenus du couplage des marchés sont plus élevés pour le cas des transmissions HVDC, fait qu'il augmente leurs revenus annuels globaux. De plus, des revenus supplémentaires des transmissions VSC-HVDC par rapport aux LCC-HVDC et HVAC, en résultent du transfert de l'énergie réactive.

5.4.4 Méthode de Discounted-Cash-Flow

En se basant sur les valeurs des coûts de fonctionnement et des revenus présentés précédemment, une analyse Discounted-Cash-Flow (DCF) est réalisée pour comparer les différents types du transport électrique sur un plan économique. L'analyse DCF est une méthode d'évaluation économique d'un projet donné. Elle permet d'estimer les revenus que rapporteront le projet (flux de trésorerie) et à les actualiser afin d'indiquer sa valeur dans une période donnée (valeur actuelle nette) [101]. Les termes économiques relatifs à la méthode DCF sont définis comme suit :

Flux de trésorerie (FT) : Il correspond au montant d'argent généré ou consommé par un projet dans une période donnée [102]. En pratique, il se calcule comme suit [103] :

$$\text{Flux de trésorerie} = \text{Total des revenus} - \text{Total des dépenses} + \text{Dépréciation} \quad (5.2)$$

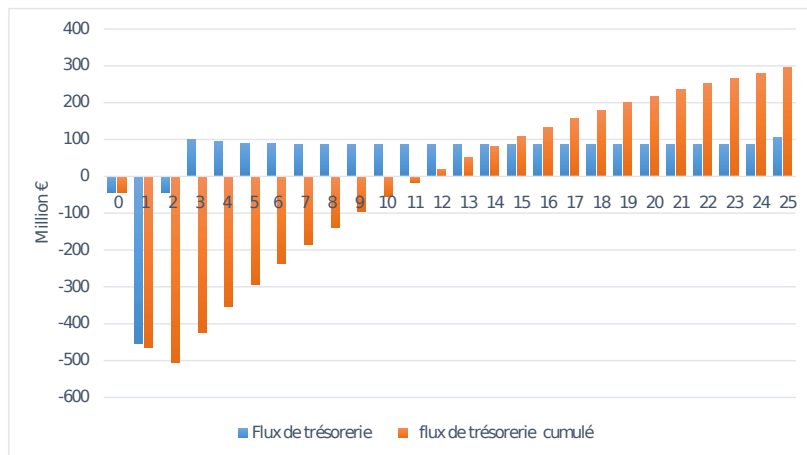
Dépréciation : elle est définie comme étant le processus de comptabilité consistant à répartir le coût d'un bien corporel ou physique sur sa durée de vie prévue. La dépréciation représente la part de la valeur qui a été épuisée.

La valeur actuelle nette (VAN) : il s'agit de l'indicateur le plus important d'une étude économique DCF. Elle mesure la rentabilité d'un projet calculée comme étant la somme des flux de trésorerie pour une période donnée. Nous calculons la valeur actuelle nette en utilisant la formule suivante [104] :

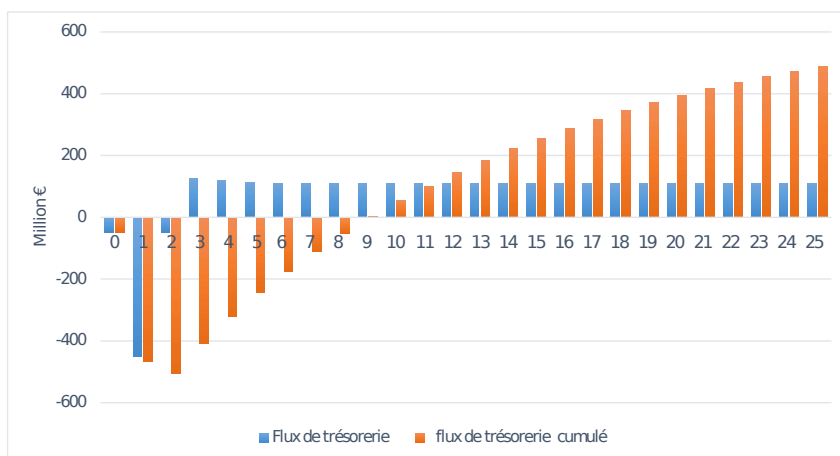
$$\text{VAN} = \sum_{t=0}^T \text{FT} \cdot (1 + \text{TR})^{-t} \quad (5.3)$$

avec, TR le taux de rendement et T étant la période de considération du projet [18].

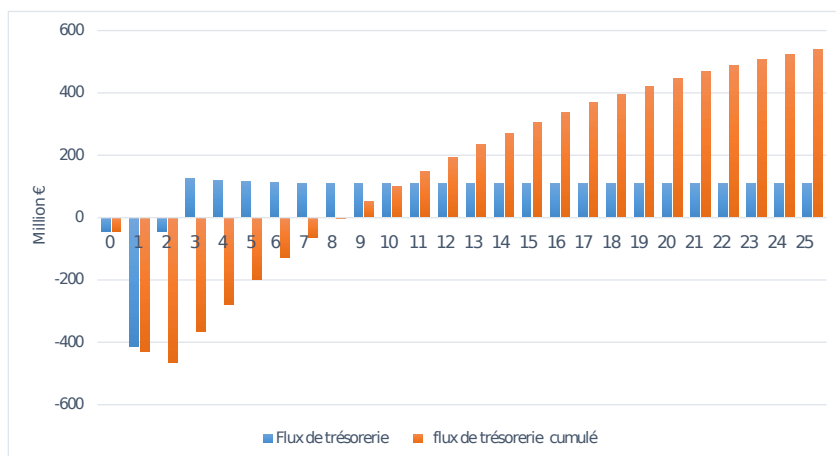
L'application de la méthode DCF a permis l'obtention des résultats détaillés présentés dans l'annexe B. En se basant sur ces derniers, une représentation graphique des flux de trésorerie cumulé et non cumulé des trois types de transmission, est illustrée sur la figure 5.14.



