

الجمهورية الجزائرية الديمقراطية الشعبية  
République Algérienne Démocratique et Populaire

Ministère de l'Enseignement Supérieur  
et de la Recherche Scientifique  
Université Akli Mohand Oulhadj - Bouira -  
Tasdawit Akli Muḥend Ulḥağ - Tubirett -



وزارة التعليم العالي والبحث العلمي  
جامعة أكلي محمد أولحاج  
- البويرة -

Faculté des Sciences et des Sciences Appliquées

كلية العلوم والعلوم التطبيقية

Référence : ...../MM/2021

المرجع : .....م / م / 2021

## Mémoire de Master

Présenté au

**Département** : Génie Électrique  
**Domaine** : Sciences et Technologies  
**Filière** : Electrotechnique  
**Spécialité** : Réseaux Electriques

Réalisé par :

**KHELIFI El Khalil**

Et

**HAMLAT Abdelkarim**

## Thème

**Analyse de stabilité du réseau de transport en présence  
des lignes HVDC**

Soutenu le: **30/10/2021**

Devant la commission composée de :

Mme : LATRACHE Sadjia	M.A.A	Univ. Bouira	Président
Mr : TOUAFEK Mohamed Yaakoub	M.C.A	Univ. Bouira	Rapporteur
Mr : SAOUDI Kamel	M.C.A	Univ. Bouira	Examinateur

# *Dédicace*

*Nous dédions ce modeste travail*

*Pour nos pères et mères en général*

*Pour mon père paix à son âme ,khelifi Ahmed*

*Pour nos frères et nos sœurs*

*Pour tout les membres de nos familles*

*Pour nos très chers amis*

*A tous les étudiants de électrotechniques*

*A tous les enseignants du département génie électrique*

*A tous les travailleurs de l'université Akli Mouhand*

*Oulhadj*

*Abdelkarim & Khalil*

---

## Remerciements

Ce travail a été effectué au sein du Département des Sciences et sciences appliquées de l'Université de Bouira.

À l'issue de ce projet de fin d'études, je remercie ALLAH le tout puissant qui m'a donné la santé, la volonté et la patience.

Je tiens à remercier, en premier lieu, Mr. TOUAFEK Mohamed Yaakoub, Directeur de ce mémoire. Je lui exprime toute ma gratitude pour son expérience, son soutien inconditionnel et ses qualités humaines, son encadrement qui m'a offert la possibilité de réaliser ce travail et qui m'a permis d'élargir mon spectre de connaissances scientifiques.

Je remercie également tous les membres du jury pour l'intérêt qu'ils ont porté à mon travail :

Mme : LATRACHE Sadjia

Mr : SAOUDI Kamel

Un grand merci s'adresse aux enseignants du département de génie électrique de l'université qui m'ont accompagné dans mon parcours, mes remerciements vont aussi à l'ensemble de mes collègues et mes amis pour leurs soutiens et leurs encouragements tout au long de mon cursus.

Enfin, j'associe à ces remerciements tous ceux qui ont contribué à réaliser ce travail.

## Résumé

Malgré l'évolution rapide des dispositifs de protection et de régulation, les systèmes électro-énergétiques sont souvent sujets à des perturbations de diverses origines pouvant entraîner des déclenchements intempestifs de ses constituants. Ces perturbations affectent la perte de la stabilité du système et provoquent un déséquilibre important de l'énergie électrique. Cet état entraîne souvent un effondrement de tout le réseau. Dans ce mémoire, nous présentons l'analyse de la stabilité transitoire dans un réseau de transport d'énergie électrique en présence de ligne HVDC en utilisant un compensateur (SVC). Pour le cas de défaut : court circuit triphasé. Les simulations, les représentations graphiques ont été faites sous MATLAB en utilisant la boîte à outils SIMULINK.

**Mots clés :** Réseaux Electriques, stabilité transitoire, Simulation, HVDC, SVC.

# Table des Matières

Remerciements .....	I
Résumé .....	II
Table des Matières .....	III
Liste des Figures.....	IV
Liste des Tableaux.....	V
Listes des Acronymes et Symboles .....	VI

## **Introduction Générale** **1**

### **Chapitre 1 : Analyse de stabilité des réseaux électrique de transport**

1. Introduction .....	3
2. Réseau électrique.....	3
2.1. Structures topologiques .....	4
2.1.1. Structure maillée.....	4
2.1.2. Structure bouclée .....	4
2.1.3. Structure radiale .....	5
2.2. Différents types de réseaux électriques .....	5
2.2.1. Station de production.....	6
2.2.2. Réseaux de répartition .....	6
2.2.3. Réseaux de distribution .....	6
2.2.4. Réseaux de transport et d'interconnexion .....	7
2.2.4.1. Lignes aériennes et câbles souterrains .....	7
2.2.4.2. Postes de transformation .....	7
3. Stabilité des réseaux électriques .....	8
3.1. Concepts de base de la stabilité .....	8
3.2. Stabilité des réseaux d'énergie électrique .....	8
3.2.1. Stabilité rotorique .....	9
3.2.2. Stabilité de fréquence .....	9
3.2.3. Stabilité de tension .....	9
3.3. Types de stabilité.....	9
3.3.1. Stabilité statique .....	9
3.3.2. Stabilité dynamique .....	9
3.3.3. Stabilité transitoire .....	10
4. Analyse de la stabilité transitoire des réseaux électriques .....	10
4.1. Méthodes d'intégration numériques .....	10

4.2. Méthodes directes .....	11
4.2.1. Critère des aires égales .....	11
4.2.2. Méthodes de LYPUNOV .....	12
4.3. Méthodes de linéarisation.....	12
5. Amélioration de la stabilité .....	13
5.1. Amélioration de la stabilité par les techniques classiques .....	13
5.2. Amélioration de la stabilité par les techniques modernes .....	13
6. Dispositifs FACTS .....	14
6.1. Rôles des dispositifs FACTS .....	14
6.2. Classification des dispositifs FACTS .....	14
6.2.1. Dispositifs FACTS shunt .....	14
6.2.2. Dispositifs FACTS série .....	15
6.2.3. Dispositifs FACTS combiné série-parallèle .....	15
7. Conclusion.....	15

## Chapitre 2 : Intégration des lignes HVDC dans le réseau électrique

1. Introduction .....	16
2. Développement de la technologie HVDC .....	16
3. Intérêt du transport d'énergie en HVDC .....	18
4. Domaine d'application du courant continu .....	19
4.1. Interconnexions entre les réseaux asynchrones .....	19
4.2. Commande de puissance .....	19
4.3. Liaisons souterraines .....	20
4.4. Liaisons aériennes de grande longueur.....	20
4.5. Stabilité.....	20
5. Avantages du transport d'énergie en technique HVDC .....	20
6. Inconvénients du transport d'énergie en technique HVDC.....	21
6.1. Difficultés de transformation de la tension.....	21
6.2. Les harmoniques.....	21
6.3. La puissance réactive.....	21
6.4. Interruption du courant continu .....	22
7. Aspects économiques .....	22
8. Aspects environnementaux .....	23
9. Principe de fonctionnement d'un système de transport d'énergie électrique à courant continu .....	23
10. Composantes d'une liaison HVDC .....	24
10.1. Transformateurs de conversion .....	25
10.2. Convertisseurs (redresseur et onduleur) .....	25

10.3. Les inductances de lissage .....	25
10.4. Les filtres harmoniques AC .....	26
10.5. Les filtres harmoniques DC .....	26
10.6. Les sources de la puissance réactive.....	26
10.7. Les électrodes de mise à la terre .....	26
10.8. La liaison par micro-onde ou fibre optique entre les postes de conversion .....	27
11. Différents types des systèmes de transmission HVDC .....	27
11.1. Les liaisons « back-to-back » .....	27
11.2. Liaison HVDC entre deux terminaux .....	27
11.2.1. Les liaisons monopolaire .....	27
11.2.2. Les liaisons bipolaires .....	28
11.3. Liaison HVDC multi-terminaux .....	29
12. Conclusion .....	30

### **Chapitre 3 : Résultats et discussions**

1. Introduction .....	31
2. Algorithme d'analyse de la stabilité transitoire des réseaux électriques .....	31
3. Modélisation des différents éléments du réseau électrique .....	32
3.1. Description du réseau test N°1 .....	32
3.1. Description du réseau test N°2 .....	33
4. Initialisation des paramètres du réseau AC et DC .....	34
5. Comparaison les résultats de l'écoulement de puissance AC-DC.....	34
6. Simulation et analyse des résultats .....	35
7. Conclusion .....	42
<b>Conclusion Générale</b> .....	<b>43</b>
<b>Références</b> .....	<b>44</b>
<b>Annexe</b> .....	<b>48</b>

# Liste des Figures

Fig. 1.1. Schéma d'une structure maillé.....	4
Fig. 1.2. Schéma d'une structure bouclée.....	5
Fig. 1.3. Schéma d'une structure radiale.....	5
Fig. 1.4. Les différents niveaux d'un système de puissance.....	6
Fig. 1.5. Réseaux de transport.....	7
Fig. 1.6. Postes de transformation.....	8
Fig. 1.7. Principe du critère des aires égales.....	11
Fig. 1.8. Schéma du SVC.....	15
Fig. 2.1. Exemples de ligne HVDC dans différents pays.....	18
Fig. 2.2. Poste de Sellinge de la liaison IFA 2000 MW.....	18
Fig. 2.3. Salle de vannes lumineuses HVDC.....	18
Fig. 2.4. Comparaison de la largeur de couloir requise par les deux lignes HVDC 500 KV Trois-Gorges- Shanghai et par les lignes HVAC ayant la même capacité de transport. .....	19
Fig. 2.5. Coûts relatifs comparés de liaisons à courant continu et à courant alternatif.....	22
Fig. 2.6. Schémas de principe d'une liaison HVDC.....	24
Fig. 2.7. Composantes d'une liaison HVDC.....	25
Fig. 2.8. Configuration d'un système back to back.....	27
Fig. 2.9. Configuration monopolaire avec chemin de retour lié à la masse.....	28
Fig. 2.10. Configuration bipolaire.....	29
Fig. 2.11. Configuration multi-terminale série.....	30
Fig. 2.12. Configuration multi-terminale parallèle.....	30
Fig. 3.1. Schéma réseau test IEEE 03 machines 09 jeux de barres.....	32
Fig. 3.2. Schéma réseau test IEEE 03 machines 09 jeux de barres avec ligne HVDC.....	34
Fig. 3.3. Puissance de la machine 1 sans et avec HVDC.....	36
Fig. 3.4. Tension de la machine 1 sans et avec HVDC.....	36
Fig. 3.5. Vitesse de la machine 1 sans et avec HVDC.....	37
Fig. 3.6. Puissance de la machine 2 sans et avec HVDC.....	38
Fig. 3.7. Tension de la machine 2 sans et avec HVDC.....	39
Fig. 3.8. Vitesse de la machine 2 sans et avec HVDC.....	39
Fig. 3.9. Puissance de la machine 3 sans et avec HVDC.....	40
Fig. 3.10. Tension de la machine 3 sans et avec HVDC.....	41

Fig. 3.11. Vitesse de la machine 3 sans et avec HVDC. .... 42

## Liste des Tableaux

Tab.3.1. Caractéristiques des charges. .... 32

Tab.3.2. Caractéristiques des alternateurs..... 33

Tab.3.3. Table d' initialisation des paramètres du réseau AC et DC..... 34

Tab.3.4. Table de données de puissance générer et de pertes du test N°1..... 35

Tab.3.5. Table de données de puissance générer et de pertes du test N°2..... 35

# Listes des Acronymes et Symboles

## • Acronymes

DC	Direct Current
AC	Alternating Current
HVDC	High Voltage Direct Current
HVAC	High Voltage Alternating Current
FACTS	Flexible Alternating Current Transmission Systems
SVC	Static Var Compensator
TSC	Thyristor Switched Capacitor
TCR	Thyristor Controlled Reactor
STATCOM	Static Compensator
TCSC	Thyristor Controlled Series Capacitor
TSSC	Thyristor Switched Series Capacitor
IEEE	Institute of Electrical and Electronics Engineers
PSS	Power System Stabilizer
UPFC	Unified Power Flow Controller
IPFC	Interline Power Flow Controller
IGBT	Insulated Gate Bipolar Transistors
MTDC	Multi-Terminal DC
CSC	Current Source Converter

## • Symboles

$P_e$	Puissance électrique fournie par la machine
$P_m$	Puissance mécanique fournie à la machine
$\alpha$	Angle d'amorçage
$\delta$	Angle rotorique

# Introduction Générale

Actuellement, les réseaux électriques sont très complexes et interconnectés. Ils sont composés d'un grand nombre de sous-systèmes interconnectés dont chacun interagit et influence avec l'ensemble de fiabilité du système. En outre, la demande d'énergie électrique a considérablement augmenté tandis que l'expansion de la production d'électricité et de transport a été sévèrement limitée en raison des ressources limitées et contraintes environnementales. Le coût élevé de la construction de nouvelles lignes et les difficultés d'obtenir des droits de passage, les traversées, etc. En conséquence, les réseaux électriques sont fortement chargés et la stabilité du système devient un critère de plus en plus important dans la conception des systèmes d'énergie électriques [1].

Le système HVDC (courant continu à haute tension) a été principalement utilisé pour résoudre divers problèmes de contrôle et de stabilité des réseaux électriques [1]. Il est constitué de deux convertisseurs, le premier convertisseur est un redresseur en pont triphasé convertissant la puissance alternative du réseau alternatif 1 en puissance continue. Celle-ci est transportée sur une ligne composée de deux conducteurs et reconvertie en puissance alternative par le convertisseur 2 (onduleur).

Aujourd'hui, les besoins en énergie électrique augmentent de façon continue, au regard de cette évolution, l'interconnexion de réseaux électriques à travers des systèmes de type HVDC se développe de plus en plus. Cependant, afin de répondre aux besoins et contraintes générés par la dérégulation des réseaux, il est nécessaire que ces systèmes d'interconnexion présentent des performances dynamiques et de robustesse élevées [2].

L'utilisation de la transmission HVDC a ouvert une nouvelle option pour améliorer le fonctionnement des réseaux électriques et résoudre les divers problèmes et limitations des réseaux électriques. Une transmission HVDC est un moyen efficace pour les interconnexions asynchrones, le transport d'énergie sur de longues distances, le contrôle très rapide du flux de puissance, l'amélioration de la stabilité, la réduction du couloir de servitude, etc [1]. Il devient actuellement critique de faire un choix entre les utilisations d'une transmission de puissance en courant alternatif HVAC ou en courant continu HVDC. La décision finale est souvent prise sur des considérations techniques et économiques.

L'objectif de notre travail est d'étudier la stabilité transitoire des réseaux électriques lors de l'intégration des liaisons HVDC en utilisant les techniques HVDC et FACTS. Le présent manuscrit est structuré comme suit :

Dans le premier chapitre, nous rappelons les principales et les caractéristiques des différents types de stabilité des réseaux électriques, ensuite nous décrivons brièvement les systèmes HVDC dans le second chapitre en montrant leurs avantages et inconvénients, ainsi que le principe de

fonctionnement des liaisons HVDC, leur Composantes et leurs performances dans des différentes conditions de fonctionnement du système. Après, dans le troisième chapitre, nous exposons une étude de cas sur un réseau test IEEE de 03 générateurs et 09 jeux de barres munis d'une liaison HVDC. Une nouvelle méthode d'amélioration de la stabilité transitoire des réseaux électriques en utilisant un compensateur statique de puissance réactive (SVC) sera présentée.

Enfin, nous terminerons cette étude par une conclusion générale dans laquelle nous donnerons quelques commentaires concernant nos travaux et quelques perspectives qui pourront faire suite à cette recherche.

# Chapitre 1:

## Analyse de stabilité des réseaux électrique de transport

### 1. Introduction :

Le réseau électrique est une infrastructure vitale et stratégique pour nos sociétés modernes, L'exploitation des réseaux électriques est de plus en plus confrontée à des problèmes liés à la production, au transport et à la distribution de l'énergie. Malgré la multitude des stratégies et des moyens de protection, les systèmes d'énergie sont confrontés par de nombreuses contraintes telles que : l'augmentation de la demande, les perturbations, la planification, l'interconnexion et la complexité des réseaux, etc [3].

Les systèmes électriques sont conçus, construits et exploités de telle sorte que les utilisateurs du réseau ne subissent pas, dans certaines limites, les conséquences des aléas les plus courants. L'instabilité dans un système d'énergie peut se manifester de différentes manières en fonction de la configuration du système et le mode de fonctionnement [3].

Aujourd'hui, la perte du réseau est une véritable catastrophe quand cela arrive. On dit qu'un système d'énergie électrique est stable si à la suite d'une perturbation, il peut passer d'un état ou régime stationnaire à un autre régime stationnaire en passant par le régime transitoire sans la perte du synchronisme [4, 5, 6].

L'accroissement énorme de la demande de l'énergie électrique et les contraintes économiques de construire de nouveaux ouvrages conduisent à l'exploitation des réseaux électriques près de leurs limites de stabilité et de sécurité. En effet, l'instabilité des réseaux électriques présente un problème majeur dans le bon fonctionnement de ces derniers autour du monde. Les perturbations inévitables telles que les courts circuits, les indisponibilités momentanées des lignes de transmission, des générateurs, les transformateurs ainsi que les pertes dans les lignes peuvent affecter le réseau électrique à tout instant et l'amener en dehors de sa zone de stabilité [7].

### 2. Réseau électrique :

Les réseaux électriques sont constitués par l'ensemble des appareils destinés à la production, au transport, à la distribution et à l'utilisation de l'électricité depuis la centrale de génération jusqu'aux clients les plus éloignées.

Les réseaux électriques ont pour fonction d'interconnecter les centres de production tels que les centrales hydrauliques, thermiques... avec les centres de consommation (villes, usines...). Un réseau électrique peut être de petite puissance ou très puissant (à l'échelle d'un pays) [8].

### 2.1. Structures topologiques :

Les réseaux électriques peuvent être organisés selon plusieurs types de structures exposées ci-dessous:

#### 2.1.1. Structure maillée :

Lorsque des lignes en boucle sont regroupées pour relier des points très éloignés les uns des autres, elles forment un réseau maillé. Ce type de réseau offre une très grande fiabilité d'approvisionnement car chaque tronçon de ligne peut être alimenté via différentes voies. Même une défaillance sur plusieurs tronçons n'engendre pas une grosse perturbation.

Les réseaux maillés sont surtout construits et exploités là où la sécurité d'approvisionnement d'un grand nombre de clients peut être compromise par une perturbation, comme c'est particulièrement le cas pour les réseaux de transport et de distribution moyenne tension [9].

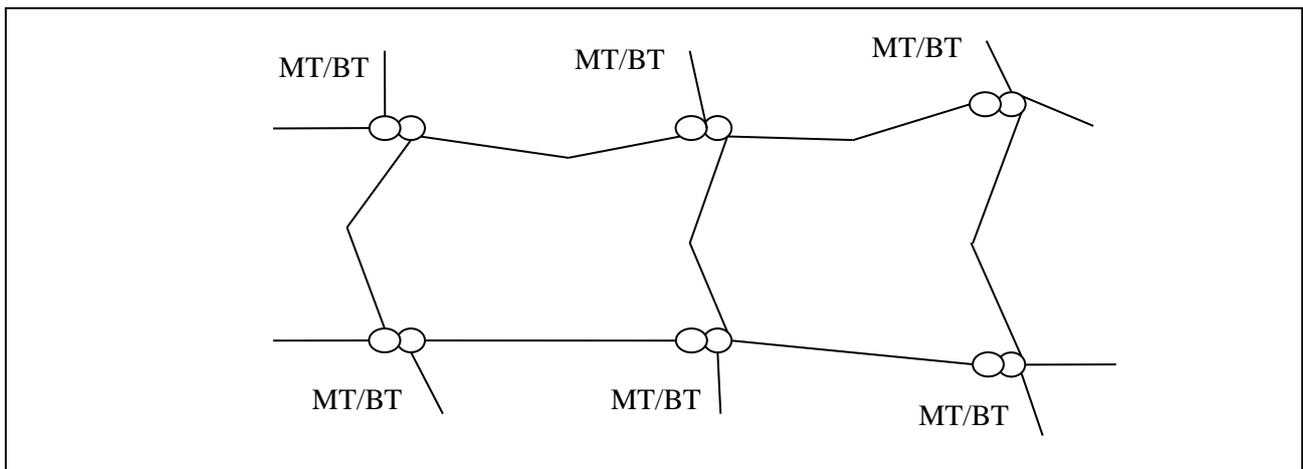


Figure 1.1 : Schéma d'une structure maillée [9].

#### 2.1.2. Structure bouclée :

L'assemblage en boucle des lignes permet de mettre hors circuit une partie de la ligne défectueuse grâce à ses points d'ouverture. L'alimentation électrique est interrompue uniquement dans cette partie jusqu'à la réparation de la panne, le reste du réseau peut continuer à fonctionner [9].

