



UNIVERSITE DJILLALI LIABES DE SIDI-BEL-ABBES
Faculté de Génie Electrique
Département d'Electrotechnique

Thèse présentée par :

BENASLA MOKHTAR

Pour l'obtention du diplôme de :

DOCTORAT en SCIENCES

Filière Electrotechnique

Spécialité : Commande Electrique

Intitulé de la thèse :

***Contribution à l'amélioration des nouvelles structures
d'une ligne HVDC pour transporter à longues distances
de l'électricité solaire de source saharienne***

Présenté devant le jury composé de :

Président :	M. ZIDI Sid Ahmed	Prof.	UDL SBA
Directeur de thèse :	M. ALLAOUI Tayeb	Prof	Université de Tiaret
Co-directeur de thèse :	M. BRAHAMI Mostéfa	Prof.	UDL SBA
Examineurs :	M. KHATIR Mohammed	Prof.	UDL SBA
	M. SMAILI Attallah	Prof.	Université de Tiaret
	Mme LAKDJA Fatiha	MCA	Université de Saida

Résumé

La proposition d'un déploiement de liaisons HVDC (High Voltage Direct Current) trans-méditerranéennes pour permettre le transfert d'électricité entre l'Afrique du Nord et l'Europe est motivée par un certain nombre d'avantages économiques, environnementaux et techniques. Plusieurs études de faisabilité ont déjà été menées sur le projet proposé, mais la transformation de ces études en projets d'intérêt commun reste une tâche difficile. L'objectif de ce travail est de fournir de nouvelles perspectives sur les mérites d'un projet aussi ambitieux en abordant certains aspects techniques importants qui n'ont pas été abordés ou étudiés de manière suffisamment détaillée dans des études précédentes. Plusieurs problèmes liés à la performance dynamique du système sont abordés et les principaux défis sont mis en évidence dans lesquels des solutions potentielles sont identifiées. Afin d'exploiter et de maximiser efficacement tous les avantages de la technologie HVDC, nous développons des approches de contrôle supplémentaires pour les systèmes HVDC afin d'augmenter leur contribution à l'amélioration de la sécurité et de la stabilité des systèmes électriques.

Mots-clés: Energie renouvelable, HVDC, stabilité du système électrique, sécurité du système électrique, politique énergétique, Supergrid européen, Desertec.

Abstract

The proposal for a deployment of cross-Mediterranean HVDC (High Voltage Direct Current) links to enable electricity transfer between North Africa and Europe is driven by a number of economical, environmental and technical benefits. Several feasibility studies have already been conducted on the proposed project, however, transforming these studies into projects of common interest remains a challenging task. The objective of this work is to provide new insights into the merits of such an ambitious project by addressing some important technical aspects that have not been addressed or studied in sufficient detail in previous studies. Several issues relating to the dynamic performance of the system are addressed and major key challenges are highlighted in which a range of potential solutions are identified. In order to effectively exploit and maximize all the benefits of the HVDC technology, we develop some supplementary control techniques for HVDC systems to increase their contribution in improving the security and stability of power systems.

Keywords: Renewable energy, HVDC, power system stability, power system security, energy policy, European Supergrid, Desertec.

ملخص

إن مقترح نشر روابط HVDC (التيار المستمر العالي التوتر) عبر البحر المتوسط لتمكين نقل الكهرباء بين شمال أفريقيا وأوروبا مدفوع بعدد من الفوائد الاقتصادية والبيئية والتقنية. وقد أجريت بالفعل العديد من دراسات الجدوى على المشروع المقترح، ومع ذلك، لا يزال تحويل هذه الدراسات إلى مشاريع ذات اهتمام مشترك يمثل مهمة صعبة. الهدف من هذا العمل هو تقديم رؤى جديدة حول مزايا هذا المشروع الطموح من خلال معالجة بعض الجوانب الفنية الهامة التي لم يتم تناولها أو دراستها بتفصيل كافٍ في الدراسات السابقة. تمت معالجة العديد من القضايا المتعلقة بالأداء الديناميكي للنظام وتم إبراز التحديات الرئيسية التي تم تحديد مجموعة من الحلول المحتملة لها. من أجل استغلال وتعظيم الاستفادة من جميع مزايا تقنية HVDC، نقوم بتطوير بعض تقنيات التحكم التكميلية لأنظمة HVDC لزيادة مساهمتها في تحسين أمن واستقرار الشبكات الكهربائية.

Remerciements

Louange à ALLAH, notre grand seigneur, de nous avoir éclairé le chemin du savoir et de nous avoir donné la bonne volonté et la patience pour l'achèvement de ce travail.

Que le salut d'ALLAH soit sur son prophète MOHAMED, notre éducateur et guide dans le bon chemin.

Je voudrais exprimer mes plus sincères remerciements et ma grande reconnaissance à mes deux rapporteurs, Monsieur Allaoui Tayeb et Monsieur Brahami Mostefa, pour m'avoir conseillé et accompagné durant ces six années de doctorat. Leur objectivité, leur honnêteté et leur qualité humaine m'ont permis de réaliser cette thèse dans des conditions optimales.

Je tiens à remercier du fond de mon cœur mes parents qui m'ont apporté soutien et encouragement durant toutes ces années et m'ont aidé dans les moments difficiles.

Je remercie sincèrement Monsieur Zidi Sid Ahmed, pour le grand honneur d'avoir accepté de présider le jury de soutenance.

Mes vifs remerciements vont également à Monsieur Smaili Attallah, Monsieur Khatir Mohammed et Madame Lakdja Fatiha d'avoir accepté d'examiner mon travail et d'être membres du jury de soutenance.

Enfin, je remercie toutes celles et tous ceux qui ont, de près ou de loin, contribué à l'élaboration de ce travail.

Acronymes

AC:	Alternating Current
DC:	Direct Current
HVDC:	High Voltage Direct Current
HVAC:	High Voltage Alternating Current
B-T-B	Back-To-Back
IGBT:	Insulated Gate Bipolar Transistors
VSC:	Voltage Source Converter
CSC:	Current Source Converter
CCC:	Capacitor-Commutated Converter
VDCOL:	Voltage Dependent Current Order Limit
FACTS:	Flexible Alternating Current Transmission Systems
PSS:	Power System Stabilizer
AVR:	Automatic Voltage Regulator
SCR:	Short-Circuit Ratio
MTDC:	Multiterminal DC System
CEA:	Constant Extinction Angle
CC:	Constant Current
ENTSO-E:	European Network of Transmission System Operators for Electricity
GRT:	Gestionnaires de Réseau de Transport
SER:	Sources d'Energie Renouvelables
UE:	Union Européenne
PTDF:	Power Transfer Distribution Factor
TYNDP:	Ten-Year Network Development Plan
CSP:	Concentrating Solar Power
MENA:	Middle East and North Africa
UPM:	Union pour la Méditerranée
PSM:	Plan Solaire Méditerranéen
DLR:	Le Centre allemand pour l'aéronautique et l'astronautique
MEM:	Ministère de l'Energie et des Mines

CDER:	Centre pour le Développement des Energies Renouvelables
EIA:	Energy Information Administration
ISCC:	Integrated Solar Combined Cycle
PV:	Photovoltaïque
DII	Desertec Industrial Initiative
GTD:	Global Terrorism Database
WB:	World Bank
GIS:	Geographic Information System
DNI:	Direct normal irradiance
UHVDC:	Ultra High Voltage Direct Current
WAMS:	Wide-Area Measurement System
PMU:	Phasor Measurement Unit
CIGRE:	Conseil International des Grands Réseaux Électriques
PF:	Participation Factor
WADC:	Wide-Area Damping Controller
WPC:	With Power Control
NPC:	No Power Control
ED:	Event-Driven
RD:	Response-Driven
SSO:	Subsynchronous Oscillations

Table des matières

Acronymes

Introduction générale1

Chapitre I : Présentation des systèmes HVDC et fonctionnement d'un convertisseur CSC

I.1. Introduction.....5

I.2. Présentation des systèmes HVDC.....5

 I.2.1. Principe de fonctionnement.....5

 I.2.2. Types de convertisseurs.....6

 I.2.3. Configurations d'une transmission HVDC.....8

 I.2.3.1. Configuration monopolaire.....8

 I.2.3.2. Configuration bipolaire.....8

 I.2.3.3. Liaisons "dos-à-dos" (back-to-back).....9

 I.2.3.4. Système multi-terminale et réseau HVDC.....10

 I.2.4 Applications de la transmission HVDC.....13

 I.2.4.1 Transporter l'énergie sur des grandes distances.....13

 I.2.4.2. Câbles souterrains ou sous-marins.....13

 I.2.4.3. L'interconnexion asynchrone de deux systèmes.....14

 I.2.4.4. Améliorer la sécurité et la stabilité des réseaux à AC.....14

 I.2.4.5. Transporter l'énergie renouvelable sur de longues distances.....14

I.3. Fonctionnement d'un Convertisseur CSC.....15

 I.3.1. Principe de fonctionnement.....15

 I.3.2. Période de commutation.....21

 I.3.3. Harmoniques coté AC.....25

 I.3.4. Harmoniques coté DC.....25

 I.3.5. Système de conversion à 12 pulsations.....25

I.4. Conclusion.....28

Chapitre II : Commande des systèmes CSC-HVDC

II.1. Introduction.....29

II.2. Fonctions des commandes HVDC.....29

II.3. Principes de base du contrôle.....30

II.4. Caractéristiques de contrôle.....32

 II.4.1. Caractéristiques du redresseur.....32

 II.4.2. Caractéristiques de l'onduleur.....34

II.5. Autres modes de contrôle de l'onduleur.....35

II.6. Contrôle du changeur de prises.....37

II.7. Contrôle de puissance.....37

II.8. Échec de la commutation.....38

II.9. Les systèmes de commande.....39

II.9.1. Consigne de courant.....	39
II.9.2. Contrôle de courant du redresseur.....	39
II.9.3. Système de commande de l'onduleur.....	40
II.10. Exemple d'application.....	42
II.10.1. Système étudié.....	42
II.10.2. Test de fonctionnement en situation normale.....	43
II.10.3. Optimisation des performances des régulateurs.....	45
II.10.4. Performance du système en cas de perturbation.....	47
II.11. Conclusion.....	55
Chapitre III : Intégration des sources d'énergie renouvelables dans le système interconnecté européen	
III.1. Introduction.....	56
III.2. Situation actuel et projections futures.....	56
III.3. Principaux défis pour la construction d'un Supergrid.....	62
III.4. Importation d'énergie solaire flexible en provenance d'Afrique du Nord.....	63
III.4.1. L'énergie solaire thermique à concentration (CSP).....	64
III.4.1.1. Principe de fonctionnement.....	64
III.4.1.2. Les différents systèmes de concentration.....	65
III.4.1.3 Les zones les plus favorables.....	66
III.4.2. Projets ambitieux dans la région méditerranéenne.....	68
III.4.2.1 Plan solaire méditerranéen (MSP).....	68
III.4.2.2 Desertec.....	68
III.4.5. Avantages possibles de l'importation d'énergie renouvelable en provenance d'Afrique du Nord.....	69
III.4.6. Obstacles et opportunités.....	70
III.4.7. Sélection de sites prometteurs en Europe pour l'importation d'électricité solaire.....	74
III.4.7.1. Impact sur le marché intérieur de l'électricité.....	75
III.4.7.2. Le besoin d'une puissance plus flexible et plus fiable.....	75
III.4.7.3. Difficultés à atteindre les objectifs juridiquement contraignants de 2020.....	76
III.4.8. Un scénario d'importation prometteur.....	77
III.5. Conclusion.....	80
Chapitre IV : Possibilité d'exporter de l'électricité renouvelable de l'Algérie vers l'Europe	
IV.1. Introduction.....	81
IV.2. Identification des facteurs.....	81
IV.3. Les potentiels de l'Algérie pour approvisionner l'Europe en énergie propre.....	82
IV.3.1. La situation géographique.....	82
IV.3.2. Gros potentiels pour les ressources énergétiques renouvelables.....	84

IV.3.3. Des ressources considérables en énergie fossile.....	86
IV.3.4. Disponibilité des études de faisabilité sur les interconnexions HVDC Algérie-Europe.....	86
IV.3.5. Des motivations élevées pour exporter de l'énergie renouvelable vers l'Europe.....	88
IV.3.6. Soutien politique et promotion industrielle.....	91
IV.3.7. Soutenir les investisseurs.....	94
IV.3.8. Fortes forces armées ayant une vaste expérience de la lutte contre le terrorisme.....	95
IV.4. Obstacles et opportunités.....	96
IV.5. Scénarios d'exportation.....	99
IV.5.1. Sélection de sites CSP prometteurs.....	99
IV.5.2. Sélection de sites d'importation prometteurs.....	104
IV.5.3. Définir les routes possibles.....	105
IV.6. Conclusion.....	108
 Chapitre V : Apport du système HVDC a l'amélioration de la sécurité des réseaux électriques	
V.1. Introduction.....	109
V.2. Sécurité du système électrique.....	109
V.2.1 Définition.....	109
V.2.2. Soulagement les surcharges des lignes de transmission.....	110
V.3. Le coût de la sécurité et l'avantage de la ligne HVDC.....	111
V.4. Stratégie de contrôle proposée.....	114
V.4.1. Contrôle en boucle fermée.....	114
V.4.2. Procédures d'application.....	119
V.4.3. Application.....	123
V.4.3.1. Vérification de l'efficacité du contrôle en boucle fermée proposé.....	125
V.4.3.2. Application du contrôle en cas de coupure de ligne.....	125
V.5. Conclusion.....	128
 Chapitre VI : Apport du système HVDC a l'amélioration de la stabilité dynamique des réseaux électriques	
VI.1. Introduction.....	129
VI.2. Stabilité des réseaux électriques.....	129
VI.2.1. Définition.....	129
VI.2.2. Classification.....	129
VI.2.2.1. La stabilité de l'angle de rotor.....	131
VI.2.2.2. Stabilité de tension.....	132
VI.2.2.3. Stabilité de fréquence.....	132
VI.3. Etude de la stabilité de l'angle de rotor aux petites perturbations (stabilité dynamique).....	133
VI.3.1. Modèle linéaire d'un système électrique.....	134
VI.3.2. Stabilisateur de puissance PSS.....	135
VI.3.2.1. Réglage des paramètres.....	137

VI.3.2.2. Emplacement optimal.....	138
VI.3.3. Amélioration de la stabilité dynamique.....	140
VI.3.3.1. Amélioration par PSS.....	140
VI.3.3.1.1. Système étudié.....	140
VI.3.3.1.2. PSS basé sur des signaux distants (WADC).....	141
VI.3.3.1.3. Effet négatif de PSS sur le contrôle de tension.....	144
VI.3.3.1.4. Solution possible.....	147
VI.3.3.1.5. Application.....	150
VI.3.3.1.6. Application au système d'électrique de la Nouvelle-Angleterre.....	151
VI.3.3.1.6. PSS avec deux boucles.....	153
VI.3.3.2. Amélioration par HVDC.....	155
VI.4. Conclusion.....	157
Chapitre VII : Apport du système HVDC a l'amélioration de la stabilité transitoire des réseaux électriques	
VII.1. Introduction.....	158
VII.2. Etude de la stabilité de l'angle de rotor aux grandes perturbations (stabilité transitoire).....	158
VII.2.1. Système monomachine.....	158
VII.2.1.1. Equation de mouvement du générateur.....	159
VII.2.1.2. Critère d'égalité des aires.....	161
VII.2.2. Amélioration de la stabilité transitoire.....	162
VII.2.2.1. Amélioration par régulateur de tension.....	162
VII.2.2.2. Amélioration par HVDC.....	165
VII.3. Impact de l'intégration des liaisons HVDC dans le système européen interconnecté.....	172
VII.3.1. Pannes en cascade et grands blackouts.....	172
VII.3.2. Oscillations interrégionales.....	173
VII.4. Avantages des liaisons HVDC pour l'amélioration du système ENTSO-E.....	175
VII.4.1. Contrôle du flux de puissance.....	175
VII.4.2. Amortissement des oscillations de puissance et amélioration de la stabilité transitoire.....	177
VII.4.3. Contrôle de puissance réactive et support de tension.....	178
VII.4.4. Contrôle de fréquence.....	179
VII.5. Conclusion.....	180
Conclusion générale	181
Annexe	
Annexe A: Système HVDC.....	183
Annexe B: Modèle simplifié du réseau d'Hydro-Québec.....	184
Annexe C : Système à deux régions.....	185

Annexe D : Système d'électrique de la Nouvelle-Angleterre.....	186
Annexe E : Réseau Monomachine.....	188
Bibliographie	189

Introduction générale

Au cours des deux dernières décennies, les réseaux électriques ont connu deux changements majeurs.

Le premier changement est que les réseaux électriques ont été étendus par application des interconnexions transfrontalières entre les réseaux voisins afin d'obtenir des avantages techniques, économiques et environnementaux, tels que le partage des réserves, la sécurité de l'approvisionnement et l'intégration des énergies renouvelables. Des exemples de tels systèmes électriques interconnectés sont les systèmes en Amérique du Nord et en Europe. Cependant, il a été démontré que la croissance continue de ces systèmes interconnectés a entraîné une augmentation de leur complexité opérationnelle et une diminution de leur niveau de sécurité, ce qui a accru le risque de pannes en cascade, où les perturbations ce qui peut sembler à première vue d'une importance mineure, peuvent se répercuter en cascade sur de grandes surfaces [1-3]. Ce problème a attiré une attention particulière après la série de pannes à grande échelle (Blackouts) qui ont touché certaines parties du monde [2,3].

Le deuxième changement concerne la pénétration progressive des sources d'énergie renouvelables intermittentes et variables (éolien et photovoltaïque) qui augmente l'incertitude dans le fonctionnement des réseaux électriques. Cela complique la tâche des gestionnaires des réseaux électriques GRE de faire fonctionner leur système de manière sécurisée. La pénétration massive du renouvelable variable dans les réseaux électriques met non seulement une pression supplémentaire sur le système de transmission, mais soulève aussi divers problèmes de stabilité en raison de la fermeture des centrales de production traditionnelles (les fournisseurs traditionnels de services de contrôle de fréquence) [4,5]. À mesure que la pénétration de la production renouvelable intermittente augmente, les flux de puissance deviennent beaucoup plus volatils et moins prévisibles, ce qui augmente le risque de pannes en cascade et de blackouts. Le grand blackout de 2006 en Europe est un bon exemple de ce risque dans lequel les pannes se sont propagées de l'Allemagne vers l'Europe du Sud. Il existe d'autres exemples tels que le blackout de 2016 dans le sud de l'Australie et le écossais blackout en 2014, indiquant que l'intégration à grande échelle de production intermittente par des sources d'énergies renouvelables augmente considérablement le risque de blackouts. Par ailleurs de plus en plus d'électricité est produite loin des agglomérations et donc contrainte de parcourir de grandes distances. Ces facteurs obligent les GRTs pour faire fonctionner leurs systèmes au plus près de leurs limites et en dessous des niveaux de sécurité.

En raison de cette situation des réseaux électriques modernes, la sécurisation de l'approvisionnement énergétique et l'accélération de la transition vers un système énergétique à

faibles émissions de carbone sont devenues l'un des plus grands défis auxquels sont confrontés la plupart des pays développés actuellement et dans l'avenir, en particulier les pays européens. Bien que l'Union Européenne (UE) soit sur la bonne voie pour atteindre les objectifs fixés pour 2020. Avec la situation actuelle, il sera difficile, voire impossible pour l'UE d'atteindre les objectifs de 2030 et 2050 [6]. Il serait particulièrement difficile pour le réseau européen de satisfaire les besoins futurs en électricité. En fait, les réseaux de transmission existants en Europe sont déjà proches de leurs limites, ce qui est clairement confirmé par un certain nombre de blackouts au cours des deux dernières décennies.

Une transition réussie vers un système énergétique sûr, durable et à faible émission de carbone en Europe peut être réalisée par deux éléments importants:

- 1) Le renforcement et l'extension du réseau de transport existant, notamment des capacités d'interconnexion entre pays.
- 2) L'accroissement des capacités de production flexibles pour pallier aux variations imprévues et prévues de la génération ou de la consommation.

Le premier élément est souvent impraticable. C'est parce que la construction d'une nouvelle ligne électrique dans de nombreux pays est un processus très long (environ 8-10 ans) et parfois une tâche impossible (impossible d'obtenir l'autorisation de construire de nouvelles lignes), principalement en raison de l'opposition contre les lignes aériennes pour des raisons environnementales et politiques. Comme le premier élément, il est très difficile, voire impossible, d'atteindre le deuxième élément. Les sources renouvelables en Europe sont principalement fluctuantes, alors que les sources domestiques, qui sont à la fois renouvelable et contrôlable (géothermie, biomasse et hydroélectrique) ne sont pas suffisantes pour fournir économiquement l'équilibre nécessaire entre la demande et la production, ce qui est essentiel pour la sécurité de l'approvisionnement [7-13]. Par le passé, plusieurs initiatives ont été lancées pour relever ces défis et définir la voie à suivre pour soutenir la transition énergétique en Europe. L'une des solutions les plus connues qui permettrait une intégration à grande échelle des sources d'énergie renouvelables dans le réseau est le concept de Supergrid.

Le Supergrid est un réseau de transport, principalement sous forme de courant continu à haute tension (HVDC: High Voltage Direct Current), conçu pour acheminer à grande échelle de l'énergie électrique produite par des sources renouvelables dans des zones éloignées vers les centres de consommation. Ce projet a récemment reçu une attention importante non seulement du secteur de l'électricité, mais aussi des médias et des communautés de recherche.

Par rapport à d'autres sources d'énergie renouvelables, l'énergie solaire représente une ressource abondante et la source la plus prometteuse d'énergie propre. Les sites appropriés pour les centrales solaires sont certainement situés dans des déserts où l'efficacité sera la meilleure (l'irradiation est beaucoup plus élevée que dans d'autres zones) et la terre n'est pas utilisée pour l'agriculture ou l'établissement urbain. Théoriquement, environ 1% de la surface du désert de la terre serait suffisante pour alimenter toute l'humanité en l'énergie [14,15]. Cette énergie peut être convertie en électricité et transportée sur de longues distances par transmission HVDC avec de faibles pertes aux centres de consommation. Le solaire thermique à concentration (CSP) est l'une des technologies les plus prometteuses pour générer de l'énergie dans le désert. En raison de certaines caractéristiques spécifiques, le CSP convient pour les projets d'énergie renouvelable à grande échelle [16,18]. Ces dernières années, l'idée d'une utilisation à grande échelle des énergies renouvelables dans les déserts et de leur transfert dans les centres de consommation est devenue l'objet de discussions politiques nationales et internationales.

L'un des projets les plus éminents du CSP est l'exploitation de l'énorme potentiel de production d'électricité solaire disponible dans les pays du sud de la Méditerranée. Au cours des années passées, un certain nombre d'études ont examiné la faisabilité d'un tel projet et l'ont trouvé techniquement faisable et économiquement attrayant [17-20]. Pour cette raison, des initiatives telles que le Plan Solaire Méditerranéen (MSP) [21] et Desertec [15] ont été lancées pour interconnecter les pays MENA (Moyen-Orient et Afrique du Nord) avec l'Europe et transférer l'électricité des sources d'énergie renouvelables du Sud vers le Nord de la Méditerranée via des liaisons HVDC.

Bien que ce sujet a été abordé par plusieurs études, il y a d'énormes lacunes dans la littérature qui serait adapté à l'analyse. Par exemple, l'analyse pourquoi les importations d'électricité solaire pourraient être bénéfiques pour soutenir et faciliter une transition réussie vers un système énergétique à faible émission de carbone en Europe. Quels sont les impacts et les avantages possibles des liaisons HVDC sur la performance dynamique du système européen ? Pourquoi les diverses initiatives lancées ces dernières années n'ont pas réussi à attirer l'attention requise des décideurs européens ? Comment rendre le projet plus attrayant et réalisable dans un proche avenir ? Dans ce contexte, cette thèse vise à donner des réponses claires à ces questions fondamentales qui fourniraient de nouvelles perspectives dans ce domaine de recherche émergent et passionnant.

Bien que cette thèse se concentre sur les lignes HVDC entre l'Afrique du Nord et l'Europe, les solutions et discussions proposées s'appliqueraient génériquement à des projets HVDC similaires ailleurs.

Les contributions principales de cette thèse sont :

- Identifier les défis existants et émergents auxquels l'Europe est confrontée pour assurer une transition réussie vers un système électrique à faible émission de carbone, en termes de sécurité d'approvisionnement et de durabilité.
- Mise en évidence certains des avantages qui pourraient découler de l'importation d'électricité solaire du sud de la Méditerranée pour soutenir la transition énergétique en Europe.
- Identifier et analyser les impacts et les avantages possibles des liaisons HVDC prévues sur la performance dynamique du système européen interconnecté.
- Mise en évidence de certains défis sur le fonctionnement et le contrôle de ces liaisons HVDC prévues et proposer des solutions pour surmonter ces défis.
- Donner quelques critères et propositions sur lesquels de bons scénarios d'importation peuvent être conçus pour rendre le projet plus attrayant et réalisable dans un proche avenir.
- Donner quelques scénarios d'importation d'électricité solaire de l'Algérie vers l'Europe.

Le plan de la thèse se présente comme suit :

Chapitre 1: Présentation des systèmes HVDC et fonctionnement d'un convertisseur CSC

Chapitre 2: Commande des systèmes CSC-HVDC

Chapitre 3: Intégration des sources d'énergie renouvelables dans le système interconnecté Européen

Chapitre 4: Possibilité d'exporter de l'électricité renouvelable de l'Algérie vers l'Europe

Chapitre 5: Apport du système HVDC a l'amélioration de la sécurité des réseaux électriques

Chapitre 6: Apport du système HVDC a l'amélioration de la stabilité dynamique des réseaux électriques

Chapitre 7: Apport du système HVDC a l'amélioration de la stabilité transitoire des réseaux électriques

**Chapitre I : Présentation des
systèmes HVDC et fonctionnement
d'un convertisseur CSC**

I.1. Introduction

Dans ce chapitre, nous allons dans un premier temps expliquer le principe de fonctionnement des liaisons HVDC. Nous présenterons ensuite les types de convertisseurs et les différentes configurations que nous pouvons rencontrer dans ce mode de transport. Enfin, nous montrons dans quelles conditions la considération des systèmes HVDC est bénéfique dans la transmission de puissance et ce par rapport à un système de transmission en courant alternatif. Dans la deuxième partie de ce chapitre, nous étudions le convertisseur CSC (Current Source Converter), nous expliquons son principe de fonctionnement en mode redresseur et en mode onduleur. Les équations de courants, de tensions, et puissances associées à ce type de convertisseur sont présentées. Des simulations simples sont effectuées pour présenter les formes d'onde de différentes variables.

I.2. Présentation des systèmes HVDC

I.2.1. Principe de fonctionnement

La Fig.I.1 montre une représentation simple et générale d'un système HVDC, qui décrit les principes de base de transfert de puissance électrique bidirectionnel entre deux systèmes (ou noeuds) à courant alternatif. Le principe de fonctionnement des systèmes HVDC peut être résumé de la manière suivante: la puissance alternative est dans un premier temps transformée en une puissance continue. Un convertisseur (redresseur) assure cette opération. La puissance continue transite ensuite par l'intermédiaire d'un câble souterrain ou une ligne aérienne et, finalement, un autre convertisseur (onduleur) transforme cette puissance continue en une puissance alternative injectée dans le système à courant alternatif de réception. Généralement, le redresseur et l'onduleur sont symétriques et réversibles c'est-à-dire qu'ils peuvent échanger leur rôle, selon le réglage imposé par l'opérateur. Les deux systèmes à courant alternatif peuvent fonctionner à des fréquences différentes, sans affecter le transfert de puissance.

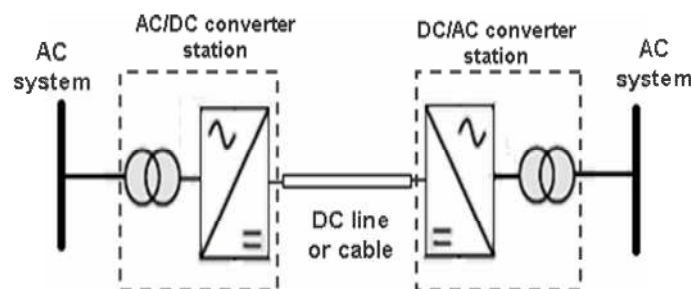


Fig.I.1. Représentation générale d'un système HVDC

I.2.2. Types de convertisseurs

Un système HVDC nécessite un convertisseur électronique pour convertir l'énergie électrique à partir d'un système AC à un système DC ou vice versa. Deux types du convertisseur triphasés principaux sont utilisés (Fig.I.2) : le convertisseur de source de courant (CSC: Current Source Converter) et le convertisseur de source de tension (VSC: Voltage Source Converter) [22].

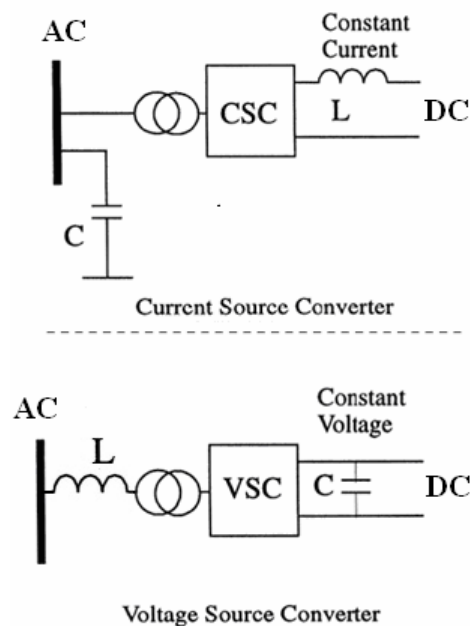


Fig.I.2. Types de convertisseurs [22]

Au cours de la période 1950-1997, les systèmes HVDC utilisaient la configuration du CSC presque exclusivement. La technologie du transport CSC à valves à vapeur de mercure avait beaucoup progressé en quelques années, mais elle présentait encore des faiblesses. Cette technologie est utilisée au début des années 1950 jusqu'aux années 1970 où l'invention des thyristors a offert de nouvelles perspectives aux industriels, notamment dans le domaine du transport d'énergie HVDC utilisant la technologie CSC. En 1997, la technologie VSC a été introduite sur le marché de la transmission à courant continu. La technologie VSC utilise des convertisseurs basés sur des semi-conducteurs à la fois blocables et amorçables, généralement basées sur des IGBT (Insulated Gate Bipolar Transistors). Ces derniers offraient de très nombreux avantages pour la commande des systèmes de transport d'énergie en HVDC. Le choix entre les deux configurations CSC et VSC est basé sur des facteurs économiques et

techniques. La technologie CSC est la solution la plus rentable pour la transmission d'énergie en grande quantité et sur longue distance, et elle a maintenant atteint un très haut degré de maturité en termes de performance et de fiabilité. Bien que la technologie CSC joue un rôle important dans le transfert d'énergie en grandes quantités et sur de longues distances à travers le monde, il existe encore quelques problèmes associés à cette technologie. Un problème bien connu est que le CSC consomme toujours de la puissance réactive, soit en mode redresseur, soit en mode onduleur. La consommation de puissance réactive d'une station de conversion CSC-HVDC est d'environ 50 à 60% de la puissance active transmise [23]. Des bancs de condensateurs shunt sont généralement connectés aux stations de conversion pour compenser la puissance réactive consommée par les convertisseurs. Un autre problème du système CSC-HVDC est l'apparition du raté de commutation provoquée par des perturbations dans le système AC. Un raté de commutation peut entraîner une interruption temporaire du transfert de puissance, une injection de seconde harmonique et une surchauffe des valves. Plusieurs ratés de commutation répétés peuvent forcer la liaison HVDC à se déclencher [24]. Un inconvénient majeur du CSC-HVDC est que les valves à thyristors ne peuvent pas fonctionner correctement si le système AC connecté est faible (c'est-à-dire que son impédance par rapport à la puissance DC est élevée ou son inertie est faible). Une mesure commune de l'adéquation de ceci est le rapport de court-circuit (SCR:Short-Circuit Ratio) [25].

Bien que la récente technologie VSC-HVDC surmonte la plupart des problèmes de la technologie CSC-HVDC, le CSC-HVDC reste surpasse le VSC-HVDC dans la transmission de puissance en grandes quantités et sur de longues distances en raison de son coût inférieur et de son efficacité supérieure. La technologie VSC-HVDC a une puissance nominale relativement basse et est encore nouvelle, il est particulièrement adapté aux applications de transport d'énergie à petite échelle (généralement inférieures à 500 MW) telles que l'alimentation des réseaux faibles ou passifs et l'intégration au réseau des parcs éoliens offshore.

Il convient de noter qu'une topologie améliorée du CSC-HVDC utilisant en série des capacités entre les transformateurs et les valves (voir Fig.I.3) a été utilisée pour surmonter certains des problèmes mentionnés ci-dessus [26]. Ce convertisseur est appelé: Capacitor-Commutated Converter (CCC). Il a été constaté que le CCC a des performances supérieures en termes de stabilité de tension et de puissance, en particulier lorsqu'il est connecté à un système AC faible [27].

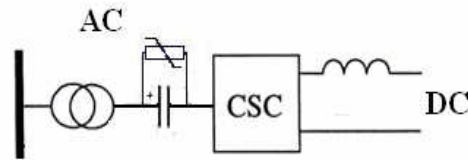


Fig.I.3. Configuration de CCC

I.2.3. Configurations d'une transmission HVDC

La grande majorité des lignes HVDC installées à travers le monde sont des liaisons point-à-point et se basent sur des convertisseurs de type CSC ou VSC. Les liaisons point-à-point peuvent être classifiées en deux catégories: monopolaire et bipolaire [28,29].

I.2.3.1. Configuration monopolaire

Une configuration monopolaire est montrée dans Fig.I.4. Elle utilise un seul conducteur et le chemin de retour est assuré par la terre ou l'eau. Le retour par la mer réduit le coût de l'interconnexion puisqu'un seul câble suffit entre les deux stations de conversion. A la place d'un retour par la terre, un conducteur métallique peut être utilisé lorsque la résistivité de la terre est trop importante, ou pour éviter la corrosion des conduites ou autres structures métalliques à proximité.

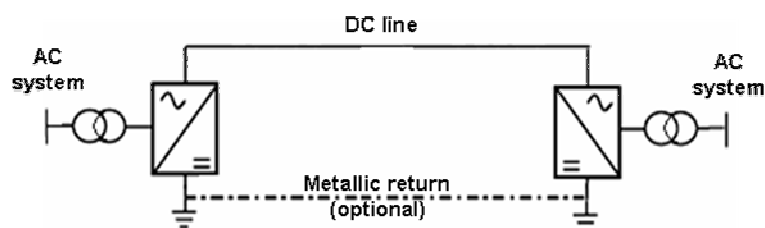


Fig.I.4. Configuration monopolaire

I.2.3.2. Configuration bipolaire

La plupart des lignes HVDC sont de type bipolaire. Elles sont composées d'une ligne positive ou "pôle positif" et d'une ligne négative ou "pôle négatif" avec une mise à la terre commune (voir Fig.I.5). Dans ces systèmes, nous trouvons deux convertisseurs connectés en série du

côté DC et fonctionnant à la même tension nominale. La configuration bipolaire offre certains avantages, tels que:

- ✓ En fonctionnement normal, le courant dans le sol est faible. Par conséquent, la corrosion des tuyaux et des structures métalliques souterrains est minimisée.
- ✓ Si l'on doit mettre une des lignes hors service, l'autre peut continuer à transiter sa pleine puissance et fournir à la charge la moitié de la puissance habituelle.

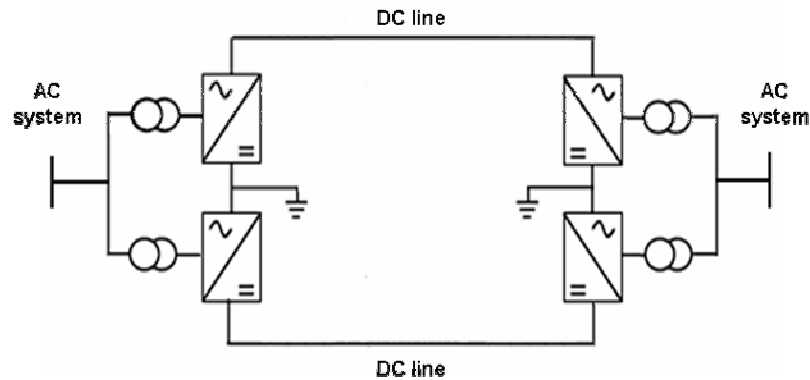


Fig.I.5. Configuration bipolaire

I.2.3.3. Liaisons "dos-à-dos" (back-to-back)

Dans un système de transmission HVDC "dos-à-dos", le redresseur et l'onduleur sont localisés dans une même station (le même bâtiment), c'est-à-dire la longueur de la ligne de transport est donc négligeable (Fig.I.6). Ce type de configuration est utilisé principalement pour interconnecter deux systèmes AC asynchrones qui peuvent opérer à des fréquences nominales différentes (par exemple, 50 et 60 Hz).

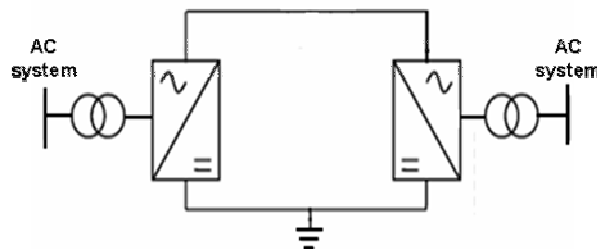


Fig.I.6. Liaisons "dos-à-dos"

I.2.3.4. Système multi-terminale et réseau HVDC

Après le succès des transmissions HVDC entre deux terminaux (point-à-point), l'objectif principal est donc maintenant de maîtriser les systèmes HVDC sous forme de Multi-Terminal (MTDC), c'est-à-dire l'interconnexion de plus de deux terminaux. Les terminaux peuvent être connectés en série ou en parallèle. Dans un système MTDC connecté en série (Fig.I.7), toutes les stations de conversion sont connectées en série.

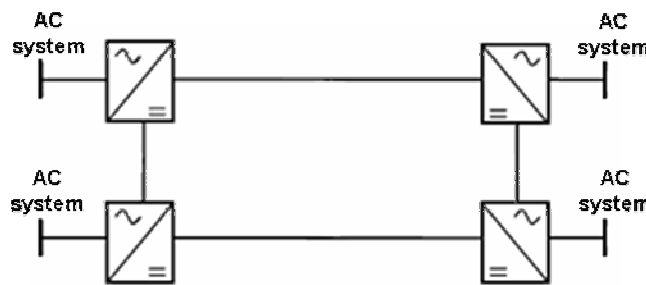


Fig.I.7. Système MTDC connecté en série

Les systèmes parallèles sont disponibles en deux configurations:

- ✓ Les systèmes MTDC radiales (Fig.I.8(a)), où chaque station de conversion est connectée à une seule ligne DC.
- ✓ Les systèmes MTDC maillées (Fig.I.8(b)), où chaque station de conversion est connectée à plus d'une ligne DC.

En raison de plusieurs défis techniques liés à leur contrôle et protection, il n'y a que quelques systèmes MTDC sont en service dans le monde d'aujourd'hui. Il existe cinq systèmes MTDC dans le monde, trois de type CSC et deux de type VSC [30,31]. Cependant, avec le nombre croissant de systèmes HVDC point-à-point dans les réseaux électriques modernes, il devient techniquement et économiquement intéressant d'étudier la faisabilité de combiner le système dans un réseau HVDC [32,33]. L'étude des réseaux HVDC a attiré beaucoup d'attention ces dernières années, tant sur le plan universitaire que dans l'industrie. La raison de l'intérêt pour les réseaux HVDC est que dans de nombreuses régions du monde, il y a un besoin croissant de plus de capacité de transport due à l'augmentation de la production d'énergie renouvelable à des endroits éloignés et d'un commerce croissant d'électricité. Le concept de réseau HVDC a d'abord été étudié en Europe (le soi-disant Supergrid) où des initiatives telles que Desertec, Medgrid et Friends Of The SuperGrid ont été lancées dans le but de promouvoir le

développement de réseaux HVDC maillés pour permettre le transfert d'électricité à partir de sources d'énergie renouvelables depuis les pays du sud de la méditerranée ou la mer du nord vers les centres de consommation.

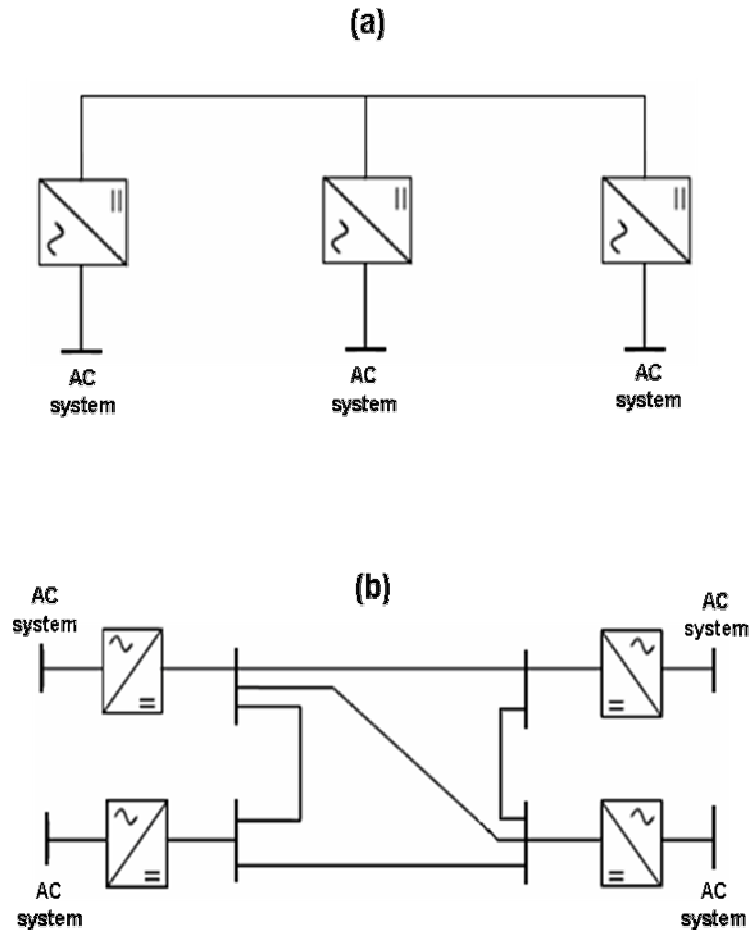


Fig.I.8. Système MTDC connecté en parallèle. (a) Connexion radiale. (b) Connexion maillée

La Fig.I.9 montre l'avantage économique possible d'un réseau HVDC. Fig.I.9(a) montre des schémas point-à-point individuels se terminant à la même sous-station AC et la Fig.I.9(b) montre un réseau HVDC où les lignes DC sont interconnectées à un seul convertisseur HVDC, qui se connecte ensuite au réseau AC. Il est clair qu'un réseau HVDC pourrait être plus rentable où le besoin de nouvelles stations de conversion peut être réduit significativement. D'un autre côté, il faut des disjoncteurs DC très rapides, qui réduisent certains avantages, mais d'importantes économies peuvent encore être réalisées.

Jusqu'à présent, le principal obstacle à la construction d'un véritable réseau HVDC maillé, à la manière du réseau AC, est l'absence de disjoncteurs DC suffisamment rapide et économique.

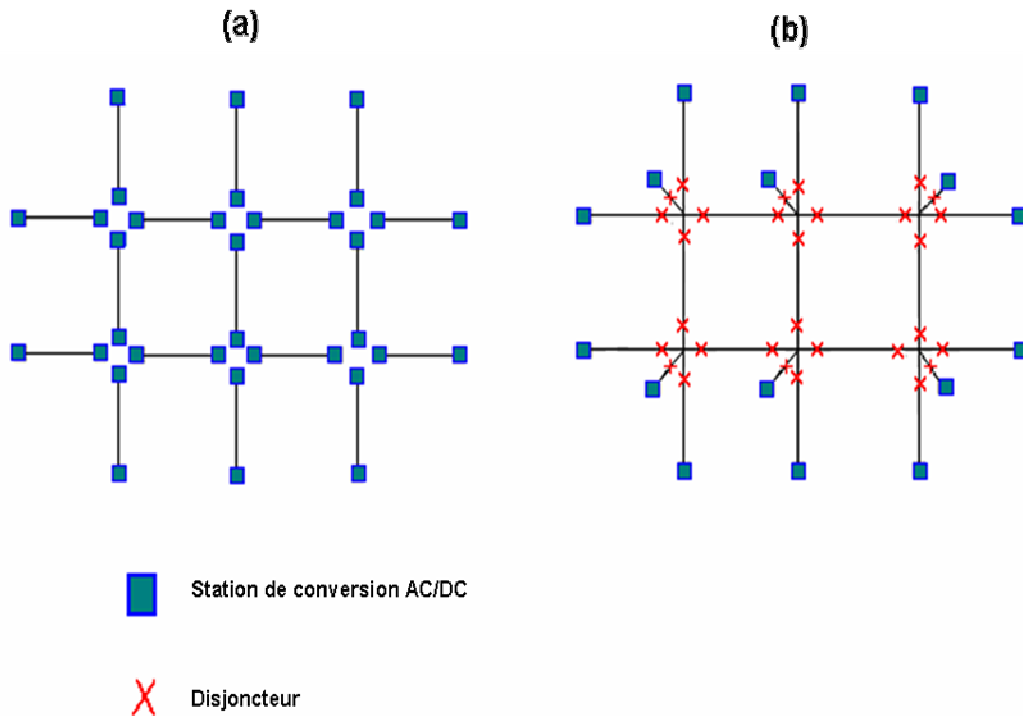


Fig.I.9. Avantage économique du réseau HVDC. (a) Plusieurs schémas HVDC point-à-point. (b) Réseau HVDC

Pendant les défauts, les courants augmentent très rapidement et les disjoncteurs DC peuvent ne pas être en mesure d'interrompre le courant, si le temps de détecter le défaut et de décider quels disjoncteurs à ouvrir est trop long. En cas de court-circuit, le courant doit être interrompu à la station HVDC. Pour un HVDC point-à-point, seulement la ligne entre les deux stations est perdue, pour un réseau maillé cela implique que toutes les stations se retrouvent sans tension en cas de défaut et ça, c'est inacceptable. Pour éviter cela, il est donc nécessaire d'utiliser un disjoncteur DC capable d'isoler rapidement la section défectueuse du système. Par conséquent, l'utilisabilité des réseaux HVDC en termes d'efficacité, de fiabilité et de contrôlabilité dépend largement de la performance des disjoncteurs DC, ce qui en fait une technologie clé et un enjeu majeur pour les réseaux HVDC. Cependant, les disjoncteurs HVDC existants sont capables d'interrompre les courants DC en plusieurs millisecondes, ce qui est lent et incapable de répondre aux exigences d'un fonctionnement fiable du réseau HVDC. Avec l'état actuel de la technologie, il n'est pas encore possible de construire un réseau HVDC dans un proche avenir en raison de plusieurs défis et limitations. Le contrôle et la protection des systèmes MTDC sont complexes et exigent une communication efficace entre tous les terminaux.

I.2.4 Applications de la transmission HVDC

Le choix des systèmes HVDC par rapport aux systèmes conventionnels HVAC (High Voltage Alternating Current) se justifie par les avantages techniques, économiques et environnementaux substantiels de la technologie HVDC par rapport à un système HVAC comparable. Habituellement, l'HVDC est la technologie de choix lorsque la distance entre le point de départ et le point de destination est trop longue pour une transmission AC stable et /ou économique. Dans certaines situations, la transmission DC peut être la seule méthode réalisable de transmission de puissance, telles que l'interconnexion de systèmes asynchrones et longs passages de câbles sous-marins.

En raison de leurs coûts et de leurs avantages techniques, la plupart des applications de la transmission DC appartiennent généralement à l'une des cinq catégories suivantes:

I.2.4.1 Transporter l'énergie sur des grandes distances

Comme la capacitance n'intervient pas lorsque la tension est continue, il n'existe, en théorie, aucune limite à la longueur des lignes et des câbles transportant l'énergie en DC. Par conséquent, la technologie HVDC, plus particulièrement la technologie CSC, offre plusieurs avantages lorsqu'il faut transporter de grandes puissances sur de grandes distances. À la différence des lignes AC, les lignes DC n'ont pas besoin de compensation sur de longues distances. Les pertes des lignes sont également très réduites.

Lorsque les deux types de transmissions sont envisageables, la décision finale est liée en particulier à l'équilibre entre trois paramètres:

- ✓ Le coût total des deux alternatives
- ✓ Les pertes des lignes
- ✓ Les pertes dans les stations de conversion

En général, il a été estimé qu'un projet de ligne DC est rentable par rapport à une ligne AC pour des distances supérieures à 500 km [22].

I.2.4.2. Câbles souterrains ou sous-marins

Dans le cas de longues liaisons (40 à 60 km environ) par des câbles souterrains ou sous-marines, la transmission par un câble DC présente un avantage marqué par rapport à la transmission par un câble AC [22]. Pour de telles distances, la capacitance des câbles limite le

transport à AC. Afin de réduire cet effet capacitif, il est nécessaire d'avoir des stations intermédiaires pour assurer la compensation, ce qui est coûteux. Comme mentionné ci-dessus, il n'y a pas de limite théorique existante, en termes de distance, pour l'HVDC. En particulier, on peut utiliser un câble souterrain pour transporter l'énergie à l'intérieur des grandes villes. Contrairement aux lignes aériennes, les câbles souterrains sont invisibles et à l'abri de la pollution, de plus ils permettent d'éviter le problème des droits de passage.

I.2.4.3. L'interconnexion asynchrone de deux systèmes

On ne peut relier deux réseaux par une interconnexion AC que s'ils fonctionnent à la même fréquence. De plus, l'échange de puissance dans le transport AC est imposé par la réactance de la ligne et le déphasage des tensions entre les deux extrémités. Par contre, la fréquence, la réactance et le déphasage n'interviennent pas dans le transport à DC seules la résistance de la ligne et la différence des tensions entre les deux extrémités détermine la puissance transitée.

I.2.4.4. Améliorer la sécurité et la stabilité des réseaux à AC

Dans les grands systèmes interconnectés, le flux de puissance dans les liaisons AC (en particulier dans des conditions de perturbation) peut être incontrôlé et entraîner des surcharges et des problèmes de stabilité mettant ainsi en danger la sécurité du système. Contrairement aux liaisons HVAC, le niveau et la direction du flux de puissance à travers les liaisons HVDC peuvent être contrôlés rapidement et avec précision. Le contrôle de flux de puissance DC a un impact sur les flux de puissance du réseau global, qui peuvent être utilisés pour améliorer les performances du système interconnecté en termes de fiabilité et de prévention des Blakouts. En outre, la contrôlabilité d'une liaison HVDC peut être utilisée pour améliorer la stabilité de ses systèmes AC associés [34]. Cette fonctionnalité peut être obtenue en modulant la puissance DC. Lorsque le réseau à AC est sur le point de devenir instable suite à une perturbation, on peut moduler la puissance DC de façon à amortir les oscillations.

I.2.4.5. Transporter l'énergie renouvelable sur de longues distances

Dans le contexte d'une utilisation significative des énergies renouvelables fluctuantes, le principal défi consiste à transférer autant d'électricité que possible des sites de production éloignés tels que les parcs éoliens off-shore et les fermes solaires vers les centres de

consommation sans affecter la stabilité et la sécurité des réseaux électriques. Les systèmes de transport HVDC offrent des solutions précieuses à ce problème technique épineux. Premièrement, comme indiqué ci-dessus, la technologie HVDC est la seule solution pour acheminer l'électricité sous l'eau sur de longues distances. Elles sont donc utilisées pour connecter les parcs éoliens loin de la côte. D'autre part, le contrôle de puissance DC peut être effectué beaucoup plus rapidement, ce qui est particulièrement utile dans un système interconnecté plus complexe. De plus, le système de transport HVDC achemine l'électricité sur de longues distances avec des pertes extrêmement faibles. Pour ces raisons, la technologie HVDC est particulièrement importante pour les projets de production d'énergie solaire ou éolienne marine de grande envergure (les projets de Supergrids).

I.3. Fonctionnement d'un Convertisseur CSC

Le type du convertisseur principal à utiliser pour des puissances élevées dans la transmission d'énergie HVDC est le CSC. C'est aussi le système utilisé dans les plupart des installations HVDC dans le monde. Le type CSC utilise comme dispositifs de commutation des valves de thyristors connectées en pont triphasé (Fig.I.10) et ce pour les deux types de convertisseurs: redresseur et onduleur.

I.3.1. Principe de fonctionnement

In Fig.I.10, la charge est représentée par une résistance R , et l'inductance de lissage L . La cellule de commutation positive regroupe les trois thyristors $T1$, $T3$ et $T5$. La cellule de commutation négative regroupe les trois autres thyristors $T4$, $T6$ et $T2$.

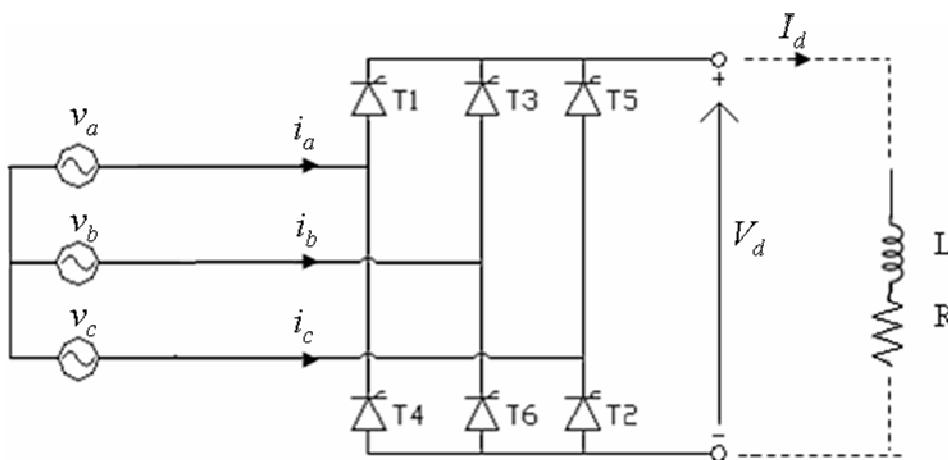


Fig.I.10. Convertisseur à 6 pulsations

La période de conduction de chaque interrupteur est retardé d'un angle α identique pour tous et appelé angle d'amorçage, le blocage étant assuré par la mise en conduction du suivant. A cet instant, il faut que la tension aux bornes du thyristor soit positive, pour que l'envoi, par la commande d'une impulsion de courant dans la gâchette provoque la mise en conduction. Comme on peut initier la conduction à tout moment appropriée, les thyristors permettent de faire varier la tension continue lorsque le convertisseur fonctionne comme redresseur. De plus, en remplaçant la charge par une source DC le convertisseur peut aussi fonctionner comme onduleur.

Le fonctionnement du convertisseur est complètement décrit par la connaissance d'un certain nombre de grandeurs fondamentales fonction du temps. Ce sont:

➤ **Les grandeurs d'entrée et de sortie**

- v_a, v_b, v_c tensions sinusoïdales de la source de tension triphasée,
- i_a, i_b, i_c courants de ligne du côté alternatif,
- I_d courant côté continu,
- V_d tension côté continu;

➤ **Les grandeurs liées aux thyristors**

- v_{Tj} tension aux bornes d'un thyristor Tj : j variant de 1 à 6
- i_{Tj} courant dans un thyristor Tj : j variant de 1 à 6

Ces grandeurs sont caractérisées par leur forme d'onde et des valeurs caractéristiques. Pour une valeur donnée de l'angle α , il est alors possible de tracer, sur un diagramme temporel, les formes d'onde de ces grandeurs. Celles-ci sont représentées par Fig.I.11 pour un angle d'amorçage $\alpha = 10^\circ$.

Un redresseur parallèle double est constitué de deux redresseurs parallèles simples en série, l'un est monté en anodes communes et l'autre en cathodes communes. Le premier suit donc la plus négative des tensions du réseau v_{an} , et l'autre la plus positive v_{cn} . A tout instant, la tension de sortie V_d , est égale à $(v_{cn} - v_{an})$, donc à la différence de potentiel entre les deux sorties des redresseurs parallèles simples. Fig.I.11 montrant les variations des tensions v_{an} , v_{cn} , v_{T1} , V_d et le courant dans la phase i_a .

La valeur moyenne de V_d est telle que:

$$V_d = V_{do} \cdot \cos \alpha \quad (\text{I.1})$$

V_{do} est donné par l'équation ci-dessous :

$$V_{do} = \frac{3\sqrt{2}}{\pi} \cdot V_{LL} = 1.35 \cdot V_{LL} \quad (I.2)$$

V_{LL} : valeur efficace de la tension entre phases

V_{do} : valeur maximale de la tension moyenne obtenue pour $\alpha = 0$.

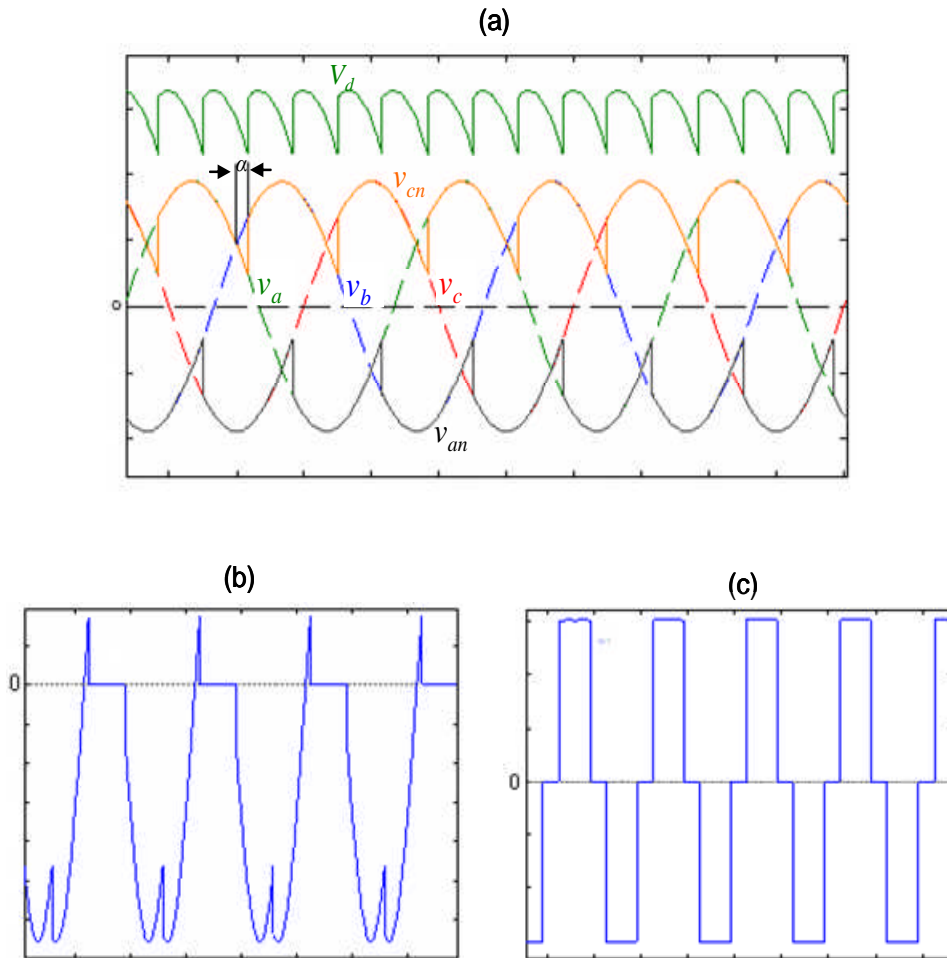


Fig.I.11. (a) Tensions moyenne v_a , v_b , v_c et les tensions v_{cn} , v_{an} et V_d . (b) Tension v_{T1} . (c) Courant i_a .

Pour une amplitude constante de la tension côté alternatif, La valeur moyenne de V_d ne dépend que du facteur $\cos \alpha$.

La puissance active échangée :

$$P_d = V_d \cdot I_d = V_{do} \cdot I_d \cdot \cos \alpha \quad (I.3)$$

L'angle de retard α peut théoriquement varier de 0 à π . La puissance est positive pour ($0 < \alpha < \pi/2$). Le convertisseur fournit de la puissance au côté continu; il fonctionne en redresseur. Elle est négative pour ($\pi/2 < \alpha < \pi$). Le convertisseur reçoit de la puissance du côté continu, il fonctionne en onduleur. La structure idéale est donc continûment réversible en fonction de l'angle α . En particulier, pour $\alpha = \pi/2$, la puissance active échangée est nulle. Pour un courant continu I_d donné, les courants alternatifs i_a, i_b, i_c dans les lignes triphasées conservent les mêmes formes d'ondes et la même valeur efficace donnée par l'équation:

$$I_{eff} = \sqrt{\frac{2}{3}} \cdot I_d = 0.816 \cdot I_d \quad (I.4)$$

Le courant porté par les lignes triphasées a donc une valeur efficace proportionnelle au courant continu; elle n'est pas affectée par l'angle d'amorçage. Les courants débités par le réseau ne sont pas sinusoïdaux (Fig.I.11(c)). Puisque chaque valve conduit avec une période de 120° , les courants de ligne AC apparaissent sous forme d'impulsions rectangulaires d'amplitude I_d et de durée de 120° . En pratique, on ajoute des filtres côté alternatif du convertisseur pour éliminer les principaux harmoniques.

Compte tenu de la symétrie, la valeur efficace du fondamental s'écrit :

$$I_{LF} = \sqrt{\frac{6}{\pi}} \cdot I_d \quad (I.5)$$

La puissance moyenne côté alternatif s'exprime par la relation :

$$P_{AC} = \sqrt{3} \cdot V_{LL} \cdot I_{LF} \cdot \cos \varphi \quad (I.6)$$

où φ est le déphasage du fondamental du courant de ligne sur la tension d'une même phase.

A partir des trois équations (I.3), (I.5) et (I.6) on peut trouver que $\varphi = \alpha$. En particulier, pour $\alpha = 0$, le déphasage est nul, le fondamental du courant et la tension côté alternatif sont en phase. Pour un angle d'amorçage égal 30° , les courants se trouvent 30° en retard sur leurs tensions respectives comme montre la Fig.I.12. Comme le courant est en retard sur la tension, le convertisseur doit absorber une puissance réactive du réseau auquel il est raccordé qui augmente avec l'augmentation de la puissance P_d [35].

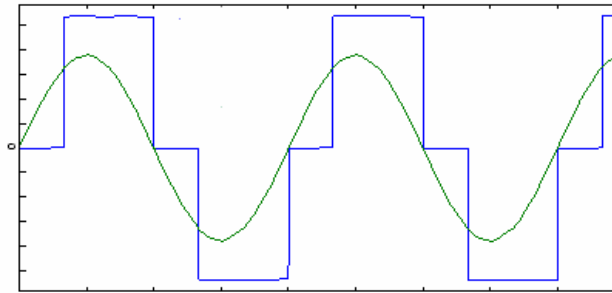


Fig.I.12. Courant i_a en bleu et tension v_a en vert.

La puissance réactive s'exprime par la relation :

$$Q_{AC} = \sqrt{3}.V_{LL}.I_{LF}.\sin\varphi \quad (I.7)$$

Lorsque α augmente de 0° à 90° , P_{AC} diminue et Q_{AC} augmente. A $\alpha = 90^\circ$, P_{AC} est nul et Q_{AC} est maximum. Lorsque α augmente de 90° à 180° , P_{AC} devient négatif et augmente en amplitude; Q_{AC} reste positif et diminue en amplitude. A $\alpha = 180^\circ$, P_{AC} est maximum et Q_{AC} est nul. Nous voyons que la puissance réactive est absorbée aussi bien en mode onduleur qu'en mode redresseur.

Lorsque le convertisseur contrôlé agit comme redresseur, l'angle d'amorçage est limité à une valeur inférieure limite α_{min} d'environ 5° [22]. Autrement, les fluctuations normales de la tension AC pourraient provoquer un amorçage intempestif, produisant une discontinuité dans les tensions et courants redressés [22]. Lorsque le convertisseur fonctionne comme un onduleur, l'angle d'amorçage est limité à une valeur maximale α_{max} d'environ 165° . Si l'on dépasse ce seuil, on risque de provoquer le phénomène de reconduction (problème de raté de commutation) [23,35]. Dans ces conditions les courants augmentent rapidement, provoquant en quelques cycles l'ouverture des dispositifs de protection.

L'équation (I.1) indique que la tension V_d devient négative lorsque l'angle d'amorçage est retardé de plus de 90° . Cela ne produit pas de courant négatif car, comme on vient de le dire, les thyristors ne conduisent pas dans le sens inverse. On peut, cependant, imposer la circulation d'un courant en raccordant aux bornes du convertisseur une source de tension continue E_o de valeur et de polarités appropriées (Fig.I.13). Le courant de charge est alors donné par l'équation (I.8) ci-dessous :

$$I_d = \frac{E_o - V_d}{R} \quad (I.8)$$

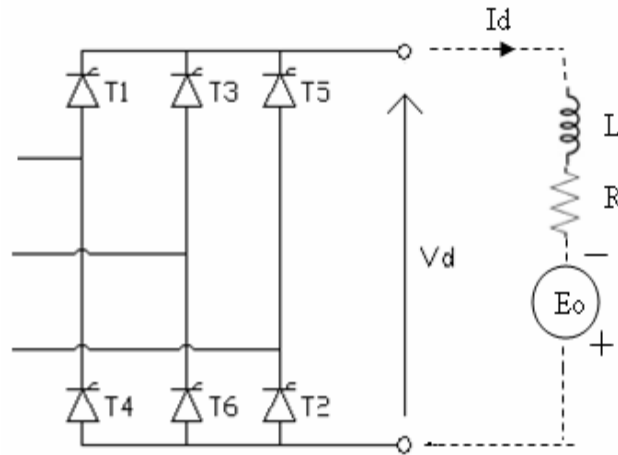


Fig.I.13. Convertisseur triphasé en pont fonctionnant comme onduleur.

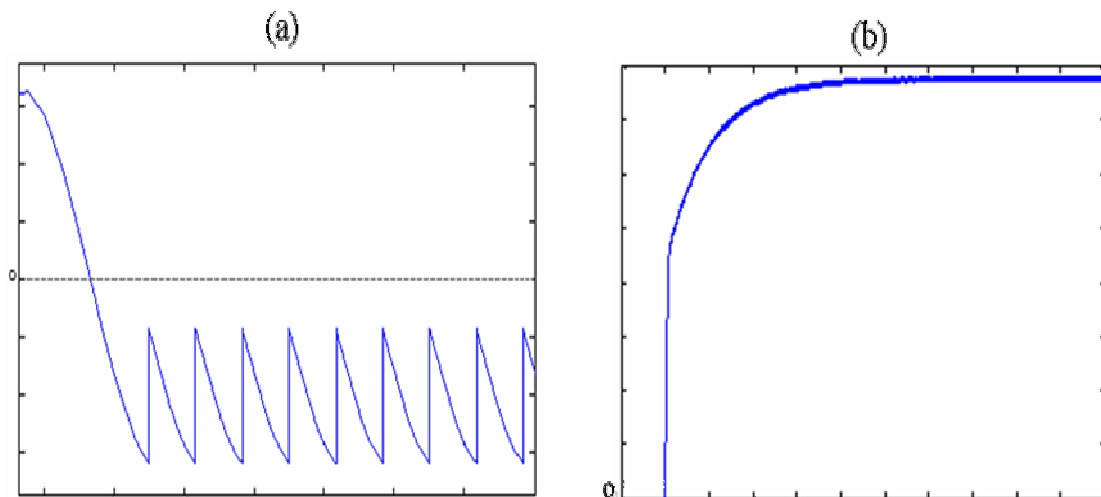


Fig.I.14. (a) Tension V_d pour $\alpha = 135^\circ$. (b) Courant I_d pour $\alpha = 135^\circ$.

Le convertisseur est devenu un onduleur capable de convertir une puissance continue en puissance alternative. Fig.I.14 montrent les formes d'ondes de V_d et I_d lorsque la commutation est retardée de 135° , respectivement. La valeur moyenne de V_d est toujours donnée par l'équation (I.1).

Le convertisseur peut passer du mode redresseur au mode onduleur et vice versa, sans qu'il soit nécessaire de changer les connexions. Il suffit de changer la polarité de E_o et d'ajuster l'angle d'amorçage α .

I.3.2. Période de commutation

Dans les études précédentes, nous avons supposé les inductances nulles côté alternatif. Lorsque les inductances sont nulles côté alternatif, elles permettent des commutations de courant instantanées. Mais la source alternative étant toujours inductive, les commutations en réalité, ne sont pas instantanées et leur durée correspond à l'angle de commutation μ . Fig.I.15 ci-dessous montre le nouveau schéma étudié avec la réactance de commutation X_c .

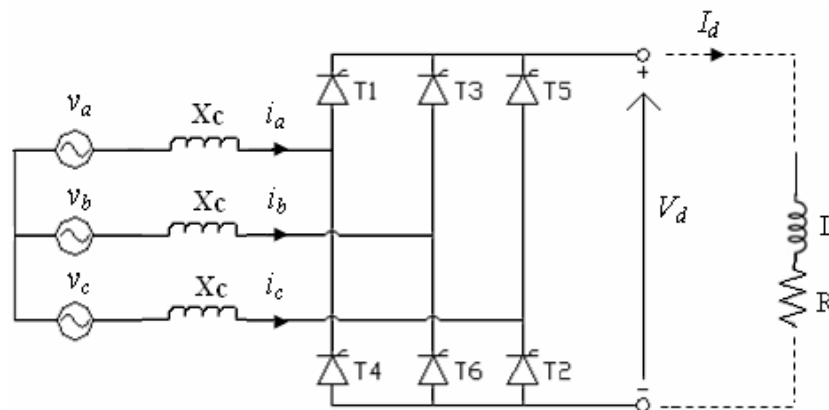


Fig.I.15. Convertisseur à 6 pulsations avec la réactance de commutation.

Au moment des commutations, l'inductance L_c s'oppose à la variation brutale du courant. En conséquence, la commutation ne peut plus être considérée comme instantanée. Il en résulte une séquence de fonctionnement supplémentaire (séquence de commutation ou séquence d'empiètement) d'une certaine durée ce qui entraîne une modification des formes d'onde des différentes grandeurs électriques. En se référant à la Fig.I.15, la commutation de T1 à T3 et de T3 à T5 ne se fait pas instantanément. Le transfert du courant I_d d'un thyristor au thyristor suivant s'effectue donc durant un court intervalle angulaire μ , appelé angle de commutation. La valeur de μ augmente avec I_d [23]. A cause de la période de commutation, le courant dans un thyristor circule pendant un temps correspondant à $(120^\circ + \mu)$ degrés au lieu de 120° seulement. Le phénomène de commutation retarde le courant lorsqu'un thyristor est amorcé. Il retarde aussi la coupure de courant dans celui-ci.

Pour expliquer ce phénomène, nous considérons la commutation [T1 → T3] représentée par la Fig.I.16.

Avant la commutation le courant I_d passe par les thyristors T1 et T2. Pendant la commutation, les valves 1, 2 et 3 conduisent. Le courant i_b est un courant initialement croissant vers une très grande amplitude (I_d). Le courant i_a décroît simultanément avec une pente opposée :

$$\frac{di_a}{dt} = -\frac{di_b}{dt} \quad (I.9)$$

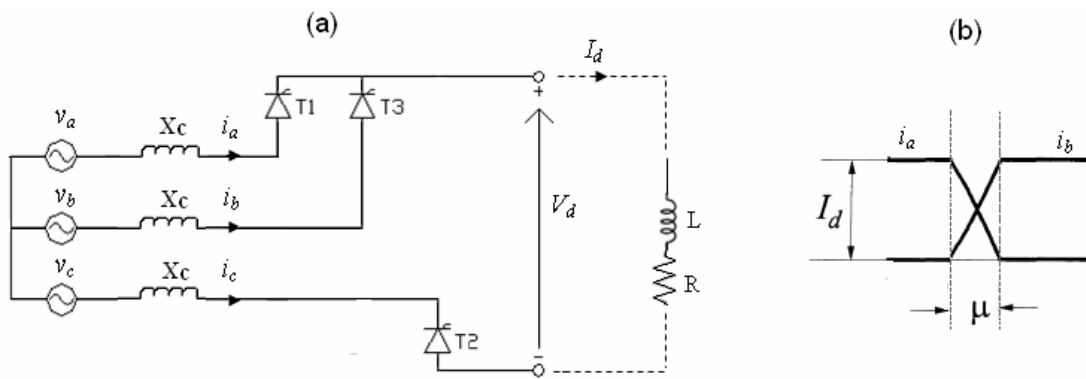


Fig.I.16. Commutation de valve 1 à valve 3.

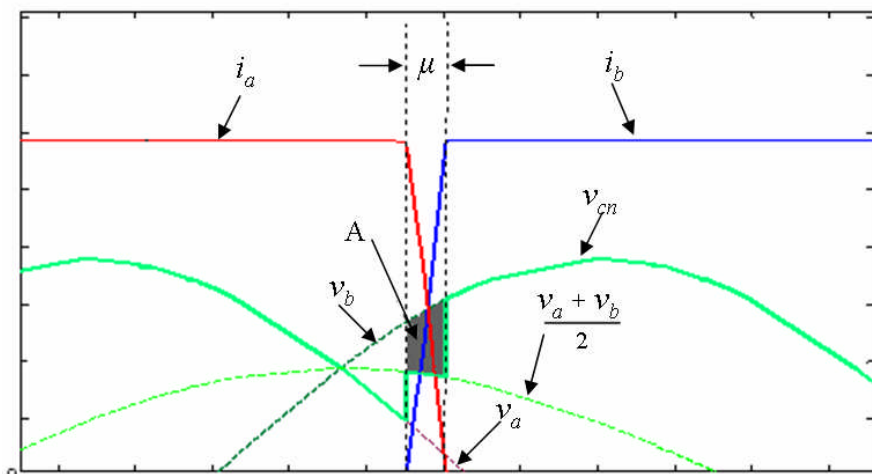


Fig.I.17. Tensions et courants pendant la commutation.

Au passage par zéro du courant i_a , et $i_b = I_d$, le thyristor T1 se bloque spontanément. La commutation est terminée. Comme le transfert se produit naturellement, sans faire appel à un condensateur ou un circuit spécial, la commutation est dite naturelle [23,36].

On constate que la période de commutation est d'autant plus longue que l'inductance L_c est grande. On obtient donc la forme d'onde v_{cn} montrée en jaune sur la Fig.I.17. La forme d'onde des courants i_a et i_b est aussi montrée sur la même figure. Il est évident que la commutation a pour effet de réduire la tension continue aux bornes de la charge.