(a) HVAC



(b) LCC-HVDC



(c) VSC-HVDC

Figure 5.14 – Flux de trésorerie cumulé et non cumulé en fonction de l'année

Il est à noter que nous avons considéré que la période de construction de chacune des transmissions électriques est de 3 ans. Pour cela, le coût total dépensé pour la réalisation du projet (Tableau 5.5) est réparti sur ces trois années, comme le montre la figure 5.14. Ceci explique le fait que le flux de trésorier actualisé (en bleu) est initialement négatif. Généralement, le coût dépensé sur le projet est plus important dans la deuxième année qui suit le lancement de la construction de ce dernier. Son entrée en service est prévue dans la troisième année. C'est à partir de cette année que le projet génère des revenus annuels. C'est pourquoi les flux de trésoriers sont positifs. Le flux de trésorerie cumulé (en orange) est un indicateur très important puisqu'il évalue la rentabilité du projet dans une année donnée. Pour mieux comprendre les résultats de cette figure, il faut noter que le passage du flux de trésorerie cumulés d'une valeur négative à une valeur positive implique que le projet de la ligne de transmission devient rentable économiquement et apporte des bénéfices financiers [105]. Dans ce cas, l'année pour laquelle le projet devient rentable est appelée seuil de rentabilité. De cet fait, nous remarquons, de la figure 5.14(a), le seuil de rentabilité d'une transmission HVAC est de 12 ans. Ce seuil est d'autant moins élevé que ceux des transmissions LCC et VSC-HVDC, qui sont respectivement de 8 et 9 ans (Figs. 5.14(b) et 5.14(c)).

Concernant la valeur actuelle nette finale calculée après 25 ans d'exploitation du projet, nous remarquons que la technologie VSC-HVDC est la plus rentable par rapport les deux autres technologies. Nous avons obtenus une VAN égale à 539,3 M€ pour la transmission VSC-HVDC qui est pratiquement de double pour une liaison HVAC (VAN = 295,7 M€). Cependant, l'utilisation de la technologie LCC-HVDC (VAN = 487,5 M€) est pratiquement proche de celle de VSC-HVDC.

5.5 Conclusion

Sur le plan technique, il ressort du chapitre que :

- l'utilisation des VSC-HVDC permet une large plage de variation de la puissance de transmission sans que le facteur de puissance soit réduit.
- l'injection des harmoniques d'ordre inférieur est limitée pour le cas d'une transmission VSC-HVDC, et par conséquent, les filtres nécessaires pour ce type de transport sont moins volumineux que ceux des lignes LCC-HVDC.
- les VSC-HVDC fournissent la possibilité d'interconnecter les réseaux de faible puissance.
- les VSC-HVDC offrent une grande tolérance aux défauts de court-circuit AC.
- un défaut de court-circuit AC provoque de fortes surintensités du côté DC des transmissions LCC-HVDC.

– les transmissions LCC-HVDC sont plus robustes face aux court-circuits DC.

Pour une même ligne de transmission, nous avons trouvé, pour le cas du même pays, que la technologie LCC- HVDC est moins coûteuse avec un total de 543,98 M€ par rapport à la HVAC (total de 480,45 M€) et celle de la VSC-HVDC (total de 502,25 M€). Par contre, lorsqu'il s'agit d'une interconnexion entre deux pays dont les prix d'électricité sont différent, la transmission VSC-HVDC est la plus favorable relativement à la valeur actuelle net finale après une périodes d'exploitation de 25 ans.

Conclusion Générale

Conclusion Générale

LE système de transmission HVDC présente bien plus d'avantages que le HVAC, notamment en permettant l'interconnexion des réseaux asynchrones, la contrôlabilité des flux d'énergies, le renforcement de la stabilité des réseaux, l'intégration des énergies renouvelables, etc. Ce travail a porté sur l'étude technico-économique de systèmes de transmission HVDC entre deux réseaux ayant des conditions (fréquence et tension) d'exploitations différentes. En se basant sur le modèle CIGRE benchmark [14], une liaison entre deux réseaux asynchrones 345 kV- 60 Hz et 230 kV- 50 Hz est considérée. Le modèle de la ligne a été étudié pour différentes puissances, à savoir 200 et 250 MW. L'étude a été basée sur des simulations sous environnement MATLAB/Simulink et validée en comparant avec le modèle théorique.

Tout d'abord, un schéma équivalent a été tiré pour simuler deux types de transmission LCC-HVDC (système à six et à douze impulsions). Les résultats obtenus ont montré que les liaisons bipolaires sont plus avantageuses par rapport aux liaisons mono-polaires, notamment pour la taille des filtres AC et DC qui est plus réduite. De plus, ces liaisons bipolaires peuvent fonctionner à mi-puissance en cas de la rupture d'un des convertisseurs de la ligne. La gestion des flux d'énergies dans une transmission LCC-HVDC est inversement proportionnelle avec la variation des angles d'amorçages des convertisseurs. Cependant, un effet incontournable lié à l'utilisation de ce type de transmission HVDC est l'empiètement anodique qui affecte ses performances. Dans certaines conditions, cet effet peut amener la liaison à fonctionner dans un régime complètement instable, ce qui nécessite la mise à l'arrêt de la ligne. Il a été trouvé que les transformateurs de puissance doivent être correctement conçus de sorte à minimiser cet effet.

La transmission HVDC a été simulée en utilisant la technologie VSC. En se basant sur l'étude théorique effectuée, la simulation a été réalisée pour une ligne de 200 MW entre deux réseaux asynchrones, deux topologies de convertisseur ont été utilisées, VSC 2-niveau et VSC 3-niveau. D'après les résultats trouvés, la technologie VSC 3-niveau

génèrent moins d'harmoniques (THD = 2,19 %) comparée à la technologie VSC 2-niveau (THD = 4,63 %). Pour les deux topologies, le spectre des harmoniques est dans les hautes fréquences autour des harmoniques d'ordre 27 et 54. Cependant, le volume de capacité DC a été doublé pour le convertisseur VSC à 3 niveaux afin d'arriver à la même ondulation de tension de celui de 2 niveaux.

