

RÉPUBLIQUE ALGÉRIENNE DÉMOCRATIQUE ET POPULAIRE
MINISTÈRE DE L'ENSEIGNEMENT SUPÉRIEUR ET DE LA RECHERCHE
SCIENTIFIQUE



UNIVERSITÉ IBN KHALDOUN TIARET

FACULTÉ DES SCIENCES APPLIQUÉES

DÉPARTEMENT DE GÉNIE ELECTRIQUE



MEMOIRE DE FIN D'ETUDES

Pour l'obtention du diplôme de Master

Domaine : Sciences et Technologie

Spécialité : Électrotechnique

Option : Réseaux Électriques

THÈME

Stabilité des réseaux électriques au moyen des systèmes

FACTS

Préparé par :

Zakkar anouar abdelkader

Larbi abdessamed

Devant le Jury composé de:

<i>Nom et prénoms</i>	<i>Grade</i>	<i>Qualité</i>
<i>T.Allaoui</i>	<i>Pr</i>	<i>Président</i>
<i>K.Belhacel</i>	<i>MAA</i>	<i>Examinatrice</i>
<i>M.Bedoui</i>	<i>MCB</i>	<i>Examinatrice</i>
<i>A.Smaili</i>	<i>Pr</i>	<i>Encadreur</i>
<i>Z.Seddiki</i>	<i>doctorante</i>	<i>invité</i>

2021 / 2022

REMERCIEMENT

Ce travail a été effectué sous la direction de Monsieur **A.Smaili**. Je tiens tout d'abord à lui exprimer ma profonde gratitude pour m'avoir encadrer.

J'ai été profondément honoré que monsieur **T.Allaoui**, ait accepté d'examiner ce travail et de présider ce jury

Je remercie également tous les enseignants de l'institut d'Electrotechnique qui ont participé à ma formation pendant le cycle universitaire.

*Je tiens à exprimer toute ma gratitude à **Z.seddiki** pour sa gentillesse, sa disponibilité et sa rigueur et qui nous a beaucoup aidé pour l'élaboration de ce projet.*

Mes vifs remerciements sont adressés à toute les personnes pour leurs aides et leurs soutient dans les moments difficiles.

Mes remerciements sont également adresser à tous mes amis (ies) pour leurs soutient morale lors de la réalisation de cette thèses.

Je tiens à remercier vivement les membres de ma très chère famille, que chacun trouve ici le témoignage de ma cordiale sympathie.

DEDICACE

J'ai le grand honneur de dédier ce travail à :

Ma très chère mère

Mon très cher père

Mes très chères sœurs

Mes chers oncles

Toute ma famille

A tous mes camarades de groupe :

RESEAU ELECTRIQUE

A tous mes amis que j'ai connus dans ma vie

SOMMAIRE

<u>REMERCIEMENT</u>	II
<u>DEDICACE</u>	III
<u>LISTES DES FIGURES</u>	IV
<u>LISTES DES TABLEAUX</u>	V
<u>LISTE DES ABREVIATIONS</u>	VI
<u>INTRODUCTION GENERALE</u>	1

CHAPITRE I

<u>I- INTRODUCTION</u> :.....	5
<u>I-1 DEFINITION DU RESEAU ELECTRIQUE</u> :	5
<u>I-2-1 RESEAU MAILLE</u> :	6
<u>I-2-2 RESEAU BOUCLE</u> :	6
<u>I-2-3 RESEAU RADIAL</u> :	6
<u>I-2-4 RESEAU ARBORESCENTE</u> :	6
<u>I-3 CLASSIFICATION DES RESEAU ELECTRIQUES</u> :	7
<u>I-4 HIERARCHISATION DES RESEAU ELECTRIQUES</u> :	7
<u>I-4-1 PRODUCTION</u> :	7
<u>I-4-2 TRANSPORT</u> :	8
<u>I-4-3 REPARTITION</u> :	8
<u>I-4-4 DISTRIBUTION</u> :	8
<u>I-4-5 CONSOMATION</u> :	8
<u>I-5 NOTION DE LA STABILITE</u> :	9
<u>I-5-1 LIMITE DE STABILITE EN REGIME PERMANENT</u> :	10
<u>I-5-2 STABILITE DYNAMIQUE</u> :	11
<u>I-5-3 STABILITE TRANSITOIRE</u> :	11
<u>I-6 BUT DE LA STABILITE TRANSITOIRE</u> :	12
<u>I-7 MOYENS D'AMELIORATION DE LA STABILITE TRANSITOIRE</u> :	12
<u>I-7-1 AMELIORATION PAR LES MOYENS CLASSIQUES</u> :	12
<u>I-7-2 AMELIORATION PAR LES MOYENS MODERNES</u> :	13
<u>I-7-2-1 AMELIORATION DE LA STABILITE PAR LES PSS</u> :	14
<u>I-7-2-2 AMELIORATION DE LA STABILITE PAR LES FACTS</u> :	14
<u>I-7-2-2-1 LES COMPENSATEURS PARALLELES</u> :	14
<u>I-7-2-2-1-1 LE SVC COMPENSATEURS STATIQUES</u> : [21] [25] [26].....	14

<u>I-7-2-2-1-2 LE STATCOM : [23], [24]</u>	15
<u>I-7-2-2-1-4 LE TCSC COMPENSATEUR SERIE COMMANDEE PAR THYRISTORS:</u>	15
<u>I-7-2-2-1-5 LE SSSC COMPENSATEUR STATIQUE SYNCHROME SERIE :</u>	15
<u>I-7-2-2-2 LES COMPENSATEURS DEPHASEURS :</u>	15
.....	16
<u>I-8 CONCLUSION :</u>	16

CHAPITRE II

<u>I- INTRODUCTION :</u>	18
<u>II-1 MODELISATION DES ELEMENTS D'UN RESEAU ELECTRIQUE :</u>	18
<u>II-1-1 MODELE DE LA MACHINE SYNCHROME :</u>	18
.....	18
<u>II-1-2 REACTANCE DE LA MACHINE SYNCHROME EN REGIME TRANSITOIRE :</u>	18
<u>II-1-3 EQUATION MECANIQUE DE LA MACHINE SYNCHROME :</u>	19
<u>II-2 MODELES DU TRANSFORMATEUR ET DE LA LIGNE :</u>	21
<u>II-2-1 LIGNE :</u>	21
<u>II-2-2 TRANSFORMATEUR :</u>	22
.....	22
<u>II-2-3 LES REGULATEURS DE TENSION (AVR):</u>	22
<u>II-2-4 LES REGULATEURS DE PUISSANCE (PSS) :</u>	23
<u>II-3 MODELISATION DES DISPOSITIFS FACTS:</u>	24
<u>II-3-1 TCSC :</u>	24
<u>II-3-1-1 PRINCIPE DE FONCTIONNEMENT :</u>	25
<u>II-3-2 SSSC (STATIC SYNCHRONOUS SERIES COMPENSATOR):</u>	27
<u>II-3-3 L'UPFC :</u>	29
<u>II-3-3-1 SCHEMA VECTORIEL D'UN UPFC:</u>	30
<u>II-3-3-2 DIAGRAMME VECTORIEL DES TENSIONS ET DES COURANTS D'UN UPFC:</u>	31
<u>II-4 CONCLUSION</u>	34

CHAPITRE III

<u>III- INTRODUCTION :</u>	35
<u>III-1 SANS PSS SANS AVR</u>	36
<u>III-1-1 AVEC AVR :</u>	38
<u>III-1-2 AVEC PSS :</u>	39
<u>III-1-3 AVEC PSS ET AVEC AVR :</u>	40

<u>III-2 RESEAU AVEC DEFAULT</u>	41
<u>III-2-1 AVEC PSS ET AVEC AVR</u>	41
<u>III-3 RESEAU AVEC FACTS</u>	42
<u>III-3-1 RESEAU SAIN</u> :	42
<u>III-3-1-1 AVEC SSSC</u>	42
<u>III-3-1-2 AVEC TCSC</u> :	43
<u>III-3-1-3 AVEC UPFC</u>	44
<u>III-4 RESEAU AVEC DEFAULT</u>	45
<u>III-4-1 AVEC SSSC</u>	46
<u>III-4-2 AVEC TCSC</u>	47
<u>III-4-3 AVEC UPFC</u>	48
<u>III-5 CONCLUSION</u>	49
<u>CONCLUSION GENERALE</u>	50
<u>BIBLIOGRAPHIE</u>	51

Listes des figures

Figure I-01 : architecture du réseau électrique. [1]	5
Figure I-03 : topologie du réseau électrique. [3 ; 4]	7
Figure I-04 : Structure du réseau électrique. [7]	9
Figure I-05 : les lignes de transport.....	9
Figure I-06 : Différents types de stabilité d'un système électrique.	10
Figure I-07 : principaux dispositifs FACTS.....	16
Figure II-01: Représentation simplifié d'une machine synchrone	18
Figure II-02: schéma simplifié d'une ligne	21
Figure II-03 : Modèle des transformateurs.....	22
Figure II-04 : Modèle générique des systèmes de régulation de tension.	23
Figure II-05 : Modèle schématique d'un PSS.	24
Figure II-06 : Schéma d'une ligne équipée d'un condensateur série commandé par thyristors.	24
Figure II-07 : Schéma du condensateur série commandé par thyristors (X_{TCSC}).	24
Figure II-08 : Schéma de la ligne A-B	25
Figure II-09 : Schéma d'une phase de ligne triphasée avec compensation série TCSC	25
Figure II-10 : Schéma de base du SSSC.....	27
Figure II-11 : Schéma équivalent d'un système électrique avec SSSC	27
Figure II-12 :Diagramme vectoriel des différents modes de compensation	28
Figure II-13 : Schéma équivalent des différents modes de compensation	28
Figure II-14: Ligne de transport avec UPFC.....	30
Figure II-15: Schéma équivalent de la ligne de transport avec UPFC.	31
Figure II-16: Diagramme vectoriel des tensions et des courants d'un UPFC.	32
Figure III-02 : la puissance active et la tension de systeme	37
Figure III-03 :la puissance active,la tension,l'angle de charge et la vitesse des 04 générateurs	38
Figure III-04 : la puissance active et la tension de systeme	39
Figure III-05 : la puissance active,la tension,l'angle de charge et la vitesse des 04 générateurs	39
Figure III-07 : la puissance active,la tension,l'angle de charge et la vitesse des 04 générateurs	40
Figure III-06 : la puissance active et la tension de systeme	40
Figure III-08 : la puissance active et la tension de systeme	41

Figure III-09 : la puissance active,la tension,l'angle de charge et la vitesse des 04 générateurs	41
Figure III-10 : la puissance active et la tension de systeme	42
Figure III-11: la puissance active,la tension,l'angle de charge et la vitesse des 04 générateurs	42
Figure III-12 : la puissance active et la tension de systeme	43
Figure III-13 : la puissance active,la tension,l'angle de charge et la vitesse des 04 générateurs	43
Figure III-14 : la puissance active et la tension de systeme	44
Figure III-15 : la puissance active,la tension,l'angle de charge et la vitesse des 04 générateurs	44
Figure III-17 : la puissance active,la tension,l'angle de charge et la vitesse des 04 générateurs	45
Figure III-16 : la puissance active et la tension de systeme	45
Figure III-18: la puissance active et la tension de systeme	46
Figure III-19 : la puissance active,la tension,l'angle de charge et la vitesse des 04 générateurs	46
Figure III-21 : la puissance active,la tension,l'angle de charge et la vitesse des 04 générateurs	47
Figure III-20 : la puissance active et la tension de systeme	47
Figure III-23 : la puissance active,la tension,l'angle de charge et la vitesse des 04 générateurs	48
Figure III-22: la puissance active et la tension de systeme	48

Listes des tableaux

<u>Tableau I-1 : hiérarchisation du réseau électrique.</u>	7
--	---

Liste des abréviations

<i>FACTS</i>	<i>Flexible AC Transmission System</i>
<i>IEEE</i>	<i>Institute of Electrical and Electronics Engineers</i>
<i>DC</i>	<i>Continuous Current</i>
<i>AC</i>	<i>Alternating Current</i>
<i>THV</i>	<i>Very High Voltage</i>
<i>HT</i>	<i>High Tension</i>
<i>MT</i>	<i>Medium Voltage</i>
<i>BT</i>	<i>Basse Tension</i>
<i>ST</i>	<i>Stabilité Transitoire</i>
<i>AVR</i>	<i>Automatic Voltage Regulator</i>
<i>PSS</i>	<i>Power Systems Stabilizer</i>
<i>STATCOM</i>	<i>Static Synchronous Compensator</i>
<i>SVC</i>	<i>Static Var Compensator</i>
<i>ASVC</i>	<i>Advanced Static Var Compensator</i>
<i>TCSC</i>	<i>Thyristor Controlled Series Capacitor</i>
<i>TCSR</i>	<i>Thyristor Controlled Series Reactor</i>
<i>SSSC</i>	<i>Static Synchronous Series Compensator</i>
<i>IPFC</i>	<i>Interline Power Flow Controller</i>
<i>UPFC</i>	<i>Unified Power Flow Controller</i>

INTRODUCTION GENERALE

INTRODUCTION GENERALE :

A l'heure actuelle, une des formes d'énergie la plus utilisée par l'homme est l'énergie électrique. Néanmoins, elle présente deux particularités : elle n'est pratiquement pas disponible dans la nature et elle ne peut être stockée. En conséquence, toute l'énergie produite doit être transportée pour être automatiquement livrée aux consommateurs, c'est à dire qu'on doit veiller à établir un équilibre permanent entre la production et la consommation. Avec le développement qu'a connu le monde industriel, la demande sur cette énergie est considérable et ne cesse d'accroître, pour cela on doit prévoir de grands ouvrages et de très grandes installations pour sa production, son transport et sa distribution ou réaliser des centres d'interconnexion afin de répondre à tous ces besoins en quantité et en qualité.

Par ailleurs, la diversité des charges et les réseaux qui les relient aux sources possèdent souvent des inerties mécaniques et électriques qui rendent cet équilibre difficile, surtout qu'il est censé de garantir une fréquence et une tension du réseau, constantes. Ces phénomènes perturbent le bon écoulement des puissances d'où en résulte un dysfonctionnement de tout le système.

Devant cette exigence remarquable sur la qualité d'énergie et afin de réduire les effets néfastes des variations des tensions et de toutes les perturbations, qui affectent le réseau deux moyens sont possibles :

- Rendre le fonctionnement des processus industriels moins sensibles à ces variations, chose qui va nous demander de revoir tous les systèmes même ceux qui sont déjà fonctionnels pour les équiper de dispositifs capables d'assumer cette tâche, chose qui n'est pas facile à réaliser.

Penser à installer des dispositifs sur les réseaux capables de s'opposer à toute sorte de perturbation, cette solution adéquate demeure souvent très coûteuse, car elle a fait l'objet de plusieurs recherches qui se sont traduites par une mise sur le marché d'une grande gamme de produits à base d'électronique de puissance dans le but de réduire voire éliminer et d'une manière définitive toute sorte de fluctuation.

Ces dispositifs regroupés sous le terme de FACTS (Flexible Alternating Current Transmission System), possèdent une structure, relativement complexe, composée dans la plupart des cas de condensateurs et d'éléments de contrôle.

La recherche rapportée dans ce mémoire est motivée par la stabilité transitoire d'un réseau de transport d'énergie électrique perturbé aux variations de la résistance statorique des générateurs et moyen de dispositifs FACTS, comme TCSC, SSSC et UPFC etc.

Le sujet de ce mémoire basée sur les moyens d'amélioration de la stabilité transitoire d'un réseau de transport d'énergie électrique à travers la variation de la résistance statorique desgénérateurs , ou bien l'insertion d'un des dispositifs FACTS tel que, le TCSC (compensateur serie commandee par thyristors) et SSSC (Static Synchronous Series Compensator) et UPFC, Pour atteindre cet objectif de recherche, ce mémoire est organisé en trois chapitres:

Le premier chapitre nous allons décrire brièvement les réseaux électrique et description des réseaux électriques. Ensuite on a présenté la stabilité d'un réseau électrique en différents régime de fonctionnement ainsi les différentes perturbations (légères et grandes) qui gênes leur fonctionnement. On retrouve aussi une présentation générale du concept FACTS. Il dresse tout d'abord aux techniques de compensation de puissance réactive classiques et modernes et une liste des problèmes liés à l'exploitation d'un réseau électrique puis introduit les solutions pouvant être apportées par la technique FACTS. Une classification des différents types de FACTS est proposée et les principaux dispositifs de chaque famille sont décrits de façon plus détaillée.

Dans le deuxième chapitre, nous présenterons la modélisation des regulateurs de tension (AVR), les regulateurs de puissance (pss) et de trois systèmes FACTS qui sont retenus pour la simulation et une représentation des différents modèles des éléments constituant le réseau

Dans le troisième chapitre, Le quatrième chapitre sera consacré à la validation des solutions proposées pour amortir les oscillations de puissance dans le réseau choisie par les systèmes d'amortissement classiques et modernes et cela par simulation en utilisons le logiciel Matlab® Simpower.

Enfin, on terminera ce mémoire par une conclusion générale.

CHAPITRE I : GENERALITES SUR LES
RESEAUX ELECTRIQUES, LA STABILITE
ET LES SYSTEMES FACTS

I- INTRODUCTION :

On entend par le réseau électrique la production, le transport et la distribution de l'énergie électrique.

L'énergie électrique est tantôt un produit de consommation intermédiaire (utilisation d'électricité dans les processus industriels par exemple) et tantôt un produit de consommation finale (utilisation d'électricité pour l'éclairage ou le chauffage domestique).

Dans ce chapitre on va voir une généralité sur les réseaux électriques, la stabilité et les systèmes FACTS.

I-1 DEFINITION DU RESEAU ELECTRIQUE :

Un réseau électrique est un ensemble d'infrastructures énergétiques plus ou moins disponibles permettant d'acheminer l'énergie électrique des centres de production vers les consommateurs

D'électricité. Il est composé de lignes électriques fonctionnant à différents niveaux de tension et connectées les unes aux autres par les postes de transformation

Les postes de transformation permettent la transformation et le passage de l'électricité d'une tension à une autre grâce à des transformateurs. Le réseau électrique comprend tous les éléments qui permettent à l'énergie de passer du distributeur au consommateur.

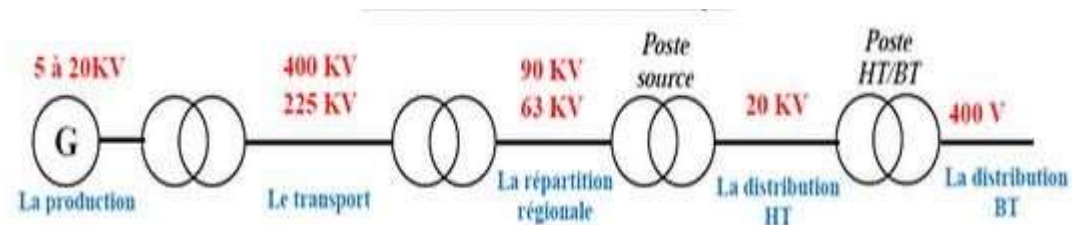


Figure I-01 : architecture du réseau électrique. [1]



Figure I-02 : Le réseau électrique de la centrale de production. [2]

I-2 TOPOLOGIE DES RESEAU ELECTRIQUE :

La topologie diffère d'un type de réseau à un autre. Cette topologie est dictée par : le niveau de fiabilité recherché, la flexibilité et la maintenance, ainsi que les coûts d'investissement et d'exploitation. Les différentes topologies qu'on trouve usuellement t sont illustrées sur la Figure.3

I-2-1 RESEAU MAILLE :

Cette topologie est presque la norme pour les réseaux de transport. Tous les centres de production sont liés entre eux par des lignes THT au niveau des postes d'interconnexion, ce qui forme un maillage. Cette structure permet une meilleure fiabilité mais nécessite une surveillance.

I-2-2 RESEAU BOUCLE :

Cette topologie est surtout utilisée dans les réseaux de répartition et distribution MT. Les postes de répartition HT ou MT alimentés à partir du réseau THT sont reliés entre eux pour former des boucles, ceci dans le but d'augmenter la disponibilité. Cependant, il faut noter que les réseaux MT ne sont pas forcément bouclés.