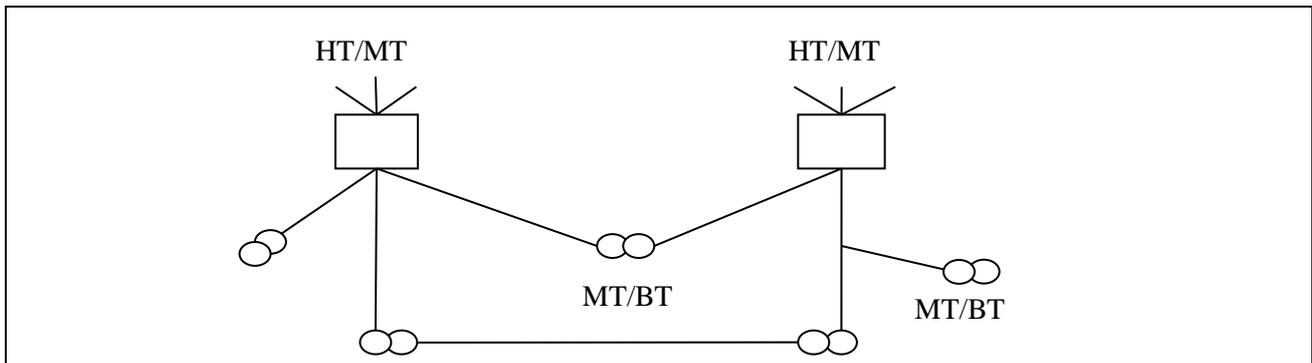


Figure 1.2 : Schéma d'une structure bouclée [9].

### 2.1.3. Structure radiale :

Il représente le réseau sous sa forme la plus simple. Les lignes partent d'un point central, par exemple une station de transformation locale, et rayonnent depuis celui-ci.

Si une perturbation se produit sur ce type de réseau, l'alimentation électrique de tous les clients rattachés à ce rayon défectueux est interrompue, jusqu'à ce que la panne soit réparée. La panne d'une station de transformation peut paralyser tout un quartier [9].

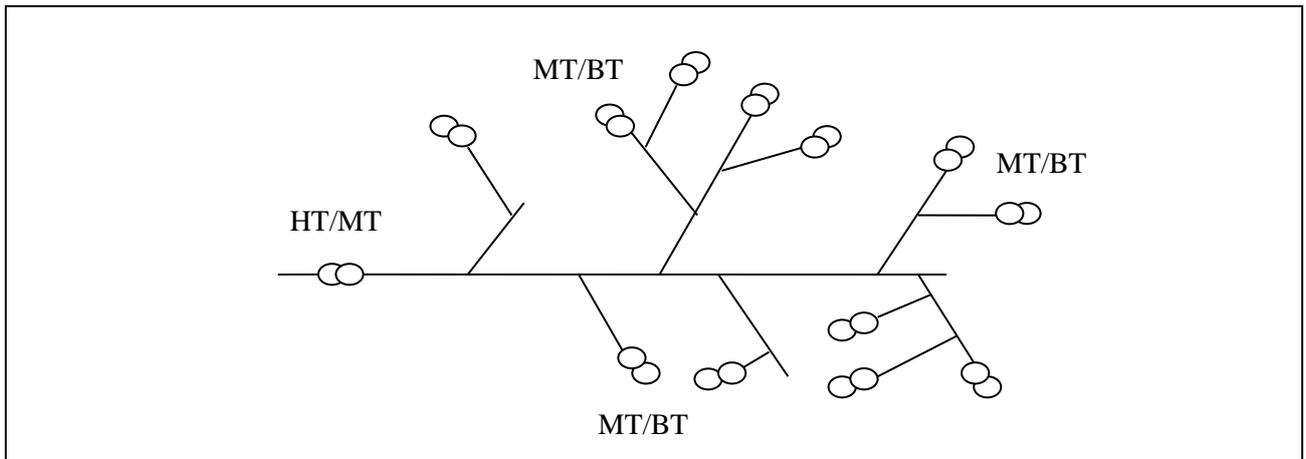


Figure 1.3 : Schéma d'une structure radiale [9].

## 2.2. Différents types de réseaux électriques :

Un grand réseau électrique, appelé aussi système de puissance, se compose d'éléments variés interconnectés (générateurs, transformateurs, lignes de transport, de distribution et de charges) plus ou moins nombreux selon la taille du réseau et formant un système complexe. Le dit système est capable, et a pour rôle de générer, de transporter et de distribuer l'énergie électrique à travers des étendues géographiques. Cette complexité structurelle favorise et augmente le risque d'apparition de problèmes de stabilité et des phénomènes dynamiques dans les systèmes de puissance interconnectés. Les différents niveaux d'un système de puissance sont élucidés sur les schémas de la (figure I.4) [10].

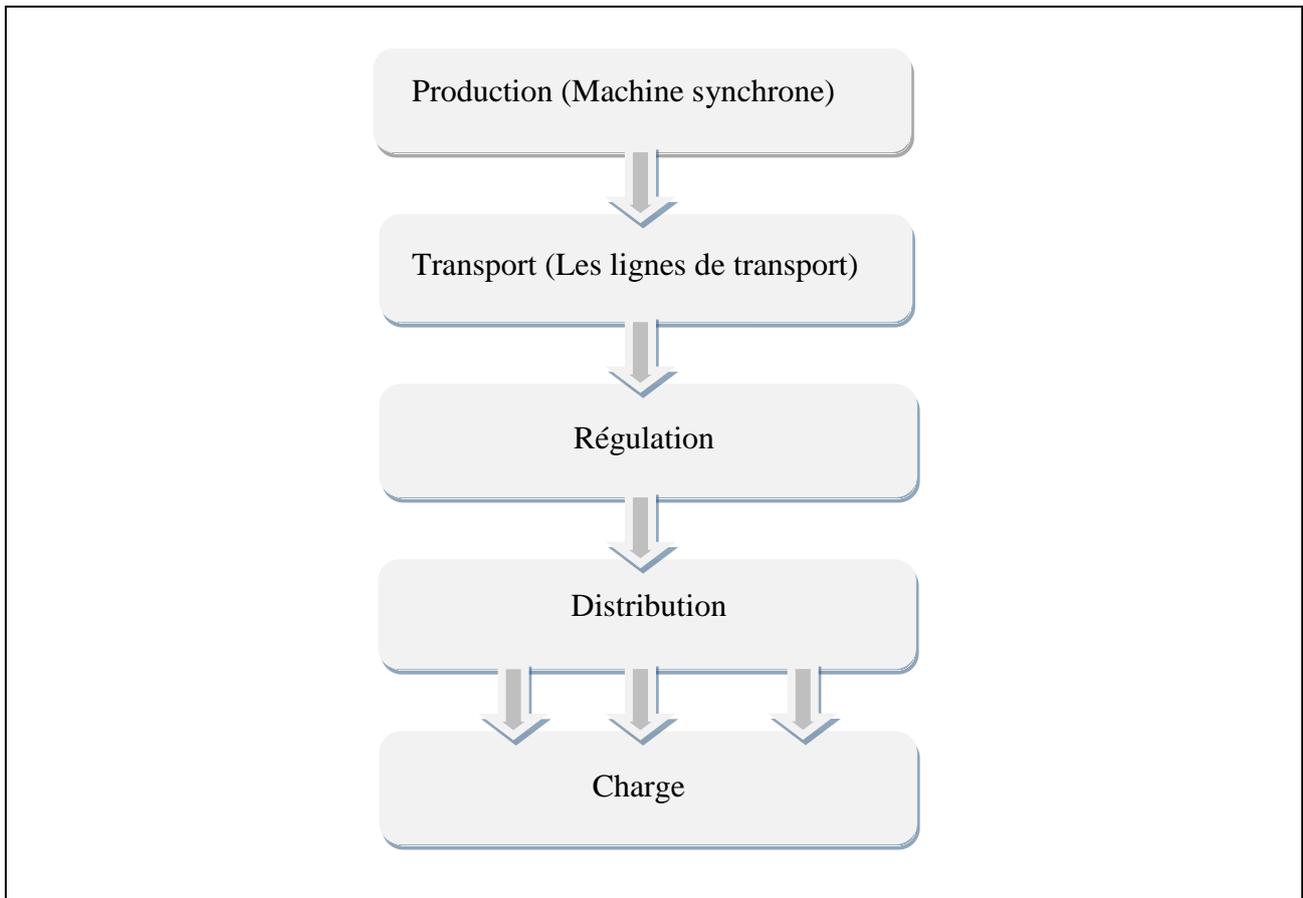


Figure 1.4 : Les différents niveaux d'un système de puissance.

### 2.2.1. Station de production :

La production d'électricité se fait à partir de différentes sources d'énergie primaire. Les premières centrales électriques fonctionnaient au bois. Aujourd'hui, la production peut se faire à partir d'énergie fossile (charbon, gaz naturel ou pétrole), d'énergie nucléaire, d'énergie hydroélectrique, d'énergie solaire, d'énergie éolienne et de biomasse [10].

### 2.2.2. Réseaux de répartition :

Les réseaux de répartition ou réseaux Haute Tension ont pour rôle de répartir, au niveau régional, l'énergie issue du réseau de transport. Leur tension est supérieure à 63 kV selon les régions [7].

### 2.2.3. Réseaux de distribution :

Certains gros consommateurs d'énergie électrique peuvent être desservis directement par le réseau de transport et d'interconnexion, mais en ce qui concerne les consommateurs industriels ou domestiques qui ont besoin de petites puissances, il faut des réseaux intermédiaires qui sont appelés réseaux de distributions [7].

### 2.2.4. Réseaux de transport et d'interconnexion :

L'énergie électrique produite par les différentes centrales est transportée à des centres de consommations qui sont souvent éloignés des lieux de production. L'énergie électrique étant non stockable doit être produite en temps réel et transportée en tous point du système où cette énergie est demandée afin de satisfaire la demande de consommation [7].

Le réseau de transport est généralement composé de lignes et de postes de transformations. Les détails de ces deux composants seront présentés dans les sous-sections suivantes :

#### 2.2.4.1. Lignes aériennes et câbles souterrains :

Les lignes aériennes et les câbles souterrains sont des équipements permettant de transporter l'électricité sur une longue distance. Elles sont composées de pylônes, de conducteurs, d'isolateurs et de câbles de garde. Les câbles souterrains sont des conducteurs entourés d'une gaine qui assure l'isolation du câble par rapport à son environnement extérieur [11].

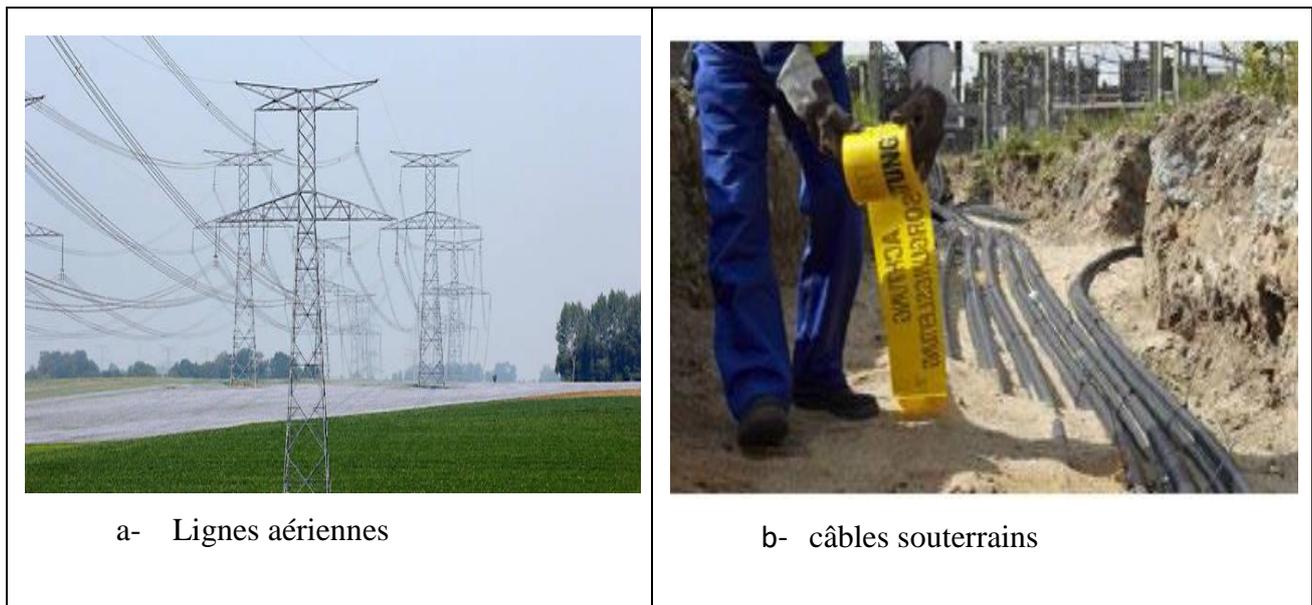


Figure 1.5 : Réseaux de transport.

#### 2.2.4.2. Postes de transformation :

Les postes de transformation sont composés de différents appareils électriques tel que : des transformateurs, des jeux barres et des dispositifs de sécurité et de mesure. Un poste de transformation est donc un élément du réseau électrique servant à la fois à la transmission et à la distribution d'électricité. Il permet de faire le lien entre les différents réseaux (transport, répartition et distribution), de plus il joue un rôle important pour le maintien de la tension [11].



Figure 1.6 : Postes de transformation.

### 3. Stabilité des réseaux électriques :

La stabilité d'un réseau électrique est donc la propriété qui lui permet de rester dans un état d'équilibre, pour des conditions de fonctionnement normales, et de retrouver un état d'équilibre acceptable, suite à une perturbation [7].

La classification de la stabilité a été fondée sur plusieurs considérations de manière à rendre commodes pour l'identification des causes de l'instabilité, l'application d'outils d'analyse appropriés et le développement des mesures correctives pour résoudre les problèmes de stabilité dans les réseaux [7].

#### 3.1. Concepts de base de la stabilité :

L'étude de la stabilité constitue l'un des plus fondamentaux concepts lors de l'étude des ingénieurs. En raison de l'impact nuisible dont l'instabilité peut causer dans les systèmes dynamiques, des nombreuses définitions de stabilité ont été formulées, en établissant ses plusieurs aspects qui reflètent la manifestation de l'état stable du système [12].

#### 3.2. Stabilité des réseaux d'énergie électrique :

Dans le cas des réseaux électriques, ces forces sont liées à l'interaction de machines connectées aux réseaux électriques. Le groupe de travail IEEE / CIGRE a proposé une définition de la stabilité des réseaux électriques [13] :

La stabilité d'un système de puissance est la capacité d'un système d'énergie électrique, pour une condition de fonctionnement initiale donnée, de retrouver le même état ou un autre état d'équilibre après avoir subi une perturbation physique, en gardant la plupart des variables du système dans leurs limites, de sorte que le système entier reste pratiquement intact.

L'instabilité peut prendre plusieurs formes dépendamment des conditions d'opération et de la configuration du réseau mais le maintien du synchronisme sur le réseau demeure un but primordial.

Il faut donc suivre la dynamique des générateurs à travers les angles du rotor et les puissances. Habituellement, la stabilité est divisée en trois groupes, à savoir [4] :

- Stabilité rotorique.
- Stabilité de fréquence.
- Stabilité de tension.

### 3.2.1 Stabilité rotorique :

La stabilité rotorique est caractérisée par la capacité du système de maintenir l'équilibre entre le couple mécanique et le couple électromagnétique au niveau du rotor de chacun de ses générateurs.

### 3.2.2. Stabilité de fréquence :

Dans les réseaux interconnectés, la fréquence subit des variations relativement faibles, même lors d'incidents sévères. L'instabilité de fréquence concerne essentiellement les situations de perte ou de déclenchement des différents ouvrages connectés au réseau tels que les lignes, les transformateurs, les alternateurs, etc. Si une partie du réseau se déconnecte du reste du système, elle évoluera vers une fréquence propre et le contrôle de celle-ci peut être difficile en cas de déséquilibre important entre la production et la consommation au sein de ce réseau.

### 3.2.3. Stabilité de tension :

La stabilité de tension est définie comme étant la propriété d'un réseau électrique à maintenir des tensions stables à tous ses nœuds après avoir été soumis à une perturbation. Dans un certain nombre de réseaux, l'instabilité de tension est considérée comme une importante contrainte d'exploitation.

## 3.3. Type de stabilité :

Selon la nature et l'amplitude de la perturbation, nous pouvons définir trois types de stabilité: la stabilité statique, la stabilité dynamique et la stabilité transitoire [4,6].

### 3.3.1. Stabilité statique :

La stabilité statique est la capacité de maintenir ou de revenir à son régime de fonctionnement normal ou un autre régime stable lors d'une perturbation lente de faible amplitude sans l'intervention des dispositifs de régulation et de commande. Le modèle peut être décrit par des équations mathématiques linaires [4, 14,15].

### 3.3.2. Stabilité dynamique :

Elle constitue une extension de la stabilité statique. Elle se manifeste sous forme de petites

oscillations apparaissent sur les signaux à cause d'un changement dans la structure du réseau, dans les conditions d'exploitation, dans les systèmes d'excitation ou au niveau des charges. Ces oscillations peuvent aboutir à déstabiliser un alternateur, une partie ou tout le réseau. Dans ce cas le modèle peut être décrit par des équations différentielles linéaires [4,16].

### **3.3.3. Stabilité transitoire :**

La stabilité transitoire d'un réseau de transport d'énergie électrique est son aptitude à retrouver une position d'équilibre stable après une perturbation brusque et de forte amplitude. Cette perturbation peut écarter notablement le réseau de sa position initiale [4,14].

## **4. Analyse de la stabilité transitoire des réseaux électriques :**

Les réseaux électriques modernes sont de plus en plus stressés à cause du nombre important des perturbations survenant sur les différents éléments des réseaux électriques, qui pouvant provoquer la perte totale ou partielle du réseau. Pour cela, l'étude de la stabilité lors de ces perturbations devient une préoccupation majeure dans le fonctionnement du système électrique, afin de vérifier que le réseau évolue vers des conditions de fonctionnement acceptables. Une variété de méthodes d'évaluation de la stabilité transitoire a été proposée. Elles peuvent être divisées en différents groupes qui de façon significative dans la nature des méthodes utilisées, à savoir :

- Les méthodes d'intégration numériques [4,17].
- Les méthodes directes [18,19].
- Méthodes de linéarisation[20-21].

### **4.1. Méthodes d'intégration numériques :**

Les méthodes d'intégration numériques sont des méthodes d'analyse numérique d'approximation de solutions d'équations différentielles. Elles fournissent des solutions relatives à la stabilité du système en fonction de la précision des modèles utilisés. Suivant le type de formule utilisée pour approcher les solutions, on distingue les méthodes numériques à un pas ou à pas multiples. Nous pouvons citer : La méthode d'Euler, Euler modifiée, les méthodes de Runge-Kutta, etc.

Il existe plusieurs critères pour mesurer la performance des méthodes numériques : la consistance d'une méthode indique que l'erreur théorique effectuée en approchant la solution vers 0

Afin d'étudier le problème de stabilité des réseaux électriques par les méthodes numériques, les équations décrivant la dynamique du système sont rassemblées pour former un ensemble d'équations différentielles non linéaire et un ensemble d'équations algébriques [4, 17,6]:

$$\dot{\mathbf{x}} = \mathbf{f}(\mathbf{x}, \mathbf{y}) \quad (1.1)$$

$$\mathbf{0} = \mathbf{g}(\mathbf{x}, \mathbf{y}) \quad (1.2)$$

Ces équations décrivent l'ensemble des éléments du réseau pour les trois régimes de fonctionnement (avant défaut, pendant et après défaut). La solution de ces deux ensembles d'équations définit l'état du système électroénergétique à tout instant. Une perturbation dans le réseau nécessite généralement un changement à la fois de la configuration du réseau et les conditions limites [6].

### 4.2. Méthodes directes :

Ces méthodes sont basées sur la variation de l'énergie cinétique et potentielle dans les masses tournantes suite à une perturbation. Ces méthodes peuvent être classées en deux groupes:

- Méthodes basées sur le critère des aires égales (CAE) et le critère des aires égales étendu (CAEE) [22, 23, 24].
- Méthodes de Lypunov [18, 25, 26-27].

#### 4.2.1. Critère des aires égales :

Cette méthode est basée sur l'interprétation graphique de l'énergie emmagasinée dans les masses tournantes [23-26]. La stabilité est mesurée en calculant les aires d'accélération et de freinage. Le système est considéré stable si la surface de freinage est plus grande que la surface d'accélération.