Pendant la commutation, la tension redressée instantanée prend la valeur :

$$v_{cn} = \frac{v_a + v_b}{2} \quad (\text{I.10})$$

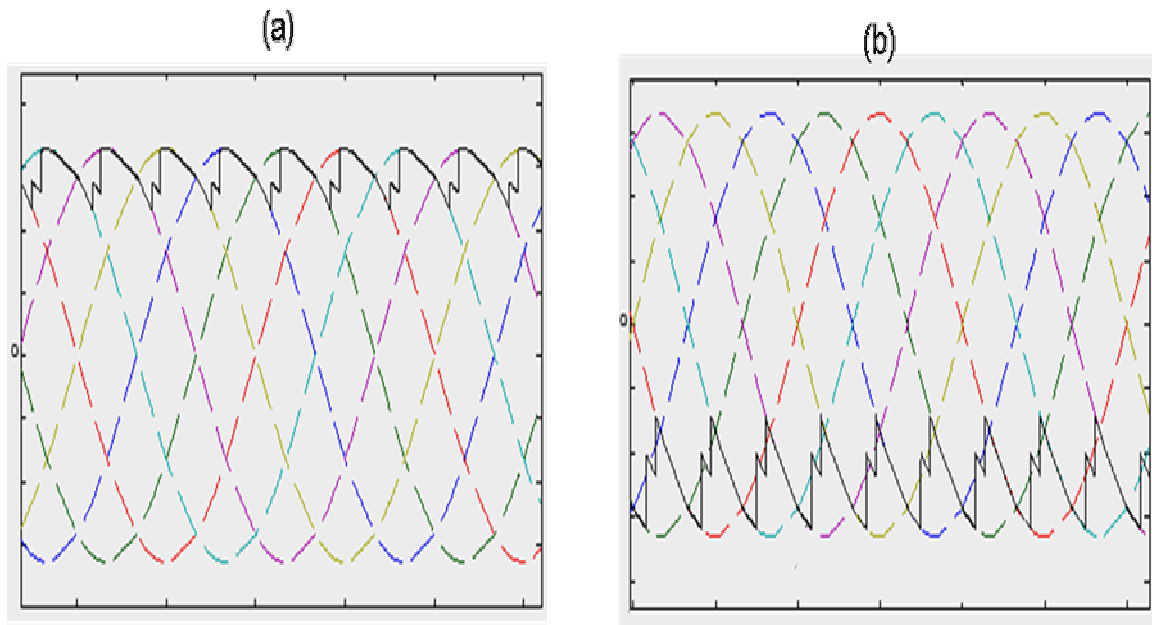


Fig.I.18. Tension V_d , tenant compte de la commutation. (a) Fonctionnement en redresseur. (b) Fonctionnement en onduleur

Les formes d'onde de V_d , tenant compte de la commutation, sont représentées sur la Fig.I.18. La surface A dans la Fig.I.17 représente la chute de tension qui se produit pendant chaque commutation entre deux valves, cette chute de tension est produite 6 fois pendant chaque période.

La valeur moyenne de V_d est donnée par l'équation (I.11) ci-dessous :

$$V_d = V_{do} \cos \alpha - \frac{3X_c I_d}{\pi} \quad (\text{I.11})$$

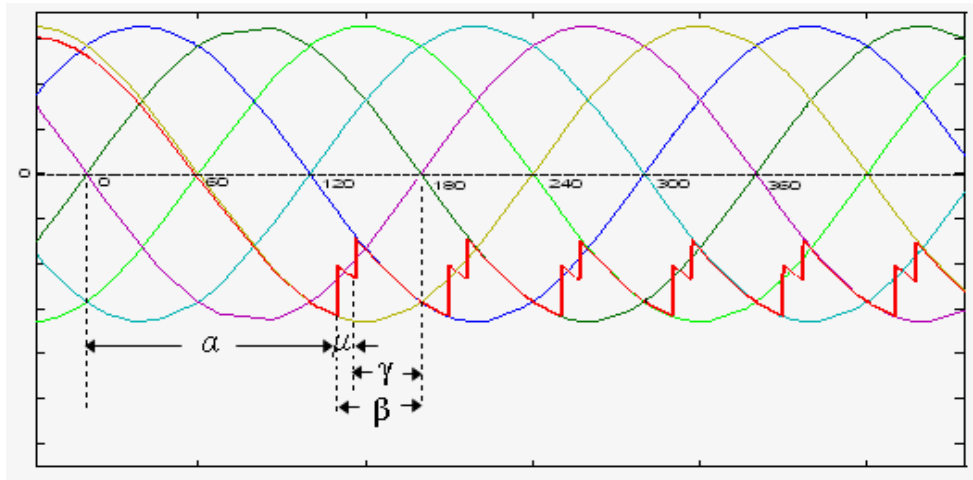


Fig.I.19. Divers angles pour $\alpha = 135^\circ$.

Le fonctionnement de l'onduleur peut également être décrit en terme de α défini de la même manière que pour le redresseur, mais ayant des valeurs comprises entre 90° et 180° . Cependant, la pratique courante consiste à utiliser l'angle d'avance β et l'angle d'extinction γ pour décrire les performances de l'onduleur. Ces angles sont mesurés par rapport à l'instant où $\alpha = 180^\circ$, soit le retard théorique maximal admissible pour un onduleur.

En se référant à la Fig.I.19, on constate que pour le thyristor T1, l'angle d'avance β_1 correspond bien à l'instant d'amorçage. La relation entre α et β est donnée par l'expression :

$$\beta = 180 - \alpha \quad (\text{I.12})$$

On a aussi :

$$\gamma = 180^\circ - (\alpha + \mu) \quad (\text{I.13})$$

On peut déduire :

$$\beta = \mu + \gamma \quad (\text{I.14})$$

L'équation (I.11) présente la tension moyenne de sortie d'un redresseur qui considère la commutation. Pour un onduleur, la tension moyenne (signe négatif) est représentée par les équations (I.15) et (I.16) ci-dessous:

$$V_d = V_{do} \cos \beta + \frac{3XcI_d}{\pi} \quad (\text{I.15})$$

$$V_d = V_{do} \cos \gamma - \frac{3XcI_d}{\pi} \quad (\text{I.16})$$

I.3.3. Harmoniques coté AC

On a vu sur la Fig.I.11(c) que dans les lignes triphasées, le courant alternatif a une forme pulsative rectangulaire dont la durée est de 120° . L'amplitude est égale au courant de charge I_d . Comme le courant n'est pas sinusoïdal, il est composé d'un courant fondamental I_{LF} et d'harmoniques I_{LH} . Avec H rang de l'harmonique:

$$H = 6k \pm 1, k = 1, 2, 3, \dots$$

Donc les convertisseurs en pont triphasé produisent coté AC des harmoniques de courants impairs d'ordre 5, 7, 11, 13 et plus. Ces harmoniques résultent de la forme d'onde rectangulaire du courant. On doit empêcher que ces courants pénètrent dans les lignes triphasées. A cette fin, on installe des filtres côté AC. Comme ces derniers sont effectivement capacitifs, ils fournissent en même temps une partie de la puissance réactive absorbée par le convertisseur [35].

I.3.4. Harmoniques coté DC

Des harmoniques de tension sont créées coté DC des convertisseurs. Elles donnent lieu à des harmoniques de courant d'ordre $6k$. Les filtres sont composés par des inductances de lissage et des filtres shunt lesquels sont composés de deux circuits LC série, respectivement accordés aux harmoniques 6 et 12.

I.3.5. Système de conversion à 12 pulsations

Les structures étudiées précédemment (pont triphasé) sont les structures élémentaires directement mises en oeuvre dans des applications de petite et moyenne puissances. Pour les

fortes puissances, il est fait appel à des montages complexes qui sont, en fait, des groupements en série ou en parallèle de structures élémentaires [35,36]. Ces groupements peuvent, de plus, permettre une amélioration des performances du convertisseur et offrent des possibilités supplémentaires du point de vue contrôle. Le schéma de principe du groupement en série de deux convertisseurs élémentaires est représenté sur la Fig.I.20. Les ponts sont en série du côté DC et parallèles du côté AC. L'un des transformateurs est connecté en étoile-étoile et l'autre est connecté en étoile-triangle. Ces connexions produisent un déphasage de 30° entre les tensions aux secondaires de transformateurs. Par conséquent, les thyristors des deux convertisseurs ne s'amorcent pas en même temps mais avec un décalage de 30° , ce qui produit un total de 12 pulsations. Un tel groupement de deux convertisseurs est appelé convertisseur à 12 pulsations. Les tensions du côté DC sont représentées sur la Fig.I.21 pour une valeur particulière d'un angle de retard égal à 20° . L'indice de pulsation ayant été multiplié par deux, on constate une réduction sensible de l'ondulation relative à la tension redressée.

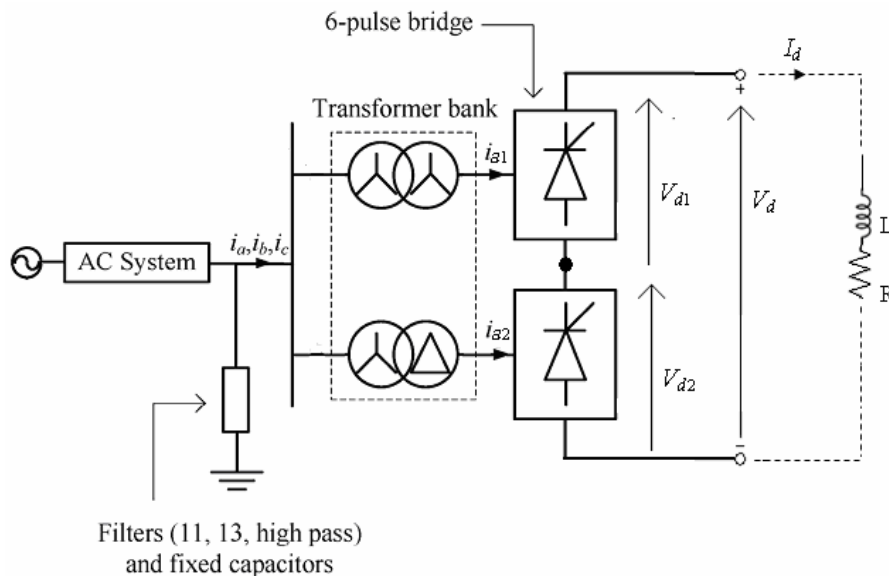


Fig.I.20. Système de conversion à 12 pulsations.

La tension V_d aux bornes de la charge est donnée par les équations (I.17) et (I.18) ci-dessous

$$V_d = V_{d1} + V_{d2} \quad (I.17)$$

$$V_d = 2V_{do} \cos \alpha - \frac{6X_c I_d}{\pi} \quad (\text{I.18})$$

V_{do} est donné par l'équation (I.2)

D'une manière générale, pour n ponts en série, la tension DC est donnée par:

$$V_d = nV_{do} \cos \alpha - \frac{n3X_c I_d}{\pi} \quad (\text{I.19})$$

$$V_d = nV_{do} \cos \gamma - \frac{n3X_c I_d}{\pi} \quad (\text{I.20})$$

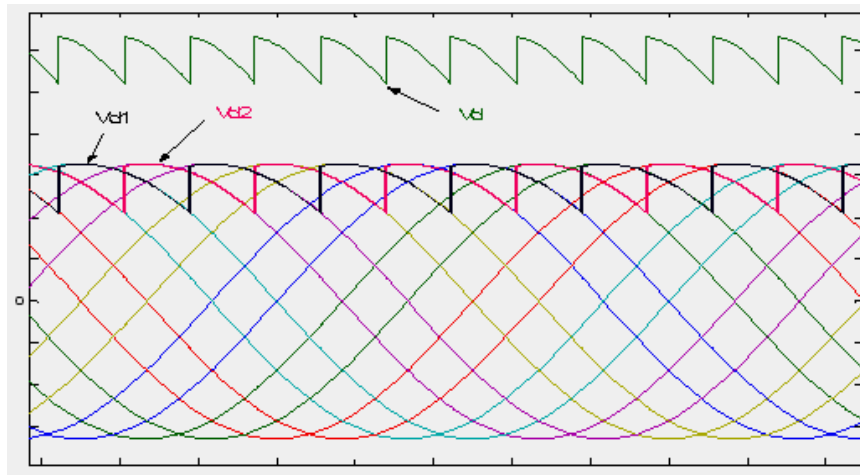


Fig.I.21. Tensions du côté continu.

Les courants dans les enroulements secondaires sont faciles à déterminer puisque identiques à ceux d'un pont triphasé élémentaire avec couplage étoile ou couplage triangle des sources.

Les courants i_{a1} , i_{a2} et le courant totale i_a sont représentés sur la Fig.I.22. Un arrangement à 12 pulsations produire une forme d'onde qui est plus sinusoïdale que les ondes de courant pour chacun des ponts à 6 pulsations. Le déphasage de 30° produit par le couplage étoile-triangle a pour effet d'opposer les 5° et 7° harmoniques de courants produits respectivement par les deux convertisseurs [37,38]. Ces deux harmoniques n'apparaissent donc pas sur les lignes de réseau. Ce déphasage élimine, de la même façon, les 6° et 18° harmoniques de coté DC [37,38]. Cela réduit considérablement le coût des filtres harmoniques.

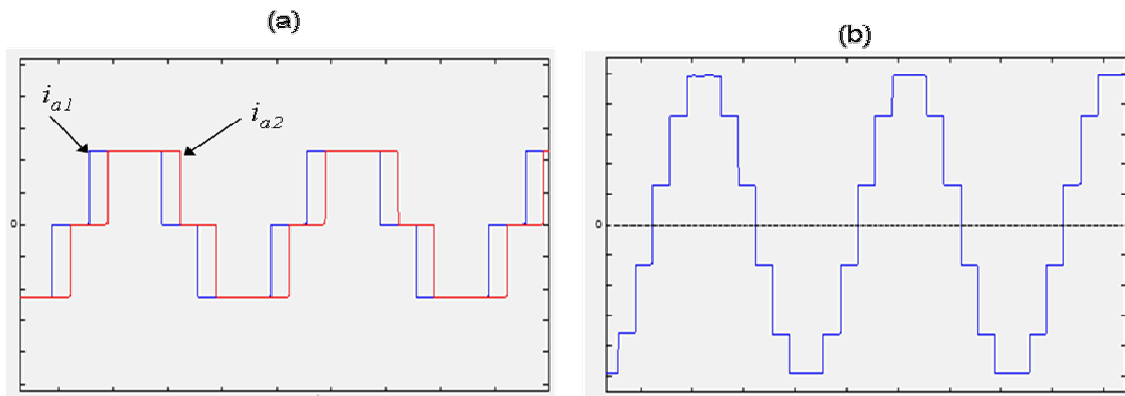


Fig.I.22. (a) Courants i_{a1} et i_{a2} . (b) Courant total i_a .

I.4. Conclusion

Nous avons présenté les systèmes HVDC en général, expliqué les raisons pour lesquelles la considération des systèmes HVDC apporte un intérêt dans la transmission de puissance et ce par rapport à un transport en courant alternatif. Les avantages et les inconvénients du système ont été évoqués ainsi que les différentes configurations et les types des convertisseurs. Nous avons décrit le principe de fonctionnement en mode redresseur et en mode onduleur du convertisseur type CSC. Nous nous intéresserons tout particulièrement dans la suite de notre étude à la configuration monopolaire de type CSC.

Chapitre II : Commande des systèmes CSC-HVDC

II.1. Introduction

Un système de transmission HVDC est hautement contrôlable. Son utilisation efficace dépend de l'utilisation appropriée de cette capacité de contrôle pour assurer les performances souhaitées du réseau électrique. Avec les objectifs de fournir un fonctionnement efficace et stable et de maximiser la flexibilité du contrôle de puissance sans compromettre la sécurité de l'équipement, différents niveaux de contrôle sont utilisés de manière hiérarchique. Dans ce chapitre, nous exposons les principes de base et les applications de commande de système CSC-HVDC. Nous choisissons le modèle de référence HVDC de la CIGRE comme réseau test avec pour l'objectif de mettre en évidence le fonctionnement du système CSC-HVDC en fonctionnement normal et lors d'un défaut qu'il soit côté alternatif ou côté continu.

II.2. Fonctions des commandes HVDC

Dans une liaison HVDC reliant deux systèmes AC (Fig.II.1), les fonctions principales des commandes HVDC sont les suivantes [22,36]:

- Contrôler le flux de puissance entre les deux systèmes
- Protéger l'équipement contre les contraintes de courant et de tension causées par les défauts
- Stabilisez les systèmes AC connectés contre tout mode opérationnel de la liaison HVDC.

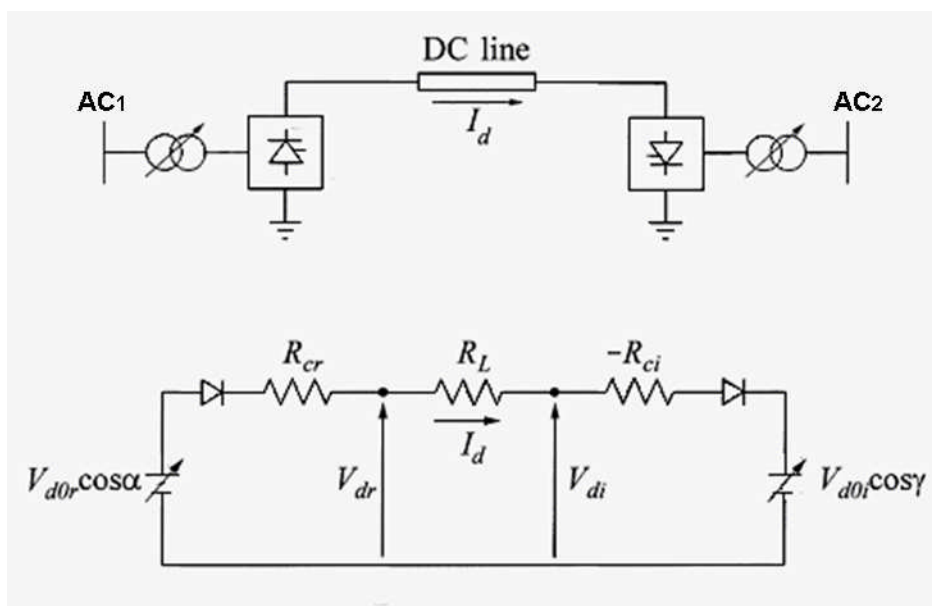


Fig.II.1. Schéma du système HVDC et son circuit équivalent [36].

II.3. Principes de base du contrôle

Nous décrivons ci-dessous le principe de contrôle d'un système de transport HVDC de configuration monopolaire. Le schéma de ce système et son circuit équivalent sont représentés sur la Fig.II.1 [22].

Le courant I_d circulant du redresseur à l'onduleur peut être donné par:

$$I_d = \frac{V_{dor} \cos \alpha - V_{doi} \cos \gamma}{R_{cr} + R_L - R_{ci}} \quad (\text{II.1})$$

Le changement de courant I_d (puissance P_d) peuvent donc se produire par:

- ✓ Variation de l'angle α au redresseur
- ✓ Variation de l'angle γ de l'onduleur
- ✓ Variation de la tension AC côté redresseur au moyen du changeur de prises du transformateur de convertisseur.
- ✓ Variation de la tension AC côté onduleur au moyen du changeur de prises du transformateur de convertisseur.

La commande par les angles α et γ est assez rapide (1 à 10 ms), alors que la commande par changeur de prise est lent (5 à 6 s par pas).

Le choix de la stratégie de contrôle est sélectionné pour permettre un fonctionnement rapide et stable de la liaison HVDC tout en minimisant la génération d'harmoniques, la consommation d'énergie réactive et les pertes de puissance.

Les considérations suivantes influencent la sélection des caractéristiques de contrôle [22]:

- Prévention des grandes fluctuations du courant I_d dues aux variations de la tension du système AC.
- Maintien de la tension V_d proche de la valeur nominale.
- Maintenir des facteurs de puissance des deux côtés aussi élevés que possible.
- Prévention de raté de commutation côté onduleur.

Un contrôle rapide des convertisseurs pour éviter de grandes fluctuations du courant I_d est une condition importante pour un fonctionnement satisfaisant de la liaison HVDC. En se référant à l'équation (II.1), les éléments impédants dans le dénominateur étant petites; par conséquent, un petit changement dans V_{dor} ou V_{doi} provoque un grand changement dans I_d . Une légère différence entre V_{dor} et V_{doi} suffit pour faire circuler le courant de pleine charge dans la ligne. Par exemple, une variation de 25% de la tension au niveau du redresseur ou de l'onduleur peut

entraîner une variation de courant I_d pouvant aller jusqu'à 100%. Cela implique que, si α_r et γ_i sont maintenus constants, le courant I_d peut varier sur une large plage pour de petites variations de l'amplitude de la tension AC à chaque extrémité. Ces fluctuations sont inacceptables car elles tendent à déstabiliser les réseaux et à provoquer l'allumage aléatoire des thyristors [35]. De plus, le courant résultant peut être suffisamment élevé pour endommager les valves et autres équipements. Par conséquent, un contrôle rapide du convertisseur utilisant les angles α et γ pour éviter les fluctuations du courant I_d est essentiel pour le bon fonctionnement du système; sans un tel contrôle, le système HVDC serait impraticable.

Pour une puissance P_d donnée, le profil de tension DC le long de la ligne doit être proche de la valeur nominale. Cela minimise le courant continu et, par conséquent, les pertes de ligne.

En raison de plusieurs causes liées à la performance du système, le facteur de puissance doit être aussi élevée que possible.

Le facteur de puissance s'exprime par la relation (II.2) ci-dessous :

$$\begin{aligned} \cos\varphi &\approx \left[\frac{\cos\alpha + \cos(\alpha + \mu)}{2} \right] \\ &\approx \left[\frac{\cos\gamma + \cos(\gamma + \mu)}{2} \right] \end{aligned} \quad (\text{II.2})$$

Par conséquent, pour obtenir un facteur de puissance élevé, l'angle α pour le redresseur et l'angle γ pour l'onduleur doivent être maintenus aussi bas que possible. Le redresseur, cependant, a une limite α minimale d'environ 5° pour assurer une tension adéquate à travers la valve avant l'amorçage. En conséquence, le redresseur fonctionne normalement à une valeur de α dans la plage de 15° à 20° de manière à laisser une certaine marge pour augmenter la tension de redresseur pour contrôler le flux de puissance DC. Dans le cas d'un onduleur, il est nécessaire de maintenir un certain angle d'extinction γ pour éviter le raté de la commutation. Cet angle de marge permet au thyristor de reprendre ses propriétés de blocage avant que son anode redevienne positive par rapport à la cathode. En général, la valeur de γ est compris entre 15° et 20° [22,36].

II.4. Caractéristiques de contrôle

La méthode des caractéristiques V_d-I_d (Fig.II.2) est la méthode la plus largement utilisée pour construire un système efficace pour la commande d'une liaison CSC-HVDC. La méthode repose sur une zone définie de fonctionnement du système HVDC, avec des fonctions claires pour les deux terminaux. Il intègre également des fonctions de protection pour protéger le system HVDC [22,23].

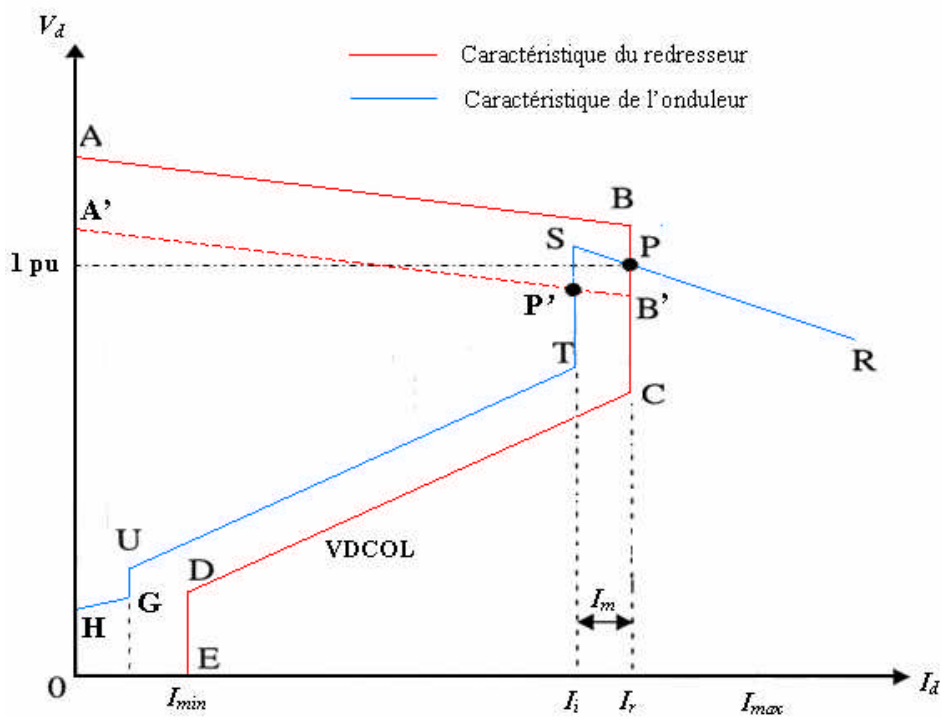


Fig.II.2. Caractéristiques de contrôle d'un système HVDC.

II.4.1. Caractéristiques du redresseur

Le contrôle du courant dans la ligne DC est effectué par le contrôleur de courant dans le redresseur pendant le fonctionnement en régime normal. Le fonctionnement du redresseur est défini par plusieurs caractéristiques montrées sur la Fig.II.2.

- *Caractéristique de courant constant*

En fonctionnement normal, le redresseur maintient le courant I_d constant (CC). Cette caractéristique est montrée par la courbe BC sur la Fig.II.2, Cela représente le fonctionnement normal du redresseur où l'angle de retard α est varié afin de maintenir le courant I_d constant et

égal au courant de référence I_r . À cause de l'inertie thermique, les valves du convertisseur ne peuvent pas supporter une grande intensité de courant de façon continue; par conséquent une limite de courant maximale est appliquée dans les contrôles. I_{max} sur la Fig.II.2 représente cette limite, qui est habituellement fixée à 1,2 pu [22].

- **Caractéristique α_{min} au redresseur**

Le redresseur maintient le courant constant en changeant α . Cependant, α ne peut pas être inférieur à sa valeur minimale (α_{min}). Une fois que α_{min} est atteint, aucune augmentation de tension supplémentaire n'est possible et le redresseur fonctionnera à un angle d'amorçage constant (α_{min}). Cette caractéristique est représenté par l'équation (I.19) et la courbe AB sur la Fig.II.2, la limite maximum de V_d est définie par l'angle α_{min} . La pente de cette caractéristique est due à R_{cr} .

- **Caractéristique VDCOL**

Dans des conditions de basse tension, il peut ne pas être souhaitable ou possible de maintenir le courant ou la puissance nominale dans la ligne DC pour les raisons suivantes [22,36]:

- Lorsque la tension d'un convertisseur chute de plus de 30% environ, la demande de puissance réactive du convertisseur augmente, ce qui peut avoir un effet négatif sur le système AC. Un α ou γ plus élevé au niveau du convertisseur est nécessaire pour contrôler le courant, ce qui entraîne une augmentation de la puissance réactive. La réduction des niveaux de tension du système AC diminuent également de manière significative la puissance réactive fournie par les filtres et les condensateurs, qui fournissent souvent une grande partie de la puissance réactive absorbée par les convertisseurs.
- En cas de tension réduite, il existe également des risques de raté de commutation et d'instabilité de la tension.

Ces problèmes liés au fonctionnement dans des conditions de basse tension peuvent être évités en utilisant la caractéristique VDCOL (Voltage Dependent Current Order Limit). Cette caractéristique est représentée par la courbe CD sur la Fig.II.2. Elle réduit la consigne de courant I_r si la tension diminue à cause d'une perturbation. Lorsque l'état stable est établi et la tension reprenant sa valeur avant le défaut, la consigne de courant revient à sa valeur initiale I_r . Les caractéristiques du VDCOL peuvent être fonction de la tension AC ou de la tension DC.

- **Caractéristique de courant minimal I_{min}**

Pour de faibles valeurs de courant, l'ondulation du courant peut le rendre discontinu ou intermittent. La limite I_{min} représentée par la courbe DE sur la Fig.II.2 est habituellement imposée pour maintenir suffisamment de courant continu dans les valves pour éviter d'atteindre un fonctionnement en courant discontinu est d'éviter le fonctionnement avec un période de commutation très court, ce qui pourraient conduire à des tensions continues transitoires dangereuses. I_{min} est habituellement fixée entre 0,1 et 0,3 pu [22].

II.4.2. Caractéristiques de l'onduleur

- **Caractéristique d'excitation constant**

En fonctionnement normal, l'onduleur fonctionne avec un angle d'extinction constant γ_{min} , en maintenant une marge de commutation adéquate. La caractéristique SR sur la Fig.II.2 définit ce mode de fonctionnement et est appelée mode de contrôle CEA (Constant Extinction Angle).

Étant donné qu'une condition de fonctionnement doit satisfaire à la fois aux caractéristiques du redresseur et de l'onduleur, on obtient le point de fonctionnement P du système HVDC donné par l'intersection des deux caractéristiques (onduleur et redresseur) tel que montré par la figure. Le courant de ligne est égal au courant imposé par le redresseur, tandis que la tension de ligne est égale à la tension générée par l'onduleur.

- **Caractéristique de courant constant de l'onduleur**

La caractéristique CEA de l'onduleur intersecte la caractéristique du redresseur en P pour une tension normale. Cependant, la caractéristique CEA de l'onduleur (SR) n'intersecte pas la caractéristique du redresseur à une tension réduite représentée par la courbe A'B'. Par conséquent, une réduction importante de la tension du redresseur entraînerait la réduction à zéro du courant et de la puissance après un court instant. Afin d'éviter ce problème, l'onduleur est également équipé d'un régulateur de courant, qui est réglé à une valeur inférieure à la valeur de référence réglée pour le redresseur. Cette caractéristique de courant est montrée par la courbe ST sur la Fig.II.2. La différence entre la référence de courant du redresseur et la référence de courant de l'onduleur est appelée marge de courant, indiquée par I_m sur la Fig.II.2. Il est généralement réglé entre 10 et 15% du courant nominal afin de garantir que les

deux caractéristiques de courant constant ne se croisent pas en raison d'erreurs de mesure ou d'autres causes. En fonctionnement normal le régulateur de courant de l'onduleur est forcé hors service, et celui du redresseur maintient le courant de référence I_r dans la ligne DC. Le régulateur de courant dans l'onduleur n'est actif que pendant un défaut ou pendant le démarrage du système HVDC et maintient le courant dans la ligne DC à la valeur I_i .

Supposons qu'une perturbation se produise sur le réseau AC côté onduleur de sorte que la tension V_{di} diminue. Il en résulte un nouveau point d'opération P' montré sur la Fig.II.2. Le courant chute de I_r à I_i . Dans ce cas, l'onduleur contrôle le courant dans la ligne DC à I_i .

La caractéristique de l'onduleur (la courbe UT) correspond à la caractéristique de VDCOL du redresseur pour de préserver la marge de courant.

- **Caractéristique α_{min} de l'onduleur**

En cas de défaut sur la ligne DC, il est possible que l'onduleur puisse fonctionner comme un redresseur. Cela entraînerait une inversion du flux de puissance. Pour éviter que cela se produise, la commande de l'onduleur est dotée d'une limite α_{min} , comme indiqué par la courbe GH dans la Fig.II.2. Ceci limite l'angle d'amorçage de l'onduleur à une valeur supérieure à 90° , typiquement dans la plage de 95° à 110° . Le redresseur est cependant autorisé à fonctionner en mode onduleur pour assister le système dans certaines conditions de défaut. En conséquence, la limite maximum imposée à l'angle d'amorçage du redresseur est typiquement comprise entre 110° et 160° .

II.5. Autres modes de contrôle de l'onduleur

Le mode de contrôle CEA décrit ci-dessus pour l'onduleur peut entraîner de mauvaises performances pendant certaines périodes transitoires, en particulier pour les systèmes AC faibles. Lorsque l'onduleur fonctionne dans un système AC faible, la pente de la caractéristique du mode de contrôle CEA est assez forte et peut provoquer plusieurs points de croisement avec la caractéristique du redresseur à certains niveaux de tension, comme le montre la Fig.II.3(a). Pour éviter cette possibilité, la caractéristique CEA de l'onduleur est généralement modifiée en une caractéristique à pente positive (constante β) ou une caractéristique de tension constante. Notez que la caractéristique VDCOL a été éliminée dans la Fig.II.3 pour des raisons de simplicité. Avec β constant, la caractéristique V_d-I_d de l'onduleur a donc une pente positive comme représenté sur la Fig.II.3(b). Pour de faibles

charges, β constant caractéristique apporte une sécurité supplémentaire contre les ratés de commutation. Cependant, à des courants plus élevés (période de commutation plus important), le mode de contrôle CEA peut être rencontré.

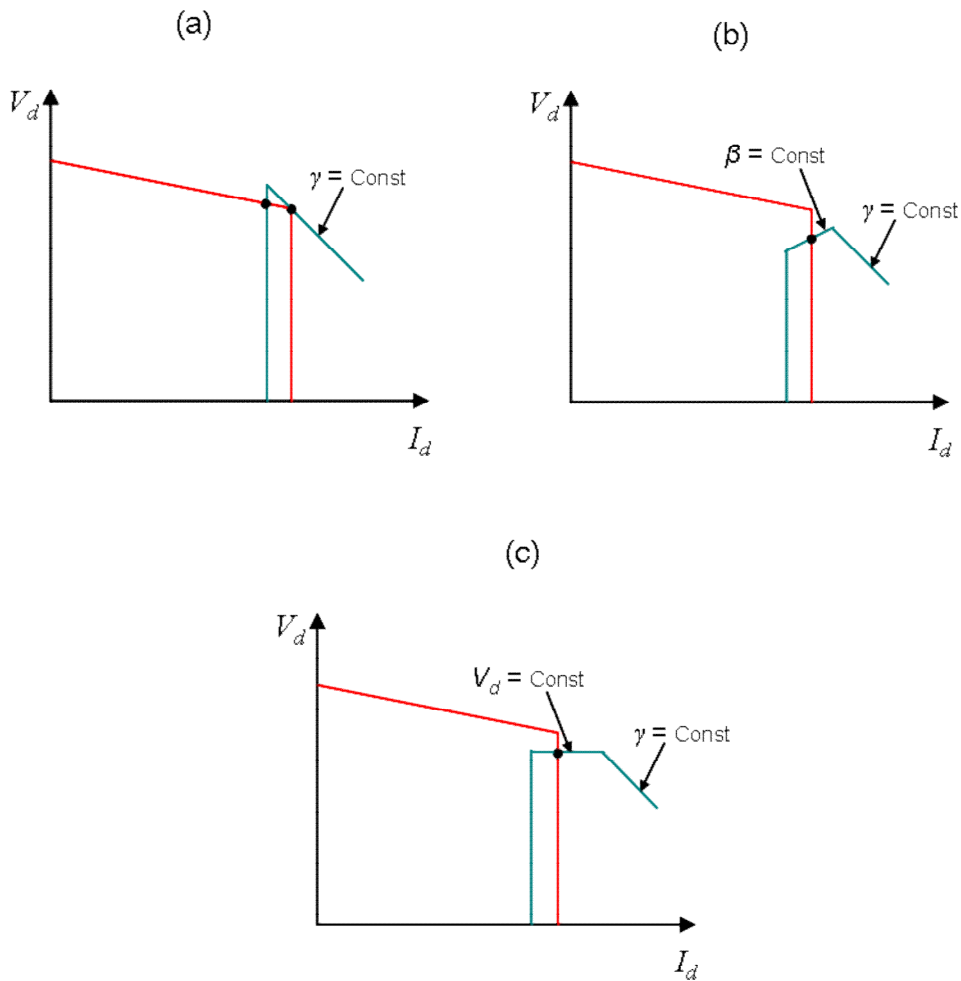


Fig.II.3. Autres modes de contrôle de l'onduleur.

Le mode de contrôle constant β n'est pas utilisé pour un fonctionnement normal. Il est considéré comme un type de contrôle de secours utile pour agir directement sur l'angle d'amorçage pendant les conditions transitoires.

Au lieu de réguler à une valeur γ constante (CEA), une commande de tension en boucle fermée peut être utilisée de manière à maintenir une tension constante à un point désiré sur la ligne DC, généralement côté redresseur. Par rapport à la commande constante γ (qui a tombante caractéristique de tension), le mode de commande de tension présente l'avantage que la caractéristique V-I de l'onduleur est plate comme le montre la Fig.II.3(c). De plus, le mode de contrôle de tension a une valeur légèrement plus élevée de γ et est donc moins

susceptible à un raté de commutation. Normalement, le mode de contrôle de tension maintient un γ d'environ 18° en conjonction avec les changeurs de prises côté AC.

II.6. Contrôle du changeur de prises

La régulation de la tension des transformateurs à partir du contrôle de l'échangeur de prises est utilisée pour maintenir les angles d'amorçage des convertisseurs dans les plages souhaitées, chaque fois que α (pour le redresseur) ou γ (pour l'onduleur) dépasse cette plage pendant plus de quelques secondes. Ceci minimisera alors la consommation de puissance réactive du convertisseur et fournira une marge suffisante pour un fonctionnement dynamique du convertisseur. C'est un contrôleur très lent, ce qui garantit que les variables du convertisseur sont optimisées mais ne réagit pas aux perturbations rapides.

II.7. Contrôle de puissance

Habituellement, une liaison HVDC est nécessaire pour transmettre une puissance définie. Dans une telle application, la référence de courant correspondante est déterminée comme étant égale à la référence de puissance (P_r) divisée par la tension continue mesurée:

$$I_r = \frac{P_r}{V_d} \quad (\text{II.3})$$

Pour faire varier la puissance transportée, on doit agir sur le courant I_d . Cela revient à modifier simultanément les caractéristiques V_d - I_d du redresseur et de l'onduleur. Les tensions V_{dr} et V_{di} sont maintenues constantes, mais les consignes de courants I_r et I_i sont modifiées simultanément de telle sorte que la marge de courant demeure la même. Cet ajustement des systèmes de commande équivaut à déplacer les deux caractéristiques ensemble, vers la gauche ou vers la droite, afin de faire varier le courant I_d et donc la puissance transmise.

On peut changer la direction de la puissance en changeant les angles d'amorçage, de sorte que le redresseur fonctionne en onduleur et vice versa. Les caractéristiques de la Fig.II.2 peuvent être étendu en dessous de la ligne zéro de la tension de sorte que le redresseur et l'onduleur échangent leur fonction comme montrée sur la Fig.II.4. Le transfert de puissance est de convertisseur 1 (AC1) vers convertisseur 2 (AC2) sur la Fig.II.1., lorsque les caractéristiques sont représentées sur la Fig.II.4(a) par des lignes continues. Le point de fonctionnement dans ce mode d'opération est représenté par le point P_1 . Le flux de puissance est inversé lorsque les

caractéristiques sont représentées par les lignes pointillées sur la Fig.II.4(b) obtenues en changeant les angles d'amorçage et en inversant le réglage de marge, c'est-à-dire en faisant en sorte que la référence de courant du convertisseur 2 dépasse celle du convertisseur 1. Le point de fonctionnement est maintenant représentée par P_2 sur la Fig.II.4(b); le courant I_d est le même que précédemment, mais la polarité de la tension a changé.

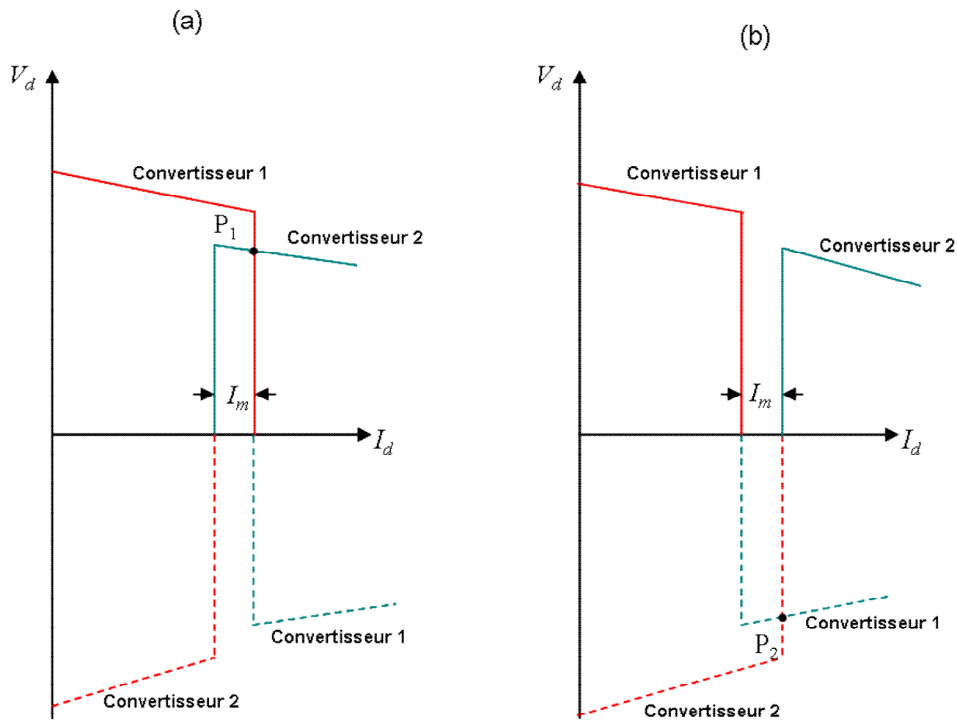


Fig.II.4. Caractéristiques V_d - I_d complètes. (a) P_d circule du convertisseur 1 au convertisseur 2. (b) P_d circule du convertisseur 2 au convertisseur 1.

II.8. Raté de commutation

Des ratés de commutation suite à des perturbations cotées AC, peuvent se produire dans les systèmes HVDC, en particulier au niveau du côté de l'onduleur. Un raté de commutation se produit si la commutation du courant d'une valve à une autre n'est pas terminée avant que la tension de commutation ne s'inverse sa polarité. Cela entraîne un court-circuit dans le groupe de valves. Les symptômes d'un raté de commutation sont une tension DC nulle à travers le pont affecté entraînant une augmentation du courant DC à un taux déterminé principalement par l'inductance de la ligne DC. Le principal problème avec le raté de la commutation est que le flux de puissance vers le système AC coté onduleur est interrompu et, si le système AC est

faible (c'est-à-dire que le rapport de court-circuit est faible), cela peut provoquer une perturbation significative. Une solution pour atténuer le raté de commutation est d'avoir une plus grande marge de commutation en fonctionnement normal (c'est-à-dire augmenter l'angle d'extinction). Mais une grande marge de commutation signifie également une consommation de puissance réactive plus élevée, ce qui n'est souvent pas justifié par des considérations économiques. Une autre solution consiste à avancer l'instant d'amorçage immédiatement après que le système de contrôle a détecté la perturbation du système AC. Le problème de cette solution est que le système de contrôle est souvent trop lent pour réagir à une telle perturbation.

II.9. Les systèmes de commande

La hiérarchie de contrôle varie d'un système à un autre, mais les concepts généraux sont communs.

II.9.1. Consigne de courant

La référence de courant I_r est générée à l'aide de l'unité VDCOL (Fig.II.5(a)). Une description détaillée de l'unité VDCOL peut être trouvée dans [22]. Pendant le fonctionnement normal, la consigne de courant I_r est toujours égale au courant de référence I_{ref} (1 pu). Quand la tension V_d diminue pour une raison quelconque (par exemple un défaut coté AC), la consigne de courant I_r est déterminée à partir de la courbe VDCOL de caractéristique V_d-I_d . La caractéristique V_d-I_d illustrée dans la Fig.II.5(b) détermine que lorsque V_d diminue au-dessous de V_{dmin} , I_r est limité à I_{min} . Lorsque la tension V_d est supérieure à la tension seuil V_{ds} , I_r est donné par la caractéristique BC. Lorsque la tension V_d est entre V_{dmin} et V_{ds} , la consigne de courant I_r est déterminée par la caractéristique CD.

II.9.2. Contrôle de courant du redresseur

La Fig.II.6 montre le schéma de commande de redresseur. Il comprend un régulateur PI en boucle fermée pour le courant continu. Le courant continu mesuré I_{dr} du système est filtré et comparé avec la consigne de courant I_r . La sortie du régulateur PI est l'angle de commande du redresseur α_r connu sous le nom d'angle de retard ou angle d'amorçage. Cet angle limité dans l'intervalle $[\alpha_{min} \alpha_{max}]$ est utilisé pour générer les impulsions d'allumage de redresseur. L'angle de fonctionnement nominal du redresseur est typiquement de 15°-20°. Il est souhaitable

d'avoir un petit angle de fonctionnement pour réduire la puissance réactive et les harmoniques, mais une marge suffisante doit être autorisée pour compenser les perturbations de la tension alternative.

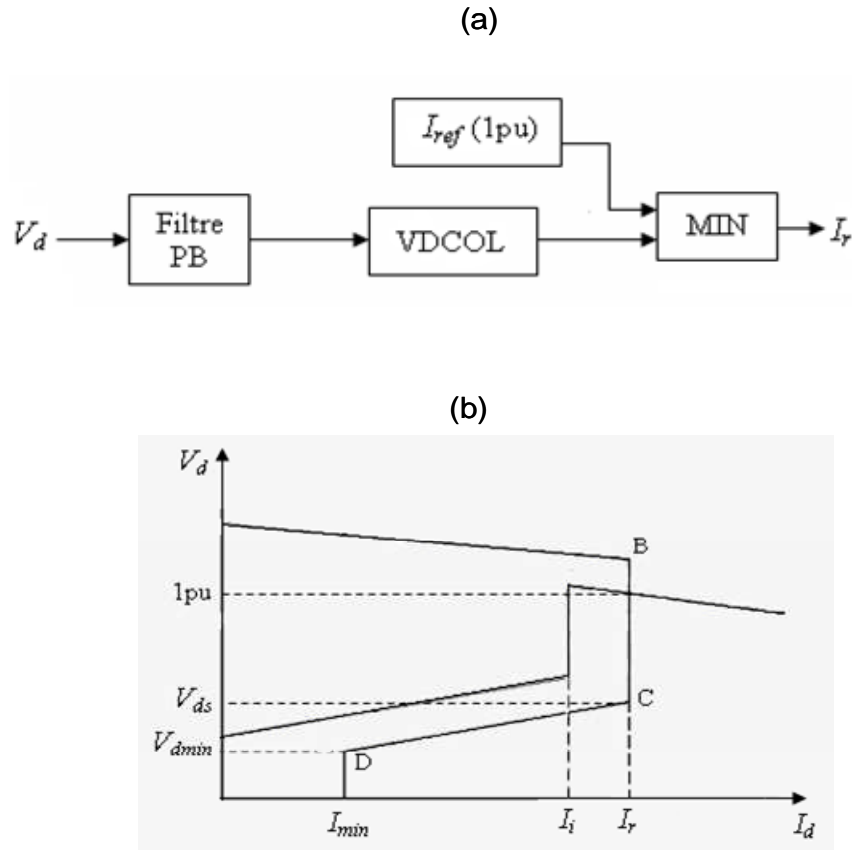


Fig.II.5. (a) Formation de I_r . (b) Caractéristique V_d - I_d .

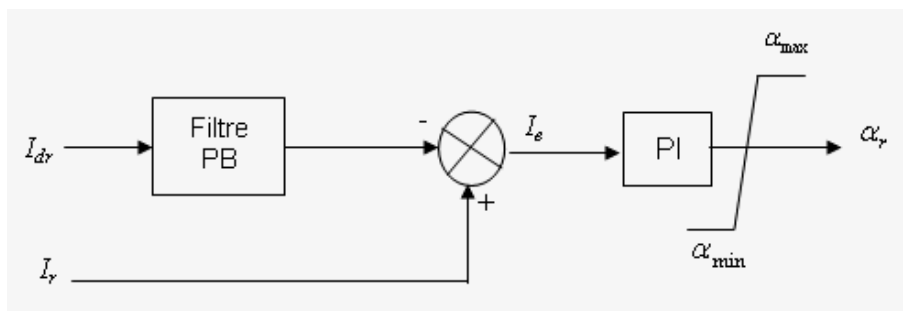


Fig.II.6. Contrôle de courant du redresseur.

II.9.3. Système de commande de l'onduleur

Le système de commande de l'onduleur est représenté par le schéma de la Fig.II.7. Le système de commande est composé de trois régulateurs fonctionnant en parallèle: régulateur

de courant, régulateur d'angle γ et un régulateur de tension. Dans certains cas, un régulateur d'angle β est également utilisé. Comme mentionné ci-dessus, un contrôleur de courant est aussi utilisé du côté de l'onduleur en tant que mode de commande de secours, qui est inactive pendant le fonctionnement normal. Le régulateur de courant de l'onduleur est similaire au régulateur de courant du redresseur. La mesure du courant continu I_{di} est comparée avec I_r et la marge de courant I_m égale à 0.1 dans la Fig.II.7.

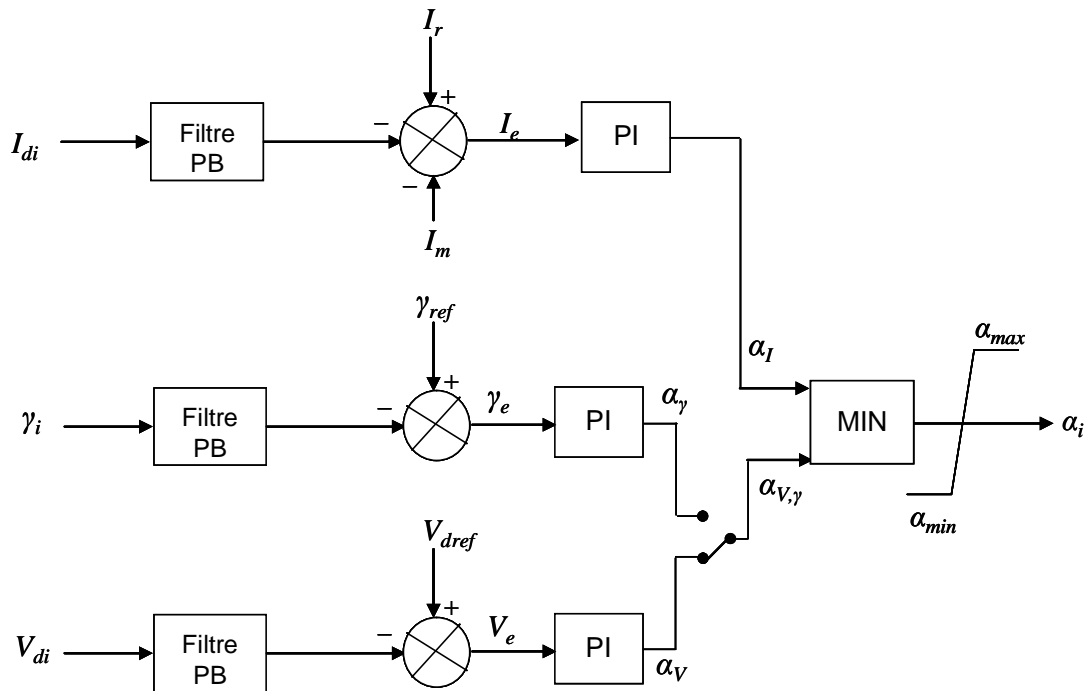


Fig.II.7. Système de commande de l'onduleur.

Le régulateur PI génère l'angle de commande α_I . Pour mettre en oeuvre un régulateur d'angle γ , une mesure de l'angle γ est nécessaire. Le contrôleur compare l'angle mesuré avec la valeur de référence. L'erreur est transmise à un régulateur PI qui génère l'angle de commande α_{γ} . Le contrôle d'angle γ est le mode de contrôle le moins stable pour l'onduleur et pour cette raison, la commande γ n'est pas utilisée sur les systèmes HVDC avec des systèmes AC faible ou pendant les perturbations. De nombreux systèmes HVDC utilisent un contrôle de tension du côté de l'onduleur, qui est plus stable que le contrôle d'angle γ . Généralement, un régulateur PI est utilisé pour réguler la tension continue à la valeur désirée. Dans la Fig.II.7, le régulateur de tension génère l'angle de commande α_V . Le mode de commande (c'est-à-dire la tension ou l'angle γ) peut être choisi selon de la performance souhaitée. La plus petite des valeurs α_I , $\alpha_{V,\gamma}$ (limitée entre α_{min} et α_{max}) est utilisée pour générer les impulsions d'allumage. Dans certains

cas, la sortie inférieure des trois contrôleurs est utilisée pour générer les impulsions d'amorçage.

II.10. Exemple d'application

II.10.1. Système étudié

Le modèle choisi pour cette étude est le modèle de référence HVDC de la CIGRE représenté sur la Fig.II.8. Le modèle, a été proposé dans [212-214], est une liaison HVDC monopolaire de 500 kV, 1000 MW avec des convertisseurs à 12 pulsations sur les deux côtés redresseur et onduleur, connectés à des systèmes AC faibles (rapport de court-circuit de 2,5 à une fréquence nominale de 50 Hz) qui offrent un degré de difficulté considérable pour les contrôles. Ce modèle a évolué pour devenir le standard HVDC référence pour les études de contrôle et fournit un modèle utile [22]. Le schéma de circuit de ce système est illustré sur la Fig.II.8. Les paramètres complets peuvent être trouvés dans [23,215]. On utilise les blocs de SimPowerSystems de MATLAB pour simuler ce système.

Comme décrit précédemment, le côté redresseur a un contrôleur de courant avec une référence obtenu de l'unité VDCOL, et le système de commande de l'onduleur a un contrôleur de courant, un contrôleur de tension et un contrôleur d'angle γ fonctionnant en parallèle.

Les changeurs de prise des transformateurs ne sont pas simulés dans notre étude et des prises fixes sont supposées. L'objectif de cette simulation est de mettre en évidence le fonctionnement du système CSC-HVDC en fonctionnement normal et lors d'un défaut qu'il soit côté alternatif ou côté continu. Le modèle a été validé en comparant les résultats de la simulation avec les résultats publiés disponibles [22,216]. Les paramètres de l'unité VDCOL dans cette simulation sont comme suit: $V_{ds} = 0.6$ pu, $V_{dmin} = 0.18$ pu et $I_{dmin} = 0.3$.

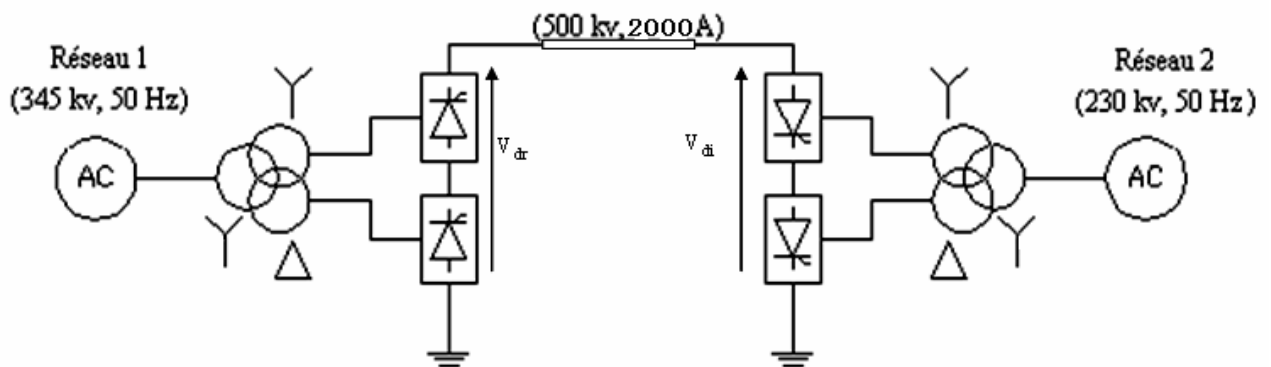


Fig.II.8. Système étudié.

II.10.2. Test de fonctionnement en situation normale

En fonctionnement normal, le redresseur contrôle le courant à la valeur de référence I_r , tandis que l'onduleur contrôle la tension ou l'angle γ à la valeur de référence V_{dref} ou γ_{ref} .

- Avec le mode de contrôle de tension

La Fig.II.9 montre les tensions et les courants des deux cotés du système HVDC. En fonctionnement normal, la tension et le courant sont égaux à la référence donnée (courbes en rouge).

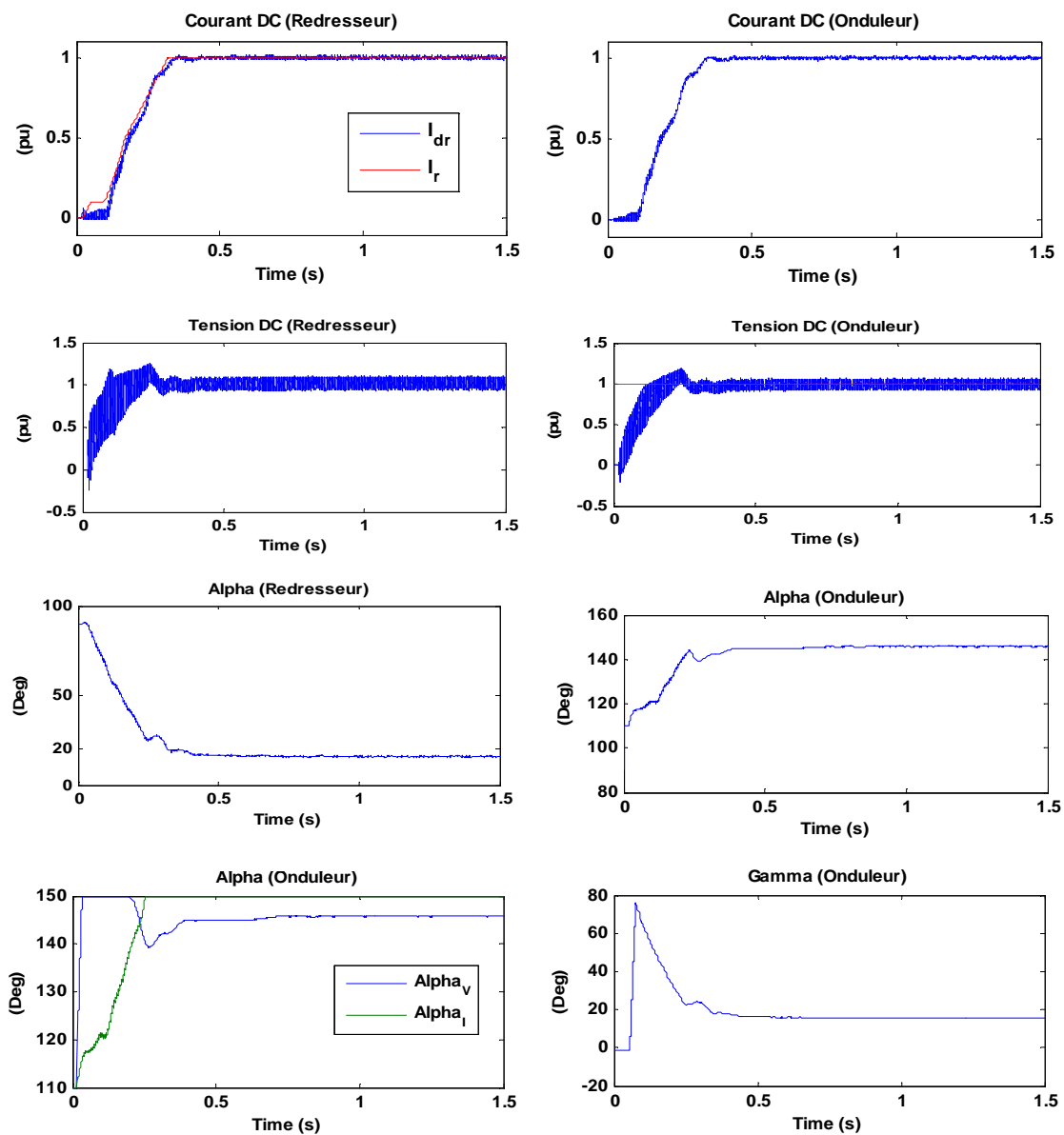


Fig.II.9. Fonctionnement en situation normale (mode de contrôle de tension).

Après la fin de la période transitoire (démarrage) un passage du mode de réglage du courant au mode de réglage de tension dans le système de commande de l'onduleur est observé sur la figure. L'angle d'amorçage pour les deux convertisseurs est donné dans la figure. Il se stabilise à 16° pour le redresseur et à 145° pour l'onduleur. L'angle γ est également représenté sur la figure et il se stabilise à 16° .

- Avec le mode de contrôle d'angle γ

Dans ce cas, le régulateur de tension côté onduleur est désactivé tandis que le régulateur d'angle γ est activé. Pour mettre en œuvre un régulateur d'angle γ , la mesure de l'angle d'extinction côté onduleur est nécessaire. Référence [22] explique comment la mesure de l'angle d'extinction peut être faite. Comme on peut le voir sur la Fig.II.10, le régulateur d'angle γ fonctionne bien et maintient l'angle d'extinction à la référence donnée (18°). La tension est à la valeur nominale grâce aux valeurs fixes choisies pour les prises du transformateur. Dans ce mode de contrôle, l'angle d'amorçage de redresseur se stabilise à 16° et à 144° pour l'onduleur.

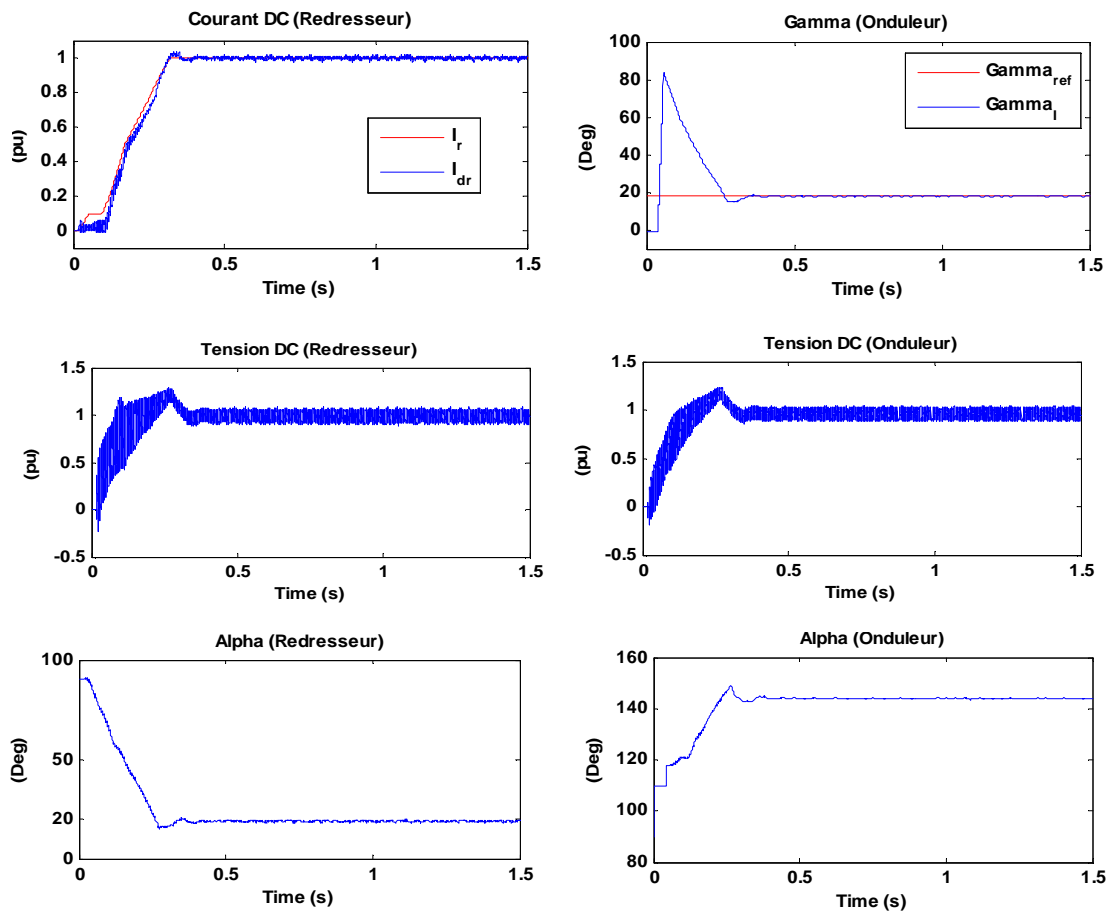


Fig.II.10. Fonctionnement en situation normale (mode de contrôle d'angle γ).

II.10.3. Optimisation des performances des régulateurs

La recherche des performances optimales des régulateurs nous amène à effectuer les tests suivants.

- *Réponse en échelon de régulateur de courant du redresseur*

Pour tester les performances du régulateur de courant coté redresseur, on applique une variation de la consigne de courant (I_{ref}) égale à 0.2 pu à $t = 0.7$ s qu'on annule à $t = 1.2$ s. La Fig.II.11 montre le courant DC côté redresseur et côté onduleur avec la valeur de référence I_r . La réponse est bien contrôlée et stable. Les tensions continues restent constantes comme la montre la figure, et obéissent à la commande cotée onduleur.

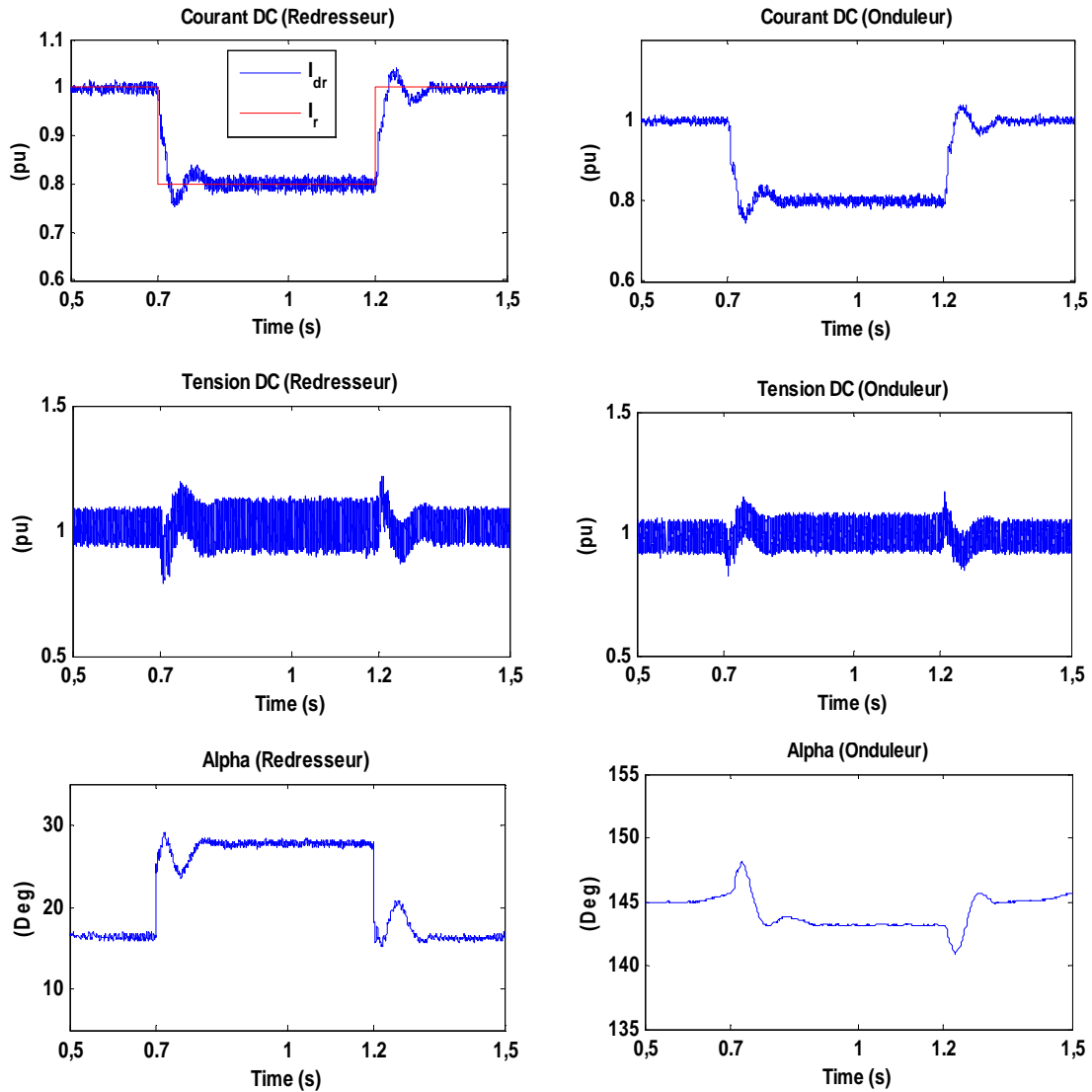


Fig.II.11. Test de la réponse en courant.

- *Réponse en échelon de régulateur de tension de l'onduleur*

Dans ce cas, on applique une variation de la consigne de tension égale à 0.2 pu à $t = 0.7$ s qu'on annule à $t = 1.2$ s. La Fig.II.12 montre la tension DC côté redresseur et côté onduleur avec la valeur de référence V_{ref} en rouge. La réponse est bien contrôlée et stable. Comme la montre la figure, le courant DC reste constant et obéit à la commande côté redresseur. Pour garder le courant DC constant, l'angle d'amorçage coté redresseur est augmenté de 16° à 30° .

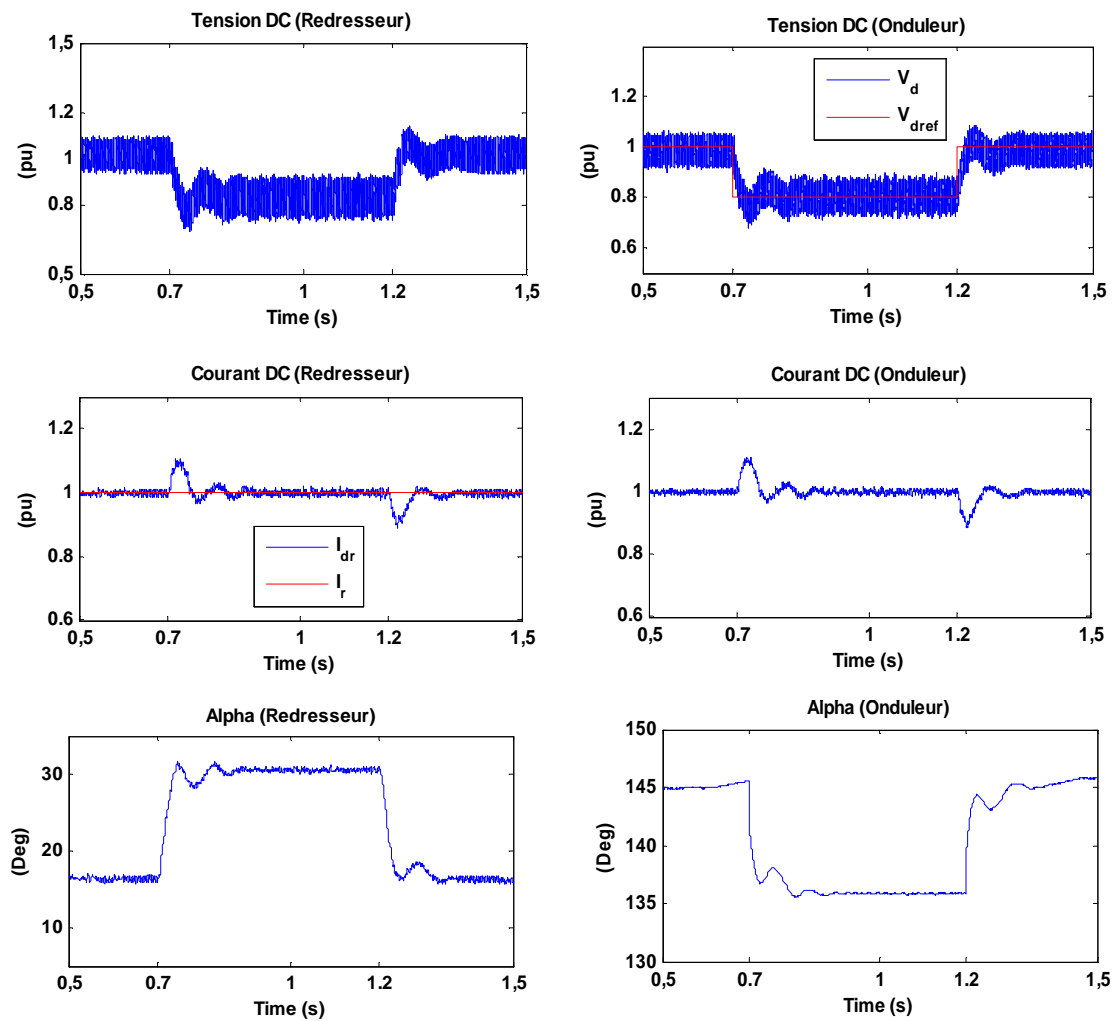


Fig.II.12. Test de la réponse en tension.

- *Réponse en échelon de régulateur d'angle γ de l'onduleur*

Pour tester les performances du régulateur d'angle γ coté onduleur, on applique une variation de la consigne γ_{ref} égale à 3° à $t = 0.7$ s qu'on annule à $t = 1.2$ s. La Fig.II.13 montre l'angle d'extinction côté onduleur avec la valeur de référence γ_{ref} . La réponse est bien contrôlée et

stable. Le courant DC reste constant et obéit à la commande côté redresseur comme la montre la figure. La tension DC est légèrement diminuée en raison des valeurs fixes des changeurs de prises des transformateurs.