I-2-3 RESEAU RADIAL :

C'est une topologie simple qu'on trouve usuellement dans la distribution MT et BT.

Elle est composée d'une ligne alimentée par des postes de distribution MT ou BT alimentés au départ par un poste source HT ou MT. En moyenne tension cette structure est souvent alimentée des deux côtés afin d'assurer la disponibilité.

I-2-4 RESEAU ARBORESCENTE :

Cette structure est très utilisée en milieu rural et quelque fois en milieu urbain où la charge n'est pas très sensible aux interruptions. Elle est constituée d'un poste de répartition qui alimente plusieurs postes de distribution (BT) grâce à des piquages à différents niveaux des lignes alimentant les postes MT/BT. [3 ; 4]

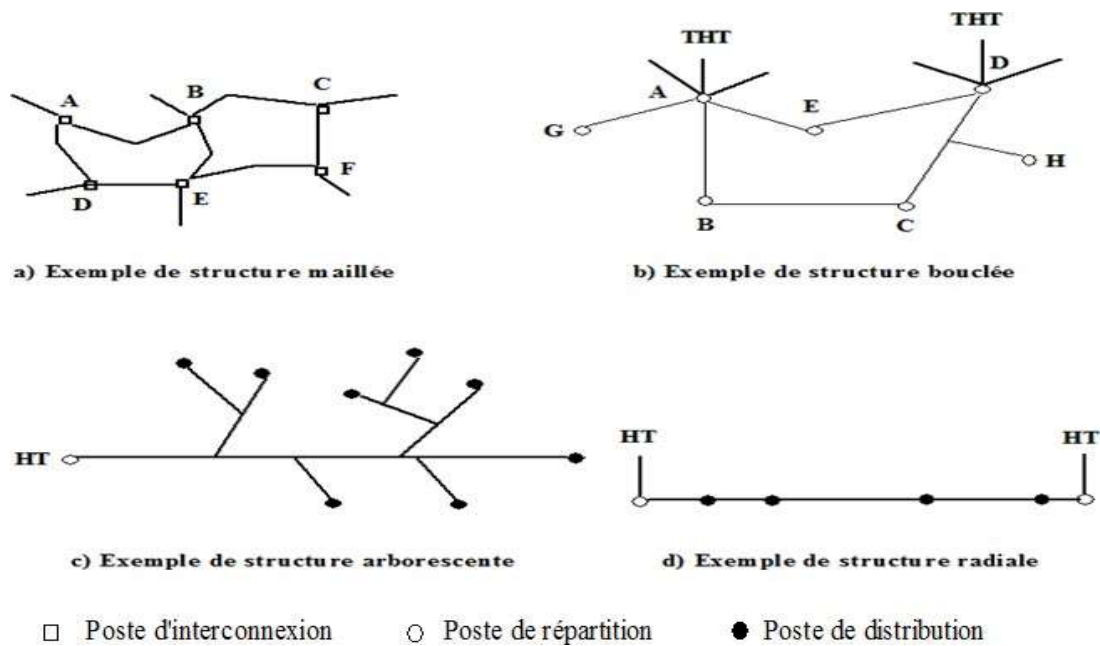


Figure I-03 : topologie du réseau électrique. [3 ; 4]

I-3 CLASSIFICATION DES RESEAU ELECTRIQUES :

Les différents types de réseau électrique	TENSION	FONCTION
THT	220KV jusqu'a 800KV	Transport
HT	60KV jusqu'a 170 KV	répartition
MT	5KV jusqu'a 36KV	Distribution
BT	230V jusqu'a 400V	Livraison BT

Tableau I-1 : hiérarchisation du réseau électrique.

I-4 HIERARCHISATION DES RESEAU ELECTRIQUES :

I-4-1 PRODUCTION :

La production qui sert à produire l'énergie électrique grâce à des turbo alternateurs qui transforme l'énergie mécanique des turbines en énergie électrique à partir d'une source primaire (gaz,pétrole, hydraulique. Les sources primaires varient d'un pays à l'autre, exemple en Algérie le gaz naturel couvre plus de 70% de la production, en France, 75% d'électricité est d'origine nucléaire.

En générale, chaque source de production ou centrale électrique, regroupe plusieurs groupe turbo-alternateurs pour assurer la disponibilité pendant les périodes de maintenance, par exemple la centrale de Jijel en Algérie est composée de trois groupes 196 MW, celle de Cap Djanet de 4 groupes de 168 MW. Par ailleurs, on trouve dans les pays industrialisés des puissances installées de plus en plus élevées pour répondre à la demande croissante en énergie électrique, exemple la centrale nucléaire de Gravelines en France 6900 MW, la centrale hydro- électrique des Trois-Gorges en Chine produit 34700 MW (devenue la plus grande centrale dans le monde en 2014).

I-4-2 TRANSPORT :

Un alternateur produit la puissance électrique sous moyenne tension (12 à 15 kV), et elle est injectée dans le réseau de transport à travers des postes de transformation pour être transmise sous haute ou très tension afin de réduire les pertes dans les lignes. Le niveau de la tension de transport varie selon les distances et les puissances transportées, plus les distances sont grandes plus la tension doit être élevée. Par exemple, le réseau de transport en Algérie utilise les tensions de 220 kV voir 400 kV . Le réseau européen utilise 400 kV, et le réseau nord-américain 735 kV.

I-4-3 REPARTITION :

Le réseau de répartition prend sa source dans le réseau de transport à partir des poste d'interconnexion THT/HT (MT et sert à alimenter les gros consommateurs industriels sous haute ou moyenne tension et à répartir les puissances dans différentes régions rurales ou urbaines. Ce type de réseau utilise des tensions typiques de 60 kV et 30 kV.

I-4-4 DISTRIBUTION :

Les utilisateurs peuvent être regroupés de manière très dense, comme dans les villes, ou séparés par des distances plus ou moins grandes les uns des autres, comme dans les zones rurales. Ils sont desservis par un réseau de distribution fourni par des sous-stations (répartition) qui reçoivent l'énergie de centrales éloignées via un réseau de transport[5]. Les lignes de distribution moyenne tension (MT) proviennent de sous-stations de distribution et d'alimentation réparties à divers endroits de la zone desservie.

Ces sous-stations de transformation abaissent la tension à une valeur appropriée pour alimenter en électricité le réseau public de distribution auquel les utilisateurs sont raccordés par des raccordements.

I-4-5 CONSOMMATION :

Chaque récepteur électrique connecté au réseau consomme une puissance active et une puissance réactive. La consommation domestique, qui est généralement majoritaire, est très ramifiée et se fait sous basse tension souvent monophasée 220 V ou triphasé 380 V. Certains « clients » industriels (grosses usines, ferroviaire, etc.) sont directement reliés en moyenne, haute ou très haute tension. [6]

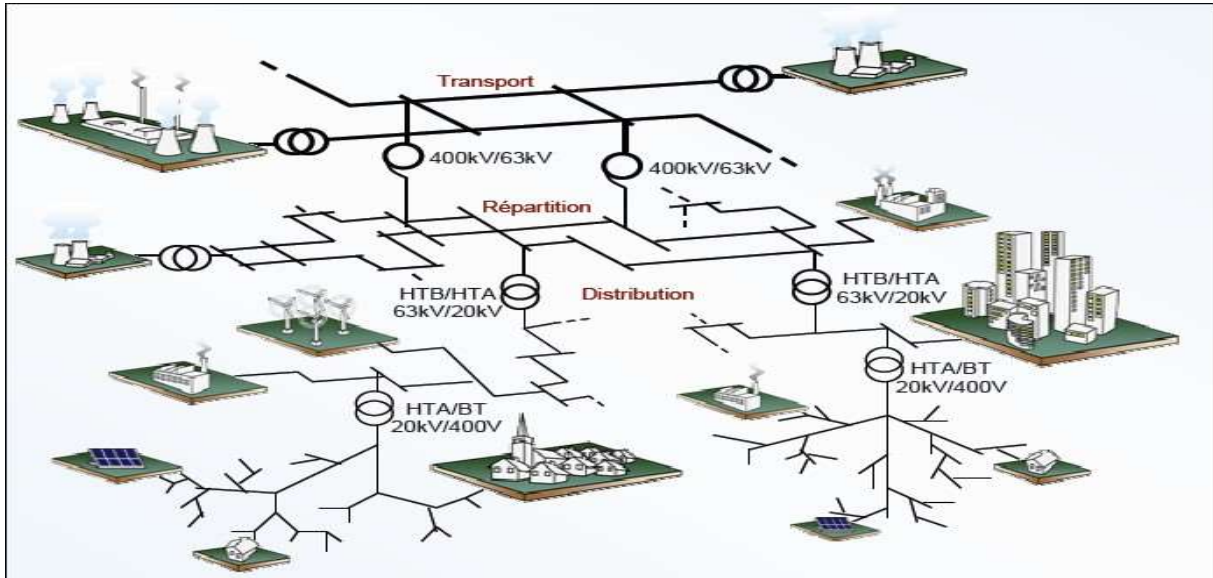


Figure I-04 : Structure du réseau électrique. [7]



Figure I-05 : les lignes de transport.

I-5 NOTION DE LA STABILITE :

Un système est stable s'il a tendance à continuer à fonctionner dans son mode normal (celui pour lequel il a été conçu) en régime permanent et s'il a tendance à revenir à son mode de fonctionnement à la suite d'une perturbation [8]. Une perturbation sur un réseau peut être une manœuvre prévue, comme l'enclenchement d'une inductance shunt, ou non prévue

comme un court-circuit causé par la foudre entre une phase et la terre par exemple. Lors de la perturbation, l'amplitude de la tension aux différentes barres du réseau peut varier ainsi que la fréquence. La variation de la fréquence est due aux variations de la vitesse des rotors des alternateurs. Un réseau d'énergie électrique est stable s'il est capable, en régime permanent à la suite d'une perturbation, de fournir la puissance qu'exigent les consommateurs tout en maintenant constantes et près des valeurs nominales de la fréquence, donc la vitesse de rotation des alternateurs, et l'amplitude de la tension aux différentes barres du réseau.

On définit trois types de stabilité: [8] [9]

1. La limite de stabilité en régime permanent.
2. La stabilité dynamique.
3. La stabilité transitoire.

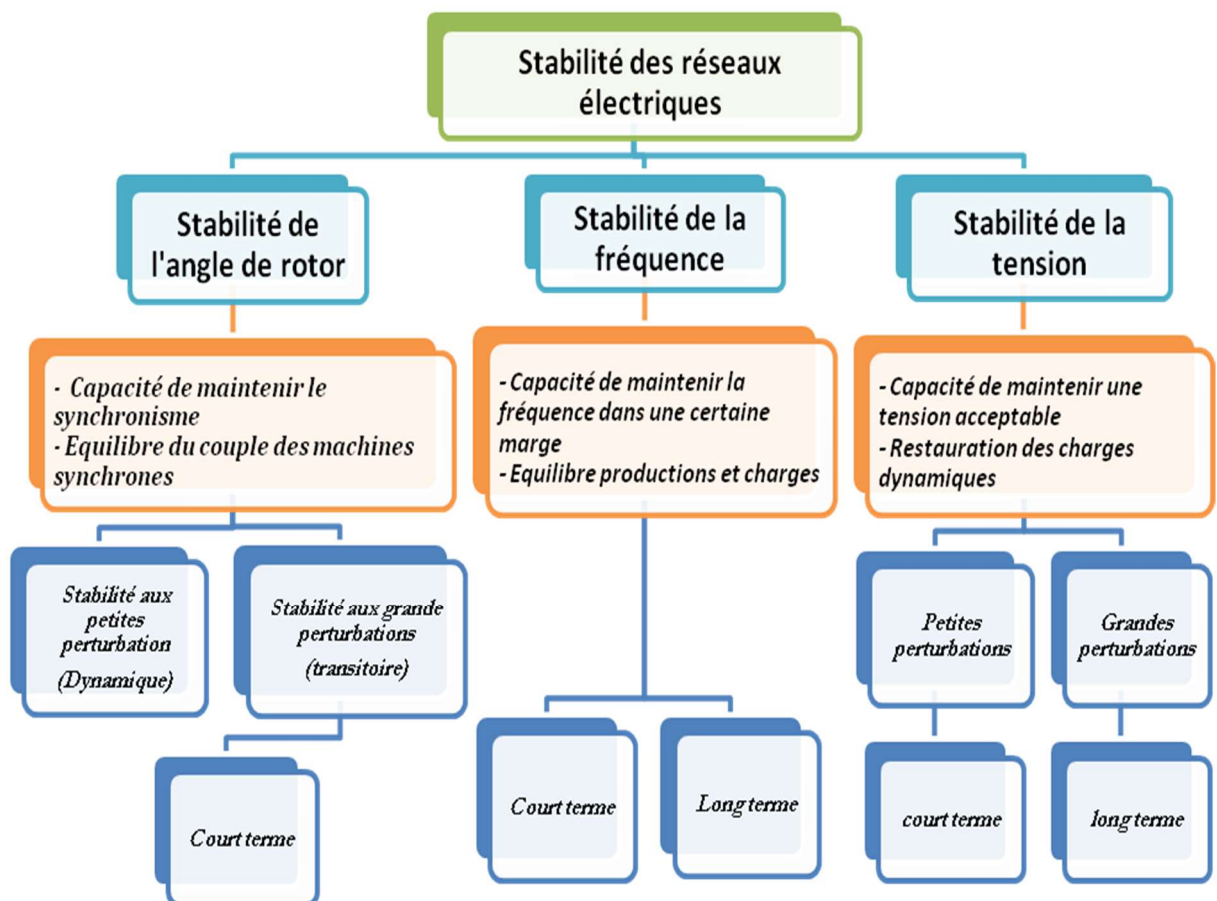


Figure I-06 : Différents types de stabilité d'un système électrique.

I-5-1 LIMITE DE STABILITE EN REGIME PERMANENT :

Soit un alternateur connecté sur un réseau qui alimente une charge par l'intermédiaire des lignes de transport. Si la charge augmente graduellement, suffisamment lentement pour maintenir le système en régime permanent, l'alternateur fournit la puissance requise par charge tout en maintenant sa vitesse de rotation constante. Toutefois, il existe une limite de puissance active qui peut être fournie à la charge de façon stable, c'est-à-dire en maintenant constante la vitesse de rotation de l'alternateur. Si, à partir de cette limite, on veut fournir encore plus de puissance à la charge, en ouvrant les vannes d'amenée d'eau d'une turbine par exemple, l'impédance de la machine et celle des lignes limitent le transfert de puissance à la charge. L'excès de puissance est absorbée par l'alternateur ce qui provoque l'accélération de son rotor. Il y a donc rupture de la stabilité en régime permanent. Dans le cas où plusieurs alternateurs sont en service sur le réseau, il y a une perte de synchronisme entre eux. La puissance maximale que le groupe d'alternateurs peut fournir à la charge tout en maintenant le synchronisme est appelée la limite de stabilité en régime permanent. Dans le but d'avoir une bonne marge de manœuvre en cas de perturbations, les alternateurs et les lignes sont conçus de façon à opérer, en régime permanent nominal, à un niveau de puissance inférieur à cette limite de stabilité en régime permanent.

I-5-2 STABILITE DYNAMIQUE :

Si une perturbation mineure est effectuée sur le réseau, à partir d'un régime permanent stable, et que le réseau retrouve son mode de fonctionnement normal en régime permanent, le réseau est dit dynamiquement stable [9]. Pour un réseau d'énergie électrique, on entend par perturbation mineure des manœuvres ou des opérations normales sur le réseau, comme l'enclenchement d'une inductance shunt, ou des variations mineures de la charge.

I-5-3 STABILITE TRANSITOIRE :

Cette stabilité concerne les quelques secondes qui suivent l'arrivée d'une grande perturbation sur le réseau électrique. Elle dépend beaucoup des caractéristiques dynamiques des générateurs, des charges, des régulateurs mis en place dans les stations des générateurs, des stabilisateurs comme le PSS et le SVC (static var compensator), du réenclenchement rapide des lignes, de l'utilisation des FACTS (flexible AC transmission systems), de la performance des systèmes de protection et des relais, etc. Les modèles utilisés pour ces études sont des modèles détaillés, même s'ils sont plus simples que ceux utilisés pour l'étude de la stabilité dynamique. Ce qui importe dans une méthode d'analyse de la stabilité transitoire est la rapidité, l'exactitude et la quantité des données sorties [11].

La stabilité transitoire dépend [10]:

- du type de perturbation.
- de la durée de perturbation.
- du lieu de perturbation.
- de la performance des systèmes de protection (relais, disjoncteurs...etc.).
- du point de fonctionnement avant défaut.
 - niveau de puissance active.
 - topologie du réseau.
 - degré d'excitation des machines.
- des caractéristiques dynamiques.
 - des générateurs.
 - des charges.
 - des régulateurs et des stabilisateurs mis en place.

I-6 BUT DE LA STABILITE TRANSITOIRE :

L'objectif le plus important des études de stabilité est de trouver le comportement dynamique des principales variables qui déterminent le fonctionnement des générateurs ainsi que l'angle, la vitesse, le courant, la tension et la puissance. Même, grâce à ces variables, il est possible de déterminer le temps critique d'élimination de défaut ou la marge de stabilité. Autrement dit, la stabilité transitoire (ST) vise à répondre à la question suivante : quel est le temps maximum de libération du défaut pour lequel le réseau reste stable?

Aussi, les études de ST permettent une meilleure compréhension du comportement des réseaux électriques et facilitent la mise en œuvre des politiques de planification et d'opération. Elles sont également utiles pour valider si les nouveaux circuits répondent aux critères établis dans les normes techniques de chaque pays et pour vérifier le réglage et le contrôle des équipements de protection.

La stabilité transitoire est fondamentale pour d'autres études des réseaux électriques. Par exemple, il est possible de déterminer les défauts les plus critiques dans les études de contingences en utilisant les temps critiques d'élimination de défaut des machines. Aussi, la ST est utilisée pour faire un contrôle optimal des réseaux électriques dans des conditions transitoires [12].

I-7 MOYENS D'AMELIORATION DE LA STABILITE TRANSITOIRE :

I-7-1 AMELIORATION PAR LES MOYENS CLASSIQUES :

Les réseaux maillés, soumis à des boucles de puissances indésirables entre les zones interconnectées, subissent des surcharges de ligne, des problèmes de stabilité et un accroissement des pertes. Les moyens classiques de contrôle des réseaux sont :

- Le transformateur à prises réglables en charge.
- Les transformateurs déphaseurs.
- Les compensateurs séries ou parallèles commutés par disjoncteurs.
- Modification des consignes de production, changement de topologie du réseau et action sur l'excitation des générateurs pourraient s'avérer trop lents et insuffisants pour répondre efficacement aux perturbations du réseau [13].

Les variations rapides de la tension causées par les variations de la puissance réactive, peuvent changer la puissance active demandée et causer des oscillations de puissances. Pour remédier à ces problèmes, plusieurs solutions ont été adoptées [14,15] :

- Les batteries de condensateurs.
- Le compensateur synchrone.

Ces solutions classiques ne peuvent pas donner de bonnes performances vis-à-vis les variations rapides de l'énergie réactive, c'est pourquoi, d'autres dispositifs ont été utilisés. Le développement des semi-conducteurs a facilité l'apparition de nouveaux compensateurs pour répondre soit :

- Au problème de flux de puissance.
- Au problème de l'énergie réactive.
- Au problème de la stabilité.

I-7-2 AMELIORATION PAR LES MOYENS MODERNES :

La stabilité peut être considérablement améliorée en utilisant des systèmes en boucle fermée avec des systèmes de contrôle adaptés. Au fil des années, un effort de recherche important était effectué pour une meilleure conception de tels contrôleurs. Il y a principalement deux moyens rapides permettant d'améliorer la stabilité :

- l'utilisation d'un contrôleur côté générateur : signal de contrôle

supplémentaire dans le système d'excitation du générateur.

- l'utilisation d'un contrôleur côté lignes de transmission : signal de contrôle supplémentaire dans les systèmes FACTS (Flexible AC Transmission System) [16].