Du point de vue comparatif, les transmissions VSC-HVDC présentent de nombreux avantages techniques par rapport aux LCC-HVDC. D'abord, l'utilisation des VSC-HVDC permet une large plage de variation de la puissance de transmission sans que le facteur de puissance soit réduit. En outre, l'injection des harmoniques d'ordre inférieur est limitée pour le cas d'une transmission VSC-HVDC, et par conséquent, les filtres nécessaires pour ce type de transport sont moins volumineux que ceux des lignes LCC-HVDC. Les transmissions VSC-HVDC fournissent la possibilité d'interconnecter les réseaux de faible puissance (e.g., centrale PV, parc éolien, etc.). De plus, elles offrent une grande tolérance aux défauts de court-circuit AC, contrairement aux LCC-HVDC où ces défauts provoquent de fortes surintensités du côté DC. Ceci nécessite sa déconnexion des réseaux par l'ouverture des disjoncteurs AC aux deux extrémités de la ligne. En revanche, les transmissions LCC-HVDC sont plus robustes face aux défauts de court-circuits DC. En effet, l'aptitude des thyristors à supporter de courants relativement élevés par rapport aux IGBT, permettant la détection et l'élimination rapide du défaut. Ce dernier point est l'une des raisons pour lequel les LCC-HVDC sont préférées pour le transport des grandes puissances, surtout que les défauts DC sont très fréquents dans les lignes de transmissions aériennes.

Pour une ligne de transmission de 1000 MW, reliant deux réseaux asynchrones, dans le même pays ou dans deux pays différents, à une distance de 1000 km, le coût du projet a été estimé. Nous avons trouvé, pour le cas du même pays, que la technologie LCC-HVDC est moins coûteuse avec un total de 543,98 M€ par rapport à la HVAC (total de 480,45 M€) et celle de la VSC-HVDC (total de 502,25 M€). Par contre, lorsqu'il s'agit d'une interconnexion entre deux pays dont les prix d'électricité sont différents, la transmission VSC-HVDC est la plus favorable relativement à la valeur actuelle nette finale après une période d'exploitation de 25 ans. Cette valeur compte 539,3 M€ pour la technologie VSC-HVDC contre 487,5 M€ et 295,7 M€ pour les technologies LCC-HVDC et HVAC, respectivement.

Ainsi, le facteur le plus influençant sur le coût total d'un projet est celui de la ligne de transmission qui présente un pourcentage de 71 %, 66 % et 63 % pour la HVAC, VSC-HVDC et LCC-HVDC, respectivement. De plus, les sous-stations prennent également une part considérable dans le coût des VSC-HVDC et LCC-HVDC avec un maximum de plus de 20% du coût total. Cependant, la sous-station n'a pas un impact important sur le coût total d'une transmission HVAC (6% de coût total).

Bibliographie

- [1] J.-C. Bourbon, "D'ici à 2040, la demande d'électricité devrait progresser de 60 % [en ligne]." Disponible sur : <https://www.la-croix.com/Economie/Dici-2040-demande-deelectricite-devrait-progresser-60-2018-11-13-1200982846>, publié le 13 Novembre 2018, consulté le 23 Juin 2020.
- [2] F. D'EUSTACHIO, "Les enjeux des systèmes hvdc dans les réseaux de transport d'électricité," *Mémoire présenté en vue d'obtenir UE, Information et communication pour l'ingénieur, conservatoire national des arts et métiers, Grenoble, France*, 2013.
- [3] Y. Li, *A DC-DC power converter study for High Voltage Direct Current (HVDC) grid : Model and control of the DC-DC Modular Multilevel Converter (M2DC)*. PhD thesis, 2019.
- [4] K. Meah and S. Ula, "Comparative evaluation of hvdc and hvac transmission systems," in *2007 IEEE Power Engineering Society General Meeting*, pp. 1–5, IEEE, 2007.
- [5] J. Dougherty and C. Schifreen, "Long cable lines-alternating current with reactor compensation or direct current," *Transactions of the American Institute of Electrical Engineers. Part III : Power Apparatus and Systems*, vol. 81, no. 3, pp. 169–178, 1962.
- [6] V. Behraves and N. Abbaspour, "New comparison of hvdc and hvac transmission system," *International Journal of Engineering Innovation & Research*, vol. 1, no. 3, pp. 300–304, 2012.
- [7] V. K. Sood, *HVDC and FACTS controllers : applications of static converters in power systems*. Springer Science & Business Media, 2006.
- [8] A. Alassi, S. Bañales, O. Ellabban, G. Adam, and C. MacIver, "Hvdc transmission : technology review, market trends and future outlook," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 112, pp. 530–554, 2019.
- [9] O. E. Oni, I. E. Davidson, and K. N. Mbangula, "A review of lcc-hvdc and vsc-hvdc technologies and applications," in *2016 IEEE 16th International Conference on Environment and Electrical Engineering (EEEIC)*, pp. 1–7, IEEE, 2016.
- [10] M. Eremia, C.-C. Liu, and A.-A. Edris, *Advanced Solutions in Power Systems : HVDC, FACTS, and Artificial Intelligence*. John Wiley & Sons, 2016.
- [11] N. Grim, "Énergie solaire : L'algérie enfin déterminée à exploiter son énorme potentiel [en ligne]." Disponible sur : <https://www.la-croix.com/Economie/Dici-2040-demande-deelectricite-devrait-progresser-60-2018-11-13-1200982846>, publié le 04 avril 2018, consulté le 23 Juin 2020.
- [12] M. O. BILLAMI, "Le grand projet de l'énergie solaire en algérie [en ligne]." Disponible sur : <https://youchoz.com/energie-solaire/>, publié le 14 février 2020, consulté le 23 Juin 2020.
- [13] C. Spataru, *Whole energy system dynamics : Theory, modelling and policy*. Taylor & Francis, 2017.
- [14] V. K. Sood, V. Khatri, and H. Jin, "Emtp modelling of cigre benchmark based hvdc transmission system operating with weak ac systems," in *Proceedings of International Conference on Power Electronics, Drives and Energy Systems for Industrial Growth*, vol. 1, pp. 426–432 vol.1, 1996.
- [15] R. Pletka, J. Khangura, and A. Rawlins, "Capital costs for transmission and substations," tech. rep., USA, 2014.
- [16] A. Raza, A. Shakeel, H. Tahzeeb, M. Hassan, S. Jamil, and Gillani, "Economic analysis for hvdc transmission system in pakistan," *International Journal of Control and Automation*, vol. 10, pp. 29–3829, 11 2017.
- [17] G. Armani, R. Benato, C. Mario, A. Lorenzoni, M. Rebolini, and F. Renaud, "Application of multi-criteria methodology for planning an electric transmission line," 01 2008.
- [18] D. Westermann, A. Küster, D. Van Hertem, D. Soerangr, G. Real, M. Meisingset, M. Takasaki, T. Rauhala, B. Klöckl, M. Kurrat, B. Deppe, M. Bennet, R. Atmuri, and K. Friedrich, "Voltage source converter (vsc) hvdc for power transmission - economic aspects and comparison with other ac and dc technologies," *Electra*, no. 261, pp. 59–65, 2012.
- [19] "Year-on-year fall of the european electricity markets prices in january [en ligne]." <https://aleasoft.com/year-on-year-fall-european-electricity-markets-prices-january-2020/>, publié en janvier 2020, consulté en Mai 2020].