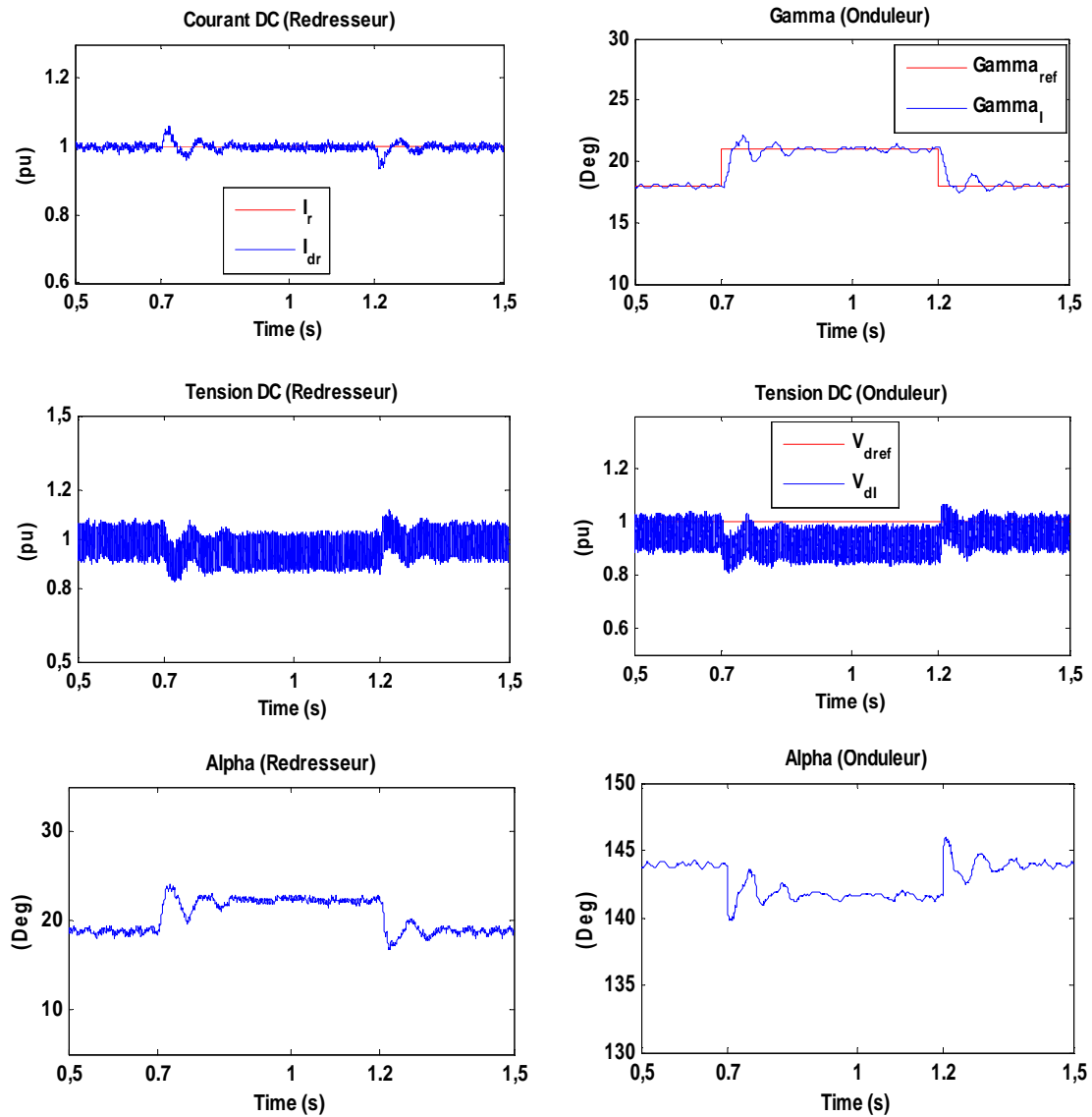


Fig.II.13. Test de la réponse en angle γ

II.10.4. Performance du système en cas de perturbation

Le fonctionnement de la transmission HVDC est affecté par des défauts sur la ligne DC, les convertisseurs ou le système AC. Les commandes HVDC sont généralement capables de résoudre la plupart des situations de défaut transitoires dans un temps très court. Dans les systèmes AC, les relais et les disjoncteurs sont utilisés pour détecter et éliminer les défauts.

En revanche, la plupart des défauts associés aux systèmes HVDC sont soit auto-éclaircissant, soit éliminés par l'action des commandes du convertisseur. Seulement dans certains cas, il est nécessaire de mettre un pont ou un pôle hors service par des disjoncteurs. Les commandes de convertisseurs jouent donc un rôle essentiel dans la réponse satisfaisante des systèmes HVDC aux défauts sur le côté DC, ainsi que le côté AC.

- ***Simulation d'un défaut triphasé coté redresseur***

Un défaut triphasé de durée 100 ms est appliqué coté triphasé coté redresseur. Le défaut est appliqué à 0.7 s et éliminé à 0.8 s. Les résultats de simulation sont montrés dans la Fig.II.14. Le défaut provoque l'effondrement de la tension DC et ça réduit le courant DC à zéro en raison de l'absence de tension d'alimentation. Le procédé de limitation de courant VDCOL permet de limiter la consigne de courant I_r à une valeur minimale I_{min} égale à 0.3 pu (courbe en rouge). Pendant le défaut, le redresseur est forcé à sa limite α_{min} de 5° en raison de la réduction de tension. Dans le même temps, l'angle d'amorçage de l'onduleur est forcé à sa limite α_{min} de 110° , et le régulateur de courant de l'onduleur est forcé de prendre le contrôle du courant. Le système retrouve sa valeur initiale après élimination du défaut ce qui confirme la bonne performance de la régulation.

- ***Simulation d'un défaut triphasé coté onduleur***

Dans ce cas, le défaut est localisé coté triphasé coté onduleur. Le défaut est appliqué à 0.7 s et éliminé à 0.8 s. Les résultats de simulation sont montrés dans la Fig.II.15. Un raté de commutation inévitable (phénomène de reconduction) se produit au niveau de l'onduleur au tout début du défaut. Le défaut entraîne un effondrement momentané de la tension DC qui s'annule et change de signe durant le défaut tandis que le courant DC atteint une valeur voisine de 1.8 pu. Cette valeur est limitée par la réactance de lissage coté DC et l'impédance du transformateur. Le procédé de limitation de courant VDCOL permet de limiter la consigne de courant à une valeur minimale I_{min} égale à 0.3 pu. Les tensions et les courants retrouvent leurs valeurs initiales après élimination du défaut. L'angle d'amorçage de commande coté redresseur α_r dépasse 90° durant le défaut provoquant ainsi le fonctionnement en onduleur. Ceci limite le courant de la ligne DC. Dans le même temps, l'angle d'amorçage de commande coté onduleur est forcé à sa limite α_{max} de 150° . Au cours de la période de récupération, un

passage du mode de réglage du courant au mode de réglage de tension dans le système de commande de l'onduleur est également observé.

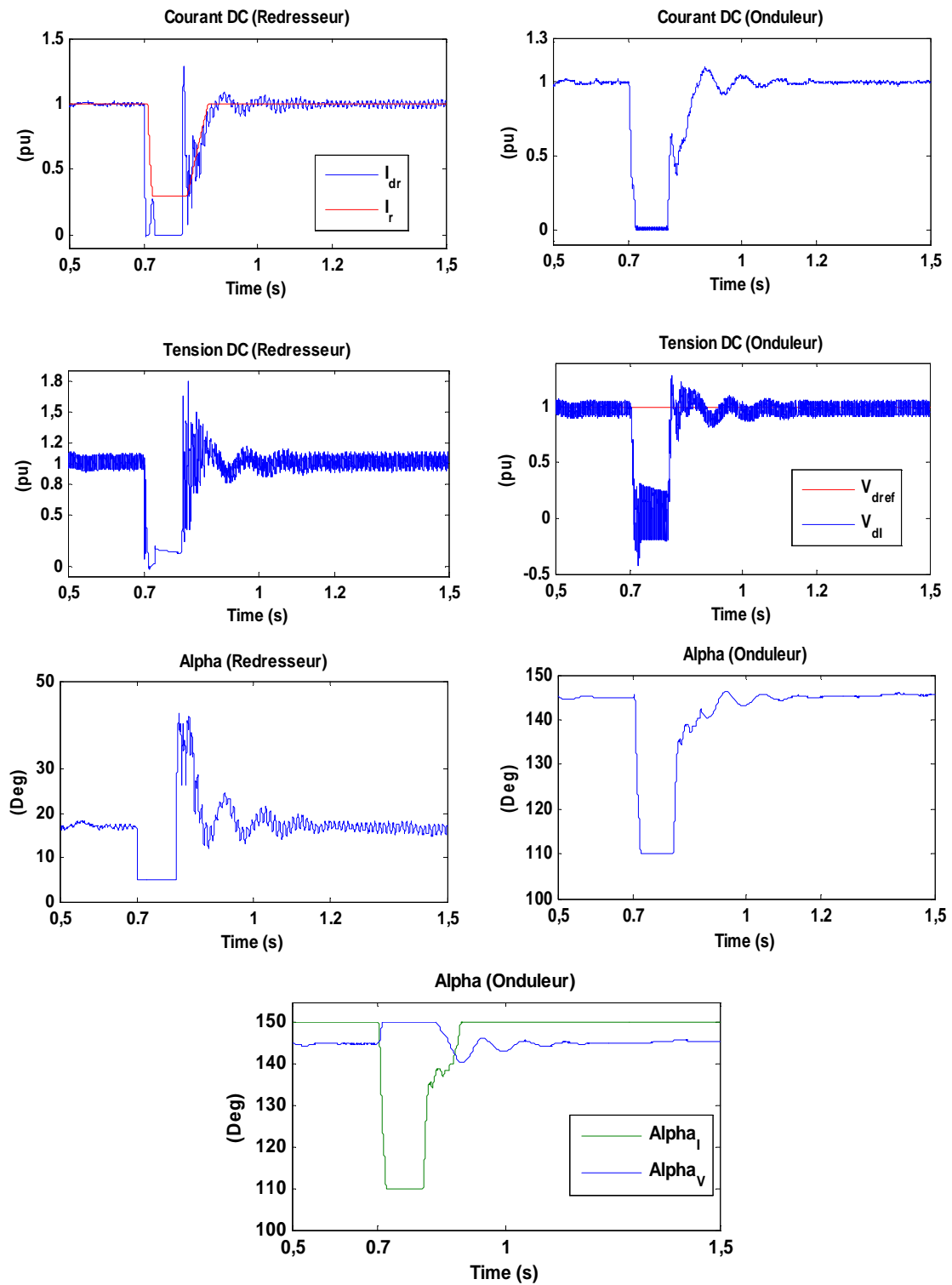


Fig.II.14. Défaut triphasé coté redresseur.

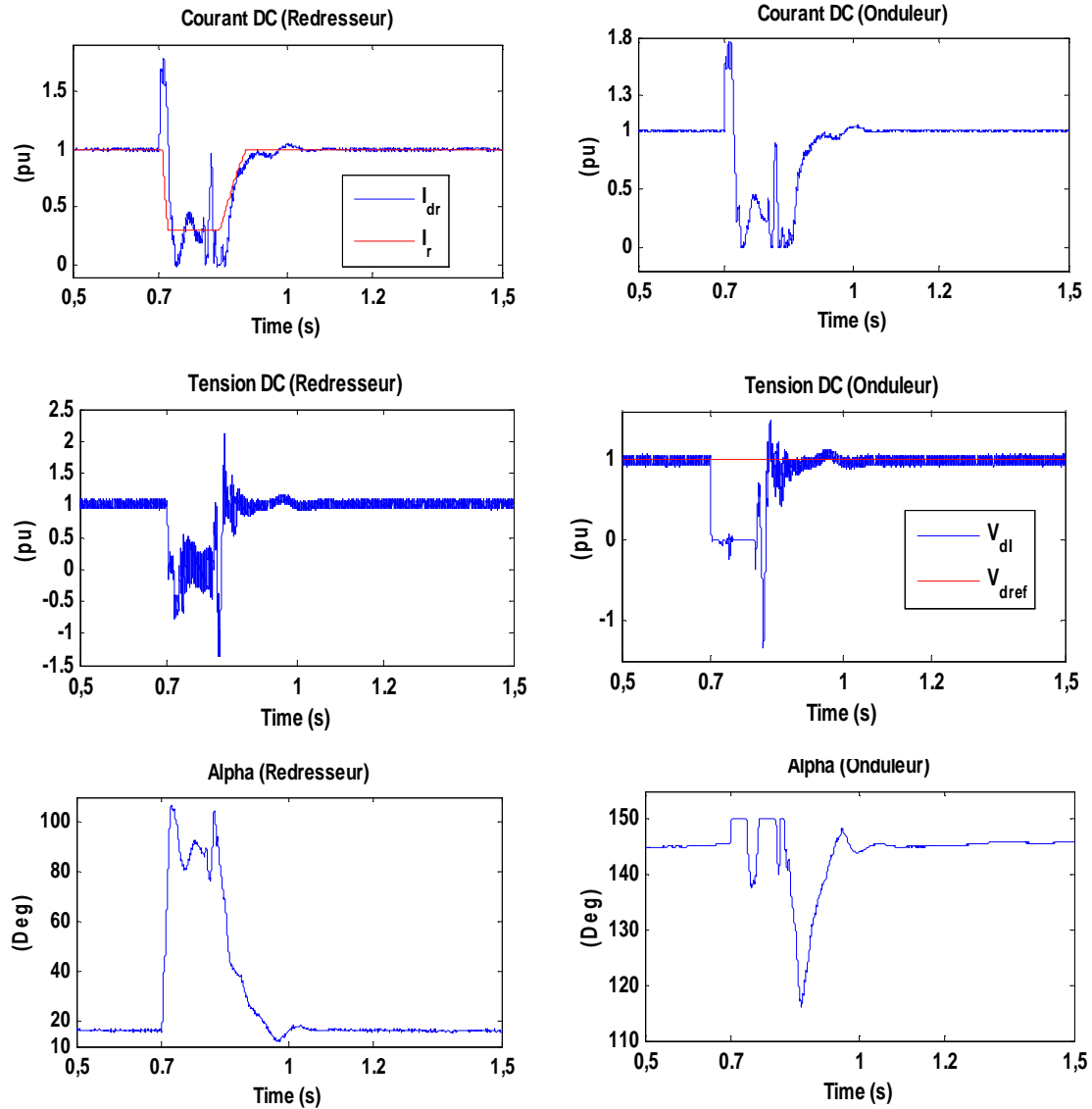


Fig.II.15. Défaut triphasé coté onduleur.

- **Défaut sur la ligne DC coté redresseur**

Le défaut est localisé sur la ligne DC coté redresseur. Le défaut est appliqué à 0.7 s et éliminé à 0.8 s. Les résultats de simulation sont montrés dans la Fig.II.16. Le défaut entraîne un effondrement momentané de la tension DC tandis que le courant DC augmente rapidement jusqu'à une valeur supérieure à 1.7 pu. Cette valeur n'est limitée que par la réactance de lissage. Puisque la tension DC est inférieure à la valeur V_{dmin} (0.18 pu), le VDCOL provoque le courant DC à se limiter à la valeur I_{min} . On observe que la tension après élimination du défaut, ne reprend pas sa valeur nominale indiquée par la consigne et reste nulle. La commande VDCOL fait que la consigne de courant I_r reste égale à I_{min} , qui alimente en

permanence le défaut. Puisque le redresseur reste alimenté l'arc de défaut, un court-circuit sur la ligne DC, une fois commencé, ne s'éteindra pas jusqu'à ce que le courant soit ramené à zéro [22,23,36].

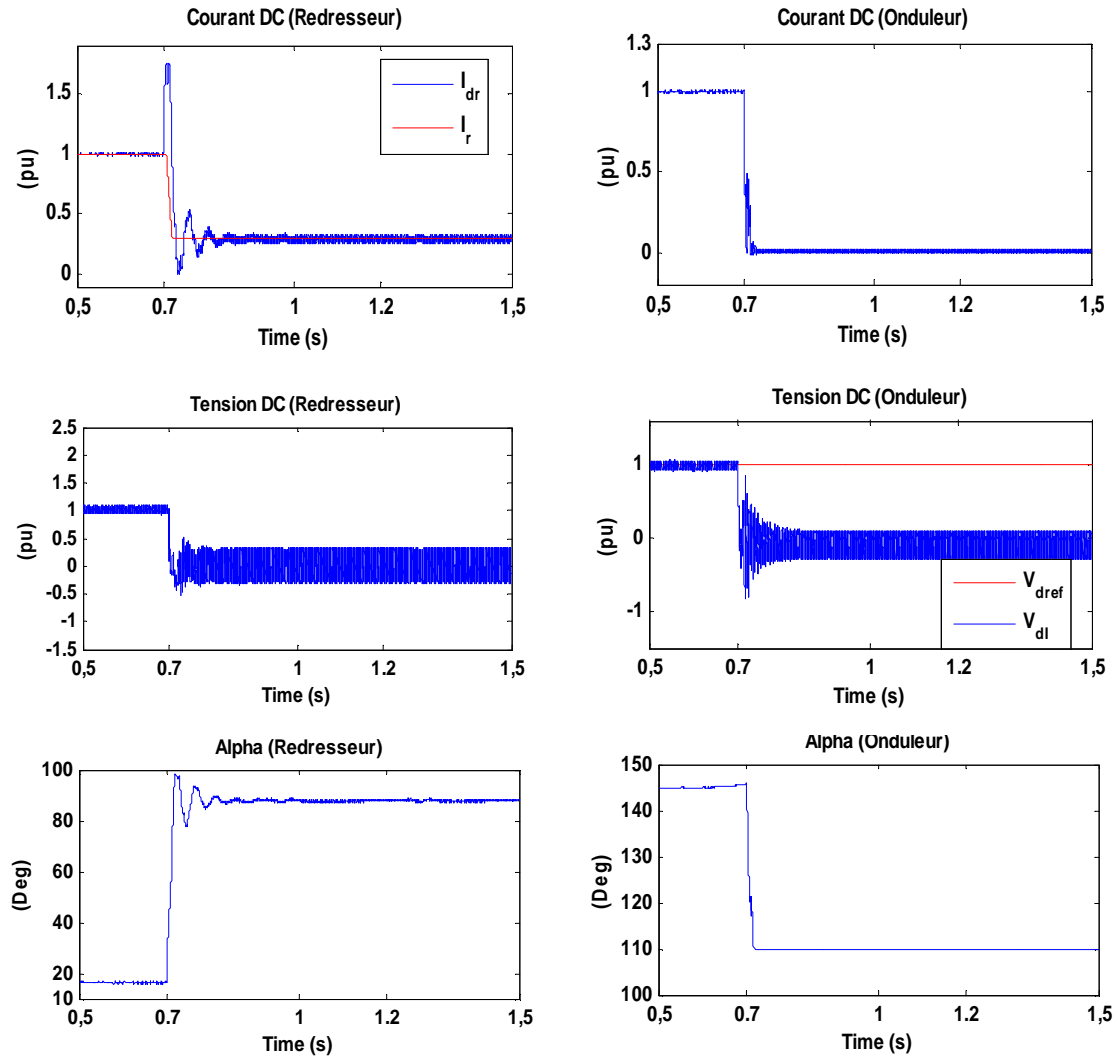


Fig.II.16. Défaut sur la ligne DC.

Une stratégie spéciale de commande de protection contre les défauts sur la ligne DC est donc nécessaire dont le rôle est d'agir sur les angles d'amorçage. Cette stratégie de commande spéciale est la suivante (voir Fig.II.17):

- L'angle d'amorçage du redresseur est forcé dans la zone de l'onduleur (généralement à sa valeur maximale α_{max}).
- L'angle d'amorçage de l'onduleur est limité à sa valeur minimale (la valeur minimale doit être dans la région de l'onduleur, c'est-à-dire supérieure à 90°).

Ces valeurs font que les deux convertisseurs fonctionnent à un mode permettant la décharge de la ligne DC. Le défaut est détecté par un effondrement de la tension DC habituellement au niveau du redresseur et par une diminution du courant au niveau de l'onduleur. Une logique discriminatoire spéciale est nécessaire pour la détection des défauts sur la ligne DC, car la stratégie de contrôle mentionnée n'est pas appropriée dans le cas de raté de commutation (qui réduit également la tension DC à zéro).

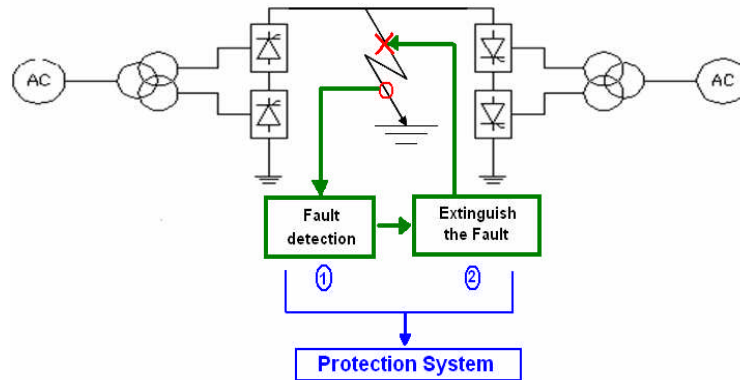


Fig.II.17. Système de protection.

L'amplitude de la chute de tension et son taux de variation peuvent être utilisés pour détecter le défaut sur la ligne DC. Les défauts sur le système AC au-delà de la ligne DC ne produisent pas de tels changements rapides de tension.

Le défaut ci-dessus est maintenant simulé avec l'application du contrôle de protection et les résultats de simulation sont montrés sur la Fig.II.18. Après la détection du défaut, un signal de protection est appliqué à 0.79 s pour agir sur l'angle d'amorçage du redresseur et le forcer à prendre sa valeur maximum (145°) qui le fait alors travailler comme onduleur. Dans le même temps, l'angle d'amorçage de l'onduleur est forcé à sa limite α_{min} . Ces valeurs font que les deux convertisseurs fonctionnent en mode onduleur permettant la décharge de la ligne DC. La tension DC est inversée et le courant de défaut tombe à zéro. Ceci provoque l'extinction rapide du courant de défaut et élimine naturellement le défaut. L'angle d'amorçage α_r est libéré à $t = 0,84$ s et le système retourne à son fonctionnement normal où la tension et le courant suivent les consignes fixées. Cette méthode d'élimination de défaut est appelée "Forced Retard (FR)"

Nous avons présenté dans [217] une nouvelle méthode pour éliminer les défauts sur la ligne DC qui est simple et rapide. La méthode est basée sur la variation rapide de I_{min} à zéro dans la

caractéristique VDCOL (Fig.II.2). L'unité VDCOL avec la nouvelle méthode de protection est représentée sur la Fig.II.19. Cette unité VDCOL possède un signal auxiliaire I_{min} qui est utilisé lors des défauts sur la ligne DC pour les éliminer. En fonctionnement normal, le signal FVIMIN est toujours 1, et le bloc de sélection (MIN) choisit 0,3 pu pour I_{min} . Après la détection d'un défaut sur la ligne DC, le signal FVIMIN est égal à zéro et il est maintenu à cette valeur pendant environ 10-50 ms. Cela signifie que I_{min} est égal à zéro pendant cette période. Par cette action de contrôle, l'arc de défaut peut être éteint et le défaut éliminé très rapidement par rapport à la méthode FR (voir Fig.II.20).

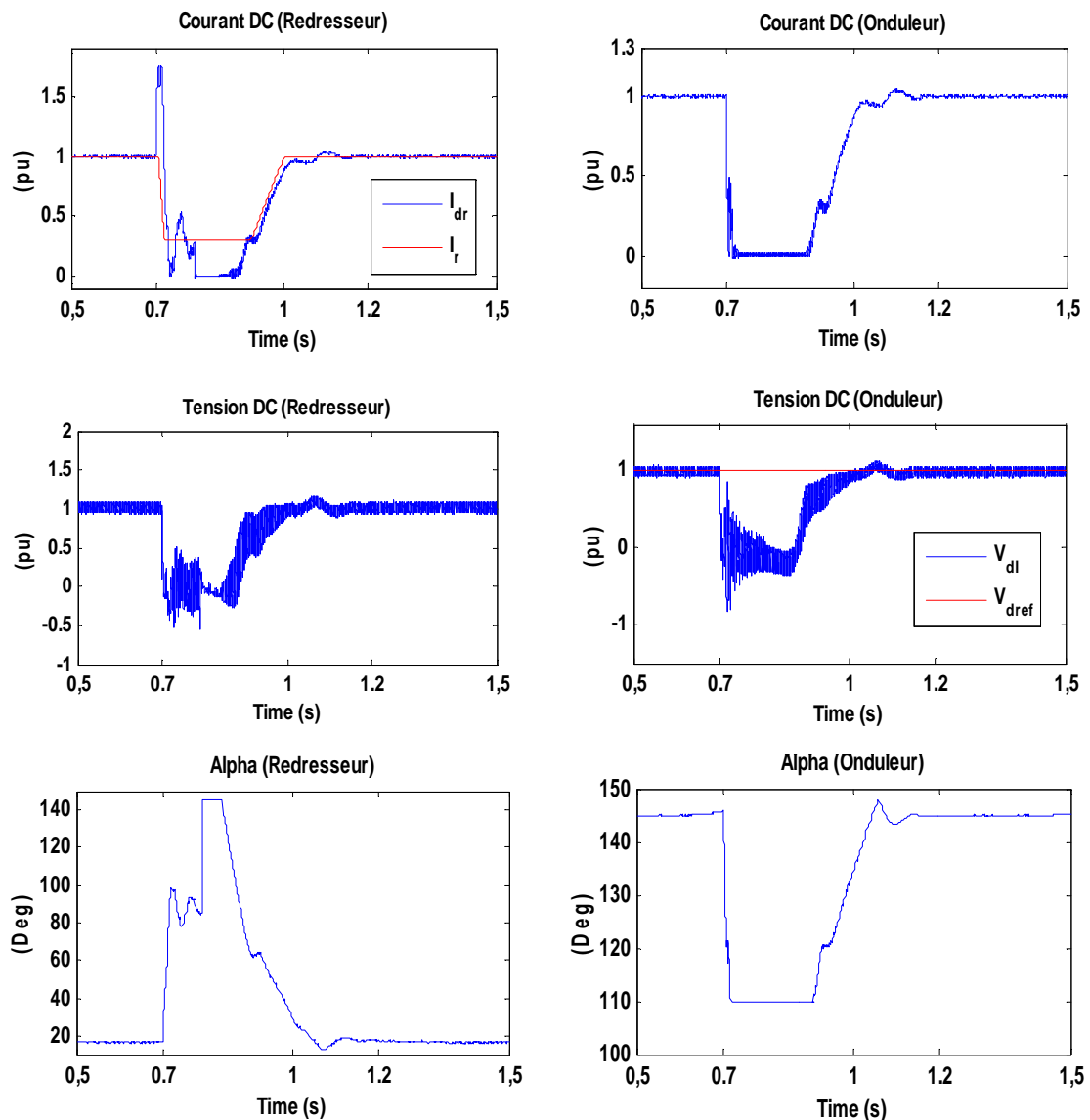


Fig.II.18. Défaut sur la ligne DC avec l'application de la protection.

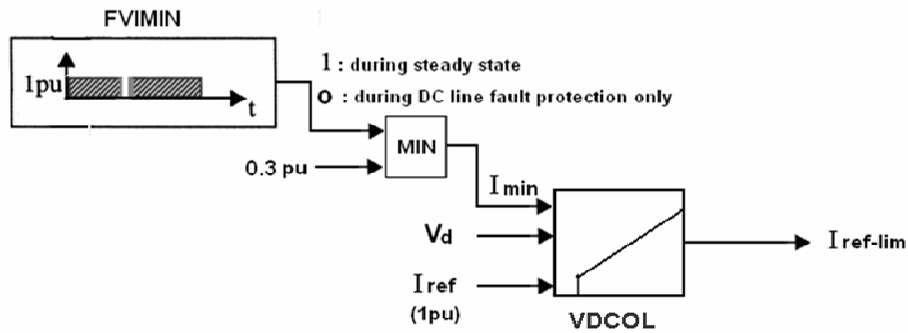


Fig.II.19. Unité VDCOL avec le signal de protection proposée.

La méthode est comparée in Fig.II.21 avec la méthode FR pour la même nature et la durée de défaut afin d'évaluer les performances de récupération de la stratégie proposée. On peut observer à partir Fig.II.21 que la récupération du système HVDC de défaut avec la méthode proposée (FVIMIN) est rapide par rapport à la méthode FR et ceci peut minimiser la perte d'énergie et empêcher l'instabilité transitoire du système AC.

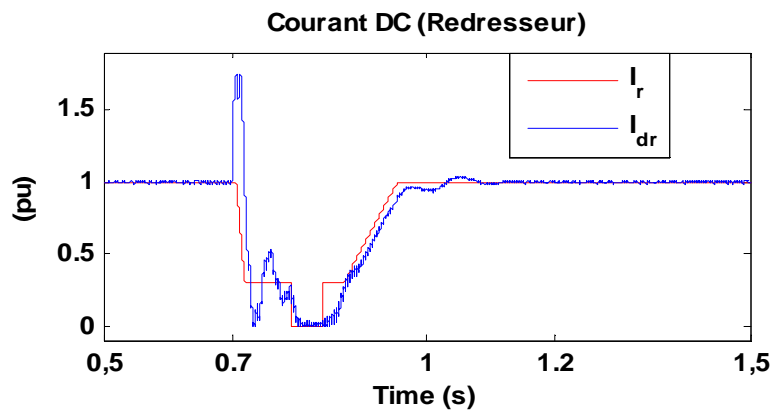


Fig.II.20. Défaut sur la ligne DC avec l'application de la protection proposée.

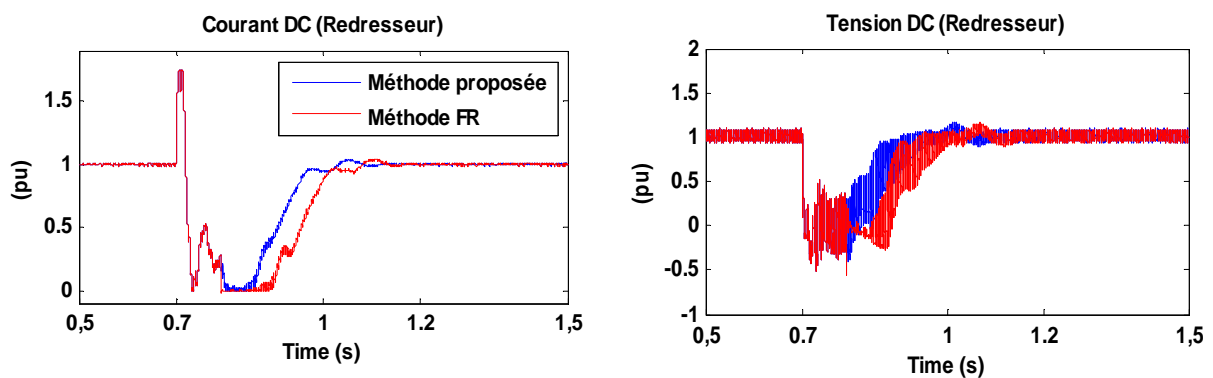


Fig.II.21. Comparaison entre les deux méthodes.

II.11. Conclusion

Nous avons présenté les principes de base et les applications de commande de système CSC-HVDC. L'angle d'amorçage des thyristors doit être tel que les caractéristiques V_d-I_d des deux convertisseurs devront garantir un point de fonctionnement stable, le redresseur contrôlant le courant et l'onduleur contrôlant la tension ou l'angle γ . Nous avons étudié un modèle CSC-HVDC bien connu (le modèle CIGRE) pour mettre en évidence le fonctionnement du système CSC-HVDC en fonctionnement normal et lors d'un défaut qu'il soit côté AC ou côté DC. Les travaux ont montré qu'un système de protection doit compléter le système de commande afin de pallier aux défauts qui peuvent survenir sur la ligne DC. Un système de protection peut également être nécessaire pour réduire l'effet du raté de commutation qui peut survenir en cas de défaut sur le côté AC de l'onduleur.

**Chapitre III : Intégration des sources
d'énergie renouvelables dans le
système interconnecté européen**

III.1. Introduction

La sécurisation des approvisionnements énergétiques et l'accélération de la transition vers un système énergétique à haute efficacité et à faible émission de carbone sont parmi les principaux défis auxquels sont confrontés aujourd'hui l'Europe et à l'avenir. L'importation d'électricité solaire en provenance d'Afrique du Nord a été considérée comme la solution la plus attrayante. Néanmoins, aujourd'hui, la Commission européenne se concentre principalement sur l'exploitation du potentiel d'énergie éolienne existant en mer du Nord, en ignorant largement le potentiel d'énergie solaire dans la région du Sahara en Afrique du Nord. Après avoir discuté les défis et enjeux majeurs auxquels l'Europe est confrontée pour atteindre les objectifs ambitieux assignés, ce chapitre souligne l'importance des ressources solaires de l'Afrique du Nord pour aider l'Europe à relever avec succès le défi de la décarbonisation de son système électrique, notamment en ce qui concerne la sécurité d'approvisionnement et la durabilité. Dans le cadre de ces deux grands défis, on discute de façon critique les problèmes d'accès, les obstacles et les opportunités. Ensuite, on cherche à identifier et analyser les principaux obstacles qui continuent d'empêcher l'exportation de l'électricité solaire de l'Afrique du Nord vers l'Europe. Afin de compléter l'image de la possibilité d'importer de l'électricité solaire en provenance d'Afrique du Nord, on donne quelques idées et concepts et tente de rendre le projet plus attrayant et réalisable dans un proche avenir.

III.2. Situation actuel et projections futures

Le système ENTSO-E (European Network of Transmission System Operators for Electricity) est un vaste réseau interconnecté composé de plusieurs régions (Fig.III.1) exploités par différents GRTs.

L'augmentation des activités économiques dans l'UE au cours des deux dernières décennies a entraîné une augmentation rapide de la consommation d'électricité. Néanmoins, en raison de la crise économique de 2008 et de ses conséquences sur la demande d'électricité, la majorité des pays de l'ENTSO-E ont observé une baisse de leur consommation entre 2009 et 2014 (voir la Fig.III.2). Cependant, en 2015, la consommation d'ENTSO-E a augmenté de 1,37% par rapport à l'année précédente. Comme, la croissance économique étant attendue dans la plupart des pays de l'ENTSO-E dans les années à venir, la consommation d'électricité dans l'UE continuera d'augmenter.

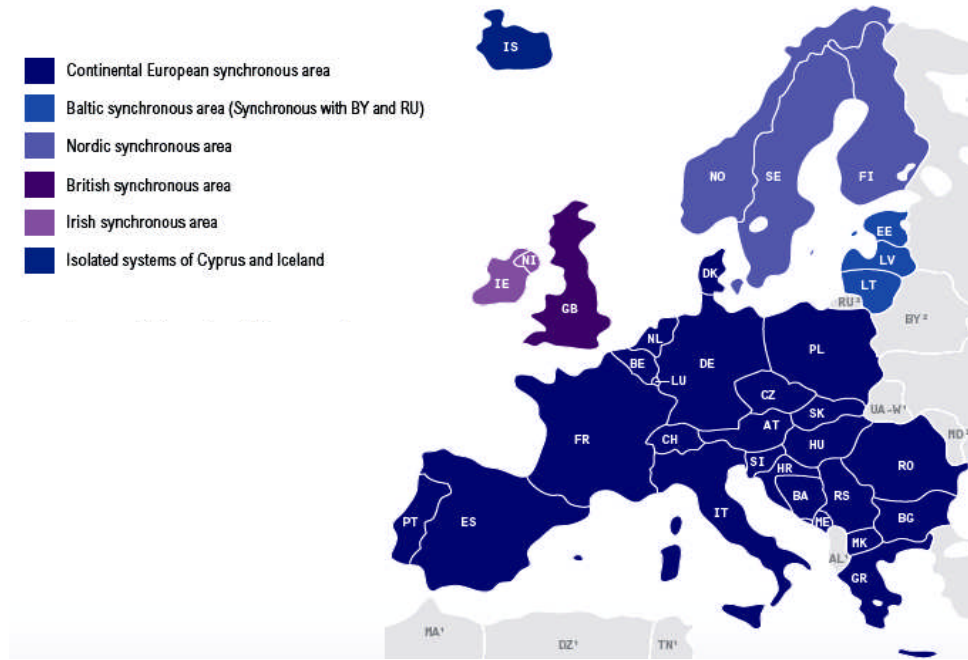


Fig.III.1. Une carte du système ENTSO-E (source: ENTSO-E)

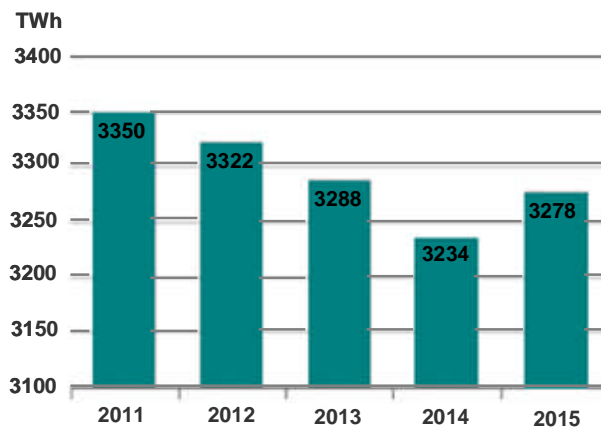


Fig.III.2. Consommation d'énergie annuelle dans la zone ENTSO-E (source de données: ENTSO-E).

Table III.1 : Energy net generation (TWh) from 2011 to 2015 in the ENTSO-E area (data source: ENTSO-E).

Source	2011	2012	2013	2014	2015
Fossil fuels	1641	1562	1420	1344	1361
Renewable	323	382	438	470	553
Hydro	517	567	590	608	569
Nuclear	887	862	857	859	836

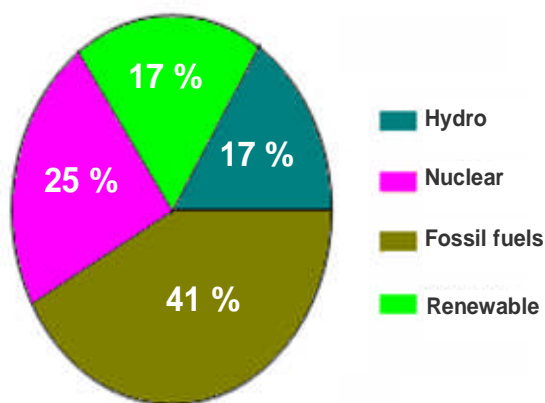


Fig.III.3. Production nette d'énergie (2015) dans la zone ENTSO-E (source de données: ENTSO-E).

Historiquement, le système énergétique de l'UE dépend fortement des combustibles fossiles, en particulier les pays ne disposant pas de ressources hydroélectriques ou des centrales nucléaires. Au cours des dernières années, la part de la production d'électricité à partir des combustibles fossiles et du nucléaire a diminué dans tous les pays ENTSO-E, tandis que la part des sources d'énergie renouvelables est en augmentation constante (voir le Tableau 3.1).

Actuellement, la production d'énergie renouvelable, principalement solaire et éolienne, représente environ 17% de la consommation totale d'ENTSO-E (Fig.III.3). Il est clair que l'UE est en bonne voie pour atteindre ses objectifs de 2020 (une part de 20% d'énergie renouvelable, une réduction de 20% des émissions de gaz à effet de serre par rapport aux niveaux de 1990 et une augmentation de 20% de l'efficacité énergétique). Par conséquent, la part des sources d'énergie renouvelables (SER) dans le mix de production augmenterait rapidement dans les années à venir afin d'atteindre les objectifs à moyen et à long terme (2030 et 2050). Il serait particulièrement difficile pour le réseau européen pour faire face à ces défis majeurs. Les réseaux de transport seront exploités plus proches de leurs limites à l'avenir, ce qui réduit la sécurité du système. En effet, les réseaux existants en Europe sont déjà proches de leurs limites, ce qui est clairement confirmé par un certain nombre de blackouts au cours des deux dernières décennies [2,3]. Plusieurs lignes transfrontalières sont proches de leurs limites dans les régions de l'est et du centre-sud. Cela est principalement dû à des flux de puissance nord-sud élevés (voir la Fig.III.4), qui entraînent un certain nombre de goulets d'étranglement critiques dans les réseaux de transport transfrontaliers, en particulier à la frontière nord italienne et à la frontière germano-autrichienne [39,40].

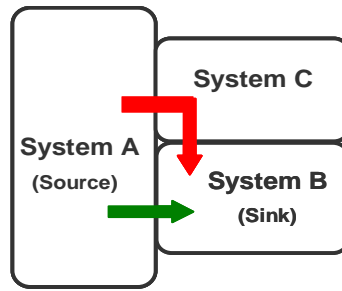


Fig.III.5. Effet de boucle flux.

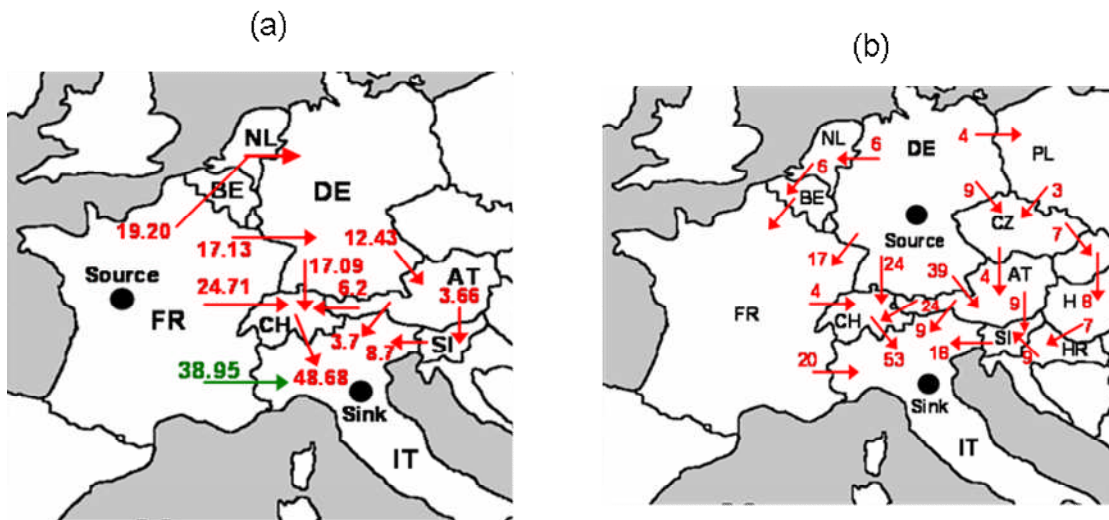


Fig.III.6. (a) Valeurs PTDF pour une transaction France-Italie (source de données: [45]). (b) Valeurs PTDF pour une transaction Allemagne-Italie (source de données: [44]).

Comme un exemple, la Fig.III.6(a) montre des PTDFs dans des conditions de base lors d'une transaction entre la France et l'Italie avec des chiffres indiquant un pourcentage de flux à travers une frontière donnée. Seulement 39% de l'énergie contractée traverse la frontière franco-italienne alors que des flux parallèles apparaissent sur la Belgique, l'Allemagne, l'Autriche, la Slovaquie et surtout la Suisse. Le réseau suisse est également fortement affecté par les exportations d'électricité de l'Allemagne vers l'Italie, comme on peut le voir sur la Fig.III.6(b). Le problème de flux parallèle est récemment devenu plus intense en raison de la difficulté à construire de nouvelles lignes de transmission. Afin d'assurer la sécurité de l'approvisionnement et d'améliorer la stabilité du système, il est absolument nécessaire d'augmenter les capacités de transport entre les États membres de l'UE et dans les zones régionales. Cependant, au cours de la dernière décennie, il n'y a pas eu d'augmentation

significative de la capacité de transport transfrontalier (voir la Fig.III.7(a)), alors que le flux transfrontalier a augmenté de manière significative (Fig.III.7(b)) [41,46].

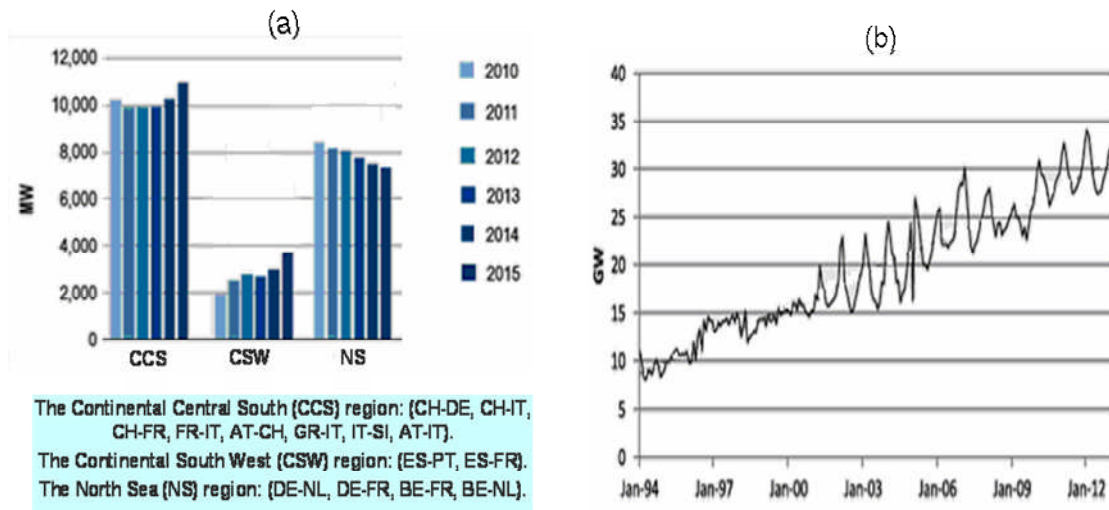


Fig.III.7. (a) Capacité moyenne de transfert transfrontière nette (dans les deux sens), valeurs agrégées par région de 2010 à 2015 (source : [41]). (b) Échanges transfrontières dans la zone ENTSO-E (source: [46]).

De plus, le développement rapide des énergies renouvelables de nature intermittente dans différents coins de la région et loin des centres de charge crée des défis supplémentaires pour le réseau de transport européen. Selon le plan décennal de développement du réseau (TYNDP: ten-year network development plan), 80% des goulots d'étranglement en 2020 sont liés à l'intégration des SER.

Les réseaux électriques n'ont pas été conçus pour le commerce de l'énergie à grande échelle avec des conditions imprévisibles. Le Supergrid est l'outil qui a été considéré comme une solution magique pour soutenir la transition énergétique en Europe. Le Supergrid peut être défini comme un système de transport d'électricité qui reliera les réseaux nationaux avec les parcs éoliens offshore de la mer Baltique à la Méditerranée, en passant par la mer du Nord et l'Atlantique, ce qui permet la diffusion sûre de l'électricité entre les pays européens (Fig.III.8(a)). Dans certains scénarios, des connexions sous-marines sont proposées pour relier les centrales CSP dans les zones désertiques d'Afrique du Nord (voir la Fig.III.8(b)). Cependant, afin de construire un tel Supergrid, il y a plusieurs problèmes en suspens qui doivent être résolus. Les principaux défis et difficultés sont brièvement abordés dans la section suivante.

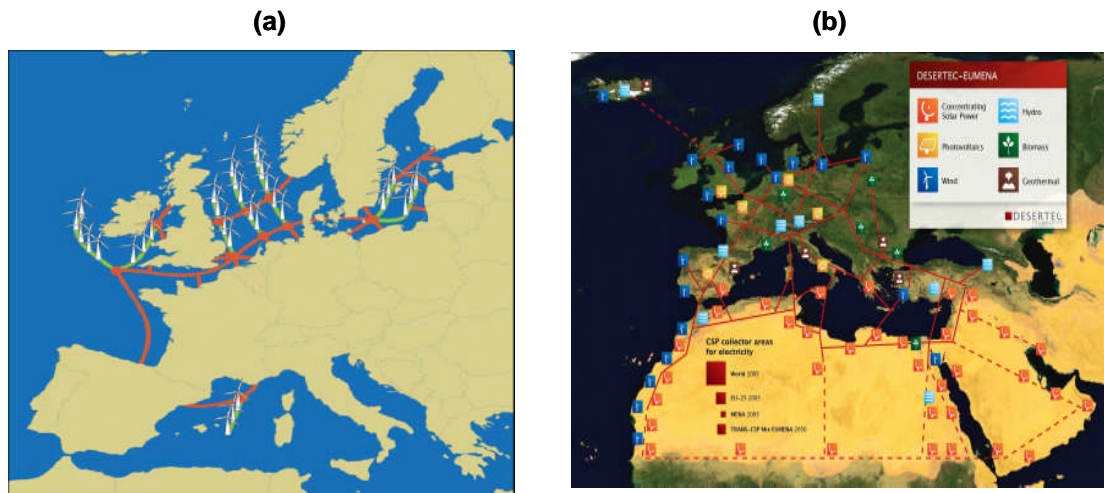


Fig.III.8. (a) Supergrid européen (source: Airtricity). (b) Le concept Desertec (source: [15])

III.3. Principaux défis pour la construction d'un Supergrid

L'infrastructure de transmission est toujours au cœur de toute stratégie sérieuse de développement durable. En Europe, les bonnes ressources éoliennes sont souvent situées dans des endroits éloignés, souvent à ou près de la mer, où le réseau de transport actuel ne suffira pas à satisfaire les besoins futurs en électricité. Comme indiqué ci-dessus, plusieurs lignes transfrontalières sont actuellement proches de leurs limites et l'électricité ne peut donc pas traverser les frontières de manière suffisante. À court terme, l'énergie éolienne augmentera la congestion sur le réseau et, par conséquent, la vulnérabilité des flux transfrontaliers dans la direction Nord-Sud aura tendance à augmenter. Par conséquent, pour construire un supergrid, le système existant a besoin de renforts et d'extensions significatifs. Cependant, la construction de nouvelles installations de transmission en Europe peut être presque impossible. Il y a aussi des préoccupations au sujet de la difficulté d'obtenir des droits de passage pour construire des lignes de transmission longue distance à travers l'UE (certains processus d'autorisation ont pris plus de 10 ans [47]). Pour cette raison, l'augmentation significative du flux transfrontalier n'a pas entraîné d'investissements plus importants dans la capacité de transport. En outre, le réseau européen à haute tension est assez ancien et doit être largement rénové et modernisé dans les années à venir [45,47]. Un programme de rénovation à grande échelle basé sur l'âge est un travail très important en termes de coûts et de pannes, et ce n'est pas une tâche à accomplir dans un an ou deux, mais peut prendre plus de 30 ans. En conséquence, l'Europe est confrontée à un écart toujours croissant entre la dynamique du

développement de la production d'énergie renouvelable et la réalisation des infrastructures de transport nécessaires. C'est parce que le temps nécessaire pour renforcer ou construire une ligne de transmission peut être très long (5-7 ans) par rapport au temps nécessaire pour construire un nouveau parc éolien ou une centrale solaire (souvent moins de trois ans).

Les erreurs de prévision qui en résultent dues à la nature fluctuante des énergies renouvelables représentent des défis importants pour les GRTs, où le processus d'équilibre entre la génération et la consommation devient une tâche complexe.

En plus des défis mentionnés pour la construction d'un supergrid, il y a d'autres problèmes, tels que le manque de soutien politique et d'un cadre réglementaire adéquat. En outre, le concept de supergrid peut ne pas être attrayant pour certaines grandes entreprises de services publics, car il pourrait nuire à leur contrôle du marché régional [48].

III.4. Importation d'énergie solaire flexible en provenance d'Afrique du Nord

Des sections précédentes, il est clair qu'une transition rapide et radicale vers l'énergie renouvelable en Europe ne se fera pas du jour au lendemain, et il n'est pas encore possible de construire un supergrid. Il y a un certain nombre de questions ouvertes qui doivent être examinées avec précision. A l'exception de la publication d'un certain nombre de documents décrivant quelques améliorations dans les procédures de gestion de la congestion et d'allocation des capacités, les progrès sur le terrain ont été beaucoup trop lentes et les problèmes discutés n'ont pas été résolus. La question la plus dramatique qui se pose à propos de la mise en œuvre du supergrid est la suivante: quelles sources seraient plus fiables? Actuellement, l'UE se concentre principalement sur l'exploitation du potentiel d'énergie éolienne existant, en particulier dans la mer du Nord, en ignorant le grand potentiel solaire dans les régions désertiques de l'Afrique du Nord. En effet, les pays européens veulent produire de l'électricité localement afin de réduire la dépendance de l'UE vis-à-vis des importations d'énergie et de créer de nouveaux emplois. Cependant, pour parvenir un avenir durable, l'Europe doit regarder au-delà des défis à court terme pour s'assurer que les décisions soient compatibles avec les objectifs à long terme. Revenant à la question formulée ci-dessus, la réponse a été donnée par l'un des principaux scientifiques du monde. Le professeur Jack Steinberger, lauréat du prix Nobel de physique (1988) a déclaré que l'éolien n'est pas l'énergie de l'avenir; il représente une technologie illusoire qui conduira l'Europe à un cul-de-sac [49]. Cela nuit à l'économie européenne, car c'est une perte de temps, d'argent et de ressources dans la lutte contre les problèmes environnementaux auxquels l'humanité est confrontée. Il a ajouté

que la technologie CSP représente un moyen plus prometteur de remplacer les combustibles fossiles en tant que source principale d'énergie électrique. Dans ce contexte, il a appelé les gouvernements européens à lancer un vaste projet de CSP en Afrique du Nord.

III.4.1. L'énergie solaire thermique à concentration (CSP)

III.4.1.1. Principe de fonctionnement

Les énergies renouvelables ont généralement une limitation en raison de leur nature intermittente à leur difficulté de stockage. Si la limitation due au stockage est importante pour les énergies éolienne ou photovoltaïque, elle l'est moins pour la technologie CSP, qui utilise généralement des systèmes de stockage thermique de plusieurs heures ou peut s'hybrider avec d'autres sources d'énergie (par exemple gaz naturel). Contrairement à l'énergie photovoltaïque, qui peut perdre 80% de sa puissance en quelques secondes pendant les périodes nuageuses, les centrales CSP ont une inertie thermique qui permet de limiter intermittences et de rendre la prévision de productible plus fiable [50]. En raison de ces caractéristiques, CSP est adapté aux projets d'énergie renouvelable à grande échelle et est l'une des technologies les plus prometteuses pour la production d'énergie dans le désert [18].

Fig.III.9 montre le principe de fonctionnement des centrales CSP. Les technologies CSP se basent sur des collecteurs qui concentrent le rayonnement solaire et réchauffent à haute température un fluide caloporteur. La chaleur du fluide peut ensuite être utilisée pour la génération d'électricité au moyen des cycles de puissance conventionnels en utilisant des turbines à vapeur ou à gaz. Le fluide caloporteur peut être stocké dans un réservoir en vue d'une utilisation ultérieure, par exemple quand l'énergie solaire absorbée ne sera plus suffisante ou après le coucher du soleil.

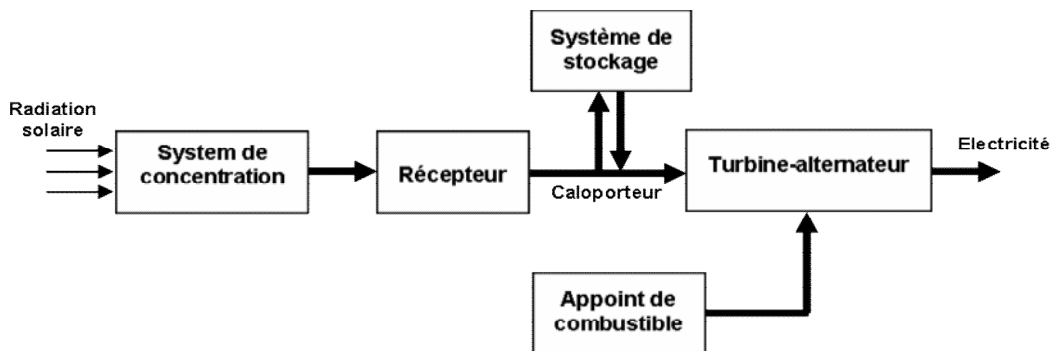


Fig.III.9. Principe de fonctionnement d'une centrale solaire à concentration.

Les centrales CSP peuvent être facilement hybridées avec des combustibles fossiles pour d'accroître la disponibilité des installations et de produire la chaleur de manière garantie. Du point de vue d'un opérateur de réseau, le CSP se comporte exactement comme n'importe quelle centrale à vapeur conventionnelle, ce qui est un facteur important pour la stabilité et le contrôle du réseau. Les centrales CSP peuvent être conçues de 5 MW à plusieurs centaines de MW.

III.4.1.2. Les différents systèmes de concentration

L'énergie solaire étant peu dense, il est nécessaire de la concentrer, via des miroirs réflecteurs, pour atteindre des niveaux de températures assurant une production d'électricité à des rendements intéressants. Selon le mode de concentration du rayonnement solaire, plusieurs configurations sont possibles pour les centrales CSP. Actuellement, il existe quatre technologies CSP qui ont été utilisées dans le monde entier (voir la Fig.III.10): les centrales à collecteurs cylindro-paraboliques, les centrales linéaires de Fresnel, les centrales à tour, et les centrales à capteurs paraboliques. Le collecteur cylindro-parabolique et les technologies de collecteurs de Fresnel linéaires sont connus sous le nom de technologies de focalisation linéaire car elles concentrent le rayonnement du soleil sur un récepteur linéaire, tandis que les technologies centrales à tour et centrales à capteurs paraboliques sont connues sous le nom de technologies de focalisation ponctuelle, car elles concentrent le rayonnement du soleil sur la tour ou au centre de la parabole.

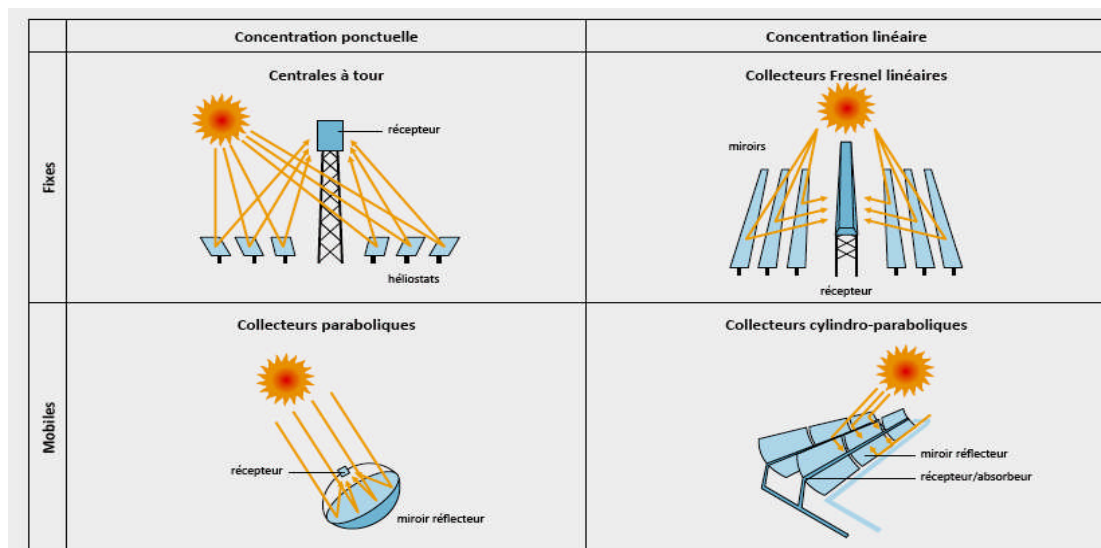


Fig.III.10. Systèmes de concentration (source: [51]).

Chacune de ces technologies se distingue par le mode de collecte et de concentration de l'énergie solaire, sa température d'utilisation, sa performance et ses coûts. La technologie des collecteurs cylindro-paraboliques est actuellement la plus mature, la plus performante et la plus approuvée des techniques de concentration solaire. Les centrales solaires utilisant cette technologie (cylindro-parabolique) représentent 88 % des centrales actuellement en activité. C'est également la technologie préférée pour la plupart des centrales en construction et en projet [51].

III.4.1.3 Les zones les plus favorables

Les endroits les plus prometteurs pour l'implantation de la technologie CSP sont ceux où l'ensoleillement direct est supérieur à 2000 kWh/m²/an (Fig.III.11(b)) [39]. Ils se situent principalement dans les pays méditerranéens et du Moyen Orient, au sud-ouest des Etats-Unis, en Australie, en Amérique du Sud, dans une grande partie de l'Afrique, en Inde et en Asie centrale (Fig.III.11(a)).

Le potentiel économique du CSP en Europe a été évalué dans [17]. Il est limité à l'Espagne, au Portugal, à la Grèce, à la Turquie et aux îles méditerranéennes et s'élève à 1580 TWh /an, dont 1280 TWh /an dans le sud de l'Espagne. Bien qu'il existe un potentiel de CSP relativement important en Europe, des sites plus attrayants sont situés au sud de la mer Méditerranée, avec un rayonnement solaire direct annuel allant jusqu'à 2800 kWh /m² /an. La Fig.III.12 montre le rendement électrique mensuel d'une centrale CSP dotée d'une capacité de stockage d'énergie thermique d'une journée à différents endroits en Europe et en Afrique du Nord [17]. Le site El Kharga en Egypte représente le meilleur des cas dans cette comparaison. Tout au long de l'année, le rendement de l'électricité solaire reste proche de 100%, seulement en janvier et février, il baisse à environ 85%, un comportement qui corrèle très bien avec la demande de puissance locale. Plus le central est situé au nord, plus son rendement mensuel en électricité est faible. À Madrid et à Fribourg, des valeurs inférieures à 20% sont atteintes en hiver, et aucune n'atteint 100% en été, comparé au site égyptien.

En raison de la distribution géographique de l'énergie solaire qui montre un ensoleillement beaucoup plus stable et fiable dans le Sud, la possibilité d'importer de l'électricité solaire du Moyen-Orient et de l'Afrique du Nord vers l'Europe est considérée comme la solution la plus attrayante pour l'Europe d'atteindre ses objectifs en matière d'énergie propre.

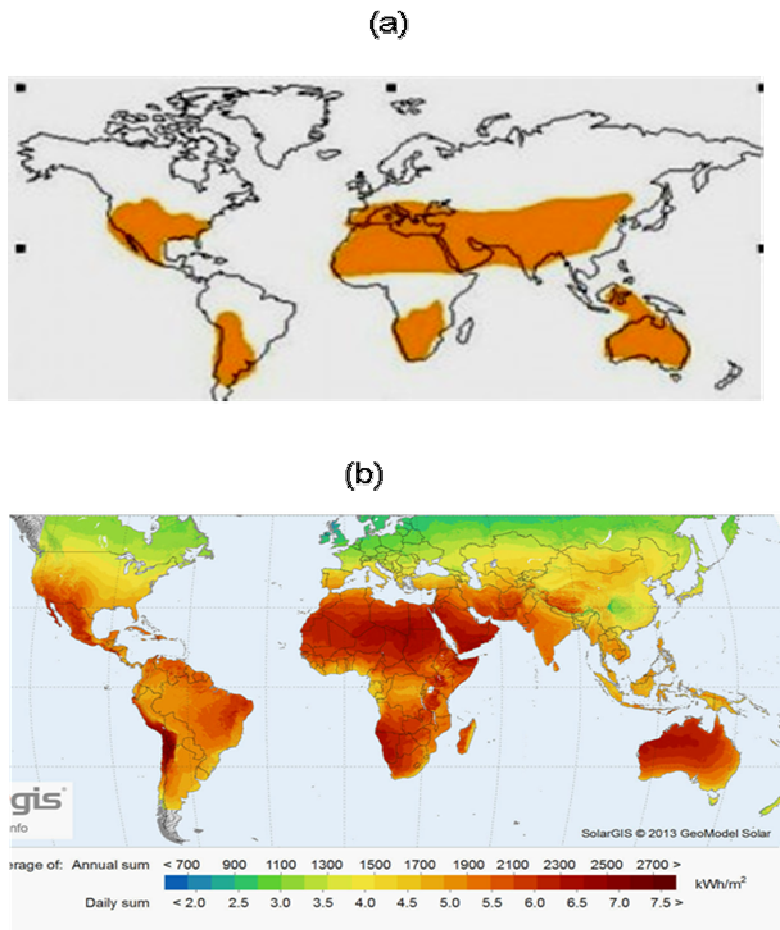


Fig.III.11. (a) Zones les plus favorables pour la technologie CSP. (b) Irradiation normale directe annuelle mondiale.

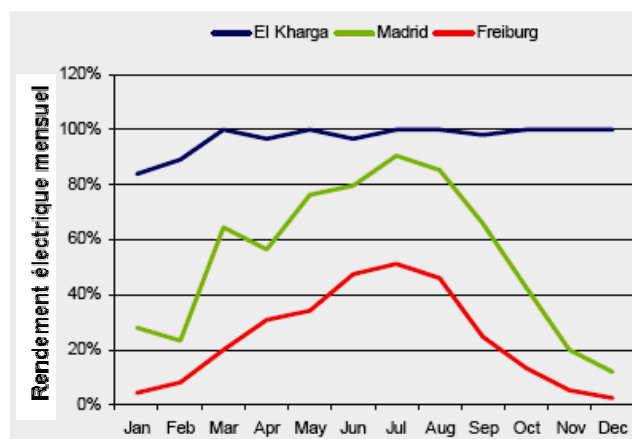


Fig.III.12. Rendement énergétique mensuel d'une centrale solaire thermique sur des sites à potentiel d'irradiation différent (source: [17])

III.4.2. Projets ambitieux dans la région méditerranéenne

III.4.2.1 Plan solaire méditerranéen (MSP)

En juillet 2008, 43 pays, dont 28 européens, ont créé l'Union pour la Méditerranée (UPM) dont le but est de promouvoir le dialogue et la coopération dans la région euro-méditerranéenne à travers de grands projets communs. L'un de ces projets est le Plan Solaire Méditerranéen (PSM). Le projet vise à accroître l'utilisation des énergies renouvelables et à renforcer l'efficacité énergétique de chaque pays et de la région dans son ensemble. Celui-ci a pour objectif de dresser les grandes lignes d'une production d'électricité d'origine renouvelable, notamment solaire dans les déserts d'une puissance totale de 20 GW à l'horizon 2020. Le fort potentiel solaire des pays du sud de la Méditerranée permettrait d'approvisionner, en électricité à faible contenu CO₂, le marché local et d'en exporter une partie vers les pays européens, fortement demandeurs d'électricité.

III.4.2.2 Desertec

DESERTEC est une fondation créée en 2009 en Allemagne par un regroupement de politiciens, de scientifiques et d'industriels. Il s'agit d'une initiative indépendante, soutenue par des milieux industriels. La fondation Desertec a développé un concept visant à utiliser la puissance et la fréquence de l'ensoleillement du Sahara afin de produire de l'électricité et de la distribuer, principalement vers les pays européens. Ce concept peut être appliqué au bassin méditerranéen, mais aussi à d'autres régions du monde. Le projet Desertec (Fig.III.8(b)) consiste à connecter plusieurs grandes centrales CSP au réseau de distribution d'électricité qui alimente l'Europe, mais aussi l'Afrique du Nord et le Moyen-Orient. Il ambitionne de couvrir près de 17% des besoins en électricité de l'Europe à partir de 2050. Dans un second temps, d'autres types d'énergies renouvelables seront probablement raccordées à ce réseau (par exemple : éolien, biomasse). Celui-ci pourra notamment être relié avec le Supergrid européen d'éoliennes offshore.

En dehors des concepts de MSP et de Desertec, de nombreuses organisations, telles que Medgrid [52], BETTER project [53] et RES4MED [54], ont été créées pour rapprocher les marchés électriques européens et nord-africains et promouvoir les énergies renouvelables dans les zones désertiques.

III.4.5. Avantages possibles de l'importation d'énergie renouvelable en provenance d'Afrique du Nord

Les importations d'électricité d'Afrique du Nord peuvent définitivement offrir plusieurs bénéfices sur la performance dynamique du système ENTSO-E et contribueront à construire un supergrid. Les importations d'électricité en provenance d'Afrique du Nord réduiraient la congestion du système existant en réduisant les importations massives d'électricité des pays du Nord et la sécurité d'approvisionnement pourrait augmenter, particulièrement en Italie, où l'énergie peut être importée d'Afrique du Nord et éviter la congestion à travers les interconnexions du nord. Cette diminution des flux d'énergie vers la frontière sud offre une solution valable au problème des flux parallèles qui se produisent dans différentes parties du système ENTSO-E et oblige souvent les GRTs à faire fonctionner leurs systèmes en dessous des niveaux de sécurité [55]. En conséquence, cette réduction permettra d'alléger les coûts associés à la compensation entre les GRTs [56].

Les importations d'électricité d'Afrique du Nord permettront au système européen d'accéder à une énergie plus flexible et plus fiable, ce qui permettra de réduire les besoins globaux de réserves et de ressources flexibles, réduisant ainsi les coûts d'équilibrage des énergies renouvelables intermittentes. C'est parce que la puissance à travers la ligne HVDC est directement contrôlée par les opérateurs et n'est pas liée à la différence d'angle de phase des tensions AC aux deux extrémités de la ligne, ce qui signifie que les liaisons HVDC ne subiront jamais d'augmentations imprévues de flux de puissance dû à une panne inattendue d'un composant du système tel qu'un générateur ou une ligne de transmission. Ainsi, du fait de leur capacité à contrôler les flux de puissance et de leur flexibilité à s'adapter aux différentes caractéristiques du réseau AC, les liaisons HVDC entre l'Afrique du Nord et l'Europe peuvent rendre le système européen plus flexible et adaptable à l'intégration de l'énergie éolienne [34]. Par conséquent, les importations d'électricité en provenance d'Afrique du Nord n'élimineront pas l'idée d'exploiter le potentiel de l'énergie éolienne existante, mais, au contraire, renforceront l'idée et permettront au supergrid de fonctionner de manière fiable et sûre. En d'autres termes, les importations d'électricité d'Afrique du Nord pourraient devenir l'épine dorsale du futur succès du supergrid européen, dans lequel l'énergie éolienne du nord peut être équilibrée avec l'énergie solaire du désert nord-africain (voir Fig.III.13).

Un autre avantage des importations d'électricité en provenance d'Afrique du Nord est l'influence positive attendue sur les marchés européens de l'électricité. En effet, les

importations d'électricité renouvelable d'Afrique du Nord seraient moins chères que la production d'électricité en Europe, ce qui est indiqué par diverses études [15,17-19].

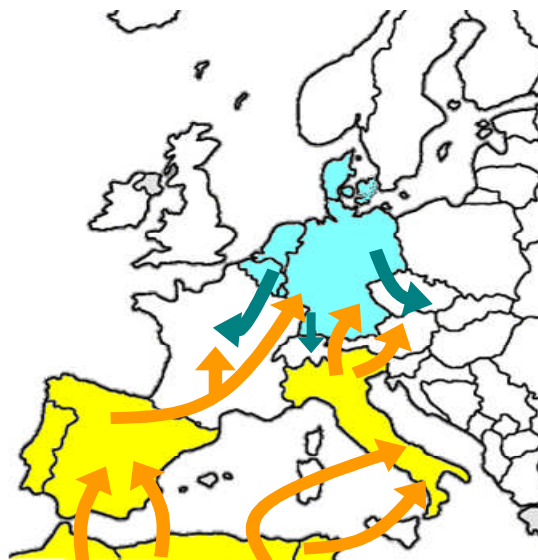


Fig.III.13. L'énergie éolienne du nord sera équilibrée avec l'énergie solaire de l'Afrique du Nord.

III.4.6. Obstacles et opportunités

Il est clair que l'importation d'électricité solaire flexible d'Afrique du Nord peut être justifiée par un certain nombre d'avantages économiques, environnementaux et techniques. Le projet n'a pas d'obstacle technique en ce qui concerne les technologies CSP et HVDC. Il y a même un droit dans la directive sur les énergies renouvelables de l'UE (article 9 dans: DIRECTIVE 2009/28/EC of 23 April 2009), qui donne la possibilité d'importer de l'électricité renouvelable de pays tiers pour atteindre les objectifs fixés. Pourquoi alors, à ce jour, il n'y a pas d'exportation d'électricité solaire de l'Afrique du Nord vers l'Europe?

L'incertitude de la situation politique dans de nombreux pays de la région MENA est considérée comme le principal obstacle aux exportations d'électricité solaire vers l'Europe. Les soulèvements qui ont déferlé sur la région MENA, appelée "printemps arabe", qui a commencé en Tunisie en décembre 2010, ont provoqué une vague de bouleversements politiques sans précédent dans la région. Rien qu'en Afrique du Nord, cela a entraîné le renversement de gouvernements en Tunisie, en Égypte et en Libye, tandis que d'importantes réformes gouvernementales et politiques ont été concédées au Maroc. Ces pays ont fait face à des turbulences politiques et à des troubles sociaux qui ont conduit à une détérioration de la

situation sécuritaire et créé une grande incertitude pour les investisseurs nationaux et étrangers. En raison de la situation politique instable dans la région MENA après le "printemps arabe", des doutes sont émis quant à l'avenir de Desertec où les principaux partenaires industriels du projet se sont retirés, et certains gouvernements clés perdent de l'intérêt [58,59].

En effet, il existe plusieurs obstacles au déploiement des énergies renouvelables dans les pays d'Afrique du Nord et à l'exportation d'électricité solaire vers l'Europe, qui ont été évalués par les chercheurs engagés dans le projet BETTER (<http://better-project.net>). Les principaux obstacles identifiés sont résumés ci-dessous:

- Cadre réglementaire inapproprié
- Manque d'interconnexions
- Manque de soutien politique
- Tarifs non définis
- Faible coopération régionale dans la région
- Les énormes investissements requis
- Manque de soutien financier
- Risques d'investissement élevés
- Manque de sensibilisation

Tout cela peut sembler évident, mais apparemment, ce ne sont pas les principaux obstacles. En effet, dans le passé et le présent, une énorme somme d'argent a été investie dans le secteur pétrolier et gazier exactement dans les mêmes pays. Par exemple, le gazoduc Maghreb-Europe entre l'Algérie et l'Espagne (à travers le Maroc) a été établi et achevé lors du conflit interne à grande échelle de ce pays dans les années 1990. D'après les déclarations faites par les responsables européens au cours des dernières années et les documents fournis par la Commission européenne sur les questions énergétiques en Europe, il est facile de comprendre pourquoi la coopération en matière d'énergie renouvelable avec les pays d'Afrique du Nord ne se produit toujours pas. Le fait est que l'UE veut atteindre ses objectifs sans importer d'électricité de sources étrangères afin de réduire la dépendance de l'UE vis-à-vis des importations d'énergie et d'accroître sa sécurité énergétique. La dernière crise entre la Russie et l'Ukraine a clairement mis en évidence l'importance vitale pour la sécurité énergétique de l'UE [59].

Oui, bien sûr, il est préférable d'atteindre les objectifs assignés en utilisant des sources domestiques, ce qui est un élément clé pour la compétitivité, la croissance et la création

d'emplois. Mais cela ne garantit pas la sécurité de l'approvisionnement énergétique dans l'UE. Les sources renouvelables en Europe sont pour la plupart fluctuantes, tandis que les sources domestiques, renouvelables et contrôlables, ne sont pas suffisantes pour assurer économiquement l'équilibre nécessaire entre la production et la demande. En raison de leur intermittence, le succès des sources domestiques pour assurer la majeure partie de l'approvisionnement énergétique à faible émission de carbone en Europe à un coût raisonnable et une fiabilité élevée n'est pas garanti, comme reconnu par des experts d'Europe et de l'étranger. Cela aura des conséquences néfastes sur la qualité de vie des citoyens européens. Pour cette raison, de nombreux pays en Europe voient l'énergie nucléaire dans le cadre de leur futur système d'électricité à faible émission de carbone. Cette tendance pose des défis supplémentaires, notamment pour convaincre l'opinion publique qu'il vaut la peine de continuer à investir dans ce type d'énergie (l'énergie nucléaire). Bien que les centrales nucléaires n'émettent pas de dioxyde de carbone au point de la production, l'énergie nucléaire n'est pas une énergie propre, parce que le dioxyde de carbone n'est pas le seul polluant qui menace la sécurité de l'humanité et de la planète. À ce jour, il n'y a toujours pas de solution sûre et fiable pour traiter les déchets radioactifs produits par les centrales nucléaires. En outre, les catastrophes nucléaires comme celles de Tchernobyl ou de Fukushima ont sensibilisé le public aux dangers de l'énergie nucléaire.