I-7-2-1 AMELIORATION DE LA STABILITE PAR LES PSS :

Dans le premier cas, le problème d'oscillations électromécaniques est résolu en ajoutant au générateur un contrôleur spécifique appelé : (Power System Stabilizer (PSS)). Ce contrôleur détecte les variations de vitesse de rotor ou de puissance électrique du générateur et applique un signal, adapté, à l'entrée du régulateur de tension (AVR). Le générateur peut ainsi produire un couple d'amortissement additionnel qui compense l'effet négatif du système d'excitation sur les oscillations [17].

La structure du stabilisateur de puissance est une structure classique qui consiste en un gain, un filtre passe-haut et un ou plusieurs blocs de compensation de phase [18,19]. Ces Stabilisateurs de puissance sont un moyen efficace et économique d'amélioration de la stabilité dynamique d'un système électrique [20]. Un choix adéquat des paramètres des PSS engendre un bon amortissement des oscillations induites par les perturbations et améliore la stabilité de l'ensemble du système.

I-7-2-2 AMELIORATION DE LA STABILITE PAR LES FACTS :

Il a été prouvé que la stabilité transitoire d'un réseau électrique, peut être améliorée si le dispositif de compensation de l'énergie active et réactive peut réagir rapidement.

Les progrès réalisés en électronique de puissance, comportent soit des thyristors blocables par impulsion négative GTO, soit des transistors IGBT. L'avantage des transistors IGBT réside dans la rapidité des commutations et la facilité de l'élaboration des signaux de commande à appliquer au niveau de la base des transistors. Parmi la nouvelle famille des systèmes fondés sur l'électronique de puissance FACTS nous allons citer les principaux :

I-7-2-2-1 LES COMPENSATEURS PARALLELES :

Appelés aussi compensateurs de puissance réactive par le contrôle du flux de puissance réactive dans la ligne, ces compensateurs permettent de maintenir la tension du réseau au point de connexion, dans une plage bien déterminée

Parmi ses caractéristiques, ils ne peuvent être branché qu'en parallèle, Les compensateurs parallèles les plus courants sont les suivants:

I-7-2-2-1-1 LE SVC COMPENSATEURS STATIQUES : [21] [25] [26]

Ces compensateurs statiques sont basés sur des dispositifs utilisant l'électronique de puissance (association de condensateurs et de bobines d'inductance commandées par thyristors). Les compensateurs statiques sont des dispositifs rapides d'injection de puissance réactive en un noeud d'un réseau, en vue d'y maintenir la tension à la référence voulue.

I-7-2-2-1-2 LE STATCOM : [23], [24]

Compensateur statique synchrone est un substitut du SVC et il est utilisé pour le contrôle des niveaux de tension, et par conséquent pour améliorer la stabilité dynamique du système.

I-7-2-2-1-3 LES COMPENSATEURS SERIES

Ou compensateurs d'impédance; par l'ajustement de l'impédance de la ligne; cetype de compensateur est capable de contrôler le transit de puissance active dans la ligne.

Les compensateurs séries les plus courants sont les suivants [22] [24] [27] :

I-7-2-2-1-4 LE TCSC COMPENSATEUR SERIE COMMANDEE PAR THYRISTORS:

On peut faire varier la puissance transitant par une ligne triphasée en y ajoutant un condensateur ou plus, possédant une réactance X_C connectée en série avec la ligne, chaque condensateur peut aussi être connecté en parallèle avec une réactance inductive X_a au moyen d'une valve Q. Celle-ci est composée de deux thyristors tête-bêche. Ceci a pour effet de varier la réactance inductive de la ligne

I-7-2-2-1-5 LE SSSC COMPENSATEUR STATIQUE SYNCHRONE SERIE :

C'est un substitut du TCSC, et peut être utilisé pour le contrôle du flux de puissance dans la ligne de transport, en changeant l'amplitude de la tension série injectée.

I-7-2-2-2 LES COMPENSATEURS DEPHASEURS :

Ces compensateurs modifient le flux de puissance active et réactive sur une ligne en changeant seulement son angle électrique de transport [28] [29].

Les dispositifs les plus courants sont les suivants :

- ✓ Le transformateur déphaseur à thyristor.
- ✓ Déphaseur Statique.

Parmi les différents systèmes de FACTS il existe un autre type de compensateur qui combine les fonctions des compensateurs série et parallèle.

Ce type de compensateur est appelé UPFC (Unified Power Flow Controller) ou variateur de charge universel et appelé aussi contrôleur unifié du flux de puissance.

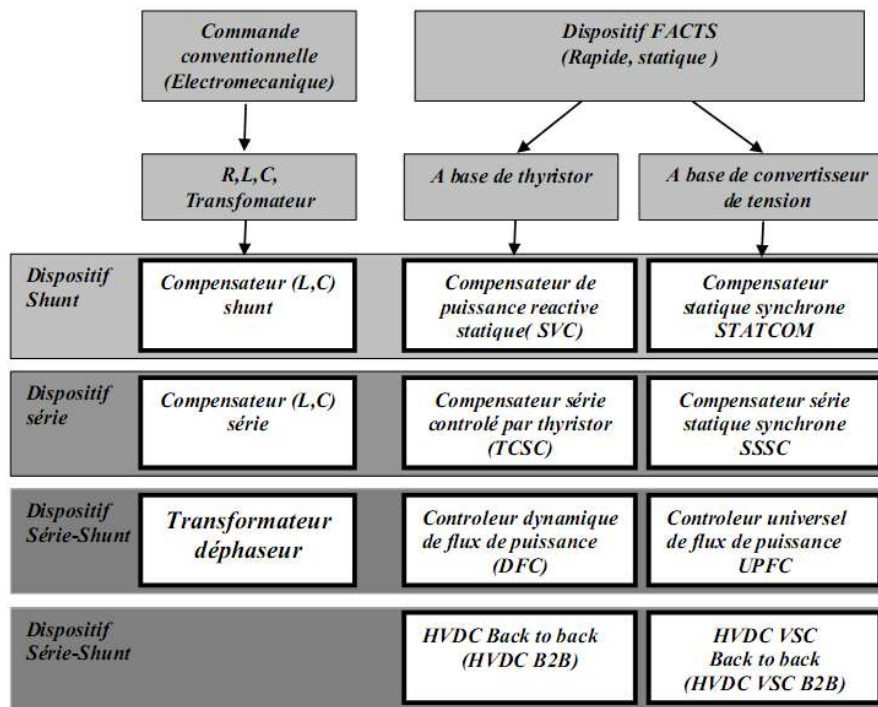


Figure I-07 : principaux dispositifs FACTS

I-8 CONCLUSION :

Nous avons fait dans ce chapitre d'une part une étude générale du réseau électrique, des caractéristiques principales et du principe de fonctionnement.

D'autre part nous avons présenté les définitions et les caractéristiques des différents types de stabilité d'un système de puissance. Le concept général de la stabilité peut se synthétiser en trois groupes (la limite de stabilité en régime permanent. la stabilité dynamique. la stabilité transitoire.) pour les études de la stabilité aux petites et grandes perturbations.

Ainsi nous avons parler sur les moyens conventionnels et actuels utilisés pour l'amélioration de la stabilité transitoire, ainsi à l'étude des différents systèmes FACTS (Flexible Alternative Current Transmission Systems) existants.

CHAPITRE II : MODELISATION DE RESEAU
ELECTRIQUE DE TEST

II- INTRODUCTION :

Après une généralité présentée dans le chapitre précédant concernant les réseaux électriques, la stabilité et les systèmes FACTS dans les réseaux électriques, il est intéressant d'entamer dans ce présent chapitre les différents éléments du réseau et leurs modélisations qui seront exploités dans nos programmes de calcul permettant par la suite de nous palper leurs effets sur le perfectionnement de nôtres réseaux.

Premièrement nous avons introduit en bref la modélisation des éléments du réseau à titre d'exemple les générateurs, PSS et AVR ainsi que les lignes et les transformateurs...etc.

Deuxièmement, on a proposé quelques modèles de dispositif FACTS largement utilisés dans la littérature tels que, TCSC, SSSC et l'UPFC.

II-1 MODELISATION DES ELEMENTS D'UN RESEAU ELECTRIQUE :

II-1-1 MODELE DE LA MACHINE SYNCHRONE :

La f.e.m de la machine synchrone est donnée par la relation suivante :

$$E' = V_s + r_a \cdot I_s + jX'_d \cdot I_s \quad (\text{II-1})$$

E' : f.e.m transitoire de la machine synchrone.

V_s : Tension aux bornes de la machine.

I_s : courant de la machine.

r_a : Résistance statorique de la machine.

X'_d : Réactance transitoire de la machine.

La représentation de la machine synchrone utilisée pour la solution du réseau et le diagramme de phase sont schématisés dans la figure suivante :

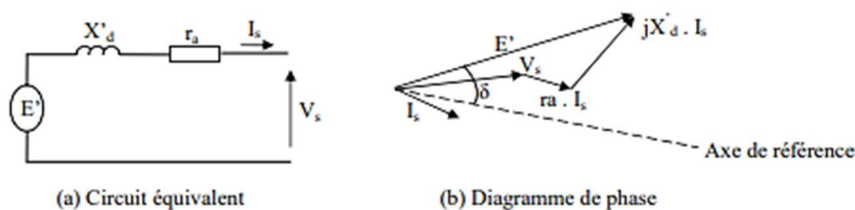


Figure II-01: Représentation simplifié d'une machine synchrone

Les composantes de la tension V_s aux bornes de la machine suivant les axes d-q sont :

$$\begin{aligned} V_d &= E'_d - rI_d - X'_q I_q \\ V_q &= E'_q - rI_q + X'_d I_d \end{aligned} \quad (\text{II-2})$$

II-1-2 REACTANCE DE LA MACHINE SYNCHROME EN REGIME TRANSITOIRE :

Lorsqu'une perturbation (court-circuit, brusque variation de la charge etc.) tend à faire la force magnétomotrice (f.m.m) de l'induit ou la position de ses pôles par rapport à ceux de l'inducteur, le passage d'un fonctionnement à l'autre ne peut être instantané, il y a un régime transitoire.

L'inducteur, les amortisseurs et toutes les pièces massives du rotor traversés par un flux variable sont les sièges de courants induits qui créent des flux s'opposant à la variation qui leur a donné naissance. Durant les régimes transitoires le flux créé par les courants de l'induit est inférieur à celui qu'ils créent en régime établi la réactance de l'induit est diminuée.

Nous utilisons pour l'étude de machine le modèle à deux axes, donné par la transformation de PARK ce modèle permet de montrer les variations de la f.e.m transitoire

suivant les axes d-q.

$$\frac{dE'_d}{dt} = \frac{[-E'_d - (X_q - X'_q)I_q]}{T'_{q0}} \quad (\text{II-3})$$

$$\frac{dE'_q}{dt} = \frac{[E_{fa} - E'_q + (X_d - X'_d)I_d]}{T'_{do}} \quad (\text{II-4})$$

E_{fd} : est la tension d'excitation.

T'_{do} et T'_{qo} : sont respectivement les constantes de temps à circuit ouvert en régime transitoire suivant l'axe d-q.

Dans cette étude on néglige la variation de la f.e.m transitoire selon l'axe d. donc la machine sera représentée par un modèle simplifié décrit par une équation, caractérisant la variation du flux sur l'axe q du modèle de PARK et par suite, tenir compte de la variation uniquement sur l'axe q soit l'équation II.4.

II-1-3 EQUATION MECANIQUE DE LA MACHINE SYNCHROME :

Usuellement la puissance fournie par l'ensemble des machines compense exactement la totalité des puissances demandées et les pertes dans le réseau. Tant qu'aucune perturbation n'affecte le système, les écarts entre les angles internes des différents alternateurs demeurent constants.

L'apparition d'un défaut provoque une rupture entre la production et la consommation. Deux cas se présentent :

- La perturbation est de faible amplitude et lente. Les organes de régulation se chargent de rétablir l'équilibre.
- La perturbation est de grande amplitude. Le déséquilibre entre la production et la consommation est responsable de l'évolution des angles internes. Les automates de protection interviennent alors en éliminant l'organe affecté. Un régime transitoire va s'instaurer conduisant à un nouveau régime d'équilibre ou à une désynchronisation des machines.

Comme la durée du régime sub-transitoire est petite en comparaison avec la période d'oscillation du rotor, nous négligeons son effet dans notre étude. Nous pouvons ainsi utiliser le modèle classique du générateur.

Reprenons l'équation de la dynamique :

$$M \frac{d^2\delta}{dt^2} = P_m - P_e - P_d = P_{acc} \quad (\text{II-5})$$

On note :

$$M = \frac{J\omega}{S_n} \quad (\text{II-6})$$

J : Le moment d'inertie.

S_n : la puissance apparente nominale du générateur. P_m : la puissance mécanique réduite.

$$P_d = D \frac{d\delta}{dt} : \text{La puissance de l'amortisseur du générateur.} \quad (\text{II-7})$$

D : Coefficient de l'amortissement du générateur

P_{acc} : La puissance d'accélération du générateur.

La puissance électrique réduite (P_e) est représentée par :

$$P_e = P_{E'}(\delta) \Big|_{x'_d \cong x'_q} \cong \frac{E'V_s}{x'_d} \sin(\delta) \quad (\text{II-8})$$

V_s : tension à la sortie du générateur.

E' : la f.e.m du générateur durant le régime transitoire.

$x'a$ est la réactance entre E' et V_s durant le régime transitoire.

Lors d'une forte perturbation, comme un court-circuit, la réactance X_d change, donc la puissance P_e n'est pas la même avant, pendant et après le court-circuit.

II-2 MODELES DU TRANSFORMATEUR ET DE LA LIGNE :

Les modèles de lignes et de transformateurs peuvent être obtenus en admettant les hypothèses suivantes :

- La fréquence reste constante, ce qui permet de conserver la notion de réactance des éléments du réseau.
- Le comportement du réseau triphasé est équilibré. Il est donc possible d'utiliser la représentation monophasée du réseau.

II-2-1 LIGNE :

La ligne de transport entre les deux nœuds « k » et « m » est représentée par le modèle en π , présenté à la figure (II.2) :

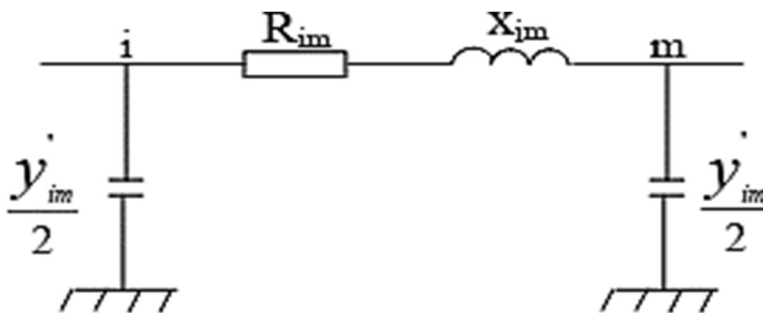


Figure II-02: schéma simplifié d'une ligne

L'expression de l'admittance série de la ligne :

$$Y_{im} = 1/(r_{im} + jx_{im}) + jb_{im} \quad (II-9)$$

Où:

r_{im} : résistance de la ligne

x_{im} : réactance de la ligne

$y'_{im} / 2$: admittance shunt de la ligne.

II-2-2 TRANSFORMATEUR :

Un transformateur de l'énergie électrique est représenté par un quadripôle en \square non symétrique. Les grandeurs associées sont le rapport de transformation a et l'impédance de fuite.

Les rapports a_{ij} sont inclus dans les éléments de la matrice admittance, c'est-à-dire que les susceptances de la matrice admittance B_{ij} sont vues comme des fonctions de rapports de transformation a (Figure II-3).

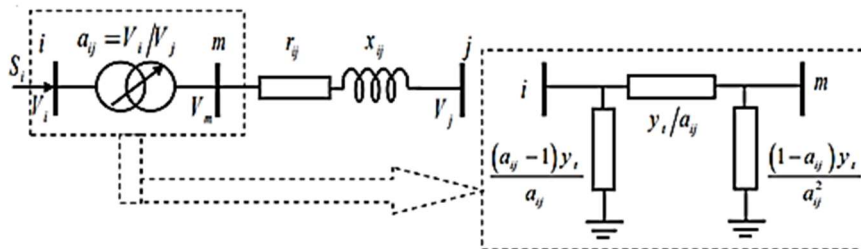


Figure II-03 : Modèle des transformateurs.

La matrice d'admittance d'un transformateur inséré entre un nœud i et un nœud k s'écrit :

$$Y_{trof} = \begin{pmatrix} y_{ij} / a_{ij}^2 & -y_{ij} / a \\ -y_{ij} / a & y_{ij} \end{pmatrix} \quad (\text{II-10})$$

II-2-3 LES REGULATEURS DE TENSION (AVR):

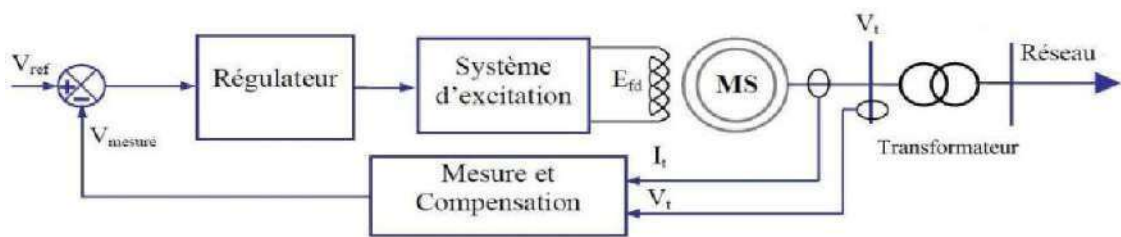
Pour les machines synchrones connectées au réseau de transport, il existe deux types de régulation de tension: soit la régulation automatique de tension (AVR), soit le régulateur de facteur de puissance Var/PF (PF – Power Factor). Le choix du type de régulation dépend de la puissance des machines ou du niveau de tension au point de raccordement du générateur [30].

L'AVR vise à maintenir la tension au nœud de raccordement de la machine constante. Le principe est en général d'agir sur la puissance réactive échangée avec le réseau. Si la tension au point de raccordement de la machine tend à diminuer, le système d'excitation réagit en fournissant plus de puissance réactive. Si la tension au point de raccordement de la machine

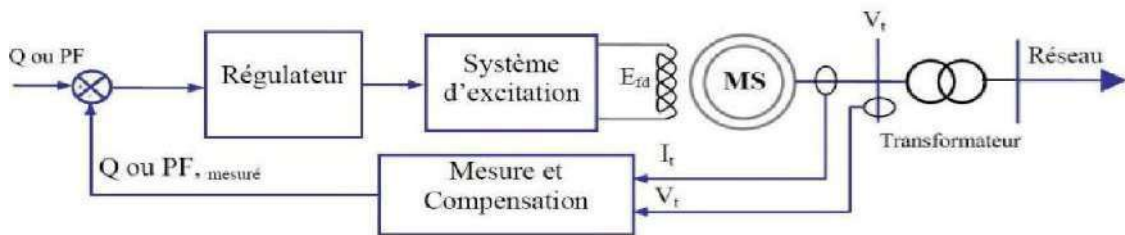
tend à augmenter, le système d'excitation réagit en absorbant de la puissance réactive. Ce régulateur est souvent utilisé pour les grands générateurs synchrones qui fonctionnent en mode « support de la tension ».

Le régulateur de facteur de puissance vise à maintenir le facteur de puissance ou la puissance réactive de la machine constante. Ce type de régulateur est spécifique pour les petits générateurs synchrones de quelques KVA à quelques dizaines de MVA connectés aux réseaux de distribution. La tension des générateurs utilisant ce régulateur n'est pas constante, mais varie selon les variations de la tension du réseau [31].

Les modèles génériques des systèmes de régulation de tension sont présentés sur la Figure II-4.



a- Régulateur automatique tension.



b- Régleur de facteur de puissance.

Figure II - 0 4 : Modèle générique des systèmes de régulation de tension.