- [20] "Electricity ten year statement appendix e – technology sheets," 2015.
- [21] D. Hur, "Economic considerations underlying the adoption of hvdc and hvac for the connection of an offshore wind farm in korea," *Journal of Electrical Engineering and Technology*, vol. 7, no. 2, pp. 157–162, 2012.
- [22] T. T. N. Vu, *Étude des phénomènes de charges d'espace dans des matériaux de câbles et câbles modèles destinés à des applications au transport d'énergie en Haute Tension Continue (HVDC)*. PhD thesis, Université de Toulouse, Université Toulouse III-Paul Sabatier, 2014.
- [23] D. Tiku, "Dc power transmission : Mercury-arc to thyristor hvdc valves [history]," *IEEE power and energy magazine*, vol. 12, no. 2, pp. 76–96, 2014.
- [24] T. Worzyk, "100 years of high voltage dc links," *Modern power systems*, no. NOV, pp. 21–22, 2007.
- [25] M. Guarnieri, "The alternating evolution of dc power transmission," *Industrial Electronics Magazine, IEEE*, vol. 7, pp. 60–63, 09 2013.
- [26] L. van der Sluis, "The mercury-arc valve [en ligne]." Disponible sur : <https://www.electricalpowerengineering.nl/High-Voltage-Direct-Current-Transmission/The-mercury-arc-valve>, consulté le 14 Juin 2020.
- [27] C.-K. Kim, V. K. Sood, G.-S. Jang, S.-J. Lim, and S.-J. Lee, "Development of hvdc technology," 2009.
- [28] G. Carbonnier and J. Grinevald, *Energie et développement*, vol. 2. Institut de hautes études internationales et du développement, 2011.
- [29] R. Liu, "Long-distance dc electrical power transmission," *IEEE Electrical Insulation Magazine*, vol. 29, no. 5, pp. 37–46, 2013.
- [30] O. Daniélo, "Le hvdc : une revanche posthume pour edison," *Techniques de l'Ingénieur, Article*, vol. 78737, pp. 1–4, 2012.
- [31] W. Long and S. Nilsson, "Hvdc transmission : yesterday and today," *IEEE Power and Energy Magazine*, vol. 5, no. 2, pp. 22–31, 2007.
- [32] J. Arrillaga, *High Voltage Direct Current Transmission*, vol. 29. Iet, 1998.
- [33] O. Peake, "The history of high voltage direct current transmission," *Australian Journal of Multi-Disciplinary Engineering*, vol. 8, no. 1, pp. 47–55, 2010.
- [34] P. Griffiths, M. Zahir, and P. P. Griffiths, "Eea conference & exhibition 2009 19-20 june 2009, christchurch,"
- [35] Transpower, "Transpower proposes hvdc pole 1 replacement [en ligne]." Disponible sur : <https://www.scoop.co.nz/stories/BU0805/S00064/transpower-proposes-hvdc-pole-1-replacement.htm>, publié le 5 Mai 2008, consulté le 28 Mai 2020].
- [36] W. A. Patterson, "The eel river hvdc scheme — a 320 mw asynchronous interconnection between the new brunswick electric power commission and hydro-québec employing thyristor valves," *Canadian Electrical Engineering Journal*, vol. 2, no. 1, pp. 9–16, 1977.
- [37] G. Mazzanti and M. Marzinotto, *Extruded cables for high-voltage direct-current transmission : advances in research and development*, vol. 93. John Wiley & Sons, 2013.
- [38] M. A. Laughton and M. G. Say, *Electrical engineer's reference book*. Elsevier, 2013.
- [39] G. Asplund, L. Carlsson, and O. Tollerz, "50 years hvdc," *ABB Review*, pp. 5–13, 2003.
- [40] S. Rajpoot, P. Rajpoot, and K. Gupta, "Analysis of hvdc power transmission line with unique power control room," *IOSR Journal of Dental and Medical Sciences*, vol. 16, pp. 28–37, 02 2017.
- [41] D. Van Hertem, O. Gomis-Bellmunt, and J. Liang, *HVDC grids : for offshore and supergrid of the future*. John Wiley & Sons, 2016.
- [42] K. Padiyar, *HVDC power transmission systems : technology and system interactions*. New Age International, 1990.
- [43] C.-K. Kim, V. K. Sood, G.-S. Jang, S.-J. Lim, and S.-J. Lee, "Development of hvdc technology," 2009.