À mesure que la pénétration de la production renouvelable intermittente augmente, les flux de puissance deviennent beaucoup plus volatils et moins prévisibles, ce qui augmente le risque de pannes en cascade dans lequel la probabilité d'un sévère blackout sera plus élevée qu'elle ne l'était il y a vingt ans. Étant donné que presque toutes les perturbations majeures de l'approvisionnement énergétique en Europe dans le passé ont été causées par des événements domestiques (ouragans, inondations, vagues de chaleur, grèves, mauvaise gestion de la sûreté nucléaire), la vision de l'UE de la sécurité énergétique en réduisant la dépendance aux importations d'énergie est fautive. En effet, la diversification des fournisseurs et des routes d'importation est la clé de la sécurité énergétique dans l'UE [51]. L'UE doit s'assurer que ses politiques énergétiques répondent aux aspirations du citoyen de l'UE qui veut une énergie propre, sûre, abondante, pas cher et non radioactive. Par conséquent, l'accès à des sources d'énergie durables et fiables à des prix compétitifs est un préalable indispensable à la croissance économique et au développement social de l'UE.

Les importations d'électricité solaire d'Afrique du Nord seraient différentes des importations de combustibles fossiles car l'électricité renouvelable peut être produite en Europe et donc les pays exportateurs devraient fournir une énergie fiable et économique, sinon la demande

diminuerait, au cours de laquelle l'électricité solaire non exportée sera perdue et ne pourra pas être exportée plus tard comme avec le gaz et le pétrole [15].

Compte tenu des points susmentionnés, la principale question qui se pose est pourquoi les diverses initiatives ont été lancées ces dernières années dans le but de générer et de transmettre l'énergie solaire de l'Afrique du Nord vers l'Europe n'ont pas réussi à attirer l'attention requise des décideurs européens. Par exemple, la fondation Desertec, le principal organisme traitant de l'intégration des CSP dans la région, semble avoir fait des erreurs dans la conception de son concept, ce qui a empêché la mise en œuvre du projet, surtout quand on voit que les anciens actionnaires du consortium Desertec continuent à s'intéresser à l'idée d'importer de l'électricité solaire en provenance d'Afrique du Nord, même s'ils quittent le consortium. Par exemple, un projet d'exportation d'énergie solaire (le projet TuNur [60]) a été lancé par la société britannique Nur Energie, qui cherche à exporter de l'électricité solaire du sud de la Tunisie vers l'Italie, puis vers le reste de l'Europe, y compris le Royaume-Uni.

La partie la plus importante de chaque initiative est le scénario proposé. Les principaux facteurs dans le scénario Desertec (voir la Fig.III.8(b)) qui peuvent avoir entravé la mise en œuvre du projet, on peut souligner ce qui suit:

- 1) Le scénario Desertec est proposé pour couvrir une grande partie de la région MENA, ce qui rend très difficile la mise en œuvre du projet. Au-delà de l'investissement extrêmement élevé requis, la région MENA n'est pas comme l'UE qui a une politique énergétique commune et parle d'une seule voix sur la scène internationale. Chaque pays de la région MENA a ses propres priorités, ses intérêts économiques, sa stratégie politique, son programme d'énergie renouvelable, sa législation distincte et son approche distincte du concept des exportations d'énergie renouvelable.
- 2) Le scénario Desertec inclut des sources d'énergie intermittentes (énergie éolienne) et comme indiqué ci-dessus, la seule raison qui pourrait pousser les pays européens à importer de l'électricité renouvelable en provenance d'Afrique du Nord est la qualité et la fiabilité de l'électricité fournie (c'est-à-dire, la puissance flexible des centrales CSP). Il est logique qu'aucun pays d'Europe ne soit intéressé par l'importation d'électricité pouvant être produite en Europe, même à des coûts plus élevés [61].
- 3) Le scénario Desertec est proposé sur la base d'un concept de supergrid, et comme discuté ci-dessus, il n'est pas possible de construire un supergrid dans un proche avenir en raison de plusieurs défis et limitations. Le principal problème qui retarde la mise en œuvre d'un supergrid est qu'il n'est pas encore possible de construire un réseau HVDC

maillée avec l'état actuel de la technologie [32,33]. La plupart des systèmes HVDC en fonctionnement et prévus pour les années à venir sont des systèmes point à point.

- 4) La demande d'électricité dans la région MENA augmente de façon spectaculaire, ce qui devrait doubler d'ici 2030 et devrait être identique à celui de l'Europe d'ici 2050 [15]. En conséquence, une très grande partie de l'électricité produite restera dans la région MENA, d'autant plus que de nombreux pays de la région n'ont pas de sources d'énergie fossiles et ont du mal à satisfaire leur propre demande.

Suite à la discussion ci-dessus, le scénario d'exportation directe est considéré comme la seule approche possible qui rendra l'idée d'importer de l'électricité solaire d'Afrique du Nord vers l'Europe possible dans un proche avenir. Dans ce scénario, les centrales électriques CSP seront construites exclusivement pour exporter de l'électricité vers l'Europe via des liaisons HVDC point à point (c'est-à-dire sans avoir besoin d'intégrer les centrales CSP dans les réseaux des pays producteurs).

III.4.7. Sélection de sites prometteurs en Europe pour l'importation d'électricité solaire

Afin de concevoir un scénario pour les importations d'électricité solaire, il y a généralement trois étapes [18,62]:

- Sélection de sites prometteurs pour la construction de centrales CSP
- Sélection des sites potentiels pour les importations d'électricité en Europe
- Sélection des meilleurs corridors pour les lignes HVDC

Alors que les critères utilisés pour définir les emplacements des centrales CSP et des corridors HVDC sont clairs et bien définis dans la littérature [17-19,62-64], les critères utilisés pour définir les sites d'importation ne sont pas bien définis en termes de justification de la nécessité d'importer de l'électricité solaire. Au-delà des critères compulsifs, tels que la disponibilité des terrains pour la mise en place des stations HVDC et la capacité du réseau AC à absorber l'électricité importée, la demande totale d'électricité est le seul critère utilisé dans [18,62] pour choisir les sites d'importation, où les principaux centres de demande en Europe sont identifiés sur la base de certains indicateurs tels que la densité de population et l'émission de lumière de nuit. Ce critère unique n'est pas suffisant pour justifier la nécessité d'importer de l'électricité solaire et peut donc rendre le projet inéligible au financement. Par exemple, les zones où des sources d'énergie renouvelables flexibles (hydroélectrique, biomasse ou géothermie) sont

disponibles peuvent ne pas être des sites préférés car cette disponibilité n'encourage pas les GRTs de ces régions à investir dans les importations d'électricité solaire. De plus, les principaux centres de demande européens sont généralement situés au centre du continent, ce qui signifie que des lignes de transport à grande distance sont nécessaires en Europe pour transmettre l'électricité importée, ce qui nécessiterait des droits de passage étendus. Ainsi, les critères de sélection doivent être bien définis pour rendre le projet attractif et lui permettre de progresser. Sur la base de la discussion ci-dessus sur les défis auxquels l'Europe est confrontée pour atteindre ses objectifs d'énergie propre et les avantages possibles des importations d'électricité solaire en provenance d'Afrique du Nord, les critères suivants sont proposés:

III.4.7.1. Impact sur le marché intérieur de l'électricité

Les prix de l'électricité dans les pays de l'UE sont extrêmement élevés par rapport aux autres pays développés (2,3 fois plus qu'aux États-Unis et 1,2 par rapport à la Chine). Les prix de l'électricité payés par l'industrie européenne ont augmenté de 4% entre 2008 et 2012 [59]. Par conséquent, les pays et les opérateurs de l'UE ne peuvent pas importer de l'électricité solaire sans tenir compte de la valeur de l'avantage qui reviendra à leurs marchés de l'électricité.

La production d'électricité renouvelable en Afrique du Nord est beaucoup moins chère qu'en Europe, il devrait donc avoir une influence positive sur les marchés européens de l'électricité, ce qui aiderait à réduire les prix que les consommateurs paient pour leurs besoins énergétiques. Selon les statistiques d'Eurostat pour 2017 [65], les prix de l'électricité pour les consommateurs industriels et domestiques dans l'UE sont très élevés en Allemagne, en Italie et en Belgique. Par conséquent, ces pays peuvent être considérés comme des candidats potentiels pour choisir les meilleurs sites d'importation. L'impact positif attendu des importations d'électricité solaire sur le marché italien a été confirmé dans [66].

III.4.7.2. Le besoin d'une puissance plus flexible et plus fiable

Comme indiqué plus haut, la pénétration des énergies renouvelables intermittentes a considérablement augmenté au cours des dernières années dans les pays européens. Étant donné que la production contrôlable est nécessaire pour maintenir un niveau élevé de qualité et de sécurité de l'approvisionnement, les pays ayant une forte pénétration des énergies renouvelables intermittentes et disposant de trop peu de sources d'énergie contrôlables

seraient de bons candidats pour choisir les sites d'importation. En raison de leur contrôlabilité, les liaisons HVDC entre l'Afrique du Nord et l'Europe joueront un rôle important pour assurer la sécurité d'approvisionnement et améliorer la stabilité du système dans les régions du sud, tout en permettant l'intégration de capacités supplémentaires d'énergies renouvelables intermittentes [55]. L'électricité de source CSP de l'Afrique du Nord compenserait les fluctuations de l'énergie PV et éolienne et réduirait le besoin d'installations de stockage. Par conséquent, les pays suivants sont choisis comme de bons candidats:

Allemagne (forte pénétration des énergies renouvelables intermittentes avec une très faible part de l'énergie hydraulique dans la production d'électricité et il y a un plan pour fermer les centrales nucléaires existantes), Italie et Portugal (forte pénétration des énergies renouvelables intermittentes avec une faible part de l'énergie hydraulique et absence de centrales nucléaires), Espagne (forte pénétration des énergies renouvelables intermittentes avec une faible part de l'énergie hydraulique dans la production d'électricité).

III.4.7.3. Difficultés à atteindre les objectifs juridiquement contraignants de 2020

Afin de décarboner son approvisionnement énergétique, l'UE s'est fixé des objectifs ambitieux en diminuant la part des énergies fossiles et en augmentant la part des énergies renouvelables, allant de court à moyen et long terme (2020, 2030, 2050). La directive de l'UE sur les énergies renouvelables fixe un objectif contraignant de 20% de la consommation finale d'énergie à partir de sources renouvelables d'ici 2020. L'objectif de 20% d'énergie renouvelable de l'UE est divisé en objectifs nationaux contraignants, comme le montre la Fig.III.14. Les pays qui ont rencontré des difficultés pour atteindre leurs objectifs 2020 d'énergie renouvelable seraient de bons candidats pour choisir les meilleurs sites d'importation. Comme on peut le voir sur la Fig.III.14, la France, les Pays-Bas, le Royaume-Uni et, dans une moindre mesure, l'Espagne et la Belgique sont les plus éloignés de leurs objectifs et il est prévu que ces pays n'atteindront pas leurs objectifs d'ici 2020. Pour atteindre les objectifs nationaux juridiquement contraignants, l'article 9 de la directive européenne (DIRECTIVE 2009/28/CE du 23 avril 2009) prévoit la possibilité d'importer de l'électricité renouvelable en provenance de pays tiers. Par conséquent, les pays mentionnés sont de bons candidats pour choisir les meilleurs sites d'importation. Bien que certains pays aient atteint leurs objectifs assignés, le grand potentiel solaire dans les zones désertiques d'Afrique du Nord les aidera à atteindre les objectifs à long terme.

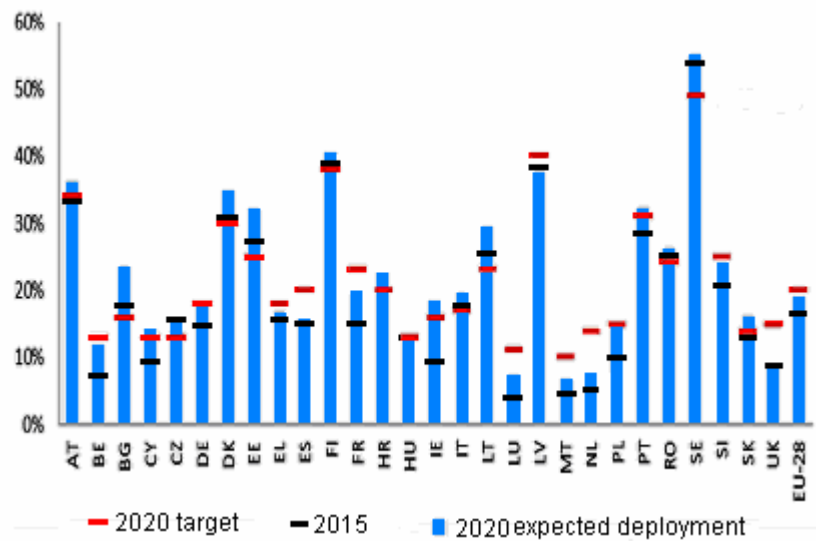


Fig.III.14. Part de l'énergie produite à partir de sources renouvelables dans les États membres de l'UE, 2015 (source de données: Eurostat et [6]).

III.4.8. Un scénario d'importation prometteur

Selon les critères identifiés ci-dessus, les pays qui seraient les bons candidats pour choisir les sites d'importation sont classés comme suit: Allemagne, Italie, France, Espagne, Belgique, Pays-Bas et Royaume-Uni. Les sites d'importation peuvent être choisis de ces pays sur la base des critères donnés dans [18,62]. Cependant, la situation du réseau de transport européen et la situation géographique de chaque pays sont des critères supplémentaires qui joueront un rôle important dans le processus de sélection. Par exemple, l'Allemagne est une région très pertinente pour la sélection des sites d'importation, surtout après la décision d'éliminer toutes les centrales nucléaires d'ici 2022, mais le transfert de l'électricité importée au cœur de l'Europe est une préoccupation car cela rend la mise en œuvre du projet plus difficile et plus longue. Étant donné que les routes possibles de l'Afrique du Nord vers l'Europe sont uniquement vers l'Espagne et vers l'Italie, les deux pays auront un rôle clé pour assurer le succès de tout projet d'exportation d'énergie solaire.

L'Espagne est très faiblement connecté à l'Europe (relativement isolée), comme l'interconnexion avec la France ne représente que 3% de la capacité de puissance installée [67]. En 2002, les États membres de l'UE ont convenu que chaque État membre devrait réaliser l'interconnexion à travers ses frontières d'au moins 10% de sa capacité de production installée d'ici à 2005. Bien que la date limite est passée depuis longtemps, l'Espagne est

encore loin de l'objectif recommandé (voir la Fig.III.15). Même lorsque les projets d'interconnexion actuels sont réalisés, l'Espagne n'atteindra pas l'objectif dans un avenir prévisible [68]. Cela peut s'expliquer par la difficulté d'obtenir des droits de passage pour construire des lignes de transmission dans la région. La nouvelle interconnexion entre l'Espagne et la France à travers les Pyrénées orientales est un bon exemple de ce problème, où des parties de cette interconnexion ont été construites sous terre à un coût supplémentaire très élevé [48].

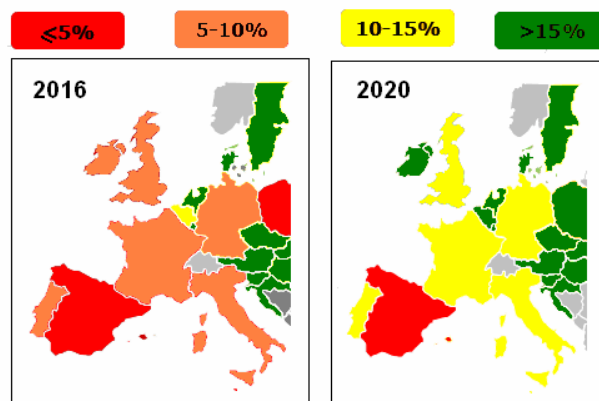


Fig.III.15. Niveaux d'interconnexion en 2016 et niveaux attendus en 2020.

De l'autre côté, l'Italie, le plus grand importateur d'énergie de l'Europe, est relativement bien connectée à l'Europe (environ 10000 MW), notamment avec la Suisse et la France [69]. Bien que l'Italie soit encore 3% en dessous de l'objectif de 10%, il est prévu que le pays atteindra ou même dépassera le niveau recommandé d'ici 2020 (Fig.III.15) [68]. Terna (le principal GRT en Italie) investit activement dans le développement du réseau de transport dans le pays et aux frontières. Les nouvelles installations de transport qui seront mises en service dans les prochaines années augmenteront la capacité d'interconnexion sur les frontières nord, notamment avec la France grâce à la nouvelle liaison HVDC (liaison HVDC Piosasco-Grand'Ile), qui devrait être mise en service en 2019.

Comme indiqué ci-dessus, l'Italie est un grand importateur net d'électricité, ce qui conduit à haut flux de puissance nord-sud dans la région du centre sud du continent. Cette situation ne devrait pas différer dans les années à venir selon le plan décennal de développement du réseau (TYNDP). Une importation à grande échelle d'électricité solaire de l'Afrique du Nord vers l'Italie permettrait à l'Italie de ne pas importer d'électricité du nord. Les interconnexions du Nord peuvent alors être utilisées pour transférer l'électricité solaire vers les pays du Nord.

L'électricité solaire peut être transférée en Allemagne avec peu ou pas d'investissement nécessaire dans les interconnexions transfrontalières, grâce aux très grandes capacités de transfert disponibles à travers les frontières de la Suisse (Fig.III.16).

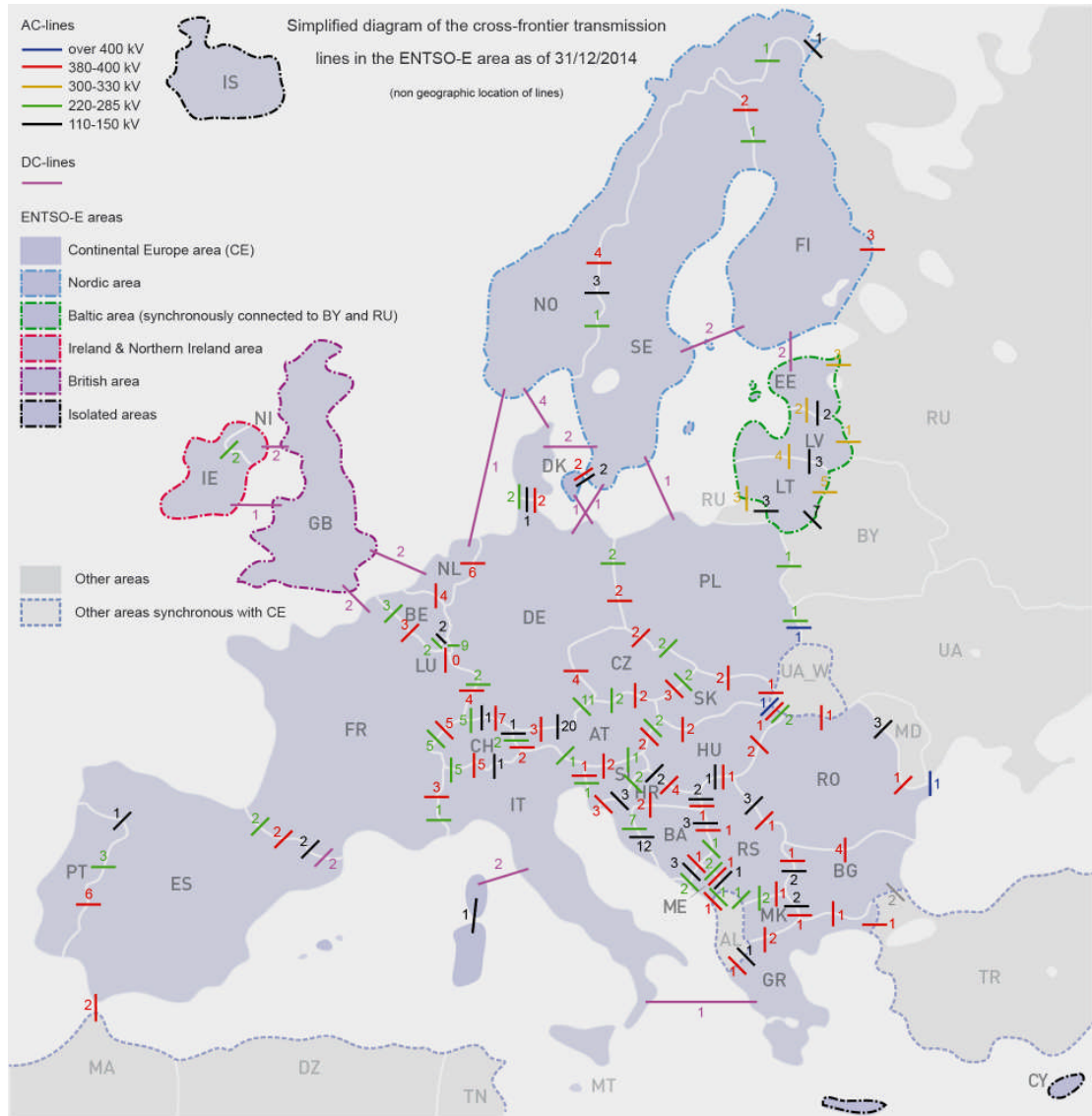


Fig.III.16. Situation des interconnexions dans le système ENTSO-E (source: ENTSO-E).

Puisque la plupart des centrales nucléaires en Allemagne sont situées dans le sud, l'électricité solaire en provenance d'Afrique du Nord aidera considérablement l'Allemagne à éliminer de manière parfaite toute sa capacité de production nucléaire car elle élimine ou minimise les investissements élevés nécessaires à la construction de nouvelles lignes de transport à haute tension pour transmettre l'électricité éolienne du nord. Des parties de l'électricité importée

peuvent être transférées de la France et de l'Allemagne vers la Belgique, les Pays-Bas et le Royaume-Uni via des interconnexions disponibles.

Compte tenu de la situation actuelle et attendue du réseau européen, la vision de faire de l'Italie un pôle d'électricité dans la région est un scénario prometteur et réalisable pour transférer l'électricité solaire d'Afrique du Nord vers des sites appropriés en Europe dans un proche avenir. Le scénario est basé sur un certain nombre de liaisons HVDC reliant les points de production d'énergie solaire en Afrique du Nord avec les principaux centres de demande dans le nord de l'Italie comme les villes de Milan et Turin (voir Fig.III.17). Les liaisons peuvent avoir lieu le long de la Sardaigne et suivre le chemin de la liaison SACOI HVDC existant en Corse.

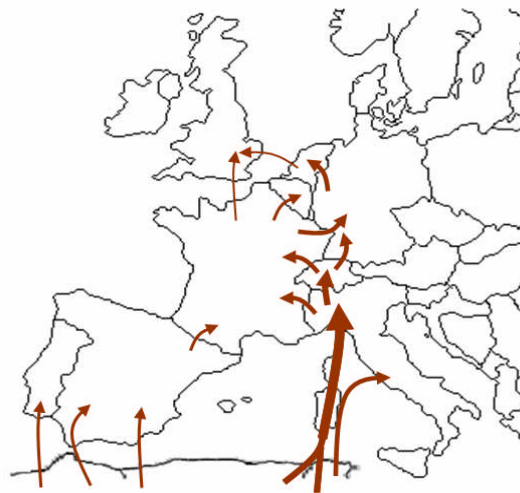


Fig.III.13. Scénario d'importation basé sur l'idée de créer un centre électrique en Italie.

III.5. Conclusion

Nous avons examiné les défis existants et émergents auxquels l'Europe est confrontée pour atteindre ses objectifs en matière d'énergie propre, en termes de sécurité d'approvisionnement et de durabilité, puis nous avons identifié certains des avantages qui pourraient découler de l'importation d'électricité solaire du sud de la Méditerranée. Par la suite, nous avons discuté des principaux obstacles et opportunités pour réaliser le projet d'importation d'électricité solaire en provenance d'Afrique du Nord. Enfin, nous avons fourni des critères et des propositions sur lesquels de bons scénarios d'importation peuvent être conçus.

**Chapitre IV : Possibilité d'exporter
de l'électricité renouvelable de
l'Algérie vers l'Europe**

IV.1. Introduction

Bien que l'importation d'électricité solaire d'Afrique du Nord puisse être justifiée par un certain nombre d'avantages économiques, environnementaux et techniques et il y a même un droit légal dans la Directive de l'UE sur les énergies renouvelables (Article 9) qui donne la possibilité aux Etats membres de coopérer avec les pays tiers pour atteindre les objectifs assignés, presque tous les pays veulent atteindre leurs objectifs sur le plan national, sauf que quelques pays comme l'Italie, l'Allemagne et le Royaume-Uni ont donné un certain intérêt, mais jusqu'à présent, peu de progrès ont été réalisés sur le terrain et la situation reste floue.

En supposant qu'un ou plusieurs pays de l'UE souhaitent importer de l'électricité renouvelable en provenance d'Afrique du Nord, la principale question qui se pose est de savoir quels pays de la région de l'Afrique du Nord pourraient être des candidats appropriés pour la coopération? Ce sujet n'est pas bien traité dans la littérature. La plupart des publications actuellement disponibles sur les importations d'électricité solaire en provenance d'Afrique du Nord sont le produit de chercheurs européens qui traitent principalement des questions politiques et économiques des pays européens. Étant donné que chaque pays d'Afrique du Nord a ses propres priorités, intérêts économiques, stratégie politique, programme d'énergie renouvelable, législation distincte et approche distincte du concept des exportations d'énergie renouvelable, alors que le potentiel des sources d'énergie renouvelables varie d'un pays à l'autre, il serait très utile de procéder à une évaluation de la situation et du potentiel d'exportation de chaque pays, en se concentrant sur les avantages à tirer de chaque secteur. A cet égard, ce chapitre se concentre sur les potentiels de l'Algérie. Plusieurs facteurs clés qui peuvent faire de l'Algérie un pays attractif pour approvisionner l'Europe en électricité propre ont été identifiés et discutés. Les facteurs ont été identifiés du point de vue européen et peuvent être utilisés pour analyser les potentiels des pays voisins. Le chapitre identifie également certaines des barrières qui peuvent entraver l'exportation d'électricité propre de l'Algérie vers l'Europe. Sur la base des nouveaux critères proposés au chapitre 3 sur l'identification de sites potentiels en Europe pour les importations d'électricité solaire, deux scénarios d'interconnexion possible entre l'Algérie et l'Europe sont proposés dans ce chapitre.

IV.2. Identification des facteurs

Bien qu'il n'y ait aucun doute sur la taille et la qualité de l'énorme potentiel solaire disponible en Afrique du Nord, mais il y a d'autres facteurs cruciaux qui diffèrent d'un pays à l'autre qui

joueraient un rôle important pour rendre l'interconnexion entre l'Europe et l'Afrique du Nord possible dans un proche avenir. Depuis aucun projet n'a été mis en œuvre ou prévu pour exporter de l'électricité renouvelable de la région Afrique du Nord vers l'Europe, l'identification des facteurs les plus importants de la perspective européenne qui pourraient jouer un rôle clé dans la sélection du pays le plus attractif d'Afrique du Nord pour la coopération dans le domaine des énergies renouvelables était basée sur:

- Revue littérature approfondie du matériel traitant de la coopération dans le domaine des énergies renouvelables.
- Avis et rapports d'experts et de parties prenantes réalisés dans le cadre de plusieurs projets financés par l'UE et privés concernant la coopération dans le domaine des énergies renouvelables (BETTER project, Medgrid, Dii, RES4MED et DIA-CORE).
- Déclarations et interviews de décideurs européens et de parties prenantes lors du premier forum d'affaires UE-Algérie sur l'énergie qui s'est tenu à Alger les 23 et 24 mai 2016.

Les facteurs identifiés sont représentés sur la Fig.IV.1, qui sont divisés en deux groupes: les facteurs du premier groupe sont liés au potentiel des ressources naturelles, à la situation géographique et aux conditions climatiques, tandis que ceux du deuxième groupe sont directement liés aux actions des gouvernements.

IV.3. Les potentiels de l'Algérie pour approvisionner l'Europe en énergie propre

Sur la base des facteurs d'identification ci-dessus, nous discutons ci-dessous les principales caractéristiques qui font de l'Algérie un endroit attrayant pour approvisionner l'Europe en électricité propre.

IV.3.1. La situation géographique

L'Algérie est géographiquement située au centre de l'Afrique du Nord entre le Maroc et la Tunisie (voir Fig.IV.2). C'est le plus grand pays de la région méditerranéenne et de l'Afrique. Le pays s'étend sur une superficie de 2 381 741 km², dont plus de 86 % est désertique. La longueur de la côte méditerranéenne est de 1200 km. La situation géographique de l'Algérie au centre de l'Afrique du Nord et sa proximité avec l'Europe présente plusieurs avantages pour exporter de grandes quantités d'électricité renouvelable vers l'Europe.

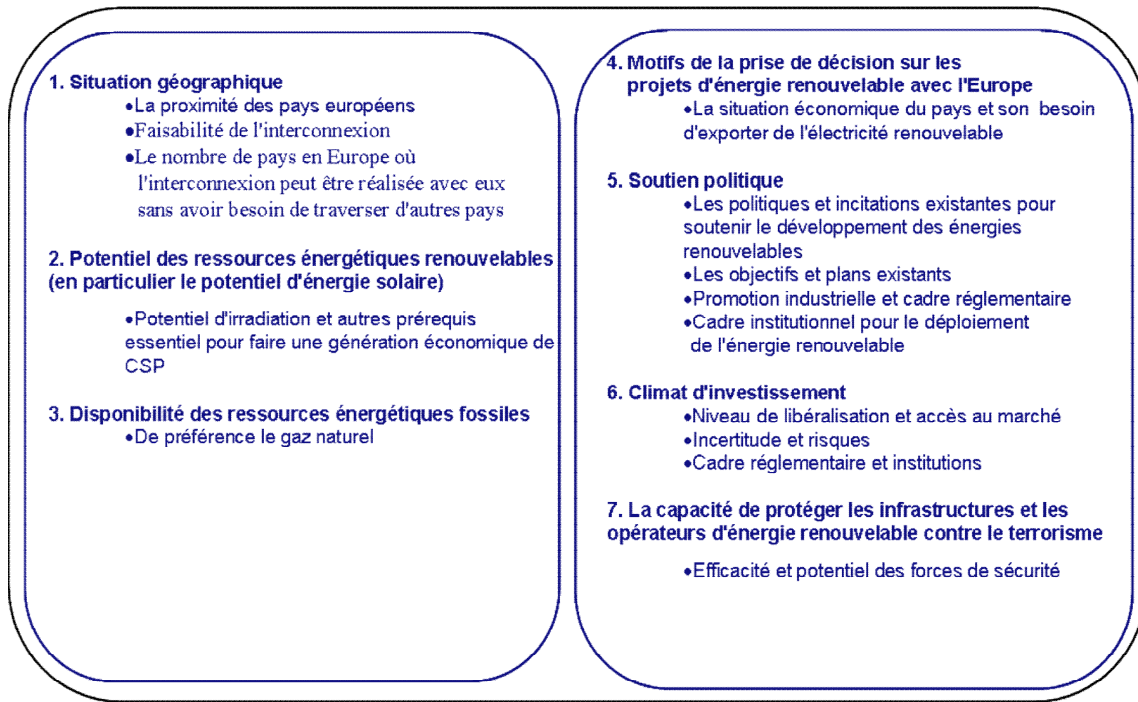


Fig.IV.1. Les facteurs les plus importants qui peuvent favoriser la coopération en matière d'énergie renouvelable avec l'Europe.

L'Algérie peut être interconnectée avec deux pays ou plus d'Europe. Par le passé, plusieurs études de faisabilité ont été menées sur des projets d'interconnexion HVDC sous-marins entre l'Algérie et l'Europe, l'un avec l'Espagne et l'autre avec l'Italie (Fig.IV.2) [70,71].

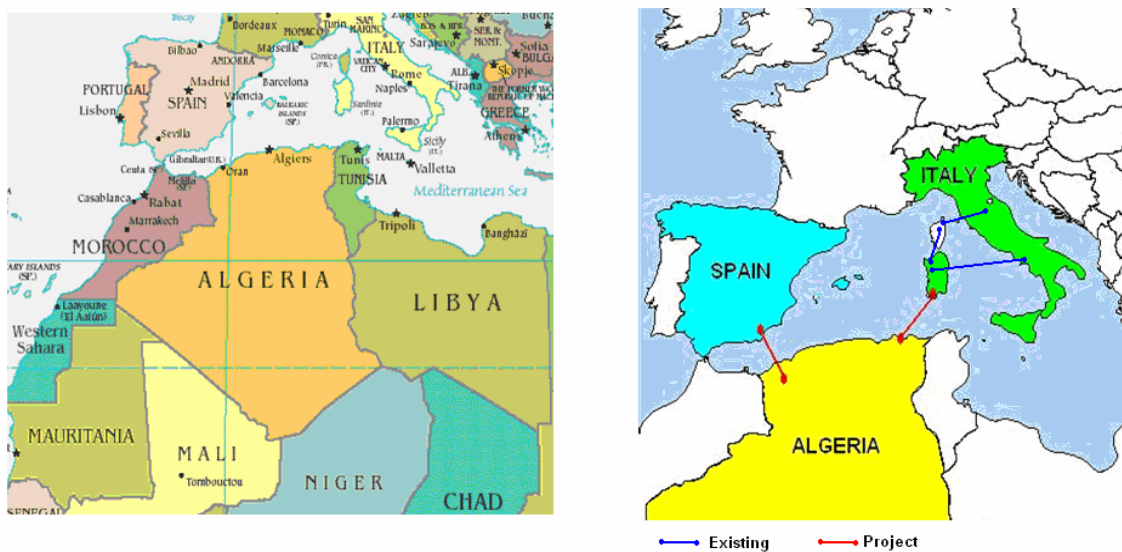


Fig.IV.2. Carte de l'Algérie et de ses voisins.

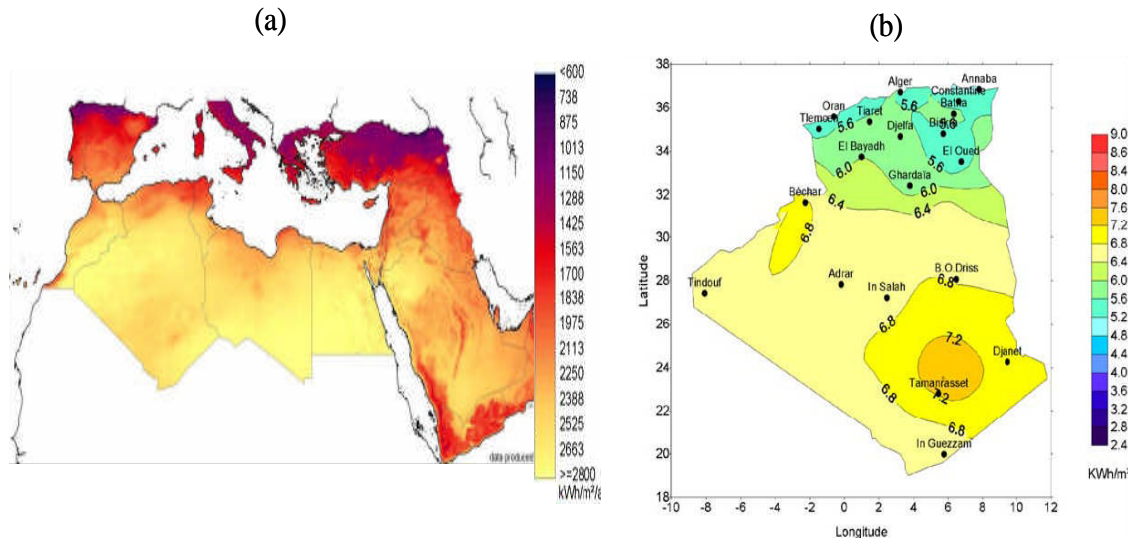


Fig.IV.3. Potentiel solaire en Algérie. (a) Irradiation solaire directe annuelle (kWh/m²) dans les pays méditerranéens (Source: DLR). (b) La ressource moyenne quotidienne de rayonnement solaire (kWh/m²) en Algérie (Source: CDER).

IV.3.2. Gros potentiels pour les ressources énergétiques renouvelables

L'Algérie possède non seulement l'une des plus importantes ressources en hydrocarbures du monde, mais possède également d'énormes ressources d'énergie renouvelable, en particulier l'énergie solaire. En raison de sa situation géographique, l'Algérie possède l'un des potentiels solaires les plus élevés au monde car elle est située dans la région de Sun Belt, dans lequel il est la première source dans la région méditerranéenne. Plus de 2 000 000 km² reçoivent annuellement une exposition au soleil équivalente à 2500 kWh/m² [72-74]. Sur la base d'une étude réalisée par l'Agence aérospatiale allemande (DLR) basée sur l'imagerie satellitaire (Fig.IV.3(a)), l'Algérie, avec 1 787 000 km², possède le plus grand potentiel de terres à long terme pour la technologie CSP dans la région méditerranéenne. Selon le DLR [19], l'Algérie dispose avec 168 972 TWh/an du potentiel économique le plus élevé pour le développement des centrales CSP dans le bassin méditerranéen (voir Fig.IV.4). En plus de l'étude DLR, des évaluations approfondies ont été réalisées par des institutions algériennes. Les données fournies par le Centre pour le Développement des Energies Renouvelables (CDER) sont collectées dans le rapport du guide des énergies renouvelables par le Ministère de l'Énergie et des Mines (MEM) et a conclu que l'Algérie bénéficie d'un fort potentiel de rayonnement solaire, parmi les plus élevés du monde [75]. En plus de l'abondance de soleil tout au long de l'année, l'Algérie a d'autres conditions préalables clés pour faire une production électrique

économique en utilisant des centrales CSP; y compris des terres appropriées, une faible humidité en plus de la disponibilité de l'eau et un réseau de transmission étendu [73].

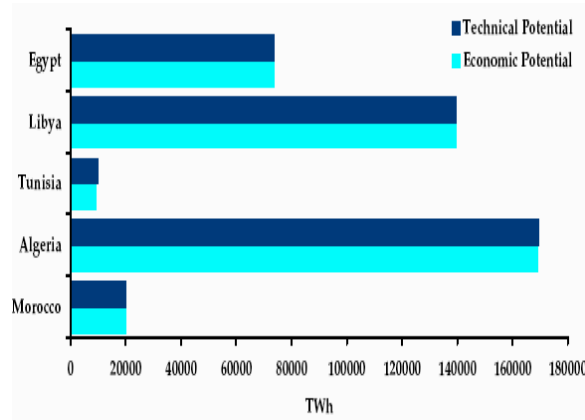


Fig.IV.4. Potentiel économique et technique du CSP dans les pays d'Afrique du Nord (source de données: DLR).

Il y a suffisamment de ressources éoliennes dans le pays où la vitesse moyenne du vent est supérieure à 5-6 m/s [76]. Les ressources éoliennes en Algérie varient considérablement d'un endroit à l'autre. Sur la base de la carte des vents établie par le CDER et le MEM (Fig.IV.5(b)), le meilleur potentiel éolien se trouve dans la région sud-ouest (région d'Adrar) où la vitesse du vent est supérieure à 6 m/s. Cette région est favorable à la création de fermes éoliennes. Le premier parc éolien de cette région (10 MW) a été construit en 2014. Le potentiel économique de l'énergie éolienne en Algérie est estimé à environ 35 TWh/an [19].

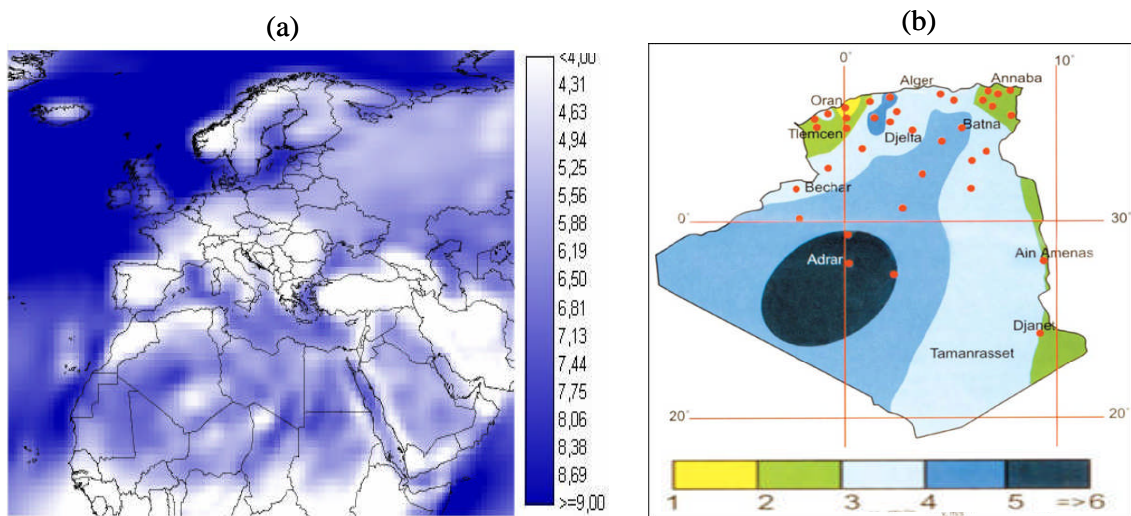


Fig.IV.5. Potentiel d'énergie éolienne. (a) Vitesse moyenne annuelle du vent en m/s (Source: DLR). (b) Potentiel d'énergie éolienne de l'Algérie en m/s (Source: CDER).

IV.3.3. Des ressources considérables en énergie fossile

Pour les projets d'énergie renouvelable à grande échelle comme Desertec ou MSP, les sources d'énergie fossiles et conventionnelles (de préférence le gaz naturel) joueront un rôle important pour assurer une alimentation électrique sûre et fiable et répondre à la demande de pointe des consommateurs, même lorsque le vent ne souffle pas ou la nuit quand il n'y a pas de soleil. Les centrales à gaz fournissent une excellente réserve tournante, qui sont capables de réagir à une augmentation soudaine de la demande d'énergie ou à une coupure soudaine de l'approvisionnement énergétique après l'apparition de perturbations majeures telles que des pannes imprévues affectant la production ou à partir de sources fluctuantes telles que l'énergie éolienne en adaptant leur production d'énergie en seconde [77]. Comme l'a déclaré le commissaire européen à l'action climatique et à l'énergie lors du premier forum d'affaires UE-Algérie: "Il est clair que dans le processus de transition énergétique, le gaz restera une composante importante du mix énergétique", et il a ajouté: "le gaz est un combustible à relativement faible teneur en carbone qui est nécessaire pour produire de l'électricité". L'Algérie, contrairement aux pays voisins, est le plus grand producteur et exportateur de gaz naturel de la région, et il n'est pas surprenant que le pays cherche à créer des incitations pour les projets de production d'électricité hybride solaire-gaz dans son plan d'investissement, en tirant parti des ressources abondantes du pays dans les deux énergies.

IV.3.4. Disponibilité des études de faisabilité sur les interconnexions HVDC Algérie-Europe

L'idée d'exporter de l'énergie électrique de l'Algérie vers l'Europe a été proposée et discutée à la fin des années 1990 (c'est-à-dire une longue période avant l'avènement des idées de Desertec ou MSP sur l'agenda international). A cette époque, l'énergie excédentaire exportée vers l'Europe était supposée être produite principalement par des centrales électriques au gaz plutôt que par des sources renouvelables [78]. Pour cette raison, des études de faisabilité ont été réalisées par le passé sur des projets d'interconnexion HVDC entre l'Algérie et l'Europe. Dans ces études, deux interconnexions utilisant des câbles HVDC sous-marins ont été proposées, l'une avec l'Espagne et l'autre avec l'Italie [70,71]. Pour l'interconnexion avec l'Espagne, une étude de faisabilité a été réalisée en 2003 pour une connexion HVDC de Terga (Algérie) au sud de l'Espagne (Littoral d'Almeria) (Fig.IV.6). La puissance nominale de la connexion a été fixée à 2000 MW à ± 500 kV grâce à un schéma bipolaire.

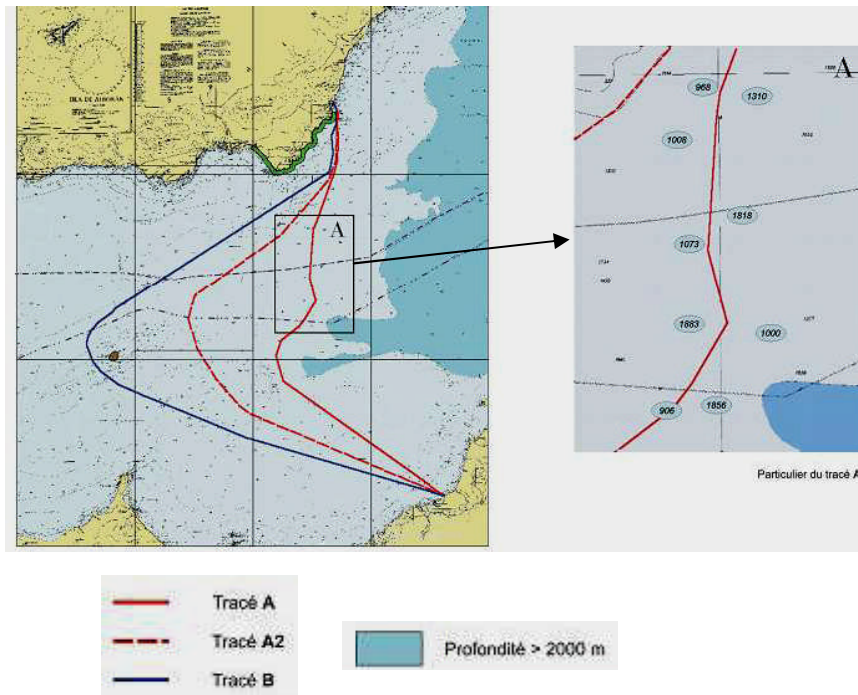


Fig.IV.6. Alternatives possibles pour l'interconnexion Algérie-Espagne à travers la mer d'Alboran. Le routage A a été sélectionné comme le meilleur (source: [70,71]).

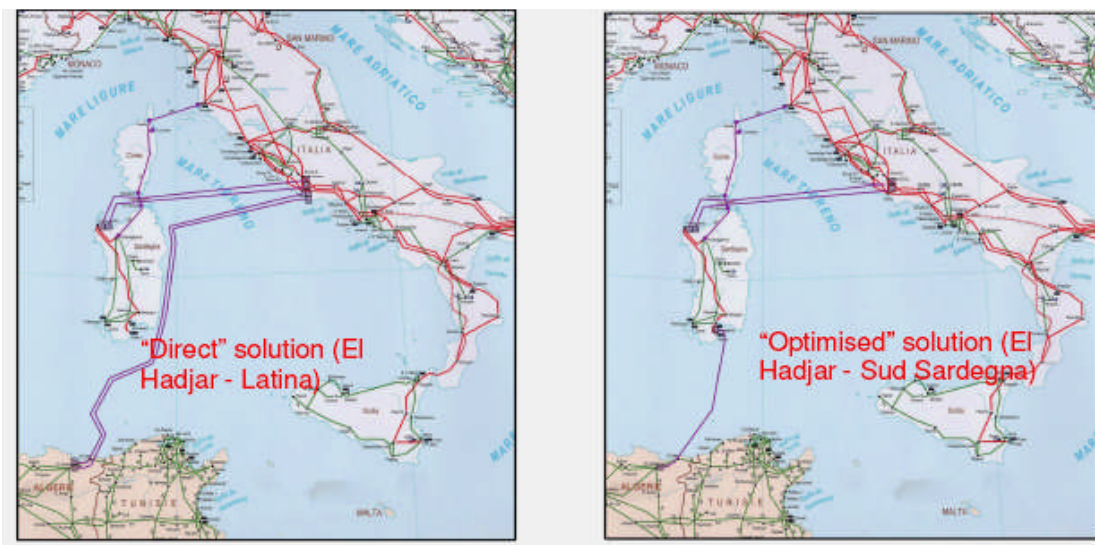


Fig.IV.7. Algérie-Italie: routes de connexion HVDC possibles (source: [70,71]).

La longueur du câble dans le routage optimisé est d'environ 240 km, atteignant une profondeur de la mer maximale de 1900 m. Pour l'interconnexion avec l'Italie, une étude de faisabilité a été réalisée en 2004 pour deux scénarios. Dans le premier scénario entre El Hadjar (Algérie) et Latina (Italie), la puissance nominale de la connexion a été fixée à 1000 MW à ± 500 kV en configuration bipolaire (Fig.IV.7). Dans le deuxième scénario, le câble

d'El Hadjar est directement relié à l'épine dorsale de 380 kV de la Sardaigne (Fig.IV.7). La puissance nominale de la connexion a été fixée à 500 MW à 500 kV grâce à un schéma monopolaire.

Toutes ces études peuvent faciliter et soutenir le développement et la mise en œuvre de projets d'interconnexion entre l'Algérie et l'Europe pour l'exportation d'énergie renouvelable.

IV.3.5. Des motivations élevées pour exporter de l'énergie renouvelable vers l'Europe

L'Algérie, le plus grand pays d'Afrique, est l'un des principaux producteurs et exportateurs africains de pétrole et de gaz naturel. L'Algérie détient la dixième plus grande quantité de réserves prouvées de gaz naturel au monde et la deuxième plus grande réserve d'Afrique. Selon l'EIA (Energy Information Administration), l'Algérie détient la troisième plus grande quantité de gaz de schiste au monde après la Chine et l'Argentine. L'Algérie est le troisième plus grand fournisseur de l'UE en gaz naturel (après la Russie et la Norvège) et son quatrième fournisseur global d'énergie. Le pays est connecté à l'Europe à travers trois gazoducs, deux avec Espagne et un avec Italie. Un accord UE-Algérie a été signé en juillet 2013 à Alger, lors d'une visite du président de la commission européenne afin de renforcer cette relation. Alors, pourquoi l'Algérie a besoin d'exporter des énergies renouvelables et a un énorme potentiel en hydrocarbures?

L'économie algérienne est fortement dépendante des exportations de pétrole et de gaz, représentant environ 60% des revenus du gouvernement et 98% de toutes les exportations. Il n'est donc pas surprenant que l'économie algérienne soit fortement affectée par l'effondrement des prix du pétrole ces dernières années en raison de sa dépendance excessive aux revenus des hydrocarbures, ce qui est confirmé par les données sur les recettes d'exportation 2015 (Fig.IV.8).

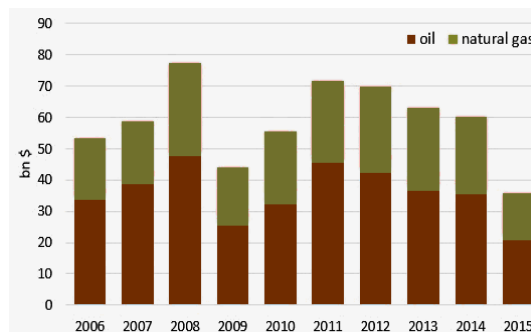


Fig.IV.8. Revenus des exportations de gaz et de pétrole de l'Algérie: 2006-2015 (source de données: [79]).

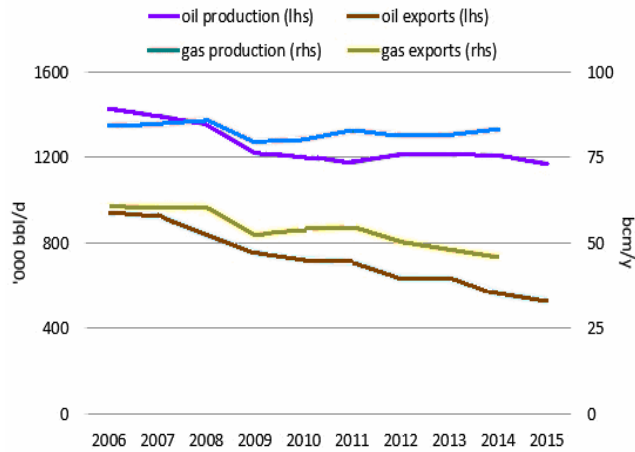


Fig.IV.9. Production et exportations de gaz naturel et de pétrole en Algérie: 2006-2015 (source de données: [79]).

L'économie algérienne est confrontée à de sérieux défis et son avenir est potentiellement extrêmement sombre même si les prix du pétrole augmentent à l'avenir. Selon l'AIE, il existe de sérieuses lacunes dans le secteur des hydrocarbures algérien en ce qui concerne les considérations à moyen et à long terme. Entre 2015 et 2020, la production de pétrole brut devrait diminuer de plus de 0,2 million de barils par jour [79]. D'autre part, l'Algérie est confrontée à des difficultés croissantes pour attirer l'attention en tant qu'exportatrice de gaz ces dernières années, comme le montre la Fig.IV.9. Cela est principalement dû à la concurrence croissante d'autres exportateurs de gaz, comme le Qatar [80]. Parallèlement, l'Algérie devrait augmenter la consommation intérieure comme cela a déjà été le cas au cours des dernières décennies, réduisant ainsi les marges pour les exportations, comme le montre la Fig.IV.10. Pour cette raison, l'Algérie devrait perdre sa position d'exportateur de gaz naturel d'ici le milieu des années 2030 [81]. De plus, l'exploitation des ressources de gaz de schiste n'est pas claire, principalement pour des raisons environnementales et d'acceptabilité sociale. La méthode utilisée pour obtenir le combustible piégé dans les formations rocheuses de schiste pourrait causer de graves problèmes environnementaux, en particulier dans les réserves d'eau du pays en grande partie désertique.

Les décideurs algériens savent maintenant que les richesses pétrolières et gazières du pays se tariront un jour. Il est donc important de réagir rapidement en adoptant les stratégies nécessaires pour assurer un avenir meilleur au pays. Pour un pays comme l'Algérie qui doit trouver des sources d'énergie alternatives pour contrer sa dépendance aux énergies fossiles, les énergies renouvelables sont devenues l'un des éléments majeurs de sa politique énergétique.

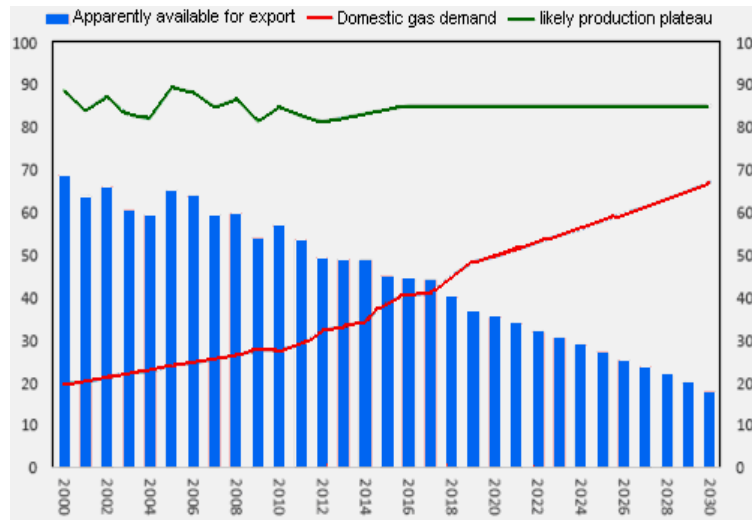


Fig.IV.10. Prévisions de production, consommation domestique et exportations dans un scénario central, bcm/an (source de données: [82]).

En raison de son énorme potentiel de sources d'énergie renouvelables et de sa situation géographique, l'AIE s'attend à ce que l'Algérie puisse un jour exporter de l'électricité solaire vers les marchés européens. L'exportation d'électricité solaire est une source de revenus à long terme pour le pays, qui peut assurer son avenir économique et son développement social. L'Algérie a lancé un ambitieux programme de développement des énergies renouvelables et de promotion de l'efficacité énergétique afin de diversifier ses sources d'énergie afin de répondre à la demande intérieure croissante et d'exporter éventuellement de l'énergie vers les pays européens. Le programme de développement des énergies renouvelables que l'Algérie a lancé en février 2011 vise à installer jusqu'à 22 000 MW de capacités de production d'électricité à partir de sources renouvelables d'ici 2030, dont 10000 MW destinés à l'exportation [83]. En décembre 2011, SONELGAZ, la compagnie nationale d'électricité et de gaz algérienne, a signé un protocole d'accord avec Desertec pour coopérer entre eux afin de partager l'expérience et assurer le succès du programme d'énergie renouvelable. L'Algérie a été le premier pays au monde à adapter un cadre législatif pour les investissements privés dans le domaine des centrales solaires hybrides (solaire et gaz), y compris un tarif de rachat [72]. Le central Hassi R'Mel en Algérie, inauguré en 2011, est le premier central au monde à utiliser la technologie ISCC (Integrated Solar Combined Cycle) [73].

Avec ses abondantes réserves prouvées de gaz et ses conditions idéales pour le développement de projets d'énergie renouvelable, l'Algérie est considérée comme un partenaire essentiel de l'UE dans ses efforts continus pour diversifier ses sources d'énergie et d'améliorer l'efficacité énergétique. "Il est donc tout à fait logique que nous ayons choisi

l'Algérie pour organiser notre premier forum d'affaires avec nos partenaires internationaux", a déclaré Miguel Arias Cañete, commissaire européen chargé de l'action pour le climat et de l'énergie. Cet événement fait partie de la mise en œuvre du protocole d'accord sur le partenariat stratégique dans le domaine de l'énergie, en particulier dans le domaine des énergies renouvelables [84].

IV.3.6. Soutien politique et promotion industrielle

L'intérêt pour le développement des énergies renouvelables a été perçu très tôt en Algérie avec la création de l'institut solaire en 1962. Au cours des dernières années, le soutien politique pour les énergies renouvelables a connu une croissance continue en Algérie afin de donner un nouvel élan à ce secteur. Ceci parce que le gouvernement algérien a besoin de trouver d'autres sources d'énergie pour contrer sa dépendance aux combustibles fossiles et aussi pour contribuer à la préservation des réserves d'hydrocarbures, en particulier dans le contexte de la chute des prix du pétrole. Pour la mise en œuvre et la réalisation des plans et des objectifs fixés, le gouvernement a procédé à l'adoption d'un cadre juridique favorable, à la création d'une multitude d'organismes oeuvrant dans ce secteur et au lancement de grands projets. Le gouvernement algérien a lancé une série de lois et de garanties pour promouvoir l'efficacité énergétique et soutenir les énergies renouvelables [75]. La loi essentielle est la loi No. 04-09 d'août 2004 relative à la promotion des énergies renouvelables dans le cadre du développement durable. Cette loi fournit un cadre général pour un programme national de promotion et de développement des énergies renouvelables. En mars 2004 et pour la première fois en Afrique, un décret sur la diversification de la production d'électricité a été promulgué par le gouvernement algérien. L'objectif du décret est de créer des incitations à la production d'électricité à partir de sources d'énergie renouvelables, y compris un tarif de rachat [78,85]. Le programme énergies renouvelables et efficacité énergétique, d'un coût total de 120 milliards USD, a été lancé par le MEM algérien en 2011 pour mieux refléter la réalité de sa nouvelle politique énergétique [83]. Le gouvernement algérien s'est fixé comme objectif que 40 % de son énergie électrique provienne de sources renouvelables d'ici 2030 (37 % solaire et 3 % éolien). La structure du programme, telle que planifiée par MEM, est représentée sur la Fig.IV.11. Le programme comprend un certain nombre de phases, comme cela peut être montré dans le Tableau 4.1. Ce programme confirme clairement l'ambition de l'Algérie de devenir un centre d'exportation d'énergie renouvelable dans la région, notamment grâce à son potentiel d'énergie solaire.

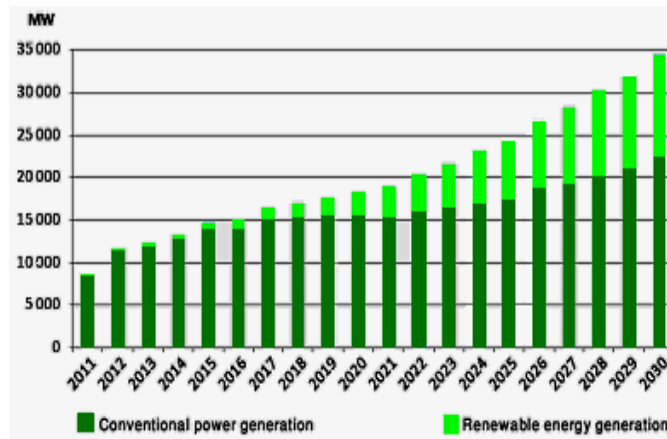


Fig.IV.11. Programme d'énergie renouvelable (source de données: MEM).

Tableau IV.1 : Les différentes phases du programme d'énergie renouvelable (source de données: MEM).

Années	Capacité installée de SER (MW)	Possibilité d'exportation (MW)
2013	110	0
2015	650	0
2020	2600	2000
2030	12000	10000

En effet, l'Algérie vise à devenir un des principaux producteurs d'électricité à partir du CSP, comme le montre la Fig.IV.12. La construction de la première centrale solaire à cycle combiné intégrée (CSP et gaz naturel) de 150 MW à Hassi R'Mel en 2011 est un indicateur que l'Algérie a pris des mesures pour une stratégie d'énergie renouvelable à base d'énergie solaire. En outre, trois autres unités de centrales hybrides d'une puissance CSP de 70 MW chacune devraient être achevées d'ici 2018 [73].

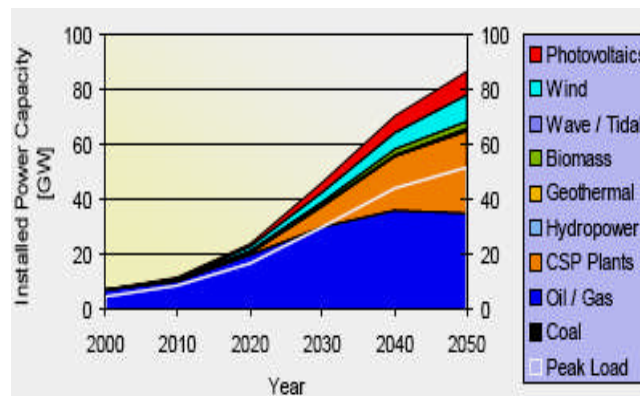


Fig.IV.12. Scénario de capacité installée (Source: DLR).

Cependant, à peine quatre ans après le lancement du programme énergies renouvelables et efficacité énergétique, le gouvernement algérien a décidé de réviser et d'actualiser son programme en raison de circonstances imprévues (par exemple la réduction des coûts des secteurs photovoltaïque et éolien alors que le coût du secteur CSP reste élevé) [86]. Comme dans le premier programme, l'énergie solaire (PV et CSP) est également l'axe principal du nouveau programme. Cependant, contrairement au programme initial, l'énergie photovoltaïque et l'énergie éolienne ont reçu un intérêt supplémentaire dans le programme révisé en raison de leur haut niveau de maturité (voir Fig.IV.13). Dans ce nouveau programme, l'énergie photovoltaïque et éolienne sera développée à grande échelle. L'intégration du CSP ainsi que de la biomasse, de la cogénération et de la géothermie sera introduite progressivement. L'année 2015 a été marquée par l'accélération de la construction de centrales photovoltaïques (14 centrales photovoltaïques d'une capacité de 268 MW), tandis que plusieurs autres projets photovoltaïques ont été lancés en partenariat avec de nombreuses entreprises étrangères. Plusieurs centrales électriques CSP d'une puissance totale de 2000 MW seront installées sur la période 2021-2030. Kabertene est le premier parc éolien en Algérie d'une capacité de 10 MW, produit par 12 turbines près de la ville d'Adrar, dans le sud-ouest du pays et est en service depuis Juillet ici 2014. Le programme révisé confirme clairement que l'Algérie s'apprête à exporter de l'électricité à partir de sources renouvelables vers l'Europe, grâce à la réalisation de capacités supplémentaires.

Afin d'atteindre les objectifs ambitieux et d'assurer le succès du programme d'énergie renouvelable, l'Algérie envisage de renforcer le tissu industriel pour prendre les devants dans les changements positifs tant au niveau industriel et technique qu'au niveau de l'ingénierie et de la recherche. L'Algérie est déterminée à investir dans tous les segments créatifs de l'industrie et à fournir un soutien financier pour les développer localement afin de réduire les coûts et de rendre le secteur des énergies renouvelables durable [83,86].

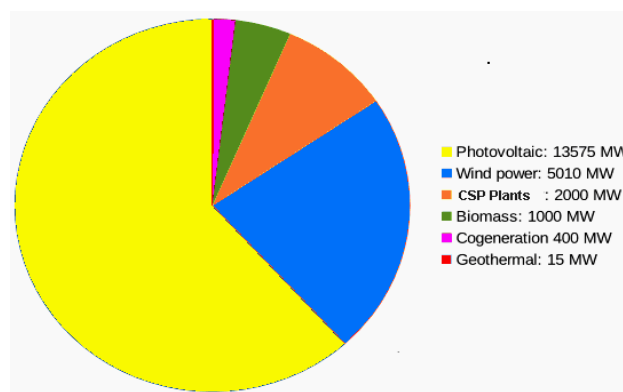


Fig.IV.11. Capacité installée d'énergie renouvelable dans le nouveau programme (source: CDER).

IV.3.7. Soutenir les investisseurs

L'investissement étranger est nécessaire pour améliorer la production nationale afin de réduire le nombre d'importations. A cet effet, l'Algérie a exprimé son vif intérêt à attirer des investissements étrangers pour ses projets d'énergie renouvelable. Les investisseurs étrangers sont censés promouvoir et faciliter le transfert de technologie, la diffusion des connaissances et le développement des capacités de gestion. Le marché de l'électricité en Algérie est largement dominé par SONELGAZ et ses filiales. Cependant, la loi No. 02-01 du 5 février 2002 a mis fin au monopole de la production et de la commercialisation de l'électricité sur le marché national et a ouvert ces activités à l'investissement privé et à la concurrence, nationale ou étrangère. La loi donne aux opérateurs le droit de produire, d'exporter ou d'importer librement de l'électricité; il définit les conditions qui ouvrent la voie à un échange d'électricité entre l'Algérie et les autres pays [78,87]. L'industrie et les investisseurs privés ont besoin d'un cadre juridique approprié pour développer des projets d'énergie renouvelable dans les pays en développement et les économies en transition. Le gouvernement algérien a conçu des incitations pour les entreprises qui investissent dans les énergies renouvelables. Par exemple, les tarifs d'achat annoncés par le ministère algérien de l'énergie en avril 2014 où un accord d'achat d'électricité à long terme (20 ans) sera appliqué, garantissant aux investisseurs que SONELGAZ ou ses filiales achèteront l'énergie produite [88].

L'objectif principal du forum d'affaires Algérie-UE sur la coopération énergétique tenu à Alger en mai 2016 est de faciliter et de promouvoir les investissements européens dans le gaz naturel, les énergies renouvelables et l'efficacité énergétique. Après les soulèvements du "printemps arabe", les entreprises considèrent l'Algérie comme le pays le plus prometteur pour investir dans les énergies renouvelables dans les prochaines années. Cependant, le commissaire Miguel Arias a souligné lors du forum des affaires énergétiques Algérie-UE la nécessité d'un meilleur climat pour les investissements étrangers dans le secteur de l'énergie en Algérie. Il a déclaré que l'Algérie a besoin d'apporter plus d'investissements si elle veut maintenir ses exportations vers l'UE à long terme. L'Algérie devra donc trouver de nouvelles façons d'attirer les investissements nécessaires, en renforçant l'état de droit dans le secteur de l'énergie et en promouvant le cadre réglementaire et les conditions dans lesquelles travaillent les entreprises étrangères. Selon le gouvernement algérien, le cadre réglementaire et les institutions permettant aux investisseurs nationaux et étrangers de développer des projets dans le secteur des énergies renouvelables sont déjà en place. Cela est évidemment vrai après l'effondrement des prix du pétrole, où l'Algérie a considérablement développé son secteur des

énergies renouvelables en ouvrant des portes aux investisseurs étrangers et en attirant des sociétés multinationales. Le ministre algérien de l'Energie explique: "Nous sommes à l'écoute des investisseurs pour lever toutes les contraintes auxquelles ils sont confrontés et, si nécessaire, y apporter des améliorations".

L'investissement en Algérie est régi et soutenu par deux organisations [89]:

- ✓ Le Conseil National de l'Investissement (CNI)
- ✓ L'Agence Nationale pour le Développement des Investissements (ANDI)

L'Algérie a adhéré aux principaux instruments internationaux de protection des investissements. Il a rejoint l'initiative de l'industrie Desertec (Dii) et négocie actuellement son adhésion à l'organisation mondiale du commerce.

Bien que le cadre législatif suggère que l'Algérie dispose d'un cadre politique très favorable au développement et à l'exportation des énergies renouvelables, sa mise en œuvre n'a pas toujours été efficace et les investisseurs considèrent toujours les investissements en Algérie peu attrayants.

IV.3.8. Fortes forces armées ayant une vaste expérience de la lutte contre le terrorisme

Après "le printemps arabe", le terrorisme est considéré comme l'un des principaux obstacles aux projets d'énergie renouvelable dans la région MENA. L'Algérie est restée en grande partie intacte par le désordre politique qui a frappé plusieurs de ses voisins. Mais il travaille maintenant pour contrer ce qu'il considère comme les retombées du printemps arabe (c'est-à-dire les groupes terroristes). Le pays investit intensivement dans le secteur de la sécurité, les forces armées algériennes sont les plus fortes sur le continent africain et ont l'expérience des opérations antiterroristes et anti-insurrectionnelles (à travers la "décennie noire": une décennie de guerre civile dans les années 1990) [90,91]. Jusqu'à présent, l'Algérie a fait un travail remarquable pour protéger son infrastructure énergétique contre les menaces sécuritaires en appliquant une stratégie de défense puissante. Les pipelines sont régulièrement surveillés et toutes les installations clés sont fortement protégées. Une stratégie de défense similaire serait étendue aux infrastructures d'énergie renouvelable à travers le pays [92].

IV.4. Obstacles et opportunités

Comme discuté ci-dessus, l'énergie solaire en Algérie a le potentiel de fournir de l'électricité pour les besoins énergétiques locaux et d'exporter vers l'Europe. Comme cela a également été discuté, l'Algérie dispose d'un cadre politique tout à fait approprié pour l'utilisation des énergies renouvelables et l'exportation sur la base d'objectifs ambitieux. Néanmoins, les investisseurs et les promoteurs de projets de déploiement des énergies renouvelables perçoivent toujours les projets en Algérie comme risqués en raison de certains risques de gouvernance. Bien que le secteur de la production soit libéralisé, le marché de l'électricité est encore largement dominé par les entreprises énergétiques publiques et les investisseurs étrangers doivent coopérer avec les entreprises locales pour entrer sur le marché, dans lequel la participation de l'investisseur étranger est limitée à un maximum de 49 % (la règle dite 49/51) et le financement doit être structuré par l'intermédiaire des banques algériennes.

Plusieurs études ont été publiées ces dernières années pour identifier les principaux risques et obstacles aux investissements dans les projets d'énergie renouvelable en Afrique du Nord [93-95]. Ces risques peuvent être généralement divisés en deux catégories: les risques réglementaires, résultant principalement des actions gouvernementales et des risques de sécurité, résultant des actions de groupes non gouvernementaux (principalement des groupes terroristes). Les risques de sécurité ne sont pas perçus comme un obstacle majeur à l'investissement étranger dans la plupart des pays d'Afrique du Nord (à l'exception de la Libye) [94]. La situation sécuritaire en Algérie s'est considérablement améliorée au cours des dernières années et le niveau de violence a diminué par rapport aux années 1990, lorsque l'Algérie était aux prises avec des conflits internes, comme le montre clairement la Fig.IV.14 obtenue à l'aide des informations statistiques contenues dans la base de données mondiale sur le terrorisme (GTD). Comme on peut le constater, les attaques contre les infrastructures énergétiques, telles que les installations d'exportation de gaz, ont été rares, même pendant les années les plus violentes. Il n'y a pas eu d'interruption unique de l'approvisionnement en gaz de l'Algérie vers l'Europe au cours des dix dernières années [96,97]. Les parties prenantes considèrent les risques réglementaires, tels que le manque de transparence et de responsabilité, les procédures bureaucratiques et la corruption, comme les principaux obstacles à l'investissement dans les projets d'énergie renouvelable dans la région de l'Afrique du Nord. Il est important de garder à l'esprit qu'il est difficile de mesurer divers aspects des risques réglementaires.

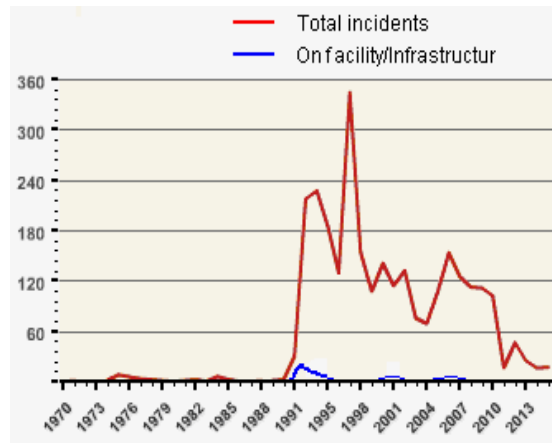


Fig.IV.14. Attaques terroristes enregistrées dans la base de données GTD entre 1970 et 2014.

La banque mondiale (WB) a mené une série d'évaluations basées sur six indicateurs majeurs de gouvernance: voix et responsabilité, stabilité politique et absence de violence/terrorisme, efficacité du gouvernement, qualité de la réglementation, état de droit et contrôle de la corruption. Ces indicateurs peuvent être utilisés ici pour évaluer le niveau de risques réglementaires en Algérie et dans les autres pays de la région. Comme le montre la Fig.IV.15, les six indices ont été jugés faibles ou moyens, ce qui est loin de satisfaire l'acceptation des parties prenantes. À l'exception de la Libye, l'Algérie est le pays ayant les indices les plus bas pour la qualité de la réglementation, la primauté du droit et le contrôle de la corruption dans la région. Ces évaluations confirment les propos du commissaire Miguel Arias sur le climat des investissements étrangers en Algérie. Le gouvernement algérien dit toujours que les évaluations faites par certaines grandes institutions internationales ne reflètent pas correctement la situation réelle dans le pays et ne tiennent pas compte des récentes améliorations apportées par le gouvernement. Oui bien sûr, tirer des conclusions de l'un des indicateurs ci-dessus doit être traité avec prudence, mais le fait est que la corruption et la faiblesse de l'état de droit ont toujours été les principales préoccupations des investisseurs étrangers qui font des affaires en Algérie. Par conséquent, le climat d'investissement doit être amélioré en renforçant l'état de droit et en créant la stabilité juridique dont les investisseurs ont besoin. En juillet 2016, le gouvernement a adopté une nouvelle loi sur l'investissement (loi No. 16-09) pour faciliter les investissements en dehors du secteur pétrolier, en particulier les investissements étrangers [98]. Indépendamment de ces progrès, d'autres changements pertinents comprennent la suppression de la règle controversée 49/51 sont nécessaires pour atteindre les objectifs ambitieux et de promouvoir la coopération en matière d'énergie renouvelable avec l'Europe.