Du point de vue de la stabilité transitoire, le système AVR est plus performant que le système Var/PF. Cela provient du fait que pendant l'intervalle transitoire d'un court-circuit, la tension d'excitation avec le régulateur Var/PF est légèrement plus faible que celle obtenue avec le régulateur AVR . Cette faible valeur de tension contribue à l'accélération de l'angle rotorique. Par conséquent, la perte de la stabilité transitoire se produit plus rapidement pour les générateurs utilisant le régulateur Var/PF

par rapport à ceux utilisant le régulateur AVR [31].

II-2-4 LES REGULATEURS DE PUISSANCE (PSS) :

Un PSS permet d'ajouter un signal de tension proportionnel à la variation de vitesse de rotor à l'entrée du régulateur de tension (AVR) du générateur. Un couple électrique en phase avec la variation de vitesse de rotor est ainsi produit dans le générateur. Par conséquent, avec

un système d'excitation rapide et fort, l'avantage présenté par un couple synchronisant important est toujours assuré et le problème de la décroissance du couple d'amortissement est corrigé. Le PSS va s'opposer à toutes les faibles oscillations en forçant le système d'excitation à varier au plus vite et au bon moment [32].

Le type de PSSs le plus utilisé est connu sous le nom de CPSS conventionnel (ou PSS avance/retard). Ce dernier a montré sa grande efficacité dans le maintien de la stabilité aux petites perturbations. Ce PSS utilise la variation de vitesse de rotor comme entrée. Il se compose généralement de quatre blocs (figure II-5):

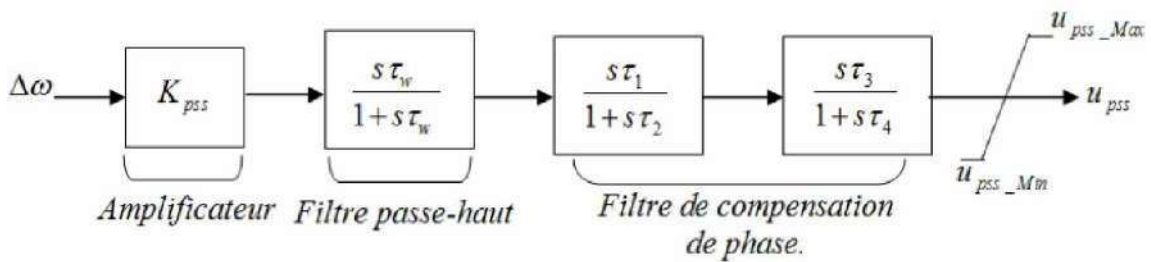


Figure II-05 : Modèle schématique d'un PSS.

II-3 MODELISATION DES DISPOSITIFS FACTS:

II-3-1 TCSC :



Figure II-06 : Schéma d'une ligne équipée d'un condensateur série commandé par thyristors.

Le schéma du condensateur série commandé par thyristors de la figure II-06 noté X_{TCSC} est représenté par le schéma de la figure II-07

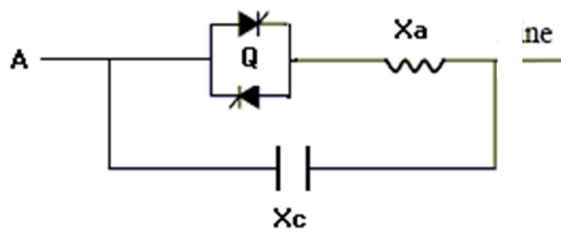


Figure II-07 : Schéma du condensateur série commandé par thyristors (X_{TCSC}).

II-3-1-1 Principe de fonctionnement :

Le principe de fonctionnement du condensateur série commandé par thyristors est décrit en indiquant son effet sur le transit de puissance active entre deux extrémités d'une ligne A-B donnée par la figure II-08 ci-dessous.

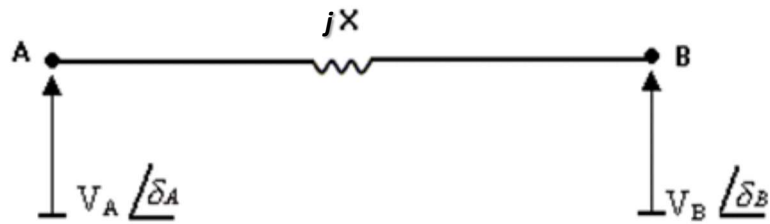


Figure II-08 : Schéma de la ligne A-B

La puissance active totale transportée entre les deux régions A et B est donnée par l'expression :

$$P = \frac{V_A V_B}{X} \sin \delta \quad (\text{II-11})$$

P : puissance active totale transmise par la ligne

\bar{V}_A : tension au point A

\bar{V}_B : tension au point B

X : réactance de la ligne

$\delta = \delta_A - \delta_B$: déphasage relatif entre la tension \bar{V}_A et \bar{V}_B

Pour illustrer le principe de fonctionnement d'un condensateur série commandé par thyristors, nous utilisons ce type de dispositif avec deux valves Q1 et Q2. La figure 1.8 montre le condensateur série introduit dans la ligne A-B.

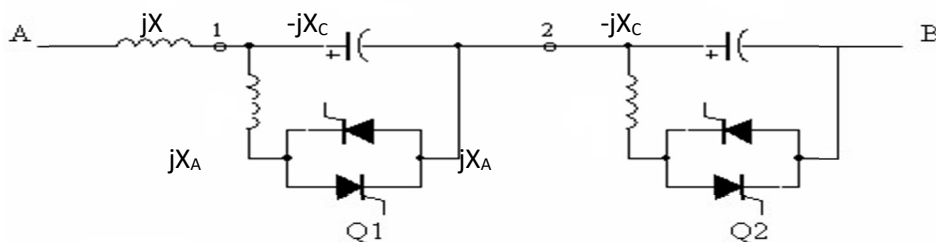


Figure II-09 : Schéma d'une phase de ligne triphasée avec compensation série TCSC

L'introduction du condensateur série commandé par thyristors dans la ligne A-B tel que montré par la figure II-09 modifie le transit de puissance P dans la ligne. Cette puissance s'écrit sous la forme de l'expression (II-12) ci-dessous :

$$P = \frac{V_A V_B}{X_{eff}} \sin \delta \quad (\text{II-12})$$

X_{eff} est la réactance effective de la liaison A-B

La ligne de réactance X relie deux réseaux représentés par les nœuds A et B. Deux condensateurs, possédant une réactance X_C , sont connectés en série avec la ligne. Chaque condensateur peut être aussi connecté en parallèle avec une réactance inductive X_A au moyen d'une valve Q. Celle-ci est composée de deux thyristors tête-bêche. La valeur de X_A est conçue pour être sensiblement inférieure à la réactance capacitive X_C .

i) Lorsque les valves Q1 et Q2 sont bloquées, seuls les condensateurs sont en série avec la ligne de sorte que sa réactance effective soit :

$$X_{eff} = X - 2X_C \quad (\text{II-13})$$

ii) Si Q₁ est amorcée de sorte qu'elle conduise en tout temps et Q₂ reste bloquée, X_A sera en parallèle avec X_C . L'impédance entre les points 1 et 2 devient inductive, elle a comme valeur :

$$X_p = j \frac{X_C X_A}{X_C - X_A} \quad (\text{II-14})$$

La réactance effective de la ligne est alors donnée par l'expression (II-15) ci-dessous.

$$X_{eff} = X + \frac{X_C X_A}{X_C - X_A} - X_C \quad (\text{II-15})$$

iii) Si Q₂ est amorcée de sorte qu'elle conduise en tout temps et Q₁ reste bloquée, X_A sera en parallèle avec X_C . L'impédance entre les points 2 et B devient inductive et on aura la même valeur X_{eff} donnée par l'expression II-15.

iv) Si les valves Q₁ et Q₂ sont amorcées en même temps, la réactance effective est donnée par la l'expression (II-16):

$$X_{eff} = X + 2 \frac{X_C X_A}{X_C - X_A} \quad (\text{II-16})$$

Le condensateur série commandé par thyristors peut donc produire trois valeurs distinctes de X_{eff} . Par conséquent, pour un angle de déphasage δ donné, la puissance active P peut aussi avoir trois valeurs distinctes. Le changement d'une puissance à l'autre se fait presque instantanément car l'amorçage des

valves s'effectue en moins d'un demi cycle. Ce changement ultra-rapide de la puissance constitue un avantage lorsqu'on doit maintenir la

II-3-2 SSSC (Static Synchronous Series Compensator):

La structure de base du SSSC ne diffère pas de celle du STATCOM. Seulement il est connecté en série avec la ligne de transport de réactance X_l comme indiqué par la figure II-10 ci-dessous. Il se compose d'un convertisseur de tension associé à une source de tension continue (condensateur C). Il est connecté au réseau en série à travers un transformateur série de couplage

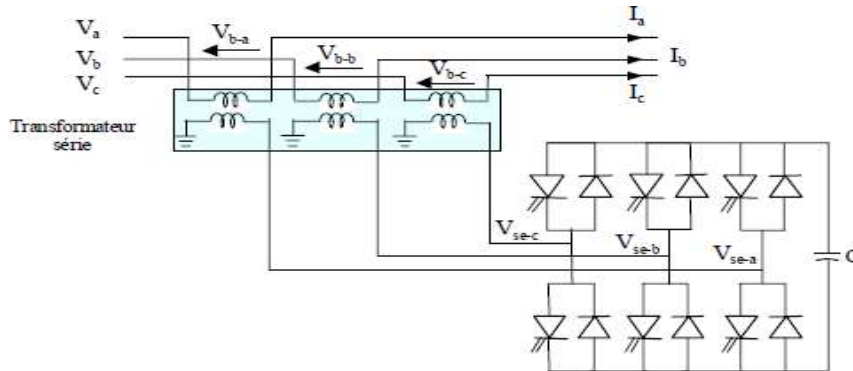


Figure II-10 : Schéma de base du SSSC

Son rôle est d'introduire une tension triphasée V_q en quadrature avec le courant de la ligne dans le but d'augmenter ou de diminuer l'écart de tension. Le schéma de la figure II-11 représente le réseau équipé du SSSC qui injecte une tension V_q en quadrature avec le courant de ligne .

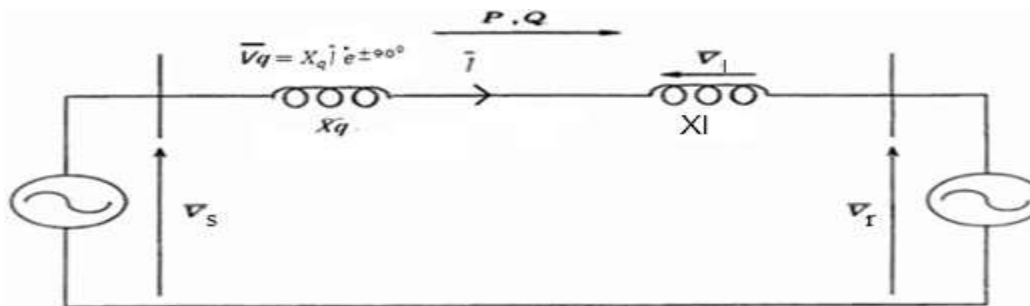


Figure II-11 : Schéma équivalent d'un système électrique avec SSSC

La tension injectée est de la forme :

$$\bar{V}_q = V_q \cdot e^{j\theta_q} = V_q \cdot e^{j(\theta \pm 90^\circ)} \tag{II-17}$$

avec :

$$V_q = X_q \cdot I \tag{II-18}$$

X_q : réactance équivalente du SSSC

$$\theta_q = \theta + 90^\circ \text{ en mode inductif} \tag{II-19}$$

$$\theta_q = \theta - 90^\circ \text{ en mode capacitif} \tag{II-20}$$

L'équation (II-17) s'écrit aussi :

$$\bar{V}_q = V_q e^{j\theta_q} = X_q I e^{j(\theta \pm 90^\circ)} = X_q I e^{j\theta} e^{\pm j90^\circ} = X_q \bar{I} e^{\pm j90^\circ} \quad (\text{II-21})$$

Les figures II-12 et II-13 représentent le schéma équivalent et le diagramme vectoriel de chaque mode.

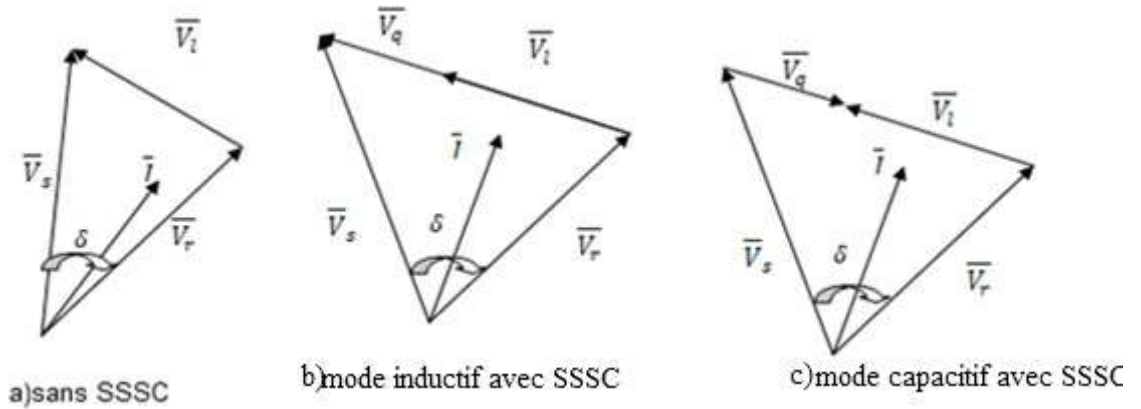


Figure II-12 : Diagramme vectoriel des différents modes de compensation

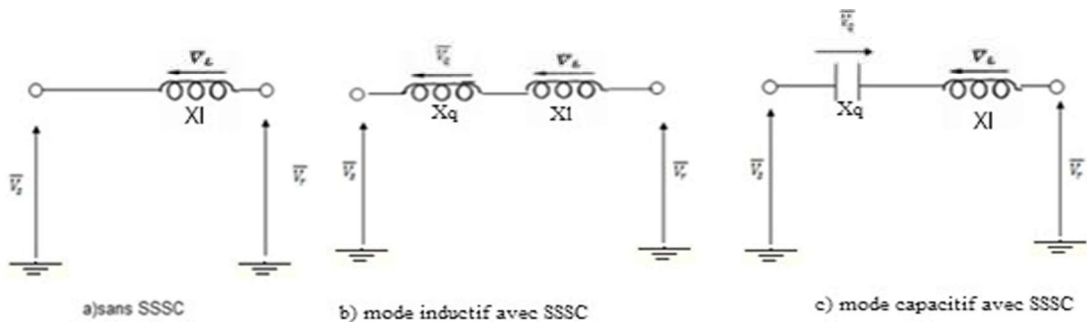


Figure II-13 : Schéma équivalent des différents modes de compensation

L'introduction du SSSC permet d'écrire :

$$P = \frac{V_s V_r}{X_{eff}} \sin \delta \quad (\text{II-22})$$

$$Q = \frac{V_s^2}{X_{eff}} - \frac{V_s V_r}{X_{eff}} \cos \delta$$

où :

$$X_{eff} = X_l - X_q \text{ en mode capacitif.} \quad (\text{II-23})$$

$$X_{eff} = X_l + X_q \text{ en mode inductif.}$$

En désignant par $K = \frac{X_q}{X_l}$ le taux de compensation dans la ligne, on aura :

$$P = \frac{V_s V_r}{X_l \pm X_q} \sin \delta = \frac{V_s V_r}{X_l (1 \pm K)} \sin \delta \quad (\text{II-24})$$

$$Q = \frac{V_s^2}{X_l \pm X_q} - \frac{V_s V_r}{X_l \pm X_q} \sin \delta = \frac{V_s^2}{X_l (1 \pm K)} - \frac{V_s V_r}{X_l (1 \pm K)} \cos \delta$$

Dans le mode de compensation inductif, le courant de la ligne I diminue quand on augmente le taux de compensation K (Figure II-12 b).

Dans le mode de compensation capacitif, le courant dans la ligne augmente quand on diminue le taux de compensation K (Figure II-12 c).

La tension V_q est telle que

$$V_q = jX I_q \quad (\text{II-25})$$

d'où le courant

$$\bar{I} = -j \frac{\bar{V}_q}{X_q} \quad (\text{II-26})$$

II-3-3 L'UPFC :

La structure de l'UPFC est représentée dans la figure (II-14), où les connexions des deux convertisseurs peuvent être observées: un des convertisseurs (celui de gauche) est branché en parallèle dans le point s (dispositif STATCOM), l'autre convertisseur (celui de droite) est connecté en série avec la ligne entre le point s et le point $seff$ (dispositif SSSC). Les deux convertisseurs sont reliés par une liaison en courant continu (DC-link) pour permettre un flux bidirectionnel de la puissance active entre la sortie série du SSSC et la sortie shunte du STATCOM. La tension de DC-link est soutenue par un condensateur.

Le convertisseur série remplit la principale fonction de l'UPFC: l'injection de la tension V_{pq} . En effet, grâce au contrôle de la grandeur V_{pq} et de l'angle de phase ρ , on peut faire varier à volonté les puissances active et réactive qui circulent par la ligne. La valeur de l'amplitude V_{pq} atteint des valeurs entre zéro et V_{pqmax} , et le vecteur V_{pq} peut tourner sans contrainte. La valeur maximale de V_{pq} est imposée par les limites de tension du transformateur et du convertisseur ($0 \leq V_{pq} \leq V_{pqmax}$) et l'angle de phase peut tourner dans toutes les directions ($0 \leq \rho \leq 2\pi$). L'angle de phase ρ est référencé par rapport à la tension V_s .

Le convertisseur shunt fournit par la liaison DC la puissance active dont le convertisseur série aura besoin. A cet effet, le convertisseur shunt assure que la tension U_{DC} reste constante au niveau de DC-link. Donc, l'UPFC est capable d'assurer un contrôle de la tension, l'impédance et l'angle de ligne ainsi qu'assurer une compensation en énergie réactive. Ceci rend l'UPFC un des éléments FACTS clé dans l'exploitation moderne des

réseaux électriques.

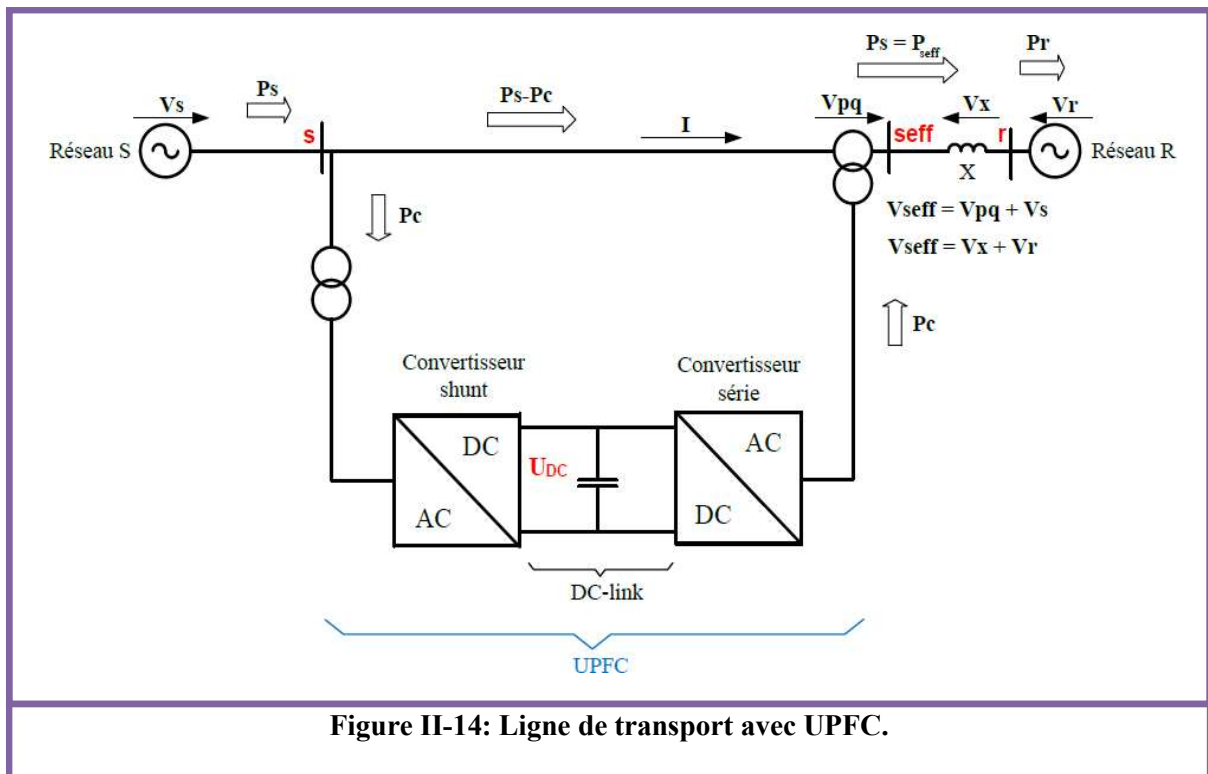


Figure II-14: Ligne de transport avec UPFC.