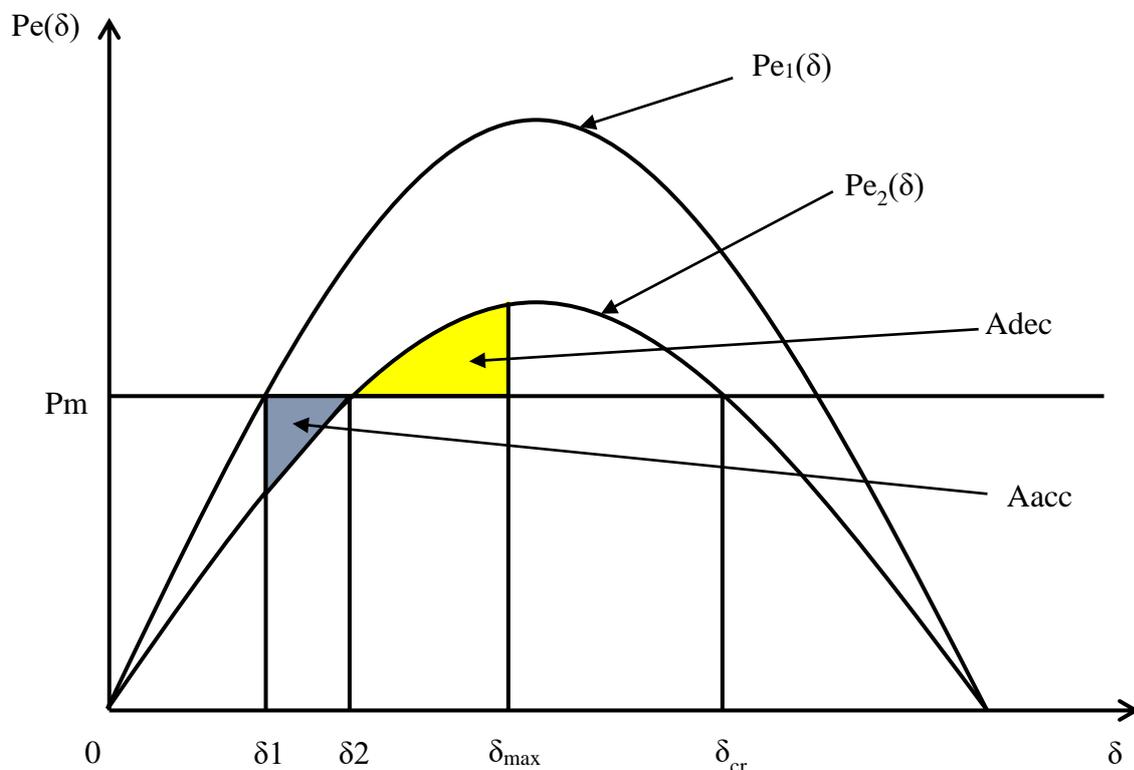


Figure 1.7 : Principe du critère des aires égales.

Malgré la facilité de mise en œuvre de cette méthode, il est important de mentionner ce qui suit :

- Cette méthode est faisable uniquement pour les systèmes mono-machines.
- Les modèles utilisés sont très simplifiés (puissance mécanique constante, modèle de la machine simple).
- L'effet des régulateurs n'est pas pris en considération.
- Elle ne peut être utilisée pour l'analyse en ligne de la stabilité transitoire.

### 4.2.2. Méthodes de LYPUNOV :

Cette approche est aussi appelée la fonction d'énergie transitoire (Transient Energy Function TEF [26-28]). L'idée est de remplacer l'intégration numérique par des critères de stabilité. La méthode de la fonction d'énergie transitoire est un outil puissant pour l'évaluation de la stabilité. La fonction d'énergie transitoire comporte deux volets, l'énergie cinétique (KE) et l'énergie potentielle (PE). Lorsqu'une perturbation se produit dans un système électrique, l'excès (déficit) d'énergie accélère (ralentit) les machines et provoque des changements de l'énergie cinétique et potentielle de la fonction d'énergie transitoire. Lorsque le défaut est éliminé, le processus de conversion d'énergie (à partir de KE en PE et vice versa) prend place. Pour une situation stable, les machines d'abord oscillent et finalement s'installent au point d'équilibre où l'énergie transitoire est égale à zéro. Ainsi, le taux de dissipation de l'énergie transitoire après défaut peut être considéré comme une mesure d'amortissement du système.

La stabilité selon la méthode de Lyapunov, c'est la propriété de dissiper l'énergie libérée afin de maintenir la stabilité du système. Le plus rapidement l'énergie se dissipe, le plus vite le système atteint le point d'équilibre stable.

L'idée de Lyapunov, pour étudier la stabilité d'un système donné, est d'examiner la variation d'une seule fonction scalaire  $V(x)$  (appelée la fonction de Lyapunov ou bien fonction d'énergie transitoire FET) dépendant de l'énergie totale du système [30].

En générale, on définit la fonction  $V(x)$  de Lyapunov comme suit :

$$V(x) \geq 0 \quad \text{pour } x \neq 0$$

$$V(x) = 0 \quad \text{pour } x = 0$$

$$V'(x) \leq 0 \quad \text{pour } x \neq 0$$

$$V'(x) = 0 \quad \text{pour } x = 0$$

### 4.3. Méthodes de linéarisation :

Les systèmes d'énergie électrique sont non linéaires. La méthode de linéarisation classique du système électro-énergétique consiste à obtenir les modèles d'équation d'état linéaire à partir d'un

modèle non linéaire du système électrique. Plusieurs techniques de linéarisation ont été développées [21-22]. Il s'agit :

- Méthodes algébriques;
- Méthodes de linéarisation géométriques;
- Méthodes de linéarisation directes;
- Méthodes de linéarisation hybrides.

### 5. Amélioration de la stabilité :

L'amélioration de la stabilité transitoire a fait l'objet de plusieurs études et recherches, pour cela nombreuse techniques ont été proposées. Nous pouvons les classées en deux catégories : des techniques traditionnelles (classiques) et des techniques modernes.

#### 5.1. Amélioration de la stabilité par les techniques classiques :

La stabilité peut être considérablement améliorée en utilisant plusieurs techniques à savoir:

- Elimination rapide des défauts grâce à des protections et disjoncteurs très performants;
- Dispositifs de régulation et de protection;
- Maintien d'une réserve de puissance dans les centrales électriques;
- Renforcer le système de protection contre les défauts proches des générateurs etc;
- Régulateurs de tension;
- La planification et l'adaptation de la production-consommation;
- Régulateurs PSS (Power System Stabilizer);
- Diminuer les réactances de liaisons par la multiplication du nombre de lignes en parallèle;
- Maillage plus poussé du réseau;
- Adjonction de condensateurs en série (diminuant la réactance globale de l'ouvrage);
- Transformateurs à prises réglables en charge;
- Stratégie d'ilotage et de délestage.

#### 5.2. Amélioration de la stabilité par les techniques modernes :

Les méthodes d'amélioration classiques exposées précédemment s'avèrent inadéquates pour traiter les situations réelles (réseaux multi machines complexes, grands incidents, etc.) avec la précision souhaitée. Pour cela des techniques d'amélioration de la stabilité transitoires dites modernes ont été développées, telles que :

- La technique de transport d'énergie à courant continu en haute tension HVDC [4, 30-31].
- Les dispositifs FACTS [30, 32].

- Techniques modernes des contrôleurs FACTS et HVDC (contrôleurs neuro-flou, contrôleurs adaptatifs, contrôleurs, etc.) [33-34].

### 6. Dispositifs FACTS :

La définition du terme FACTS est la suivant : Système Flexible de Transmission en Courant Alternatif comprenant des dispositifs basés sur l'électronique de puissance et d'autres dispositifs statiques, Ces équipements contrôlent dynamiquement ensemble ou séparément les différents paramètres du réseau. Avec leur aptitudes à modifier les caractéristiques apparentes des lignes, les FACTS sont capables d'accroître la capacité des réseaux dans sont ensemble en contrôlant les transits de puissances. Il est donc important de souligner que les dispositifs FACTS ne peuvent pas augmenter la capacité thermique des lignes de transport. Finalement, il faut noter que les FACTS ne remplacent pas la construction de nouvelles lignes. Ils sont un moyen de différer les investissements en permettant une utilisation plus efficace du réseau existant [35][36].

#### 6.1. Rôles des dispositifs FACTS :

Dans un réseau électrique, les FACTS permettent de remplir des fonctions tant en régimes stationnaires qu'en régimes transitoires. Ils agissent généralement en absorbant ou en fournissant de la puissance réactive, en contrôlant l'impédance des lignes ou en modifiant les angles des tensions [36].

#### 6.2. Classification des dispositifs FACTS :

La classification des dispositifs FACTS est basée sur le mode de couplage peut être réalisé, selon ce critère, trois familles des dispositifs FACTS peuvent être, mises en évidence [36].

##### 6.2.1. Dispositifs FACTS shunt :

Il existe plusieurs types des dispositifs FACTS shunt en cite :

- Compensateur Statique Synchron (STATCOM).
- Générateur synchrone statique (SSG).
- Compensateur statique de puissance réactive (SVC) : Le *Static Var Compensator* est un équipement de compensation parallèle constitué d'un ou plusieurs bancs de condensateurs TSC (Thyristor Switched Capacitor), de réactances TCR (Thyristor Controlled Reactor) et d'un filtre comme le montre la figure (1.8). Le principe de fonctionnement consiste à ajuster l'énergie réactive générée ou absorbée par une commande bien appropriée des TSC et TCR. Le SVC peut fournir en permanence la puissance réactive nécessaire pour contrôler le transit des puissances et amortir les oscillations de tension [30].

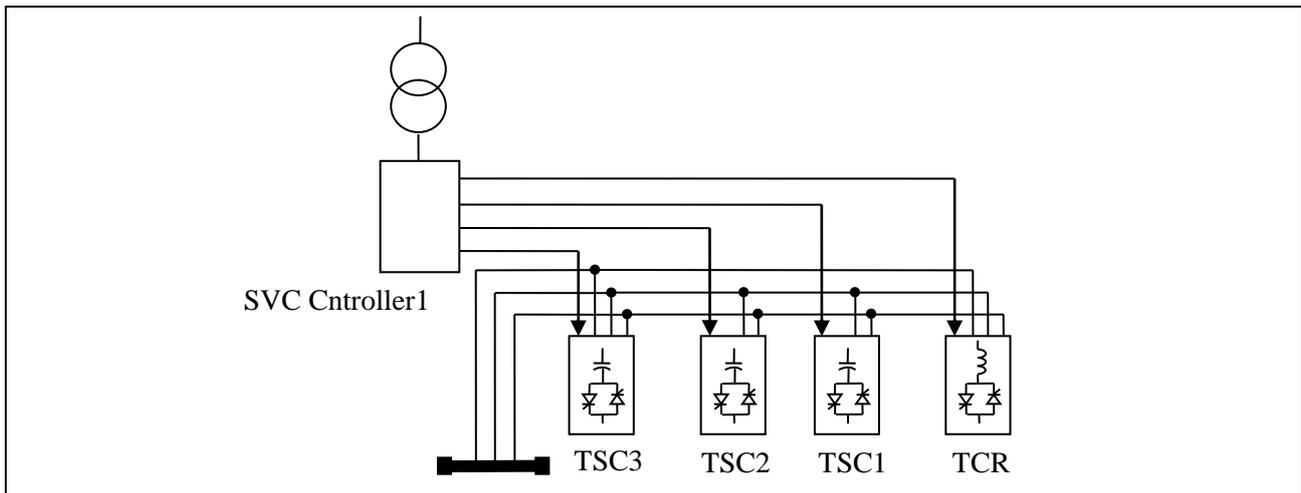


Figure 1.8 : Schéma du SVC.

a) TCR (Thyristor Controlled Reactor) :

Le TCR est un sous-ensemble de SVC composé d'une réactance shunt commandée par une valve à thyristor bidirectionnelle. La réactance effective varie de manière continue par le contrôle partiel de la conduction de la valve à thyristor.

b) TSC (Thyristor Switched Capacitor) :

Le TSC est un sous-ensemble de SVC constitué d'une capacité en série avec une valve à thyristor bidirectionnelle. La capacité effective varie de manière continue par le contrôle de la valve à thyristor.

### 6.2.2. Dispositifs FACTS série :

- Compensateur série commandé par thyristors (TCSC).
- Condensateur série commuté par thyristors (TSSC).

### 6.2.3. Dispositifs FACTS combiné série-parallèle :

- Contrôleur de transit de puissance unifié (UPFC).
- Contrôleur de transit de puissance entre lignes (IPFC).

## 7. Conclusion :

Dans ce chapitre, nous avons présenté un bref aperçu sur les réseaux électriques et leur stabilité qui représente l'un des problèmes majeurs lors de la conception et l'exploitation des systèmes d'énergie électrique. Une synthèse de différentes méthodes d'analyse de la stabilité ainsi que les techniques et les moyens d'amélioration de la stabilité transitoire ont été montrés. Des technologies telles que la technique HVDC et les systèmes FACTS constituent d'excellents moyens pour la maîtrise et l'amélioration de la stabilité transitoire. La technique HVDC sera l'objet du prochain chapitre.

# Chapitre 2:

## Intégration des lignes HVDC dans le réseau électrique

### 1. Introduction :

Les réseaux électriques modernes sont très complexes et interconnectés, d'où le grand besoin d'améliorer la qualité de l'alimentation électrique tout en préservant la fiabilité et la stabilité du système. L'utilisation de la transmission de l'énergie électrique via les systèmes de transmission HVDC (High Voltage Direct Current) a été principalement choisie pour résoudre divers problèmes des réseaux électriques, dont il peut réagir de manière appropriée à tout mode de fonctionnement [30-38]. Cette réaction rapide est possible grâce à des systèmes de transmission HVDC qui dépendent des technologies de l'électronique de puissance. L'interconnexion par liaison en courant continu à haute tension HVDC constitue dans de nombreux cas la meilleure solution économique et technique ainsi qu'un excellent choix pour l'environnement. Le transport en courant continu consiste à prélever l'énergie électrique en un point du réseau alternatif, à la transformer en continu puis à l'acheminer sur une ligne continue bipolaire avant de repasser en alternatif pour la réinjecter dans le réseau [32-39].

La technologie HVDC est une technologie efficace et souple pour transmettre de grandes quantités d'énergie électrique sur de longues distances par des lignes aériennes ou des câbles souterrains/sous-marin. Elle est également utilisée pour interconnecter les systèmes d'alimentations séparées où les connexions traditionnelles à courant alternatif ne peuvent pas être utilisées. HVDC est utilisé à de nombreux endroits dans le monde entier [37].

### 2. Développement de la technologie HVDC :

À la fin du 19<sup>ème</sup> siècle, les premiers générateurs et le transport de l'énergie électrique s'effectuèrent en courant continu. Les découvertes fondamentales de Galvani, Volta, Oersted, Ohm, et Ampère ont été dans le domaine du courant continu. Le premier réseau électrique était mis en service en 1882 grâce à la découverte de Thomas Edison [34], à ce moment, le système électrique devient complet qui va de la production jusqu'à la consommation. Malgré leurs premières utilisations massives, les systèmes DC ont été très vite dépassés par les systèmes alternatifs. Leurs limitations étaient devenues de plus en plus apparentes. Les générateurs alternatifs, de part leurs

souples d'adaptation aux niveaux de tension, remplacèrent rapidement les générateurs à courant continu dans le domaine de la production et du transport de l'énergie électrique.

En 1889, la première ligne de transmission AC (monophasée) fonctionna en Oregon entre Willamette Falls et Portland. Ceci est rendu plus pratique grâce à l'invention du transformateur.

En 1906, la première liaison de transport en courant continu était mise en service reliant Moutiers-Lyon sur une distance de 200 Km et d'une puissance de 20 MW [38].

Les études se portent ensuite sur la conversion du courant alternatif en courant continu et inversement à l'aide de mutateurs à vapeur de mercure. Les premières réalisations industrielles utilisant ses dispositifs étaient d'érigées par Général Electric en 1935 [36].

Vers la même époque, une importante série de recherches est entreprise en Suisse par Brown Boveri, et une première réalisation est conduite en 1939, dans le cadre d'un transport d'énergie sous la tension continu constante de 20 kV entre Wetingen et Zurich (20 Km), la puissance transmise variant de 500 à 1000 KW [36].

Après quelque années, une société suédoise ASEA, prend alors la relève et ses recherches aboutissent à la mise au point des valves à vapeur de mercure supportant des tensions très supérieurs au précédentes [36].

La première réalisation d'industrielle avec ce matériel est réalisée en 1954-1955 entre la Péninsule scandinave et l'île de Gotland, transportant une puissance de 20MW; un nouveau cap était franchi dans le domaine du transport de l'énergie électrique [36].

En 1965 est obtenu, dans les laboratoires de General Electric, le premier dispositif à semi-conducteur, capable de réaliser la fonction d'interrupteur dont l'allumage et commandable : le thyristor. L'application du thyristor au transport d'énergie électrique suit très rapidement puisque, en 1970, la première valve à haute tension à thyristor est expérimentée sur la liaison de Gotland et, en 1972, la première station de conversion dos-à-dos est mise en service à EelRiver, au Canada [36].

En 1997, le premier système de transport HVDC à convertisseur à source de tension à base IGBT, baptisé HVDC light, commençait à acheminer l'électricité entre Hellsjön et Grangesberg en Suède. Les avantages de la technologie HVDC light est qu'elle permet d'améliorer la stabilité et la régulation de la puissance réactive. De plus, elle peut opérer à des niveaux de puissance de court-circuit très faible et offre même du fonctionnement de démarrage sur défaut [32, 40].

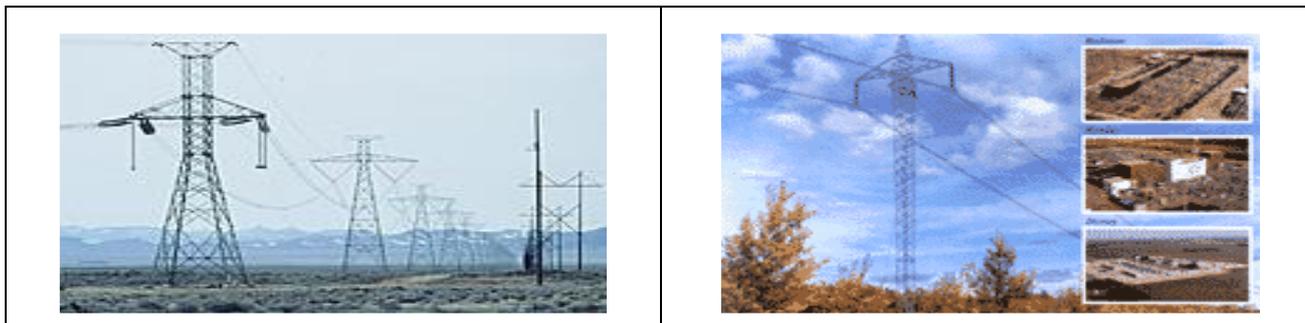


Figure 2.1 : Exemples de ligne HVDC dans différents pays.



Figure 2.2 : Poste de Sellinge de la liaison IFA 2000 MW

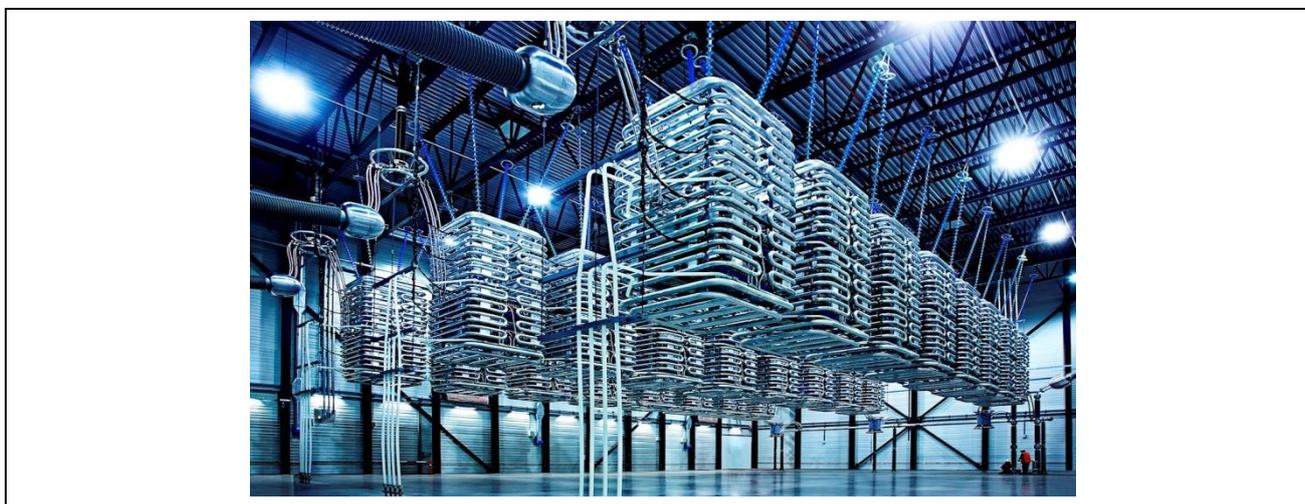


Figure 2.3 : Salle de vannes lumineuses HVDC

### 3. Intérêt du transport d'énergie en HVDC :

Aujourd'hui l'énergie est produite essentiellement en courant alternatif. Ce choix tient à quelques raisons majeures :

- Simplicités de production les alternateurs sont plus simples et plus fiables que les génératrices à courant continu.