L'Algérie est un partenaire essentiel pour que l'UE poursuive ses efforts pour diversifier ses approvisionnements énergétiques et renforcer la sécurité énergétique. L'UE estime que le potentiel solaire algérien jouera sans aucun doute un rôle croissant dans la recherche d'un système énergétique sobre en carbone en Europe.

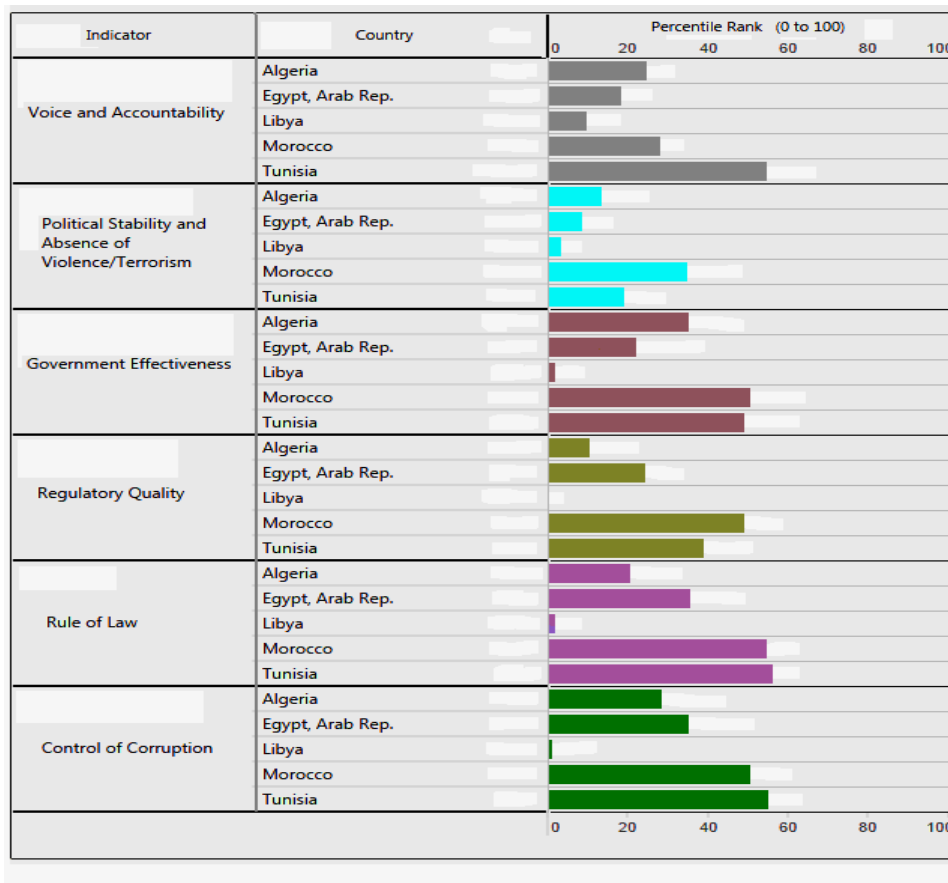


Fig.IV.15. Indicateurs de gouvernance mondiale, 2015.

Dans le cadre des efforts visant à assurer la sécurité énergétique de l'Union européenne, le porte-parole du commissaire européenne au climat et à l'énergie, Anna-Kaisa Ikonen, a récemment affirmé que l'Algérie resterait le principal partenaire énergétique de l'Union européenne. La forte participation européenne au forum des affaires et les 10 millions d'euros apportés par l'UE pour soutenir l'Algérie dans la mise en œuvre de ses programmes d'énergies renouvelables ont clairement affirmé l'engagement et la détermination de l'UE à renforcer son partenariat stratégique avec l'Algérie. Il est vrai que des progrès ont été réalisés dans la mise en œuvre du partenariat énergétique stratégique au cours des trois dernières années, mais il reste encore beaucoup à faire. Après la chute brutale des prix du pétrole, le gouvernement algérien cherche d'urgence des moyens de redresser ses ressources financières puisque ses

recettes énergétiques ont été considérablement diminuées au cours des dernières années. Les analystes estiment que la propension du gouvernement algérien à réformer son secteur énergétique est en hausse et que l'Europe devrait bénéficier de cette propension du gouvernement algérien et de sa flexibilité accrue en offrant un cadre attrayant pour intégrer le pays dans le marché énergétique européen.

IV.5. Scénarios d'exportation

Dans cette section, nous présenterons quelques idées et options sur la manière dont l'interconnexion Europe-Algérie peut être réalisée pour exporter de l'électricité solaire.

Comme indiqué au Chapitre 3, les étapes suivantes sont nécessaires pour concevoir une telle interconnexion:

- Sélection des sites préférés pour la construction des centrales CSP
- Sélection de sites potentiels en Europe pour l'importation d'électricité solaire
- Sélection des meilleurs corridors pour les lignes HVDC

IV.5.1. Sélection de sites CSP prometteurs

Le point de départ de l'interconnexion est le site de la centrale CSP. Jusqu'à présent, l'Algérie n'a pas défini de zones spécifiques où des projets d'énergies renouvelables devraient être mis en place. Les développeurs de projets sont donc libres de choisir les sites qu'ils jugent les plus appropriés. La sélection d'un site pour une centrale CSP est d'une importance stratégique pour la faisabilité à long terme du projet, et ce n'est pas aussi simple que cela puisse paraître. Plusieurs facteurs doivent être pris en compte lors du choix du site approprié pour la construction de la centrale CSP et de l'infrastructure associée. Les principaux facteurs sont énumérés ci-dessous [18,64]:

- Irradiation normale directe (DNI)
- Pertinence du terrain (disponibilité, topographie, accessibilité)
- Disponibilité de l'eau
- Infrastructure de réseau existante
- Risques locaux (risques naturels)
- Proximité des centres de demande sélectionnés en Europe

Un système d'information géographique (GIS) peut être utilisé pour exclure toutes les zones terrestres qui ne conviennent pas au projet CSP. Fig.IV.16 montre les zones d'exclusion pour les centrales CSP dans la région de l'Afrique du Nord données par le DLR. Cette carte d'exclusion est donnée en fonction de plusieurs critères d'exclusion, comme par exemple pente, plans d'eau, forêts, sable mobile, zones protégées ou réglementées, agriculture, etc.

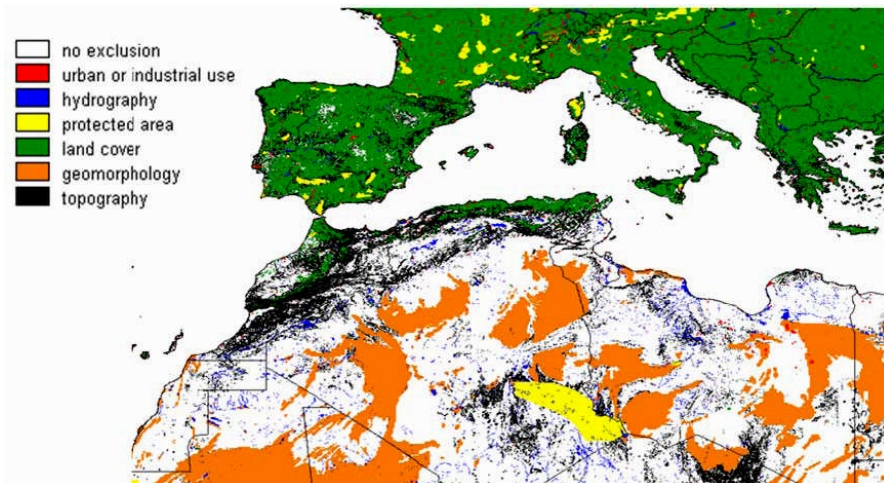


Fig.IV.16. Zones d'exclusion pour les centrales CSP dans la région méditerranéenne (Source: DLR).

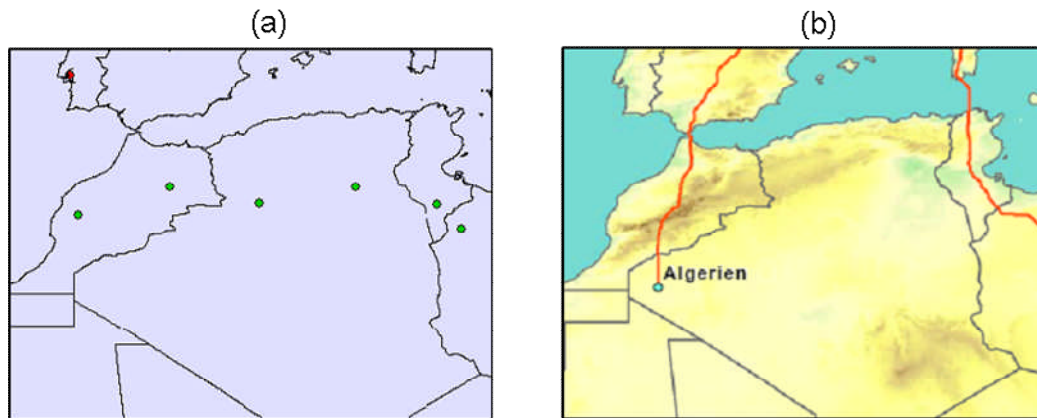


Fig.IV.17. (a). Sites de CSP sélectionnés dans [18]. (b). Sites de CSP sélectionnés dans [63].

Les facteurs ci-dessus sont utilisés pour sélectionner les meilleurs emplacements parmi les zones restantes. Les sites sélectionnés ne représentent pas nécessairement les sites avec le DNI le plus élevé possible, mais représentent un niveau raisonnablement DNI (> 2500 kWh/m²/an) pour la production d'électricité solaire à des fins d'exportation [18]. Pour l'Algérie, trois sites ont été sélectionnés dans [18,63] pour l'exportation potentielle d'électricité solaire (Fig.IV.17). Le site choisi dans [63] n'est pas bon car il est situé à une distance

considérable des centres de demande européens. Sur la base des données fournies par le CDER et le DLR, des sites ayant le même niveau de DNI peuvent être trouvés à des distances plus proches.

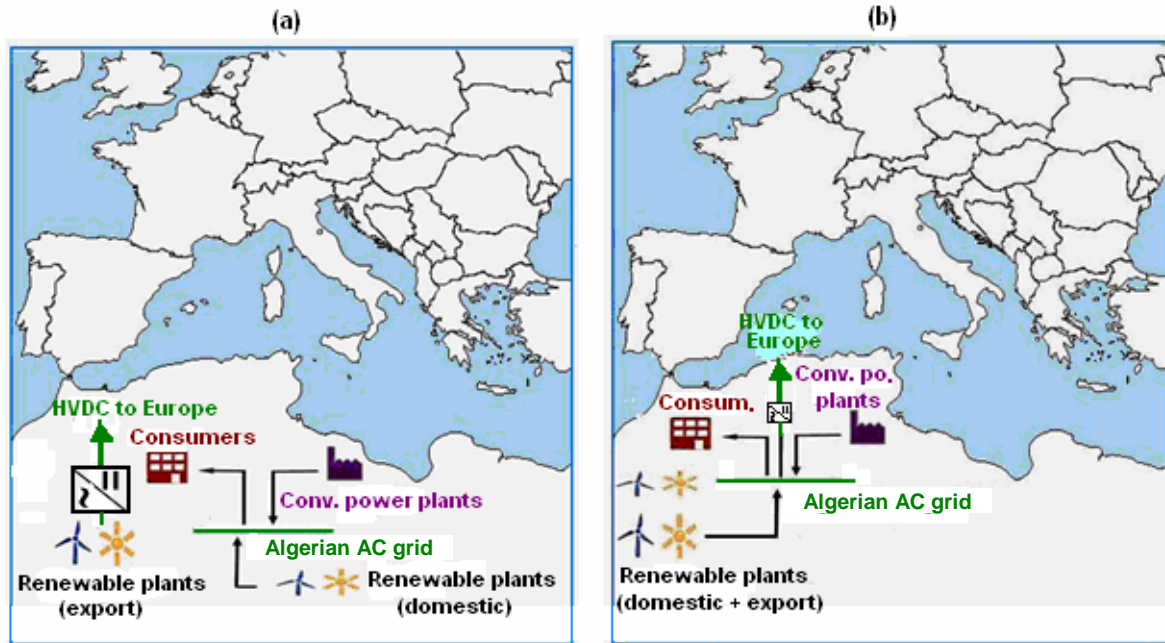


Fig.IV.18. Scénarios de transport d'électricité renouvelable vers l'Europe. (a). Exportation directe. (b). Exportation indirecte.

Lors du choix d'un site de développement CSP, il est très important de définir le scénario d'exportation. En effet, selon le scénario d'exportation qui sera utilisé, certains facteurs peuvent ne pas être impliqués dans le processus de sélection. Généralement, il existe deux scénarios d'exportation (Fig.IV.18):

- 1) Scénario direct: dans ce scénario, la puissance serait transférée directement vers les centres de demande en Europe via des liaisons HVDC point à point (c'est-à-dire sans nécessité d'intégrer les unités de production d'énergie renouvelable dans le réseau algérien).
- 2) Scénario indirect: dans ce scénario, l'électricité solaire sera injectée dans le réseau algérien avant d'être exportée.

Si le scénario direct est utilisé, les exigences d'accès au réseau ne sont pas prises en compte lors de la sélection des sites préférés pour la construction des centrales CSP, ce qui serait un bon avantage pour la conception de l'interconnexion car les réseaux dans les pays MENA sont très faibles. D'un autre côté, il y a des questions ouvertes au-delà des exigences pour les

renforcements de réseau AC qui surviennent lorsque le scénario indirect est utilisé. La question la plus importante est de savoir comment s'assurer que l'énergie exportée provient de sources renouvelables. Les deux scénarios d'exportation ne sont pas pris en compte dans la plupart des scénarios proposés dans la littérature, ce qui a entraîné une certaine confusion dans la discussion sur les importations d'électricité renouvelable [99]. Alors que l'idée originale publiée dans [17] est basée sur le scénario direct, les scénarios proposés au cours des dernières années par certaines initiatives sont basés sur le scénario indirect. Comme indiqué dans le chapitre précédent, le scénario direct est l'approche qui rendra l'idée d'exporter des énergies renouvelables vers l'Europe possible dans un proche avenir.

Pour la sélection des sites de centrales, le DNI et la proximité des centres de demande européens sont des critères très importants. Les zones avec le plus haut possible DNI en Algérie et avec une distance relativement courte à l'Europe sont montrées dans la Fig.IV.19. Tout site ciblé à partir de ces zones pour la mise en place de la centrale CSP doit être soigneusement examiné en ce qui concerne les critères clés. Six sites exemplaires pour les exportations d'énergie solaire sont sélectionnés (voir Fig.IV.19 et Tableau 4.2), trois sites dans la région ouest pour l'exportation à travers l'Espagne et trois sites dans la région orientale pour l'exportation à travers l'Italie. Les principaux critères de cette sélection étaient: le rayonnement solaire, la disponibilité des terres (en excluant toutes les surfaces qui ne seraient pas adaptées à la construction des centrales CSP en raison des plans d'eau, des zones protégées, des forêts, des zones industrielles, de la densité de population), les infrastructures existantes (les routes et les réseaux électriques et gaziers existants) et la proximité des centres de demande européens.

Les zones et les sites représentés sur la Fig.IV.19 sont sélectionnés en utilisant les outils suivants:

- L'atlas solaire pour la Méditerranée (<http://www.solar-med-atlas.org>).
- Les nouvelles cartes de l'irradiation solaire en Algérie publiées par le CDER [100].
- L'outil du CDER pour le calcul du rayonnement solaire en Algérie (<http://data.cder.dz:81>).
- Les outils et modèles fournis par IRENA (<http://irena.masdar.ac.ae/>).
- Les progiciels GIS prêts à l'emploi pour le logiciel QGIS (<http://www.soda-pro.com/maps>).
- La carte du gazoduc algérien fournie par le MEM.

Dans un monde réel, d'autres critères joueraient un rôle comme la topographie, la pente, la structure du sol, la structure de la propriété foncière et les politiques nationales, etc.

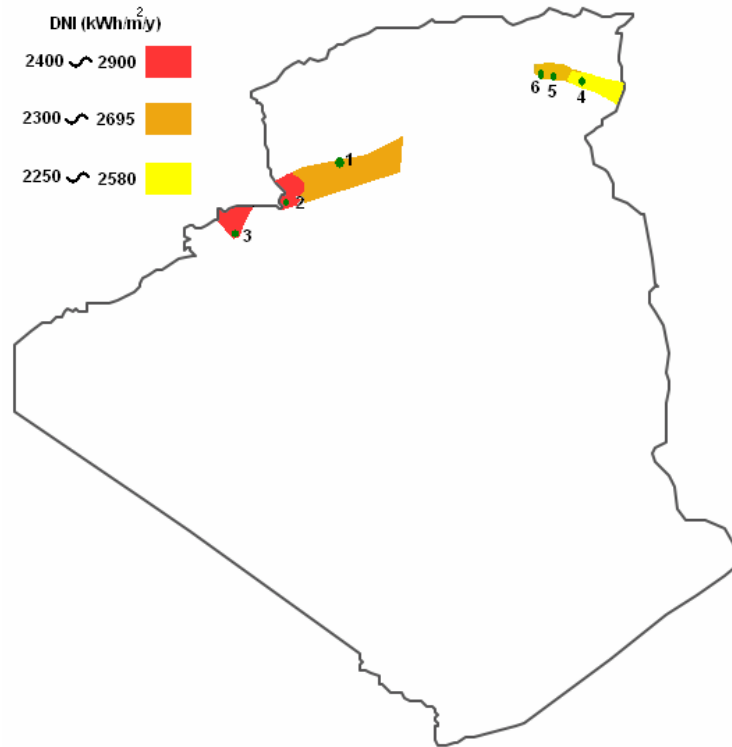


Fig.IV.19. Zones avec le DNI le plus élevé possible en Algérie à une distance relativement courte de l'Europe et des sites sélectionnés pour l'exportation d'énergie solaire.

Tableau IV.2 : Coordonnées et DNI des sites sélectionnés pour l'exportation d'énergie solaire en Algérie.

Sites	Coordonnées [x°, y°]	DNI (kWh/m ² /y)
Point 1	[01.09, 33.43]	2690
Point 2	[-01.07, 32.22]	2890
Point 3	[-01.56, 32.01]	2900
Point 4	[07.14, 35.05]	2550
Point 5	[06.23, 35.06]	2680
Point 6	[05.55, 35.12]	2605

IV.5.2. Sélection de sites d'importation prometteurs

Dans les scénarios DLR, la sélection des sites est basée sur les critères suivants [18]:

- ✓ La demande totale d'électricité.
- ✓ La densité de population.
- ✓ La disponibilité des terres pour placer les stations HVDC.
- ✓ La capacité du réseau AC à absorber l'électricité importée.

Alors que les deux derniers critères sont compulsifs, les deux premiers critères ne conduisent pas nécessairement au choix des meilleurs sites comme discuté au Chapitre 3. Par conséquent, il est très important de définir d'autres critères de sélection dans lesquels les avantages économiques et techniques des importations d'électricité solaire devraient être justifiés. Ainsi, les critères proposés au chapitre 3 seront utilisés ici pour sélectionner les sites d'importation.

Sur la base des critères DLR mentionnés, 27 sites ont été identifiés dans le scénario DLR pour l'importation d'électricité solaire en utilisant l'outil internet Google Earth, dont huit ont été proposés pour l'électricité solaire algérienne: Hanovre et Munich depuis l'Allemagne, Lyon depuis la France, Newcastle depuis le Royaume-Uni, Saragosse depuis l'Espagne, Milan depuis l'Italie, Prague depuis la République Tchèque et Bucarest depuis la Roumanie [18,62]. Sur la base des critères proposés, sept sites exemplaires d'importation d'énergie solaire sont proposés en France et en Italie en tenant compte des critères DLR (voir Fig.IV.20 et Tableau 4.3).

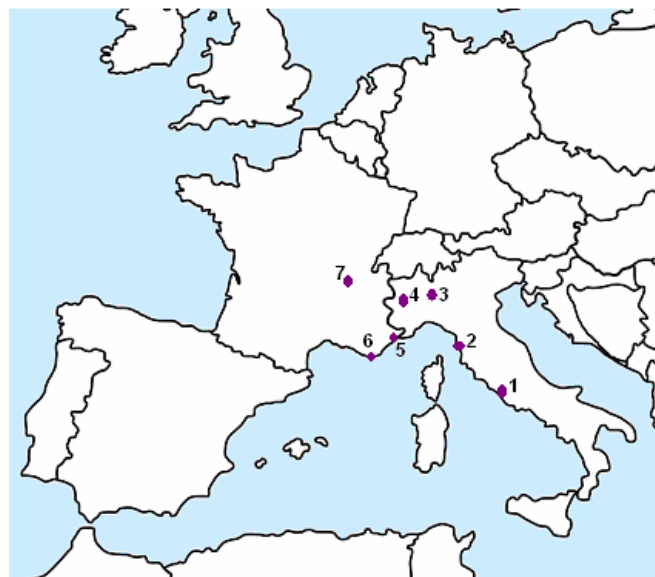


Fig.IV.20. Sites identifiés pour les importations d'énergie solaire en France et en Italie.

Tableau IV.3 : Les sites sélectionnés pour l'importation d'énergie solaire en Europe.

Sites	Coordonnées [x°, y°]	Emplacements
Point 1	[12.30, 41.54]	Rome, Italie
Point 2	[10.18, 43.32]	Livourne, Italie
Point 3	[09.11, 45.28]	Milan, Italie
Point 4	[07.41, 45.05]	Turin, Italie
Point 5	[07.16, 43.41]	Nice, France
Point 6	[05.55, 43.07]	Toulon, France
Point 7	[04.53, 45.47]	Lyon, France

IV.5.3. Définir les routes possibles

Comme mentionné plus haut, la technologie LCC-HVDC est le meilleur choix pour le transfert d'électricité solaire à longue distance entre l'Afrique du Nord et l'Europe. Pour compléter l'image des scénarios d'exportation solaire, l'étape suivante consiste à trouver les chemins possibles et économiquement raisonnables pour les lignes HVDC interconnectant les points sélectionnés. La première étape consiste à exclure toutes les régions qui ne peuvent pas être traversées par des lignes de transmission où la même méthode utilisée pour l'exclusion des sites CSP peut être utilisée. Le critère d'exclusion le plus important est la profondeur de la mer, dans lequel 2000 m est actuellement considéré comme une limite technique pour la traversée de la mer Méditerranée (c'est-à-dire que les zones qui se trouvent plus loin que 2000 m sont exclus) [18,63]. En tenant compte de la limite de profondeur de la mer, les zones d'exclusion pour les lignes HVDC sont indiquées sur la Fig.IV.21. Les zones restantes doivent être comparées pour choisir les corridors les moins coûteux. Les corridors devraient être aussi courts que possible, non seulement en raison des coûts mais aussi en raison des pertes de transport. Pour transmettre une puissance élevée avec une perte minimale, le niveau de tension DC doit être aussi élevé que possible. Le Tableau 4.4 présente le coût d'investissement des lignes de transport AC et DC ainsi que les pertes à la puissance nominale pour différents niveaux de tension.

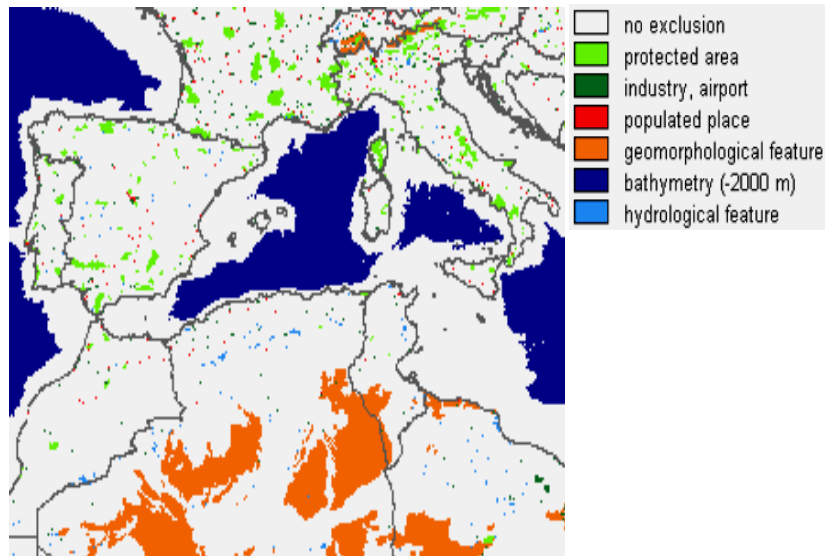


Fig.IV.21. Carte d'exclusion de site pour les lignes HVDC (Source: DLR).

Tableau IV.4 : Coûts et pertes du système HVDC liés à la tension nominale pour 5 GW (source: DLR).

Tension (kV)	± 600	± 800
Pertes de lignes aériennes (%/1000 km)	5%	2.5%
Pertes de câble de mer (%/1000 km)	3.3%	2.5%
Pertes de station (%)	0.7%	0.6%
Coût de la ligne aérienne (M€/1000 km)	400~450	250~300
Coût du câble maritime (M€/1000 km)	2500	1800
Coût de la station (M€/station)	250~350	250~350

Dans le scénario DLR, les hypothèses suivantes ont été faites pour l'estimation du coût du HVDC (tension ± 800 , capacité de transmission nominale 5000 MW) [17]:

- ✓ Investissement en ligne aérienne: 350 M€/1000 km
- ✓ Investissement dans le câble maritime: 2500 M€/1000 km
- ✓ Investissement de la station de conversion: 350 M€/station
- ✓ Pertes de lignes aériennes et de câbles: 2,5 %/1000 km
- ✓ Pertes de stations 0,9 %/station

D'après le Tableau 4.4, un câble de mer de ± 800 kV fournirait une puissance plus élevée à moindre coût et entraînerait moins de pertes de transmission que ± 600 kV. Cependant, toutes les lignes HVDC avec une tension de ± 800 kV (communément appelée "Ultra High Voltage Direct Current: UHVDC") en service et prévues pour les années à venir n'utilisent que des lignes aériennes [101]. Actuellement, les câbles maritimes et souterrains ne sont disponibles

que jusqu'à ± 600 kV. La liaison HVDC dans la mer d'Irlande entre l'Écosse et l'Angleterre est la première liaison sous-marine utilisant un niveau de tension continue de 600 kV [102]. Par conséquent, une tension de ± 600 kV est choisie dans les scénarios proposés, mais cette hypothèse est conservatrice parce que les câbles maritimes de 800 kV pourraient bientôt être disponibles.

Après avoir identifié et étudié toutes les hypothèses et tous les scénarios possibles en tenant compte des critères ci-dessus, deux scénarios sont proposés et illustrés à la Fig.IV.22. Pour chaque scénario, deux liaisons HVDC sont proposées pour relier les points de production d'énergie solaire en Algérie avec les régions de demande en Europe. Dans le premier scénario (Fig.IV.22(a)), une liaison HVDC relie les centrales solaires d'Algérie à Milan et Turin en Italie en utilisant une configuration multi-terminal d'une longueur totale d'environ 1 520 km. Pour éviter le grand parc national-régional de Corse, la ligne suit le chemin du SACOI HVDC. Des parties de l'électricité importée seront transmises aux sites d'importation sélectionnés en France par d'autres liaisons HVDC ou par les lignes AC existantes.

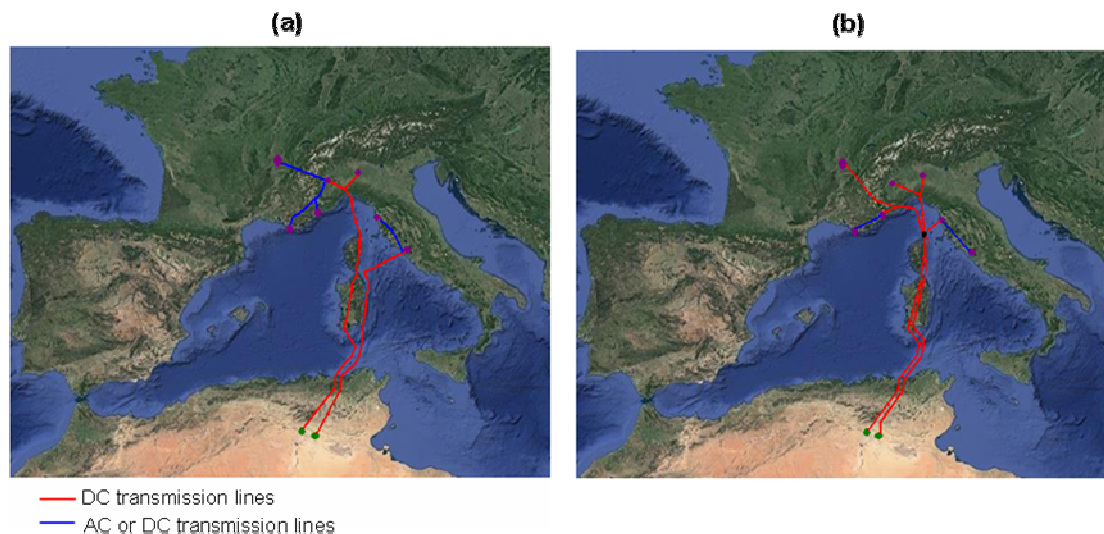


Fig.IV.22. Les deux scénarios proposés.

La deuxième liaison HVDC relie les centrales solaires à Rome avec une longueur totale d'environ 1150 km. Cette liaison est basée sur une étude de faisabilité réalisée en 2004 pour une liaison HVDC entre El Hadjar en Algérie et Latina (près de Rome) en Italie. Le transfert d'électricité solaire de Rome vers le Nord peut être réalisé par une configuration multi-terminaux ou par les lignes de transport AC existantes. La puissance nominale de chaque liaison HVDC est supposée être d'environ 4 000 MW au moins. Dans le deuxième scénario

(Fig.IV.22(b)), la liaison HVDC avec Rome est prévue pour être placée en Corse du Nord avec une longueur de près de 1120 km, puis d'autres liaisons HVDC sont utilisées pour transmettre la puissance importée à l'italienne et française la partie continentale.

IV.6. Conclusion

Le chapitre montre clairement que l'Algérie a le potentiel pour devenir le principal pôle énergétique de l'Europe dans les énergies fossiles et renouvelables. Le pays a un énorme potentiel tant pour l'énergie solaire que pour l'énergie éolienne, où le gouvernement a constamment mis en place des programmes ambitieux pour l'amélioration de l'efficacité énergétique et le développement des énergies renouvelables. Jusqu'à présent, cependant, l'énorme potentiel de l'énergie renouvelable reste largement inexploité et le gouvernement a l'intention de l'exploiter dans un proche avenir. L'amélioration du climat d'investissement dans le pays en renforçant l'état de droit et en rationalisant la procédure administrative pourrait être une étape importante dans la promotion de la coopération en matière d'énergie renouvelable avec l'Europe. La réalisation de lignes HVDC entre l'Algérie et l'Europe, en plus des gazoducs, serait très bénéfique tant pour l'UE que pour l'Algérie. D'une part, ces corridors pourraient aider l'Algérie à déplacer ses exportations hors hydrocarbures tout en contribuant à la préservation de ses réserves d'hydrocarbures. D'un autre côté, l'énergie renouvelable algérienne pourrait aider l'UE à atteindre ses objectifs à faible émission de carbone.

**Chapitre V : Apport du système
HVDC a l'amélioration de la sécurité
des réseaux électriques**

V.1. Introduction

Ces dernières années, garantir que les systèmes interconnectés à grande échelle fonctionnent de manière sûre, stable et économique est devenu un problème majeur et urgent. Un certain nombre de blackouts importantes causées par des pannes en cascade ont attiré l'attention sur ce problème. Les liaisons HVDC intégrées dans un système électrique AC sont connues pour agir comme un «pare-feu» contre les perturbations en cascade et, par conséquent, peuvent contribuer efficacement à prévenir les blackouts. Un bon exemple est le blackout de 2003 aux États-Unis et au Canada, où le réseau de Québec n'a pas été affecté en raison de son interconnexion HVDC. Dans la littérature, de nombreux travaux ont étudié l'impact du HVDC sur la stabilité du système électrique, mais très peu d'exemples existent dans le domaine de son impact sur la sécurité du système. Ce chapitre présente une stratégie de contrôle pour les systèmes HVDC afin d'augmenter leur contribution à la sécurité du système. Un schéma de commande en boucle fermée en temps réel est utilisé pour moduler la puissance continue des liaisons HVDC afin d'atténuer les surcharges du système AC et d'améliorer la sécurité du système.

V.2. Sécurité du système électrique

V.2.1 Définition

La sécurité du système électrique se réfère à la capacité du système à surmonter des contingences sans violer les limites de fonctionnement spécifiées (c'est-à-dire les tensions des bus, les charges des lignes, etc.) ou compromettre sa stabilité au post-contingence. Habituellement, les niveaux de sécurité sont évalués selon certains critères déterministes en effectuant une analyse de contingence. Une pratique courante est le soi-disant critère N-1, qui peut être défini comme suit: le système doit toujours être fonctionné avec une marge de sécurité suffisante de telle sorte qu'il est capable de surmonter toute éventualité crédible (par exemple, interruption d'une ligne) sans aucune action de contrôle supplémentaire. Les gestionnaires du système effectuent continuellement une analyse de contingence au point d'opération afin de déterminer si le système est sécurisé pour toutes les éventualités crédibles. Si une ou plusieurs éventualités entraînent des violations des contraintes opérationnelles ou rendent le système instable, des mesures de contrôle doivent être prises pour préserver la sécurité du système. Traditionnellement, deux types de contrôles ont été utilisés pour assurer la sécurité du système: le contrôle préventif et le contrôle d'urgence [4,103]. Le contrôle

préventif vise à ajuster les conditions de fonctionnement pour que le système électrique fonctionne dans des marges suffisantes d'un ensemble défini de contraintes statiques et dynamiques. Cela permettra au système de faire face aux événements futurs (donnés par un ensemble d'éventualités les plus crédibles) sans aucun contrôle post-éventuel supplémentaire. Le contrôle préventif nécessite des réserves importantes et entraîne donc des coûts de fonctionnement plus élevés [4,104]. D'autre part, le contrôle d'urgence agit dans l'état post-contingence, c'est-à-dire après que l'éventualité s'est produite, ce qui permet de minimiser les réserves nécessaires et, par conséquent, les coûts de fonctionnement [4,103,105-109].

V.2.2. Soulagement les surcharges des lignes de transmission

L'un des scénarios les plus courants dans les blackouts précédentes est la surcharge et le déclenchement des lignes de transmission dans une séquence en cascade due au phénomène de redistribution de la puissance [2]. Plusieurs techniques ont été proposées dans la littérature pour alléger les surcharges des systèmes électriques, telles que la redistribution de la production, la délestage et la redistribution des flux de puissance par commutation de ligne ou dispositifs de contrôle de flux de puissance (transformateurs déphaseurs, HVDC, FACTS) [108,105-125]. En raison de plusieurs avantages, la redistribution du flux de puissance par HVDC et FACTS est considérée comme l'approche la plus prometteuse pour soulager la surcharge des systèmes électriques modernes par rapport aux autres techniques de contrôle d'urgence [5]. La technologie HVDC est maintenant bien établie et largement utilisée dans le monde entier pour la transmission d'électricité à longue distance et l'interconnexion asynchrone. L'un des avantages spécifiques les plus importants de la technologie HVDC est sa capacité à isoler dynamiquement une région du réseau du reste du système, et peut donc servir comme de "pare-feu" automatique contre les perturbations en cascade, empêchant ainsi les blackouts à grande échelle [2,126,127]. Un bon exemple est le blackout de 2003 aux États-Unis et au Canada, où le réseau de Québec n'a pas été affecté par le blackout en raison de son interconnexion HVDC avec les États-Unis, tandis que la province voisine de l'Ontario (interconnexion synchrone avec les États-Unis) a été entièrement affectée [128]. Il est à noter que cet avantage spécifique des systèmes HVDC n'est limité qu'aux interconnexions asynchrones. Cependant, dans plusieurs régions du monde, le développement des systèmes électriques est clairement axé sur l'interconnexion hybride [129]. De toute évidence, de nouveaux moyens pour améliorer la sécurité des systèmes d'interconnexion hybrides utilisant des liaisons HVDC sont hautement souhaitables. Pour exploiter efficacement la haute

contrôlabilité des systèmes HVDC, nous développerons une stratégie de contrôle pour améliorer la sécurité des systèmes d'interconnexion hybrides dans les situations d'urgence. La liaison HVDC est utilisée pour décharger, en temps réel, les surcharges du système de transmission au moyen d'un schéma de commande supplémentaire en boucle fermée. Actuellement, la seule méthode disponible pour calculer les points de contrôle des liaisons HVDC (ou des dispositifs FACTS) pour soulager la surcharge d'une ligne de transmission nécessite de connaître les sensibilités de cette ligne par rapport aux commandes HVDC (ou dispositifs FACTS). Cependant, le calcul des sensibilités des lignes de transmission en temps réel prend du temps et repose fortement sur l'acquisition et le traitement rapides de données précises et fiables, ce qui pose un défi majeur. Avec l'approche de contrôle proposée, le chargement des lignes de transmission peut être réduit au niveau souhaité sans avoir besoin de calculer les indices de sensibilité, ce qui rend possible la mise en œuvre du contrôle d'urgence proposé.

V.3. Le coût de la sécurité et l'avantage de la ligne HVDC

Comme mentionné dans l'Introduction général, il devient difficile pour les systèmes électriques actuels d'assurer la sécurité en appliquant des contrôles préventifs, comme le soulignent plusieurs rapports sur les blackouts précédentes où la non-satisfaction du critère N-1 était considérée comme la principale cause [130,131]. Par conséquent, le contrôle d'urgence a été proposé comme une ligne de défense supplémentaire pour réduire l'utilisation excessive d'actions préventives, notamment parce que la plupart des contingences crédibles (pannes d'équipement) sont des événements relativement rares [113]. En contrôle d'urgence, le système fonctionne sans respecter le strict critère N-1, mais s'appuie sur des actions correctives après l'apparition de toute panne, c'est-à-dire que l'action de contrôle n'est déclenchée que si l'événement prédéfini se produit. Le contrôle d'urgence peut réduire les coûts de fonctionnement du système, tout en offrant le même niveau de sécurité que le contrôle préventif. Pour illustrer cela, l'exemple simple de la Fig.V.1 est utilisé. Dans ce système, les régions A et B sont connectées via trois lignes AC et une ligne HVDC parallèle. Les lignes AC sont identiques et ont une capacité de 300 MW chacune. Une charge de 1700 MW est connectée dans la région B. La puissance nominale de la liaison HVDC bipolaire est de 500 MW. Les générateurs dans les régions A (capacité de 2000 MW) et B (capacité de 1500 MW) sont utilisés pour alimenter la charge. Si les coûts marginaux dans la région A est de 20 \$/MWh et que celui de la région B est de 50 \$/MWh, la solution de répartition

économique pure serait comme indiqué sur la Fig.V.1(a) et le coût d'exploitation total serait 43000 \$/h.

Supposons maintenant que le critère N-1 soit appliqué pour améliorer la sécurité du système à un niveau acceptable, par conséquent, le système ne devrait pas avoir de surcharge si l'une des lignes AC tombe en panne (la panne d'un pôle HVDC est également considérée). Les écoulements de ligne résultants seront comme indiqués sur la Fig.V.1(b). Il est clair que cette répartition soumise à des contraintes de sécurité a un coût de fonctionnement plus élevé (52000 \$/h) que la répartition économique pure illustrée à la Fig.V.1(a). Supposons maintenant que les générateurs dans les régions A et B puissent augmenter/diminuer leurs puissances de 100 MW avant que la protection du système ne soit déclenchée. Compte tenu de l'avantage de l'action corrective après la panne, la répartition représentée sur la Fig.V.1(c) est obtenue. Ainsi, il est possible d'atteindre le même niveau de sécurité que dans la répartition obtenue avec la méthode préventive, mais avec un coût d'exploitation inférieur de 49030 \$/h.

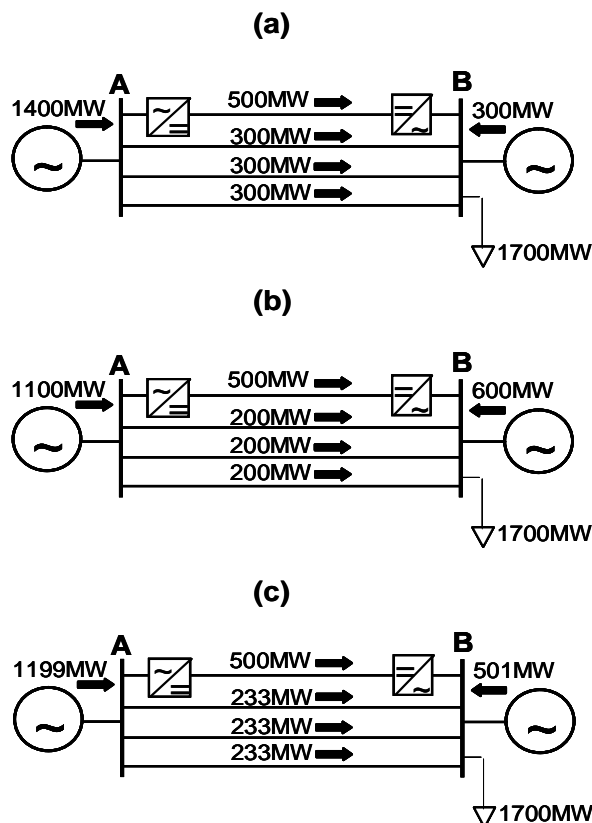


Fig.V.1. Système électrique à deux bus. (a). Opération non sécurisée (c'est-à-dire répartition purement économique). (b). Opération sous la règle de sécurité N-1. (c). Opération avec action corrective en compte.

Il est bien connu que la liaison HVDC peut transmettre plus que la puissance nominale pendant de courtes périodes (et parfois même pendant de plus longues périodes dans des circonstances spéciales). Par exemple, la liaison HVDC Three Gorges-Changzhou en Chine (liaison bipolaire de 3000 MW) a été conçue pour une capacité de surcharge continue de 16 % (3480 MW) et une capacité de surcharge de 5 secondes de 4500 MW [132]. La liaison CU HVDC aux États-Unis (1000 MW) a une capacité de surcharge continue comprise entre 10 et 20% en fonction de la température ambiante [133]. La liaison HVDC Basslink en Australie (500 MW) est capable de transmettre 626 MW (surcharge de 25,2%) jusqu'à 8 heures [134]. Supposons que la liaison HVDC de 500 MW considérée dans notre exemple a une capacité de surcharge continue de 20 % (c.-à-d. 100 MW). Quand un pôle est perdu, le transfert de puissance dans le pôle restant est de 250 MW, avec une capacité de surcharge continue de 50 MW. En raison de sa contrôlabilité et de sa capacité de surcharge, le HVDC peut être utilisé comme mesure d'urgence pour protéger les lignes AC parallèles d'une surcharge en augmentant sa puissance DC [128,133,135,136]. En tenant compte de cette action corrective, on obtient la même répartition que sur la Fig.V.1(c). Contrairement à la redistribution de la production, qui engendre des coûts considérables, l'action corrective de la liaison HVDC n'entraîne aucun coût. Ainsi, la capacité de surcharge de la liaison HVDC est la solution la plus rentable car elle peut minimiser ou même éliminer le besoin de redistribution de la production en dehors des valeurs préférées. Par conséquent, les liaisons HVDC peuvent être utilisées, dans un premier temps, pour éliminer les violations de contraintes lors de certaines éventualités, évitant ainsi une coûteuse redistribution de la production. Si, toutefois, cette action corrective n'est pas suffisante pour déplacer le point de fonctionnement dans un état sécurisé, des actions supplémentaires (probablement plus coûteuses) peuvent être envisagées.

Une réponse rapide est cruciale pour tout contrôle correctif, en particulier pour les conditions de surcharge élevée qui doivent être résolues rapidement. Dans l'exemple simple de la Fig.V.1, si une ligne AC est hors service et que la puissance HVDC n'est pas rapidement augmentée, les lignes AC restantes risquent d'être immédiatement déconnectées par leurs systèmes de protection. Après la deuxième panne, une augmentation de la puissance HVDC ne peut pas empêcher la panne de la troisième ligne en raison de la capacité de surcharge insuffisante de la liaison HVDC. Ainsi, il n'y a qu'un court intervalle de temps pendant lequel la puissance HVDC doit être augmentée avant que la protection contre les surcharges ne se déclenche, comme dans le cas où l'opérateur est indisponible ou pas assez expérimenté pour réagir rapidement et avec précision [113]. Habituellement, une action de contrôle du flux de puissance initiée par un opérateur dans un système interconnecté peut prendre environ vingt

minutes ou plus [4]. Par conséquent, la prise de décision automatisée avec peu ou pas d'intervention humaine est essentielle pour éviter les développements en cascade généralisée dans les systèmes électriques interconnectés fortement stressés d'aujourd'hui. C'est l'une des principales recommandations qui ont été résumées dans certains rapports techniques rédigés par des équipes d'experts pour réduire le risque de blackouts à l'avenir [2,3,128,130,131].

À notre connaissance, peu ou pas de travaux traitant du soulagement des surcharges des lignes AC par des liaisons HVDC utilisant un schéma de contrôle en boucle fermée en temps réel ont été rapportés dans la littérature. Seules des méthodes basées sur les commandes supplémentaires pour la modulation de puissance HVDC ont été proposées pour l'amélioration de la stabilité transitoire et l'amortissement des oscillations de puissance. Dans la section suivante, une commande HVDC supplémentaire pour le soulagement des surcharges des lignes de transmission est présentée.

V.4. Stratégie de contrôle proposée

V.4.1. Contrôle en boucle fermée

La liaison HVDC est utilisée ici pour réduire le risque de rupture de ligne en cascade en maintenant la marge de chargement de certaines lignes critiques à un niveau acceptable après les perturbations. La Fig.V.2 montre les caractéristiques de puissance $P_I(t)$ et $P_{DC}(t)$ du système considéré sur la Fig.V.1 (il convient de noter que ces caractéristiques ne sont proposées que pour expliquer la stratégie de contrôle). P_{CI} est la limite de transfert de puissance de la ligne 1. Il est nécessaire de satisfaire la demande de charge sans compromettre la sécurité du système. P_{MI} (point de marge) est la limite appropriée au chargement pour assurer le fonctionnement sécurisé de la ligne 1. La méthodologie est: chaque fois qu'une ligne dépasse son point de marge de fonctionnement P_{Mi} (dans ce cas la ligne 1 à l'instant t_1), le puissance P_{DC} sera automatiquement ajusté pour maintenir P_i à son point de marge (P_{Mi}) comme montré sur la Fig.V.2(a). P_{DCMAX} (I_{DCMAX}) est spécifié comme limite supérieure de la capacité de transport de courant des valves de convertisseur.

Une détermination adaptative et en temps réel des changements de puissance DC pour soulager les surcharges spécifiées peut être réalisée avec l'application des nouvelles technologies de l'information et de la communication telles que les systèmes multi-agents et les systèmes de surveillance à grande distance (WAMS) utilisant des PMUs [5,112].

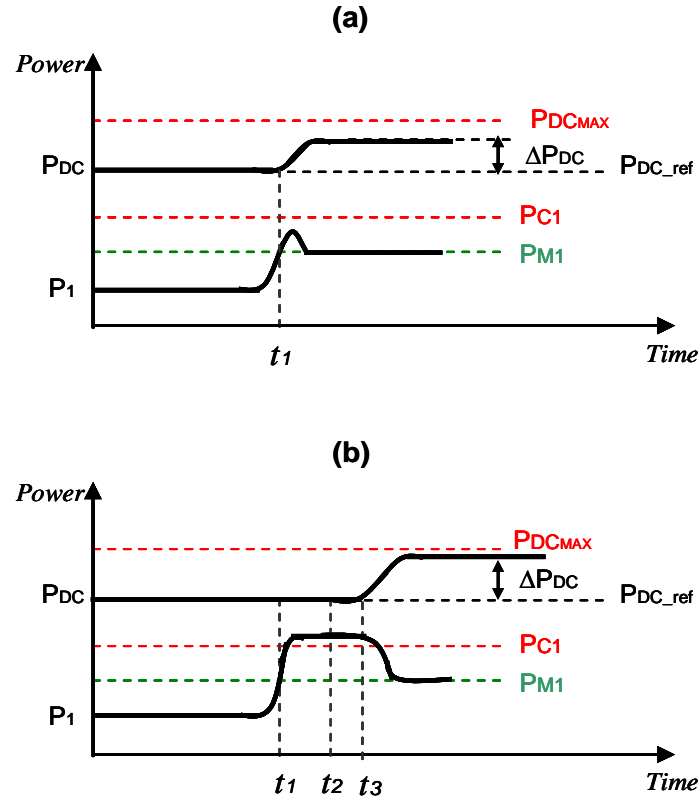


Fig.V.2. Caractéristiques des puissances. (a). Contrôle de la liaison HVDC avec un contrôle en boucle fermée en temps réel. (b). Changement de point de consigne en temps réel de la liaison HVDC

Lorsqu'il y a une condition de surcharge (c'est-à-dire que le flux de ligne mesuré est supérieur à la valeur nominale P_{Mi} de ligne spécifiée), la quantité de variation de puissance ΔP_{DCi} requise pour réduire la charge sur la ligne i peut être déterminée à l'aide de l'équation suivante:

$$\Delta P_{DCi} = \frac{(P_i - P_{Mi})}{S_i} \quad (\text{V.1})$$

où P_i est le flux de puissance mesuré dans la ligne i , P_{Mi} est la puissance nominale spécifiée de la ligne i (une petite marge de sécurité est introduite dans notre étude pour assurer la sécurité du système) et S_i est la sensibilité de la ligne i par rapport à la variation de la puissance DC qui s'écrit:

$$S_i = \frac{\partial P_i}{\partial P_{DC}} \quad (\text{V.2})$$

Cette procédure est illustrée à la Fig.V.2(b) pour la ligne 1. Le ΔP_{DC1} requis pour réduire le niveau de chargement de la ligne 1 et maintenir $P_1(t)$ à P_{M1} est donné par:

$$\Delta P_{DC1} = \frac{(P_1 - P_{M1})}{S_1} \quad (V.3)$$

où P_1 est la puissance mesurée à l'instant t_2 .

Cependant, comme la détermination des points de contrôle des liaisons HVDC nécessite des calculs en temps réel des sensibilités des lignes de transmission, plusieurs incertitudes apparaissent lors de ces calculs. En conséquence, l'application de cette technique de contrôle repose sur la disponibilité de données en ligne précises et de meilleure qualité à traiter au bon moment, ce qui pose un défi majeur pour la mise en œuvre d'une telle technique dans les opérations réelles du système [4,137]. De plus, comme il faut un certain temps pour collecter les informations requises et calculer les sensibilités des lignes de transmission avant de prendre l'action de contrôle, le changement du point de consigne HVDC n'est pas un contrôle purement en temps réel. Pour surmonter cela, un schéma de commande en boucle fermée, dans lequel ΔP_{DC} est déterminé en continu sans avoir besoin de calculer les sensibilités des lignes de transmission, est nécessaire.

En ignorant les pertes de transmission, le transfert de puissance total de la région A à la région B (Fig.V.1) est donné par l'équation suivante:

$$P_T(t) = P_{DC}(t) + P_1(t) + P_2(t) + P_3(t) \quad (V.4)$$

où, $P_1(t)$, $P_2(t)$ et $P_3(t)$ représentent les flux de puissance dans les lignes 1, 2 et 3 respectivement. $P_{DC}(t)$ est la puissance DC de la liaison HVDC. Lorsque la stratégie de contrôle n'est pas en fonctionnement (c'est-à-dire que le HVDC transfère une quantité constante d'énergie), $P_{DC}(t)$ est toujours égal à P_{DC_ref} . Lorsque la puissance passant par la ligne 1 dépasse son point de marge P_{M1} , la puissance DC est augmentée pour maintenir $P_1(t)$ à P_{M1} et réduire le niveau de charge de la ligne 1 (c.-à-d. $P_{DC}(t) \neq P_{DC_ref}$ comme illustré par la Fig.V.2(a)), alors nous pouvons écrire:

$$P_{DC}(t) = \Delta P_{DC1}(t) + P_{DC_ref} \quad \text{and} \quad P_1(t) = P_{M1} \quad (V.5)$$

Par conséquent, la puissance totale $P_T(t)$ est donnée par:

$$P_T(t) = P_{DC_ref} + \Delta P_{DC1}(t) + P_{M1} + P_2(t) + P_3(t) \quad (V.6)$$

De (V.4) et (V.6), la quantité d'incrément de puissance $\Delta P_{DC1}(t)$ requise pour maintenir $P_I(t)$ à P_{M1} est:

$$\Delta P_{DC1}(t) = (P_{DC}(t) - P_{DC_ref}) + (P_I(t) - P_{M1}) \quad (V.7)$$

Cette équation donne la valeur exacte de ΔP_{DC} d'une manière continue où la puissance à travers la ligne concernée (dans ce cas la ligne 1) est la seule information nécessaire.

En général, lorsque la variation de la puissance DC d'une liaison HVDC affecte le flux MW de toute ligne de transmission dans le système (ligne i), le flux de puissance à travers cette ligne de transmission $P_i(t)$ peut être contrôlé par la liaison HVDC à un point P_{Mi} défini sur la base de l'équation suivante:

$$\Delta P_{DCi}(t) = (P_{DC}(t) - P_{DC_ref}) + (P_i(t) - P_{Mi}) \quad (V.8)$$

On notera que l'équation (V.8) est utilisée lorsque l'augmentation de la puissance DC conduit à une diminution de la charge de la ligne i (c'est-à-dire que le signe de la sensibilité est négatif). Inversement, lorsque l'augmentation de la puissance DC produit une augmentation de la charge de la ligne i (c'est-à-dire que le signe de sensibilité est positif), l'équation suivante est utilisée:

$$\Delta P_{DCi}(t) = (P_{DC}(t) - P_{DC_ref}) - (P_i(t) - P_{Mi}) \quad (V.9)$$

La stratégie est mise en œuvre en ajoutant un signal de commande ΔI_{DC} à la consigne de courant continu du régulateur de courant de redresseur.

Le signal ΔI_{DC} est donné par:

$$\Delta I_{DC} = \frac{\Delta P_{DC}}{V_{DC}} \quad (V.10)$$

où, V_{DC} est la tension continue de la liaison HVDC.

Un schéma de principe de la stratégie de contrôle utilisée pour protéger la ligne i de la surcharge est représenté sur la Fig.V.3. Les valeurs mesurées (P_i et P_{DC}) sont passées à travers un filtre passe-bas pour éliminer les harmoniques d'ordre supérieur. Le bloc B_{Di} est utilisé pour détecter la surcharge (c'est-à-dire lorsque P_i dépasse son point de marge P_{Mi}). Pendant le fonctionnement sécurisé de la ligne (c'est-à-dire $P_i < P_{Mi}$), R_i la sortie du bloc B_{Di} est toujours nulle, mais lorsque la puissance P_i est supérieure ou égale à P_{Mi} , R_i est égal à P_i . Le contrôleur n'est actif que lorsque la ligne i est utilisée à proximité de sa limite (c'est-à-dire $P_i \geq P_{Mi}$), auquel cas il existe un risque important de panne en cascade. Comme discuté ci-dessus, la ligne HVDC est utilisée ici pour contrôler la puissance P_i à P_{Mi} , donc P_i va varier autour de P_{Mi} , ce qui conduit à une action discontinue du bloc de détection B_{Di} . Un filtre passe-bas est utilisé pour supprimer le bruit haute fréquence et obtenir un signal de contrôle continu. Enfin, un limiteur est utilisé pour limiter l'amplitude maximale du signal de modulation appliqué au régulateur de courant.

Comme la ligne de transmission, le générateur a également une limite, et lorsque cette limite est atteinte, une perte de production peut se produire en raison d'une surcharge si le délestage n'est pas appliqué. Avec la même méthode, la liaison HVDC peut être utilisée pour maintenir la génération à l'extrémité de réception à un niveau sûr, réduisant ainsi le risque de délestage. La perte de production dans la région B (Fig.V.1) peut être évitée avec la stratégie de contrôle en maintenant la production d'électricité dans cette région à un niveau sûr (point de marge: P_{MB}) avec l'équation suivante:

$$\Delta P_{DCB}(t) = (P_B(t) - P_{MB}) + (P_{DC}(t) - P_{DC_ref}) \quad (V.11)$$

où P_B est la production d'électricité dans la zone B.

La commande proposée serait appliquée en tant que commande supplémentaire discontinue, c'est-à-dire que le signal distant R_i (Fig.V.3) est transmis à la station de conversion uniquement lorsque cela est nécessaire (quand, $P_i \geq P_{Mi}$). Comme l'ont noté plusieurs auteurs, la mise en œuvre de contrôles supplémentaires discontinus a de bonnes perspectives et l'application de ces contrôles peut, dans de nombreux cas, être moins coûteuse que le renforcement du réseau [138-140].

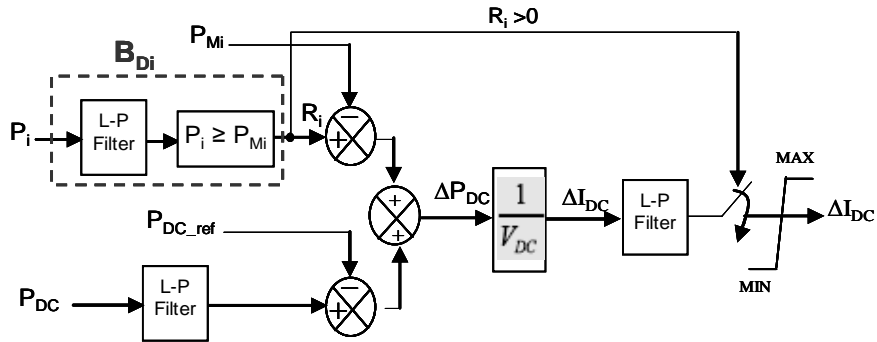


Fig.V.3. Schéma fonctionnel de la stratégie de contrôle

V.4.2. Procédures d'application

Comme discuté ci-dessus, la liaison HVDC peut être utilisée comme une mesure pour réduire le chargement de lignes surchargées en vue d'éviter ou de minimiser les sanctions économiques encourues par la méthode de redistribution de génération. Cette commande HVDC peut être incorporée dans les programmes de contrôle correctif en temps réel existants, comme indiqué dans l'organigramme de la Fig.V.4. Pour obtenir les avantages économiques, l'action corrective avec les liaisons HVDC doit être appliquée avant les procédures de redistribution de la production. Si l'impact des liaisons HVDC disponibles n'est pas suffisant pour éliminer complètement les surcharges, une procédure de redistribution des générations devrait être appelée pour soulager les surcharges restantes. Le but principal du contrôle en boucle fermée proposé est d'éviter les calculs intensifs en temps réel (calculs de flux de puissance et de sensibilité) nécessaires au calcul précis des points de consigne de contrôle des liaisons HVDC. C'est parce que les contingences peuvent provoquer des changements dans la topologie du réseau, ce qui entraîne des changements dans les indices de sensibilité qui doivent être recalculés en ligne. Cependant, bien que l'analyse de sensibilité ne soit pas nécessaire pour déterminer la quantité requise de changement de puissance DC dans le contrôle proposé, elle est nécessaire dans le processus de prise de décision. Par exemple, si une surcharge de ligne est détectée, la liaison HVDC qui a le plus d'effet sur cette ligne devrait être utilisée pour atténuer la surcharge, c'est-à-dire le HVDC qui peut produire le plus grand changement de flux de puissance sur la ligne lorsque sa puissance DC est augmentée jusqu'à la limite maximum (c'est-à-dire la capacité de surcharge).

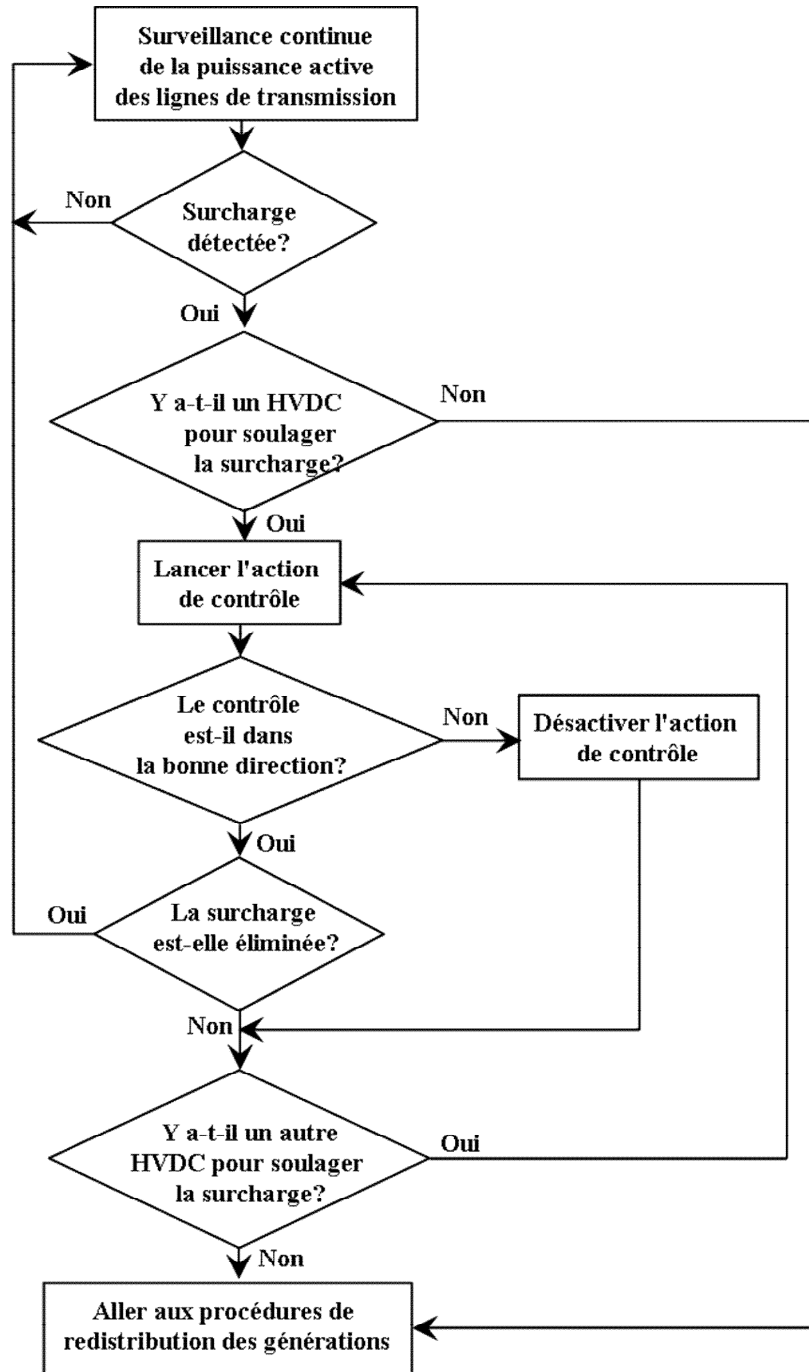


Fig.V.4. Diagramme illustrant les procédures d'allègement de surcharge dans la stratégie de contrôle proposée

La variation de puissance $\Delta P_{i,k}$ qui peut être produite sur la ligne i lorsque la puissance de HVDC k est augmentée jusqu'à sa limite maximale peut être déterminée par l'équation suivante:

$$\Delta P_{i,k} = (P_{DCk}^{\max} - P_{DCk}) S_{i,k} \quad (V.12)$$

où

P_{DCk} est la puissance DC mesurée de HVDC k

P_{DCk}^{\max} est la puissance DC maximale possible de HVDC k .

$S_{i,k}$ est la sensibilité de la ligne i par rapport au contrôle de HVDC k

Cependant, étant donné que les indices de sensibilité ne sont pas nécessaires pour déterminer l'incrément requis de la puissance DC et ne sont nécessaires que pour sélectionner la liaison HVDC qui fournira cette puissance, une analyse de sensibilité hors ligne serait suffisante. Sur la base de cette analyse de sensibilité, les liaisons HVDC sont classées en fonction de leurs effets potentiels sur les flux des lignes. Un système expert tel que ceux décrits dans [141-145] peut être utilisé pour cet objectif. Normalement, chaque liaison HVDC n'aura un impact significatif que sur certaines lignes voisines [143]. Par exemple, dans le système représenté sur la Fig.V.5, les liaisons HVDC rouges auraient un impact significatif sur les lignes AC rouges (présentées par des flèches rouges), tandis que les liaisons HVDC vertes auraient un impact significatif sur les lignes AC vertes. Les liaisons HVDC auraient également un impact sur certaines lignes de transmission dans certaines régions du système, en particulier dans les régions d'émission et de réception.

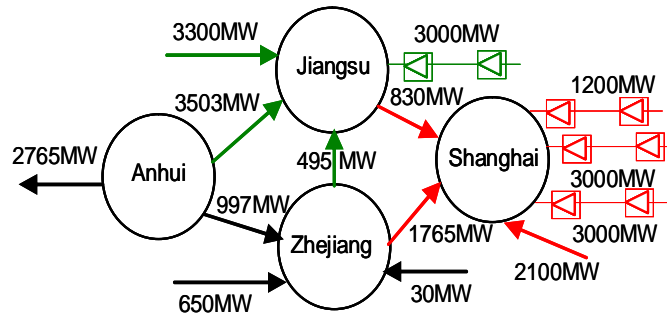


Fig.V.5. Structure et flux de puissance du système électrique de l'est de la Chine en 2010 (ECPS) [146]

Dans le processus d'analyse de sensibilité, un seuil approprié $S_{i,k} \geq S_{Tk}$ (où S_{Tk} est le seuil défini pour HVDC k) est considéré pour chaque liaison HVDC pour rejeter les actions qui auraient un impact mineur sur les changements de débit MW de certaines lignes de transmission. Les seuils sont définis en fonction de la quantité de changement de puissance DC offerte par chaque liaison HVDC (c'est-à-dire la capacité: $P_{DCk}^{\max} - P_{DCk}$), dans lequel le seuil de la liaison HVDC avec une capacité élevée est inférieur à celui d'une liaison HVDC de faible capacité (voir l'équation (V.12)). Après classement des liaisons HVDC, en fonction de

leurs effets sur les lignes de transmission dans la situation de cas de base, une analyse de l'effet des situations de contingence N-1 et N-2 sur les indices de sensibilité doit être effectuée pour valider la liste établie dans l'état de cas de base lors des situations d'urgence et vérifier que les actions de contrôle prévues de toute liaison HVDC n'ont aucun effet négatif pendant ces situations d'urgence. En effet, dans certaines situations, la liaison HVDC réduirait le chargement sur une ligne mais augmenterait simultanément le chargement sur une autre ligne. Lorsqu'une surcharge de ligne est détectée, le HVDC ayant le plus grand impact sur cette ligne dans la liste sera utilisé en premier pour soulager la surcharge. Si la surcharge n'est pas éliminée, le deuxième HVDC de la liste par rapport à la ligne (c'est-à-dire celui ayant le deuxième impact le plus important sur la ligne) sera utilisé pour éliminer ou réduire la surcharge, et ainsi de suite. Si la surcharge n'est pas complètement éliminée par les liaisons HVDC disponibles, une procédure de redistribution de la génération doit être appliquée pour résoudre le problème (voir Fig.V.4).

Lorsque deux lignes surchargées ou plus sont détectées en même temps et qu'une liaison HVDC potentielle a été identifiée pour toutes ces lignes, un indice de surcharge LI est utilisé pour déterminer la ligne la plus critique entre elles. La ligne ayant la valeur la plus élevée de LI sera la ligne la plus critique et la liaison HVDC identifiée agira d'abord pour soulager la surcharge sur cette ligne. L'indice de surcharge de la ligne i est donné par:

$$LI_i = w_i \frac{P_i}{P_{Mi}} \quad (V.13)$$

où P_i est le flux de puissance mesuré de la ligne i , P_{Mi} est la puissance nominale spécifiée de la ligne i (c'est-à-dire la limite) et w_i est un facteur de pondération non négatif qui peut être utilisé pour refléter l'importance de la ligne en fonction de certaines considérations telles que son impact sur la sécurité et la stabilité du système et/ou son impact sur le coût de fonctionnement du système, etc. $\frac{P_i}{P_{mi}}$ est une mesure de la violation de la limite.

Après chaque action de contrôle, une procédure de vérification est effectuée pour s'assurer que le contrôle est dans la bonne direction, c'est-à-dire que le chargement de la ligne concernée devrait diminuer avec le changement de la puissance DC; sinon, l'action de contrôle est désactivée et un autre HVDC est sélectionné en fonction de la liste fixe (voir Fig.V.4).

V.4.3. Application

Dans les interconnexions hybrides, les systèmes HVDC sont généralement construits pour transmettre de la puissance sur de longues distances à partir de régions à forte production d'énergie telle que l'hydroélectricité vers les centres de charges principales avec plusieurs lignes de transmission AC. Dans ces systèmes, le contrôle proposé jouera un rôle important dans la prévention des pannes en cascade des principales lignes de transmission AC qui provoquent des blackouts généralisées. Pour tester et illustrer l'efficacité de notre approche dans de tels systèmes, un modèle simplifié du système de transmission Hydro-Québec 735 kV est utilisé. Le réseau de transport d'Hydro-Québec est utilisé pour transmettre sur de longues distances (plus de 1000 km) de grande quantité de puissance produite dans le nord par des grandes centrales hydroélectriques vers les centres de distribution du sud de la province de Québec (les centres de population de Montréal et de Québec). La structure du modèle et le flux de puissance (en MW) dans la condition de base sont illustrés à la Fig.V.6. Les directions du flux de puissance sont indiquées par des flèches le long des lignes de transmission (les puissances sont mesurées au bus de réception de chaque ligne). Une description détaillée du modèle peut être trouvée dans [147]. Les charges totales utilisées dans le modèle pour les régions de Montréal et de Québec sont respectivement de 15500 MW et de 6000 MW. Le système est implémenté dans MATLAB SPS avec un modèle détaillé de générateurs. Comme dans le système réel, une liaison HVDC de 2000 MW est reliée entre la région de James Bay (au niveau du bus 1) et la région de Montréal (au niveau du bus 8). Le HVDC est un type monopolaire conventionnel basé sur le système de référence de la CIGRE. La liaison HVDC est exploitée sans limite de puissance DC spécifiée.

Une analyse de sensibilité réalisée dans l'hypothèse de base a montré que la liaison HVDC a un impact sur les lignes de transmission utilisées pour transmettre la puissance produite dans la région de James Bay (sensibilités entre 0,17 et 0,97 indiquées par les couleurs dans la Fig.V.6 et montré dans le Tableau V.1) mais a un impact négligeable ou nul sur les lignes utilisées pour transmettre la puissance produite dans les régions de Churchill et de Manic. L'analyse a également montré que tous les indices de sensibilité ont un signe négatif à l'exception de la ligne entre les bus 1 et 2 (ligne LG2_LG3) qui avait une sensibilité positive mais une faible valeur d'indice de 0,21. Ces remarques ont également été observées au cours de plusieurs situations d'urgence N-1.

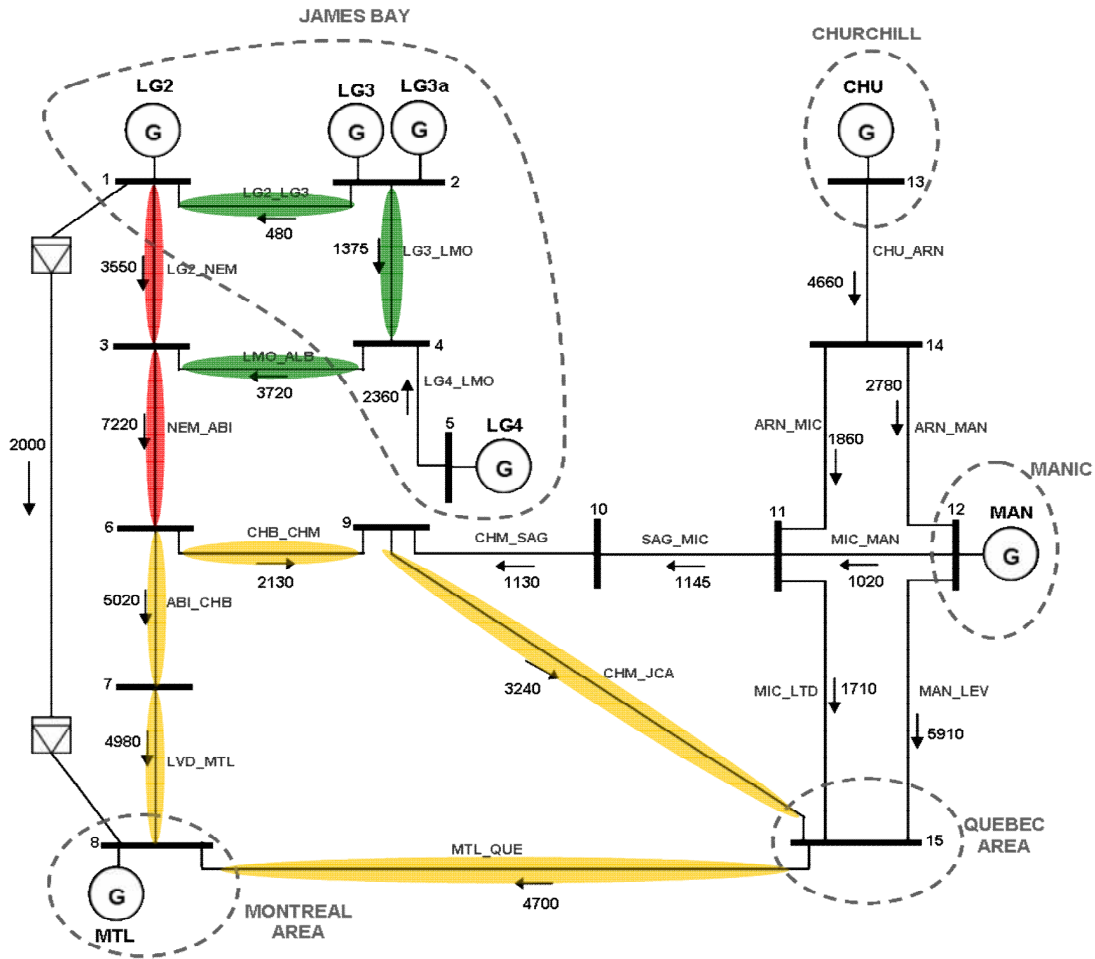


Fig.V.6. Diagramme du modèle simplifié du réseau d'Hydro-Québec. Des charges sont connectées aux bus noirs. Lignes avec couleur rouge: sensibilité entre 0.8 et 0.97, lignes avec couleur jaune: sensibilité entre 0.35 et 0.55, lignes avec couleur verte: sensibilité entre 0.17 et 0.21 et ligne sans couleur: pas de sensibilité ou sensibilité négligeable

Tableau V.1 : Indices de sensibilité des lignes de transmission

Ligne	Indice de sensibilité
NEM_ABI	-0.97
LG2_NEM	-0.80
ABI_CHB	-0.55
LVD_MTL	-0.55
CHB_CHM	-0.42
MTL_QUE	-0.40
CHM_JCA	-0.35
LG2_LG3	+0.21
LG3_LMO	-0.18
LMO_ALB	-0.17

V.4.3.1. Vérification de l'efficacité du contrôle en boucle fermée proposé

Avant d'appliquer la stratégie de contrôle proposée, l'efficacité de la commande en boucle fermée proposée pour contrôler le flux de puissance est testée sur des lignes de transmission sélectionnées. Pendant ce test, le bloc de détection B_{Di} (voir Fig.V.3) n'est pas nécessaire, en d'autres termes, la puissance mesurée de la ligne sélectionnée est utilisée directement comme indiqué dans les équations (V.8) et (V.9). La commande est testée sur deux lignes avec indices de sensibilité négatifs (ligne CHM_JCA entre bus 9 et 15 et ligne NEM_ABI entre bus 3 et 6) et sur une ligne avec indice de sensibilité positif (ligne LG2_LG3 entre bus 1 et 2). Les résultats obtenus pour les trois lignes sélectionnées sont représentés sur la Fig.V.7, Fig.V.8 et Fig.V.9 respectivement. Comme on peut le voir sur ces figures, après son activation à $t = 2$ s, la commande en boucle fermée fonctionne bien et contrôle le flux de puissance à travers les lignes sélectionnées aux références données. Lorsqu'un changement (Step) est appliqué à la référence à $t = 4$ s, la commande en boucle fermée agit en conséquence et modifie la puissance DC pour atteindre le contrôle de flux de puissance souhaité. La vitesse de réponse du contrôleur augmente avec la valeur de l'indice de sensibilité, comme on peut le voir sur ces trois figures.