II-3-3-1 SCHEMA VECTORIEL D'UN UPFC:

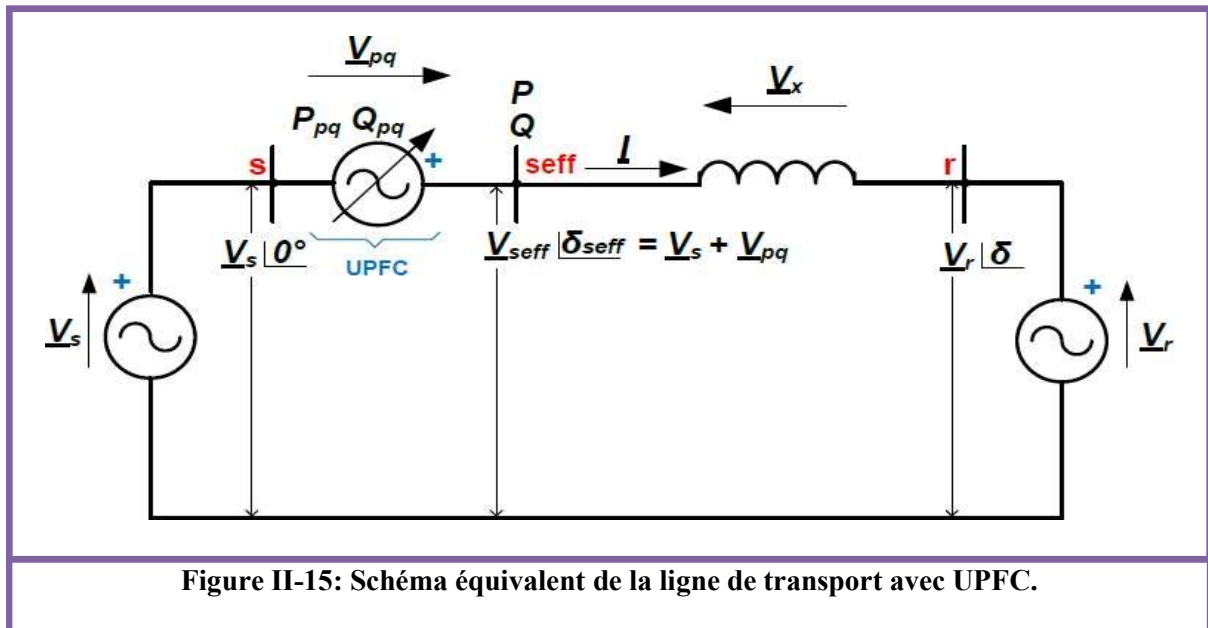
Pour expliquer le fonctionnement et la raison d'être du contrôleur UPFC, considérons deux réseaux (réseau s et réseau r) reliés, pour simplifier uniquement par une ligne inductive. Les tensions V_s et V_r ont des amplitudes inégales et sont déphasées d'un angle de transmission δ (V_s est en avance de V_r).

Le schéma équivalent de la figure (II-15) est un circuit unifilaire. En réalité, il y a un circuit de même type pour chaque phase. Si le réseau est équilibré, les trois phases auront des schémas équivalents similaires. Dans le cas contraire, les valeurs de leurs composants seront différentes.

Dans les schémas de la figure précédente, on suppose que la résistance du réseau est négligeable devant sa réactance. On considère que la tension V_s du réseau s est en avance par rapport à la tension V_r du réseau r . Par conséquent, la puissance active circulera du réseau s au réseau r de la façon suivante:

- Nous souhaitons que le réseau r reçoive une puissance P_r provenant du réseau s . Comme la tension V_r est connue, on peut calculer l'intensité I qui doit circuler par la ligne pour obtenir la puissance P_r ;
- Si on connaît l'intensité I qui doit circuler par la ligne, on peut calculer la tension V_{pq} que le convertisseur série doit injecter pour établir cette intensité et obtenir la puissance P_r désirée au point r ;

- Pour créer et injecter la tension V_{pq} , le convertisseur série aura besoin d'absorber une puissance P_c , cette puissance sera fournie par le convertisseur shunt;
- Le convertisseur shunt absorbe la puissance P_c du réseau s ;
- Si il n'y a pas de pertes ni dans l'UPFC, ni dans la ligne, le réseau s fournira une puissance P_s de valeur $P_s = P_{seff} = P_r$;
- La puissance P_s sera fournie par deux chemins: Par l'UPFC (la puissance P_c) et par la ligne (le reste de la puissance $P_s - P_c$).



II-3-3-2 Diagramme vectoriel des tensions et des courants d'un UPFC:

En se référant à la figure (II-15), on peut écrire les équations de Kirchhoff suivantes:

$$-V_s - V_{pq} + jXI + V_r = 0 \quad (\text{II-27})$$

$$-V_s - V_{pq} + V_x + V_r = 0 \quad (\text{II-28})$$

$$\text{Où: } jXI = V_x \quad (\text{II-29})$$

On choisit la tension V_{seff} qui existe au point $seff$ comme vecteur auquel on va référencer les puissances active et réactive qui circulent sur la ligne. Comme la ligne est purement inductive la puissance active au point $seff$ est égale à la puissance active au point r ($P_{seff} = P_r$), mais les puissances réactives ne se correspondent pas ($Q_{seff} \neq Q_r$). On suppose également que le vecteur V_s est en avance sur V_r d'un angle δ . On obtient alors le diagramme

vectorel de la figure (II-16). Dans ce diagramme, le vecteur de courant I est nécessairement perpendiculaire au vecteur de tension V_x ($V_x = j X I$, où V_x est toujours en

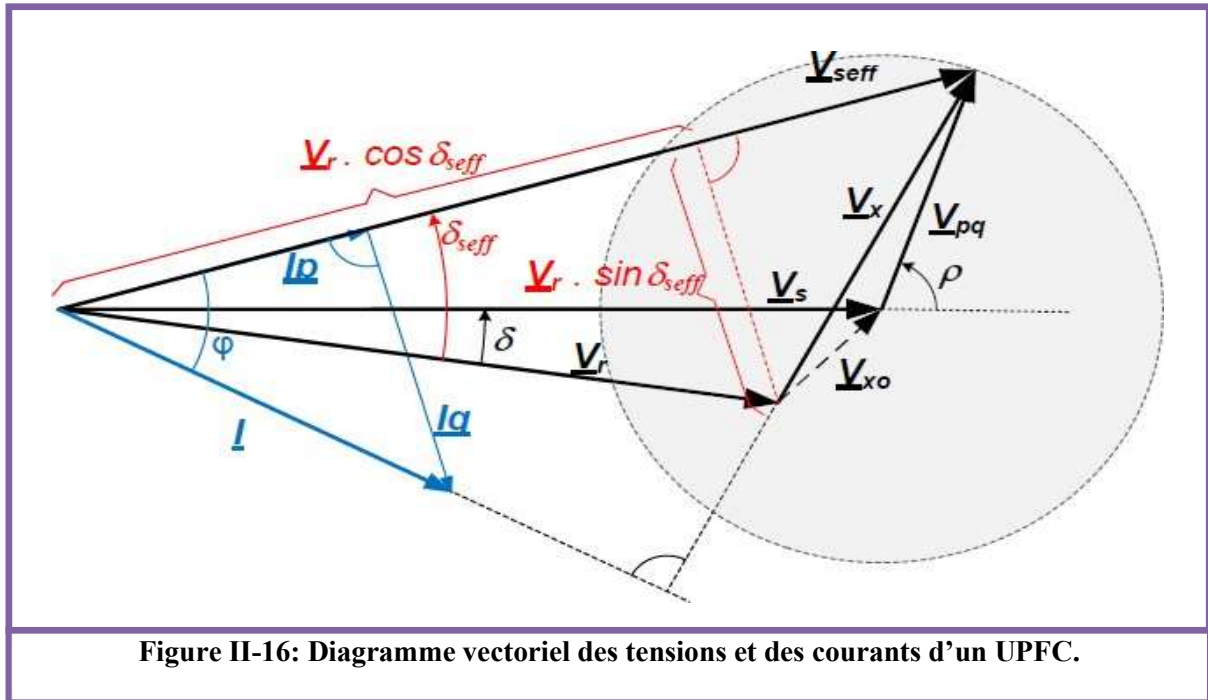


Figure II-16: Diagramme vectoriel des tensions et des courants d'un UPFC.

avance de 90° sur le vecteur I), tandis que le vecteur I est en retard par rapport au vecteur V_{seff} d'un angle φ .

La projection du vecteur de courant I sur les axes p et q qui sont l'axe parallèle et perpendiculaire à la tension V_{seff} respectivement donnent les valeurs de I_p et I_q . On pourra également remarquer qu'on aurait pu aussi référer le courant à la tension V_s ou à la tension V_r pour calculer les puissances dans le point s ou le point r , respectivement. Par conséquent, en prenant V_{seff} comme vecteur de référence.

Les nomenclatures utilisées pour le calcul des puissances active et réactive sont:

- P_{seff} : Puissance active qui circule par la ligne. Elle est positive quand la puissance circule du réseau s au réseau r ;
- Q_{seff} : Puissance réactive débitée/absorbée au point $seff$. Dans le cas de la figure (II.7) la puissance réactive est débitée au point $seff$, car la relation $(V_{seff} - V_r \cos \delta_{seff} > 0)$ est vérifiée;
- V_r : Tension efficace du réseau r ;
- δ_{seff} : Angle d'avance de V_{seff} sur V_r ;
- X : Réactance inductive de la ligne.

On va exprimer les puissances active et réactive qui circulent par la ligne au point $seff$.

Pour la puissance active, on tient compte des équations obtenues à partir de la figure précédente:

$$P_{seff} = V_{seff} I_p = V_{seff} I \cos \varphi \quad (\text{II-30})$$

$$V_r \sin \delta_{seff} = V_x \cos \varphi \quad (\text{II-31})$$

$$I = V_x / X \quad (\text{II-32})$$

A partir de l'équation (II-32), nous obtenons l'expression de la puissance active suivante:

$$P_{seff} = (V_{seff} V_r / X) * \sin \delta_{seff} \quad (\text{II-33})$$

L'équation ainsi obtenue est une relation majeure qui va exprimer le transfert de la puissance active. Nous avons plusieurs paramètres sur lesquels nous pouvons agir:

- Si on change l'impédance X de la ligne, on va modifier le transfert de puissance P_{seff} , ceci peut être réalisé par un compensateur série ou par une réactance variable qui est insérée dans la ligne et qui va donc nécessairement modifier la réactance de la ligne. Par conséquent, on peut agir sur la valeur du transfert de puissance à travers le dénominateur de l'équation (II-33);
- Nous avons aussi la possibilité de modifier l'angle relatif δ_{seff} entre les deux tensions V_{seff} et V_r . L'angle δ_{seff} est également un paramètre sur lequel nous avons la possibilité d'agir;
- Nous pouvons aussi agir sur les amplitudes des tensions V_{seff} et V_r .

Par ailleurs pour la puissance réactive, on utilise les équations suivantes qui ont été obtenues à partir de la figure (II-30).

$$Q_{seff} = V_{seff} I_q = V_{seff} I \sin \varphi \quad (\text{II-34})$$

$$V_x \sin \varphi = V_{seff} - V_r \cos \delta_{seff} \quad (\text{II-35})$$

$$I = V_x / X \quad (\text{II-36})$$

Selon l'équation (II-34), nous obtenons la puissance réactive suivante:

$$Q_{seff} = (V_{seff}^2 - V_{seff} V_r \cos \delta_{seff}) / X = (V_{seff} / X) * (V_{seff} - V_r \cos \delta_{seff}) \quad (\text{II-37})$$

II-4 Conclusion :

Ce chapitre a été consacré à la modélisation des éléments d'un réseau électrique tel que les machines synchrones, les lignes, les transformateurs, les régulateurs (PSS, AVR), TCSC, SSSC et UPFC.

Les résultats de la simulation de fonctionnement de TCSC, SSSC et UPFC couplés dans un réseau électrique seront traités en détail dans le chapitre trois.

CHAPITRE III : SIMULATION ET
INTERPRETATION DES RESULTATS
OBTENUS

III- INTRODUCTION :

Les réseaux de transport d'énergie sont souvent sujets à des perturbations pouvant entraîner de sérieux dégâts sur leurs constituants, notamment les générateurs et les lignes de transmission.

Ces perturbations peuvent être externes (telles que les coups de foudre) ou internes (telles que les défauts de court-circuit, les variations brusques de charge, etc.). Elles affectent les conditions de fonctionnement normal, et conduisent souvent à la perte de la stabilité de tout le système.

L'équilibre production consommation de l'énergie électrique, et par conséquent, la continuité de service ne sont alors plus assurés.

Dans le présent chapitre, nous étudions le comportement des réseaux de transport d'énergie électriques face au défaut (court-circuit triphasé), par des méthodes classiques (PSS, AVR) et injections des dispositifs FACTS tels que TCSC, SSSC et L'UPFC lors des régimes perturbants et l'intérêt de son utilisation. Les simulations numériques, les résultats de calculs ainsi que les représentations graphiques ont été obtenus par le logiciel MATLAB.

Le système de test (réseau Kundur) représenté dans Figure III-1 ci-dessous, se compose de deux zones entièrement symétriques reliées entre elles par deux lignes 230 kV de 220 km de longueur. Il a été spécifiquement conçu pour étudier les oscillations électromécaniques à basse fréquence dans les grands systèmes électriques interconnectés. Malgré sa petite taille, il imite très fidèlement le comportement des systèmes typiques en fonctionnement réel. Chaque zone est équipée de deux générateurs identiques de 20 kV/900 MVA. Les machines synchrones ont des paramètres identiques, à l'exception des inerties qui sont $H = 6,5s$ en zone 1 et $H = 6,175s$ en zone 2. La charge est représentée sous forme d'impédances constantes et répartie entre les zones de telle sorte que la zone 1 exporte 413 MW vers la zone 2. Étant donné que la charge d'impédance de surtension d'une seule ligne est d'environ 140 MW, le système est quelque peu stressé, même en régime permanent. L'écoulement de charge est tel que tous les générateurs produisent environ 700 MW chacun. Une puissance supplémentaire de 187 Mvars de condensateurs est installée dans chaque zone.

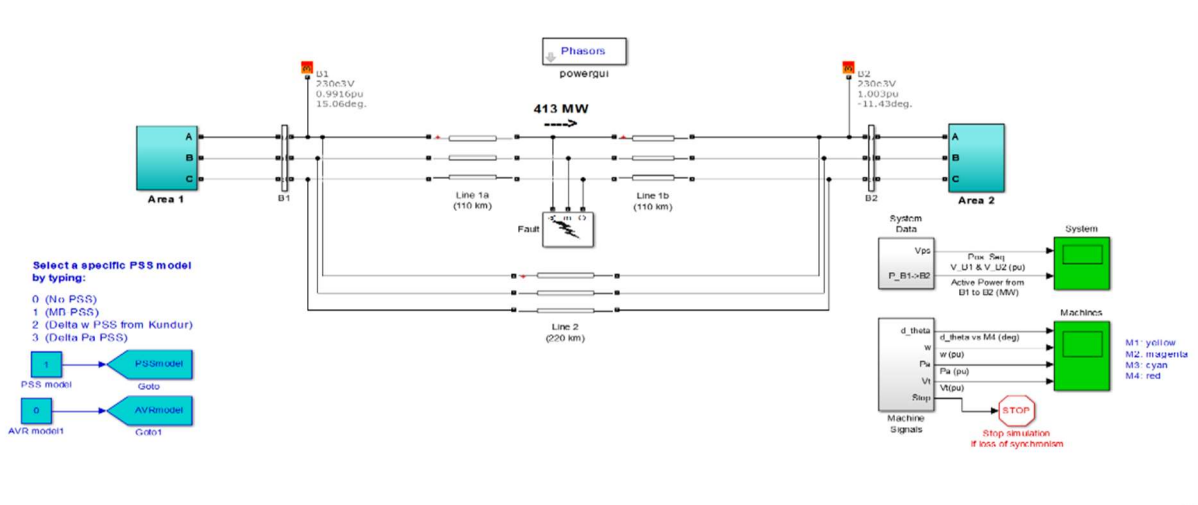


Figure III-01: Réseau Kundur 4 générateurs 11 nœuds avec défaut

Le temps de simulation est de 20 secondes pour tous les tests effectués. Dans tous les cas considérés, on trace en fonction du temps de simulation, les courbes concernant :

- Les tensions au bornes des deux zones (V_{B1} et V_{B2})
- La puissance active transmise de la zone1 vers la zone2 ($P_{B1} \rightarrow B2$)
- Les déviations mécaniques de l'angle du rotor des machines via la machine M4 (d_{θ})
- La vitesse rotorique pour chaque machine (ω)
- L'écart entre la puissance mécanique et électrique de chaque machine (P_a)
- La tension statorique de chaque machine (V_t)

III-1 RESEAU SANS DEFAULT:

Dans un premier temps, le system est testé sans présence d'un défaut, suivant 04 test :

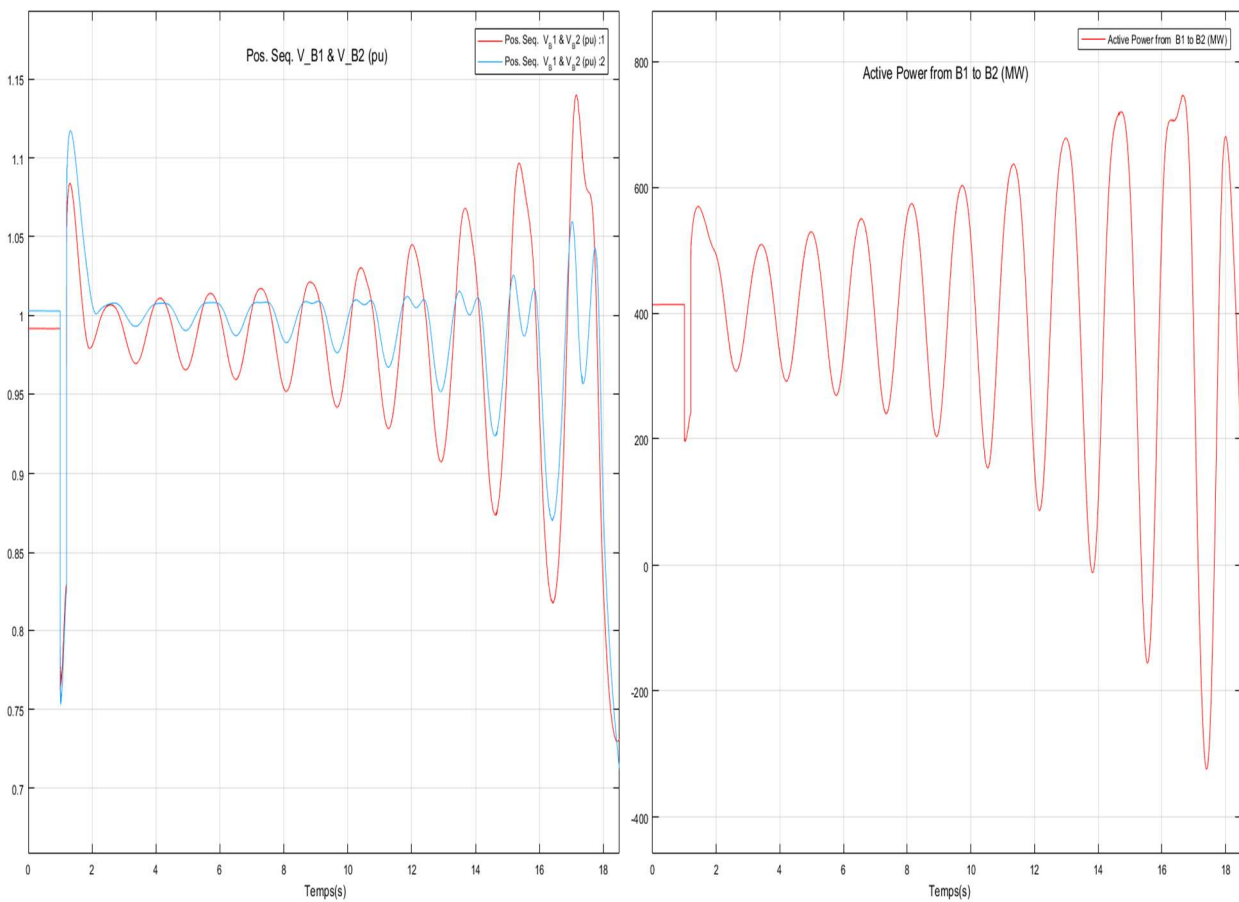
Réseau sans AVR et sans PSS

Réseau avec AVR et sans PSS

Réseau avec PSS et sans AVR

Réseau avec AVR avec PSS

III-1-1 SANS PSS SANS AVR :