- Facilité de couper le courant, qui s'annule naturellement deux fois par période, au moyen de disjoncteurs.

Cependant, la maîtrise des transferts d'énergie en courant alternatif pose, dans les réseaux électriques, des problèmes de plus en plus ardues à résoudre :

- La consommation de la puissance réactive doit être compensée afin de limiter les pertes et les chutes de tension.
- Le réglage de la fréquence et celui de la phase des différents alternateurs interconnectés doivent être coordonnés.

Dans d'autres cas, pour des raisons de valorisation de ressources naturelles disponibles, les centres de production et de consommation sont éloignés. Les distances de transport de l'énergie électrique accroissent alors d'autant le besoin de compensation de la puissance réactive et la marche en synchronisme des alternateurs. Leur stabilité, devient particulièrement difficile à assurer [41].

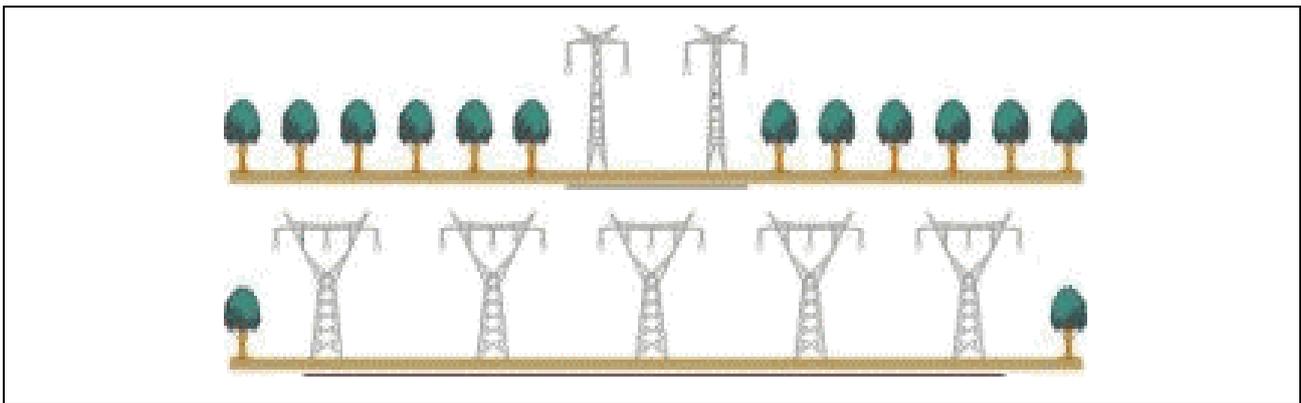


Figure 2.4 : Comparaison de la largeur de couloir requise par les deux lignes HVDC 500KV Trois-Gorges- Shanghai et par les lignes HVAC ayant le même capacité de transport [45].

#### 4. Domaine d'application du courant continu :

##### 4.1. Interconnexions entre les réseaux asynchrones :

L'interconnexion entre les réseaux asynchrones (fréquences différents) pour des systèmes à courant alternatif n'est pas faisable à cause des raisons de stabilité [42]. Le système de transport à courant continu (HVDC), donne une meilleure solution pour ce problème et pour cela on utilise des convertisseurs (AC/DC) et (DC/AC), qui permet de faire une liaison continue entre eux et fonctionnent à des fréquences différentes.

##### 4.2. Commande de puissance :

La commande de la puissance à courant continu peut se faire beaucoup plus rapidement, on peut, en moins d'une seconde, inverser des puissances de plusieurs centaines de mégawatts. La

rapidité du système de commande permet aussi de limiter les courants de court-circuit à des valeurs bien inférieures à celles rencontrées sur un réseau à courant alternatif [43].

### 4.3. Liaisons souterraines :

Le courant continu peut transporter sur de grandes distances en utilisant des câbles souterrains. 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 [36].

### 4.4. Liaisons aériennes de grande longueur :

Les lignes aériennes à courant continu peuvent concurrencer les lignes à courant alternatif. Lorsque la distance de transport est supérieure à quelque centaines de kilomètres, pour une puissance donnée, la largeur requise pour le corridor est moindre, et l'expérience a démontré que le nombre de pannes dues à la foudre est réduit. Par conséquent, on utilise aujourd'hui des lignes à courant continu [36].

### 4.5. Stabilité :

Le courant continu permet de concevoir des ouvrages de transport affranchis de tout problème majeur de stabilité et même de stabiliser des liaisons voisines à courant alternatif.

La commande de la puissance continue peut se faire beaucoup plus rapidement, on peut, en moins d'une seconde, inverse le sens de transit des puissances de plusieurs centaines de mégawatt. La rapidité des systèmes de commande permet, également, de limiter les courants de court-circuit à des valeurs bien inférieures à celles rencontrées sur un réseau à AC enfin, cette réponse rapide permet d'utiliser une ligne à DC pour stabiliser un réseau à courant alternatif. Lorsque le réseau AC est sur le point de devenir instable (à la suite d'une perturbation), on peut moduler la puissance continue de façons à amortir les oscillations [36].

Le poste d'interconnexion de Châteauguay situé près de Montréal peut transporter 1000 MW entre le réseau Hydro Québec et celui de New York Power Authority. La liaison à courant continu permet d'éviter que les variations de fréquence et déphasage d'un réseau ne viennent perturber l'autre [44].

## 5. Avantages du transport d'énergie en technique HVDC :

Lors de l'interconnexion de différentes sources, certains problèmes techniques apparaissent, tels que : le problème de synchronisme, de déphasage et de stabilité. Une transmission HVDC permet d'éviter certaines limitations et inconvénients des transmissions en courant alternatif. En effet, les principaux avantages des systèmes HVDC peuvent être répertoriés de la manière suivante :

- Interconnexion des réseaux asynchrones;
- La transmission HVDC est plus efficace économiquement et techniquement pour le transport électrique sur de longues liaisons. Le coût d'une transmission HVDC est plus faible que celui d'une transmission AC pour des distances supérieures à 600 km pour les lignes aériennes et 50 km pour les liaisons par câble [32-39], [38].
- La faisabilité de modulation rapide de la puissance peut être exploitée pour amortir les oscillations de réseau alternatif [38-42].
- Le transport d'énergie en continu HVDC peut porter plus de puissance pour une taille indiquée de conducteur, sa capacité est en effet 2 à 5 fois celle d'une ligne AC de même niveau de tension [45].

### 6. Inconvénients du transport d'énergie en technique HVDC :

Malheureusement, malgré les divers avantages, le transport à courant continu présente également quelques inconvénients qui posent de sérieux problèmes [36].

#### 6.1. Difficultés de transformation de la tension :

L'énergie électrique est généralement utilisée en basse tension, mais pour des raisons d'efficacité elle doit être transportée à haute tension. L'absence de l'équivalent des transformateurs en courant continu nécessaire pour la transformation de la tension effectuée du côté alternatif, empêche l'utilisation du système DC pour la distribution [36].

#### 6.2. Les harmoniques :

Un inconvénient important de la conversion alternatif-continu est qu'elle s'accompagne d'une génération des courants harmoniques. Pour éviter une déformation des ondes de tension, gênante pour l'utilisateur raccordé sur le même réseau, voire pour le fonctionnement même des convertisseurs, il est nécessaire de dériver ces harmoniques vers la terre dans un circuit présentant une impédance faible vis-à-vis de celle du réseau [36].

#### 6.3. La puissance réactive :

Le retard à l'amorçage  $\alpha$  des convertisseurs provoque un déphasage des ondes de courant alternatif par rapport aux ondes de tension. Les commutations accentuent encore plus le déphasage de l'onde fondamentale.

Le fonctionnement des convertisseurs, aussi bien en redresseur qu'en onduleur, se traduit donc par une consommation de puissance réactive qui atteint généralement environ la moitié de la puissance active échangée.

En fonction des possibilités de fourniture de cette puissance réactive par le réseau alternatif, des moyens de compensation plus ou moins importants sont donc nécessaires [46].

**6.4. Interruption du courant continu :**

Le disjoncteur à courant continu a un inconvénient majeur par rapport au disjoncteur à courant alternatif puisque le courant continu n'a aucun passage par le zéro après un demi-cycle, au contraire du courant alternatif. Dans les liaisons HVDC, il n'est pas nécessaire de disposer d'interrupteur à courant continu car, s'il se produit un incident, il suffit de bloquer le fonctionnement des deux convertisseurs situés aux extrémités de la liaison pour éliminer les courants de défaut. Dans le cas où le transport à courant continu serait utilisé pour réaliser de véritables réseaux d'interconnexion, il serait nécessaire, de disposer d'interrupteurs pour isoler les éléments du réseau qui se trouvent en défaut, sans que l'ensemble en subisse les répercussions [36].

**7. Aspects économiques :**

Du fait des matériels spécifiques employés (convertisseur, transformateur, filtre, bobines d'inductance délissage), le coût des stations de conversion est, en effet, beaucoup plus élevé que celui des postes de transformation (le rapport compris entre 5 et 10).

L'économie réalisée sur le coût de la ligne de transport, aérienne ou souterraine, moins élevée en continu qu'en alternatif, ne compensent l'accroissement du coût des extrémités qu'au-delà d'une distance « d », qui se situe, aux alentours de 600 Km pour un transport par ligne aérienne et de 45 Km par canalisation souterraine Figure (2.5).

Les coûts d'investissements pour les stations de conversion HVDC sont plus importants que pour les postes AC haute tension. D'autre part, les coûts des moyens de transport (ligne aérienne et câble), ainsi que les coûts d'entretiens sont moins importants dans le cas du HVDC.

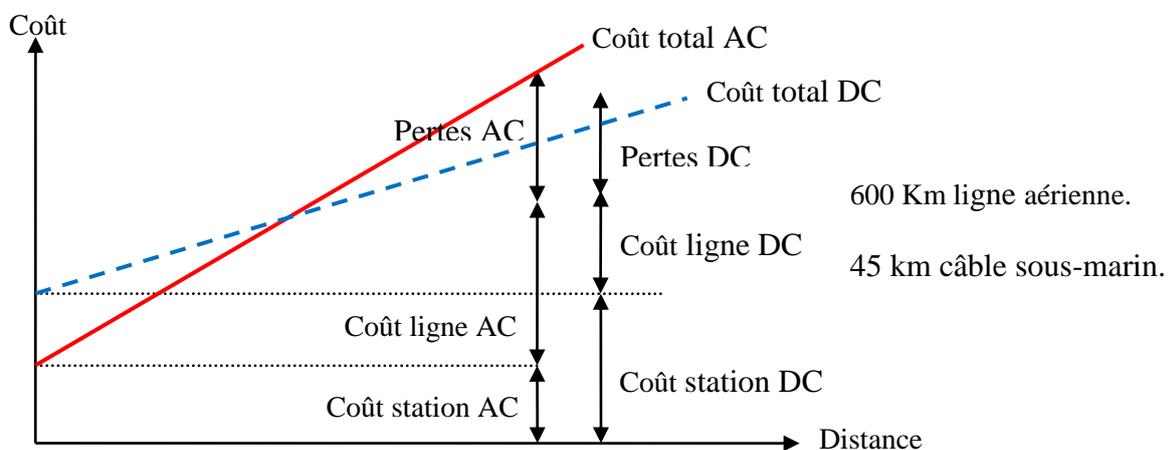


Figure 2.5 : Coûts relatifs comparés de liaisons à courant continu et à courant alternatif [47].

### 8. Aspects environnementaux :

Un système de transport HVDC est fondamentalement favorable à l'environnement car les possibilités de transport d'énergie améliorée, contribuent à une utilisation plus efficace des centrales existantes.

La largeur du corridor ainsi que les droits de passage d'une ligne de transport HVDC sont moins importants que celle d'une ligne AC. Cela réduit l'impact visuel et économise la compensation des terres pour les nouveaux projets. En outre, avec le transport continu, il est souvent possible d'augmenter la capacité de transport d'énergie pour des lignes AC. Existantes. Cependant, quelques aspects relatifs à l'environnement doivent être considérés pour les stations de conversion. Les plus importantes sont:

- Bruit audible.
- Impact visuel.
- Champ électrique.
- Radio interférences.

En générale, on peut dire que le système HVDC est fortement compatible avec n'importe quel environnement et peut être intégré dans celui-ci, sans nécessité de compromettre les aspects importants de l'environnement d'aujourd'hui [48].

### 9. Principe de fonctionnement d'un système de transport d'énergie électrique à courant continu :

Un système de transport à courant continu haut tension utilise une ligne DC pour relier deux réseaux à courant alternatif la figure (2.6), montre les parties essentielles du système. Les deux réseaux en tension alternative sont reliés à travers une liaison en courant continu, le convertisseur 1 est un redresseur en pont triphasé, convertissant la puissance alternative du réseau 1 en puissance continue. Celle-ci est transportée sur une ligne composée de deux conducteurs dans laquelle passe le courant qui alimente le deuxième réseau et reconvertie en puissance alternative par un poste de conversion d'arrivée fonctionnant en onduleur. Une connexion de retour est nécessaire pour assurer la fermeture du circuit et donc le flux du courant ; cette connexion peut être assurée à travers des électrodes situées à chaque extrémité de la liaison. Afin de supporter la haute tension imposée par la ligne de transport et le réseau à AC chaque thyristor montré, est en réalité composé de plusieurs thyristors connectés en série. Cet ensemble de thyristors est appelé valve. Par exemple, une valve à 50 kV peut être composée de 50 thyristors raccordés en série. Les thyristors formant une branche du convertisseur sont allumés simultanément par fibre optique de sorte que la valve se comporte comme un super -thyristors [43].

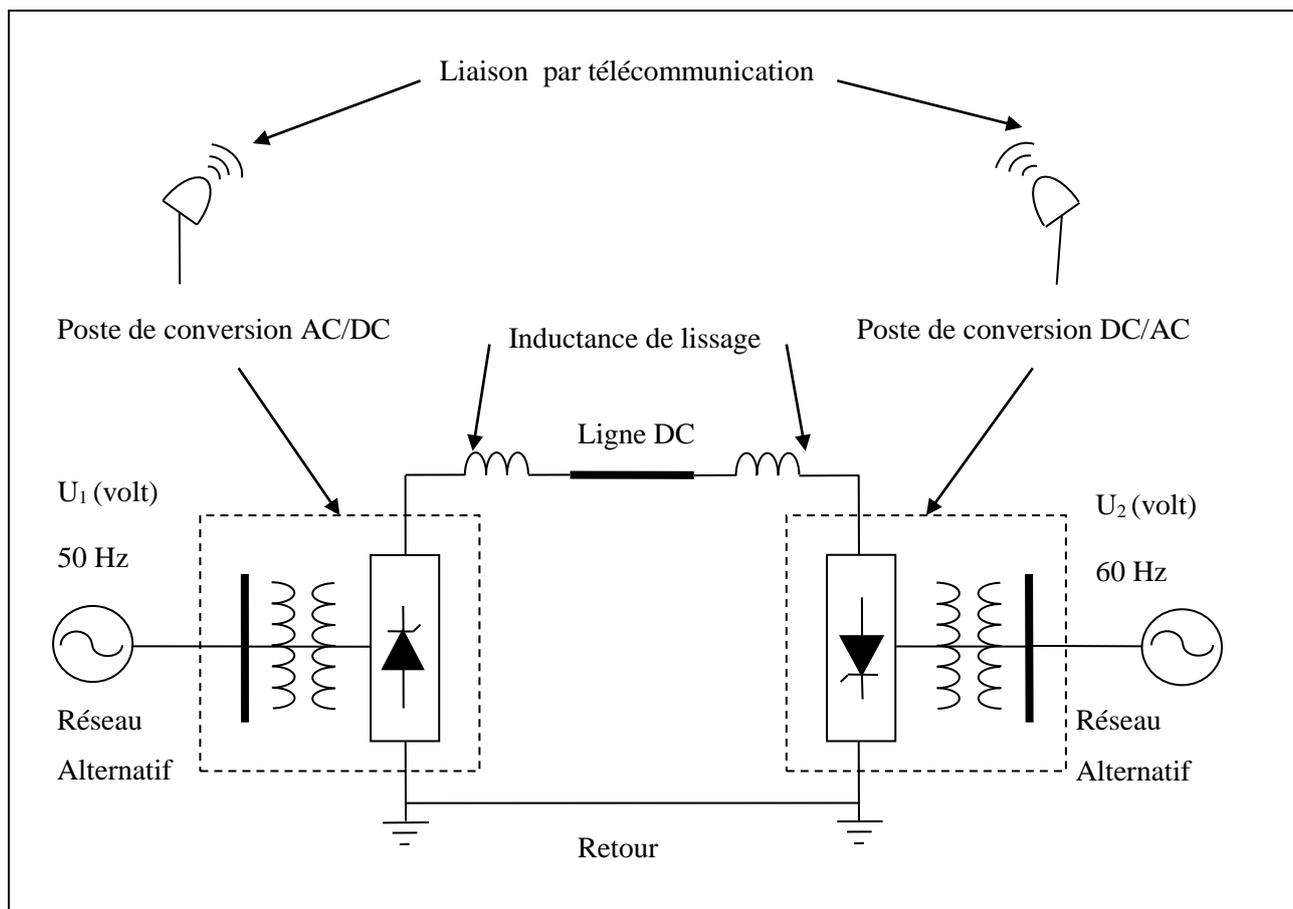


Figure 2.6 : Schémas de principe d'une liaison HVDC.

### 10. Composantes d'une liaison HVDC :

Un système de transport à courant continu comprend plusieurs composants additionnels qui assurent son bon fonctionnement. En se référant à la figure (2.7), les différents composants principaux d'un système de transmission HVDC, soit :

- Les transformateurs.
- Les convertisseurs (redresseur et onduleur).
- Les inductances de lissage.
- Les filtres harmoniques du côté alternatif (AC).
- Les filtres harmoniques du côté continu (DC).
- Les sources de puissances réactives.
- Les électrodes de mise à la terre.
- La liaison par micro-onde ou fibre optique entre les postes de conversion.

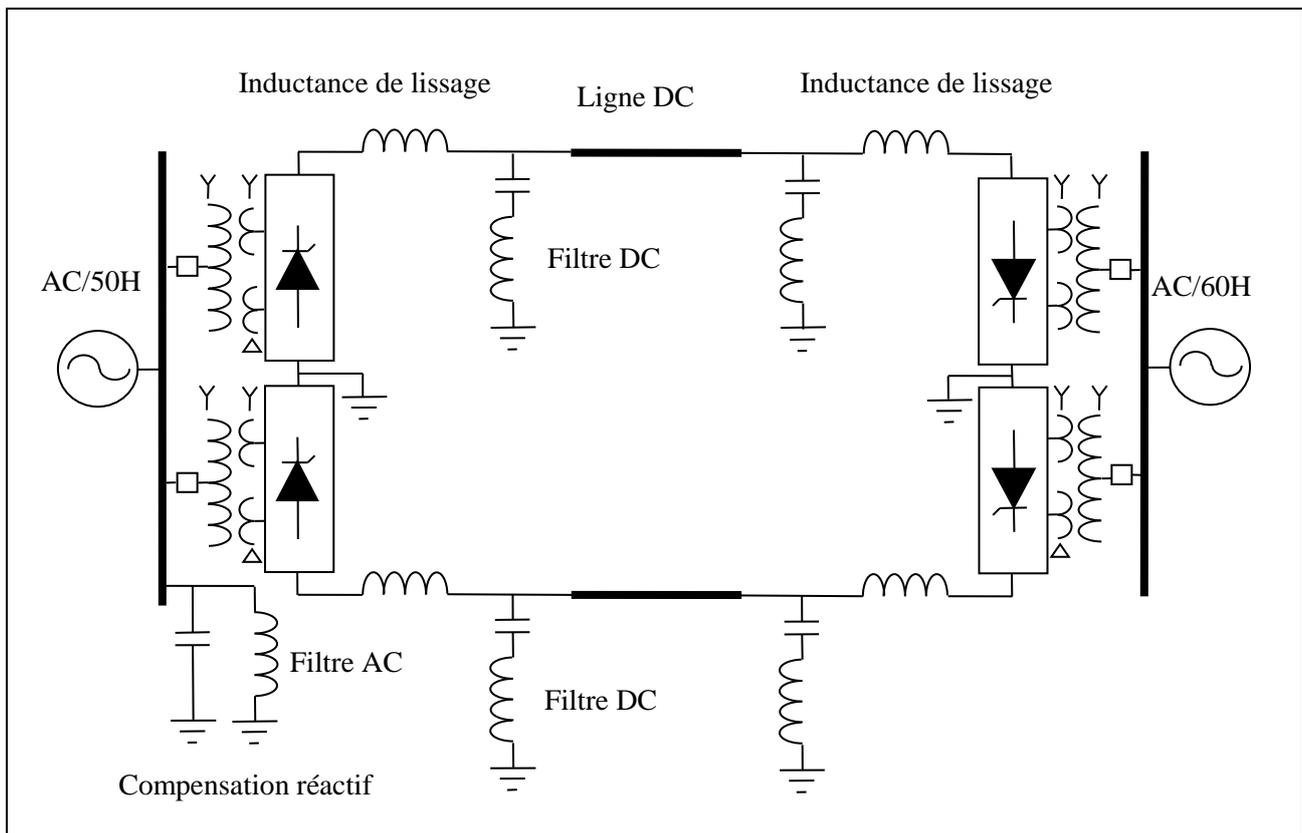


Figure 2.7 : Composantes d'une liaison HVDC .