- [44] S. mughal and P. kishore, "Implementation and application of hvdc in context to new electric industry," 01 2010.
- [45] M. Funck, J. Vandendorpe, E. DE JAEGER, M. BEKEMANS, and J.-D. LEGAT, *Liaisons hvdc : structure, contrôle et modélisation*. PhD thesis, diploma thesis, Université Catholique de Louvain-La-Neuve, 2016.
- [46] Y. Phulpin and D. Ernst, "Ancillary services and operation of multi-terminal hvdc grids," in *Proceedings of the International Workshop on Transmission Networks for Offshore Wind Power as well as on Transmission Networks for Offshore Wind Power Farms Plants*, 2011.
- [47] R. Pierre, "Dynamic modeling and control of multi-terminal hvdc grids," *PhD thesis*, 2014.
- [48] S. Akkari, *Control of a multi-terminal HVDC (MTDC) system and study of the interactions between the MTDC and the AC grids*. PhD thesis, 2016.
- [49] M. Zama, *Modeling and Control of Modular Multilevel Converters (MMCs) for HVDC applications*. PhD thesis, 2017.
- [50] F. Martinez-Rodrigo, D. Ramirez, A. B. Rey-Boue, S. De Pablo, and L. C. Herrero-de Lucas, "Modular multilevel converters : Control and applications," *Energies*, vol. 10, no. 11, p. 1709, 2017.
- [51] J. Peralta, H. Saad, S. Denetière, J. Mahseredjian, and S. Nguefeu, "Detailed and averaged models for a 401-level mmc-hvdc system," *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 27, no. 3, pp. 1501–1508, 2012.
- [52] ABB, "Why hvdc : Economic and environmental advantages [en ligne]." <https://new.abb.com/systems/hvdc/why-hvdc/economic-and-environmental-advantages>, [consulté le 2 Mai 2020].
- [53] M. H. Okba, M. H. Saied, M. Mostafa, and T. Abdel-Moneim, "High voltage direct current transmission-a review, part i," in *2012 IEEE Energytech*, pp. 1–7, IEEE, 2012.
- [54] J.-C. Sabonnadière and N. Hadjsaïd, *Lignes et réseaux électriques 1 : Lignes d'énergie électrique*. Paris : Hermes science publ., 2007.
- [55] P. Monjean, *Optimisation de l'architecture et des flux énergétiques de centrales à énergies renouvelables offshore et onshore équipées de liaisons en continu*. PhD thesis, 2012.
- [56] A. LE DU and P. ADAM, "Transport d'énergie en courant continu à haute tension," *Techniques de l'ingénieur. Génie électrique*, vol. 10, no. D4760, pp. D4760–1, 1992.
- [57] J. Beerten, *Modeling and Control of DC Grids (Modellering en controle van DC netten)*. PhD thesis, 2013.
- [58] M. Eremia, J. Trecat, and A. Germond, "Réseaux électriques : aspects actuels," tech. rep., Editura Technica, Bucarest, 2000.
- [59] F. W. Peek, *Dielectric phenomena in high voltage engineering*. McGraw-Hill Book Company, Incorporated, 1920.
- [60] K. Hafeez, A. Awan, S. Uddin, I. Yousaf, M. Ullah, and Z. Khan, "To investigate environmental effects of hvdc versus hvac transmission systems," 2013.
- [61] L. Koshcheev, "Environmental characteristics of hvdc overhead transmission lines," in *3rd Workshop on Power Grid Interconnection in Northeast Asia, Vladivostok, Russia*, 2003.
- [62] A. Gupta, "The world's longest power transmission lines [en ligne]." Disponible sur : <https://www.power-technology.com/features/featurethe-worlds-longest-power-transmission-lines-4167964/>, publié le 29 Janvier 2020, consulté le 22 Mars 2020.
- [63] D. Jovcic and K. Ahmed, *High Voltage Direct Current Transmission : Converters, Systems and DC Grids*. John Wiley & Sons Ltd, 2015.
- [64] P. Dhawale, D. Gowda, and V. Dembre, "Integration of hvdc system with renewable energy," 02 2018.
- [65] K. DAWARE, "Évolution de la capacité installée d'énergie solaire photovoltaïque dans le monde de 2006 à 2018 [en ligne]." Disponible sur : <https://fr.statista.com/statistiques/753480/capacite-solaire-photovoltaique-monde/>, [22 août 2019].
- [66] G. Asplund, "Sustainable energy systems with hvdc transmission," in *IEEE Power Engineering Society General Meeting*, vol. 2, pp. 2299–303, 2004.