V.4.3.2. Application du contrôle en cas de coupure de ligne

Afin de tester le contrôle en cas de coupure de ligne, la ligne CHB_CHM (ligne entre les bus 6 et 9) est déclenchée à $t = 2$ s sans re fermeture. Cette panne augmente fortement le niveau de chargement des lignes entre les bus 6 et 7 et entre les bus 7 et 8. En effet, après la panne, presque toute la puissance de la ligne déclenchée est redistribuée vers les deux lignes, selon les lois du circuit, qui sont surchargées et seront très probablement déclenchées par leurs systèmes de protection. Une panne supplémentaire de l'une de ces deux lignes pourrait entraîner des pannes en cascade entraînant un blackout total, car des grandes quantités de puissance seront redistribuées aux autres lignes. Par conséquent, il est très important de protéger ces lignes contre les surcharges et de réduire le risque de pannes en cascade. La liaison HVDC agira pour soulager la surcharge sur la première ligne qui atteint sa limite de chargement. En même temps, le chargement de l'autre ligne restera constant et en dessous de sa limite. Pour tester la stratégie de contrôle, il a été supposé que la ligne LVD_MTL a une limite de 6600 MW, et que 6500 MW ont été choisis comme point de marge pour cette ligne. Il est à noter que ces valeurs ne sont utilisées que pour tester notre stratégie de contrôle.

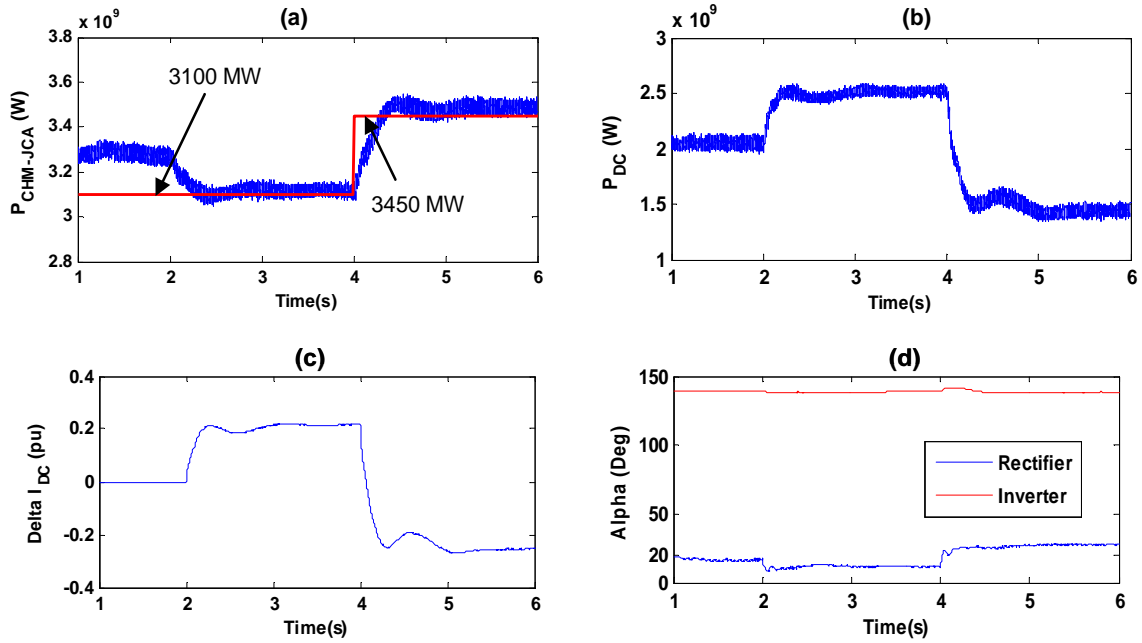


Fig.V.7. Vérification du contrôle en boucle fermée sur la ligne CHM_JCA. (a). Flux de puissance dans la ligne CHM_JCA et la référence donnée. (b). Puissance DC. (c). Signal de commande (ΔI_{DC}). (d). les angles d'amorçages du redresseur et de l'onduleur.

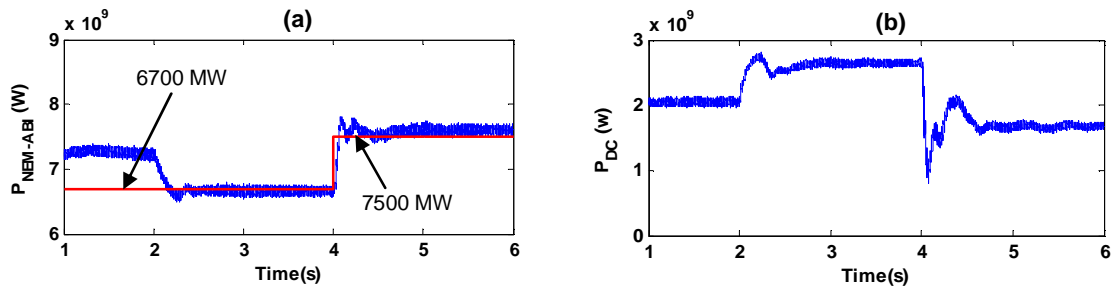


Fig.V.8. Vérification du contrôle en boucle fermée sur la ligne NEM_ABI. (a). Flux de puissance dans la ligne NEM_ABI et la référence donnée. (b). Puissance DC

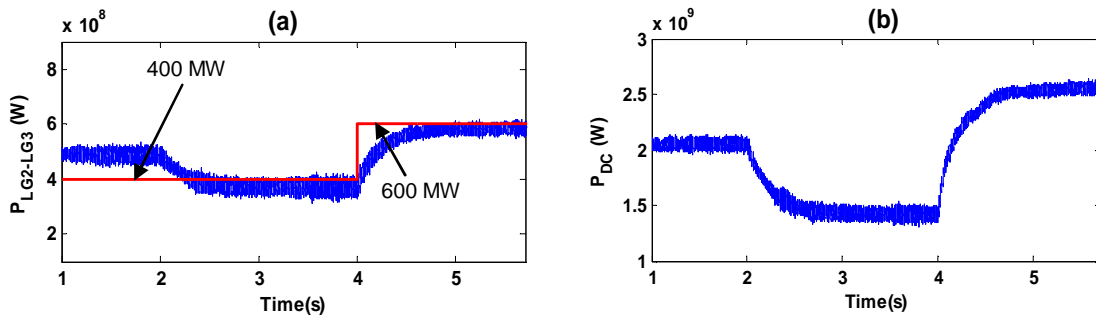


Fig.V.9. Vérification du contrôle en boucle fermée sur la ligne LG2_LG3. (a). Flux de puissance dans la ligne LG2_LG3 et la référence donnée. (b). Puissance DC.

La Fig.V.10 montre les réponses du système pour la contingence ci-dessus pour les deux cas avec un contrôle de puissance DC (courbes WPC) et sans contrôle de puissance DC (courbes NPC). Lorsque le HVDC transfère une quantité constante de puissance (NPC), il est clair

d'après la Fig.V.10(a) que la puissance par la ligne LVD_MTL dépasse la valeur limite et se stabilise à environ 7000 MW. Cependant, lorsque la stratégie de contrôle est appliquée, la puissance DC est augmentée pour réduire la charge de la ligne LVD_MTL et maintenir sa puissance au point de marge (la ligne pointillée verte), comme la montre la Fig.V.10(a). En même temps, la commande appliquée réduit également le niveau de chargement de la ligne ABI_CHB comme représenté sur la Fig.V.10(b).

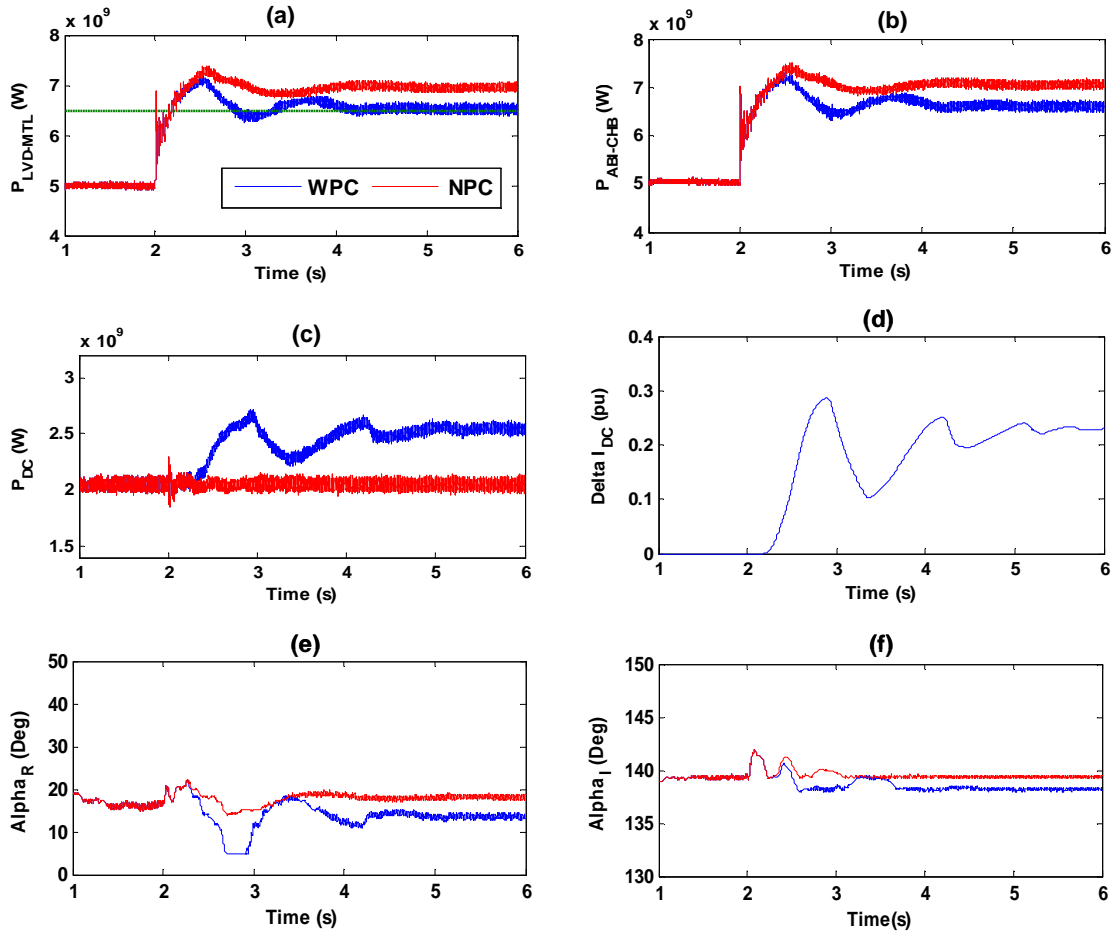


Fig.V.10. Déclenchement de la ligne CHB_CHM. (a). Flux de puissance dans la ligne LVD_MTL. (b). Flux de puissance dans la ligne ABI_CHB. (c). Puissance DC. (d). Signal de commande. (e). L'angle d'amorçage du redresseur. (f). L'angle d'amorçage de l'onduleur.

En tant que deuxième test, supposons que la ligne entre les bus 8 et 15 (ligne MTL_QUE) a une limite de 4900 MW, ce qui signifie qu'elle fonctionne déjà à proximité de sa limite de charge. La Fig.V.11 montre les réponses du système lorsque la ligne entre les bus 10 et 11 (ligne SAG_MIC) est déclenchée à $t = 2$ s sans refermeture. Lorsque la stratégie de contrôle n'est pas appliquée, il ressort clairement de la Fig.V.11(a) que la puissance passant par la ligne MTL_QUE dépasse la valeur limite et se stabilise à une valeur supérieure à 5000 MW. Avec

le contrôleur proposé en action, on peut observer que la surcharge est relevée avec succès en une seconde et que le flux de puissance est maintenu au point de marge spécifiée (4800 MW). La stratégie de contrôle fonctionne bien et réduit le stress sur le système et par conséquent la probabilité de pannes de ligne. Pour montrer l'importance du filtre passe-bas dans le système de commande, les formes d'onde de ΔI_{DC} avant et après le filtre sont représentées sur la Fig.V.11.

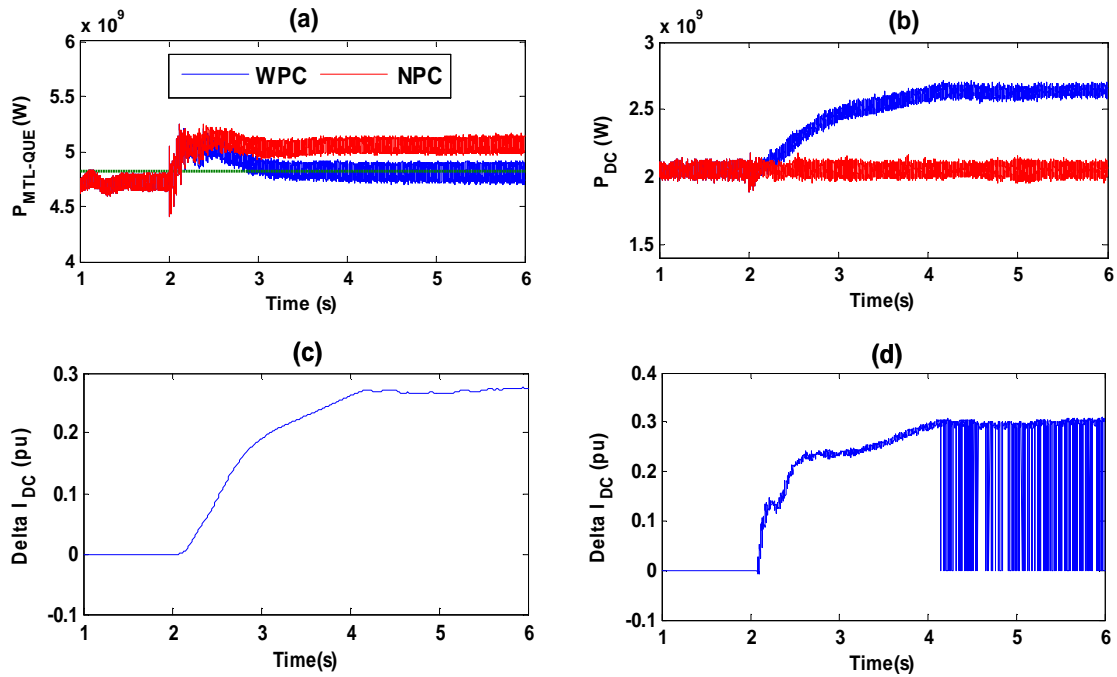


Fig.V.11. Déclenchement de la ligne SAG_MIC. (a). Flux de puissance dans la ligne MTL_QUE. (b). Puissance DC. (c). Signal de commande après le filtre. (d). Signal de commande avant le filtre.

V.5. Conclusion

Dans ce chapitre nous avons présenté une stratégie de contrôle des liaisons HVDC pour soulager les surcharges du système électrique lors de situations d'urgence. L'efficacité de la méthode proposée a été évaluée pour divers scénarios de perturbations à l'aide d'un modèle de simulation détaillé. La stratégie de contrôle s'est avérée très efficace et la liaison HVDC peut apporter une amélioration significative à la sécurité du système électrique interconnecté dans des situations d'urgence graves avec des pannes en cascade potentielles.

**Chapitre VI : Apport du système
HVDC a l'amélioration de la stabilité
dynamique des réseaux électriques**

VI.1. Introduction

En raison de sa contrôlabilité, la technologie HVDC offre un certain nombre d'avantages techniques et économiques pour les systèmes électriques, qui peuvent améliorer efficacement leur stabilité. Dans la première partie de ce chapitre, nous rappelons les caractéristiques des différents types de stabilité d'un système électrique. La deuxième partie s'intéresse plus particulièrement à la stabilité angulaire aux petites perturbations (stabilité dynamique) avec les stabilisateurs de puissance (PSSs). La contribution de l'HVDC pour améliorer la stabilité dynamique est également étudiée.

VI.2. Stabilité des réseaux électriques

VI.2.1. Définition

La stabilité est un problème crucial dans les réseaux électriques depuis les années 1920, car elle peut affecter leur fonctionnement sécurisé. Beaucoup de blackouts de grandes échelles causées par l'instabilité du réseau électrique ont illustré l'importance de ce phénomène. Des études approfondies étaient effectuées au fil des ans pour comprendre les problèmes de la stabilité des réseaux électriques. Le problème de la définition et de la classification de la stabilité des réseaux électriques a été abordé par plusieurs précédents rapports du groupe de travail conjoint CIGRE/IEEE. La définition la plus récente et la plus connue est la suivante [148]:

La stabilité d'un système électrique est son aptitude, à partir d'une situation initiale de fonctionnement donné, à revenir à un état d'équilibre de fonctionnement après avoir subi une perturbation physique, en gardant la plupart des variables de système dans leurs limites de façon que pratiquement l'ensemble du système reste intact.

VI.2.2. Classification

En raison de la grande dimensionnalité et de la complexité des problèmes de stabilité, il est utile de formuler des hypothèses simplificatrices pour analyser des types spécifiques de problèmes en utilisant un degré approprié de détail de la représentation du système et des techniques analytiques appropriées. La classification est essentielle pour analyser et résoudre les problèmes de stabilité dans les réseaux électriques. Une des classifications possibles de la stabilité d'un réseau électrique peut s'appuyer sur les considérations suivantes [148]:

- La nature physique du mode d'instabilité constatée, indiquée par la principale variable du système affectée par l'instabilité.
- L'importance de la perturbation considérée, qui influence la méthode de calcul et la prédiction en matière de stabilité.
- Les appareils, les processus et la durée à prendre en compte pour évaluer la stabilité.

La Fig.VI.1 donne une vue d'ensemble du problème de stabilité des réseaux électriques avec identification des catégories et sous catégories [148,149].

Dans un réseau électrique, il existe trois classes principales de stabilité : la stabilité de l'angle de rotor, la stabilité de tension et la stabilité de fréquence. La stabilité de l'angle de rotor et la stabilité de tension peuvent se rencontrer aussi bien en régime transitoire qu'en régime dynamique. Le régime transitoire est obtenu dans le cas des grandes perturbations telles que courts-circuits, la perte des groupes de production ou des lignes tandis que le régime dynamique est obtenu dans le cas des petites perturbations comme l'augmentation progressive de charge ou de petits changements du réseau. La stabilité de fréquence est rencontrée seulement dans les cas de grandes perturbations.

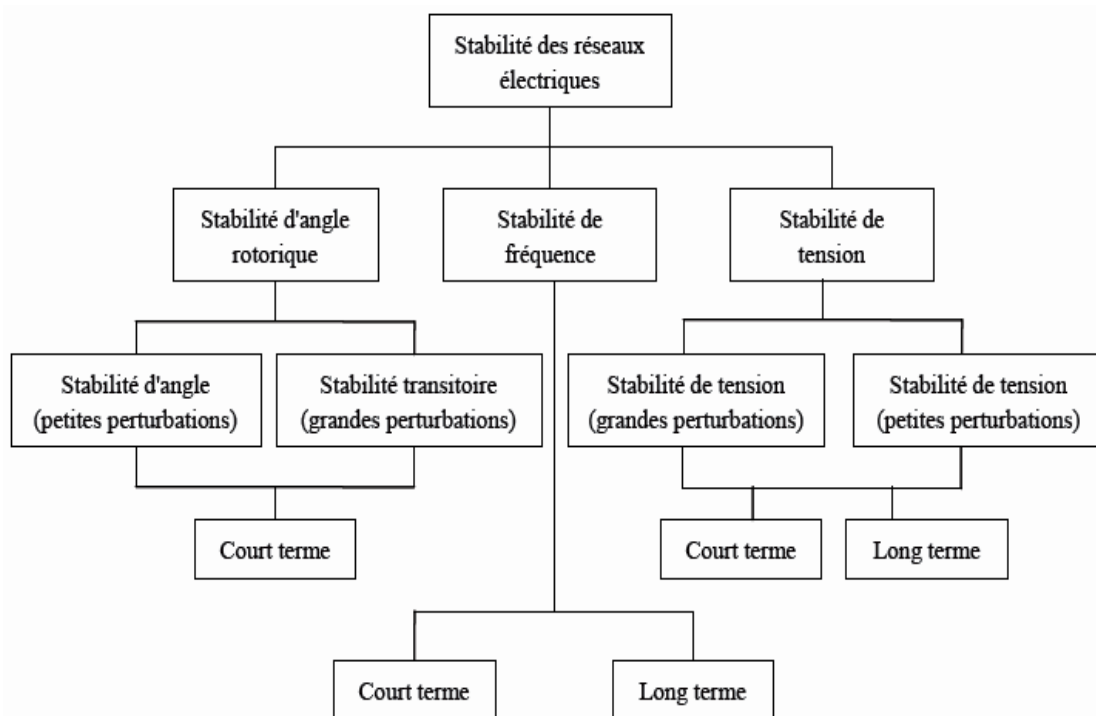


Fig.VI.1. Classification des différents types de la stabilité des réseaux électriques [149]

VI.2.2.1. La stabilité de l'angle de rotor

La stabilité de l'angle de rotor est la capacité des machines synchrones d'un système électrique interconnecté à rester au synchronisme suite à une perturbation. Elle dépend de la capacité de maintenir/restaurer l'équilibre entre le couple électromagnétique et le couple mécanique de chaque machine synchrone dans le système. L'instabilité qui peut en résulter se présente sous forme d'une augmentation des oscillations angulaires de certains générateurs entraînant leur perte de synchronisme avec d'autres générateurs.

Le couple électromagnétique joue un rôle important dans la stabilité d'angle rotorique. La variation du couple électromagnétique d'une machine synchrone suite à une perturbation peut être exprimé en deux composantes:

- ✓ *Couple synchronisant*, en phase avec la variation d'angle de rotor.
- ✓ *Couple d'amortissement*, en phase avec la variation de vitesse de rotor.

Suivant l'amplitude de la perturbation, la stabilité de l'angle de rotor peut être caractérisée en termes des deux sous-catégories suivantes:

- **La stabilité de l'angle de rotor de grande perturbation (stabilité transitoire)**

La stabilité d'angle rotorique de grande perturbation (ou la stabilité transitoire) concerne la capacité du système électrique de maintenir le synchronisme après avoir subi une perturbation sévère transitoire tel que un court-circuit sur une ligne de transmission. La stabilité transitoire dépend de l'état de fonctionnement initial du système et de la sévérité de la perturbation. La réponse du système qui en résulte implique de grandes excursions des angles des rotors des générateurs. L'instabilité est habituellement sous forme d'une séparation angulaire périodique en raison du couple de synchronisation insuffisant, se manifestant généralement comme une instabilité de première oscillation (First Swing Instability). Le cadre de temps de la dynamique de l'instabilité sur la première oscillation est de l'ordre de 3 secondes à 5 secondes après la perturbation. Cependant, dans les grands systèmes électriques, l'instabilité transitoire ne se produit pas toujours comme une instabilité sur la première oscillation qui serait liée à un seul mode d'oscillation. Elle peut résulter de la superposition des effets de plusieurs modes d'oscillation lents excités par la perturbation, causant une grande excursion d'angle rotorique au-delà de la première oscillation (instabilité de multi-oscillations). La gamme de temps associée peut se prolonger à 10-20 secondes.

- **La stabilité de l'angle de rotor de petite perturbation (stabilité dynamique)**

La stabilité d'angle rotorique de petite perturbation (ou en petits signaux) se définit par la capacité du système électrique de maintenir le synchronisme en présence des petites perturbations. Les perturbations sont considérées comme suffisamment petites pour permettre la linéarisation des équations du système aux fins de l'analyse. Dans les systèmes électriques d'aujourd'hui, le problème de stabilité de l'angle de rotor de petite perturbation est généralement associé à un amortissement insuffisant des oscillations (un couple d'amortissement insuffisant). L'instabilité du petit signal apparaît souvent comme des oscillations mal amorties, entretenues ou même croissantes en raison d'un amortissement insuffisant. La gamme de temps dans les études de stabilité à petites perturbations est de l'ordre de 10 à 20 secondes après la perturbation.

VI.2.2.2. Stabilité de tension

La stabilité de tension est la capacité d'un système électrique, pour une condition de fonctionnement initiale donnée, à maintenir des tensions acceptables pour tous les noeuds à la suite d'une perturbation. Elle dépend donc de la capacité de maintenir/restaurer l'équilibre entre la demande de charge et la puissance fournie du réseau électrique. L'instabilité résultante sous la forme d'une baisse ou d'une augmentation progressive de tensions à quelques noeuds. Comme dans le cas de la stabilité de l'angle de rotor, la stabilité de tension peut être classée en deux catégories:

- ✓ La stabilité de tension en grandes perturbations
- ✓ La stabilité de tension en petites perturbations

La gamme pour étudier les problèmes de la stabilité de tension est de l'ordre de quelques secondes à quelques dizaines de minutes. Ainsi, la stabilité de tension peut être un phénomène soit à court terme (de l'ordre de plusieurs secondes) ou à long terme (de l'ordre de dizaines de minutes).

VI.2.2.3. Stabilité de fréquence

La stabilité de la fréquence d'un système électrique se définit par la capacité du système de maintenir sa fréquence proche de la valeur nominale suite à une perturbation sévère résultant en un déséquilibre significatif entre les puissances produite et consommée.

Suite à une perturbation l'équilibre global des puissances produite et consommée peut être déséquilibré. Ce déséquilibre entraîne une variation de fréquence, et si le déséquilibre est trop grand, l'écart de fréquence sera important avec des graves conséquences (blackout).

La stabilité de fréquence peut être classifiée en phénomènes à court terme (quelques secondes) et à long terme (quelques minutes).

VI.3. Etude de la stabilité de l'angle de rotor aux petites perturbations (stabilité dynamique)

Comme décrit précédemment, le problème de stabilité de l'angle de rotor de petite perturbation est généralement associé à un amortissement insuffisant des oscillations (un couple d'amortissement insuffisant). L'oscillation électromécanique est un problème commun dans les grands systèmes électriques. Les oscillations, qui sont typiquement dans la gamme de fréquences de 0,2 à 2 Hz, peuvent être excitées par des petites perturbations dans le système ou, dans certains cas, peuvent même prendre naissance spontanément. Ces oscillations à faibles fréquences peuvent se produire avec des caractéristiques différentes. Les types des oscillations rencontrées habituellement dans les systèmes électriques peuvent être classés en deux groupes:

- **Les oscillations des modes locaux**

Oscillations en mode local sont associés aux oscillations entre un générateur (ou un groupe des générateurs) d'une centrale électrique et le reste du système. Le terme local est utilisé car les oscillations sont localisées dans une seule centrale ou une petite partie du système. Les modes locaux ont normalement des fréquences comprises entre 0,7 et 2,0 Hz. Les caractéristiques de ces oscillations sont bien comprises. Pour assurer un bon amortissement de ces modes, stabilisateur de puissances (PSS) peuvent être ajoutées aux générateurs à l'origine de ces modes.

- **Les oscillations des modes interrégionaux**

Les oscillations interrégionales sont associées à la dynamique des transferts de puissance et impliquent des groupes de générateurs dans différentes régions oscillant les uns par rapport aux autres. Les modes associés à ces oscillations présentent généralement des amortissements très faibles et, si ces derniers sont négatifs, de petites perturbations peuvent exciter des

oscillations divergentes. Les modes interrégionales ont des fréquences comprises entre 0,1 et 0,8 Hz. Ils sont beaucoup plus complexes à étudier et à contrôler. Un bon amortissement de tels modes peut exiger l'utilisation de stabilisateurs de puissance pour un grand nombre des générateurs

VI.3.1. Modèle linéaire d'un système électrique

Un système électrique est un système non linéaire. Il peut généralement être linéarisé autour du point d'équilibre sur lequel les méthodes d'analyse linéaire standard peuvent être appliquées. Cette linéarité de comportement est d'une grande aide dans l'analyse des oscillations du système. Une fois que nous avons un modèle linéaire, les méthodes puissantes d'analyse modale nous sont ouvertes. Elles permettent de caractériser les oscillations facilement, rapidement et avec précision. De plus, des modèles linéaires peuvent être utilisés pour concevoir des contrôles qui amortissent les oscillations du système.

Le modèle linéarisé du système électrique peut être décrit par l'équation d'état suivante:

$$\begin{aligned} \dot{x} &= Ax + Bu \\ y &= Cx \end{aligned} \quad (\text{VI.1})$$

où x , u et y sont les vecteurs d'état, d'entrée et de sortie, respectivement. A , B et C sont des matrices d'état, d'entrée et de sortie, respectivement. Une analyse de la matrice A produit les valeurs propres λ_i et leurs vecteurs propres droite et gauche correspondants e_i , v_i , respectivement. Physiquement, le vecteur propre droit donne l'activité relative des variables d'état lorsqu'un mode particulier est excité. Il est connu comme le mode shape dans la littérature. Le mode shape fournit des informations importantes sur la participation d'une machine individuelle ou d'un groupe de machines dans un mode d'oscillation particulier.

La contrôlabilité du mode i forme la $j^{\text{ème}}$ entrée est donnée par:

$$K_c = |v_i B_j| \quad (\text{VI.2})$$

L'observabilité du mode i forme la $j^{\text{ème}}$ sortie est donnée par:

$$K_o = |C_j e_i| \quad (\text{VI.3})$$

Le système (VI.1) peut être exprimé par:

$$\frac{y(s)}{u(s)} = C(sI - A)^{-1} B = \sum_{i=1}^n \frac{R_i}{s - \lambda_i} \quad (\text{VI.4})$$

où R_i est le résidu associé au mode λ_i et c'est un index contenant les informations de contrôlabilité et d'observabilité. Il est donné par [150]:

$$R_i = C e_i v_i B \quad (\text{VI.5})$$

Le taux de décroissance de l'amplitude des oscillations est généralement exprimé en termes de facteur d'amortissement ζ . Pour un mode d'oscillation représenté par une valeur propre complexe $\sigma \pm j\omega$, le facteur d'amortissement est donné par:

$$\zeta = \frac{-\sigma}{\sqrt{\sigma^2 + \omega^2}} \quad (\text{VI.6})$$

Le facteur d'amortissement (ζ) de tous les modes d'oscillation du système doit dépasser une valeur spécifiée. Le facteur d'amortissement minimal acceptable dépend du système et est basé sur des expériences d'exploitation et/ou des études de sensibilité; il est typiquement compris entre 0,03 et 0,05.

VI.3.2. Stabilisateur de puissance PSS

Pour assurer le fonctionnement sûr et stable d'un système électrique, les oscillations doivent être atténuées le plus rapidement possible dès leurs apparitions. La stabilité angulaire aux petites perturbations peut être améliorée en faisant varier une grandeur électrique [151]:

- ✓ Physiquement: de manière à augmenter le couple d'amortissement agissant sur le rotor des machines synchrones.
- ✓ Mathématiquement: de manière à déplacer vers la partie gauche du plan complexe les valeurs propres complexes correspondant à une oscillation instable ou mal amortie.

Ceci est commodément effectué en fournissant des stabilisateurs de puissance (PSSs) qui sont des contrôleurs supplémentaires dans les systèmes d'excitation. Le signal V_s de la Fig.VI.2 est

la sortie de PSS qui a un signal d'entrée dérivé de la vitesse du rotor, de la fréquence, de la puissance électrique ou d'une combinaison de ces variables. L'objectif de la conception de PSS est de fournir un couple d'amortissement supplémentaire aux fréquences d'oscillation critiques sans affecter le couple de synchronisation [36,151]. Les contrôleurs PSSs qui sont des systèmes simples et faciles à installer, efficaces et moins chers, sont les systèmes les plus utilisés pour améliorer la stabilité aux petites perturbations. Le PSS est conçu pour amortir les oscillations en modulant la tension d'excitation du générateur pour produire un couple qui amortit les oscillations de puissance. Cet amortissement est assuré par un couple électrique appliqué au rotor qui est en phase avec la variation de vitesse.

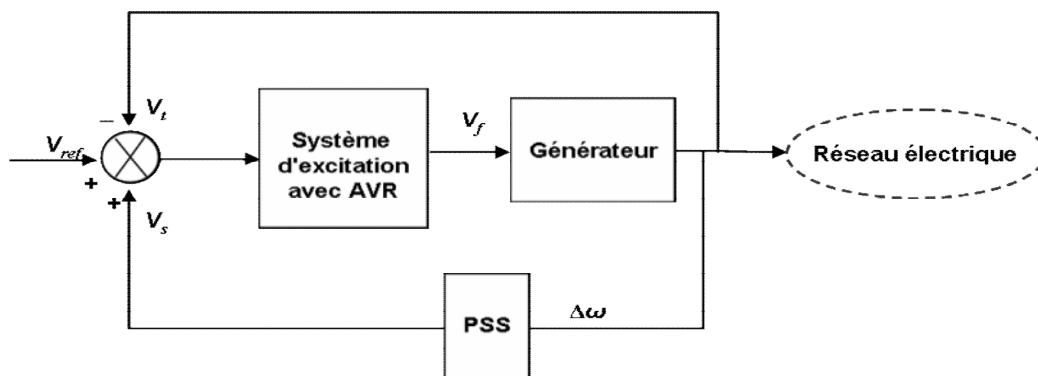


Fig.VI.2. Structure générale d'un système d'excitation statique avec son AVR et PSS.

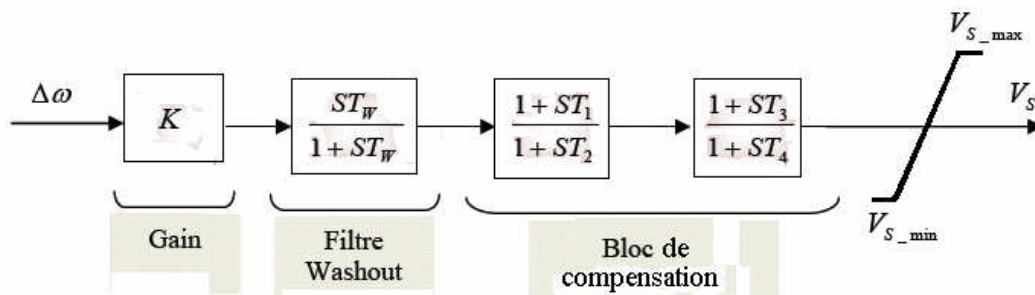


Fig.VI.3. Modèle d'un PSS conventionnel

Un PSS permet d'ajouter un signal de tension proportionnel à la variation d'une grandeur électrique dans l'entrée du régulateur de tension (AVR) du générateur. Etant donné que le PSS est utilisé pour produire un couple électrique proportionnel à la variation de vitesse, il apparaît donc plus convenable d'utiliser la variation de vitesse ($\Delta\omega$) comme entrée du PSS. Le type de PSSs le plus utilisé est connu sous le nom de PSS conventionnel (PSS1A). Ce type a montré sa grande efficacité dans le maintien de la stabilité aux petites perturbations. Il se compose généralement de quatre blocs, Fig.VI.3:

- un bloc d'amplificateur.
- un bloc de filtre passe-haut "filtre washout".
- un bloc de compensation de phase.
- un limiteur.

VI.3.2.1. Réglage des paramètres

Les valeurs des paramètres du PSS doivent être réglées pour fournir un amortissement pour des modes d'oscillation spécifiques et sans entraîner des effets négatifs sur les autres modes d'oscillations. De nombreuses méthodes sont proposées dans la littérature pour le réglage les paramètres de PSS [151,152]. La méthode la plus simple et la plus connue est la méthode du résidu.

L'angle du résidu indique la compensation de phase requise pour chaque mode afin d'obtenir un effet d'amortissement.

La compensation de phase requise pour le mode λ_i est donnée par [150]:

$$\phi_i = 180^\circ - \arg(R_i) \quad (\text{VI.7})$$

Considérons la forme suivante de la fonction de transfert du PSS:

$$H(s) = K \frac{sT_w}{1 + sT_w} \left(\frac{1 + sT_1}{1 + sT_2} \right)^m \quad (\text{VI.8})$$

où m est le nombre d'étages de compensation (généralement $m = 2$).

Les constantes de temps T_1 , T_2 nécessaires pour obtenir l'angle ϕ_i peuvent être calculées comme suit [150]:

$$T_1 = \alpha T_2 \quad (\text{VI.9})$$

$$T_2 = \frac{1}{\omega_i \sqrt{\alpha}} \quad (\text{VI.10})$$

$$\text{Avec: } \alpha = \frac{1 - \sin\left(\frac{\phi_i}{m}\right)}{1 + \sin\left(\frac{\phi_i}{m}\right)} \quad (\text{VI.11})$$

où ω_i est la fréquence du mode λ_i en rad/sec.

Le gain K est pris comme un tiers du gain d'instabilité K_{ins} [153].

$$K = K_{ins}/3 \quad (\text{VI.12})$$

Le gain K_{ins} peut être obtenu en augmentant lentement le gain de stabilisateur K jusqu'à l'observation de l'instabilité.

Le filtre passe-haut est utilisé pour supprimer la composante continue de la vitesse (la composante "DC" correspondant au régime statique), et sans cela, des changements constants de la vitesse modifieraient la tension aux bornes de générateur. La valeur de la constante de temps T_W n'est pas critique et peut être comprise entre 1 et 20 secondes. La considération principale est qu'elle soit suffisamment grande pour laisser passer des signaux de stabilisation aux fréquences d'intérêt relativement inchangées, mais pas trop grande pour éviter de mener à des excursions de tension de générateur indésirables résultant de l'action du stabilisateur pendant les conditions d'ilotage. Une amélioration remarquable sur la stabilité de la première oscillation est obtenue avec une valeur T_W fixée à 10 secondes

VI.3.2.2. Emplacement optimal

Un problème important dans la conception d'un PSS dans un système multimachine est la sélection du meilleur emplacement d'installation. Le problème de sélection d'emplacement PSS est très compliqué pour un mode interrégional où un grand nombre de machines peuvent être impliquées dans l'oscillation. Dans la littérature, différentes techniques pour un tel problème ont été proposées [154-156]. Habituellement, il existe deux méthodes qui ont été utilisées pour identifier les meilleurs emplacements pour PSSs dans les systèmes électriques:

- ✓ Méthode du facteur de participation
- ✓ Méthode du résidu

Les deux méthodes sont basées sur l'analyse modale du système linéarisé.

Le facteur de participation (PF) est utilisé pour mesurer le degré de participation d'une certaine variable d'état dans un certain mode. La participation de la variable d'état s dans le mode i est donnée par [157]:

$$PF_{is} = e_{is} v_{is} \quad (\text{VI.13})$$

Le facteur de participation est plus efficace que les vecteurs propres normaux (le mode shape) et donne une bonne indication de l'efficacité du stabilisateur. Les machines avec le PF le plus élevé dans le mode d'intérêt sont de bons candidats pour appliquer le contrôle via PSS. Cependant, comme indiqué dans [155], la méthode des facteurs de participations donne parfois des prédictions trompeuses pour les modes interrégionaux, car cette méthode ne prend pas en compte l'effet de contrôle du PSS. Un PSS sur un générateur dans un système électrique est un contrôleur en boucle fermée. Par conséquent, lors de la sélection de l'emplacement d'un PSS, il faut considérer à la fois son entrée et son effet de contrôle sur le système (c'est-à-dire l'observabilité et la contrôlabilité). Ainsi, une grande mesure de contrôlabilité/observabilité conjointe est essentielle pour un PSS efficace. La mesure de contrôlabilité/observabilité conjointe peut être déterminée par le résidu (voir équation (VI.5)). Puisque le résidu donne la sensibilité du mode correspondant au retour de la sortie de la fonction de transfert à son entrée, le PSS doit être installé au niveau du générateur ayant la plus grande amplitude de résidu. Il convient de noter que l'approche géométrique est une bonne méthode pour évaluer la contrôlabilité/observabilité conjointe et a été utilisée avec succès pour sélectionner les emplacements d'installation et les signaux d'entrée du stabilisateur [158].

Les concepts et les techniques de réponse fréquentielle jouent un rôle important dans la conception et l'analyse des systèmes de contrôle. Ces techniques ont déjà été utilement appliquées aux systèmes électrique multimachine [159-163] et présentent plusieurs avantages par rapport à l'analyse modale [162]. Dans [163], une nouvelle technique de domaine fréquentiel pour l'application de contrôleurs décentralisés (tels que PSS) est présentée. Il est montré que les réponses en fréquence peuvent être utilisées pour évaluer l'observabilité et la contrôlabilité d'un mode d'oscillation et pour la sélection des sites les plus efficaces pour l'application des PSS. La méthode est basée sur le diagramme d'amplitude des réponses en fréquence de chaque boucle sélectionnée (y_i-u_j). Un grand pic sur le diagramme d'amplitude de la réponse en fréquence d'une fonction de transfert $g_{ij}(j\omega)$ signifie qu'il existe un mode oscillatoire non amorti qui est fortement observable sur la sortie y_i et fortement contrôlable par l'entrée u_j .

VI.3.3. Amélioration de la stabilité dynamique

VI.3.3.1. Amélioration par PSS

VI.3.3.1.1. Système étudié

La Fig.VI.4 montre le système à deux régions bien connu utilisé dans cette étude. Le système (également connu sous le nom de système de Kundur) se compose de deux régions entièrement symétriques reliées par deux lignes de transmission de 230 kV. Chaque générateur est équipé d'un excitateur statique (gain élevé: 200) et d'un régulateur de turbine à vapeur (gouverneur). La charge est représentée par des impédances constantes et le système nominal fonctionne avec la région 1 exportant 413 MW vers la région 2.

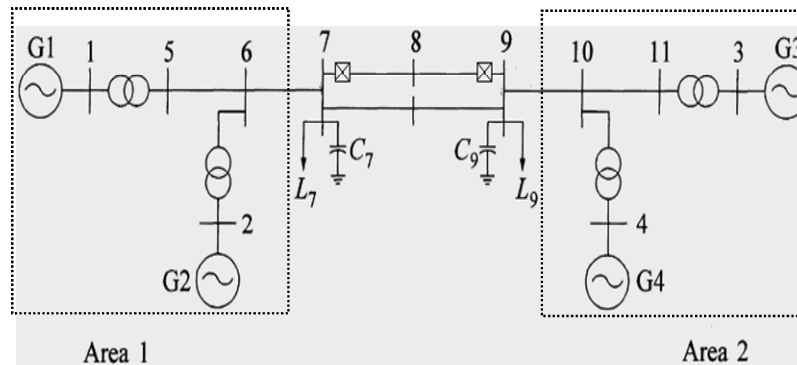


Fig.VI.4. Système à deux régions

Tableau VI.1 : Modes d'oscillation du système sans PSS

Mode	Valeur propre	Freq. (Hz)	ζ	Mode shape
Mode local (région 1)	$-0.681 \pm j 7.021$	1.11	0.09	G1 vs G2
Mode local (région 2)	$-0.676 \pm j 7.243$	1.15	0.09	G3 vs G4
Mode interrégional	$0.104 \pm j 4.022$	0.64	-0.02	(G1,G2) vs (G3,G4)

Bien qu'il s'agisse d'un petit réseau, il imite de très près le comportement de systèmes typiques en fonctionnement réel [36,164]. Les données du système et les détails peuvent être trouvés dans [36]. Le système est implémenté dans le MATLAB SimPowerSystem (SPS). Le modèle est linéarisé autour d'un point de fonctionnement nominal. L'analyse modale montre que le système a trois modes d'oscillation; deux modes locaux légèrement amortis (un dans chaque région) et un mode interrégional impliquant toute la région 1 contre la région 2, qui est mal amortie (instable). Les fréquences et les facteurs d'amortissement de ces trois modes sont

donnés dans le Tableau VI.1. Un PSS original est attaché aux générateurs G2 et G4. Le bloc du PSS est représenté sur la Fig.VI.5. Il a été conçu dans [36,164] pour améliorer l'amortissement des trois modes du système considéré. D'après le Tableau VI.2, il est clair que l'ajout des stabilisateurs améliore l'amortissement des trois modes. Un défaut triphasé est appliqué au bus 8 pendant une durée de 100 ms et éliminé sans interruption de ligne. Les résultats de la simulation avec et sans PSSs sont présentés sur la Fig.VI.6. On peut voir sur la figure que les PSSs améliorent l'amortissement des oscillations du système.

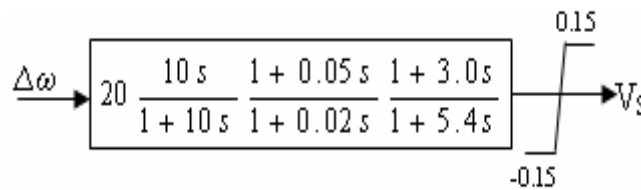


Fig.VI.5. Schéma fonctionnel du PSS

Tableau VI.2 : Modes d'oscillation du système avec PSS au G2 et G4

Mode	Freq.	ζ
Mode local (région 1)	1.21	0.21
Mode local (région 2)	1.25	0.23
Mode interrégional	0.65	0.04

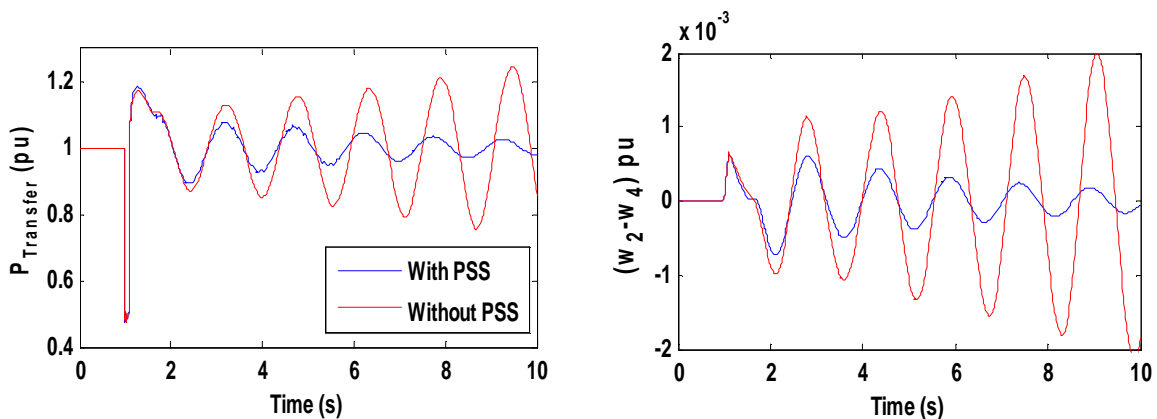


Fig.VI.6. Simulation d'un défaut triphasé avec et sans PSSs.

VI.3.3.1.2. PSS basé sur des signaux distants (WADC)

Il est bien établi que les oscillations interrégionales instables ou faiblement amorties dans le système électrique sont hautement indésirables parce que ces oscillations à basse fréquence

limitent la capacité de transfert de puissance et leur stabilité est détériorée lorsque des perturbations se produisent ou le réseau est affaibli par l'interruption des lignes principales ce qui peut constituer une menace sérieuse pour la sécurité du système [165]. Avec l'augmentation des interconnexions et des échanges de puissance à travers les réseaux électriques, la stabilité des oscillations interrégionales est devenue plus préoccupante que par le passé [148]. Il est bien connu que les PSSs classiques peuvent ne pas être efficaces pour amortir les modes interrégionaux dans certaines situations. Ces contrôleurs utilisent généralement des entrées locales et, par conséquent, l'efficacité de l'amortissement des modes interrégionaux est limitée car ces modes ne sont pas aussi contrôlables et observables dans les signaux locaux du générateur que les modes locaux. Les modes interrégionaux sont soit faiblement observables ou faiblement contrôlables par les stations locales [150,175]. Pour cette raison, des PSSs avec des signaux à distance (WADCs: Wide-Area Damping Controllers) sont proposés pour améliorer l'amortissement des modes interrégionaux critiques [150,175-182]. Les concepts d'observabilité et de contrôlabilité sont couramment utilisés pour sélectionner le signal optimal à mesurer et l'emplacement approprié pour le contrôleur. Dans notre système, le mode interrégional est fortement observable dans la région 2 (G4 et G3), et fortement contrôlable dans G2 (l'entrée et la sortie du système sont des entrées d'excitation et des vitesses de rotor, respectivement), et par conséquent, on peut voir dans le Tableau VI.2 que les PSSs en G2 et G4 n'apportent pas d'amélioration substantielle de l'amortissement du mode interrégional, car ce mode n'est pas bien observable dans G2. Les réponses en fréquence correspondantes sur la Fig.VI.7(a) confirment clairement que G2 a un faible impact sur le mode interrégional. Une solution à ce problème consiste à améliorer l'observabilité en utilisant un signal distant provenant de la région 2 en tant qu'entrée de PSS au G2. Ceci est confirmé par la Fig.VI.7(b). Nous avons observé que les vecteurs d'observabilité à partir des vitesses du rotor dans la région 2 ont des amplitudes plus grandes que celles des vitesses du rotor dans la région 1, mais avec une phase d'environ 180° , c'est-à-dire que les générateurs d'une région sont presque en opposition de phase avec ceux de l'autre région. Par conséquent, la vitesse d'un générateur dans la région 2 peut être utilisée comme entrée d'un PSS dans la région 1 en utilisant un gain négatif. On peut voir à partir du Tableau VI.3 que l'amortissement du mode interrégional est significativement amélioré lorsqu'un signal distant ($\Delta\omega$ de G3) est utilisé comme entrée du PSS en G2; cependant, l'amortissement du mode local de la région 1 a été réduit car ce mode n'est pas observable dans la région 2 (voir la Fig.VI.7(b)).

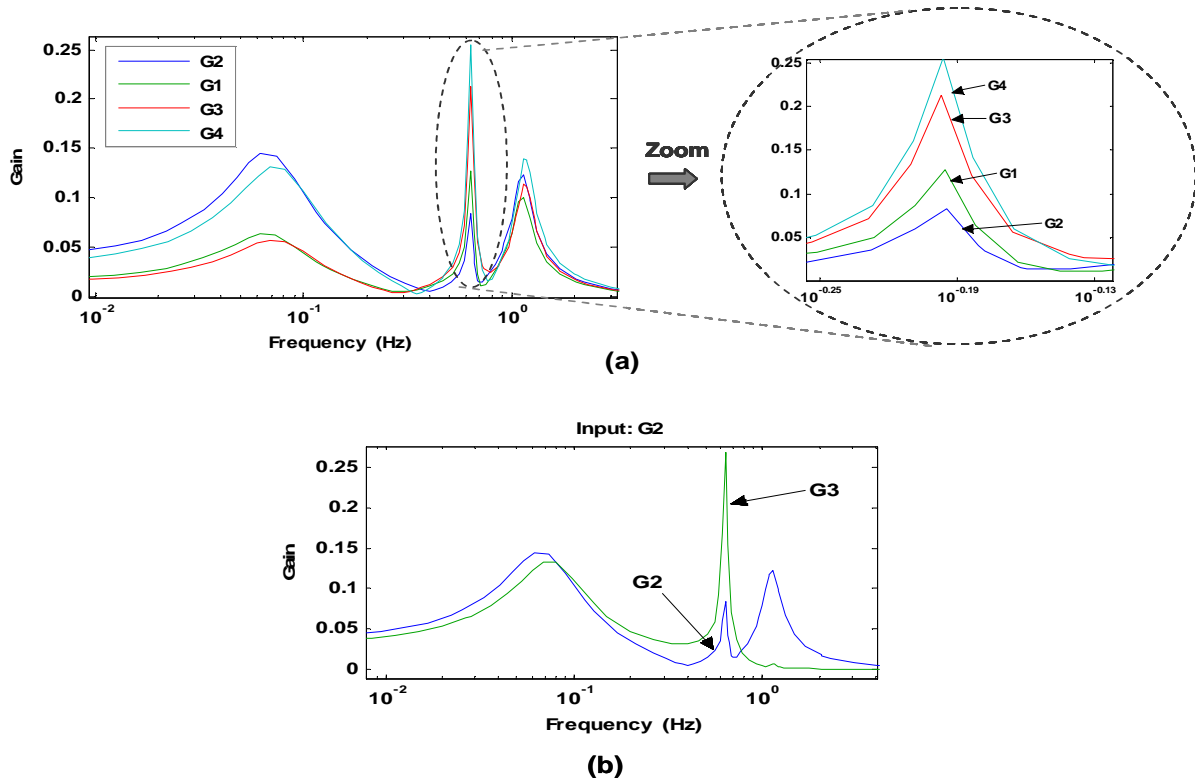


Fig.VI.7. Réponses fréquentielles. (a). Le cas pour une entrée et une sortie (SISO). (b). Le cas pour une entrée et plusieurs sorties (SIMO)

La Fig.VI.8 confirme l'amortissement amélioré obtenu par le signal distant (courbes Remote) lorsqu'un défaut triphasé est appliqué au bus 8 pendant une durée de 100 ms.

Tableau VI.3 : Effet du signal à distance sur l'amortissement

Mode	Freq	ζ
Mode local (région 1)	1.11	0.11
Mode local (région 2)	1.22	0.22
Mode interrégional	0.65	0.12

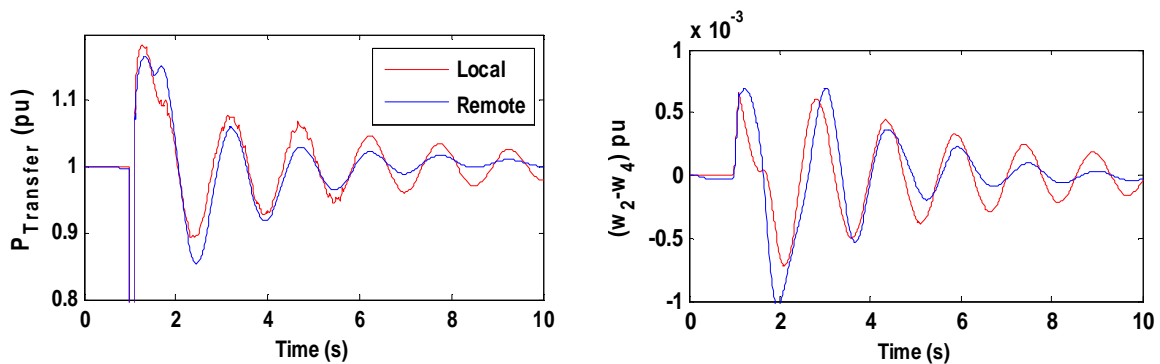


Fig.VI.8. Simulation d'un défaut triphasé avec et sans signal à distance

VI.3.3.1.3. Effet négatif de PSS sur le contrôle de tension

Comme défini ci-dessus, le système électrique est un système non linéaire. Par conséquent, les performances du contrôleur (PSS) qui est conçu en utilisant un modèle linéaire peuvent être limitées par les non-linéarités du système. La plupart des études publiées sur les PSS avec des signaux à distance (WADC) traitent principalement de l'amélioration de l'amortissement du système sans aucune étude de sa performance pendant les perturbations majeures du système, et la régulation de tension après défaut n'a pas été directement traitée. Comme indiqué dans [153,166], l'un des objectifs spécifiques de la conception du contrôle d'excitation est d'éviter les effets néfastes sur les performances du système lors des perturbations majeures du système qui provoquent de grandes excursions de fréquence et de tension (c'est-à-dire lorsqu'il y a une perte de charge ou de génération). Pour les PSS utilisant des signaux d'entrée locaux, le problème d'excursion est bien reconnu et bien documenté et le problème peut être résolu en utilisant un stabilisateur à double entrée (PSS2A et PSS2B dans IEEE Std 421.5 [167,168]) qui utilise une combinaison de la puissance électrique et des écarts de vitesse en tant que signaux d'entrée pour dériver le signal de stabilisation. Pour les PSSs utilisant des signaux d'entrée à distance, le problème d'excursion n'a pas été abordé auparavant.

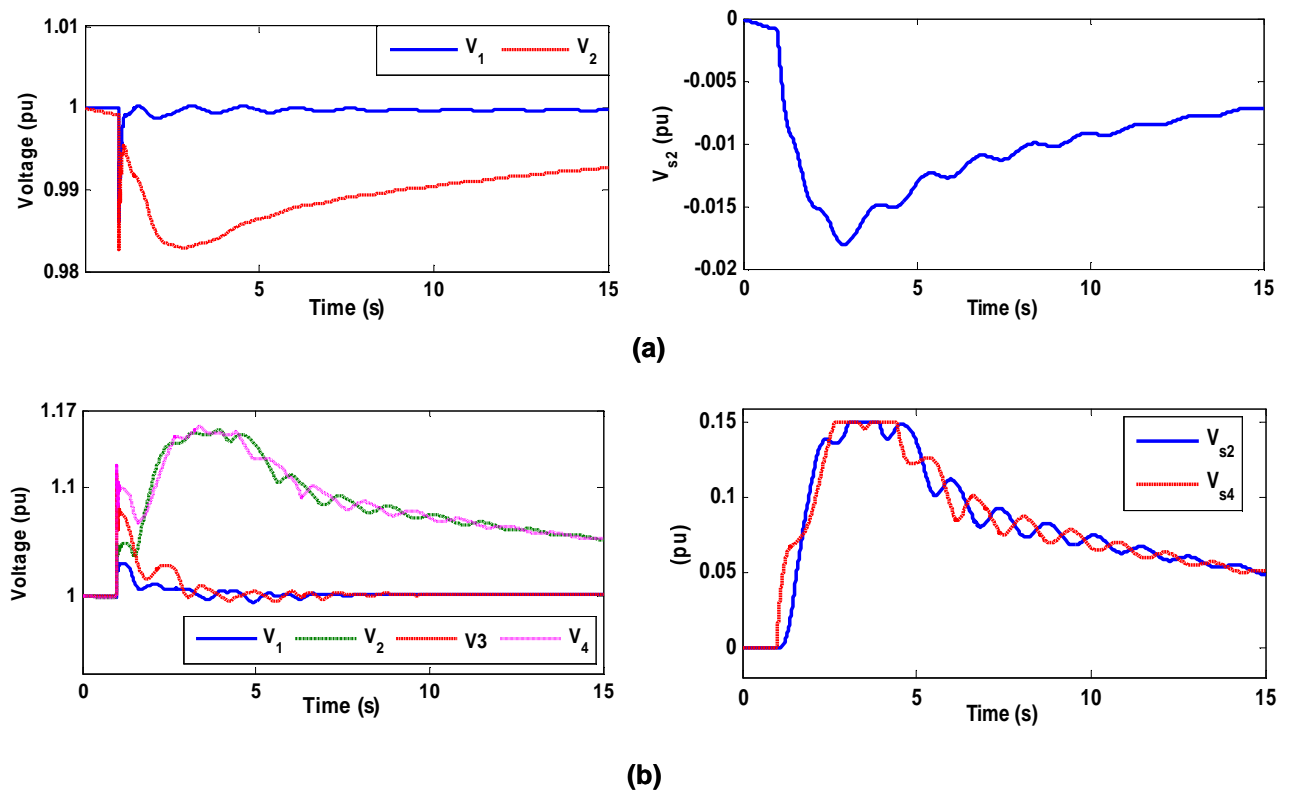


Fig.VI.9. Réponse du PSS pendant les conditions transitoires. (a). impact négatif de PSS sur la tension de générateur. (b). Saturation du PSS suite à une excursion de fréquence importante

Comme le montre le Tableau VI.2, l'ajout des stabilisateurs améliore l'amortissement des trois modes. Cependant, cette action du stabilisateur a un coût: le PSS affecte négativement la tension aux bornes de générateur lors de perturbations sévères. La Fig.VI.9(a) montre la tension aux bornes de G1 et G2 (V_1 et V_2) lorsque la charge sur le bus 7 est augmentée au second 1 par 10 %. Il est clair à partir de cette figure que la tension aux bornes de G1 (AVR sans PSS) est efficacement contrôlée et que l'AVR démontre une bonne capacité de récupération de tension, tandis que l'AVR en G2 (avec PSS) présentait certaines faiblesses et que la récupération de tension n'était pas bonne en raison du signal d'amortissement supplémentaire (V_{S2}) fourni par le PSS (voir Fig.VI.9(a)). Pendant les perturbations du système impliquant des excursions de fréquence excessives (par exemple un grand événement de perte de génération), la sortie de PSS peut passer en saturation pendant un certain temps, ce qui provoque une réponse de la machine à l'événement d'une manière préjudiciable à la stabilité [169]. Ceci est illustré sur la Fig.VI.9(b), qui montre les résultats lorsque 50% de la charge sur le bus 9 est perdue. Il a été constaté que ce problème peut également se produire si la puissance électrique est utilisée comme signal d'entrée [170,171]. Nous devons souligner que certaines techniques ont été proposées pour atténuer l'impact négatif du PSS sur le contrôle de tension lorsqu'il y a une excursion de fréquence importante. Cependant, toutes ces solutions sont restrictives (voir la discussion de [171]). Par exemple, si la sortie du stabilisateur est déconnectée du régulateur AVR immédiatement après un défaut sévère, cela ne dégrade pas l'action de l'AVR, mais désactive le PSS pendant une période de temps significative, pendant une période post-éventualité où il est le plus nécessaire, car une réponse bien amortie après un défaut sévère est souhaitable [153,172]. Par exemple, dans de nombreuses situations sur le réseau Ontarien (Canada), la déconnexion du signal de stabilisation entraînerait une perte de stabilité immédiate de la machine [173]. Puisque la vitesse du rotor, la puissance électrique et la fréquence (prises à partir de mesures à distance) sont parmi les signaux d'entrée couramment utilisés, le PSS avec des signaux distants affectera également la tension aux bornes pendant les sévères perturbations du système et le problème de saturation apparaîtra, en particulier lorsque l'emplacement de la mesure est proche de la perturbation. La Fig.VI.10(a) confirme l'amortissement amélioré obtenu par le signal distant (courbes Remote) lorsque 20 % de la charge sur le bus 9 est déclenché, cependant, l'effet négatif sur la tension aux bornes est supérieur à celui du signal local (courbes Local). Comme on peut le voir sur la Fig.VI.10(b), le PSS sature pendant plusieurs secondes lorsque 35 % de la charge est déclenchée. Pendant cette période, le PSS est inactif et le générateur oscille sur une période plus longue.

La grande magnitude de l'indice d'observabilité du mode interrégional lorsqu'un signal distant est utilisé implique qu'un petit gain de stabilisateur peut fournir une performance satisfaisante tout en minimisant l'impact négatif du PSS sur le contrôle de la tension et par conséquent en réduisant la probabilité de saturation du PSS comme on peut le voir sur la Fig.VI.11.

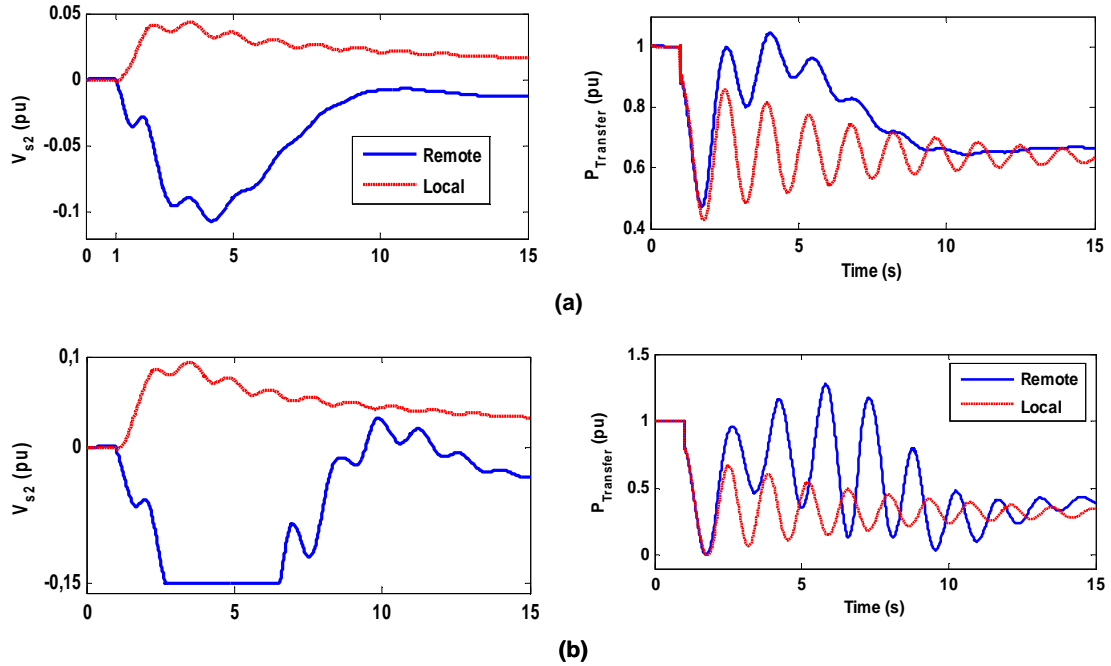


Fig.VI.10. Réponse du PSS avec un signal distant. (a). Impact négatif du PSS avec un signal à distance ($P_{Transfer}$: transfert de puissance actif de la région 1 à la région 2). (b). Saturation du PSS avec un signal à distance

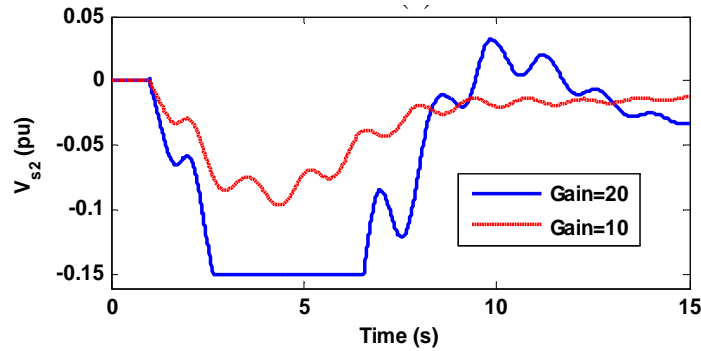


Fig.VI.11. Effet du changement de gain du stabilisateur

Tableau VI.4 : Effet de l'augmentation du gain de PSS sur l'amortissement

Gain PSS	Mode local 1	Mode local 2	Mode interrégional
5	0.09	0.23	0.04
10	0.09	0.22	0.07
15	0.11	0.22	0.09
20	0.11	0.22	0.12

Cependant, le gain du stabilisateur doit être réglé à une valeur correspondant à l'amortissement maximal du mode critique [153,166], en particulier pour les PSSs avec signaux distants afin de justifier les coûts de l'infrastructure de communication. Le Tableau VI.4 montre l'effet de l'augmentation du gain du stabilisateur sur le mode interrégional et les deux modes locaux. Les résultats montrent que l'augmentation du gain du stabilisateur améliore l'amortissement du mode interrégional. On peut voir que le même amortissement (comme avec le signal local, voir Tableau VI.2) du mode interrégional peut être atteint avec un gain de seulement 5. Ceci démontre l'avantage significatif dans la conception de contrôle quand plus d'information sont disponible. Il convient de noter que de performance supplémentaire peut être obtenu par un réglage des paramètres appropriés du PSS. Cependant, cela ne résoudra pas le problème d'excursion car ce problème n'est généralement pas pris en compte lors de la conception des PSSs. Généralement, le réglage des paramètres de PSS doit être fait pour obtenir un amortissement maximal, puis le problème d'excursion est limité en appliquant les techniques de restriction où l'efficacité du PSS dans l'amortissement des oscillations du système est fortement limitée par ces techniques. Le PSS basé sur des signaux distants est une solution coûteuse pour amortir des modes interrégionaux spécifiques, et il est donc inacceptable de restreindre son efficacité par n'importe quelle technique. De plus, le PSS avec signaux distants est utilisé pour améliorer l'amortissement des modes interrégionaux critiques. Par exemple la situation où le niveau de transfert de puissance est limité par un amortissement insuffisant des oscillations de puissance après certaines conditions post-contingence N-1, et si il est désactivé suite à une perturbation sévère due à une saturation longue ou à un temps constant programmé, cela constituerait une menace sérieuse pour le fonctionnement sûr et stable du système. Par conséquent, il est nécessaire de trouver une solution acceptable à ce problème afin d'assurer la rentabilité des PSSs basé sur des signaux distants. Puisque le PSS ne peut pas être modifié, la seule solution possible est de trouver un bon signal d'entrée qui peut maintenir une bonne performance de PSS pendant les perturbations majeures du système. C'est notre objectif dans la section suivante.

VI.3.3.1.4. Solution possible

Puisque l'objectif principal du PSS avec des signaux distants est d'améliorer l'amortissement d'un mode interrégional critique, le signal sélectionné (le signal d'entrée) doit fournir une observabilité suffisante de ce mode. En raison de la réponse du système électrique à des contingences extrêmes et des bouleversements majeurs, il peut être difficile, voire impossible,

de trouver le signal désiré (devrait avoir une bonne observabilité au mode interrégional concernée tout en réalisant une bonne performance de PSS pendant les perturbations majeures du système). L'expérience avec d'autres signaux de stabilisation a montré que le problème d'excursion produit par le PSS est fortement réduit lorsque la puissance d'accélération est utilisée comme signal d'entrée [171,174]. Le signal de l'accélération de puissance est le résultat d'une combinaison de signaux de puissance électrique et mécanique, comme indiqué par (VI.14).

$$P_a = P_m - P_e \quad (\text{VI.14})$$

où P_m est la puissance mécanique, P_e est la puissance électrique et P_a est la puissance d'accélération.

Le signal de puissance électrique est utilisé pour fournir l'amortissement nécessaire tandis que le signal de puissance mécanique est utilisé pour réduire l'excursion de tension aux bornes lors de perturbations importantes. Sur la base du même principe, le signal désiré pour un WADC peut être dérivé en combinant deux signaux. Après une perturbation dans le système, les fréquences des différents générateurs fonctionnant de manière synchrone dans un grand système interconnecté varieront dans le même sens (voir Fig.VI.12). Par conséquent, si le signal de différence de vitesse ($\Delta\omega_j - \Delta\omega_k$) des machines j et k est utilisé comme entrée, le problème d'excursion peut être résolu. La Fig.VI.13(a) montre la bonne réponse du signal combiné par rapport aux signaux individuels lorsque la charge sur le bus 7 est augmentée de 5%.

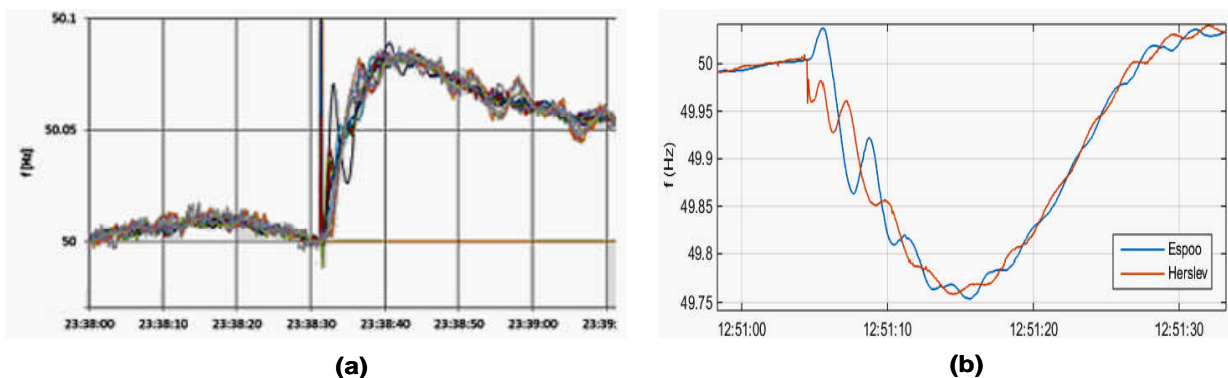


Fig.VI.12. Enregistrement de la fréquence du système après des perturbations sévères dans le système ENTSO-E. (a). Fréquence à différents endroits après une perte de charge (2000 MW). (b). Fréquence de deux sites (Espoo: Finlande du Sud et Herslev: Danemark) après une perte de 580 MW

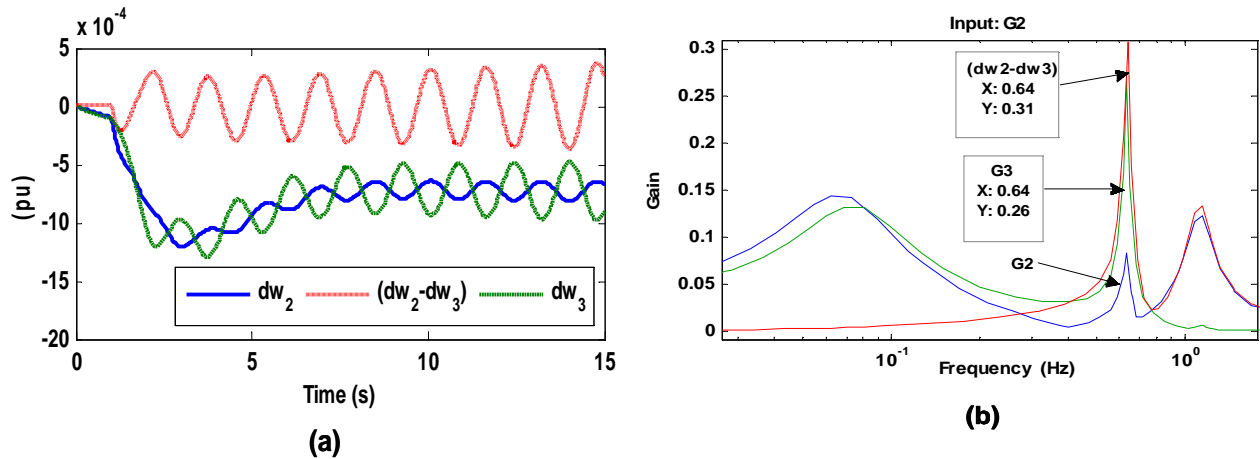


Fig.VI.13. Avantages du signal combiné. (a). Réponses du signal combiné et des signaux individuels. (b). Réponses fréquentielles (SIMO)

Par conséquent, le PSS n'affecte pas la tension aux bornes si le signal combiné est utilisé comme entrée et le problème de saturation sera évité. D'un autre côté, le signal combiné devrait fournir une observabilité élevée pour le mode d'intérêt interrégional. Généralement, si deux machines dans des groupes de générateur oscillent l'une contre l'autre dans un mode interrégional, les indices d'observabilité de ce mode à partir des vitesses de rotation des deux machines ont des signes opposés. Ensuite, la magnitude de l'indice d'observabilité à partir du signal de différence de vitesse de ces deux machines sera plus grande que chacun des indices d'observabilité individuels [150,176], discussion de [175]. Par conséquent, si un PSS est utilisé à la machine j (haute contrôlabilité) en utilisant un signal distant de la machine k (haute observabilité), le signal $(\Delta\omega_j - \Delta\omega_k)$ est le signal désiré. Le signal distant est utilisé pour fournir l'amortissement requis du mode interrégional critique, tandis que le signal local est utilisé pour atténuer l'écart de sortie de PSS lors de perturbations sévères ce qui permet au PSS de fournir un amortissement sans affecter la tension de générateur et, par conséquent, réduit la probabilité de saturation du PSS. Les réponses en fréquence correspondantes sur la Fig.VI.13(b) confirment clairement que le signal combiné est plus efficace que les signaux individuels pour amortir le mode interrégional.