### 10.1. Transformateurs de conversion :

Les transformateurs de conversion assurent les fonctions suivantes :

- Alimenter les convertisseurs avec une tension AC réglée en amplitude par le système de contrôle du poste HVDC.
- Assurer une séparation électrique entre le réseau et les convertisseurs afin d'éviter que des tensions continues soient injectées dans le réseau.
- Réduire le bruit harmonique engendré par les convertisseurs vers le réseau.
- Limiter le courant de défaut dans les thyristors des convertisseurs en cas de court-circuit.

### 10.2. Convertisseurs (redresseur et onduleur) :

Les deux convertisseurs sont des dispositifs de l'électronique de puissance qui servent à redresser une tension alternative par le redresseur, en la transformant en une tension continue, celle-ci est transformée en alternative par le deuxième convertisseur (onduleur).

### 10.3. Les inductances de lissage :

Ce dispositif, placé du côté DC du convertisseur, a la fonction de lisser la forme d'onde du courant dans toutes les configurations de charges, et de limiter les courants de court-circuit qui

risquerait d'endommager les convertisseurs, de diminuer le bruit harmonique côté DC et de réduire les risques de résonance.

### **10.4. Les filtres harmoniques AC :**

Ces filtres ont pour fonction de réduire la perturbation harmonique en tension alternative en amont du poste de départ et en aval du post d'arrivée. Les filtres AC sont constitués d'éléments passifs (condensateurs, inducteurs, parafoudres) dont le dimensionnement et les valeurs nominales sont calibrées en fonction des caractéristiques de la liaison. il fournissent en même temps une partie de la puissance réactive absorbée par le convertisseur [40].

### **10.5. Les filtres harmoniques DC :**

Les convertisseurs de HVDC créent des harmoniques en tous les modes opérationnels. De tels harmoniques peuvent créés les perturbations dans des systèmes de télécommunication par conséquent, les filtres particulièrement conçus de DC sont utilisés afin de réduire les perturbations. Ils sont composés, contrairement aux filtres AC, les filtres DC ne sont pas seulement constitués de composants passifs (condensateurs, inducteurs, résistances), mais aussi de dispositifs d'électronique de puissance qui injectent dans la ligne des courants ou des tension harmonique de même amplitude à celui des convertisseurs mais en opposition de phase.

### **10.6. Les sources de la puissance réactive :**

La puissance réactive absorbée par les convertisseurs peut être fournie par les réseaux AC. Aux quels les convertisseurs sont raccordés. En pratique, on utilise une source locale comme un compensateur statique ou un compensateur synchrone. Comme la puissance active transportée varie au cours de la journée, on doit ajuster la puissance réactive en conséquence. Parfois, la puissance réactive est fournie entièrement par des bancs de condensateurs et par des filtres AC [43].

### **10.7. Les électrodes de mise à la terre :**

Certaines liaisons HVDC emploient la terre, ou la mer, comme conducteur de retour du courant, le circuit à courant continu pouvant alors se réduire à un seul conducteur et à des prises de terre, ou de mer, dans des stations d'extrémités. L'électrode de misse à la terre mérite une attention particulière car le retour permanent ou occasionnel du courant par le sol ou la mer pose le problème de la corrosion électrolytique des stations métalliques aux voisinages de l'ouvrage, et également celui des interférences avec d'autres installations. Pour ces raisons, l'électrode est toujours placée à quelques kilomètres du poste de conversion [41].

### 10.8. La liaison par micro-onde ou fibre optique entre les postes de conversion :

Afin, de commander les deux convertisseurs situés aux deux extrémités de la ligne, on doit prévoir une liaison par télécommunication très fiable, l'onduleur situé à l'extrémité de la ligne doit connaître à tout instant, la consigne de courant affichés au poste redresseur. Cette information est transmise continuellement entre les deux postes, généralement par micro-onde ou fibre optique.

### 11. Différents types des systèmes de transmission HVDC :

Les systèmes de transmission HVDC peuvent être classifiés en trois types différents :

- Liaison "back-to-back".
- Liaison entre deux terminaux.
- Liaison multi-terminaux.

#### 11.1. Les liaisons « back-to-back » :

La liaison back-to-back indique que les deux convertisseurs (redresseur, onduleur) sont localisées dans la même station, figure (2.8). Elle est principalement utilisée pour la transmission de puissance entre deux réseaux alternatifs adjacents qui ne peuvent pas être synchronisés. Elle peut également être utilisée dans une maille grille afin d'obtenir un débit de puissance définie [49].

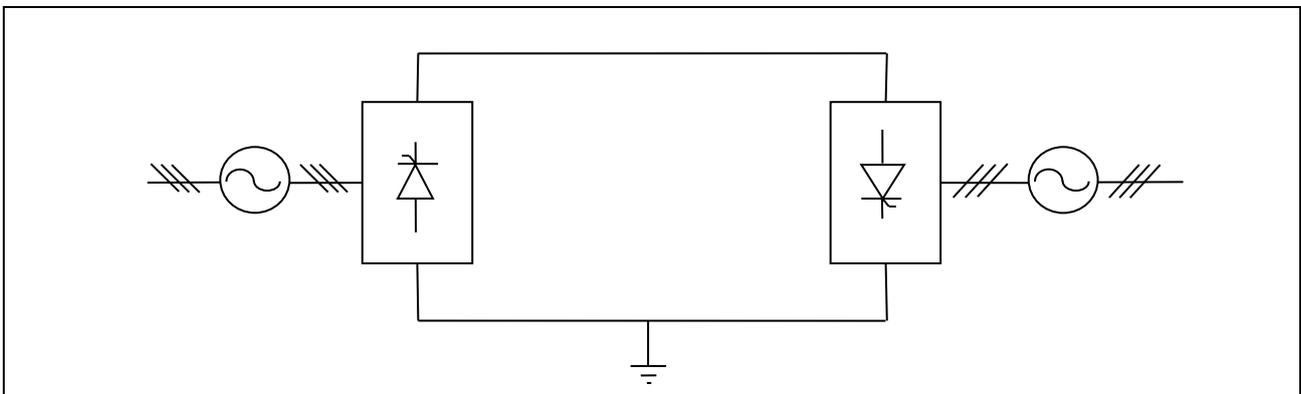


Figure 2.8 : Configuration d'un système back to back [37].

#### 11.2. Liaison HVDC entre deux terminaux :

Elle utilise un seul conducteur et le chemin de retour est assuré par la terre ou l'eau. Les considérations économiques conduisent souvent à privilégier ces systèmes dans le cadre de transmission par câble. Dans cette liaison on distingue deux configurations [4] :

##### 11.2.1. Les liaisons monopolaire :

Pour de très longues distances en particulier pour de très longues transmissions par câble de mer, une voie de retour avec le sol/mer électrodes sera la solution la plus réalisable.

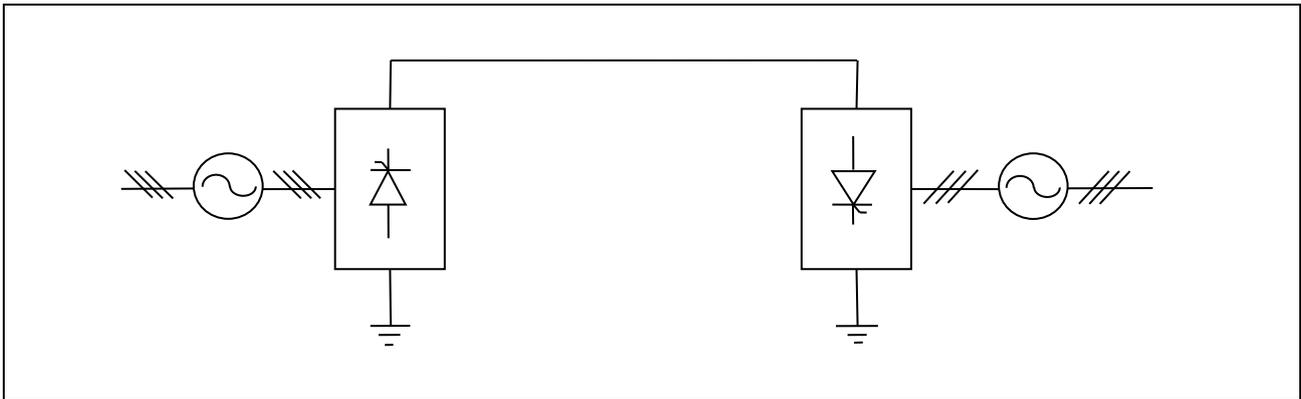


Figure 2.9 : Configuration monopolaire avec chemin de retour lié à la masse [37].

Dans de nombreux cas, l'infrastructure existante ou contraintes environnementales empêchent l'utiliser des électrodes. Dans de tels cas, un trajet de retour métallique est utilisé en dépit d'augmentation des coûts et des pertes [37].

➤ **Avantages d'une liaison monopolaire :**

- Le retour par la terre réduit le coût de l'interconnexion.
- Les pertes sont minimisées car la liaison de retour à une section énorme rendant la résistance négligeable.

➤ **Inconvénient d'une liaison monopolaire :**

- Le fonctionnement n'est possible que en régime normale ce qui considère un inconvénient du point de vue sécurité d'alimentation.
- La bonne conductivité du sol ou de l'eau de la mer pour une grande densité du courant.
- En cas de panne d'un seul élément majeur le transport d'énergie se met en arrêt totale.

### 11.2.2. Les liaisons bipolaires :

Il s'agit de la configuration la plus couramment utilisée dans les systèmes de transmission de puissance HVDC. La configuration bipolaire, illustrée à la figure (2.10), dispose de deux conducteurs isolés utilisés comme pôles positif et négatif. Les deux pôles peuvent être utilisés indépendamment si les deux sont neutres à la terre cela augmente la capacité de transfert de puissance [37].

Sous fonctionnement normal, les courants circulant dans chaque pôle sont égaux, et il n'y a pas de courant de terre. En cas de défaillance d'un pôle de transmission de puissance l'autre pôle peut se poursuivre ceci montre que sa fiabilité est élevée. La plupart des systèmes de transmission HVDC sont bipolaires [37].

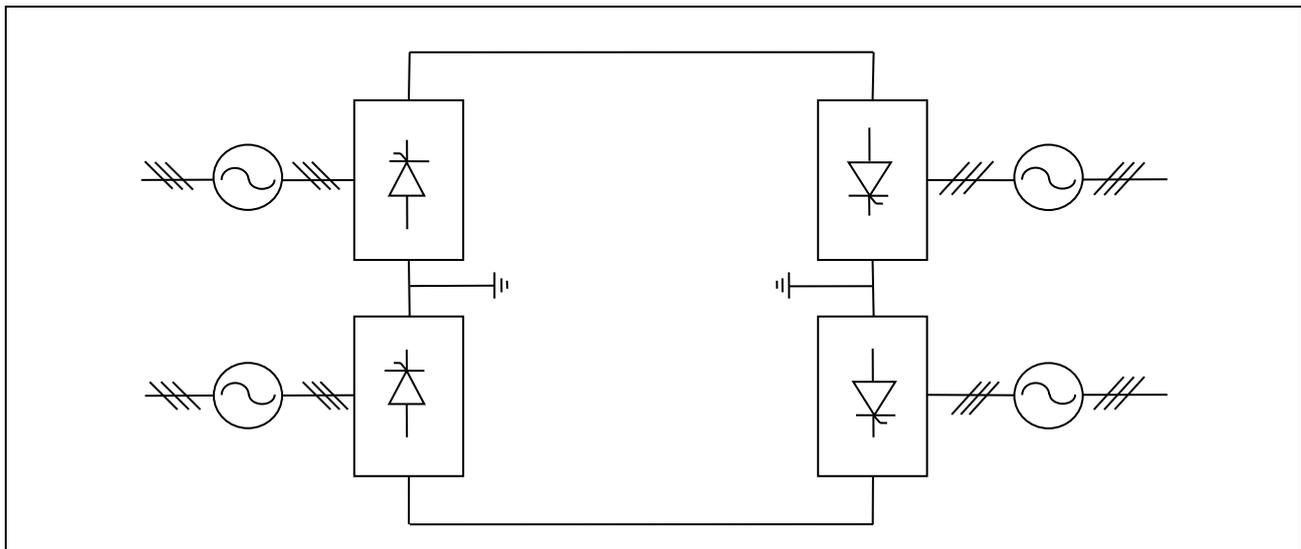


Figure 2.10 : Configuration bipolaire [37].

➤ **Avantages d'une liaison bipolaire :**

- En régime normal, le courant dans le sol est faible, par conséquent, la corrosion des tuyaux et des structures métalliques souterraines est minimisée.
- Les pylônes portent deux conducteurs au lieu d'un seul, cela permet de doubler la puissance transportée pour un coût supplémentaire relativement peu élevé.
- Si 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.

➤ **Inconvénient d'une liaison bipolaire :**

- Une chute de tension importante dans les thyristors.
- L'utilisation des thyristors à courant admissible élevé sont très dimensionnés et très chers.

### 11.3. Liaison HVDC multi-terminaux :

De par le développement et le succès grandissant des transmissions DC entre deux terminaux ("point to point"), les concepteurs de systèmes de puissance ont réalisé que les liaisons multi-terminaux (MTDC), pouvaient être beaucoup plus attractives, et ce afin d'exploiter pleinement les avantages économiques et techniques de la technologie HVDC [42].

Les systèmes MTDC se déclinent suivant deux configurations :

- Les liaisons parallèles.
- Les liaisons séries

Dans cette configuration, il y a plus de deux ensembles de convertisseurs. N'importe quelles combinaisons de transit de puissance peuvent être réalisées en agissant sur le contrôle pour modifier la polarité de la tension dans le convertisseur (CSC) [37].

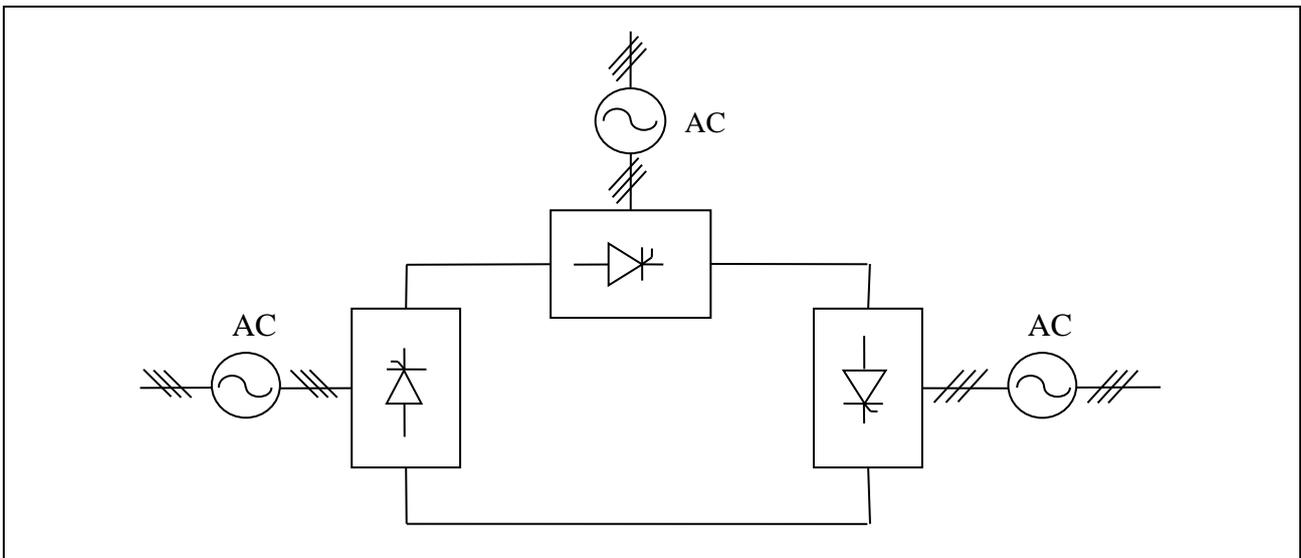


Figure 2.11 : Configuration multi-terminale série [37].

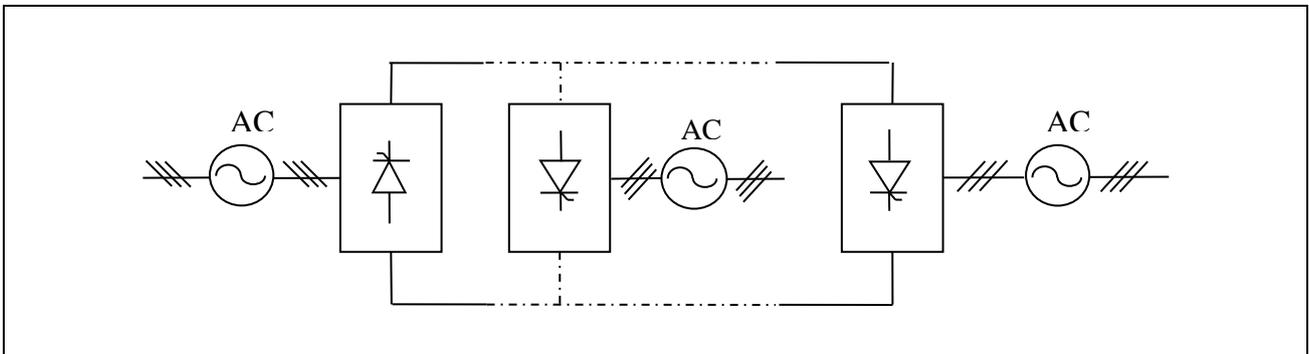


Figure 2.12 : Configuration multi-terminale parallèle [37].

## 12. Conclusion :

Dans ce chapitre, nous avons dans un premier temps donné l'intérêt des systèmes HVDC par rapport aux systèmes HVAC. Par la suite, on a présenté les différents types des systèmes de transmission HVDC, leurs configurations, leurs avantages.

Nous pouvons conclure que le système HVDC présente de nombreux avantages pour l'interconnexion de réseaux électriques indépendants. Les avantages peuvent être économiques, environnementaux ou techniques. Ce qui est particulier aujourd'hui, c'est la capacité de contrôler le flux d'énergie et d'empêcher la propagation des interférences, ainsi que de limiter la panne des systèmes AC interconnectés. Cette capacité à maintenir l'indépendance des réseaux d'interconnexion peut être des plus importantes lorsque les deux systèmes ont des procédures réglementaires différentes, notamment entre les deux régions, ou lorsque de contrôle de fréquence est incompatible.

# Chapitre 3:

## Résultats et discussion

### 1.Introduction :

Aujourd'hui, le développement du système électrique comporte de plus en plus de contraintes liées à la planification et à l'exploitation du réseau électrique. Les perturbations qui surviennent sur le réseau électrique sont diverses. Ces perturbations montrent la stabilité du système existant et les limites de la transition. Pour ces raisons, les compagnies d'électricité doivent d'assurer d'un certain nombre de normes de fiabilité et de continuité de service, et envisager d'utiliser des systèmes actifs capables de réagir immédiatement pour faire face aux perturbations et rétablir des conditions d'exploitation acceptables. Cette réponse rapide est obtenue grâce à l'utilisation de la technologie HVDC. Dans de telles circonstances, de nombreuses techniques ont été développées pour améliorer la stabilité transitoire en utilisant des systèmes HVDC [31].

Dans ce chapitre, nous présentons une nouvelle méthode de la stabilité transitoire des réseaux électriques en utilisant un système HVDC associé avec un SVC suite à une perturbation. Pour cela, nous présentons premièrement la méthodologie de résolution du problème de la stabilité transitoire des réseaux électriques munis d'une liaison HVDC, puis nous verrons l'amélioration de la stabilité transitoire des réseaux électriques. Deux simulations seront présentées dans ce chapitre : simulation d'un réseau de trois machines et neuf jeux de barres sans et avec une ligne HVDC.

### 2. Algorithme d'analyse de la stabilité transitoire des réseaux électriques :

Les différentes étapes d'analyse de stabilité transitoire des réseaux électriques pour le cas d'un défaut de court circuit sont :

- Modélisation des différents éléments du réseau électrique (lignes, transformateurs, FACTS, générateurs, régulateurs, charges, HVDC).
- Initialisation des paramètres du réseau AC et DC.
- Comparaison les résultats de l'écoulement de puissance AC-DC.
- A l'instant  $t = 1s$ , un défaut de court-circuit triphasé est survenu sur une ligne très proche du jeu de barres, ce défaut persiste jusqu'à ce que le défaut soit éliminé à l'instant  $t = 3s$ ; (le système est considéré stable avant le défaut).
- Tracer l'évolution des différents paramètres et particulièrement de la vitesse, la tension et la puissance.