- [67] G. Sowilam, T. Kawady, and R. Shalwala, "Grid integration of large pv power systems using hvdc link," vol. 6, pp. 2248–962268, 09 2016.
- [68] K. Krontiris, "Hvdc technology for offshore wind is maturing [en ligne]." Disponible sur : <https://new.abb.com/news/detail/8270/hvdc-technology-for-offshore-wind-is-maturing>, [24 octobre 2018].
- [69] R. Torres, A. Garces, and G. Bergna Diaz, "Hvdc transmission for offshore wind farms," *Green Energy and Technology*, pp. 289–310, 01 2014.
- [70] S. K. Chaudhary, R. Teodorescu, and P. Rodriguez, "Wind farm grid integration using vsc based hvdc transmission-an overview," in *2008 IEEE Energy 2030 Conference*, pp. 1–7, IEEE, 2008.
- [71] R. Adapa and G. Wolf, "2017 was a fantastic year for hvdc technologies [en ligne]." Disponible sur : <https://www.tdworld.com/digital-innovations/hvdc/article/20970733/2017-was-a-fantastic-year-for-hvdc-technologies>, publié le 22 Janvier 2018, consulté le 22 Mars 2020.
- [72] E. Acha, P. Roncero-Sánchez, A. de la Villa-Jaen, L. M. Castro, and B. Kazemtabrizi, *VSC-FACTS-HVDC : Analysis, Modelling and Simulation in Power Grids*. John Wiley & Sons, 2019.
- [73] M. Lempriere, "China's mega transmission lines [en ligne]." Disponible sur : <https://www.power-technology.com/features/chinas-mega-transmission-lines/>, publié le 22 Mars 2019, consulté le 23 Mars 2020.
- [74] ABB, "Nsn link to interconnect nordic and british energy markets [en ligne]." <http://www.abb.com/cawp/seitp202/666afb627a717bffc1257ed00039ea35.aspx>, [consulté le 5 Mai 2020].
- [75] GE, "A new power highway through the alps to build europe's energy grid [en ligne]." Disponible sur : <https://www.gegridsolutions.com/products/applications/hvdc/france-italy-hvdc-link-casestudy-en-2018-02-grid-pea-1641.pdf>, publié en 2018, consulté le 5 Mai 2020.
- [76] E. W. Kimbark, *Direct current transmission*, vol. 1. Wiley, 1971.
- [77] E. Uhlmann, *Power Transmission by Direct Current*. Springer-Verlag, Berlin, 1975.
- [78] J. Arrillaga, Y. H. Liu, and N. Watson, "Flexible power transmission—the hvdc options," 2007.
- [79] C. Wadhwa, *Electrical power systems*. New Age International, 2006.
- [80] N. Vovos and W. CIGRE, "Vsc transmission," *ELECTRA*, vol. 219, pp. 29–39, 04 2005.
- [81] N. Flourentzou, V. G. Agelidis, and G. D. Demetriades, "Vsc-based hvdc power transmission systems : An overview," *IEEE Transactions on Power Electronics*, vol. 24, no. 3, pp. 592–602, 2009.
- [82] G. STAMATIOU, *Analysis of VSC-based HVDC systems*. PhD thesis, Chalmers University of Technology Gothenburg Sweden, 2016.
- [83] R. Meere, M. O'Malley, and A. Keane, "Vsc-hvdc link to support voltage and frequency fluctuations for variable speed wind turbines for grid connection," in *2012 3rd IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Europe (ISGT Europe)*, pp. 1–5, 2012.
- [84] T. Shire, "VSC-HVDC based Network Reinforcement," Master's thesis, Delft University of Technology, the Netherlands, 2009.
- [85] C. Bajracharya, "Control of vsc-hvdc for wind power," Master's thesis, Norwegian University of Science and Technology, norway, 2008.
- [86] C. Du, *The control of VSC-HVDC and its use for large industrial power systems*. PhD thesis, Chalmers University of Technology, Goteborg, Sweden, 2003.
- [87] D. Kong, *Advanced HVDC Systems for Renewable Energy Integration and Power Transmission : Modelling and Control for Power System Transient Stability*. PhD thesis, University of Birmingham, United Kingdom, 2013.
- [88] G. Séguier, P. Delarue, and F. Labrique, *Electronique de puissance - 10e éd. : Structures, commandes, applications*. Sciences de l'ingénieur, Dunod, 2015.

- [89] D. P. Dorantes, J. L. Monroy Morales, and M. Hernández Ángeles, "A filter design methodology of a vsc-hvdc system," in *2013 IEEE International Autumn Meeting on Power Electronics and Computing (ROPEC)*, pp. 1–6, 2013.
- [90] G. Chen, M. Hao, Z. Xu, A. Vaughan, J. Cao, and H. Wang, "Review of high voltage direct current cables," *CSEE Journal of Power and Energy Systems*, vol. 1, no. 2, pp. 9–21, 2015.
- [91] G. Asplund, K. Eriksson, and O. Tollerz, "Land and sea cable interconnections with hvdc light," 2001.
- [92] T. Vrana and S. Energi, "Review of hvdc component ratings : Xlpe cables and vsc converters," pp. 1–6, 04 2016.
- [93] L. Lazaridis, "Economic comparison of hvac and hvdc solutions for large offshore wind farms under special consideration of reliability," Master's thesis, Royal Institute of Technology, Stockholm, Sweden, 2005.
- [94] A. Ekstrom, *High Power Electronics HVDC and SVC*, vol. 1. The Royal Institute of Technology, Stockholm, June 1990.
- [95] S. G. Johansson, G. Asplund, E. Jansson, and R. Rudervall, "Power system stability benefits with vsc dc-transmission systems," *CIGRE session B4-204, Paris, France, 2004*.
- [96] B. R. Andersen, L. Xu, and K. T. G. Wong, "Topologies for vsc transmission," in *Seventh International Conference on AC-DC Power Transmission*, pp. 298–304, 2001.
- [97] F. ALONSO and C. A. E. GREENWELL, "Underground vs. overhead : Power line installation-cost comparison and mitigation [en ligne]." <https://www.power-grid.com/2013/02/01/underground-vs-overhead-power-line-installation-cost-comparison/gref>, consulté le 25 Mai 2020.
- [98] "Calculateur d'inflation depuis début 1901 jusqu'à fin 2020 [en ligne]." https://france-inflation.com/calculateur_inflation.php, consulté le 2 Mai 2020.
- [99] Shu Wang, Jinxiang Zhu, Lan Trinh, and Jiuping Pan, "Economic assessment of hvdc project in deregulated energy markets," in *2008 Third International Conference on Electric Utility Deregulation and Restructuring and Power Technologies*, pp. 18–23, 2008.
- [100] A. de la Villa Jaen, E. Acha, and A. G. Exposito, "Voltage source converter modeling for power system state estimation : Statcom and vsc-hvdc," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 23, no. 4, pp. 1552–1559, 2008.
- [101] J. CHEN, "Discounted cash flow (dcf) [en ligne]." Disponible sur : <https://www.investopedia.com/terms/d/dcf.asp>, consulté le 20 Mai 2020.
- [102] F. Steiger, *The Validity of Company Valuation Using Discounted Cash Flow Methods*. European Business School, 2008.
- [103] E. F. Brigham and M. C. Ehrhardt, *Financial management : Theory & practice*. Cengage Learning, 2013.
- [104] S. B. Rauf, *Finance and Accounting for Energy Engineers*. The Fairmont Press, Inc., 2011.
- [105] L. Kruschwitz and A. Löffler, *Discounted cash flow : a theory of the valuation of firms*. John Wiley & Sons, 2006.
- [106] Awahab, "Vsc based hvdc system [en ligne]." Disponible sur : <https://www.mathworks.com/matlabcentral/fileexchange/53232-vsc-based-hvdc-system>, publié le 13 Juin 2018, consulté le 25 Juin 2020.