Tableau VI.5 : Performance d'amortissement du signal combiné

Mode	Freq	Damp
Mode local (région 1)	1.16	0.27
Mode local (région 2)	1.28	0.19
Mode interrégional	0.66	0.12

La Fig.VI.13(b) montre également que le signal combiné a la sensibilité désirable pour ajouter un amortissement au mode local de la région 1 contrairement au signal individuel ($\Delta\omega_3$), comme on peut le voir dans le Tableau VI.5. Il convient de noter que des formes alternatives de WADC ont été développées en utilisant des signaux combinés comme signaux d'entrée [150,176,177,179,182]. Cependant, dans ces travaux, les signaux combinés sont utilisés en raison de leur efficacité à améliorer l'amortissement des modes interrégionaux; leur avantage pendant les perturbations du système n'est pas étudié et n'est pas connu.

VI.3.3.1.5. Application

Afin d'étudier les performances de la solution proposée pendant les perturbations transitoires, nous avons effectué le test suivant (il est à noter que le signal distant est toujours appliqué au PSS en G2.): Un défaut triphasé est appliqué au bus 8 (Fig.VI.4) pendant une durée de 100 ms. Le défaut est éliminé sans coupure de ligne mais 35 % de la charge au bus 9 est déclenchée (100 ms après l'élimination du défaut). La Fig.VI.14(a) montre la réponse du système pendant cet événement. La perte de charge entraîne une excursion de fréquence considérable, entraînant la saturation du PSS (avec signal d'entrée individuel) pendant plusieurs secondes provoquant l'abaissement de la tension aux bornes du générateur (en raison du gain négatif de PSS, la tension est diminuée et pas augmentée). Pour ces types d'événements, tout stabilisateur aura tendance à varier la tension dans la mauvaise direction et à réduire les performances de stabilité transitoire [169,172]. Pendant les événements sévères, le PSS peut échouer ou fonctionner incorrectement, ce qui peut entraîner un déclenchement de la machine [169], comme on peut le voir sur la Fig.VI.14(b) lorsque le G1 est perdu. Il est clair à partir de cette figure que le PSS ne parvient pas à se remettre de la saturation, perdant ainsi le contrôle dynamique de la tension et le système perd le synchronisme après 13 sec. Il est alors nécessaire de déconnecter le signal de stabilisation.

Cependant, le signal combiné peut fournir un amortissement efficace du mode interrégional sans affecter négativement la tension aux bornes, comme on peut le voir sur les figures. Ceci permet une réponse transitoire bien améliorée, tout en assurant que le PSS est disponible pour amortir les oscillations du système.

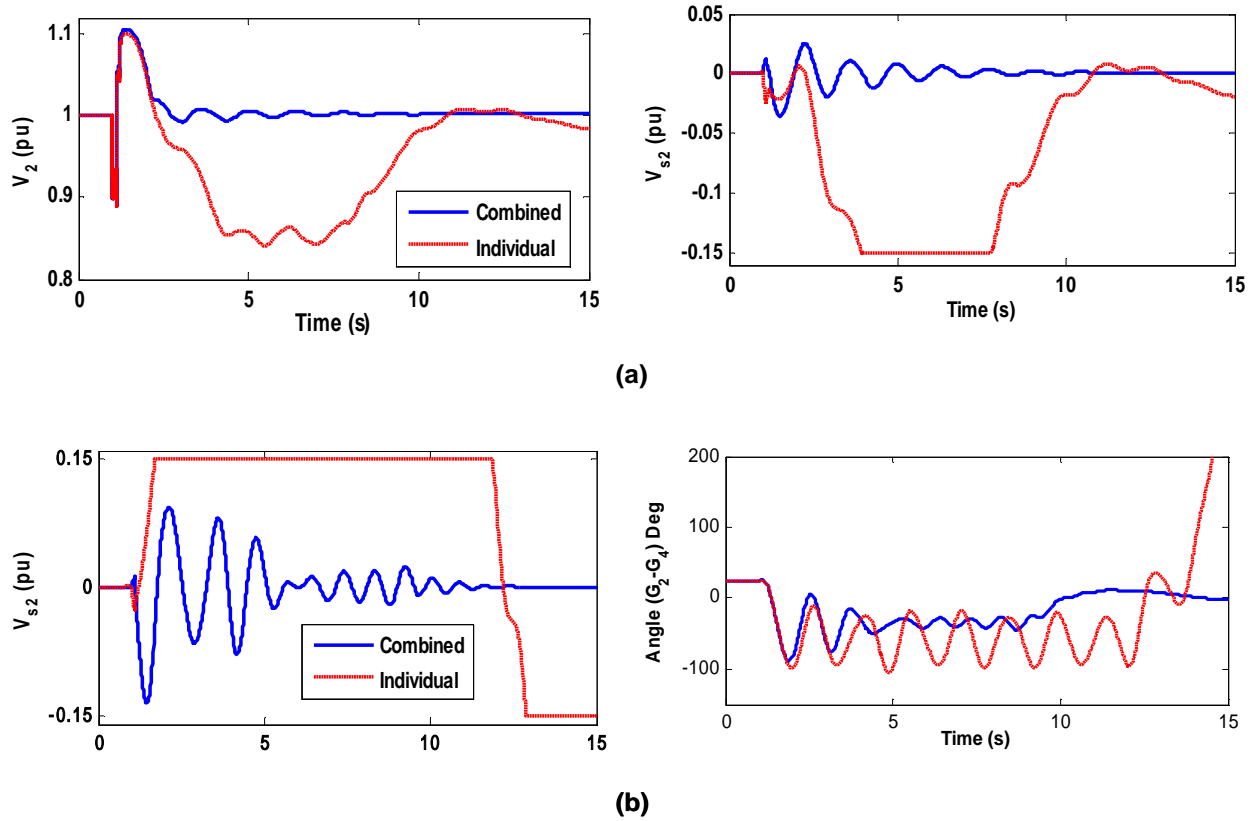


Fig.VI.14. Réponse du PSS avec un signal combiné. (a). Grande perte de charge: 35% au bus 9. (b). Perte importante de génération: générateur G1

VI.3.3.1.6. Application au système d'électrique de la Nouvelle-Angleterre

Dans cette partie de l'étude, nous utilisons le système de la Nouvelle-Angleterre illustré à la Fig.VI.15 (Connu comme: New England 10-machine 39-bus system) pour illustrer l'utilité de notre approche dans un système plus grand. Les détails des données du système sont donnés dans [183]. Le système est implémenté dans MATLAB SPS. Ce modèle Matlab du système Nouvelle-Angleterre a été validé au préalable dans [184]. Chaque générateur est équipé d'un exciteur statique ($K_A = 200$, $T_A = 0,015$) et d'un régulateur de turbine à vapeur. Les charges sont modélisées comme des impédances constantes. Le modèle est linéarisé autour d'un point de fonctionnement nominal. L'analyse modale montre que ce système a plusieurs modes locaux et interrégionaux (neuf modes) qui ne sont pas suffisamment amortis; en effet, trois valeurs propres ont des parties réelles positives (voir Fig.VI.16(a)) montrant que le système a des oscillations instables. Cela est dû aux les AVR à réponse rapide et à gain élevé.

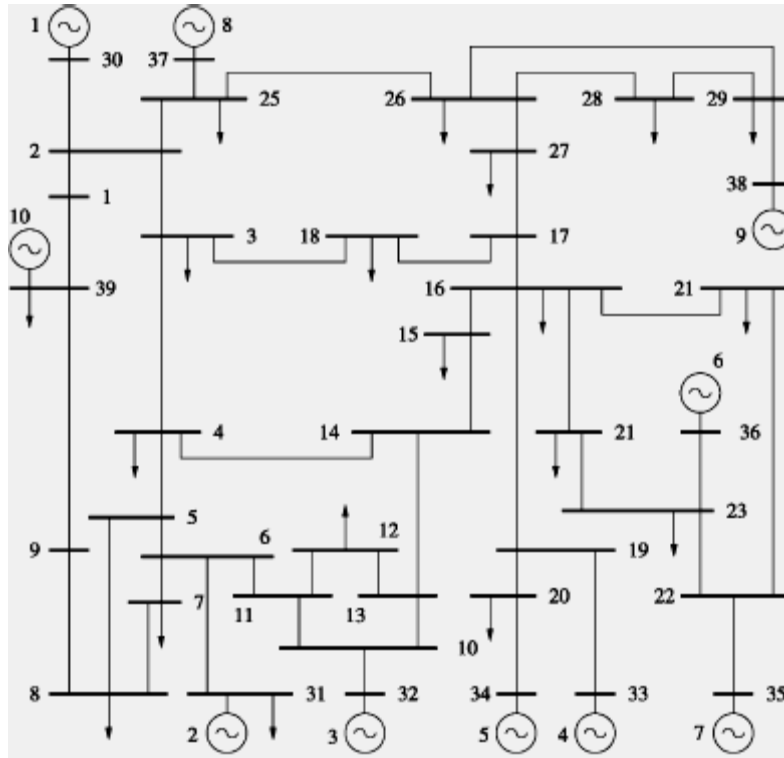


Fig.VI.15. Système d'électrique de la Nouvelle-Angleterre

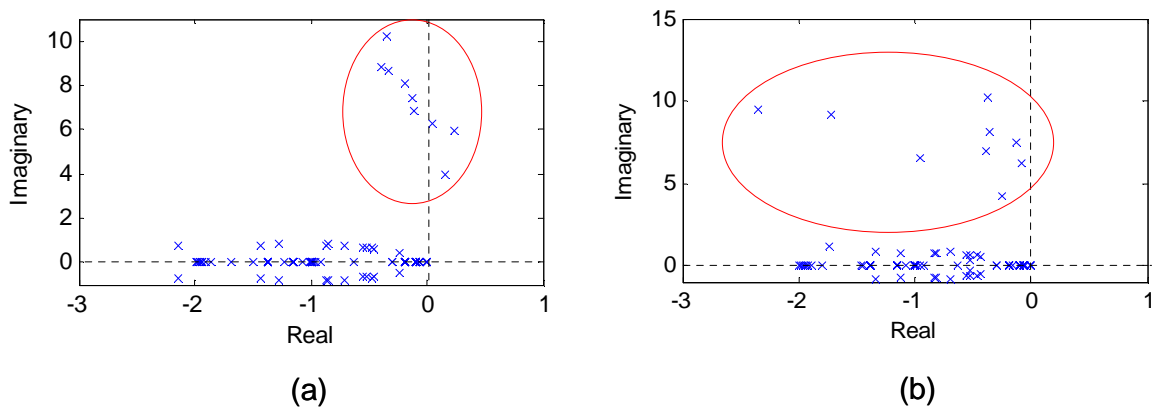


Fig.VI.16. Valeurs propres du système. (a). Sans PSSs. (b). Avec PSSs

Pour améliorer l'amortissement des modes d'oscillation, les générateurs G4, G7 et G9 sont équipés de PSS. Les paramètres de PSS peuvent être trouvés dans [185]. On peut voir sur la Fig.VI.16(b) que les PSS stabilisent avec succès le système et amortissent les modes instables. Il existe un mode d'oscillation interrégional avec 0,987 Hz, dans lequel G9 et G5 sont les générateurs les plus impliqués. Pour montrer la performance de la solution proposée, un signal distant ($\Delta\omega$ de G9), où le mode est hautement observable est utilisé comme entrée dans le PSS à G4.

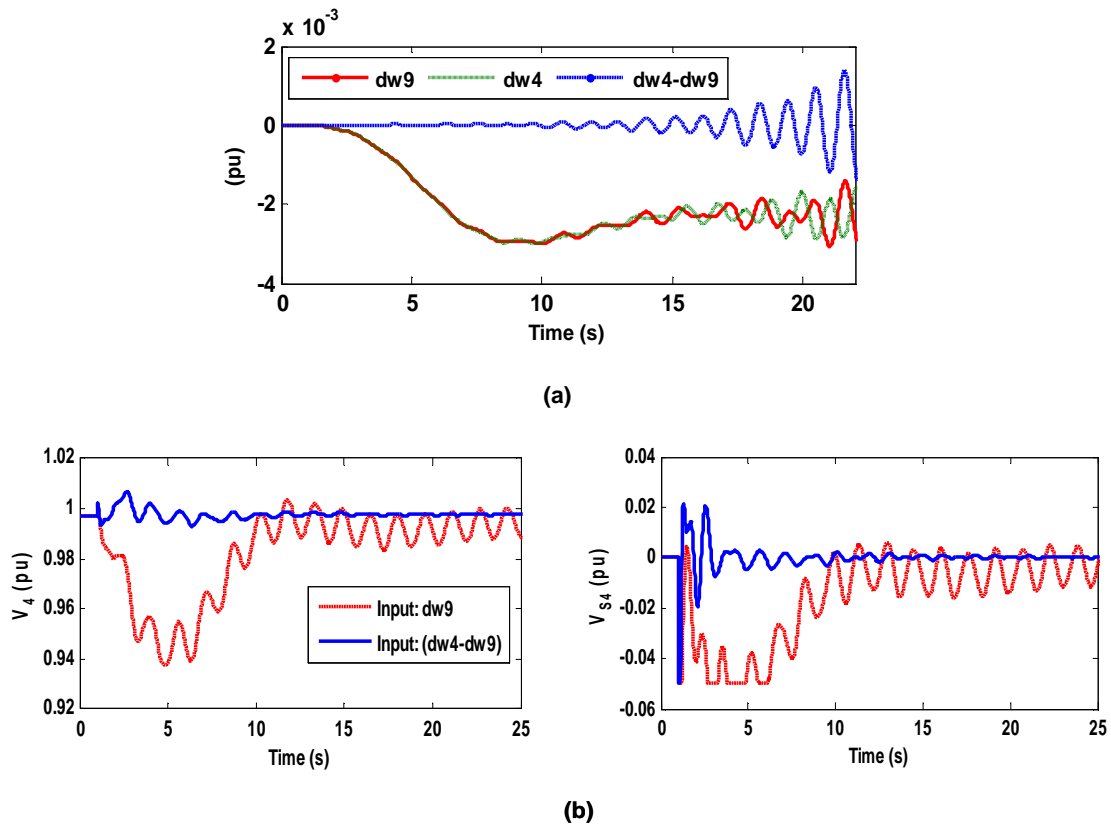


Fig.VI.17. Application au système d'électricité de la Nouvelle-Angleterre. (a). Réponses du signal combiné et des signaux individuels. (b). Grande perte de charge: la charge au bus 29

La Fig.VI.17(a) montre les réponses du signal combiné et des signaux individuels sans PSS lorsque 70% de la génération à G6 est perdue (à $t = 1$ s). La Fig.VI.17(b) montre les résultats avec des PSS lorsque la charge sur le bus 29 est déclenchée. Il ressort de ces figures que le signal combiné donne d'excellentes performances pour les deux perturbations. En revanche, le PSS provoque de grandes excursions dans la tension de générateur quand le signal local n'est pas utilisé, où la sortie de PSS atteint sa limite comme on peut le voir sur la Fig.VI.17(b). Il est à noter qu'un gain négatif est utilisé en G4 lorsque le signal individuel ($\Delta\omega_9$) est utilisé comme entrée.

VI.3.3.1.6. PSS avec deux boucles

Une approche prometteuse consiste à utiliser une boucle de contrôle avec signal distant en tant que boucle supplémentaire fonctionnant en parallèle avec la boucle locale (voir Fig.VI.18(a)). Cette approche est bien abordée dans la littérature [150,177-181]. Le premier signal de contrôle au premier niveau (boucle locale) doit fournir un amortissement pour les modes locaux et le deuxième signal de contrôle au deuxième niveau (boucle avec signal

distant) doit fournir un amortissement pour les modes interrégionaux. Le signal de contrôle total appliqué à la référence de tension de la machine est la somme de ces deux signaux de contrôle.

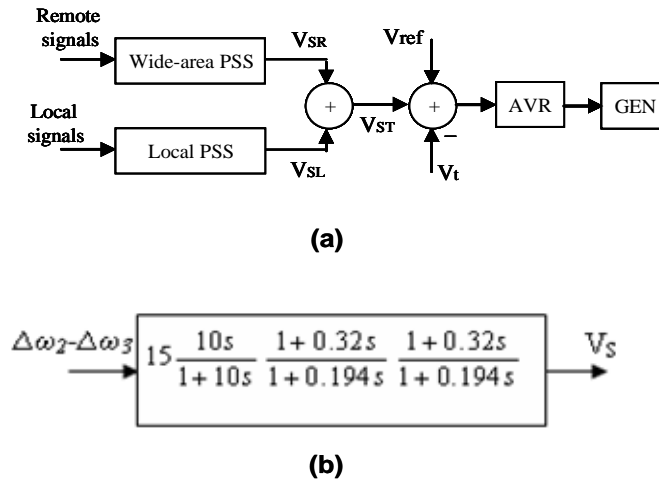


Fig.VI.18. PSS à deux niveaux (deux boucles). (a) Structure de PSS. (b). Schéma fonctionnel de la boucle conçue avec un signal à distance

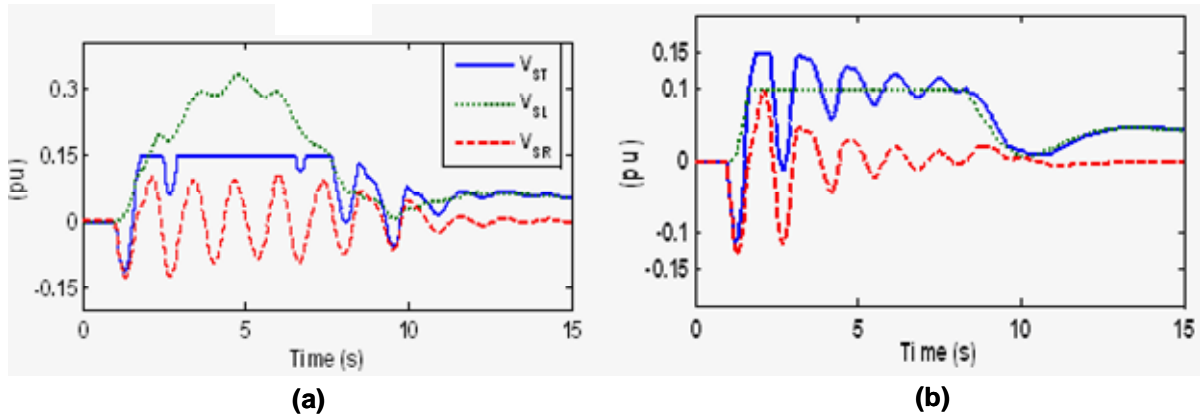


Fig.VI.19. Réponses des trois signaux de contrôle. (a). Sans limite de sortie sur la boucle locale. (b). Avec des limites de sortie plus bas sur la boucle locale (± 0.1)

Si les excursions des deux signaux de contrôle (V_{SR} et V_{SL}) sont dans la même direction (c'est-à-dire ont la même signe), l'excursion du signal de contrôle total V_{ST} pendant les conditions transitoires sera plus grande que chacun des deux signaux de contrôle (V_{SR} et V_{SL}) dans lesquels la saturation du PSS devient plus probable. Dans [179], une conception multi-boucles (plus de deux) est utilisée. Habituellement, la boucle locale est un PSS conventionnel conçu par des méthodes classiques, c'est-à-dire que la boucle avec un signal distant est ajoutée au PSS existant. Afin d'étudier ce problème, une boucle avec un signal d'entrée combiné a été ajoutée au PSS local en G2. Le contrôleur de la boucle à signal combiné est conçu par la

méthode du résidu décrite ci-dessus. La compensation de phase requise est donnée par (VI.7) et le contrôleur obtenu est donné sur la Fig.VI.18(b). La Fig.VI.19(a) montre la réponse des trois signaux de contrôle (V_{SL} : signal de contrôle local, V_{SR} : signal de contrôle à distance et V_{ST} : signal de contrôle total) lorsque 60 % de la charge sur le bus 9 est perdue. Le problème de saturation du signal total peut être résolu en utilisant des limites de sortie inférieures sur le PSS local, comme on peut le voir sur la Fig.VI.19(b), ou en déconnectant la boucle locale avec une petite constante de temps lorsque le signal de contrôle total se bloque à l'une de ses limites pendant une durée suffisante.

VI.3.3.2. Amélioration par HVDC

Comme le système d'excitation, les systèmes HVDC et les dispositifs FACTS (Flexible Alternating Current Transmission Systems) peuvent également être équipés par PSS pour améliorer l'amortissement des oscillations du système. Les systèmes HVDC ont l'avantage inhérent d'amortir les oscillations interrégionales par rapport aux PSS et aux dispositifs FACTS. Le contrôle de puissance HVDC est plus flexible et pratique que celui des générateurs. Les liaisons HVDC jouent un rôle important dans l'amortissement des oscillations interrégionales dans plusieurs systèmes à travers le monde [28,34,126,133,136]. La capacité ajustable de la liaison HVDC est très grande, pouvant atteindre 20 % de sa puissance nominale et même 40 % pour un temps court.

Pour montrer l'efficacité de la liaison HVDC pour améliorer l'amortissement des oscillations interrégionales, le système à deux régions est représenté sur la Fig.VI.20 avec une transmission HVDC au lieu d'une ligne AC. Le HVDC est un type monopolaire conventionnel basé sur le système de référence de la CIGRE. La puissance transportée par la liaison HVDC est de 250 MW.

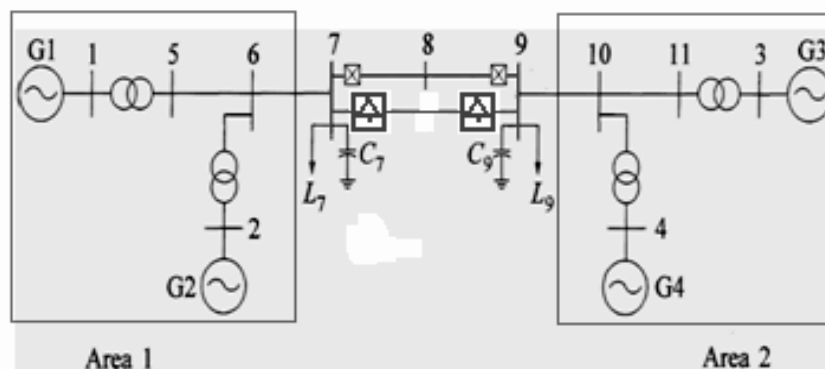


Fig.VI.20. Système à deux régions avec une ligne HVDC

Sur la base de l'étude présentée dans [186] sur le même système représenté sur la Fig.VI.20, l'ajout d'une ligne HVDC sans augmenter le transfert de puissance total entre les deux régions a un effet similaire sur le mode interrégional à l'ajout d'une ligne AC. L'étude a également montré que l'ajout de la ligne HVDC a un faible impact sur l'amortissement du mode interrégional et que le mode interrégional n'est pas très sensible au type de commandes HVDC utilisées. Par conséquent, le même contrôleur conçu ci-dessus par la méthode du résidu est utilisé ici pour la liaison HVDC comme indiqué sur la Fig.VI.21. Il est à noter que les deux PSS locaux sont toujours en service à G2 et G4. Un défaut triphasé est appliqué au bus 7 pendant une durée de 100 ms et éliminé sans interruption de ligne. Les résultats de la simulation avec (courbes WPC) et sans (courbes NPC) modulation de puissance DC sont présentés sur la Fig.VI.22. On peut voir sur la figure que le contrôle de puissance DC améliore grandement l'amortissement du mode interrégional.

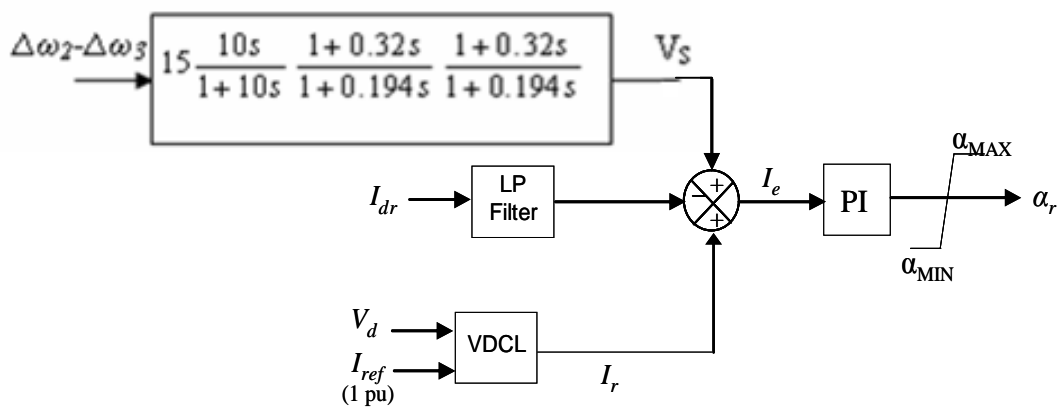


Fig.VI.21. Contrôleur de courant avec PSS

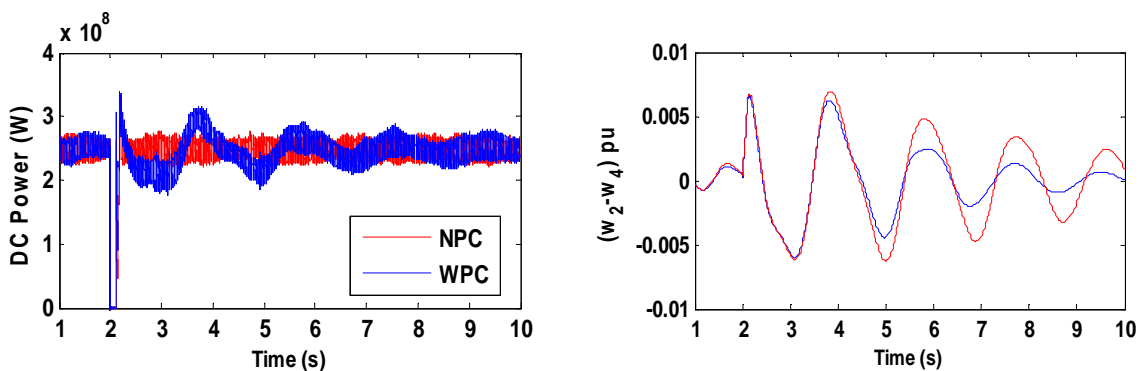


Fig.VI.22. Simulation d'un défaut triphasé avec et sans modulation de puissance DC

VI.4. Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons présenté les définitions et les caractéristiques des différents types de stabilité d'un système électrique. Généralement, il existe trois types de stabilité: stabilité de l'angle de rotor, de la tension et de la fréquence. Dans ce chapitre nous avons étudié en particulier la stabilité dynamique des systèmes électriques. A cet égard nous avons présenté une solution pour éviter les problèmes d'excursion et de saturation du signal de stabilisation lors des perturbations majeures du système. . Nous avons également étudié la contribution du system HVDC pour améliorer ces deux types de stabilité. Les résultats obtenus par les simulations confirment que le système HVDC est un moyen efficace d'améliorer la stabilité et donc la fiabilité et robustesse des systèmes électriques interconnectés d'aujourd'hui.

**Chapitre VII : Apport du système
HVDC a l'amélioration de la stabilité
transitoire des réseaux électriques**

VII.1. Introduction

La première partie de ce chapitre traite de la contribution de système HVDC à l'amélioration de la stabilité transitoire des systèmes électriques. A partir des résultats obtenus dans ce chapitre et dans les deux chapitres précédents, dans la deuxième partie de ce chapitre, nous étudions l'impact et les avantages potentiels des liaisons HVDC entre l'Afrique du Nord et l'Europe sur les performances dynamiques du système européen. Puisque cet objectif nécessite un modèle détaillé du système européen et cela est très difficile parce que le système européen est un système très vaste et complexe, l'impact et les avantages potentiels des liaisons HVDC sur le système européen seront analysés et discutés sur la base de quelques rapports techniques publiés par l'ENTSO-E et de l'expérience acquise dans le cadre de projets AC/DC existants dans le monde.

VII.2. Etude de la stabilité de l'angle de rotor aux grandes perturbations (stabilité transitoire)

VII.2.1. Système monomachine

Le concept de stabilité transitoire est généralement étudié avec un système monomachine. Un système monomachine est une représentation en fait simplifiée d'un système multimachines ou seule la machine la plus perturbée est considéré, le reste du réseau étant réduit à un réseau équivalent groupé en un nœud de puissance infinie. Pour un tel nœud la tension est constante en module et en phase. Dans le fonctionnement normal d'un réseau monomachine, la puissance fournie par le générateur compense exactement la puissance demandée par le réseau. Toute perturbation (court circuit, variation de la charge, etc.) entraîne une rupture de l'équilibre production-consommation. Le système sera dit stable s'il est apte à surmonter cette perturbation.

La Fig.VII.1 représente le schéma simple d'un alternateur connecté par un transformateur de réactance X_T et une ligne de réactance X_L à un réseau de puissance infinie caractérisé par une tension \bar{V}_r constante en module et en phase quels que soient les phénomènes affectant le réseau situé en amont qui lui est raccordé. \bar{V} est la tension aux bornes de l'alternateur.

En remplaçant le générateur par une source de tension constante \bar{E} derrière une réactance X_d (modèle classique), on a le schéma équivalent du système monomachine donné par la Fig.VII.2. Dans le schéma, la ligne et le transformateur sont représentés par la réactance X_E .

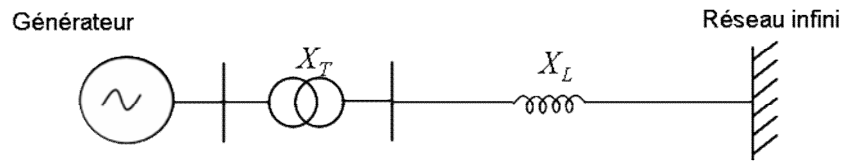


Fig.VII.1. Système monomachine

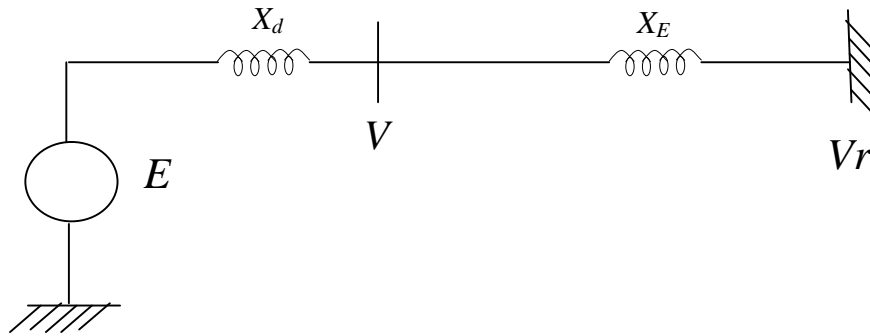


Fig.VII.2. Schéma équivalent d'un système monomachine

VII.2.1.1. Equation de mouvement du générateur

Elle est de la forme:

$$\frac{d^2 \delta}{dt^2} = \frac{\omega_s}{2.H} \cdot (P_m - P_e) \quad (\text{VII.1})$$

H : la constante d'inertie.

ω_s : la vitesse de synchronisme.

P_m : la puissance mécanique fournie au générateur.

P_e : la puissance électrique du générateur.

La puissance électrique active fournie par la machine est[35]:

$$P_e = \frac{E.V_r}{X_d + X_E} \sin \delta \quad (\text{VII.2})$$

Où, δ est l'angle rotorique, c'est le déphasage entre \bar{E} et \bar{V}_r .

L'équation (VII.2) est représentée graphiquement par la Fig.VII.3. La puissance maximale transmise est telle que :

$$P_{\max} = \frac{EV_r}{X_d + X_E} \quad (\text{VII.3})$$

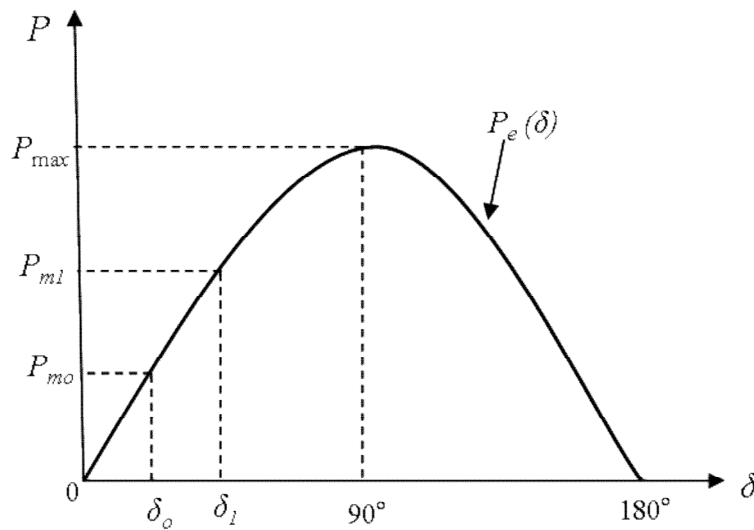


Fig.VII.3. Relation puissance-angle de rotor

D'après la Fig.VII.3, on peut voir que lorsque la puissance augmente, δ augmente jusqu'à atteindre 90° lorsque P_e atteint son maximum. Au delà de $\delta = 90^\circ$, la puissance diminue jusqu'à $\delta = 180^\circ$, $P_e = 0$. C'est ce que l'on appelle la relation puissance-angle qui décrit la puissance transmise en fonction de l'angle de rotor. Il est clair de l'équation (VII.3) que la puissance maximale est une fonction des tensions du générateur et du bus infini, et plus important encore, une fonction de la réactance du système de transmission; plus la réactance est grande (par exemple, plus les circuits de transmission sont longs ou faibles), plus la puissance maximale est basse.

La Fig.VII.3 montre que pour une puissance d'entrée donnée au générateur P_{mo} , la puissance de sortie électrique est P_{eo} (égale à P_{mo}) et l'angle de rotor correspondant est δ_o . Lorsque la puissance mécanique est augmentée à P_{ml} , l'angle du rotor avance vers δ_l , pour pouvoir fournir une puissance supplémentaire à la charge. Cependant, le rotor ne peut pas accélérer instantanément, mais trace la courbe jusqu'au point $P_e = P_{ml}$. A ce point de fonctionnement, la

vitesse du rotor est supérieure à la vitesse synchrone et l'angle continue d'augmenter. Le rotor va dépasser l'angle δ_I jusqu'à ce qu'un couple oppose suffisant soit développé pour arrêter cette accélération. L'énergie supplémentaire va entraîner le ralentissement du rotor et la diminution de l'angle de rotor. Suivant l'inertie et l'amortissement du système, les oscillations de l'angle de rotor résultant vont ou s'amortir, et la machine restera stable, ou diverger, et deviendra instable en perdant le synchronisme avec le système [151].

VII.2.1.2. Critère d'égalité des aires

Le concept de stabilité peut être expliqué par une approche graphique simple, à savoir le critère d'égalité des aires [187,188]. Cette approche regroupe le comportement dynamique du générateur tel que défini par l'équation du mouvement et la relation $P_e(\delta)$.

Considérons un défaut triphasé sur la ligne de transmission du système précédent (Fig.VII.1) éliminé après quelques cycles. Ceci va modifier l'écoulement de puissance et, par conséquent, l'angle rotorique δ . La Fig.VII.4 indique la courbe $P_e(\delta)$ tenant compte du défaut. En dessous de cette courbe, nous pouvons considérer deux zones [188]:

- La zone A1, dite zone d'accélération ou d'accumulation d'énergie se situe au-dessous de la droite horizontale correspondant au point de fonctionnement initial (la droite de charge). Elle est limitée par les deux angles du rotor δ_o et δ_I correspondant respectivement à l'apparition et à l'élimination du défaut. Avant l'élimination du défaut, l'angle δ a évolué du point 2 au point 3 et le rotor a absorbé une énergie cinétique proportionnelle à la surface A_1 (Fig.VII.4(a)). A l'instant t_I de l'élimination du défaut, correspondant à δ_I , la puissance évolue du point 3 au point 5. P_e retrouve une valeur supérieure à P_m .
- La zone A2, dite zone de décélération ou restitution d'énergie qui commence après l'élimination du défaut, se situe en dessus de la droite de charge. A partir du point 5 la vitesse du rotor va diminuer mais l'angle δ va augmenter jusqu'à ce que les surfaces A_1 et A_2 soient égales. La surface A_1 correspond à l'énergie cinétique absorbée par le rotor lors du défaut et A_2 à sa restitution après élimination du défaut.

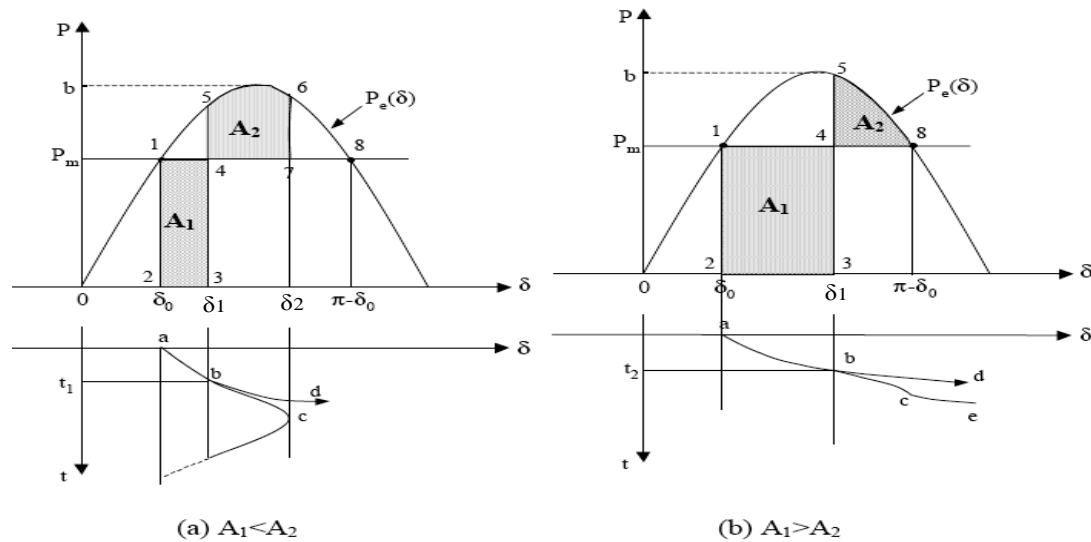


Fig.VII.4. Variation d'angle de rotor du générateur suite à un défaut de transmission [188]. (a). Temps d'élimination du défaut court. (b). Temps d'élimination long

Dans ces conditions, on a deux cas :

- Si le rotor peut rendre dans la zone A_2 toute l'énergie cinétique acquise durant la première phase, le générateur va retrouver sa stabilité, (Fig.VII.4(a)).
- Si la zone A_2 ne permet pas de restituer toute l'énergie cinétique (Fig.VII.4(b)), l'angle interne va donc dépasser le point 8 correspondant à l'instabilité du système, car dans cette situation P_e est inférieur à P_m ce qui entraîne une accélération du rotor et une instabilité du système. La stabilité de ce dernier est fonction de la durée du défaut.

Par conséquent, les contrôleurs de la stabilité peuvent améliorer la stabilité transitoire soit en diminuant la zone d'accélération (zone A_1), soit en augmentant la zone de décélération (zone A_2). Cela peut être réalisé soit en augmentant la puissance électrique, soit en diminuant la puissance mécanique.

Le critère d'égalité des aires permet de déterminer la stabilité à l'aide de moyens graphiques.

Bien que cette méthode ne soit généralement pas applicable aux systèmes multimachines, elle constitue une aide précieuse pour comprendre le phénomène de stabilité transitoire dans un système multimachine.

VII.2.2. Amélioration de la stabilité transitoire

VII.2.2.1. Amélioration par régulateur de tension

L'objectif principal de la stabilité transitoire est de maintenir le synchronisme pendant et suivant une perturbation sévère sachant que la première oscillation a une importance

déterminante. Durant cette phase, le générateur est soumis à une variation considérable de sa puissance électrique et ainsi à une accélération (ou décélération) de son rotor. Le régulateur de tension AVR (Automatic Voltage Regulator) a une influence directe sur la puissance électrique développée par la machine. Au niveau des groupes de production, un régulateur de tension agit sur la tension d'excitation commandant le courant rotorique de la machine de façon à asservir la tension statorique à une valeur de consigne fixée a priori [151,188]. Dans le cas de forte perturbation, le régulateur de tension peut améliorer la stabilité transitoire. En raison de la rapidité des phénomènes d'instabilité angulaire, l'action de contrôle doit être suffisamment rapide pour éviter la perte de synchronisme. Par conséquent, un système d'excitation rapide et puissante (un système d'excitation à gain élevé et réponse rapide) est nécessaire pour améliorer efficacement la stabilité transitoire. L'introduction de schémas d'excitation statique a rendu cela pratique. Une réponse rapide du système d'excitation va augmenter la puissance électrique et le couple synchronisant produits pendant la première oscillation. Par conséquent, la puissance électromagnétique disponible va entraîner une diminution importante de l'accélération de l'angle de rotor bien avant d'atteindre la limite de la stabilité transitoire qui augmente la marge de stabilité [151].

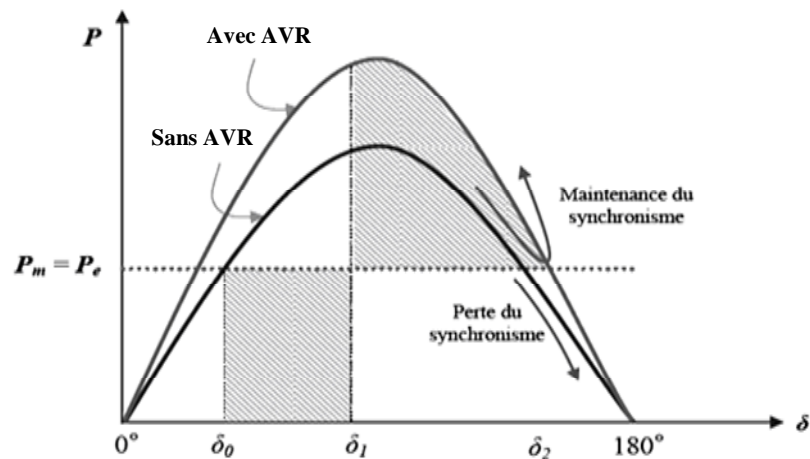


Fig.VII.5. Influence du régulateur de tension [151]

Ceci peut être expliqué comme suit. Lors d'un défaut, la tension à la sortie du générateur diminue. Une erreur de la régulation ΔV force donc le régulateur de tension à augmenter le courant d'excitation du générateur. Cette augmentation du courant d'excitation a un effet sur la caractéristique $P_e(\delta)$ qui s'accroît, entraînant une augmentation de l'aire A_2 (Fig.VII.5) et donc une marge de stabilité plus grande.

Pour montrer l'effet du régulateur de tension sur la stabilité transitoire, le système donné sur la Fig.VII.6 est utilisé. Le système est un réseau monomachine de 500 kV dont les paramètres complets sont décrits dans [189]. Nous simulons un court-circuit triphasé symétrique au nœud B de durée 150 ms. La Fig.VII.7 montre les résultats de ce défaut pour les deux cas avec et sans AVR. Comme le montrent les résultats de simulation, le système sans régulateur est instable. La figure montre que l'introduction du régulateur de tension stabilise le réseau. La régulation de tension est un exciteur statique de type IEEE1 dont les paramètres sont donnés dans [189].

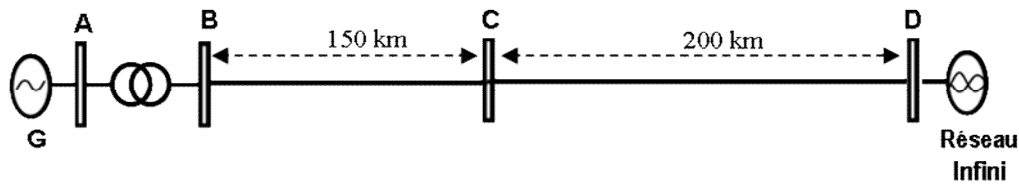


Fig.VII.6. Le schéma global de réseau étudié.

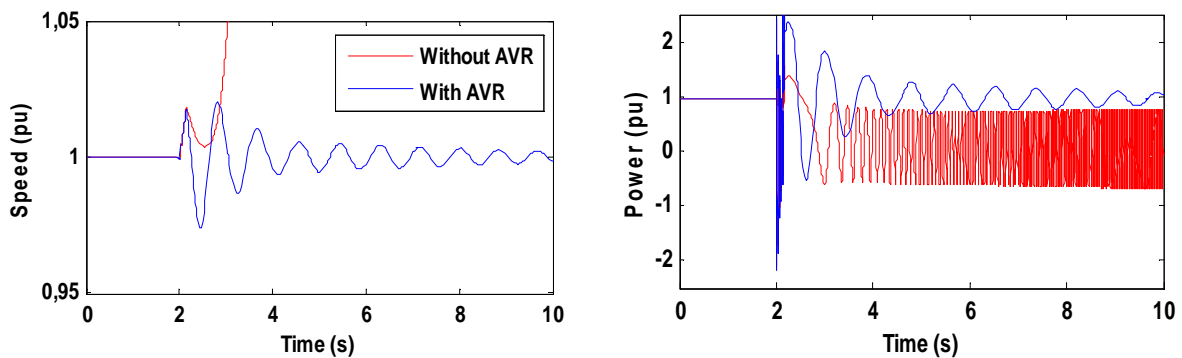


Fig.VII.7. Résultats des simulations pour un court-circuit triphasé avec et sans AVR

Cependant, l'action puissante et rapide du système d'excitation pour améliorer la stabilité transitoire peut réduire l'amortissement des oscillations du système (voir la Fig.VII.8) et même, dans certains cas, provoquer une instabilité dynamique. C'est parce que le système d'excitation subit un temps de retard inévitable et le courant d'excitation ne peut donc pas changer immédiatement après l'identification du changement désiré d'excitation. Ce problème peut être résolu en ajoutant au générateur un stabilisateur de puissance PSS (Power System Stabiliser). Ce contrôleur détecte les variations de vitesse de rotor ou de puissance électrique du générateur et applique un signal, adapté, à l'entrée du régulateur de tension (AVR). Le PSS va s'opposer à toutes les faibles oscillations en forçant le système d'excitation à varier d'une manière adéquate. Depuis son introduction au début des années 1960, le PSS

s'est avéré être l'un des moyens fondamentaux pour améliorer la stabilité globale des réseaux électriques et a fait l'objet de progrès significatifs [167,168]. Une description détaillée de PSS ainsi que sa fonction et sa conception sont données dans [166,153].

Pour un défaut de durée 150 ms, la Fig.VII.9 montre que la régulation de tension combinée à un PSS présente une meilleure performance et ce par rapport à la régulation de tension seule. Le PSS est de type conventionnel (type PSS1A) et ses paramètres sont donnés dans [164].

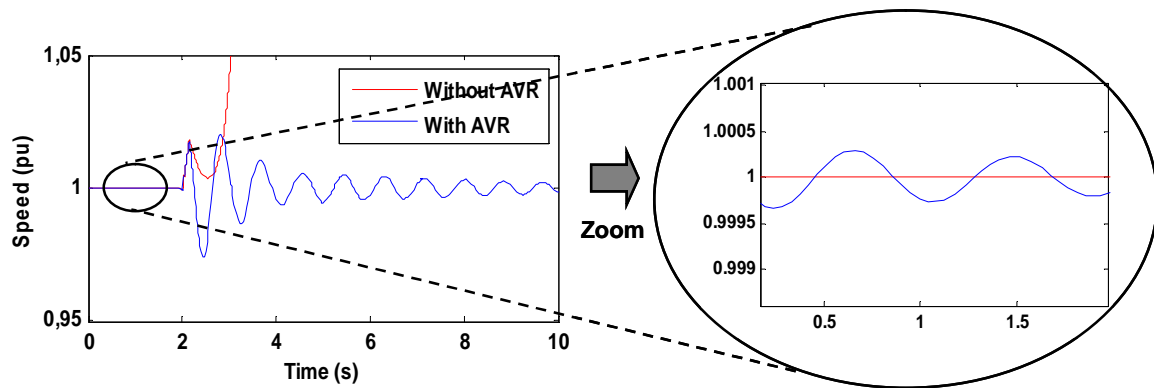


Fig.VII.8. Effet négatif de l'AVR

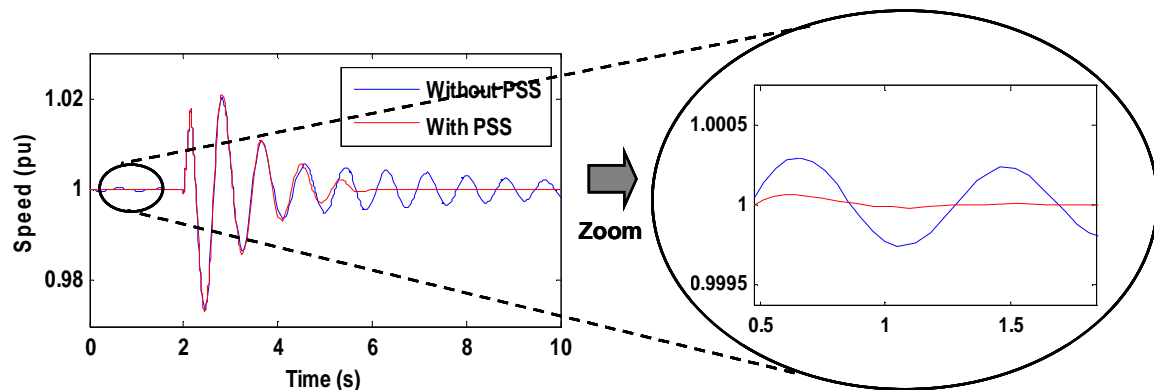


Fig.VII.9. Performance du PSS dans l'amortissement des oscillations du système

VII.2.2.2. Amélioration par HVDC

Il existe plusieurs possibilités pour améliorer la stabilité transitoire, dite stabilité de première oscillation dans un système électrique. Une option adéquate est d'utiliser la bonne performance du HVDC si il est disponible dans le système. Dans cette section, notre objectif est de montrer que les convertisseurs ont un impact bénéfique sur la stabilisation de la puissance fournie par une génératrice synchrone.

Dans bien des cas, la capacité des lignes AC constituant un axe de transfert d'énergie ne peut pas être pleinement exploitée, en raison des limites de stabilité transitoire ou de la tension.

L'ajout d'une liaison HVDC parallèle aux lignes AC n'a pas seulement pour gros avantage d'accroître la capacité de transit de puissance du réseau mais aussi de stabiliser le système par une amélioration efficace de stabilité transitoire et dynamique et par un soutien dynamique de la tension sur les lignes AC parallèles [126]. Les liaisons HVDC sous les commandes traditionnelles, ne fournissent pas d'effets de synchronisation ou d'amortissement en réponse aux perturbations du côté AC. Cependant, la contrôlabilité d'une liaison HVDC est intrinsèquement rapide et cela peut être utilisé pour moduler le flux de puissance DC après l'élimination du défaut pour produire une énergie de décélération suffisante pour améliorer la stabilité transitoire.

La limite de la restauration de la stabilité transitoire se traduit mathématiquement par l'égalité des aires de la zone A_1 et de la zone A_2 (Fig.VII.10), la stratégie de contrôle par HVDC peut améliorer la stabilité par l'augmentation de la zone de décélération ou restitution d'énergie (zone A_2). L'examen de la Fig.10 montre que l'aire A_1 ($A_{1ac} + A_{1dc}$) d'accumulation d'énergie est supérieur à l'aire A_2 correspondant à l'aire de restitution d'énergie.

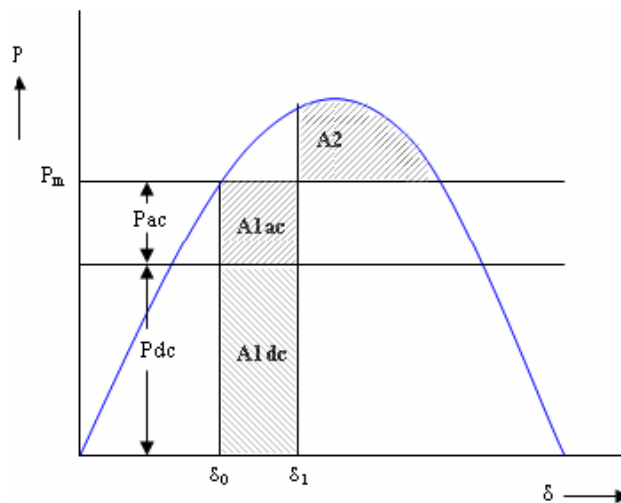


Fig.VII.10. Aires d'accélération et de décélération

Le critère des aires conduit à trouver un système qui puisse contribuer à accroître la capacité de la zone de restitution d'énergie en contribuant à fournir la différence manquante à la zone A_2 pour égaliser A_1 , B_{dc} dans la Fig.VII.11 étant cette aire complémentaire apportée par le système HVDC. Elle est telle que :

$$B_{dc} = (A_{1ac} + A_{1dc}) - A_2 \quad (\text{VII.4})$$

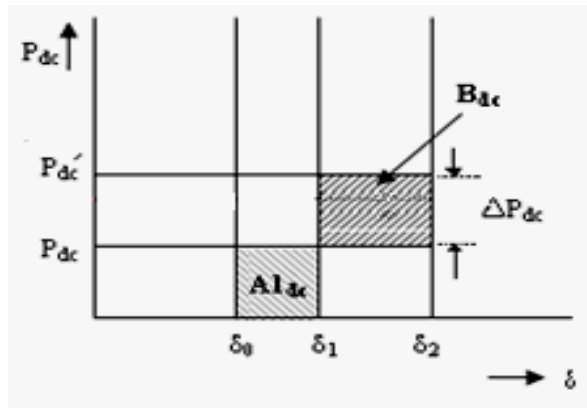


Fig.VII.11. Aires d'accélération et de décélération avec contrôle de puissance DC

Juste après l'élimination de défaut, une action rapide sur le courant redressé permet de moduler la puissance transportée par le système HVDC maintenant la stabilité du réseau. La puissance P_{dc} est augmentée à P'_{dc} après l'élimination de défaut pour produire une énergie de décélération suffisante pour améliorer la stabilité transitoire.

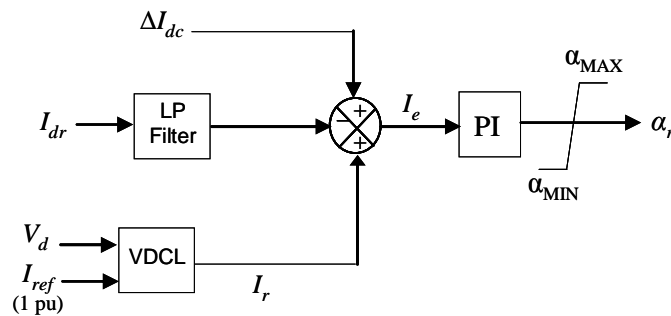


Fig.VII.12. Régulateur de courant côté redresseur avec un signal de commande auxiliaire

La quantité d'augmentation de puissance DC est donnée par:

$$\Delta P_{dc} = P'_{dc} - P_{dc} \quad (VII.5)$$

La stratégie peut être mise en œuvre en ajoutant un signal de commande ΔI_{dc} à la consigne de courant I_r du régulateur de courant coté redresseur (Fig.VII.12). Ce signal de commande peut être dérivé en réponse à des variations de certaines grandeurs du système AC telles que la vitesse, la puissance ou l'angle de phase. Cependant, jusqu'à présent, il n'y a pas de contrôle général pour cet objectif. Le contrôle serait appliqué comme un contrôle supplémentaire

discontinu qui peut être appliqué pendant les situations d'urgence pour améliorer la stabilité transitoire. En général, les contrôles d'urgence peuvent être basés sur la détection d'événements (ED: Event-Driven) ou sur la variation de certaines grandeurs du système AC (RD: Response-Driven) [4]. La commande ED est normalement prédéterminée pour des événements spécifiques via une analyse hors ligne et appliqués une fois que les événements pertinents tels que un déclenchement de ligne critique. En revanche, un schéma RD crée une action qui est basée sur la variation observée du système électrique, et l'action peut être proportionnelle à la réponse du système. À ce jour, les systèmes de contrôle d'urgence RD n'ont été utilisés que pour des phénomènes relativement lents, tels que la surcharge thermique. Les problèmes de stabilité transitoire ont été exclusivement de type ED afin d'atteindre la vitesse de réponse nécessaire pour éviter l'instabilité transitoire. Le principal avantage du contrôle ED réside dans le temps nécessaire pour calculer la stratégie de contrôle optimale, car les calculs sont effectués hors ligne. Cependant, la base de données de ce contrôleur doit couvrir tous les événements possibles. Sinon, le contrôleur ne peut pas être activé en cas de besoin. Puisque la réponse rapide est un élément crucial pour l'amélioration de la stabilité transitoire, l'amélioration par les liaisons HVDC devrait être basée sur le contrôle ED dans lequel la quantité requise ΔP_{dc} de changement de puissance DC est calculée hors ligne pour des scénarios de défaut défient. Cependant, le développement rapide récent des systèmes de mesure à grande échelle (WAMS: Wide-Area Measurement Systems) basés sur des unités de mesure de phaseurs (PMU: Phasor Measurement Units) qui sont déjà installées dans plusieurs pays offre la possibilité de concevoir des schémas de contrôle RD pour les problèmes de stabilité transitoire et dynamique [4].

Pour montrer l'effet positif d'une liaison HVDC sur la stabilité transitoire, une liaison HVDC est ajoutée en parallèle à la ligne AC du système représenté sur la Fig.VII.6. Le HVDC est un type monopolaire conventionnel basé sur le système de référence de la CIGRE.

En fonctionnement normal sans HVDC le transit de puissance active dans la ligne AC pour alimenter le réseau à puissance infinie est 950 MW. L'introduction du système HVDC dans le réseau tel qu'indiqué par la Fig.13 permet de décharger la ligne AC de 750 MW, transit assuré par le système HVDC. La liaison HVDC est utilisée pour démontrer l'amélioration de la stabilité transitoire en utilisant la contrôlabilité de la ligne HVDC. La Fig.VII.14 montre la puissance à travers le HVDC (P_{dc}), la ligne AC (P_{ac}) et le transfert total de puissance (P_{total}) en régime permanent.

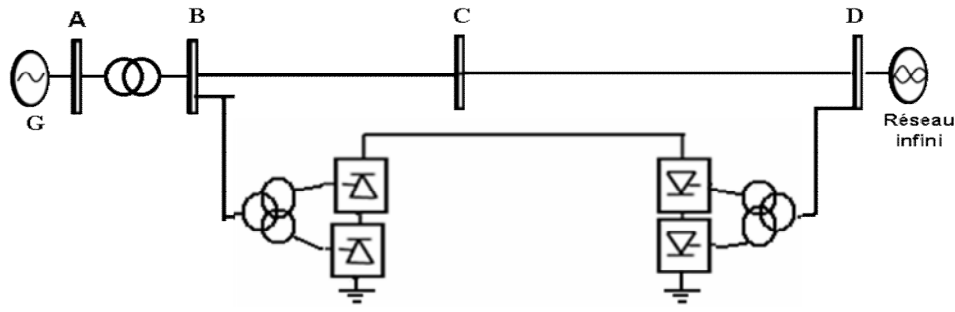


Fig.VII.13. Configuration du réseau avec HVDC

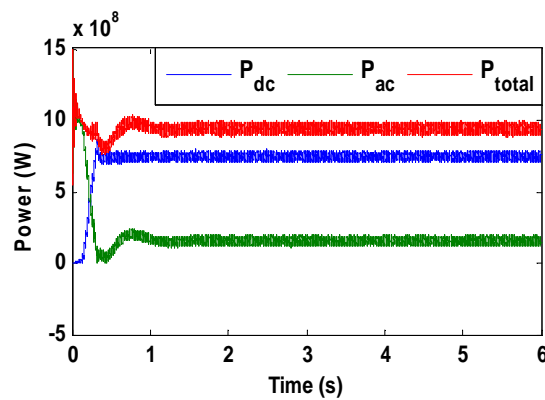


Fig.VII.14. Transfert de puissance P_{total} , P_{ac} et P_{dc} en régime permanent

Nous simulons un court-circuit triphasé au nœud B et augmentons la durée pour déterminer le temps pour lequel le système devient instable. Pour une durée de défaut supérieure à 222 ms, le système de régulation combiné AVR et PSS ne peut plus maintenir la stabilité du système. Ceci nous amène à envisager un autre type de réglage en l'occurrence, le réglage par HVDC. Le critère donné dans l'équation (VII.4) est mis en œuvre en ajoutant un signal de commande ΔI_{dc} à la consigne de courant I_r du régulateur de courant coté redresseur.

Comme un contrôle de type RD, le signal de commande ΔI_{dc} est dérivé du signal d'écart de vitesse $\Delta\omega$ du générateur utilisant un gain K_ω comme le montre la Fig.VII.15. Le signal de commande ΔI_{dc} est donné par l'équation (VII.6) [190]:

$$\Delta I_{dc} = K_\omega \cdot \Delta\omega \quad (\text{VII.6})$$

Avec :

$$\Delta\omega = \omega - \omega_s \quad (\text{VII.7})$$

Où ω et ω_s sont les vitesses réelle et synchrone de générateur ($\omega_s = 1$ pu)

Afin de démontrer l'efficacité du contrôle proposé, nous avons simulé un défaut de 223 ms pour les deux cas, avec modulation de puissance (les courbes WPC) et sans modulation de puissance (les courbes NPC). Les résultats de la Fig.16 montrent que le système devient instable lorsque le contrôle de modulation de puissance ne fonctionne pas. Cela parce que le rotor ne peut pas retourner dans la zone A_2 toute l'énergie cinétique acquise lors de la première phase. La modulation de puissance DC augmente la zone de décélération et aide le rotor de restitue toute l'énergie cinétique acquise lors de la première phase stabilisant alors le système comme le montrent les résultats de la figure. Le gain K_ω est égal à 8 dans ce cas de simulation.

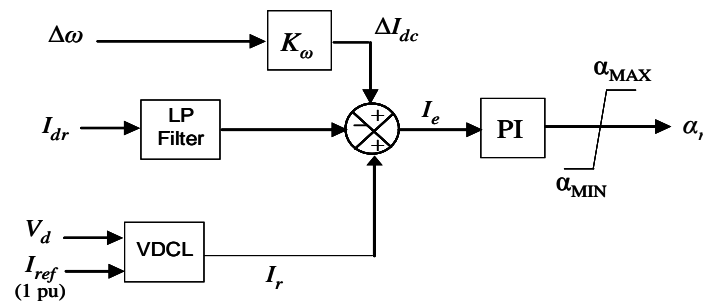


Fig.VII.15. Contrôleur de courant avec le signal auxiliaire

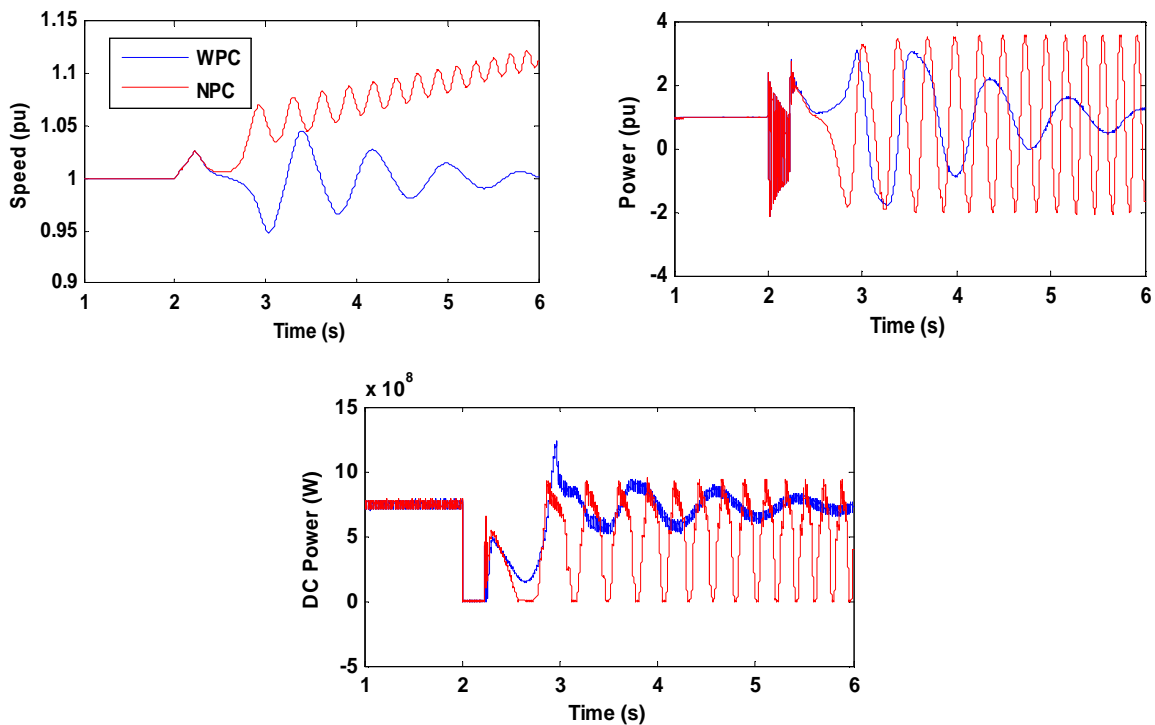


Fig.VII.16. Résultats des simulations pour un court-circuit triphasé avec et sans modulation de puissance DC

En général, lorsqu'un défaut survient sur une ligne AC, le système de protection agit pour ouvrir la ligne. Pour le système de la Fig.VII.13, lorsqu'un défaut triphasé se produit dans la ligne de transmission AC, P_{ac} et P_{dc} deviennent zéro. Lorsque le défaut est éliminé à t_1 en déclenchant la ligne AC, P_{ac} reste à zéro même lorsque le défaut est éliminé, mais P_{dc} peut circuler à travers la ligne DC. En référence à la Fig.VII.11, au moment de l'élimination du défaut, un contrôle rapide est appliqué pour augmenter la puissance P_{dc} à P_{dc}' . Dans cette situation qui reflète la condition réelle dans un réseau électrique, le contrôle ED serait très approprié. Afin de démontrer l'efficacité du contrôle dans cette situation, nous avons simulé un défaut de 223 ms pour les deux cas, avec modulation de puissance (les courbes WPC) et sans modulation de puissance (les courbes NPC). La simulation est effectuée pour le cas suivant:

A l'instant $t = 1$ s, un défaut triphasé se produit sur la ligne AC au nœud B. Après une période de 100 ms, les signaux de déclenchement sont donnés simultanément aux disjoncteurs aux deux extrémités de la ligne AC pour éliminer le défaut. Par la suite, les disjoncteurs sont refermés après un délai de 400 ms à partir de l'instant d'élimination de défaut. Ainsi, le temps total d'élimination de défaut devient 500 ms dans ce cas.

Les résultats de la Fig.17 montrent que le système devient instable lorsque le contrôle de modulation de puissance ne fonctionne pas. Cependant, avec la modulation de puissance, le système reste stable après la première oscillation. On observe des oscillations de type

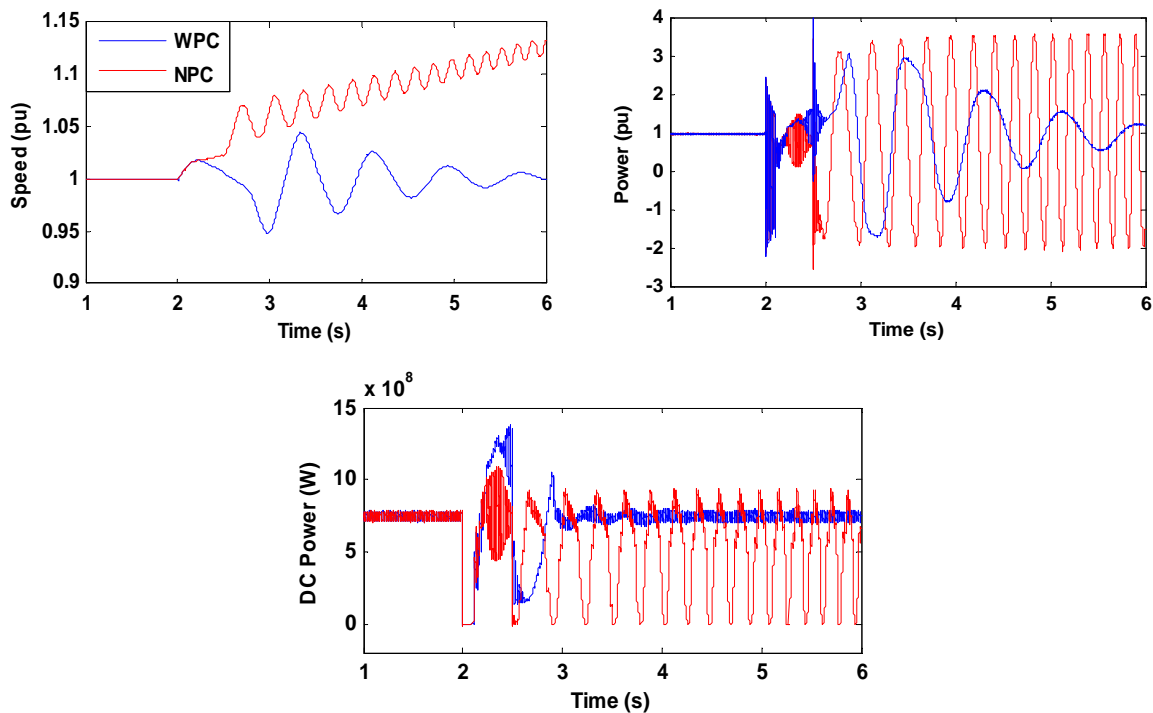


Fig.VII.17. Résultats des simulations pour un court-circuit triphasé avec et sans modulation de puissance DC

subsynchrones (SSO: subsynchronous oscillations) pendant la période de perte de la ligne AC. Ceci est dû à l'interaction de torsion entre le générateur et la ligne HVDC. Une description détaillée de ce phénomène peut être trouvée dans [191].

VII.3. Impact de l'intégration des liaisons HVDC dans le système européen interconnecté

Il y a deux phénomènes dynamiques importants qui doivent être considérés chaque fois qu'un système électrique est étendu:

1. Le risque de pannes en cascade et les grands blackouts.
2. Les oscillations électromécaniques interrégionales.

Ces deux phénomènes sont abordés suivant.

VII.3.1. Pannes en cascade et grands blackouts

Comme indiqué précédemment, l'analyse détaillée des grands blackouts a montré qu'elles proviennent de pannes en cascade dans lesquels un défaut de déclenchement (par exemple un défaut de ligne ou la perte d'une centrale électrique) produit une séquence de défauts secondaires qui entraînent le blackout d'une grande partie du système électrique [1]. Par conséquent, les interconnexions entre l'Afrique du Nord et l'Europe peuvent fournir des portes pour la propagation des perturbations comme cela a déjà été le cas lors de plusieurs grands blackouts dans différentes parties du monde. Par exemple, le blackout d'août 2003 dans le nord-est de l'Amérique s'est propagé dans une région assez importante aux États-Unis et au Canada par un phénomène en cascade [1]. Un autre exemple est le black-out européen de novembre 2006 où les pannes se sont propagées de l'Allemagne vers l'Europe du Sud [1]. Ces exemples concrets montrent comment une petite perturbation initiale peut, en cascade, entraîner un grand blackout. Comme indiqué ci-dessus, l'une des caractéristiques les plus importantes des systèmes HVDC est que la liaison HVDC peut isoler dynamiquement deux régions du système. Ceci, en effet, sert de pare-feu automatique contre les perturbations en cascade et empêche les grands blackouts. Il existe de nombreux mécanismes différents impliqués dans la dynamique du phénomène de cascade dans les systèmes électrique par lesquels un défaut peut se propager et provoquer d'autres défauts. Sur la base de l'analyse des blackouts précédentes, le mécanisme le plus important est l'interruption successive des lignes de transmission due au phénomène de redistribution [1]. Le scénario de blackout de 2003 de

L'Italie est un bon exemple de ce mécanisme de défaut en cascade où des pannes en cascade des lignes desservant le pays a conduit à la séparation du réseau Italien du système ENTSO-E [130]. Le blackout de 2006 est la perturbation la plus importante du système ENTSO-E en raison du grand nombre de pays touchés. Cet incident est également associé à des phénomènes de surcharge en cascade conduisant à la segmentation du système ENTSO-E en trois îles avec des déséquilibres de puissance significatifs dans chaque île [131].

Le risque d'effets en cascade incontrôlables est plus élevé si le système électrique devait fonctionner dans des conditions de charge très élevées, parce que chaque composant est forcé de fonctionner plus près de sa limite de charge et, par conséquent, la taille de l'interruption en cascade est plus susceptible d'augmenter que dans le cas d'une charge faible [1]. Les rapports finaux des blackouts survenues en 2003 et en 2006 [130,131] indiquent que les deux incidents étaient dus à des hauts échanges transfrontaliers de puissance suite à l'ouverture du marché de l'électricité. Avec la libéralisation des services d'électricité en Europe, les capacités des liaisons transfrontalières des réseaux de transport d'électricité gagnent en importance. En général, il existe de grands transferts d'énergie dans la direction Nord-Sud, ce qui entraîne plusieurs goulots d'étranglement critiques dans les réseaux transfrontaliers, en particulier la frontière nord Italienne (où le blackout italienne de 2003 a commencé), comme le montre la Fig.III.4. Cela peut conduire au non-respect du critère N - 1, comme cela a déjà rapporté dans plusieurs études [2,3]. Les liaisons HVDC entre l'Europe et l'Afrique du Nord serviront non seulement de tampon entre les deux systèmes contre les problèmes d'instabilité et d'effondrement de la tension, mais sont également susceptibles d'être la clé pour améliorer à la fois la sécurité et l'efficacité du système interconnecté européen, en particulier à la frontière Italienne en réduisant les importations massives d'énergie en provenance des pays du Nord.