### 3. Modélisation des différents éléments du réseau électrique :

#### 3.1. Description du réseau test N°1 :

Afin de valider les approches proposées dans cette étude, nous avons utilisé un réseau test IEEE de trois machines et neuf jeux de barres, dont les charges sont considérées comme des admittances constantes.

Le schéma unifilaire du réseau de test est présenté par la figure (3.1) :

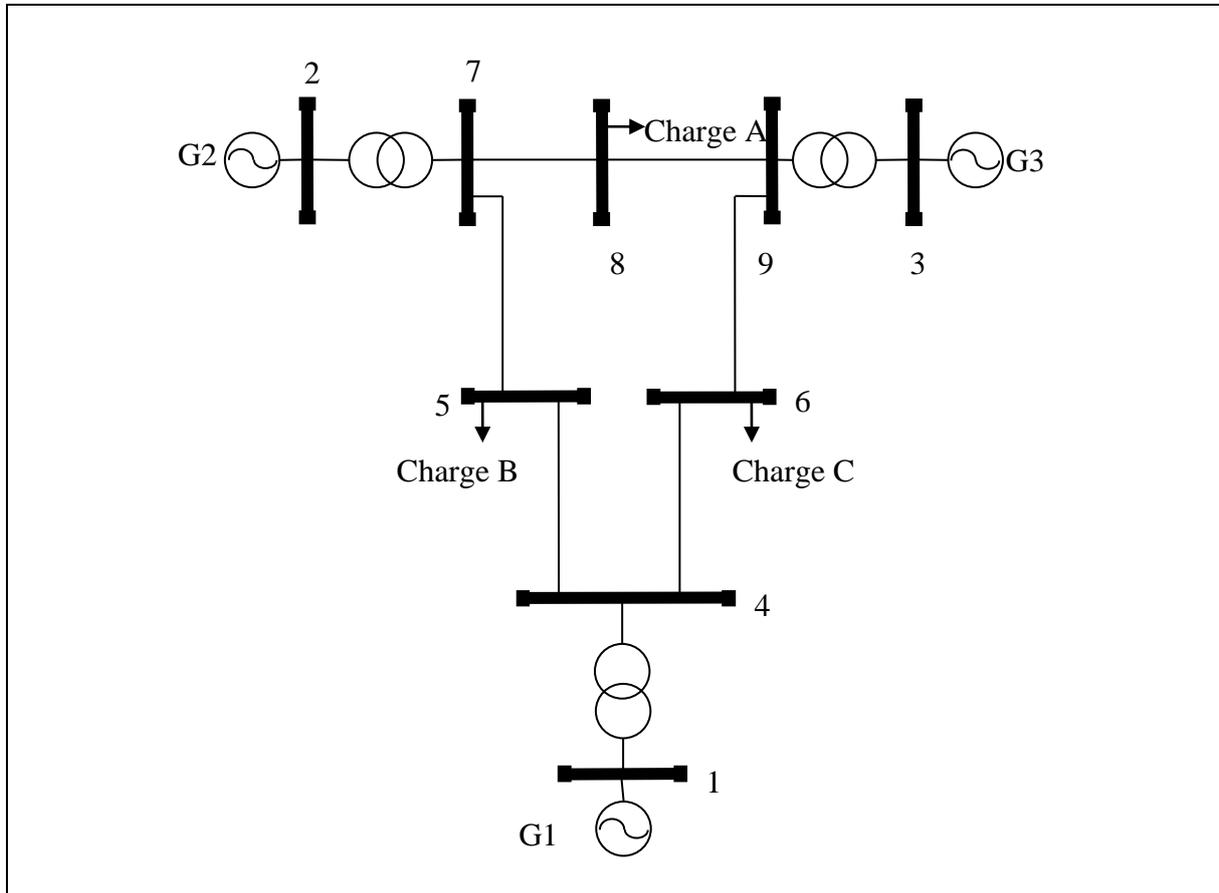


Figure 3.1 : Schéma réseau test IEEE 03 machines 09 jeux de barres.

les données des charges et des alternateurs sont données par les tableaux ci-dessous :

Tableau 3.1 : Caractéristiques des charges.

Charges	1	2	3
Puissance active (MW)	100	125	90
Puissance réactive (MVAR)	35	50	30

Tableau 3.2 : Caractéristiques des alternateurs.

Alternateurs	1	2	3
Puissance apparente nominale (MVA)	247.5	192	128
Tension nominale ph/ph (KVrms)	16.5	18	13.8
Vitesse (tr/min)	180	3600	3600
Réactance synchrone directe $X_d$ (p.u)	0.361	1.72	1.68
Réactance synchrone transversale $X_q$ (p.u)	0.2398	1.65	1.61
Constante d'inertie $H$ (s)	9.55	3.33	2.35
Réactance transitoire $X_d$ (p.u)	0.99	0.1728	0.19
Réactance transitoire $X_q$ (p.u)	0.99	0.1728	0.23206
$T'_{do}$ (s)	8.96	6	5.89
$T'_{qo}$ (s)	0.001	0.53	0.6
Resistance de stator (p.u)	0.0000001	0.0000001	0.0000001
Nombre de paires des pôles	20	1	1

### 3.2. Description du réseau test N°2 :

Afin de valider les approches proposées dans cette étude, nous avons utilisé un réseau test IEEE de trois machines et neuf jeux de barres, dont les charges sont considérées comme des admittances constantes. Le réseau test est modifié par l'insertion d'une liaison HVDC entre le jeu de barre N°4 et N°6. Le premier convertisseur connecté au jeu de barres N°6 fonctionne en redresseur, l'autre fonctionne en onduleur et vice-versa, associé avec un SVC connecté au jeu de barre N°2 suite à une perturbation (court-circuit triphasé). Le schéma unifilaire du réseau de test est présenté par la figure (3.2) :

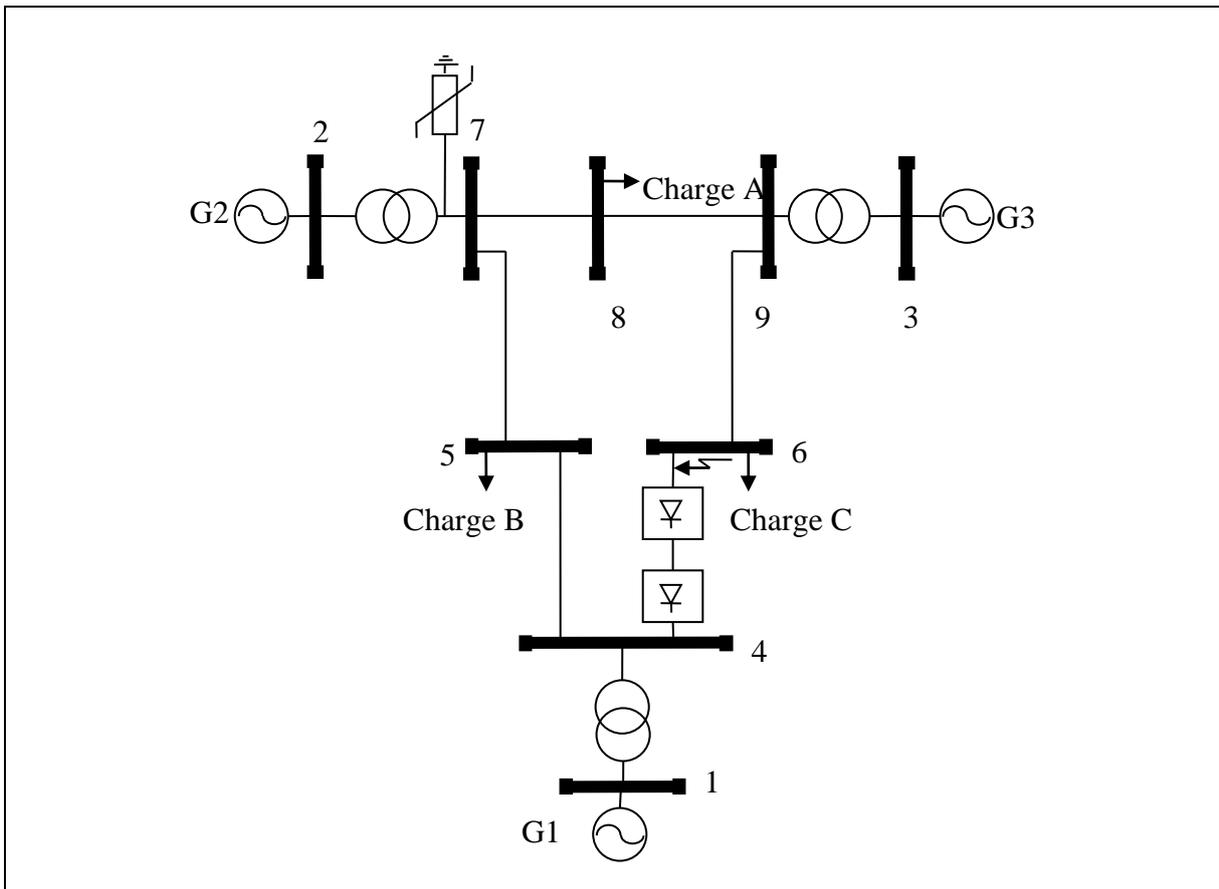


Figure 3.2 : Schéma réseau test IEEE 03 machines 09 jeux de barres avec ligne HVDC.

#### 4. Initialisation des paramètres du réseau AC et DC :

Le tableau suivant montre les données des différents jeux de barre du réseau de test :

Tableau 3.3 : Initialisation des paramètres du réseau AC et DC.

1 : BUS_1	V= 1.040 pu/16.5kV 0.00 deg ; Swing bus
2 : BUS_2	V= 1.025 pu/18kV 9.17 deg
3 : BUS_3	V= 1.025 pu/13.8kV 4.55 deg
4 : BUS_4	V= 1.026 pu/230kV 27.77 deg
5 : BUS_5	V= 0.996 pu/230kV 26.00 deg
6 : BUS_6	V= 1.013 pu/230kV 26.29 deg
7 : BUS_7	V= 1.026 pu/230kV 33.62 deg
8 : BUS_8	V= 1.016 pu/230kV 30.63 deg
9 : BUS_9	V= 1.032 pu/230kV 31.86 deg

#### 5. comparaison les résultats de l'écoulement de puissance AC-DC :

**Test N°1 :** simulation d'un réseau de trois machines et neuf jeux de barres :

Tableau 3.4 : Données de puissance générée et de pertes du test N°1.

	P(MW)	Q(Mvar)
BUS_1	72.2436614	26.8024301
BUS_2	162.999995	6.69085363
BUS_3	85.0000018	-10.780896
Total	320.243659	22.7123877
Total losses	4.55279423	-92.9241513

- **Puissance totale générée de réseau test N°1 :**

$$\Delta S (\%) = \frac{\Delta s}{s} = \frac{\text{puissance perte}}{\text{puissance générée}} = \frac{\sqrt{(4.55279423^2 + (-92.9241513)^2)}}{\sqrt{(320.243659^2 + 22.7123877^2)}} = 0.28 = 28\%$$

**Test N°2 :** simulation d'un réseau de trois machines et neuf jeux de barres avec une ligne HVDC :

Tableau 3.5 : Données de puissance générée et de pertes du test N°2.

	P(MW)	Q(Mvar)
BUS_1	83.0011823	-37.5226668
BUS_2	163	-50.7395479
BUS_3	84.9999999	-39.9053742
Total	331.001182	-128.167589
Total losses	5.72756139	-71.0299765

- **Puissance totale générée de réseau test N°2 :**

$$\Delta S (\%) = \frac{\Delta s}{s} = \frac{\text{puissance perte}}{\text{puissance générée}} = \frac{\sqrt{(5.72756139^2 + (-71.0299765)^2)}}{\sqrt{(331.001182^2 + (-128.167589)^2)}} = 0.20 = 20\%$$

❖ **Remarque :**

$$\Delta S (\text{test1}) < \Delta S (\text{test2})$$

Le system HVDC avec compensateur statique de puissance réactive (SVC) a soulagé le réseau par augmenter la production global de puissance (active et réactive) jusqu'à 3.35% et diminue les pertes de puissance collectif jusqu'a 8%.

**6. Simulation et analyse des résultats :**

Dans cette section on va presenter les résultats pour les différentes machines du réseau test :

- **Pour la première machine :**

Les figures (3.3, 3.4, 3.5) ci-dessous montrent l'évolution de la stabilité des différents paramètres (puissance, tension et vitesse). Nous observons :

De l'instant t=0 à t=1s que les différents paramètres des deux tests sont stables (avec des petites oscillations amortie au niveau de la puissance dans le test N°2 due à la commutation de l'électronique de puissance).

De l'instant  $t=1s$  à  $t=3s$  le monument d'application du défaut (court-circuit triphasé côté de la ligne.....), nous observons une chute brusque dans la puissance, la tension et une petite augmentation de la vitesse dans test N°1 avant l'insertion d'un SVC qui a changé les comportements des différentes paramètres avant et après l'application du défaut, par contre dans le test N°2 les différentes paramètres de la première machine gardant leur propre stabilité pendant le défaut.

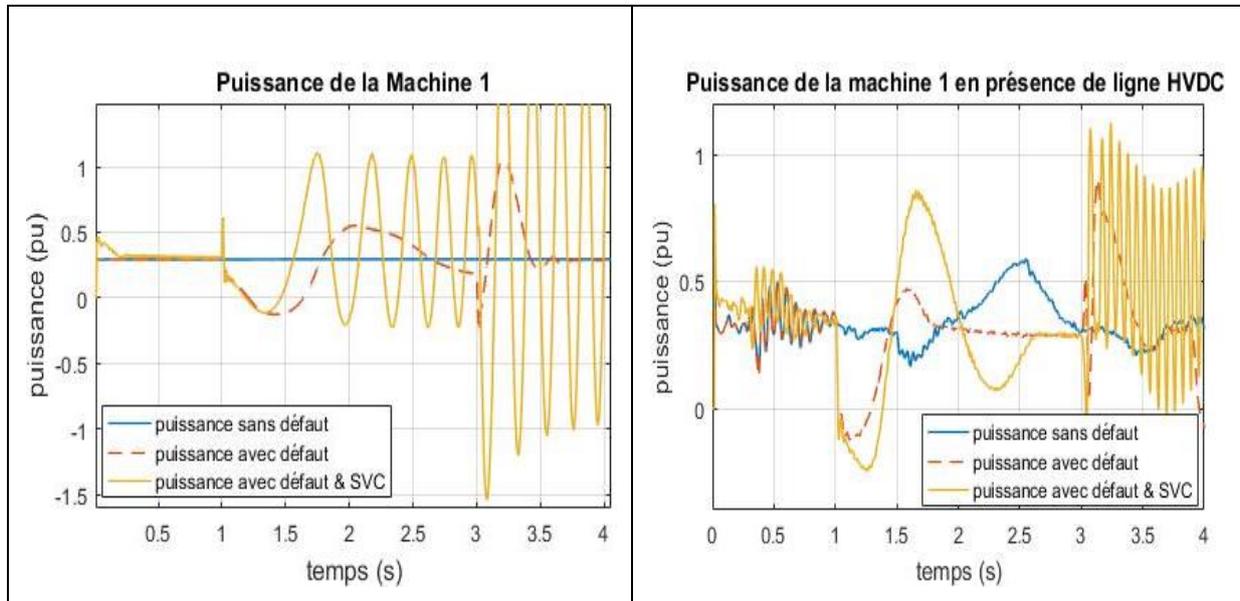


Figure 3.3 : Puissance de la machine 1 sans et avec HVDC.

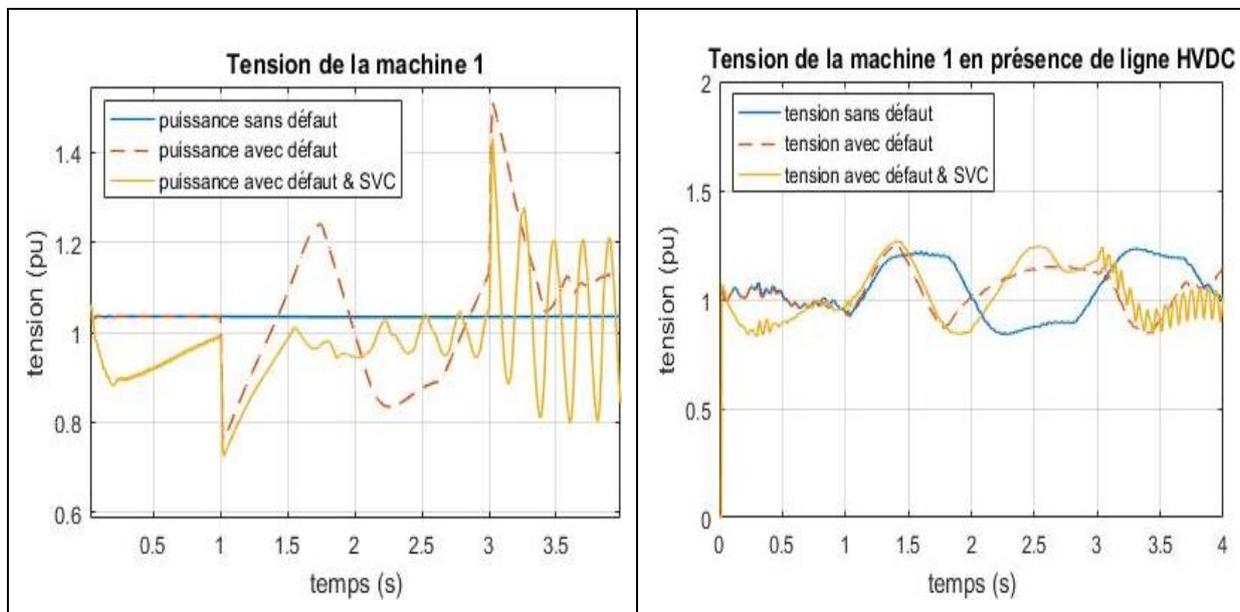


Figure 3.4 : Tension de la machine 1 sans et avec HVDC.

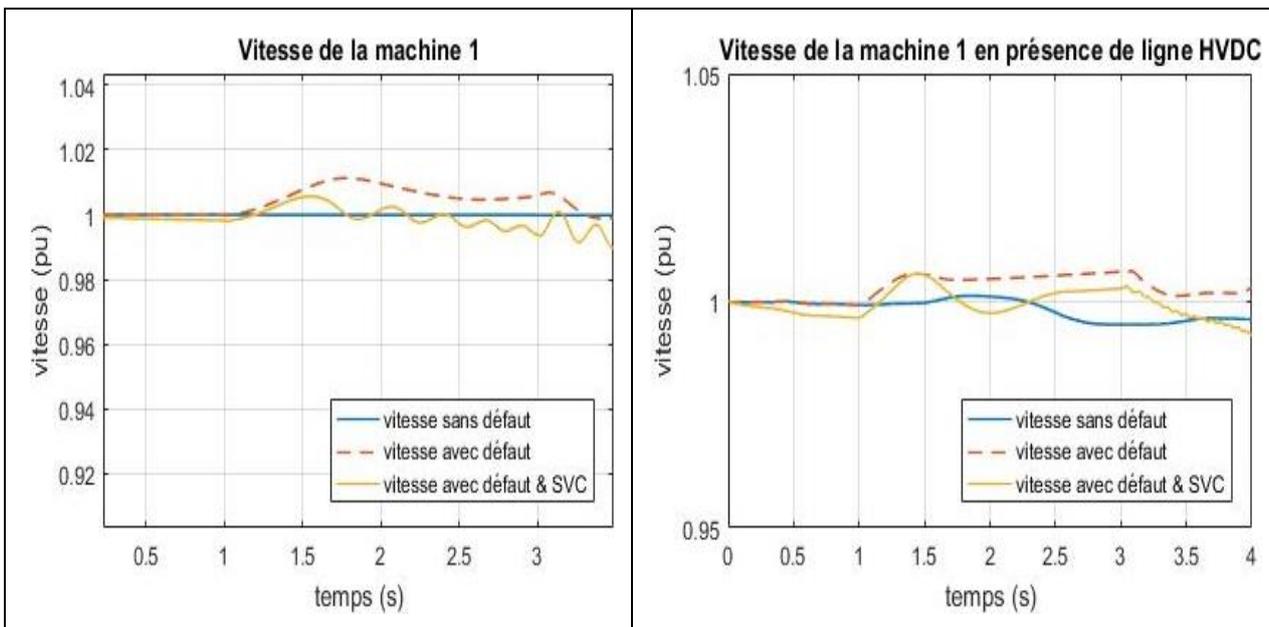


Figure 3.5 : Vitesse de la machine 1 sans et avec HVDC.

D'après les résultats obtenus on peut conclure que Le système (HVDC/SVC) garde une forme du résultat des différents paramètres proche à la forme de la consigne car le SVC à chaque fois qu'un TSC est éteint, une tension reste coincée sur les condensateurs TSC, lorsque la tension de la vanne est minimale. Si par erreur l'impulsion de tir n'est pas envoyée au bon moment, de très grandes surintensités peuvent être observées dans les vannes TSC. Ceci qui garde la stabilité du test N°2 de la puissance, la tension et la vitesse.