FigureIII-02 : la puissance active et la tension de systeme

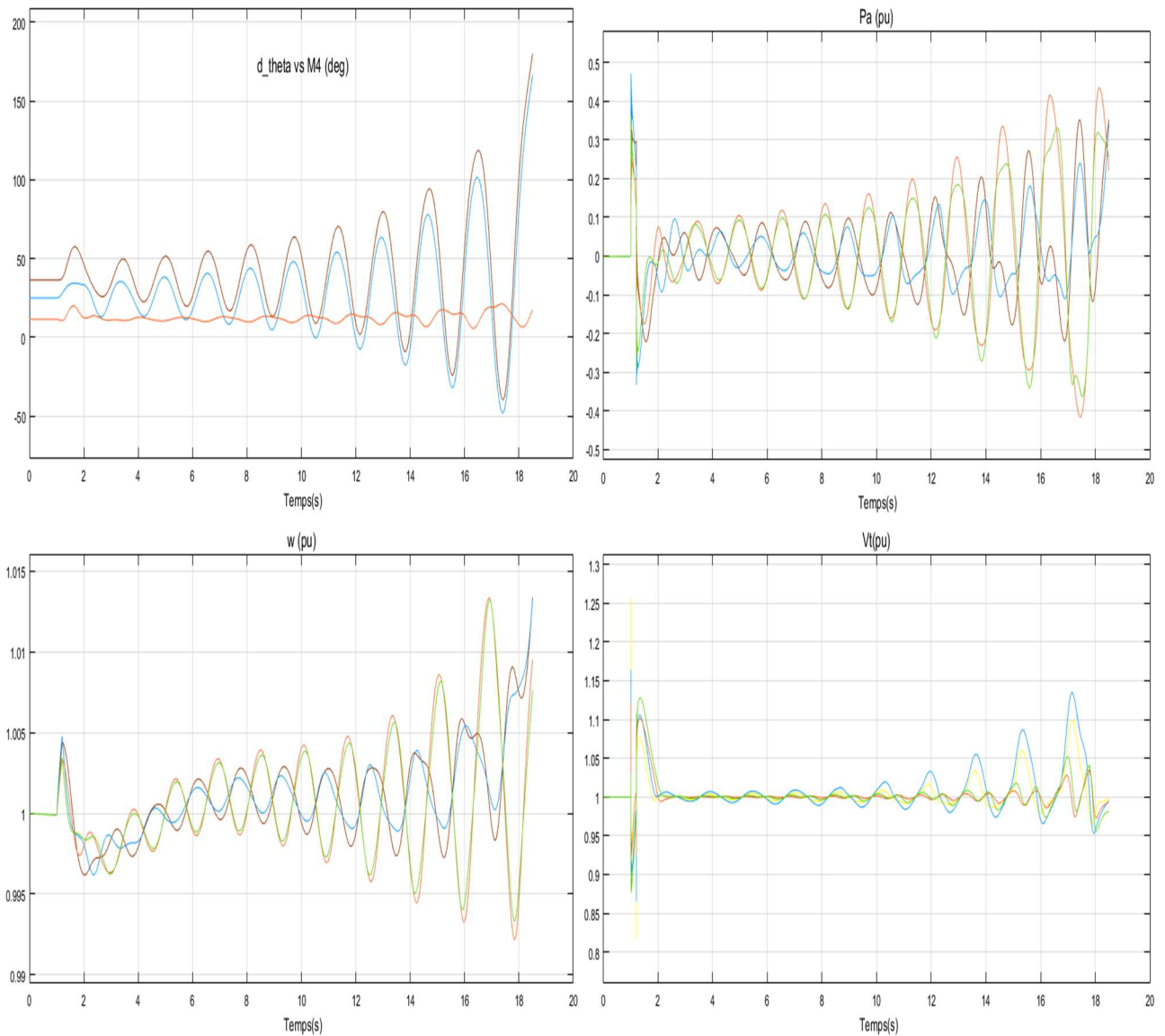


Figure III-03 :la puissance active,la tension,l'angle de charge et la vitesse des 04 générateurs

D'après les courbes précédentes, on remarque que les oscillations sont très sérieuses. le systèm e devient instable et perd son synchronisme avant la fin de la simulation.

Certains réseaux sont requis maintenir la tension stable dans des limites acceptables (normalement de 0,9 à 1,1 p.u) sinon, le support de puissance réactif par la régulation du facteur de puissance doit être appliqué au point d'interconnexion PCC. En général, les générateurs synchrones et les sous-stations de distribution sont chargés de surmonter l'écart de tension aux niveaux de transmission et de distribution, respectivement. Par conséquent, les opérateurs de réseau d'alimentation ont été confrontés à la façon de maintenir des tensions stables dans des limites de sécurité dans différentes situations d'exploitation.

III-1-2 AVEC AVR :

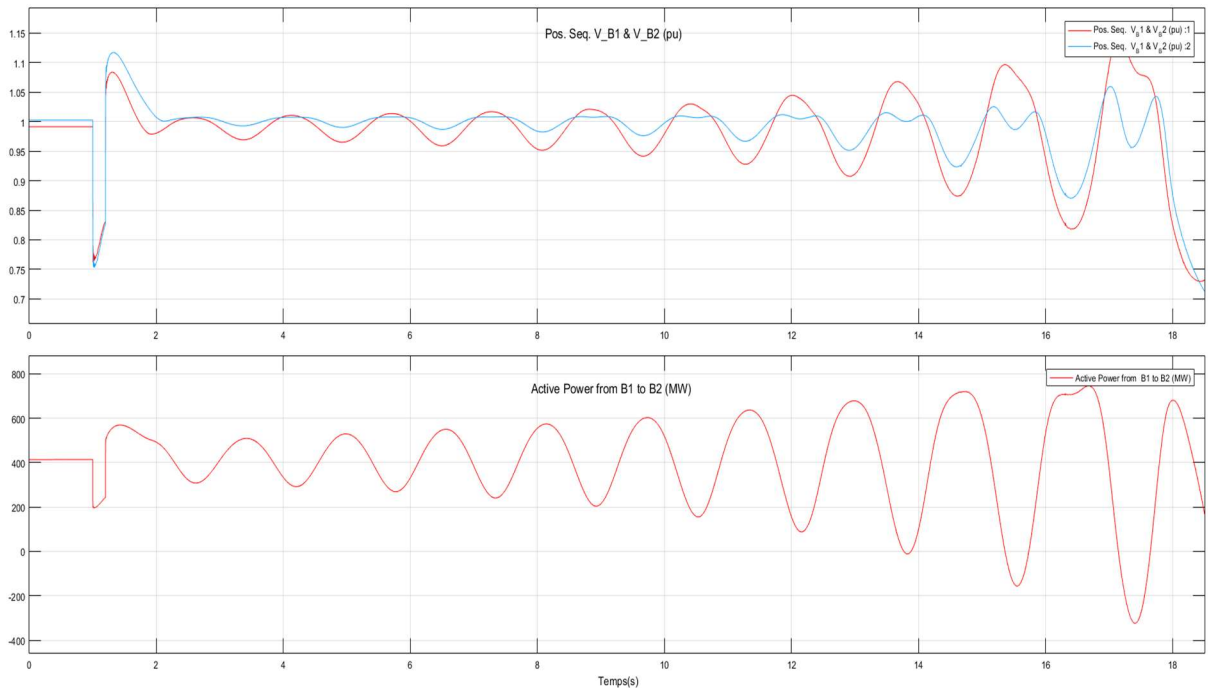


Figure III-04 : la puissance active et la tension de systeme

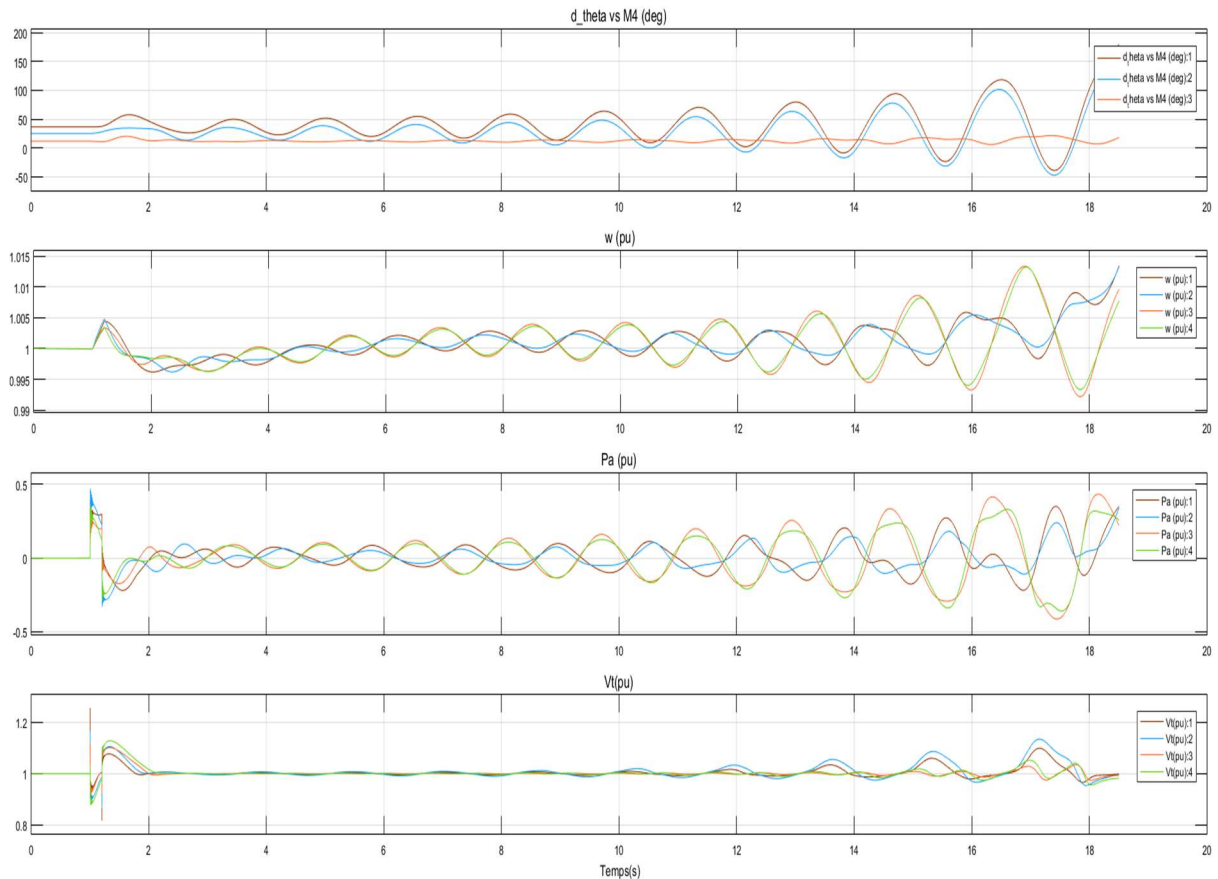


Figure III-05 : la puissance active, la tension, l'angle de charge et la vitesse des 04 générateurs

Après introduction du régulateur automatique de la tension AVR, les oscillations deviennent moins importantes surtout au début de la simulation. Le système est toujours instable surtout vers la fin de la simulation. Autant, la perte de synchronisme persiste toujours.

Dans ce qui suit, nous allons vérifier la réponse du système en présence du régulateur de puissance.

III-1-3 AVEC PSS :

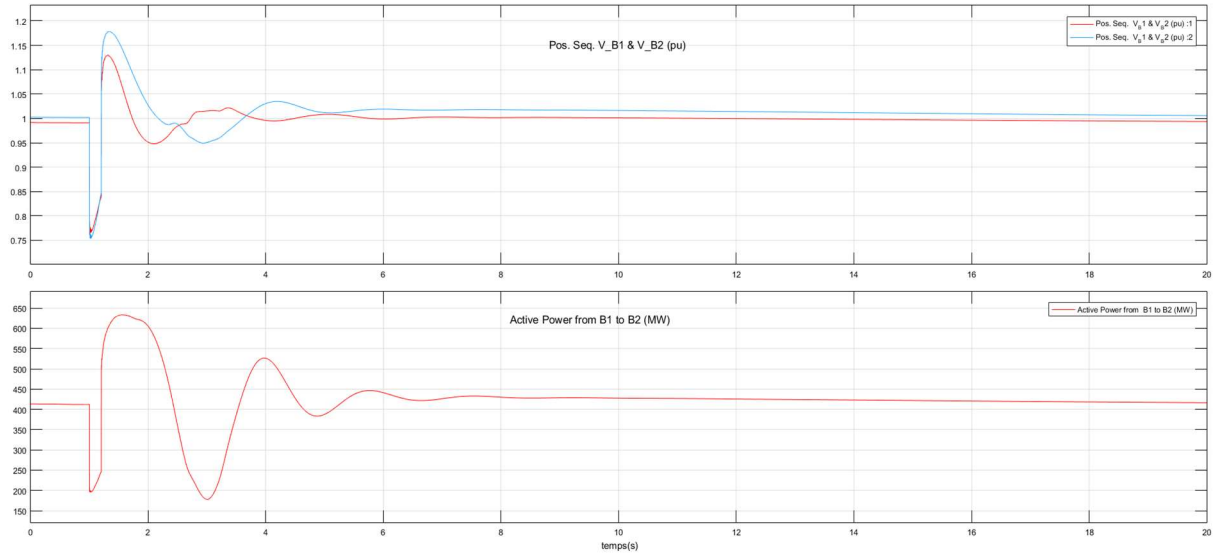


Figure III-06 : la puissance active et la tension de système

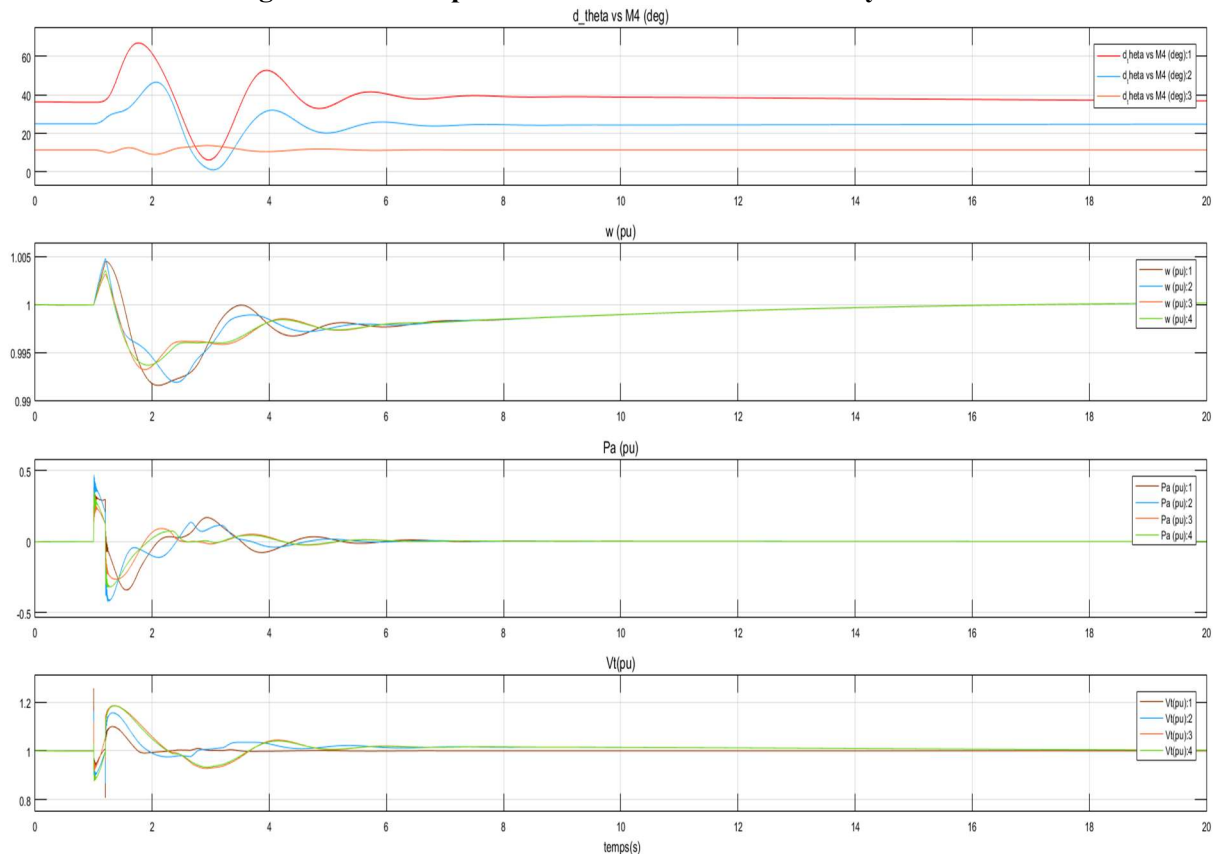


Figure III-07 : la puissance active, la tension, l'angle de charge et la vitesse des 04 générateurs

En présence du régulateur (stabilisateur) du système de puissance, on remarque que le réseau devient stable et garde son synchronisme après peu de temps de simulation et jusqu'à sa fin.

Nous allons associer les deux régulateurs, celui de la tension et celui de la puissance, ensemble et simuler le système sous les mêmes conditions.