Annexe A :

Choix du Réseau de Simulation

Les configurations des réseaux et les paramètres des éléments des transmission HVDC (LCC et VSC) simulées sous l'environnement MATLAB-Simulink, sont basées sur le modèle "Benchmark" établi par le CIGRE [14]. Il s'agit d'un modèle de référence représentatif du HVDC, qui est utilisé comme système de test pour les nouvelles stratégies de contrôle [63]. Le schéma de ce modèle est illustré sur la figure 5.15. Les tensions des réseaux sont de 345 kV et 230 kV. La ligne HVDC est caractérisée par une puissance de transmission P_d de 1000 MW et une tension nominale V_d de 500 kV. La transmission HVDC est du type LCC utilisant un convertisseurs à 12 impulsions. Elle comporte un câble DC est d'une distance de 100 km, modélisé en "T", avec des bobines de lissage.

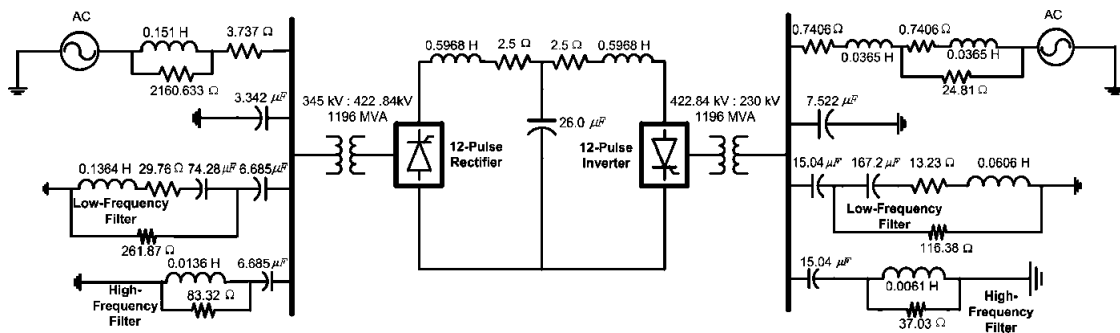


Figure 5.15 – Schéma illustratif du modèle " Benchmark" du CIGRE [14]

Cependant, et en consultant les principaux transmissions VSC-HVDC au monde [10], il n'existe pas à l'heure actuelle une liaison de ce type en service ayant les mêmes valeurs de la puissance et de la tension de fonctionnement que celles du modelé "Benchmark". C'est pourquoi, des modifications ont été apporté à ce modèle. La simulation a été effectuée pour les deux points nominales suivants : ($P_d = 200$ MW ; $V_d = 350$ kV) et ($P_d = 250$ MW ; $V_d = 250$ kV).

Les paramètres des transformateurs et des câbles dans la simulation ont été tirés des références [13, 106].

Annexe B : Résultats de l'Analyse DCF

Table 5.5 – Analyse DCF pour le cas d'une transmission HVAC, LCC-HVDC et VSC-HVDC

Année	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25
TR	1	1,08	1,16	1,25	1,36	1,46	1,58	1,71	1,85	1,99	2,15	2,33	2,51	2,71	2,93	3,17	3,42	3,70	3,96	4,31	4,66	5,03	5,43	5,87	6,34	6,84
INV	-44,76	-357,36	-44,76																							
DP		68																								
EC		-29,27																								
DPR		27,2	27,2	27,2	27,2	27,2	27,2	27,2	27,2	27,2	27,2	27,2	27,2	27,2	27,2	27,2	27,2	27,2	27,2	27,2	27,2	27,2	27,2	27,2	27,2	27,2
ENT		-7,9	-7,9	-7,9	-7,9	-7,9	-7,9	-7,9	-7,9	-7,9	-7,9	-7,9	-7,9	-7,9	-7,9	-7,9	-7,9	-7,9	-7,9	-7,9	-7,9	-7,9	-7,9	-7,9	-7,9	-7,9
PR		-38,5	-38,5	-38,5	-38,5	-38,5	-38,5	-38,5	-38,5	-38,5	-38,5	-38,5	-38,5	-38,5	-38,5	-38,5	-38,5	-38,5	-38,5	-38,5	-38,5	-38,5	-38,5	-38,5	-38,5	-38,5
CM		120	114,00	110,01	107,8	106,73	106,73	106,73	106,73	106,73	106,73	106,73	106,73	106,73	106,73	106,73	106,73	106,73	106,73	106,73	106,73	106,73	106,73	106,73	106,73	106,73
ST		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
FT	-44,76	-454,638	-44,76	100,8	90,81	88,6	87,53	87,53	87,53	87,53	87,53	87,53	87,53	87,53	87,53	87,53	87,53	87,53	87,53	87,53	87,53	87,53	87,53	87,53	87,53	87,53
FITA	-44,76	-420,96	-38,37	80,02	69,68	61,80	55,83	51,07	47,29	43,79	40,54	37,54	34,76	32,18	29,80	27,59	25,55	23,66	21,90	20,28	18,78	17,39	16,10	14,91	13,80	15,51
FTC	-44,76	-465,72	-504,10	-424,08	-354,40	-292,59	-236,76	-185,69	-138,40	-94,61	-54,07	-16,53	18,23	50,42	80,22	107,81	133,36	157,02	178,92	199,20	217,98	235,37	251,47	266,38	280,18	295,70