- **Pour la deuxième machine :**

Les figures (3.6, 3.7, 3.8) ci-dessous montrent l'évolution de la stabilité des différents paramètres (puissance, tension et vitesse). Nous observons :

De l'instant  $t=0$  à  $t=1s$  que les différents paramètres du test N°1 sont stables avant l'insertion d'un SVC qui a causé une oscillation un peu remarquable au niveau de la puissance et la tension, dans l'autre côté test N°2 les différents paramètres du réseau sont stables.

De l'instant  $t=1s$  à  $t=3s$  le moment d'application du défaut (court-circuit triphasé) nous observons respectivement les paramètres suivantes :

- **La puissance :**

Pour le test N°1 : nous observons sur la courbe sans SVC une chute brusque jusqu'à la moitié de sa valeur nominale de 0.5 pu, puis oscille pour revenir à l'état initial. A l'instant d'élimination du défaut la puissance augmente à une valeur crête de 1.6 pu, mais en présence d'un SVC, cette dernière oscille fortement autour de l'état initiale et perd sa stabilité à l'instant d'élimination du défaut.

Pour le test N°2 la puissance garde sa stabilité jusqu'à  $t=1.7s$ , nous remarquons une petite chute de 0.7 pu pour un instant faible du 1.7s au 2s. En présence d'un SVC à l'instant d'application du défaut la puissance oscille entre 1.3pu et 0.5pu jusqu'à  $t=2.1s$  et reste stable à  $t=3s$ . En absence d'un SVC, la puissance augmente jusqu'à 1.4 pu puis reprend l'état initiale, par contre à la présence du SVC, nous remarquons que la puissance augmente à une valeur crête de 1.6 pu, après commence à osciller, enfin perd sa stabilité.

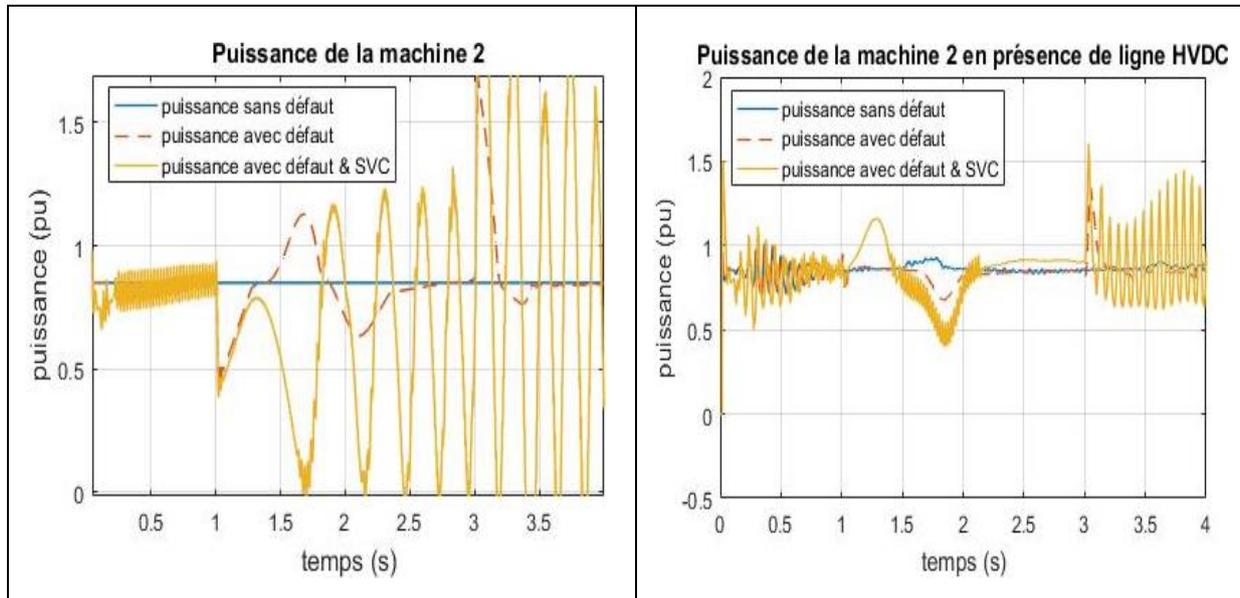


Figure 3.6 : Puissance de la machine 2 sans et avec HVDC.

➤ **La tension :**

Pour le test N°1 à l'instant d'application du défaut nous observons une chute de tension a une valeur de 0.8 pu qui augmente à 0.85 pu à l'instant  $t=1.95s$ , puis commence à osciller lentement autour de l'état initial. Avec le SVC la tension chute à une valeur de 0.7 pu de l'instant  $t=1s$  à  $t=1.5s$ , après commence à osciller fortement sachant que le défaut est éliminé.

Pour le test N°2 de l'instant  $t=1s$  à  $t=1.25s$  la tension SVC suit l'état initiale en présence et en absence du SVC, après l'élimination du défaut la tension en absence d'un SVC retourne à l'état initiale, et commence à osciller en présence d'un SVC.

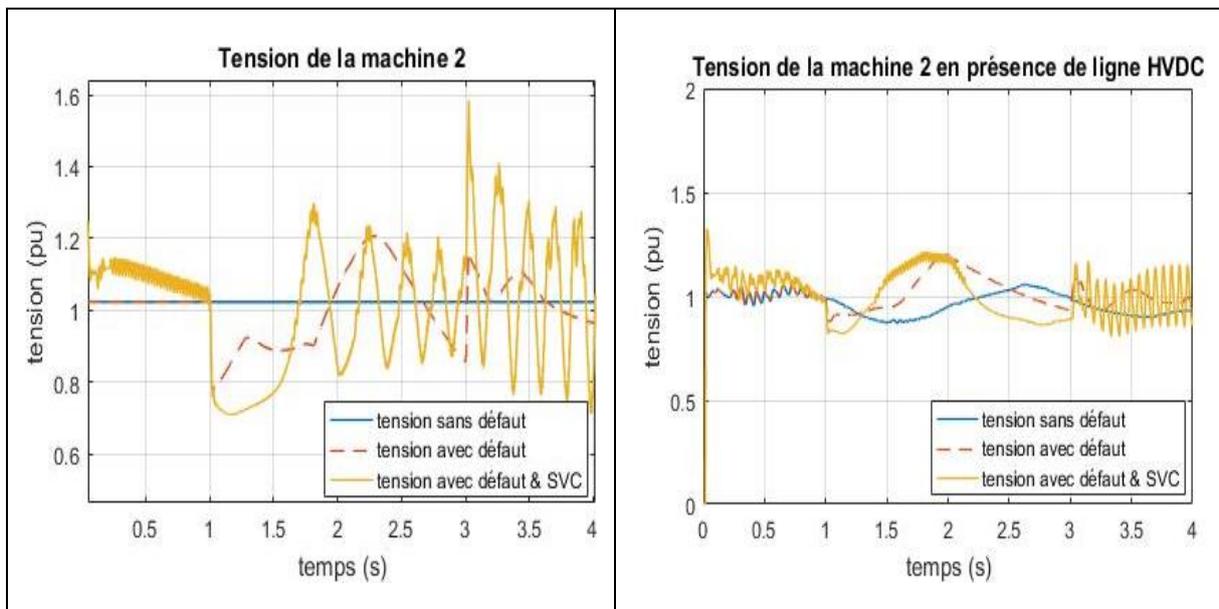


Figure 3.7 : Tension de la machine 2 sans et avec HVDC.

➤ **La vitesse :**

Pour le test N°1 à l'instant  $t=1s$  la vitesse en présence d'un SVC commence à augmenter linéairement à la valeur de 1.09 pu jusqu'à l'élimination du défaut, nous observons une stabilisation.

Pour le test N°2 à l'absence d'un SVC la vitesse reste stable jusqu'à l'instant  $t=1.6s$  et augmente à une valeur non remarquable de 1.009 pu jusqu'à l'instant  $t=3s$ , puis retourne à la valeur de 1 pu. En présence d'un SVC la vitesse chute de l'instant  $t=1s$  à  $t=1.4s$ . Après augmente à la même valeur de 1.009 pu, puis commence à retourner à l'état initiale plus vite que sans SVC, à l'instant  $t=3s$  reprend l'état initiale.

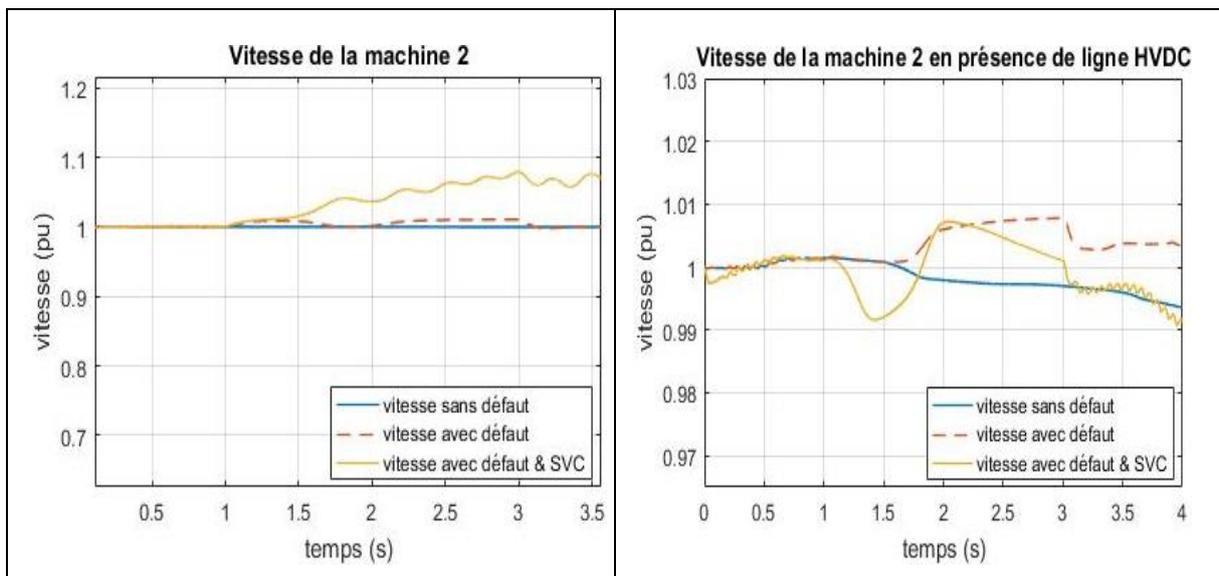


Figure 3.8 : Vitesse de la machine 2 sans et avec HVDC.

D'après les résultats obtenus on peut conclure que La présence du système SVC dans le réseau crée une perturbation au niveau de la puissance et la tension, due à l'injection de la puissance réactive au réseau et à la proximité de la deuxième machine. Le test N°2 est plus compatible avec le SVC car ce dernier compense l'énergie non transporté par la ligne HVDC.

- **Pour la troisième machine :**

Les figures (3.9, 3.10, 3.11) ci-dessous montrent l'évolution de la stabilité des différents paramètres (puissance, tension et vitesse). Nous observons :

De l'instant  $t=0$  à  $t=1s$  que les différents paramètres du test N°1 sont stables, dans l'autre côté test N°2 nous remarquons des oscillations de petite amplitude au niveau de la tension et la puissance.

De l'instant  $t=1s$  à  $t=3s$  le moment d'application du défaut (court-circuit triphasé) nous observons respectivement les paramètres suivantes :

- **La puissance :**

Pour le test N°1 : nous observons une petite chute de puissance, et par la suite la valeur dépasse la normale. Ainsi que pour le cas de présence du SVC, après la chute de puissance, nous remarquons une augmentation faible par rapport à la première.

Pour le test N°2 : une oscillation de la puissance est remarquée une fois, après reprend sa valeur normale.

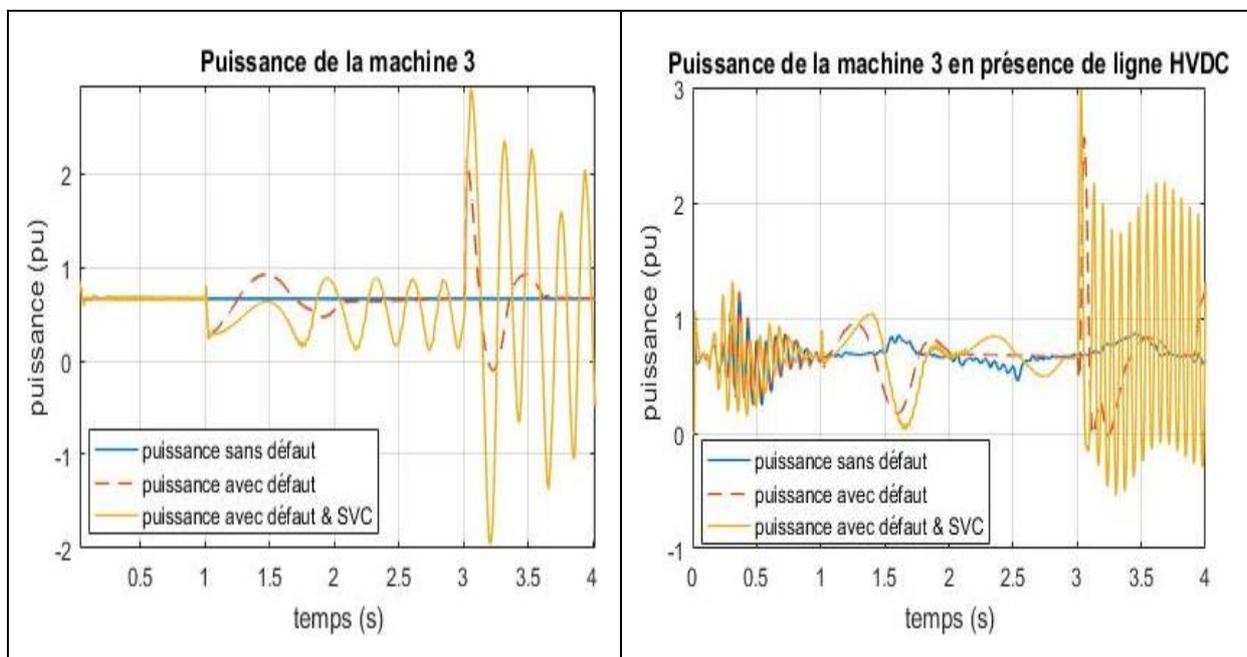


Figure 3.9 : Puissance de la machine 3 sans et avec HVDC.

➤ **La tension :**

Pour le test N°1 : la réponse de la tension à l'absence du SVC est sous forme d'une seule oscillation lente, par contre en présence du SVC, après la chute de tension jusqu'à 0.6 pu, le système essaye de retourner à l'état initiale avec des oscillations rapides amorties.

Pour le test N°2 : après la chute de tension à la valeur 0.6 pu le système revient rapidement du l'instant  $t=1s$  à  $t=1.5s$  à la valeur normale et se stabilise à cette valeur.

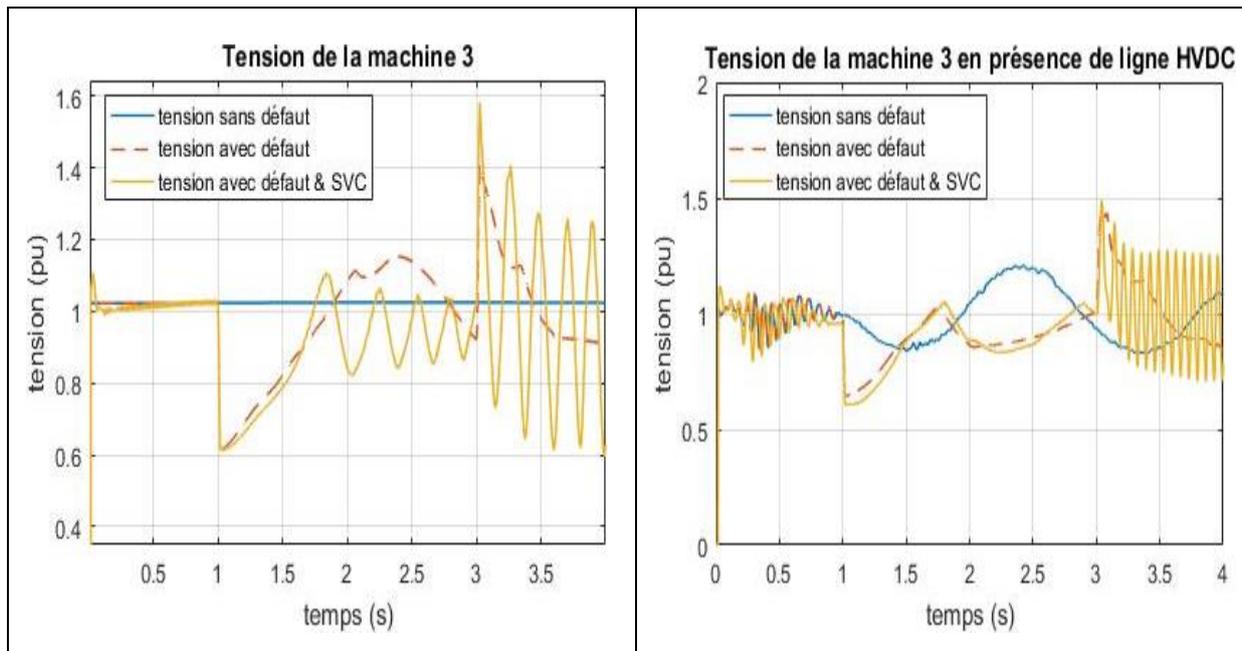


Figure 3.10 : Tension de la machine 3 sans et avec HVDC.

➤ **La vitesse :**

Pour le test N°1 : une augmentation linéaire est remarquée en présence du SVC jusqu'à l'obtention de la valeur 1.09 pu puis reste constante à cette valeur même après l'élimination du défaut.

Pour le test N°2 : nous remarquons une petite diminution de la vitesse de 0.98 pu à un instant faible de  $t=1.2s$  à  $t=1.6s$ , après retourne à la valeur normale et prend sa stabilité.

De l'instant  $t=3s$  à  $t=4s$  : les deux tests perdent leurs stabilités dès que le SVC est connecté.

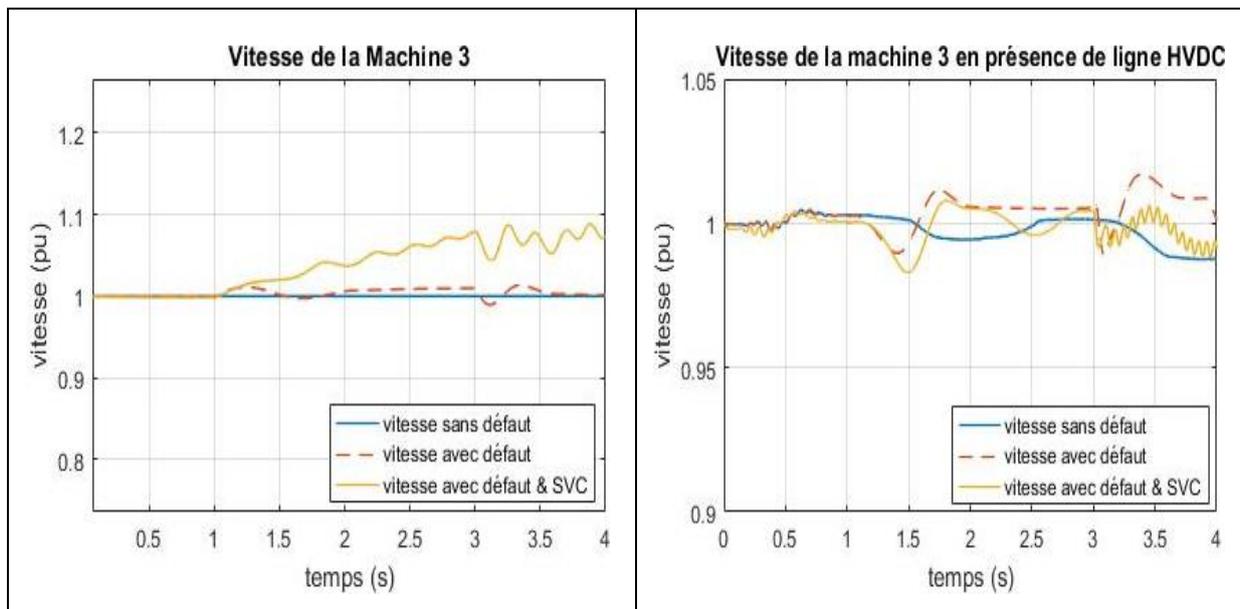


Figure 3.11 : Vitesse de la machine 3 sans et avec HVDC.

D'après les résultats obtenues on peut conclure que la structure maillée de réseau permet de l'écoulement de puissance dans tout les sens ce qui engendre la propagation de la petit perturbation au niveau de la tension et la puissance due à l'énergie réactive injectée par le SVC jusqu'à la machine 3.