De même, les liaisons HVDC entre l'Afrique du Nord et l'Espagne peuvent avoir un impact positif sur les lignes transfrontalières entre l'Espagne et la France qui est considérée comme une zone critique [39].

VII.3.2. Oscillations interrégionales

Plusieurs études ont été menées dans le passé en utilisant l'analyse modale et des simulations dans le domaine temporel pour évaluer la nature des profils d'oscillation dans le système ENTSO-E [192-198]. Avec l'aide de la technologie WAMS, il est maintenant possible d'enregistrer des informations sur les profils des oscillations interrégionales d'intérêt [199,200]. De nombreuses données d'oscillations interrégionales ont été enregistrées et

analysées par le passé et il a été révélé que le système ENTSO-E ne comprend que trois modes interrégionaux globaux affectant l'ensemble du système, alors que la plupart des modes présentent des modes interrégionaux régionaux. Les trois modes globaux revêtent une importance particulière en raison de leur effet considérable sur la stabilité globale du système dans des conditions d'amortissement insuffisantes. Les oscillations interrégionales observées (modes globaux) sont représentées sur la Fig.VII.18. Le principal mode d'intérêt est le mode Nord-Sud, avec une fréquence de l'ordre de 0,23-0,27 Hz, dans laquelle les générateurs du sud de l'Italie oscillent avec ceux du nord de l'Allemagne et du Danemark. Les deux autres modes oscillent dans une direction est-ouest. Le mode Est-Ouest bien connu (0,17-0,23 Hz) fait osciller les groupes des générateurs en Espagne et au Portugal contre la partie Est. La connexion de la Turquie au système ENTSO-E, à la fin de 2010, a abouti à un nouveau mode Est-Ouest (0,13-0,15 Hz) dans lequel les générateurs au Portugal et en Espagne oscillent contre ceux en Turquie. Outre ces trois modes globaux, plusieurs modes régionaux ont été identifiés, notamment dans le système Italien en raison de sa structure longitudinale.

Il est bien connu que l'amortissement des modes interrégionaux est influencé par le flux de puissance global dans le système. De plus, l'expansion du système interconnecté fait que les modes interrégionaux deviennent légèrement amortis ou même instables. En envisageant d'autres extensions possibles du système ENTSO-E vers les pays d'Afrique du Nord via des liaisons HVDC, la stabilité du système deviendra encore plus important. Par exemple, lorsque le réseau électrique turc a été connecté au système ENTSO-E en 2010, un nouveau mode interrégional est-ouest avec un amortissement insuffisant a été détecté à 0,15 Hz et l'ancien mode Est-Ouest s'est détérioré [195,201]. Par conséquent, une condition préalable à ces interconnexions avec l'Afrique du Nord est d'étudier l'impact des liaisons HVDC prévues sur l'amortissement des modes interrégionaux critiques dans le système ENTSO-E, en particulier parce que les systèmes espagnol et italien sont activement impliqués dans les trois modes globaux.

Sur la base de l'étude présentée dans [186], l'ajout d'une liaison DC avec génération à distance à un système AC interconnecté aura un faible impact sur les modes interrégionaux existants et n'introduira pas de mode interrégional en raison de sa nature asynchrone. En d'autres termes, il n'y aura pas de modes interrégionaux entre l'Europe et l'Afrique du Nord. De plus, sur la base de cette étude [186], les unités de production en Afrique du Nord ne participeront à aucun mode interrégional dans le système ENTSO-E, ce qui serait bénéfique pour surveiller et contrôler les oscillations interrégionales dans le système ENTSO-E.



Fig.VII.18. Modes interrégionaux dominants dans le système ENTSO-E.

Puisque l'amortissement des modes globaux dépend essentiellement du chargement des lignes entre les différentes régions (c'est-à-dire les pays), les importations d'électricité en provenance d'Afrique du Nord auront un impact significatif sur l'amortissement de ces modes. Par exemple, en Italie, les importations d'électricité en provenance d'Afrique du Nord peuvent réduire les importations d'électricité de la frontière nord (France et Suisse), ce qui contribuera à améliorer l'amortissement du mode Nord-Sud et certains modes dans le système italien. Cependant, en Espagne, les importations d'électricité en provenance d'Afrique du Nord augmenteront les exportations d'électricité vers le centre du système (c'est-à-dire de l'Espagne vers la France). Cette exportation conduira à une détérioration de l'amortissement en mode Est-Ouest (ancien mode) comme cela a déjà été souligné dans plusieurs autres études [192,196].

VII.4. Avantages des liaisons HVDC pour l'amélioration du système ENTSO-E

Comme indiqué au chapitre 5, la technologie HVDC offre un certain nombre d'avantages techniques et économiques pour les systèmes électriques, qui peuvent améliorer efficacement leur stabilité et leur sécurité. Ces avantages pour le système ENTSO-E sont discutés ci-dessous.

VII.4.1. Contrôle du flux de puissance

Le contrôle du flux de puissance DC a un impact sur les flux de puissance du réseau global, qui peuvent être utilisés pour améliorer les performances du système interconnecté en termes de fiabilité et de prévention des blackouts. La puissance active à travers la liaison HVDC est

déterminée par le système de commande et n'est pas dictée par la différence d'angle de phase des tensions aux deux extrémités de la liaison. Cela signifie que si un déclenchement de ligne AC se produit, le flux de puissance changera dans les autres lignes AC, mais n'entraînera pas nécessairement une variation de puissance dans la liaison HVDC. Par conséquent, les liaisons HVDC ne sont pas surchargées et continueront à fournir de la puissance même dans des conditions de tension AC, de fréquence et d'angle de phase variables [202]. Par exemple, lors du grand blackout 2006 en Europe, l'exploitation des liaisons HVDC entre la Scandinavie et l'Europe n'a pas été affectée par l'écart de fréquence du réseau ENTSO-E et la capacité disponible de toutes ces liaisons était presque entièrement utilisée [130]. Tel qu'indiqué précédemment, les liaisons HVDC au Québec ont agi comme un «pare-feu» efficace contre les problèmes de stabilité et l'effondrement de la tension lors du blackout survenu en 2003 en Amérique du Nord. De plus, les liaisons HVDC du Québec ont continué d'alimenter Western New York et la Nouvelle-Angleterre et ont soutenu le réseau américain lors de la restauration du système après le blackout [128]. Le blackout dans l'ouest de l'Amérique du Nord le 22 décembre 1982 est un autre exemple qui démontre les avantages potentiels des liaisons HVDC. Le Pacific HVDC était la seule transmission à l'île de Californie du Sud qui est restée en service après le blackout. Le système HVDC a limité l'ampleur des pannes de système et a fourni un soutien de production précieux aux régions du sud de la Californie et du sud du Nevada [127,203]. Sur la base de ces expériences, il est attendu que les liaisons HVDC entre l'Europe et l'Afrique du Nord jouent un rôle important dans le soutien du réseau d'Europe du Sud et minimisent les interruptions de clientèle, après la séparation du reste du système ENTSO-E contrairement à ce qui s'est passé en Italie lors du blackout du 28 septembre 2003. En raison de sa capacité de contrôle rapide inhérente, la transmission HVDC peut être utilisée pour améliorer la sécurité de l'interconnexion AC suite à des perturbations tels que la perte de production ou le déclenchement d'une ligne AC à proximité. Un équilibrage rapide de la puissance DC (de manière manuelle ou automatisée) permettra de réduire le stress sur le système AC et éviter ainsi de grandes pannes en cascade ou même les blackouts dans le réseau. Lorsqu'une ligne AC est hors service, en raison d'un défaut ou d'une panne planifiée, les liaisons HVDC augmentent leur puissance active pour décharger les lignes d'interconnexion restantes de la surcharge et réduire le risque de pannes et de blackout (le scénario d'Italie de 2003 est un bon exemple). Si le système AC subit un déséquilibre charge/production important (par exemple une perte de production importante à l'extrémité de réception), une augmentation rapide de la puissance DC peut être utilisée pour compenser

toute perte de puissance, réduisant ainsi le risque de délestage ou même apparition de blackouts dues à une congestion possible dans les lignes d'interconnexion AC.

VII.4.2. Amortissement des oscillations de puissance et amélioration de la stabilité transitoire

Comme indiqué au chapitre 5, la contrôlabilité d'une liaison HVDC peut être utilisée pour améliorer la stabilité de ses systèmes AC associés. Un signal de commande discontinu peut être utilisé pour améliorer la stabilité transitoire pendant les perturbations du système, et un signal de commande continu (c'est-à-dire actif à tout moment) est utilisé pour augmenter l'amortissement. Dans le passé, plusieurs signaux supplémentaires pour la modulation de puissance DC ont été conçus et appliqués avec succès pour améliorer les performances du système AC et certains exemples sont discutés dans [126,133,136]. Sur la base de ces expériences, les liaisons HVDC entre l'Europe et l'Afrique du Nord peuvent efficacement soutenir la stabilité du système AC et amortir les oscillations interrégionales dans le système Sud-Européen. Comme les modes interrégionaux dominants dans le système ENTSO-E (modes globaux) sont fortement observables dans les réseaux Italien et Espagnol et que les générateurs de ces deux pays participent fortement à ces modes, les liaisons HVDC peuvent contribuer efficacement à améliorer l'amortissement des modes globaux qui auront un impact positif sur la stabilité de l'ensemble du réseau européen. Les événements des 19 et 24 février 2011 [204] ont clairement montré que le mode Nord-Sud est fortement observable en Italie du Sud, et que le système italien est donc actuellement plus sensible à ce mode. La stabilité étant une préoccupation majeure pour le système ENTSO-E, des dispositifs d'amortissement supplémentaires doivent être installés dans les zones frontalières, en particulier dans le sud de l'Italie, caractérisé par un faible niveau d'interconnexion. Sur la base de l'observabilité des trois modes globaux [192-198], les liaisons HVDC dans le sud de l'Italie peuvent contribuer à améliorer l'amortissement du mode Nord-Sud et d'autres modes régionaux, tandis que les liaisons HVDC en Espagne peuvent contribuer à améliorer l'amortissement des deux modes Est-Ouest. Pour atteindre cet objectif, le problème d'interaction doit être pris en compte lors de la conception des contrôleurs d'amortissement. Par exemple, si un signal de modulation CC est utilisé pour amortir un mode interrégional spécifique, cela peut déstabiliser d'autres modes. Ce problème a déjà été abordé par plusieurs auteurs et certaines techniques ont été proposées pour minimiser les interactions entre les boucles de contrôle d'amortissement HVDC et d'autres modes d'oscillation [205-208].

Bien que le contrôle de la modulation de puissance des liaisons HVDC puisse effectivement améliorer la réponse dynamique du système européen, il faut souligner que la modulation DC appliquée d'un côté peut avoir un effet négatif sur l'autre partie (les pays d'Afrique du Nord) [25,136], en particulier lors de grandes perturbations où un grand signal de modulation est nécessaire pour que le système revienne à des conditions de fonctionnement normales. Il est essentiel d'utiliser judicieusement la modulation de puissance DC dans des proportions qui ne compromettent pas la stabilité du système AC de l'autre côté.

VII.4.3. Contrôle de puissance réactive et support de tension

Plusieurs blackouts d'électricité importantes survenues dans différents pays du monde étaient liées à des phénomènes de stabilité de tension [2,3]. Pour cette raison, l'amélioration de la stabilité de la tension est devenue un problème difficile dans la planification et l'évaluation de la sécurité des systèmes électriques. La stabilité de la tension est très dépendante de la demande de puissance réactive, et il est donc essentiel d'équilibrer l'alimentation réactive et la demande pour maintenir les niveaux de tension programmés. Comme expliqué ci-dessus, le LCC consomme de la puissance réactive, qui doit être fournie par des batteries de condensateurs shunt. Cependant, une compensation supplémentaire sous la forme de bancs de condensateurs ou d'autres dispositifs de support réactifs (par exemple des compensateurs synchrones) est habituellement utilisée pour les charges AC. Étant donné que la puissance réactive varie en fonction du transfert de puissance actif, les filtres du convertisseur et les systèmes de compensation doivent être ajustés en fonction de la puissance DC. Les condensateurs shunt sont normalement subdivisés et commutés par des disjoncteurs en fonction de la puissance transmise et des besoins du réseau AC. Avec un schéma de commande approprié, le HVDC peut contribuer à la stabilisation de la tension AC en régime permanent et transitoire en commutant les condensateurs et les bancs de filtres et/ou en modulant la consommation de puissance réactive de la station par les angles d'amorçages des convertisseurs. Diverses stratégies de contrôle continu et discontinu ont été utilisées avec succès dans plusieurs pays pour la commande de puissance réactive et de tension [133,136].

Le contrôle de tension AC peut représenter un défi majeur pour la commande DC si le système AC connecté est faible, en particulier du côté de l'onduleur. Avec un système AC relativement faible, divers problèmes potentiels peuvent survenir tels que l'instabilité tension/puissance, les surtensions temporaires, les résonances de l'ordre inférieur et les temps de récupération des défauts longs [27]. Par conséquent, une attention particulière doit être

portée lors de la conception pour assurer le bon fonctionnement des systèmes électriques présentant de tels problèmes. Au cours des dernières décennies, d'importants efforts de recherche ont été consacrés à l'exploration de ces problèmes et à la recherche de contre-mesures viables [25,27]. Pour les liaisons HVDC entre l'Afrique du Nord et l'Europe du Sud, le problème du système AC faible peut être rencontré dans le système électrique italien, en particulier dans les régions du centre et du sud. En raison des points de connexion potentiellement faibles des liaisons HVDC prévues dans le sud de l'Italie et en Sardaigne, il est conseillé de mener des études approfondies pour étudier les problèmes ci-dessus et identifier les mesures d'atténuation les plus appropriées, car l'instabilité de la tension est un phénomène qui se propage rapidement dans les systèmes AC partagés. Dans le cas d'un système AC très faible, un compensateur VAR statique (SVC) ou un autre équipement de compensation VAR rapide est nécessaire pour fournir une puissance réactive efficace et un contrôle de tension. Un filtre harmonique d'ordre inférieur peut également être requis. Cependant, ces dispositifs supplémentaires peuvent augmenter considérablement les coûts d'investissement et de maintenance d'un projet HVDC. Il convient de noter que l'utilisation de CCCs a effectivement augmenté les limites pour le fonctionnement stable des liaisons HVDC dans les systèmes AC faible par rapport aux limites pour les CSCs [27].

VII.4.4. Contrôle de fréquence

La capacité d'un système électrique à maintenir une fréquence stable à la suite d'une perturbation important du système entraînant un déséquilibre important entre la production et la charge est d'une importance cruciale du point de vue de la sécurité du système. L'amplitude de l'écart de fréquence ne dépend pas seulement de la quantité de déséquilibre, mais aussi de l'inertie du système électrique. En général, les petits réseaux électriques sont généralement exposés à des écarts de fréquence plus élevés que les réseaux plus grands. L'ENTSO-E est un grand système; cependant, le problème d'excursion de fréquence est le plus souvent associé aux conditions qui suivent la séparation du système en îles. La stabilité, dans ce cas, est une question de savoir si chaque îlot atteindra un état d'équilibre opérationnel avec une perte de charge involontaire minimale [148]. En 2003, le système italien s'est effondré deux minutes et trente secondes après la séparation du pays du réseau européen, lorsque la fréquence a atteint le seuil de 47,5 Hz en raison du déclenchement de certaines unités de production [131]. Le support de fréquence peut être assuré en régulant la sortie de puissance active des unités de production en réponse à un écart de fréquence par rapport à sa valeur nominale.

Généralement, une certaine capacité de réserve (réserve tournante) est disponible à cet objectif. La puissance perdue en raison d'une panne peut être compensée en activant la réserve tournante des générateurs restants dans un premier temps, ou en délestant dans un deuxième temps.

La transmission HVDC peut être utilisée pour aider les stations de production d'énergie existantes à contrôler la fréquence de l'un des réseaux AC connectés à la liaison HVDC en ajustant la puissance transmise proportionnellement à l'écart de fréquence. En incluant un contrôleur de fréquence dans les terminaux DC/AC, il est possible de maintenir une fréquence stable dans le système sud-européen suite à l'apparition de défauts associées à de grands déséquilibres entre demande et génération (comme dans le cas du blackout italienne de 1994 [209]). Cela réduit le risque de délestage et peut même empêcher l'apparition de blackouts. Il a été montré dans [210] que lorsqu'une liaison HVDC est équipée d'un contrôleur de fréquence, il est possible de substituer des réserves tournantes dans les unités thermiques. En outre, il a été démontré que les avantages économiques de la substitution des réserves de régulation primaire thermique par la capacité HVDC sont importants car les coûts liés au contrôle primaire (c'est-à-dire la réserve tournante) dans les unités thermiques sont considérables [210]. Étant donné que la production d'énergie dans les pays les plus au sud de l'Europe (Italie, Espagne et Portugal) est dominée par les centrales thermiques [211], ce fort avantage économique de la liaison HVDC est évident. Dans le passé, les liaisons HVDC ont été utilisées avec succès pour contrôler directement la fréquence du réseau AC, comme la liaison HVDC de Nelson River au Manitoba, au Canada et la liaison HVDC d'Itaipu au Brésil.

VII.5. Conclusion

Dans ce chapitre nous avons étudié la stabilité transitoire des systèmes électriques. Nous avons également étudié la contribution du système HVDC pour améliorer ce type de stabilité. Les résultats obtenus par les simulations confirment que le système HVDC est un moyen efficace d'améliorer la stabilité transitoire des systèmes électriques.

Sur la base de l'expérience acquise dans le cadre des projets AC / DC existants dans le monde, ce chapitre montre que les liaisons HVDC entre l'Afrique du Nord et l'Europe peuvent grandement améliorer les performances dynamiques du système européen, en particulier dans les régions du sud.

Conclusion générale

Au cours de la dernière décennie, plusieurs initiatives ont été lancées pour le déploiement des liaisons HVDC trans-méditerranéennes afin de permettre la transmission d'énergie électrique à partir de sources d'énergie renouvelables entre l'Afrique du Nord et l'Europe. Ces initiatives étaient principalement motivées par les avantages économiques, environnementaux et techniques potentiels de ces interconnexions HVDC. Plusieurs études de faisabilité ont déjà été menées sur le projet proposé, mais la transformation de ces études en projets d'intérêt commun reste une tâche difficile. Dans des études antérieures sur ce projet, certains aspects techniques d'importance critique n'ont pas été traités ou étudiés de manière suffisamment détaillée. Dans le travail présenté dans ce mémoire, certains aspects et questions importants ont été identifiés et traités par une discussion détaillée qui fournirait de nouvelles perspectives dans ce domaine de recherche émergent et passionnant. Notre travail de recherche s'est articulé autour de deux aspects suivants:

- ✓ Obstacles et opportunités pour le déploiement de liaisons HVDC trans-méditerranéennes pour permettre le transfert d'électricité entre l'Afrique du Nord et l'Europe.
- ✓ Avantages de ces liaisons HVDC pour améliorer les systèmes électriques AC

Notre étude nous a permis de mettre en évidence les points importants suivants :

- Une transition réussie vers un système énergétique sûr, durable, économe en ressources et sobre en carbone en Europe nécessite de repenser la planification et l'exploitation du futur réseau électrique. Une planification adéquate et efficace basée sur une vision réaliste à long terme est essentielle.
- Étant donné que le potentiel de l'énergie solaire dans la région du Sahara en Afrique du Nord présente un large éventail d'avantages qui peuvent soutenir et faciliter une transition réussie vers un système énergétique à faible émission de carbone en Europe, les interconnexions entre l'Afrique du Nord et l'Europe devraient être considérées comme l'un des blocs de construction pour le développement d'un supergride européen.
- L'Algérie a de forts potentiels pour fournir de l'électricité solaire pour les besoins énergétiques locaux et exporter vers l'Europe.
- Certains critères et propositions sur lesquels de bons scénarios d'importation peuvent être conçus ont été identifiés et discutés

- Pour des raisons géographiques et logistiques, les interconnexions avec l'Italie seront probablement les premières développées à court et moyen terme, tandis qu'à long terme, des interconnexions avec l'Espagne pourraient être mises en place.
- L'intégration à grande échelle de sources d'énergie renouvelables d'Afrique du Nord en Europe devrait poser des problèmes techniques entraînant des problèmes de stabilité et des goulots d'étranglement à différents endroits du système ENTSO-E. Les grands blackouts en Europe au cours des deux dernières décennies ont déjà confirmé que de nombreux systèmes de transmission fonctionnent à proximité de leurs limites. Par conséquent, il est essentiel de développer des solutions innovantes pour améliorer la stabilité et prévenir la congestion. Notre étude montre que les liaisons HVDC elles-mêmes peuvent s'avérer être la solution la plus rentable car elles peuvent minimiser et même éliminer le besoin de transmission supplémentaire. Cependant, la large gamme d'avantages apportés par les liaisons HVDC nécessite une attention supplémentaire pour leur intégration dans le système européen.
- Les liaisons HVDC peuvent grandement améliorer la sécurité et la stabilité des systèmes électriques dans lesquels certaines techniques de contrôle ont été proposées.

Bien que cette thèse se soit concentrée sur les liens HVDC entre l'Afrique du Nord et l'Europe, les solutions et discussions proposées s'appliqueraient génériquement à des projets HVDC similaires ailleurs.

Les perspectives de ce travail sont nombreuses car les aspects dont il a fait l'objet sont encore loin d'être finalisés. La perspective principale est l'étude détaillée des impacts ou avantages spécifiques de ces interconnexions sur la performance globale du système européen en utilisant un modèle approprié du système ENTSO-E.

Annexe

Annexe A : Système HVDC

Le modèle de référence HVDC de la CIGRE est donné par la Fig.A.1 ci-dessous :

Tous les éléments dans cette figure sont donnés par (Ω , H et μF).

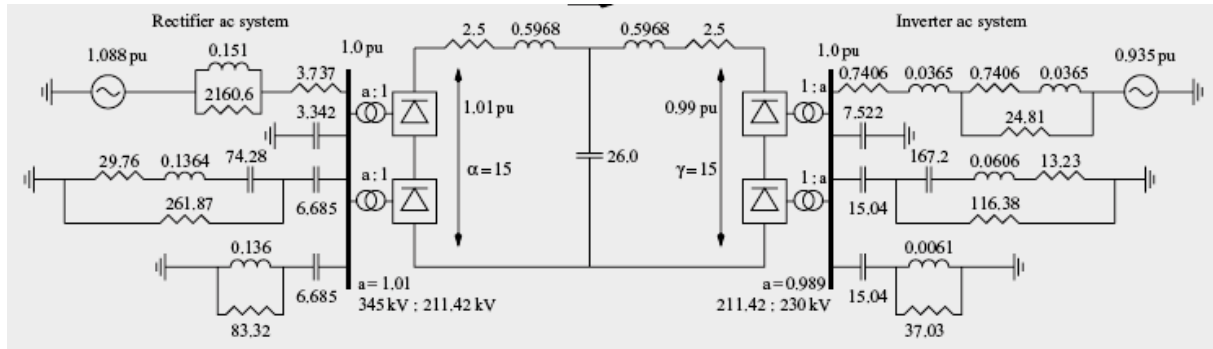


Fig.A.1 Modèle de référence HVDC de la CIGRE [23]

Les paramètres principaux de ce modèle sont donnés dans le tableau ci-dessous :

paramètres	Coté redresseur	Coté onduleur
Tension du système AC	345 kV	230 kV
Tension DC	500 kV	500 kV
Courant DC	2 kA	2 kA
Source de tension cotée AC	375.36 kV	215.05 kV
fréquence	50 Hz	50 Hz
Impédance du transformateur	0.18 pu	0.18 pu

Les paramètres des générateurs sont donnés ci-dessous :

	LG2	LG3	LG3a	LG4	CHU	MAN	MTL
S_n (MVA)	5500	2200	200	2700	5600	5000	5000
V_n (kV)	13.8	13.8	13.8	13.8	13.8	13.8	13.8
X_d	1.305	1.305	1.305	1.305	1.305	1.305	1.305
X_d'	0.296	0.296	0.296	0.296	0.296	0.296	0.296
X_d''	0.252	0.252	0.252	0.252	0.252	0.252	0.252
X_q	0.474	0.474	0.474	0.474	0.474	0.474	0.474
X_q''	0.243	0.243	0.243	0.243	0.243	0.243	0.243
X_l	0.18	0.18	0.18	0.18	0.18	0.18	0.18
T_{d0}'	1.01	1.01	1.01	1.01	1.01	1.01	1.01
T_{d0}''	0.053	0.053	0.053	0.053	0.053	0.053	0.053
T_{q0}''	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1
R (pu)	0.002854	0.002854	0.002854	0.002854	0.002854	0.002854	0.002854
H	4.1	3.2	3.2	3.7	4	3.7	3.7

Les paramètres des lignes de transmission sont donnés ci-dessous :

$$R = 0.01273 \Omega/\text{km}; L = 0.9337 \text{ mH}/\text{km}; C = 0.01274 \mu\text{F}/\text{km}.$$

Annexe C : Système à deux régions

Toutes les valeurs affichées sont données avec la valeur de base suivante: 100 MVA.

Les paramètres des générateurs sont donnés ci-dessous

$$S_n = 900 \text{ MVA}, V_n = 20 \text{ kV}, f = 50 \text{ Hz}, X_d = 1.8 \text{ pu}, X_d' = 0.3 \text{ pu}, X_d'' = 0.25 \text{ pu}, \\ X_q = 1.7 \text{ pu}, X_q' = 0.55 \text{ pu}, X_l = 0.2 \text{ pu}, T_{d0}' = 8 \text{ s}, T_{d0}'' = 0.03 \text{ s}, T_{q0}' = 0.4 \text{ s}, T_{q0}'' = 0.05 \text{ s}, \\ R_a = 0.0025 \text{ pu}, X_q'' = 0.25 \text{ pu}, H = 6.5 \text{ s (pour G1 et G2)}, H = 6.175 \text{ s (pour G3 et G4)}$$

Les paramètres des lignes de transmission sont donnés ci-dessous (la valeur de base: 230 kV):

$$R = 0.0001 \text{ pu}/\text{km}; X_L = 0.001 \text{ pu}/\text{km}; B_C = 0.00175 \text{ pu}/\text{km}.$$

Les paramètres des charges sont donnés ci-dessous :

$$\text{Bus7: } P_L = 967 \text{ MW}, Q_L = 100 \text{ MVAr}, Q_C = 200 \text{ MVAr}.$$

$$\text{Bus 9: } P_L = 1767 \text{ MW}, Q_L = 100 \text{ MVAr}, Q_C = 350 \text{ MVAr}.$$

Annexe D : Système d'électrique de la Nouvelle-Angleterre

Toutes les valeurs affichées sont données avec la valeur de base suivante: 100 MVA.

Les paramètres des générateurs sont donnés ci-dessous :

	G1	G2	G3	G4	G5	G6	G7	G8	G9	G10
X_d	0.1	0.295	0.2495	0.262	0.67	0.254	0.295	0.290	0.2106	0.02
X_d'	0.31	0.0697	0.0531	0.0436	0.132	0.05	0.049	0.057	0.057	0.006
X_q	0.069	0.282	0.237	0.258	0.62	0.241	0.292	0.280	0.205	0.019
X_q'	0.008	0.170	0.0876	0.166	0.166	0.0814	0.186	0.0911	0.0587	0.008
X_l	0.18	0.035	0.0304	0.0295	0.054	0.0322	0.028	0.0298	0.0125	0.003
T_{d0}'	10.2	6.56	5.7	5.69	5.4	7.3	5.66	6.7	4.79	7
T_{d0}	0	1.5	1.5	1.5	0.44	0.4	1.5	0.41	1.96	0.7
R	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
H	42	30.3	35.8	28.6	26	34.8	26.4	24.3	34.5	500

Les paramètres des lignes de transmission sont donnés ci-dessous :

Bus	Bus	R	X_L	B_C
1	2	0.0035	0.0411	0.6987
1	39	0.001	0.0250	0.75
2	3	0.0013	0.0151	0.2572
2	25	0.007	0.0086	0.146
3	4	0.0013	0.0213	0.2214
3	18	0.0011	0.0133	0.2138
4	5	0.0008	0.0128	0.1342
4	14	0.0008	0.0129	0.1382
5	6	0.0002	0.0026	0.434
5	8	0.0008	0.0112	0.1476
6	7	0.0006	0.0092	0.113
6	11	0.0007	0.0082	0.1389
7	8	0.0004	0.0046	0.078
8	9	0.0023	0.0363	0.3804
9	39	0.001	0.025	1.2
10	11	0.0004	0.0043	0.0729
10	13	0.0004	0.0043	0.0729
13	14	0.0009	0.0101	0.1723
14	15	0.0018	0.0217	0.366
15	16	0.0009	0.0094	0.171
16	17	0.0007	0.0089	0.01342
16	19	0.0016	0.0195	0.304
16	21	0.0008	0.0135	0.2548
16	24	0.0003	0.0059	0.068
17	18	0.0007	0.0082	0.1319
17	27	0.0013	0.173	0.3216

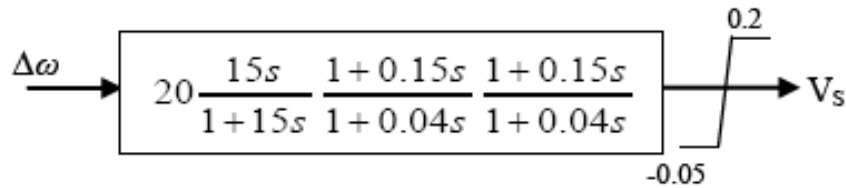
21	22	0.0008	0.014	0.2565
22	23	0.0006	0.0096	0.1846
23	24	0.0022	0.035	0.361
25	26	0.0032	0.323	0.513
26	27	0.0014	0.0147	0.2396
26	28	0.0043	0.0474	0.7802
26	29	0.0057	0.0625	1.029
28	29	0.0014	0.0151	0.249
12	11	0.0016	0.0435	0
12	13	0.0016	0.0435	0
6	31	0	0.025	0
10	32	0	0.02	0
19	33	0.0007	0.0142	0
20	34	0.0009	0.018	0
22	35	0	0.0143	0
23	36	0.0005	0.0272	0
25	37	0.0006	0.0232	0
2	30	0	0.0181	0
29	38	0.0008	0.0156	0
19	20	0.0007	0.0138	0

Les valeurs des tensions et des puissances sont données ci-dessous:

Bus	Type	Tension	Charge (MW)	Charge (MVar)	Générateur (MW)	Générateur (MVar)
1	PQ	-	0	0	0	0
2	PQ	-	0	0	0	0
3	PQ	-	322	2.4	0	0
4	PQ	-	500	184	0	0
5	PQ	-	0	0	0	0
6	PQ	-	0	0	0	0
7	PQ	-	233.8	84	0	0
8	PQ	-	522	176	0	0
9	PQ	-	0	0	0	0
10	PQ	-	0	0	0	0
11	PQ	-	0	0	0	0
12	PQ	-	7.5	88	0	0
13	PQ	-	0	0	0	0
14	PQ	-	0	0	0	0
15	PQ	-	320	153	0	0
16	PQ	-	329	32.3	0	0
17	PQ	-	0158	0	0	0
18	PQ	-	0	30	0	0
19	PQ	-	628	0	0	0
20	PQ	-	274	103	0	0
21	PQ	-	0	115	0	0
22	PQ	-	247.5	0	0	0

23	PQ	-	308.6	84.6	0	0
24	PQ	-	224.0	-92.2	0	0
25	PQ	-	139.0	47.2	0	0
26	PQ	-	281.0	17	0	0
27	PQ	-	206.0	75.5	0	0
28	PQ	-	283.5	27.6	0	0
29	PQ	-	0	26.9	0	0
30	PV	1.0475	9.2	0	250	-
31	PV	0.982	0	4.6	-	-
32	PV	0.9831	0	0	650	-
33	PV	0.9972	0	0	632	-
34	PV	1.0123	0	0	508	-
35	PV	1.0493	0	0	650	-
36	PV	1.0635	0	0	560	-
37	PV	1.0278	0	0	540	-
38	PV	1.0265	0	0	830	-
39	PV	1.03	1104	250	1000	-

Le schéma et les paramètres du PSS sont donnés ci-dessous:



Annexe E : Réseau Monomachine

Le système étudié est un réseau de 500 Kv.

Les paramètres du générateur sont donnés ci-dessous :

$S_n = 1000 \text{ MVA}$, $V_n = 13.8 \text{ kV}$, $f = 50 \text{ Hz}$, $X_d = 1.305 \text{ pu}$, $X_d' = 0.296 \text{ pu}$,
 $X_d'' = 0.252 \text{ pu}$, $X_q = 0.474 \text{ pu}$, $X_l = 0.18 \text{ pu}$, $T_d' = 1.01 \text{ s}$, $T_d'' = 0.053 \text{ s}$,
 $T_{qo}'' = 0.1 \text{ s}$, $R_a = 0.0028544 \text{ pu}$, $H = 3.7 \text{ s}$, $X_{q}'' = 0.243 \text{ pu}$,

Les paramètres de la ligne de transmission sont donnés ci-dessous :

$R = 0.01755 \text{ } \Omega/\text{km}$; $L = 0.8737 \text{ mH/km}$; $C = 0.01333 \text{ } \mu\text{F/km}$.

Bibliographie

-
- [1] I. Dobson, B.A. Carreras, V.E. Lynch, and D.E. Newman, "Complex systems analysis of series of blackouts: cascading failure, critical points, and self-organization," *Chaos*, vol. 17, pp. 1-13, 2007.
- [2] Task Force on Recent Blackout Experience, Mitigation, and Role of New Technologies, "Blackout Experiences and Lessons, Best Practices for System Dynamic Performance, and the Role of New Technologies", IEEE PES Special Publication 07TP190, July 2007.
- [3] G. Andersson, P. Donalek, R. Farmer, N. Hatziaargyriou, I. Kamwa, P. Kundur, N. Martins, J. Paserba, P. Pourbeik, J. Sanchez-Gasca, R. Schulz, A. Stankovic, C. Taylor, and V. Vittal, "Causes of the 2003 major grid blackouts in North America and Europe, and recommended means to improve system dynamic performance," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 20, pp. 1922-1928, 2005.
- [4] Real-Time Stability in Power Systems, Techniques for Early Detection of the Risk of Blackout. Editor: Savu C. Savulescu; 2nd Edition, Springer; 2014.
- [5] Monitoring, Control and Protection of Interconnected Power Systems. Editors: Ulf Häger, Christian Rehtanz, Nikolai Voropai; Springer; 2014.
- [6] Danish energy agency. Energy and Climate Policies beyond 2020 in Europe - Overall and selected countries. 2015.
- [7] F. Steinke, P. Wolfrum, C. Hoffmann. Grid vs. storage in a 100% renewable Europe. *Renewable Energy*, Bd. 50, pp. 825-832, 2013.
- [8] M. Fürsch, S. Hagspiel, C. Jagemann, S. Nagl, D. Lindenberger, E. Tr ster. The role of grid extensions in a cost-efficient transformation of the European electricity system until 2050. *Applied Energy*, Bd. 104, pp. 642-652, 2013.
- [9] K. Schaber, F. Steinke, T. Hamacher. Transmission grid extensions for the integration of variable renewable energies in Europe: Who benefits where?. *Energy Policy*, Bd. 43, pp. 123-135, 2012.
- [10] S. Weitemeyer, D. Kleinhans, L. Wienholt, T. Vogt, C. Agert. A European Perspective: Potential of Grid and Storage for Balancing Renewable Power Systems. *Energy Technology*, Bd. 4, pp. 114-122, 2016.
- [11] H. Gils, Y. Scholz, T. Pregger und D. Luca de Tena. Integrated modelling of variable renewable energy based power supply in Europe. *Energy*, Bd. 123, p. 173-188, 2017.
- [12] F. Cebulla, J. Haas, J. Eichman, W. Nowak , P. Mancarella. How much electrical energy storage do we need? A synthesis for the U.S., Europe, and Germany. *journal of cleaner production*, Bd. 181, pp. 449-459, 2018.
- [13] Bertsch, J., et al., Flexibility in Europe's power sector— An additional requirement or an automatic complement?. *Energy Econ.* (2014), <http://dx.doi.org/10.1016/j.eneco.2014.10.022>
- [14] Meisen P, Pochert O. A study of very large solar desert systems with the requirements and benefits to those nations having high solar irradiation potential. Global Energy Network Institute (GENI); 2006.
- [15] DESERTEC. The Desertec Concept for Energy, Water and Climate Security. Whitebook 4th Ed., DESERTEC Foundation; 2009.
- [16] Komendantova N, Patt A, Williges K. Solar power investment in North Africa: Reducing perceived risks. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 2011;15:29-35.
- [17] DLR. Trans-Mediterranean Interconnection for Concentrating Solar Power. German Aerospace Center (DLR); 2006.
- [18] DLR. Characterisation of Solar Electricity Import Corridors from MENA to Europe. German Aerospace Center (DLR); 2009.

- [19] DLR. Concentrating Solar Power for the Mediterranean Region. German Aerospace Center (DLR); 2005.
- [20] Ummel K, Wheeler D. Desert power: the economics of solar thermal electricity for Europe, North Africa, and the Middle East. Center for Global Development, Working Paper Number 156; 2008.
- [21] RAL. Identification Mission for the Mediterranean Solar Plan. Resources and Logistics (RAL), Final Report; 2010.
- [22] Sood VK. HVDC and FACTS Controllers - Applications of Static Converters in Power Systems. Boston: Kluwer; 2004.
- [23] Arrillaga J, Liu YH, Watson NR. Flexible power transmission: the HVDC options. Chichester: Wiley; 2007.
- [24] Thio CV, Davies JB, Kent KL. Commutation failures in HVDC transmission systems. *IEEE Trans Power Del* 2011;25:946–57.
- [25] IEEE Guide for Planning DC Links Terminating at AC Locations Having Low Short-Circuit Capacities. IEEE Standard 1204-1997; 1997.
- [26] Menzies DF, Graham J, Ribeiro FU. “Garabi” the Argentina – Brazil 1000 MW Interconnection Commissioning and Early Operating Experience. Presented at ERLAC Conference, Brazil, 2001.
- [27] CIGRE Working Group 14.05. On voltage and power stability in AC/DC systems. Technical Brochure 222, CIGRE; 2003.
- [28] M. Benasla, "Apport du SMES comme stockage d'énergie aux performances de l'HVDC pour améliorer la stabilité d'un réseau électrique", Thèse de magister, Université Ibn Khaldoun, Tiaret, 2012.
- [29] Laurent Teppoz, "Commande d'un système de conversion de type VSC-HVDC, Stabilité - Contrôle des perturbations", Thèse de Doctorat d'Institut National Polytechnique de Grenoble, 23 Septembre 2005.
- [30] P. Rodriguez, K Rouzbehi, "Multi-terminal DC grids: challenges and prospects", *J. Mod. Power Syst. Clean Energy* (2017) 5(4):515–523
- [31] G. Buigues, V. Valverde, A. Etxegarai, P. Eguía, E. Torres, "Present and future multiterminal HVDC systems: current status and forthcoming developments", International Conference on Renewable Energies and Power Quality (ICREPQ'17), Spain, 2017.
- [32] CIGRE Working Group B4.52. Feasibility of HVDC grids. Technical Brochure 533, CIGRE; 2013.
- [33] Andersen B. Cigre SC B4 Activities towards HVDC Grids. HVDC Grid Workshop; 2014.
- [34] Benasla M, Allaoui T, Brahami M, Denai M, Sood VK. HVDC links between North Africa and Europe: Impacts and benefits on the dynamic performance of the European system. *Renew Sustain Energy Rev* 2018;82:3981–91.
- [35] T. Wildi, G. Sybille, “Electrotechnique”, De Boeck Université, 3eme Edition, 2000.
- [36] P. Kundur. Power system stability and control. McGraw-Hill; 2003.
- [37] HVDC for beginners and beyond AREVA T&D UK Limited, September, 2009.
- [38] "Commutateurs de courant à thyristors", *Techniques de l'Ingénieur, Traité Génie Electrique*, D 3 173.
- [39] IAEW/ CONSENTEC. Analysis of Electricity Network Capacities and Identification of Congestion. Final Report; 2001.
- [40] ENTSO -E. North-South Interconnections in Central-East and South-East Europe. Available: <http://tyndp.entsoe.eu/insight-reports/north-south-interconnection-cee-see/>
- [41] ACER/CEER. Annual Report on the Results of Monitoring the Internal Electricity Markets in 2015. Sep; 2016.

- [42] Huang GM, Zhang H. Coordinating simultaneous energy transaction as an extended OPF function. In: Proceedings of the IEEE power engineering society general meeting; 2000.
- [43] Granelli G, Montagna M, Zanellini F, Bresesti P, Vailati R. A Genetic Algorithm-Based Procedure to Optimize System Topology against Parallel Flows. *IEEE Trans Power Syst* 2006;21:333–40.
- [44] Hutcheon N, Bialek JW. Updated and validated power flow model of the main continental European transmission network. In: Proceedings of the 2013 IEEE Grenoble Conference, 2013; p.1–5.
- [45] Henry S, Panciatici P, Parisot A. Going Green: Transmission Grids as Enablers of the Transition to a Low-Carbon European Economy. *IEEE Power energy mag* 2014;12:26–35.
- [46] Torriti J. Privatisation and cross-border electricity trade: From internal market to European Supergrid?. *Energy* 2014;77:35-40.
- [47] Battaglini A, Lilliestam AJ, Haas A, Patt A. Development of SuperSmart Grids for a more efficient utilisation of electricity from renewable sources. *J Clean Prod* 2009;17:911–18.
- [48] Elliott D. Emergence of European supergrids—Essay on strategy issues. *Energy Strategy Rev* 2013;1:171–73.
- [49] Steinberger J. Solar power should replace wind energy. Report in the Times, May; 2009.
- [50] R. Soler, " Le solaire thermodynamique à concentration", EDF R&D, 2012.
- [51] SYNDICAT, " Principe de fonctionnement du solaire thermodynamique", Syndicat des énergies renouvelables, 2012.
- [52] Monforte LI, Celozzi M, Bardach A, Kowal J, Adam P. Co-development of the Mediterranean transmission grids. CIGRE Technical Report, Report no: C1-207; 2012.
- [53] <http://better-project.net> [accessed 10.03.2018].
- [54] <https://www.res4med.org/> [accessed 10.03.2018].
- [55] Bresesti P, Sforza M, Allegranza V, Canever D, Vailati R. Application of Phase Shifting Transformers for a secure and efficient operation of the interconnection corridors. In: Proceedings of the IEEE power engineering society general meeting; 2005.
- [56] Daxhelet O, Smeur Y. Inter-TSO Compensation Mechanism, http://www.hks.harvard.edu/hepg/rlib_rp_lessons_abroad.html#2005 [accessed 23.01.2017].
- [57] Almohsen R. Multi-billion desert energy project under threat. *SciDevNet*, <http://www.scidev.net/global/desert-science/news/multi-billion-desert-energy-project-under-threat.html>; 2012 [accessed 23.01.2017].
- [58] Rees E. Desertec's plan for Saharan sun to power Europe burns out. *Chinadialogue*, <https://www.chinadialogue.net/article/show/single/en/7558-Desertec-s-plan-for-Saharan-sun-to-power-Europe-burns-out>; 2015 [accessed 23.01.2017].
- [59] EUREKA. The energy security strategy in Europe. *The European Files*; 2014.
- [60] <http://www.nurenergie.com/index.php/francais/projets/tunisie> [accessed 10.03.2018].
- [61] BETTER, 2014. Role and Design of the Cooperation Mechanism.
- [62] Trieb, F., Schillings, C., Pregger, T., O'Sullivan, M., 2012. Solar electricity imports from the Middle East and North Africa to Europe. *Energy Policy*. 42, 341–53.
- [63] May, N., 2005. Eco-Balance of a Solar Electricity Transmission from North Africa to Europe. Diploma Thesis, University of Braunschweig.

- [64] Schlecht, M., Meyer, R., 2012. Site selection and feasibility analysis for concentrating solar power (CSP) systems. Woodhead Publishing Limited.
- [65] Eurostat. Electricity price statistics. Available: http://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php/Electricity_price_statistics; 2017 [accessed 06.07.17].
- [66] Pfluger B, Sensfuss F, Wietschel M. Agent-based simulation of the effect of an import of electricity from renewable sources in Northern Africa into the Italian power market. In: Proceedings of the 2009 International Energy Business Conference (IEWT); Vienna; 2009.
- [67] Marin-Quemada, J.M. Iberian electricity market - Mibel: An example of regional integration before the European single market. Latin American Competition Forum, Uruguay; 2014.
- [68] Directorate General for Internal Policies. European Energy Industry Investments. Policy department; 2017.
- [69] Terna, Sustainability Report; 2012.
- [70] Cova B, Pincella C, Simioli G, Stigliano GP, Vailati R, Zecca B. HVDC Interconnections in the Mediterranean Basin. Power Engineering Society Inaugural Conference and Exposition in Africa, South Africa; 2005.
- [71] Cova B, Abougarad F, Allagui S, Colla L, Rebolini M, Touileb R, Zecca B. Linking Europe to Africa through long distance HVDC submarine interconnectors: methodology applied to the feasibility study and technical challenges to be overcome. CIGRE Session, Paper B4-116; 2008.
- [72] Tsikalakis A, Tomtsi T, Hatziargyriou N, Poullikkas A, Malamatenios C, Giakoumelos E, et al. Review of best practices of solar electricity resources applications in selected Middle East and North Africa (MENA) countries. *Renew Sustain Energy Rev* 2011;15:38–49.
- [73] Boukelia T, Mecibah M. Parabolic trough solar thermal power plant: Potential, and projects development in Algeria. *Renew Sustain Energy Rev* 2013;21:88–97.
- [74] Stambouli AB, Khat Z, Flazi S, Kitamura Y. A review on the renewable energy development in Algeria: Current perspective, energy scenario and sustainability issues. *Renew Sustain Energy Rev* 2012;16: 45–60.
- [75] MEM. Guidelines to Renewable Energies. Algerian Ministry of Energy and Mines (MEM); 2007.
- [76] Merzouk NK. Wind energy potential of Algeria. *Renew Energ* 2000;21:53–62.
- [77] Samus T, Lang B, Rohn H. Assessing the natural resource use and the resource efficiency potential of the Desertec concept. *Sol Energy* 2013;87:76–83.
- [78] Wuppertal Institute and CREAD. Algeria – A Future Supplier of Electricity from Renewable Energies for Europe?. Wuppertal Institute for Climate, Environment and Energy and Center for Research in Applied Economics for Development (CREAD); 2010.
- [79] Rossetto N, Algerian hydrocarbon sector struggles to meet expectations and country requirements. <http://www.ispionline.it/it/energy-watch/algerian-hydrocarbon-sector-struggles-meet-expectations-and-country-requirements-14913#note02>; 2016 [accessed 09.05.2017].
- [80] Layachi A. The changing geopolitics of natural gas: the case of Algeria. Harvard University's Belfer Center and Rice University's Baker Institute Center for Energy Studies; 2013.
- [81] REEEP, Energy Profile Algeria. http://www.reegle.info/countries/algeria-energy_profile/DZ#capacity_concerns; 2015 [accessed 10.05.2017].
- [82] Aissaoui A. Algerian Gas: Troubling Trends, Troubled Policies. The Oxford Institute for Energy Studies; 2016.

- [83] MEM. Renewable Energy and Energy Efficiency Program. Algerian Ministry of Energy and Mines (MEM); 2011.
- [84] Escribano G. The EU-Algeria energy forum: a new narrative in the making or just another missed opportunity?. Elcano Royal Institute; 2016.
- [85] IEA. Law 04-92 on the Diversification of Power Generation Costs (REFIT), <https://www.iea.org/policiesandmeasures/pams/algeria/name-36695-en.php>; 2014 [accessed 10.05.2017].
- [86] MEM. Renewable energies and energy efficiency development program in Algeria. Algerian Ministry of Energy and Mines (MEM); 2016.
- [87] Duhamel B, Beaussant H. EU Energy Strategy in the South Mediterranean. European Parliament, Industry, Research and Energy; 2011.
- [88] IEA. Feed-in tariff for solar PV installations, <https://www.iea.org/policiesandmeasures/pams/algeria/name-131493-en.php>; 2014 [accessed 10.05.2017].
- [89] KPMG. Guide to Investing in Algeria. KPMG S.P.A., Algeria; 2013.
- [90] Gaub F. Algeria's army: on jihadist alert. European Union Institute for Security Studies; 2015.
- [91] Global IDP Project. Algeria: slow IDP return to rural areas. Norwegian Refugee Council; 2005.
- [92] Stegen KS, Gilmartin P, Carlucci J. Terrorists versus the Sun: Desertec in North Africa as a case study for assessing risks to energy infrastructure. *Risk Manag* 2012;14:3–26.
- [93] Komendantova N, Patt A, Williges K. Solar power investment in North Africa: Reducing perceived risks. *Renew Sustain Energy Rev* 2011;15:4829–4835.
- [94] Komendantova N, Patt A, Barras L, Battaglini A. Perception of risks in renewable energy projects: The case of concentrated solar power in North Africa. *Energ Policy* 2012;40:103–109.
- [95] Komendantova N, Pfenninger S, Patt A. Governance Barriers to Renewable Energy in North Africa. *The International Spectator: Italian Journal of International Affairs* 2014;2:50-65.
- [96] Lacher W, Kumetat D. The security of energy infrastructure and supply in North Africa: hydrocarbons and renewable energies in comparative perspective. *Energ Policy* 2011;39:4466–4478.
- [97] Lilliestam J. Vulnerability to terrorist attacks in European electricity decarbonisation scenarios: Comparing renewable electricity imports to gas imports. *Energ Policy* 2014;66:234–248.
- [98] Michael LC, Celine VZ, Jessica N. Algeria: New Investment Code, <http://www.lexology.com/library/detail.aspx?g=e3f56ae8-a2f4-4cf2-a66f-799d227564a7>; 2016 [accessed 11.05.2017].
- [99] BETTER. Role and Design of the Cooperation Mechanism. Bringing Europe and Third countries closer together through renewable Energies (BETTER); 2014.
- [100] Yaiche MR, Bouhanik A. Atlas solaire Algerien. CDER; 2013.
- [101] Humpert C. Long distance transmission systems for the future electricity supply – Analysis of possibilities and restrictions. *Energy* 2012;48:278–83.
- [102] Thorpe D. New grid under-sea cable to connect England and Scotland, <http://www.theenergycollective.com/david-k-thorpe/76784/world-beating-11bn-under-sea-cable-connect-england-and-scotland>; 2012 [accessed 11.05.2017].

- [103] L. Wehenkel and M. Pavella "Preventive vs. emergency control of power systems", IEEE PES Power Systems Conference and Exposition, New York, 2004.
- [104] D. Kirschen, G. Strbac, "Why Investments Do Not Prevent Blackouts," The Electricity Journal, pp. 29-36, March 2004.
- [105] A.J. Monticelli, M.V.P. Pereira, S. Granville, Security-constrained optimal power flow with post-contingency corrective rescheduling, IEEE Trans. Power Syst. 2 (1) (1987) 175–182.
- [106] L. Roald, S. Misra, T. Krause, and G. Andersson, "Corrective Control to Handle Forecast Uncertainty: A Chance Constrained Optimal Power Flow", *IEEE Trans. Power Syst.*; 2016.
- [107] F. Capitanescu, J. Martinez Ramos, P. Panciatici, D. Kirschen, A. Marano Marcolini, L. Platbrood, and L. Wehenkel, "State-of-the-art, challenges, and future trends in security constrained optimal power flow," *Electric Power Systems Research*, vol. 81, no. 8, pp. 1731–1741, 2011.
- [108] M. Vrakopoulou, S. Chatzivasileiadis, and G. Andersson, "Probabilistic security-constrained optimal power flow including the controllability of hvdc lines," in Innovative Smart Grid Technologies Europe (ISGT EUROPE), 2013 4th IEEE/PES, Oct 2013, pp. 1–5.
- [109] R. Yang, G. Hug, "Potential and Efficient Computation of Corrective Power Flow Control in Cost vs. Risk Trade-Off" *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 5, no. 4, pp. 2033–2043, 2014.
- [110] Zarate-Mihano, R., Conejo, A.J., Milano, F.: 'OPF-based security redispatching including FACTS devices', *IET Gener. Transm. Distrib. J.*, 2008, 2, (6), pp. 821–833
- [111] Shao, W., Vittal, V.: 'LP-based OPF for corrective FACTS control to relieve overloads and voltage violations', *IEEE Trans. Power Syst.*, 2006, 21, (4), pp. 1832–1839
- [112] S.C. Muller, U. Hager, C. Rehtanz, A multiagent system for adaptive power flow control in electrical transmission systems, *IEEE Trans. Ind. Inf.* 10 (4); 2014, 2290–2299.
- [113] Marinakis, M. Glavic, and T. Van Cutsem, "Minimal reduction of unscheduled flows for security restoration: Application to phase shifter control," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 25, no. 1, pp. 506–515, Feb. 2010.
- [114] T. K. P. Medicherla, R. Billinton, and M. S. Sachdev, "Generation rescheduling and load shedding to alleviate line overloads—Analysis," *IEEE Tran PAS-98*, pp. 1876–1884, 1979.
- [115] J.N. Wrubel, P.S. Rapcienski, K.L. Lee, B.B. Gisin, G.W. Woodrell, Practical experience with corrective switching algorithm for on-line applications, *IEEE Trans. Power Syst.* 12 (1) (1996) 415–421.
- [116] J.G. Rolim, L.J.B. Machado, A study of the use of corrective switching in transmission systems, *IEEE Trans. Power Syst.* 14 (1) (1999) 336–341.
- [117] W. Shao, V. Vittal, Corrective switching algorithm for relieving overloads and voltage violations, *IEEE Trans. Power Syst.* 20 (4) (2005) 1877–1885.
- [118] Thanikachalam ; V. T. Sulzberger ; P. Van Olinda ; J. N. Wrubel, "On-line operation of phase shifters using energy control center computers", *IEEE Tran PAS-93*, pp. 1563–1571, 1974.
- [119] J. A. Momoh, J. Z. Zhu, G. D. Boswell, and S. Hoffman, "Power system security enhancement by OPF with phase shifter," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 16, no. 2, pp. 287–293, May 2001.
- [120] N. S. Dhaliwal, J. B. Davies, D. A. N. Jacobson, R. Gonzalez, "Use of an integrated ac/dc special protection scheme at Manitoba hydro", *CIGRE Technical Report*, Report no: B5-206; 2006.

-
- [121] N. Li, Y. Xu, and H. Chen, "FACTS-based power flow control in interconnected power systems," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 15, no. 1, pp. 257–262, Feb. 2000.
- [122] S. H. Song, J. U. Lim, S. W. Jung, and S. I. Moon, "Preventive and corrective operation of FACTS devices to cope with a single line-faulted contingency," *Power Engineering Society General Meeting, IEEE*, vol.1, pp. 837 – 842, Jun. 2004.
- [123] P. Guha Thakurta, R. Belmans, and D. Van Hertem, "Risk-based management of overloads caused by power injection uncertainties using power flow controlling devices," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 30, no. 6, pp. 3082–3092, Nov 2015.
- [124] Z. Jiao, X. Wang, H. Gong, "Wide area measurement/wide area information-based control strategy to fast relieve overloads in a self-healing power grid", *IET Gener. Transm. Distrib.*, 2014, Vol. 8, Iss. 6, pp. 1168–1176
- [125] Oudalov, R. Cherkaoui, A.J. Germond, M. Emery, "Coordinated Power Flow Control by Multiple FACTS Devices", *Proc. of the IEEE Power Tech 2003 Conference*, Bologna, Italy, June 23-26, pp. 48-52
- [126] CIGRE Joint Working Group C4/B4/C1.604. Influence of Embedded HVDC Transmission on System Security and AC Network Performance. Technical Brochure 536; 2013.
- [127] L. Carlsson, "HVDC A "firewall" against disturbances in high-voltage grids," *ABB Review*, 2005.
- [128] Final Report on the August 14, 2003 Blackout in the United States and Canada: Causes and Recommendations, US-Canada Power System Outage Task Force, Apr. 2004.
- [129] W. Breuer, V. Hartmann, D. Povh, D. Retzmann and E. Teltsch, "Application of HVDC for large power system interconnections," *CIGRE paper B4-106*, Paris, 2004.
- [130] Union for the Coordination of Transmission of Electricity (UCTE). Final report on system disturbance on 4 November 2006. Tech Rep; 2007.
- [131] Union for the Coordination of Transmission of Electricity. Final Report of the Investigation Committee on the 28 September 2003 Blackout in Italy. UCTE Report; 2004.
- [132] R. Dass, B. Linden, S. Rinaldo, S. Cheung. Operation experience from bulk power HVDC links from Three Gorges complex. *CIGRE paper B4-208*, Paris, 2006.
- [133] IEEE Committee Report, "Dynamic performance characteristics of north American HVDC systems for transient and dynamic stability evaluations," *IEEE Trans. Power App. Syst*, Vol. PAS-100, pp. 3356-3364, 1981.
- [134] Siemens AG. HVDC – High Voltage Direct Current Transmission—Unrivaled practical experience. 2012.
- [135] Benasla M, Allaoui T, Brahami M, Boudali A. Benefits of HVDC for reducing the risk of cascading outages and large blackouts in AC/DC hybrid grid. In: *Proceedings of the 3rd International Conference on Control, Engineering & Information Technology (CEIT)*, 2015; pp. 1–6.
- [136] IEEE Committee Report. HVDC controls for system dynamic performance. *IEEE Trans Power Syst* 1991;6:743–52.
- [137] M. D. Ilic, E. h. Allen, J. w. Chapman, C. A. King, J. H. Lang, E. Litvinov, " Preventing Future Blackouts by Means of Enhanced Electric Power Systems Control: From Complexity to Order," *Proceedings of the IEEE*, vol. 93, pp. 1920-1941, 2005.

- [138] Taylor, C. W., Erickson, D. C., Martin, K. E., Wilson, R. E., and Venkatasubramanian, V., "WACS—wide-area stability and voltage control system, R&D and online demonstration", *Proc. of the IEEE*, vol. 93, no. 5, pp. 892-906, May 2005.
- [139] Kamwa I, Grondin R, Asber D, Gingras JP, Trudel G. Large-scale active-load modulation for angle stability improvement. *IEEE Trans Power Syst* 1999;14:582–90.
- [140] IEEE Committee Report, "A description of discrete supplementary controls for stability," *IEEE Trans. Power App. Syst.*, vol. PAS-97, pp. 149–165, 1978.
- [141] Lenoir, L., Kamwa, I., Dessaint, L.A.: 'Overload alleviation with preventive-corrective static security using fuzzy logic', *IEEE Trans. Power Syst.*, 2009, 24, (1), pp. 134–145
- [142] K. R. W. Bell, A. R. Daniels, and R. W. Dunn, "Alleviation of transmission system overloads using fuzzy reasoning," *Fuzzy Sets Syst.*, vol. 102, pp. 41–52, 1999.
- [143] Oudalov and P. Korba, "Fuzzy gain scheduling technique for power flow control", *Int. J. Computer Applications in Technology*, Vol. 27, 2006.
- [144] K. R. W. Bell, A. R. Daniels, and R. W. Dunn, "Modelling of operator heuristics in dispatch for security enhancement," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 14, no. 3, pp. 1107–1113, Aug. 1999.
- [145] N. Udupa, G. K. Purushothama, K. Parthasarathy, and D. Thukaram, "A fuzzy control for network overload alleviation," *Int. J. Elect. Power Energy Syst.*, vol. 23, no. 2, pp. 119–128, 2001.
- [146] J. Tu, H. Xin, Z. Wang, D. Gan, and Z. Huang, "On Self-Organized Criticality of the East China AC–DC Power System—The Role of DC Transmission," *IEEE Trans. PowerSyst*, vol. 28, pp. 3204–3214, 2013.
- [147] Ghahremani, E., Kamwa, I., "Local and Wide-Area PMU-Based Decentralized Dynamic State Estimation in Multi-Machine Power Systems", *IEEE Trans. Power Syst.*, 2016, 31, (1), pp. 547-562
- [148] IEEE/CIGRE Joint Task Force on Stability Terms and Definitions, "Definition and classification of power system stability," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 19, no. 3, pp. 1387–1401, Aug. 2004.
- [149] L. Wei, "Le délestage optimal pour la prévention des grandes pannes d'électricité", Thèse de doctorat, Institut polytechnique de Grenoble, 2009.
- [150] Aboul-Ela, M., E., Sallam, A., A., McCalley, J., D., *et al.*, "Damping controller design for power system oscillations using global signals", *IEEE Trans. Power Syst.*, 1996, 11, pp. 767-773
- [151] Hasan Alkhatib, "Etude de la stabilité aux petites perturbations dans les grands reseaux electriques : optimisation de la régulation par une méthode metaheuristique", Thèse de Doctorat de l'Université Paul Cézanne D'aix-Marseille, 5 décembre 2008.
- [152] B. Pal, B. Chaudhuri, *Robust Control in Power Systems*. New York, Springer Inc., 2005.
- [153] Kundur, P., Klein, M., Rogers, G., J., *et al.*, "Application of power system stabilizers for enhancement of overall system stability", *IEEE Trans. Power Syst.*, 1989, 4, (2), pp. 614–626.
- [154] I.J.Perez-Arriaga, et al, "Selective Modal Analysis with Application to Electric Power System", *IEEE T-PAS*, Vol.101, pp 3126-3126 Sep. 1982
- [155] E. Z. Zhou, O. P Malik, and G. S. Hope, "Theory and Method for Selection of Power System Stabilizer Location," *IEEE Transactions on Energy Conversion*, vol. 6, no. 1, pp. 170-176, March 1991.

-
- [156] H. F. Wang, F. J. Swift, and M. Li, "Indices for selecting the best location of PSSs or FACTS-based stabilisers in multimachine power systems: a comparative study," *Proc. Inst. Elect. Eng., Gen. Transm. Dist.*, vol. 144, no. 2, pp. 155–159, Mar. 1997.
- [157] F. L. Pagola, I. J. Perez-Arriaga, and G. C. Verghese, "On sensitivities, residues and participations: applications to oscillatory stability analysis and control," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 4, no. 1, pp. 278–285, 1989.
- [158] M. A. Hamdan and A. M. Elabdalla, "Geometric measures of modal controllability and observability of power systems models," *Elect. Power Syst. Res.*, vol. 15, pp. 147–155, 1988.
- [159] K. E. Bollinger, R. Winsor, and A. Campbell, "Frequency response methods for tuning stabilizers to damp out tie-line power oscillations: Theory and field-test results," *IEEE Trans. Power App. Syst.*, vol. PAS-98, no. 5, pp. 1509–1515, Sep. 1979.
- [160] N. Martins, "Efficient eigenvalue and frequency response methods applied to power system small-signal stability studies," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. PWRS-1, no. 1, pp. 217–226, Feb. 1986.
- [161] D. M. Lam and H. Yee, "A study of frequency responses of generator electrical torques for power system stabilizer design," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 13, no. 3, pp. 1136–1142, Aug. 1998.
- [162] G. W. Dudgeon, W. E. Leithead, A. Dys'ko, J. O'Reilly, and J. R. McDonald, "The Effective Role of AVR and PSS in Power Systems: Frequency Response Analysis," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 22, no. 4, pp. 1986–1994, Nov. 2007.
- [163] J. C. Castro and C. S. Araujo, "Frequency domain analysis of oscillatory modes in decentralized control systems," *Automatica*, vol. 34, no. 12, pp. 1647–1649, 1998.
- [164] M. Klein, G. J. Rogers, S. Moorthy, and P. Kundur, "Analytical investigation of factors influencing power system stabilizer performance," *IEEE Trans. Energy Convers.*, vol. 7, no. 3, pp. 382–390, Sep. 1992.
- [165] Rogers, G., "Power System Oscillations", (Boston, MA, Kluwer, 2000)
- [166] Kundur, P., Berube, G., R., Hajagos, L., M., *et al.*, "Practical Utility Experience with and Effective Use of Power System Stabilizers", IEEE PES Meeting, Vol. 3, Jul. 2003, pp. 1777- 1785.
- [167] IEEE Standard 421.5, "IEEE Recommended Practice for Excitation System Models for Power System Stability Studies", 1992
- [168] IEEE Standard 421.5., "IEEE Recommended Practice for Excitation System Models for Power System Stability Studies", 2006 (Revision of IEEE Standard 421.5-1992).
- [169] Murdoch, A., Venkataraman, S., Sanchez-Gasca, J. J., *et al.*, "Practical application considerations for power system stabilizer (PSS) controls," in Proc. IEEE PES Summer Meeting, vol. 1, Jul. 1999, pp. 83–87.
- [170] Bollinger, K., E., Ao, S., Z., "PSS performance as affected by its output limiter", IEEE Trans. Energy Convers., 1996, 11, (1), pp. 118–124.
- [171] Bollinger, K. E., Gu, W., Norum, E., "Accelerating power versus electrical power as input signals to power system stabilizers", IEEE Trans. Energy Convers., 1991, 6, (4), pp. 620–626
- [172] Kamwa, I., Grondin, R., Trudel, G., "IEEE PSS2B versus PSS4B, The Limits of Performance of Modern Power System Stabilizers", IEEE Trans. Power Syst., 2005, 20, (2), pp. 903-915.

- [173] Watson, W., Manchur, G., "Experience with Supplementary Damping Signals for Generator Static Excitation Systems", IEEE Trans., 1973, PAS-92, pp. 199-203
- [174] deMello, F. P., Hannett, L. N., Undrill, J. M., "Practical Approaches to Supplementary Stabilizing from Accelerating Power", IEEE Trans., 1978, PAS-97, pp. 1515-1522
- [175] Yang, X., Feliachi, A., "Stabilization of inter-area oscillation modes through excitation systems", IEEE Trans. Power Syst., 1994, 9, (1), pp. 494–502.
- [176] Yang, X., Feliachi, A., Adapa, R., "Damping enhancement in the western U.S. power system, a case study", IEEE Trans. Power Syst., 1995, 10, (3), pp. 1271–1278
- [177] Kamwa, I., Grondin, R., Hebert, Y., "Wide-area measurement based stabilizing control of large power systems—a decentralized/hierarchical approach", IEEE Trans. Power Syst., 2001, 16, (1), pp. 136–153
- [178] Zhang, Y., Bose, A., "Design of wide-area damping controllers for interarea oscillations", IEEE Trans. Power Syst., 2008, 23, (3), pp. 1136–1143
- [179] Kamwa, I., Gerin-Lajoie, L., Trudel, G., "Multi-loop power system stabilizers using wide-area synchronous phasor measurements", in Proc. American Control Conf., June 1998, 5, pp. 2963–2967.
- [180] Almutairi, A. M., Milanovic, J. V., "Optimal input and output signal selection for wide-area controllers," in *Proc. IEEE PowerTech Conf.*, Bucharest, 2009.
- [181] Ni, H., Heydt, G. T., Mili, L., "Power system stability agents using robust wide area control", *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 17, no. 4, pp. 1123–1131, Nov. 2002.
- [182] Stahlhut, J. W., Browne, T. J., Heydt, G. T., *et al.*, "Latency viewed as a stochastic process and its impact on wide area power system control signals", IEEE Trans. Power Syst., 2008, 23, (1), pp. 84-91
- [183] Pai, M. A., "Energy Function Analysis for Power System Stability". (Norwell, MA, Kluwer, 1989)
- [184] Moeini, A., Kamwa, I., "Analytical Concepts for Reactive Power Based Primary Frequency Control in Power Systems", IEEE Trans. Power Syst., 2015, 99, pp. 1-14
- [185] IEEE PES Task Force on Benchmark Systems for Stability Controls "Report on the 68-bus system (New England / New York Test System)", Ver 4.0, Jun, 2014.
- [186] Klein M, Rogers GJ, Kundur P. A fundamental study of inter-area oscillations in power Systems. IEEE Trans Power Syst 1991;06:914–21.
- [187] L. L. Grigsby, Ed., *The Electric Power Engineering Handbook*: CRC Press/IEEE Press, 2001, ch. 11, Power System Dynamics and Stability.
- [188] E. G. Shahraki, "Apport de l'UPFC à l'amélioration de la stabilité transitoire des réseaux électriques", Thèse de Doctorat de l'Université Henri Poincaré, Nancy-I, 13 Octobre 2003.
- [189] M. Benasla, T. Allaoui, Y. Chedni, and A. Boudali, "Enhancement of the Transient Stability of AC/DC Power System by Controlling HVDC Power Flow", The international conference on electronics and oil: from theory to applications March 05-06, 2013, Ouargla, Algeria
- [190] Uma Vani M, Dr.Ramana Rao P.V, "Damping effects of Supplementary Control Signals for Enhancement of Transient Stability in AC-DC Power Systems", International Journal of Engineering Science and Technology Vol. 2 (7), 2010.

- [191] CIGRE Working Group 14.05. Interaction between HVDC converters and nearby synchronous machines. Technical Brochure 119, CIGRE; 1997.
- [192] Elices A, Rouco L, Bourlès H, Margotin T. Design of Robust Controllers for Damping Interarea Oscillations: Application to the European Power System. *IEEE Trans Power Syst* 2004;19:1058–67.
- [193] Lehner J, Kaufhold M, Treuer M, Weissbach T. Monitoring of Inter-Area Oscillations within the European Interconnected Network based on a Wide Area Measuring System. In: *Proceedings of the 2010 IEEE/PES Transmission and Distribution Conference and Exposition*; 2010; pp. 1–8.
- [194] Kùßner K, Kasztel Z, Erlich I, Wilfert HH, Schegner P. Damping control of inter-area oscillations in the European power system using aggregated models. *Electrical Engineer* 2001;83:275–85.
- [195] Larsson M, Korba P, Sattinger W, Owen P. Monitoring and Control of Power System Oscillations using FACTS/HVDC and Wide-area Phasor Measurements. CIGRE Technical Report, Report no: B5-119; 2012.
- [196] Breulmann H, Grebe E, Lösing M, Winter W, Witzmann R, Dupuis P, et al. Analysis and Damping of Inter-Area Oscillations in the UCTE/CENTREL Power System. CIGRE Technical Report, Report no: 38-113; 2000.
- [197] Al-Ali S, Nassar I, Weber H. Interconnection of the European ENTSO-E-CE system with the Turkish system: investigation of the expected inter-area-oscillations behaviour. In: *Proceedings of the 17th Power Systems Computation Conference*; 2011.
- [198] Al-Ali S, Haase T, Nassar I, Weber H. Impact of Increasing Wind Power Generation on the North-South Inter-Area Oscillation Mode in the European ENTSO-E System. In: *Proceedings of the 19th World Congress the International Federation of Automatic Control*; 2014.
- [199] CIGRE Working Group C4.601. Wide Area Monitoring and Control for Transmission Capability Enhancement. Technical Brochure 330, CIGRE; 2007.
- [200] Zhang X, Lu C, Liu S, Wang X. A review on wide-area damping control to restrain inter-area low frequency oscillation for large-scale power systems with increasing renewable generation. *Renew Sustain Energy Rev* 2016;57:45–58.
- [201] Euro-Mediterranean Energy Market Integration Project (MED-EMIP). Analysis and proposals of solutions for the closure of the ring and North-South electrical corridors. MEDRING update Volume 2; 2010.
- [202] Wheeler JD, Andersen BR, Sadullah S, Gulati R. Building India's grid: an examination of the infrastructure benefits of HVDC transmission. CIGRE Technical Report, Report no: 14-114; 2002.
- [203] Lee RL. DC System Support to Southern California during Pacific AC Inertie Failures of December 22, 1982. In: *Proceedings of the Symposium on Urban Applications of HVDC Power Transmission*, 1983; pp. 24–26.
- [204] ENTSO-E. Analysis of CE inter-area oscillations of 19 and 24 February 2011, ENTSO-E SG SPD Report; 2011.
- [205] Heniche A, and Kamwa I. Control Loops Selection to Damp Inter-Area Oscillations of Electrical Networks. *IEEE Trans Power Syst* 2002;17:378–84.
- [206] Mao X, Zhang Y, Guan L, Wu X. Researches on coordinated control strategy for inter-area oscillations in AC/DC hybrid grid with multi-infeed HVDC. In: *Proceedings of the 2005 IEEE/PES Transmission & Distribution Conference & Exposition: Asia and Pacific*, 2005; pp. 1–6.

- [207] Eriksson R. Coordinated control of HVDC links in transmission systems. Doctoral thesis, Royal institute of technology, Sweden; 2011.
- [208] Azad SP, Taylor JA, and Iravani R. Decentralized Supplementary Control of Multiple LCC-HVDC Links. *IEEE Trans Power Syst* 2016;31:572–80.
- [209] CIGRE Task Force 38-02-14. Large Frequency Disturbances: Analysis and Modeling Needs. In: Proceedings of the IEEE Power Engineering Society, Winter Meeting; 1999.
- [210] Bakken BH, Faanes HH. Technical and economic aspects of using a long submarine HVDC connection for frequency control. *IEEE Trans Power Syst* 1997;12:1252–58.
- [211] ENTSO-E. Synthetic overview of electric system consumption, generation and exchanges in the ENTSO-E Area, ENTSO-E Electricity in Europe; 2015.
- [212] J. D. Ainsworth, "Proposed benchmark model for study of HVDC controls by simulator or digital computer," in *Proc. CIGRE SC-14 Colloq. HVDC With Weak AC Systems*, Maidstone, U.K., Sep. 1985.
- [213] M. Szechtman, T. Wess, and C. V. Thio, "First benchmark model for HVDC control studies," *Electra*, no. 135, pp. 54–67, Apr. 1991.
- [214] "A benchmark model for HVDC system studies," in *Proc. Int. Conf. AC/DC Power Transmission*, Sep. 17–20, 1991, pp. 374–378.
- [215] IEEE Task Force on Dynamic Average Modeling, "Dynamic Average-Value Modeling of CIGRE HVDC Benchmark System", *IEEE transactions on power delivery*, VOL. 29, NO. 5, 2014.
- [216] M. O. Faruque, Y. Zhang, and Venkata Dinavahi, "Detailed Modeling of CIGRÉ HVDC Benchmark System Using PSCAD/EMTDC and PSB/SIMULINK", *IEEE Transactions on power delivery*, VOL. 21, NO. 1, 2006.
- [217] M. Benasla, T. Allaoui, M. Brahami, "Recovery of HVDC System from DC Line Fault: a New Protection Method", *International Review of Automatic Control (IREACO)*, vol.07, 2014.