Année	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25
TR	1	1,08	1,1664	1,25	1,36	1,46	1,58	1,71	1,85	1,99	2,15	2,33	2,51	2,71	2,93	3,17	3,42	3,70	3,99	4,31	4,66	5,03	5,43	5,87	6,34	6,84
INV	-48,04	-384,36	-48,04																							
DP		49																								
EC		-17,83																								
DPR		24,02	24,02	24,02	24,02	24,02	24,02	24,02	24,02	24,02	24,02	24,02	24,02	24,02	24,02	24,02	24,02	24,02	24,02	24,02	24,02	24,02	24,02	24,02	24,02	24,02
ENT		-6,8	-6,8	-6,8	-6,8	-6,8	-6,8	-6,8	-6,8	-6,8	-6,8	-6,8	-6,8	-6,8	-6,8	-6,8	-6,8	-6,8	-6,8	-6,8	-6,8	-6,8	-6,8	-6,8	-6,8	-6,8
PR		-33,3	-33,3	-33,3	-33,3	-33,3	-33,3	-33,3	-33,3	-33,3	-33,3	-33,3	-33,3	-33,3	-33,3	-33,3	-33,3	-33,3	-33,3	-33,3	-33,3	-33,3	-33,3	-33,3	-33,3	-33,3
CM		141,05	133,99	129,3	126,72	125,45	125,45	125,45	125,45	125,45	125,45	125,45	125,45	125,45	125,45	125,45	125,45	125,45	125,45	125,45	125,45	125,45	125,45	125,45	125,45	125,45
ST		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
FT	-48,04	-451,19	-48,04	124,97	117,91	113,22	110,64	109,37	109,37	109,37	109,37	109,37	109,37	109,37	109,37	109,37	109,37	109,37	109,37	109,37	109,37	109,37	109,37	109,37	109,37	109,37
FITA	-48,04	-417,77	-41,19	99,21	86,67	77,06	69,72	63,82	59,09	54,71	50,66	46,91	43,43	40,22	37,24	34,48	31,92	29,56	27,37	25,34	23,47	21,73	20,12	18,63	17,25	15,97
FTC	-48,04	-465,81	-507,00	-407,79	-321,12	-244,07	-174,34	-110,53	-51,44	3,27	55,93	100,84	144,27	184,49	221,72	256,20	288,13	317,68	345,05	370,40	393,86	415,59	435,71	454,33	471,58	487,55

Année	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25
TR	1	1,08	1,16	1,25	1,36	1,469	1,58	1,71	1,85	1,99	2,15	2,33	2,51	2,71	2,93	3,17	3,42	3,70	3,99	4,31	4,66095714	5,03883372	5,43	5,87	6,34	6,84
INV	-43,54	-348,34	-43,54																							
DP		49																								
EC		-17,83																								
DPR		25,11	25,11	25,11	25,11	25,11	25,11	25,11	25,11	25,11	25,11	25,11	25,11	25,11	25,11	25,11	25,11	25,11	25,11	25,11	25,11	25,11	25,11	25,11	25,11	25,11
ENT		-6,91	-6,91	-6,91	-6,91	-6,91	-6,91	-6,91	-6,91	-6,91	-6,91	-6,91	-6,91	-6,91	-6,91	-6,91	-6,91	-6,91	-6,91	-6,91	-6,91	-6,91	-6,91	-6,91	-6,91	-6,91
PR		-35,62	-35,62	-35,62	-35,62	-35,62	-35,62	-35,62	-35,62	-35,62	-35,62	-35,62	-35,62	-35,62	-35,62	-35,62	-35,62	-35,62	-35,62	-35,62	-35,62	-35,62	-35,62	-35,62	-35,62	-35,62
CM		141,05	133,99	129,3	126,72	125,45	125,45	125,45	125,45	125,45	125,45	125,45	125,45	125,45	125,45	125,45	125,45	125,45	125,45	125,45	125,45	125,45	125,45	125,45	125,45	125,45
ST		2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5
FT	-43,54	-415,17	-43,54	126,13	119,07	114,38	111,8	110,53	110,53	110,53	110,53	110,53	110,53	110,53	110,53	110,53	110,53	110,53	110,53	110,53	110,53	110,53	110,53	110,53	110,53	110,53
FITA	-43,54	-384,42	-37,33	100,13	87,52	77,85	70,45	64,49	59,72	55,29	51,20	47,40	43,89	40,64	37,63	34,84	32,26	29,87	27,66	25,61	23,71	21,96	20,33	18,82	17,43	16,14
FTC	-43,54	-427,96	-465,29	-365,16	-277,64	-199,79	-129,34	-64,85	-5,13	50,16	101,36	148,76	192,65	233,30	270,93	305,77	338,03	367,91	395,57	421,18	444,89	466,85	487,18	506,01	523,44	539,58

TR	:	Taux de rendement	:	PR	:	Pertes
INV	:	Investissement	:	CM	:	Couplage de marché
DP	:	Droit de passage	:	ST	:	Support de tension
EC	:	Environnement et compensation	:	FT	:	Flux de trésorerie
DPR	:	Dépréciation	:	FITA	:	Flux de trésorerie actualisés
ENT	:	Entretien	:	FTC	:	Flux de trésorerie cumulé