### 7. Conclusion :

Dans ce chapitre nous avons exposé la résolution du problème de stabilité transitoire des réseaux électriques lors d'un défaut de court circuit triphasé muni à une ligne HVDC, en présence d'un compensateur statique SVC. L'utilisation de ce dispositif permet d'améliorer de façon remarquable la marge de la stabilité du réseau test étudié. Le système (HVDC/SVC) permet d'aider le réseau a gardé sa stabilité pour un certain temps afin d'assurer le fonctionnement des appareils de protection dans le cas du défaut.

## Conclusion Générale

Le travail présenté dans ce mémoire est une méthodologie d'analyse de la stabilité transitoire des réseaux électriques alternatifs et les réseaux interconnectés à travers des liaisons HVDC, il a été structuré en trois parties :

Dans la première partie nous avons présenté les caractéristiques des différents types de stabilité des réseaux électriques. Ensuite nous avons présenté dans le second chapitre l'état de l'art concernant la technique de transport d'énergie en courant continu HVDC. Finalement dans la dernière partie, nous avons présenté les deux schémas électriques équivalent du réseau, d'une manière générale l'analyse de la stabilité des réseaux électriques en l'absence et en présence d'une ligne HVDC associé à un dispositif SVC, lors d'un défaut à temps déterminé. Afin de voir le comportement de différents paramètres du réseau tel que la puissance, tension et la vitesse. Les résultats obtenus avec SIMULINK par les différentes simulations.

Notre travail a montré :

- Augmentation sur le taux de production.
- Minimisation des coûts d'investissements.
- Minimisation dans les pertes (résistif, inductive et capacitive).
- Soulagement pour les trois centrales.
- Assurer le travail des appareils de protection.
- Une fonctionnalité supplémentaire pour la stabilité transitoire de réseau.

Les perspectives à ce travail peuvent être mentionnées comme suit :

- Analyse de la stabilité des réseaux électriques en présence des défauts.
- Intégrer la dynamique du système HVDC dans les réseaux électriques afin d'analyser la stabilité transitoire.
- Prévoir de nouvelles stratégies de contrôle des systèmes FACTS pour l'amélioration de la stabilité transitoire.

## Références bibliographiques

- [1] S. Messalti, S. Belkhiat, S. Saadate, D. Flieller, " A New Approach for Load Flow Analysis of Integrated AC-DC Power Systems Using Sequential Modified Gauss-Seidel Methods ", European Transactions on Electrical Power, DOI: 10.1002/etep.570
- [2] A. Benchaib, S. Poullain, J. Thomas. « Application d'une Approche de type Backstepping basée sur les Techniques de Lyapunov au Contrôle d'un Système HVDC » ALSTOM T&D, Power Electronics Research Team, 9 rue Ampère, 91345 Massy, France.
- [3] S. MESSALTI, " analyse de la stabilité transitoire des réseaux de transport à courant continu en haute tension (HVDC-FACTS)", thèse de doctorat, Université Ferhat Abbas, Sétif, Algérie, 2011.
- [4] P. Kundur, Power System Stability and Control, New York: McGraw Hill, 1994.
- [5] P. M. Anderson, A. A. Fouad, Power System Control and Stability, New York: IEEE Press, sec , 1994.
- [6] J. Machowski, J. W. Bialek, J. R. Bumby, Power system dynamics stability and control, Chichester, Second Edition, John Wiley and Sons, 2008.
- [7] M. MALEK, M. BALI " Etude comparative sur les méthodes d'analyse de la stabilité des réseaux électriques", Mémoire de master, Université de Béjaia, 2016.
- [8] S. Ben Derradji, Calcul Des Protections D'un Départ Hta (30 KV), Université Kasdi Merbah – Ouargla, Année 2013/2014.
- [9] P. Bornard, Conduite D'un Système De Production-Transport, Edf.
- [10] A. Ouloulade, Contribution A L'étude De La Stabilité Des Alternateurs Raccordés Au Réseau Interconnecté De La Ceb : Application Au Cas Des Alternateurs De La Centrale De Nangbeto, Mémoire D'ingénieur De Conception.
- [11] Do Minh Thang, Approche Probabiliste Pour L'évaluation De La Fiabilité Du Système Electrique Intégrant Des Energies Renouvelables Peu Prévisibles, Université Lille 1 Science Et Technologies.
- [12] V. Knazkins, Stability Of Power Systems With Large Amounts Of Distributed Generation, These Doctorate, Stockholm, Sweden 2004
- [13] P. Kundur, J. Paserba, V. Ajjarapu, G. Andersson, A. Bose, C. Canizares, N. Hatziargyriou, D. Hill, A. Stankovic, C. Taylor, T. V. Cutsem Et V. Vittal, Definition And Classification Of

- Power System Stability, Ieee/Cigre Joint Task Force On Stability terms and Definitions, Ieee Trans. Power Syst., Vol. 19, No. 3, Pp. 1387-1401, 2004.
- [14] S. Messalti, " Evaluation de la stabilité transitoire des systèmes électro énergétiques par les réseaux de neurones ", Mémoire de magister, Université de Sétif, 2004.
- [15] L. Wehenkel, C. Lebrevelec, M. Trotignon, J. Batut, " Probabilistic design of power system special stability controls", Control Engineering Practice, vol. 7, no. 2, 1999, pp. 183-194.
- [16] Y. Bésanger, " Vers l'amélioration de la sécurité des réseaux électriques de puissance", Habilitation à Diriger des Recherches de l'INPG, 04 Décembre 2006.
- [17] D.J. Sobajic, Y.H. Pao, "Artificial neural-net based dynamic security assessment for electric power systems", Power Systems, IEEE Transactions on, vol.4, no.1, 1989, pp. 220-228.
- [18] H.D. Chiang, C.C. Chu, G. Cauley, " Direct stability analysis of electric power systems using energy functions: theory, applications and prospective", Proc. IEEE, vol. 83, no. 11, 1995, pp.1497-1529.
- [19] A. Gherbi, B. Francois, M. Belkacemi, " Methods for power system transient stability analysis, State of the art ", Electrical and Computer Engineering, Canadian Journal, vol.31, no. 1, 2006, pp. 3-13.
- [20] K. K. Y. Poon, Z. Lan, Y. X. Ni, " An overview on transient stability control in modern power systems", The 7th IET International Conference on Advances in Power System Control, ~ APSCOM 2006~, Octo-Nov 30-02, 2005, Hong Kong, China.
- [21] L. Seung-Cheol, M. Seung, " Hybrid linearization of a power system with FACTS devices for a small signal stability study: Concept and application ", Electric Power Systems Research, vol. 64, no. 1, 2003, pp.27-34.
- [22] M.H. Haque, "Further developments of equal area criterion for multimachine power systems", Electric Power Syst. Research, vol. 33, no. 3, 1995, pp. 175-183.
- [23] P. Baret, Régime transitoire des machines tournantes, les cours de l'école supérieure de l'électricité, Paris, Ed Eyrolles, 1987.
- [24] Y. Xue, L. Wehenkel, R. Belhomme, P. Rousseaux, M. Pavella, E. Euxibie, B. Heilbronn, J. F. Lesigne, " Extended equal area criterion revised ", IEEE Trans. Power Systems, vol. 7, no. 3, 1992, pp. 1012 – 1022.
- [25] C.S. Chang, D. Srinivasan, A.C. Liew, "A hybrid model for transient stability evaluation of interconnected longitudinal power systems using neural network/pattern recognition approach ", Power Systems, IEEE Transactions on, vol. 9, no.1, 1994, pp. 85-92.

- [26] H. Alkhatib " Etude de la stabilité aux petites perturbations dans les grands réseaux électriques : optimisation de la régulation par une méthode métaheuristique ", Thèse doctorat de l'université Paul Cezanne D'aix-Marseille, 2008.
- [27] M.A. Pai, Energy Function Analysis for Power System Stability, Kluwer Academic Publisher, Boston 1989.
- [28] V. Vittal, S. Rajagopal, A.A. Fouad, M.A. El-Kady, E.Vaahedi, V.F. Carvalho, " Transient stability analysis of stressed power systems using the energy function method ", Power Systems, IEEE Transactions on, vol. 3, no. 1, 1988, pp. 239-244.
- [29] H.K. Khalil, " Nonlinear system, Prentice Hall ", Upper Saddle River, N. J, 1996.
- [30] N.G. Hingorani, L. Gyugyi, Understanding FACTS-Concepts and Technology of Flexible AC Transmission Systems, New York, IEEE Press, 2000.
- [31] T. Smed, G. Andersson, "Utilising HVDC to damp power oscillations", IEEE Trans. Power Delivery, vol. 8, no. 2, 1993, pp. 620-627.
- [32] Vijay.K. Sood, HVDC and Facts Controllers, Kluwer Academic Publisher, 2004.
- [33] Badran SM, Choudhry MA, "Design of modulation controllers for AC/DC power systems", IEEE Trans Power Syst, vol. 8, no. 4, 1993, pp. 1490–1496.
- [34] R. Moran, Executioner's current Thomas Edison, George Westinghouse, and the invention of the electric chair, New York: Vintage Books, 2003.
- [35] S. Gerbex. « Métaheuristiques appliquées au placement optimal de dispositifs FACTS dans un réseau électrique », Thèse doctorat de l'EPFL 2003.
- [36] H. BAHRI, R. MEKHALFIA " Etude du système HVDC-FACTS lors des défauts", Mémoire de magister, Université de M'sila, 2009.
- [37] Cuiqing Du, "The control of VSC-HVDC and its use for large industrial power systems", These de Doctorat, Université de technologie, Göteborg, 2003
- [38] Eric Joncquel «Transport d'énergie en courant continu haut tension ». Technique de l'ingénieur D 4761
- [39] C.K. Kim, V.K. Sood, G.S. Jang, S.J. Lim, S.J. Lee, HVDC Transmission: Power Conversion Applications in Power Systems, Wiley-IEEE Press, Singapore, 2009.
- [40] Vijay K. Sood. «HVDC and FACTS Controllers applications of static converters in power systems» e-Book ISBN 1-4020-7891-9. ©2004 Kluwer Academic Publishers.
- [41] Zidi Sid-Ahmed. « Contribution à l'étude des réseaux de transport d'énergie électrique à Courant Continu Haute tension (CCHT) en régime dynamique » Thèse Doctorat 2005, Sidi Bel-Abbes.

- [42] Laurent Teppoz. « Commande d'un système de conversion de type VSCHVDC. Stabilité contrôle des perturbations » 23 septembre 2005. Thèse doctorat de L'INPG.
- [43] T. Wildi, G. Sybille. Electrotechnique 4<sup>ème</sup> édition.
- [44] Issarachai Ngamroo. «A Stabilization of Frequency Oscillations using a Power Modulation Control of HVDC Link in a Parallel AC-DC Interconnected System» Electrical Engineering Program Sirindhorn International Institute of Technology Thammasat University, Pathumthani, 12121, Thailand.
- [45] B. Cova, G. Pirovano , S. Meregalli, " Audit des alternatives à la réalisation d'une ligne à très haute tension entre le Cotentin et le Maine" CESI Centro Elettrotecnico Sperimentale Italiano ,2005.
- [46] P. Fischer. « Feasibility of HVDC for City Infeed » Licentiate Thesis (Stockholm 2003). Royal Institute of Technology Department of Electrical Engineering, Electric Power Systems.
- [47] W. Breuer, D. Povh, D. Retzmann. « Role of HVDC and FACTS in future Power Systems» Siemens AG, Germany XJ Group.
- [48] L. Weimers. « HVDC Light - a new technology for a better environment » ABB Power Systems.
- [49] Siemens AG, "High voltage direct current transmission-proven technology for powerexchange", brochure from Siemens, Order N: E50001-U131-A92-V2-7600, <http://www.siemens.com/ptd>, Mars 2007.

## Annexe

### Réseau test N°1 :

	P(MW)	Q(Mvar)
Total generation	320,243659	22,7123877
Total PQ load	314,999995	114,999969
Total Z shunt	0,69086902	0,63656996
Total ASM	0	0
Total losses	4,55279423	-92,9241513
1 : BUS_1 V= 1.040 pu/16.5kV 0.00 deg ; Swing bus		
	P(MW)	Q(Mvar)
Generation	162,999995	6,69085363
PQ Load	0	0
Z shunt	0,21012836	0,21012164
BUS_7	162,789867	6,480732
2 : BUS_2 V= 1.025 pu/18kV 9.17 deg		
	P(MW)	Q(Mvar)
Generation	162,999995	6,69085363
PQ Load	0	0
Z shunt	0,21012836	0,21012164
BUS_7	162,789867	6,480732
3 : BUS_3 V= 1.025 pu/13.8kV 4.55 deg		
	P(MW)	Q(Mvar)
Generation	85,0000018	-10,780896
PQ Load	0	0
Z shunt	0,21012858	0,21012141
BUS_9	84,7898732	-10,9910174
4 : BUS_4 V= 1.026 pu/230kV 27.77 deg		
	P(MW)	Q(Mvar)
Generation	0	0
PQ Load	7,7106E-08	-1,5877E-06
Z shunt	-3,6554E-06	3,6556E-06
BUS_1	-72,0272287	-23,4468932

BUS_5	41,1300037	22,6497312
BUS_6	30,8972286	0,79715988
5 : BUS_5 V= 0.996 pu/230kV 26.00 deg		
	P(MW)	Q(Mvar)
Generation	0	0
PQ Load	124,999995	49,9999988
Z shunt	-9,6312E-13	6,0538E-12
BUS_4	-40,8738155	-38,4770253
BUS_7	-84,1261797	-11,5229736
6 : BUS_6 V= 1.013 pu/230kV 26.29 deg		
	P(MW)	Q(Mvar)
Generation	0	0
PQ Load	90,000002	29,9999977
Z shunt	0,05429898	-2,3732E-12
BUS_4	-30,7304452	-16,3374072
BUS_9	-59,3238557	-13,6625905
7 : BUS_7 V= 1.026 pu/230kV 33.62 deg		
	P(MW)	Q(Mvar)
Generation	0	0
PQ Load	6,2489E-06	-1,2843E-05
Z shunt	-3,3675E-06	3,3677E-06
BUS_2	-162,789362	9,30900075
BUS_5	86,375361	-8,46991619
BUS_8	76,4139978	-0,83907508
8 : BUS_8 V= 1.016 pu/230kV 30.63 deg		
	P(MW)	Q(Mvar)
Generation	0	0
PQ Load	99,9999945	34,9999992
Z shunt	4,8114E-12	4,178E-12
BUS_7	-75,9401127	-10,6848701
BUS_9	-24,0598817	-24,3151291
9 : BUS_9 V= 1.032 pu/230kV 31.86 deg		
	P(MW)	Q(Mvar)

Generation	0	0
PQ Load	-2,7153E-06	-1,2229E-05
Z shunt	-3,6377E-06	3,638E-06
BUS_3	-84,789734	15,0683364
BUS_6	60,6426744	-18,1805945
BUS_8	24,147066	3,11226667

**Réseau test N°2 :**

	P(MW)	Q(Mvar)
Total generation	331,001182	-128,167589
Total PQ load	314,999998	114,999991
Total Z shunt	10,2736227	172,137603
Total ASM	0	0
Total losses	5,72756139	-71,0299765
1 : BUS_1 V= 1.040 pu/16.5kV 0.00 deg ; Swing bus		
	P(MW)	Q(Mvar)
Generation	83,0011823	-37,5226668
PQ Load	0	0
Z shunt	0,21632375	0,21631624
BUS_4	82,7848585	-37,738983
2 : BUS_2 V= 1.025 pu/18kV 3.31 deg		
	P(MW)	Q(Mvar)
Generation	163	-50,7395479
PQ Load	0	0
Z shunt	0,21012836	0,21012164
BUS_7	162,789872	-50,9496696
3 : BUS_3 V= 1.025 pu/13.8kV -4.18 deg		
	P(MW)	Q(Mvar)
Generation	84,9999999	-39,9053742
PQ Load	0	0
Z shunt	0,21012858	0,21012141
BUS_9	84,7898713	-40,1154956

4 : BUS_4 V= 1.062 pu/230kV 27.53 deg		
	P(MW)	Q(Mvar)
Generation	0	0
PQ Load	4,8239E-08	-8,5577E-08
Z shunt	0,2693244	0,26937128
*2*	3,3342202	-56,818856
BUS_1	-82,7847054	42,147153
BUS_5	79,1811608	14,4023317
5 : BUS_5 V= 1.037 pu/230kV 24.16 deg		
	P(MW)	Q(Mvar)
Generation	0	0
PQ Load	125	49,9999998
Z shunt	-3,0508E-10	3,634E-10
BUS_4	-78,5756723	-28,6418759
BUS_7	-46,4243277	-21,358124
6 : BUS_6 V= 1.060 pu/230kV 14.38 deg		
	P(MW)	Q(Mvar)
Generation	0	0
PQ Load	89,9999921	29,9999919
Z shunt	0,27770764	0,2182634
*1*	2,70165715	-46,0392691
BUS_9	-92,9793569	15,8210138
7 : BUS_7 V= 1.061 pu/230kV 27.94 deg		
	P(MW)	Q(Mvar)
Generation	0	0
PQ Load	2,3238E-07	-1,5933E-07
Z shunt	3,16276272	-67,1377751
BUS_2	-162,789318	68,258659
BUS_5	47,0622366	-9,19785813
BUS_8	112,564318	8,07697437
8 : BUS_8 V= 1.043 pu/230kV 23.82 deg		
	P(MW)	Q(Mvar)
Generation	0	0

PQ Load	100	34,9999998
Z shunt	6,6114E-12	3,6842E-12
BUS_7	-111,590088	-16,3170892
BUS_9	11,590088	-18,6829106
9 : BUS_9 V= 1.049 pu/230kV 23.17 deg		
	P(MW)	Q(Mvar)
Generation	0	0
PQ Load	5,3245E-06	-1,6151E-06
Z shunt	-3,7561E-06	3,7554E-06
BUS_3	-84,7897038	45,0230174
BUS_6	96,3594211	-40,9863201
BUS_8	-11,5697188	-4,03669944
10 : *1* V= 1.078 pu/100kV -15.78 deg		
	P(MW)	Q(Mvar)
Generation	0	0
PQ Load	5,0629E-08	1,4031E-06
Z shunt	2,653036	-47,5010863
BUS_6	-2,65303605	47,5010849
11 : *2* V= 1.197 pu/100kV -2.64 deg		
	P(MW)	Q(Mvar)
Generation	0	0
PQ Load	-1,2649E-13	4,316E-13
Z shunt	3,27421501	-58,6229398
BUS_4	-3,27421501	58,6229398

## ملخص

بالرغم من التطور التكنولوجي السريع الأجهزة الوقاية وأنظمة التحكم، إلا أن الشبكات تتعرض إلى اضطرابات قادرة على إيقاف الأجهزة والأنظمة الكهربائية. هذه الاضطرابات تؤدي إلى فقدان استقرار الشبكة الكهربائية وضياع التوازن للطاقة الكهربائية، وهذا الوضع يؤدي إلى حدوث انهيارات كلية الأنظمة الكهربائية.

في هذه الأطروحة نقدم تحليل الاستقرار العابر لشبكة نقل الطاقة الكهربائية في وجود خط ناقل للكهرباء عالي الضغط (HVDC) باستخدام المعروض (SVC). في حالة حدوث عطل: ماس كهربائي من ثلاث مراحل. تم إجراء عملية المحاكاة و التمثيلات البيانية باستخدام بيئة MATLAB بالموازاة مع SIMULINK.

**الكلمات المفتاحية:** شبكات كهربائية، الاستقرار العابر، محاكاة ، HVDC ، SVC.

## Résumé

Malgré l'évolution rapide des dispositifs de protection et de régulation, les systèmes électro-énergétiques sont souvent sujets à des perturbations de diverses origines pouvant entraîner des déclenchements intempestifs de ses constituants. Ces perturbations affectent la perte de la stabilité du système et provoquent un déséquilibre important de l'énergie électrique. Cet état entraîne souvent un écroulement de tout le réseau. Dans ce mémoire, nous présentons l'analyse de la stabilité transitoire dans un réseau de transport d'énergie électrique en présence de ligne HVDC en utilisant un compensateur (SVC). Pour le cas de défaut : court circuit triphasé. Les simulations, les représentations graphiques ont été faites sous MATLAB en utilisant la boîte à outils SIMULINK.

**Mots clés :** Réseaux Electriques, stabilité transitoire, Simulation, HVDC, SVC.

## Abstract

Despite the rapid development of protection and regulation devices, electro-energy systems are often subject to disturbances of various origins which can lead to untimely tripping of their constituents. These disturbances affect the loss of stability of the system and cause a large imbalance of electrical energy. This state often leads to a collapse of the entire network. In this thesis, we present the analysis of the transient stability in an electric power transmission network in the presence of HVDC line using a compensator (SVC). In the event of a fault: three-phase short circuit. The simulations, the graphic representations were made in MATLAB using the SIMULINK toolbox.

**Keywords:** Electrical networks, transient stability, Simulation, HVDC, SVC.