III-1-4 AVEC PSS ET AVR :

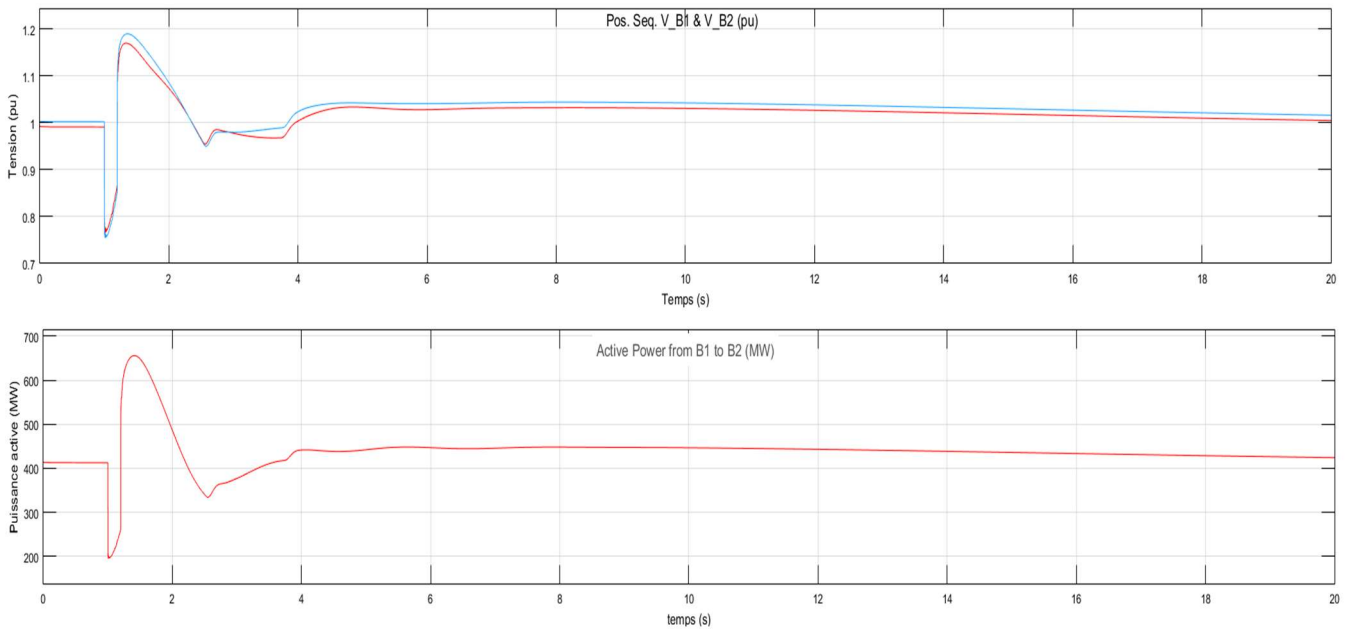


Figure III-08 : la puissance active et la tension de systeme

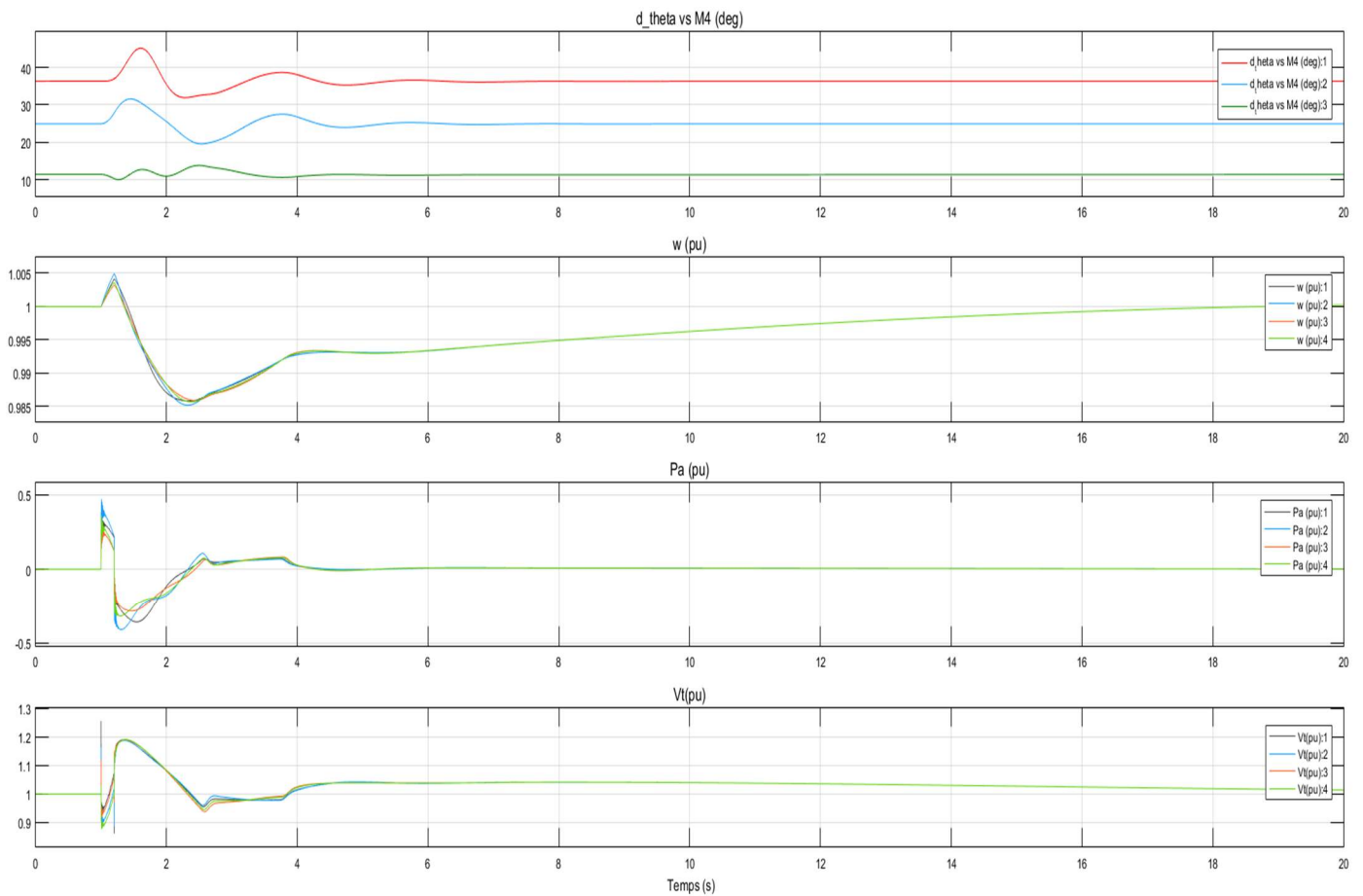


Figure III-09 : la puissance active, la tension, l'angle de charge et la vitesse des 04 générateurs

D'après les figures ci-dessus présentées, la combinaison des deux régulateurs présente une meilleure performance tant que les oscillations sont minimales et presque négligeables et restent toujours dans un intervalle acceptable.

II-2 RESEAU AVEC DEFAUT :

Au temps $t=1$ seconde, un défaut triphasé symétrique est appliqué au centre de la ligne principale reliant les deux zones. Les mêmes courbes sont reproduites en présence des deux régulateurs AVR et PSS. Les résultats montrent que pour une durée de défaut supérieure à 12 ms, le système ne peut plus maintenir la stabilité ni le synchronisme. C'est le temps de compensation critique (Critical Clearing Time).

III-2-1 AVEC PSS ET AVEC AVR :

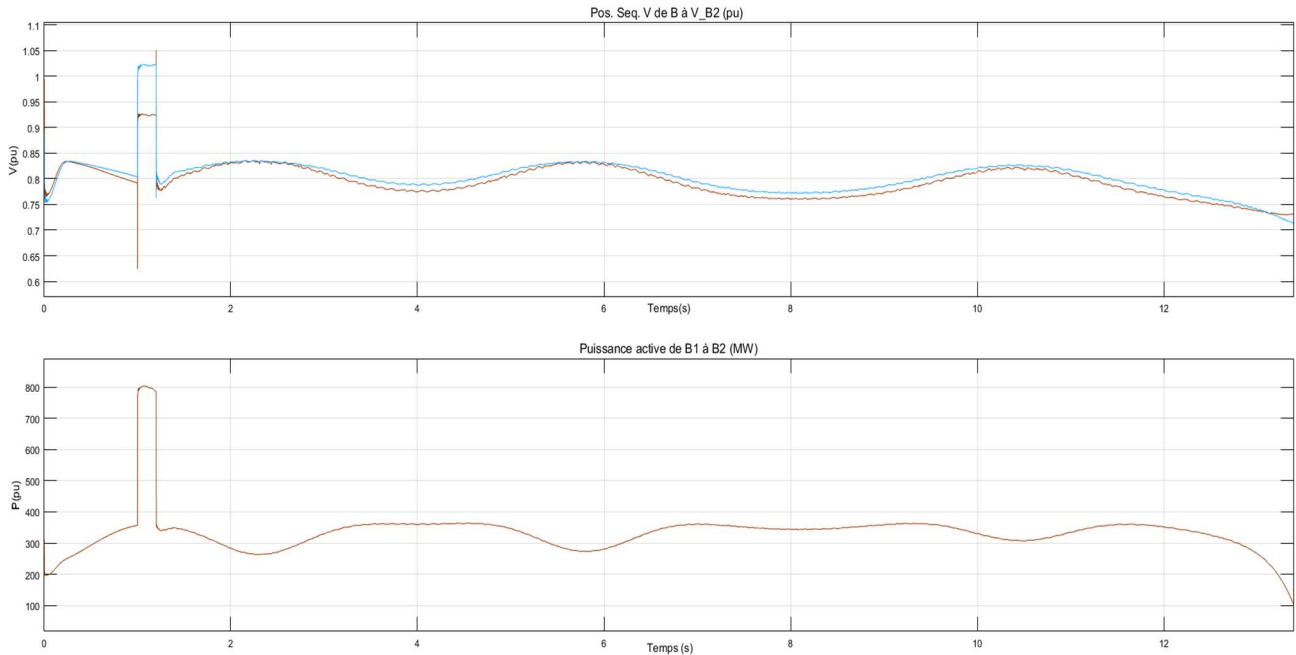


Figure III-10 : la puissance active et la tension de systeme

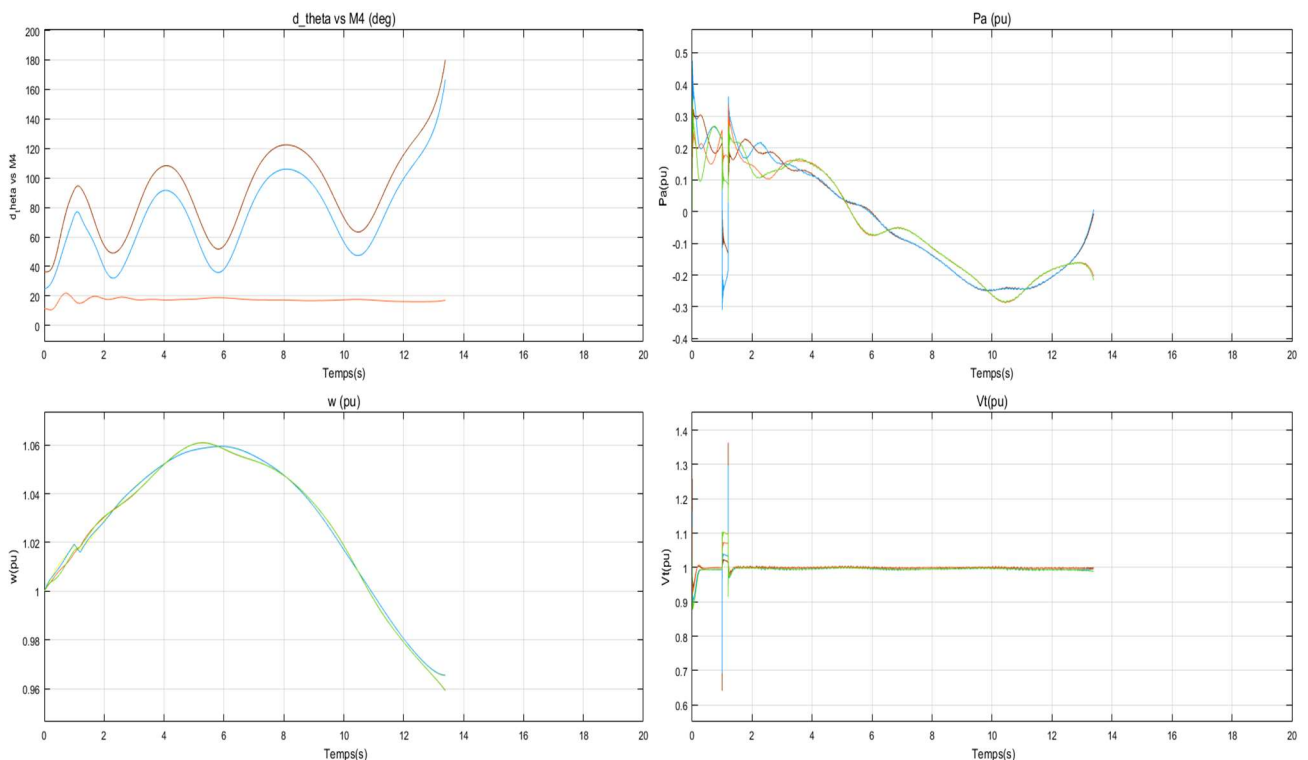


Figure III-11: la puissance active, la tension, l'angle de charge et la vitesse des 04 générateurs

III-3 RESEAU AVEC FACTS :

Différents types de Facts sont installés indépendamment dans le réseau, à savoir : le SSSC, le TCSC et le UPFC . Les mêmes courbes sont configurées pour le même temps de simulations (20ms), avec et sans défaut.

III-3-1 RESEAU SAIN :

III-3-1-1 Avec SSSC :

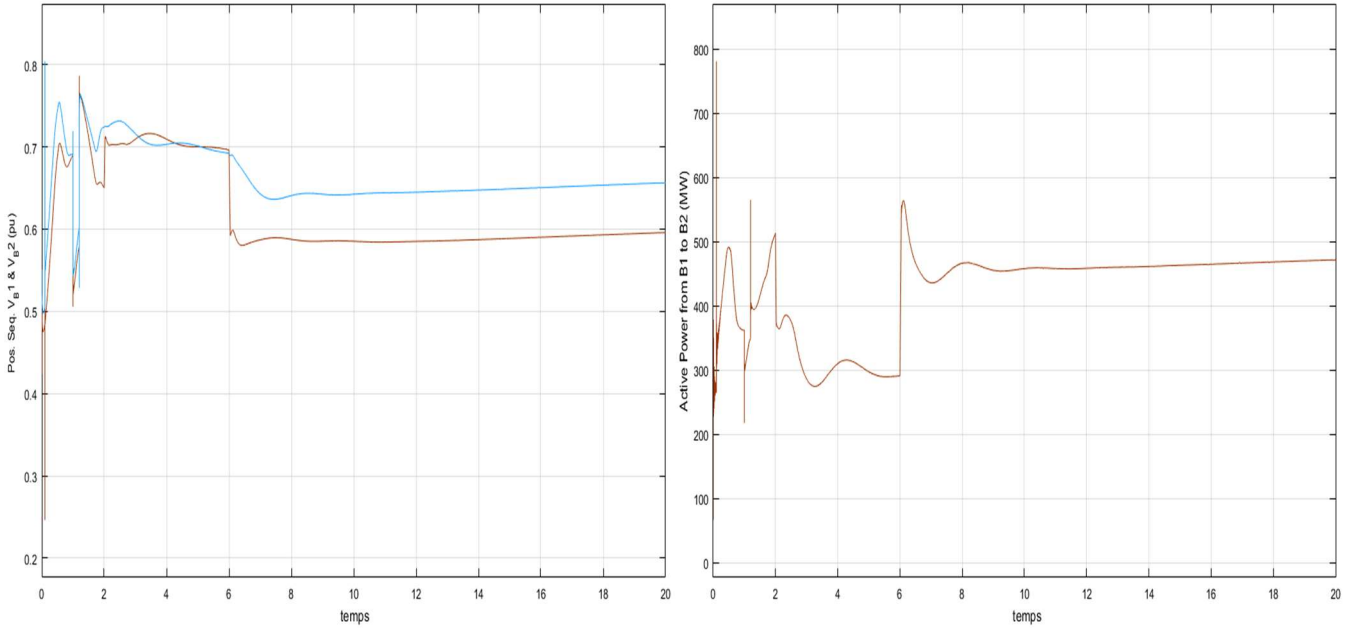


Figure III-12 : la puissance active et la tension de systeme

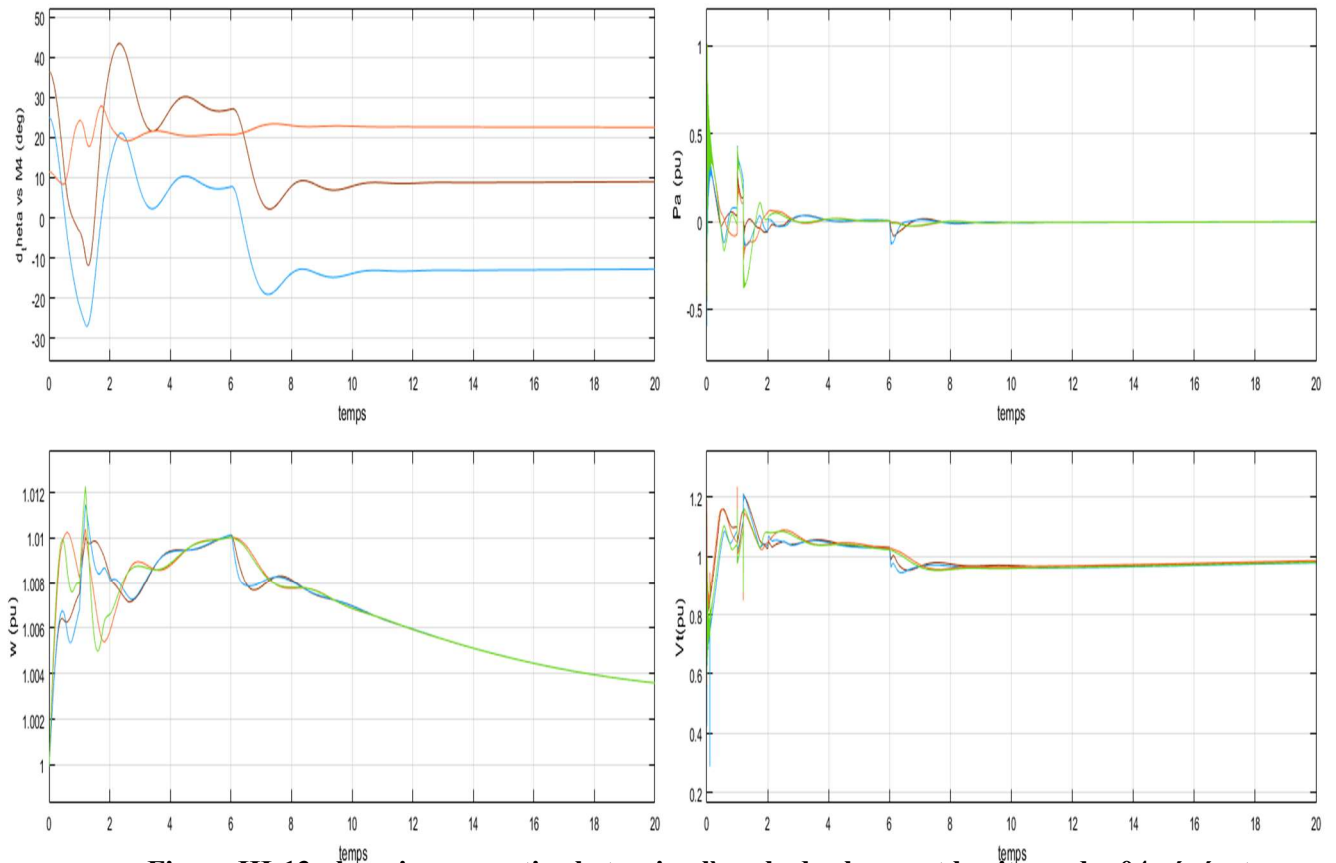


Figure III-13 : la puissance active, la tension, l'angle de charge et la vitesse des 04 générateurs

III-3-1-2 Avec TCSC:

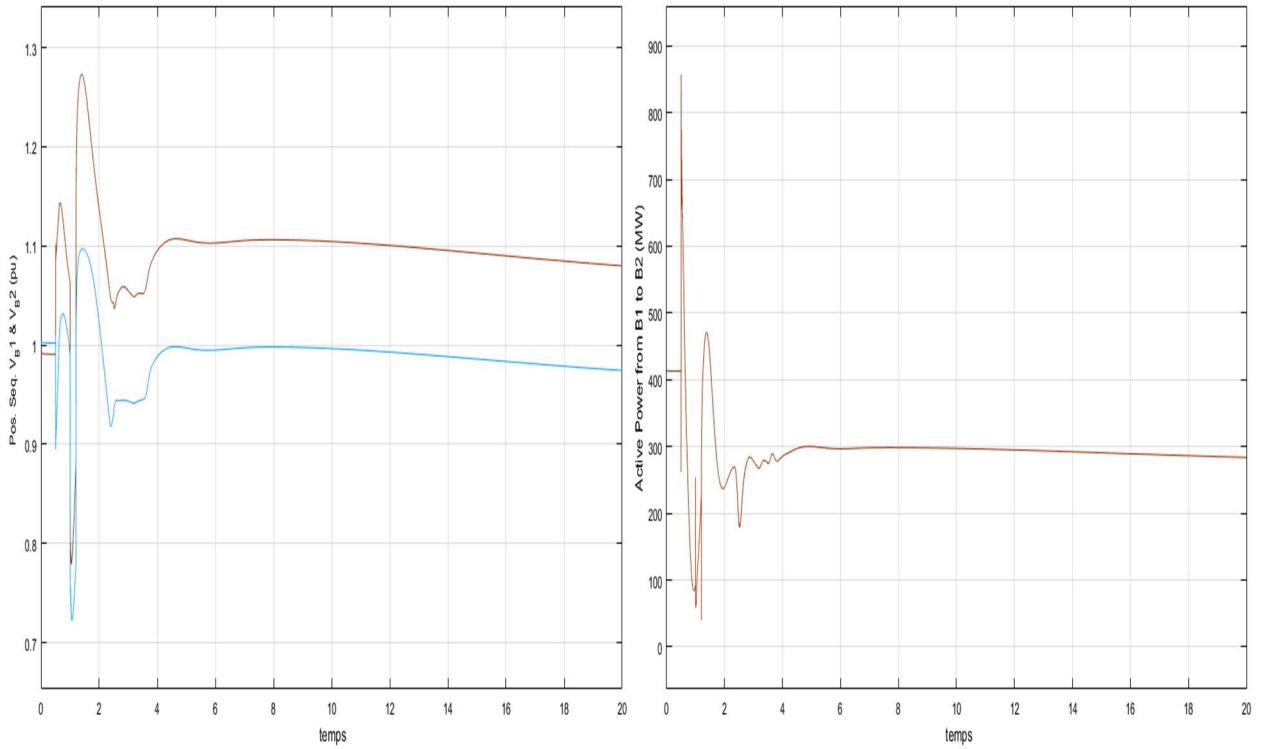


Figure III-14 : la puissance active et la tension de systeme

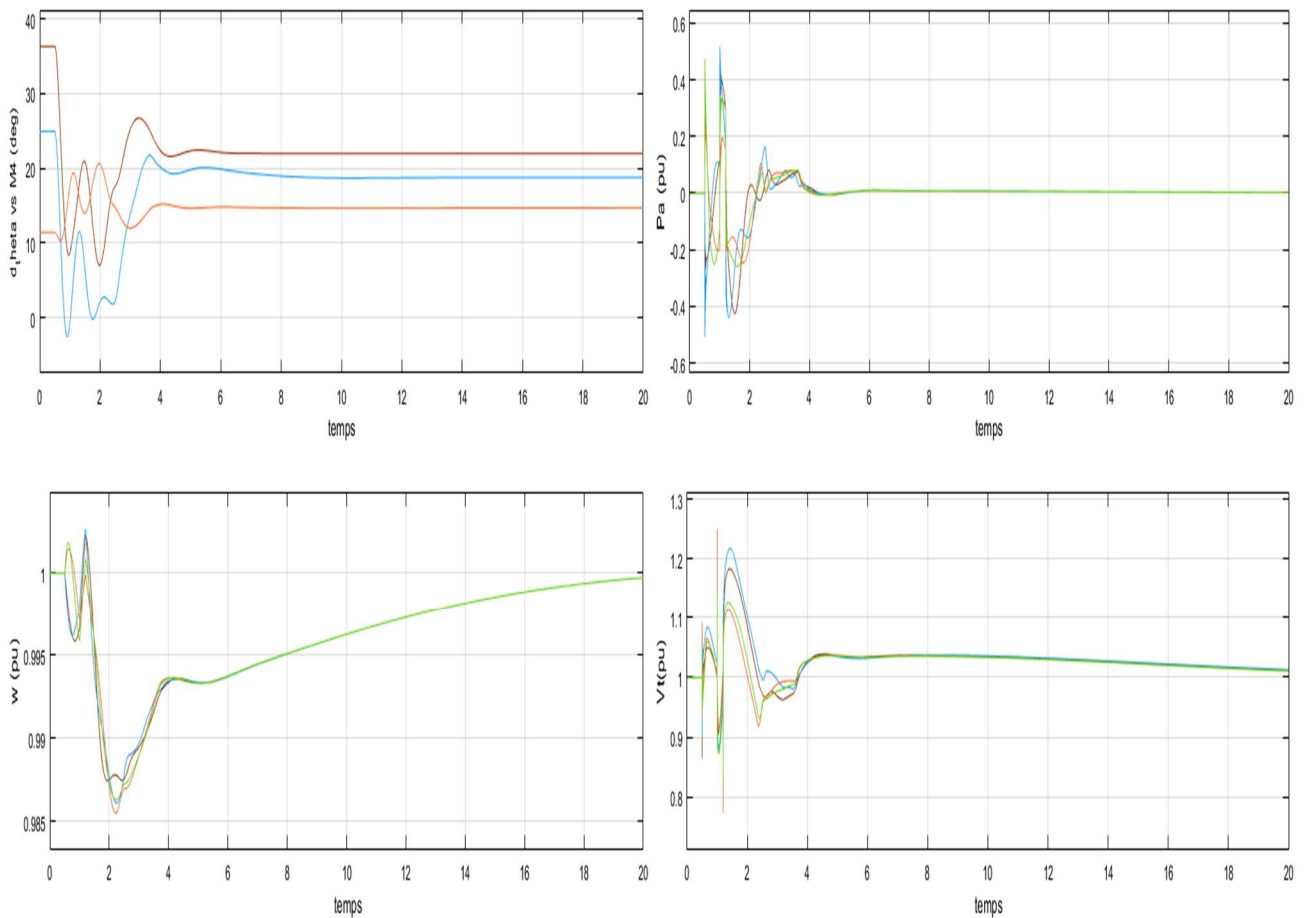


Figure III-15 : la puissance active, la tension, l'angle de charge et la vitesse des 04 générateurs

III-3-1-3 Avec UPFC :

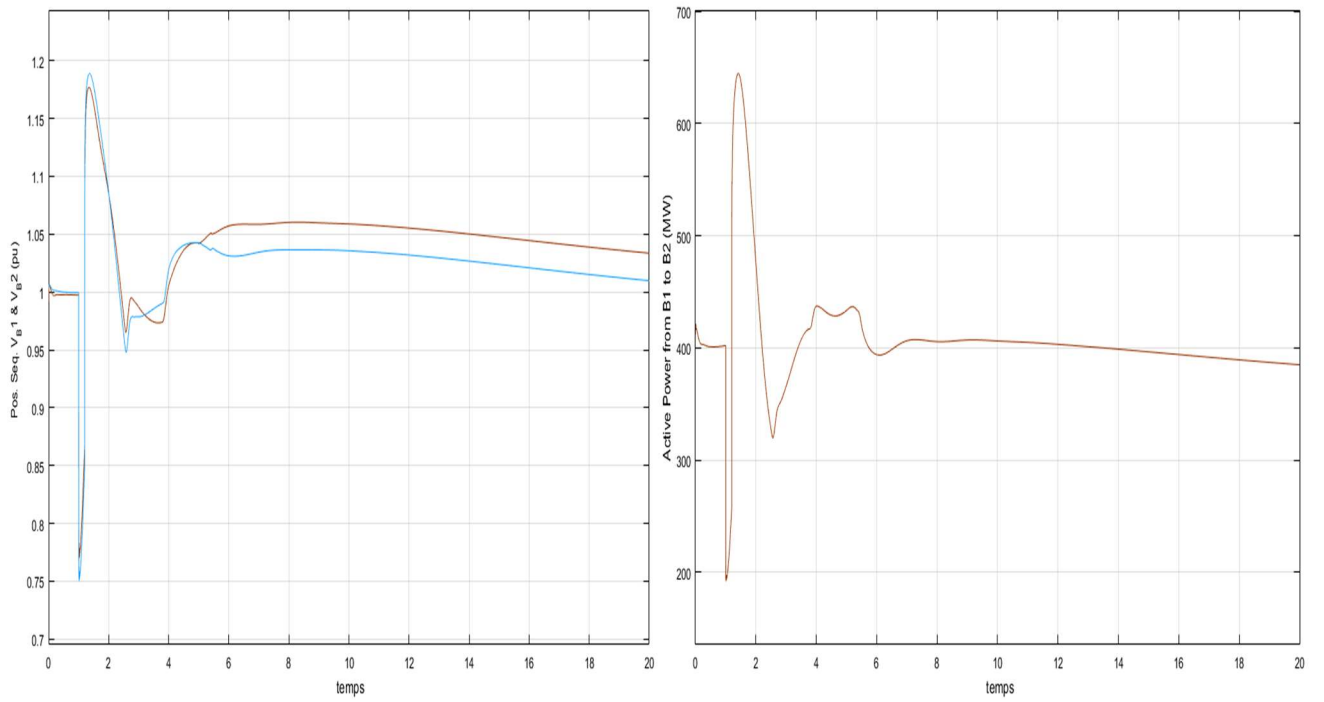


Figure III-16 : la puissance active et la tension de systeme

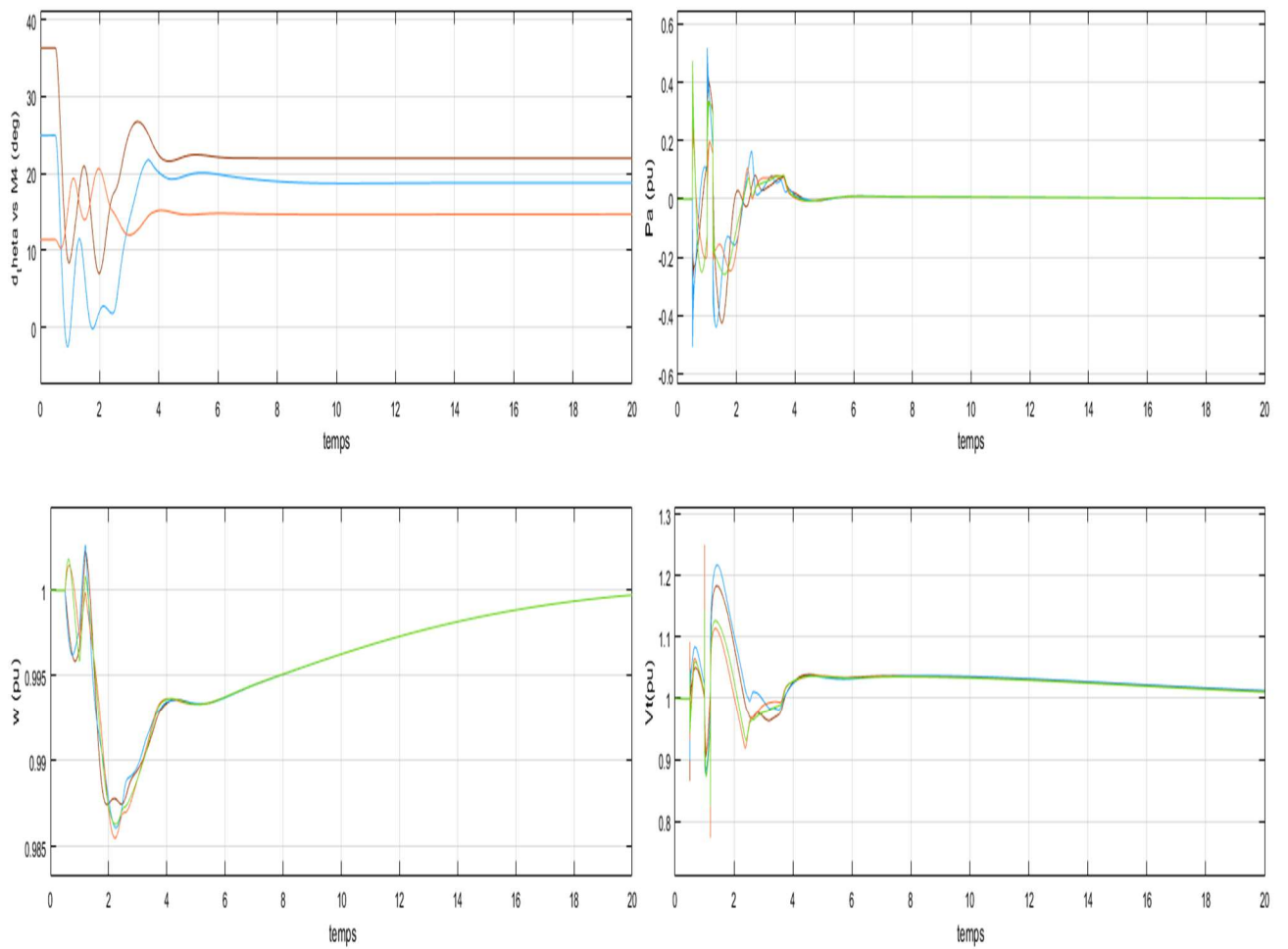


Figure III-17 : la puissance active,la tension,l' angle de charge et la vitesse des 04 générateurs

III-4 RESEAU AVEC DEFAUT :

III-4-1 Avec SSSC :

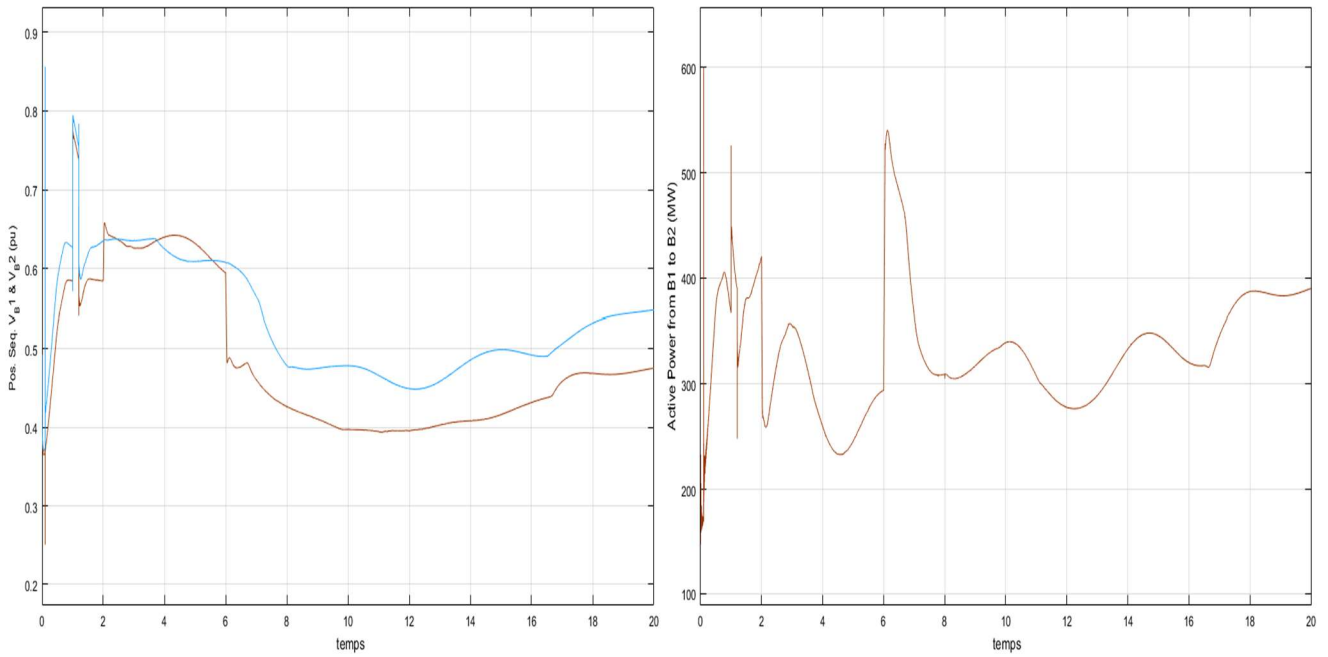


Figure III-18: la puissance active et la tension de systeme

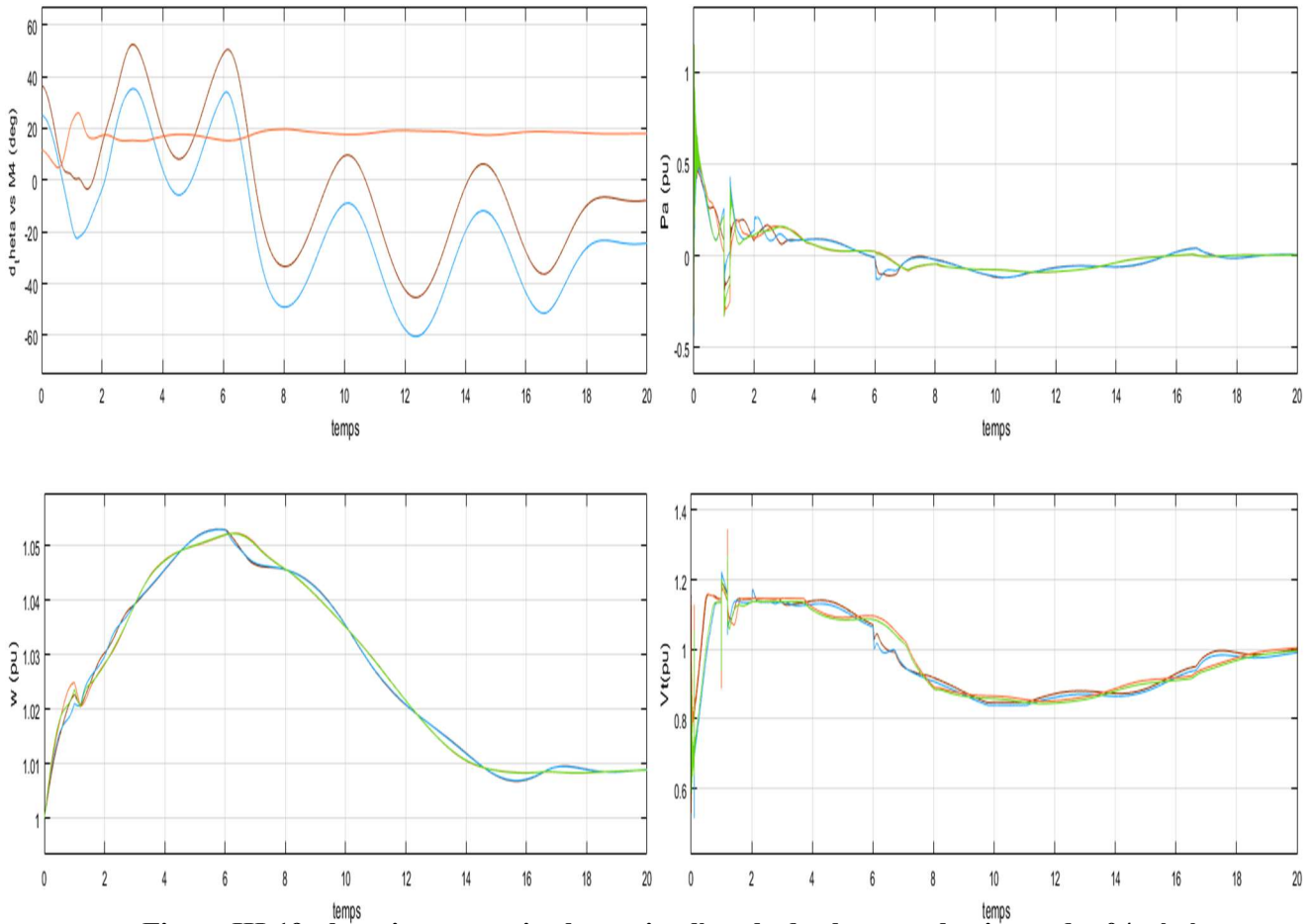


Figure III-19 : la puissance active, la tension, l'angle de charge et la vitesse des 04 générateurs

III-4-2 Avec TCSC :

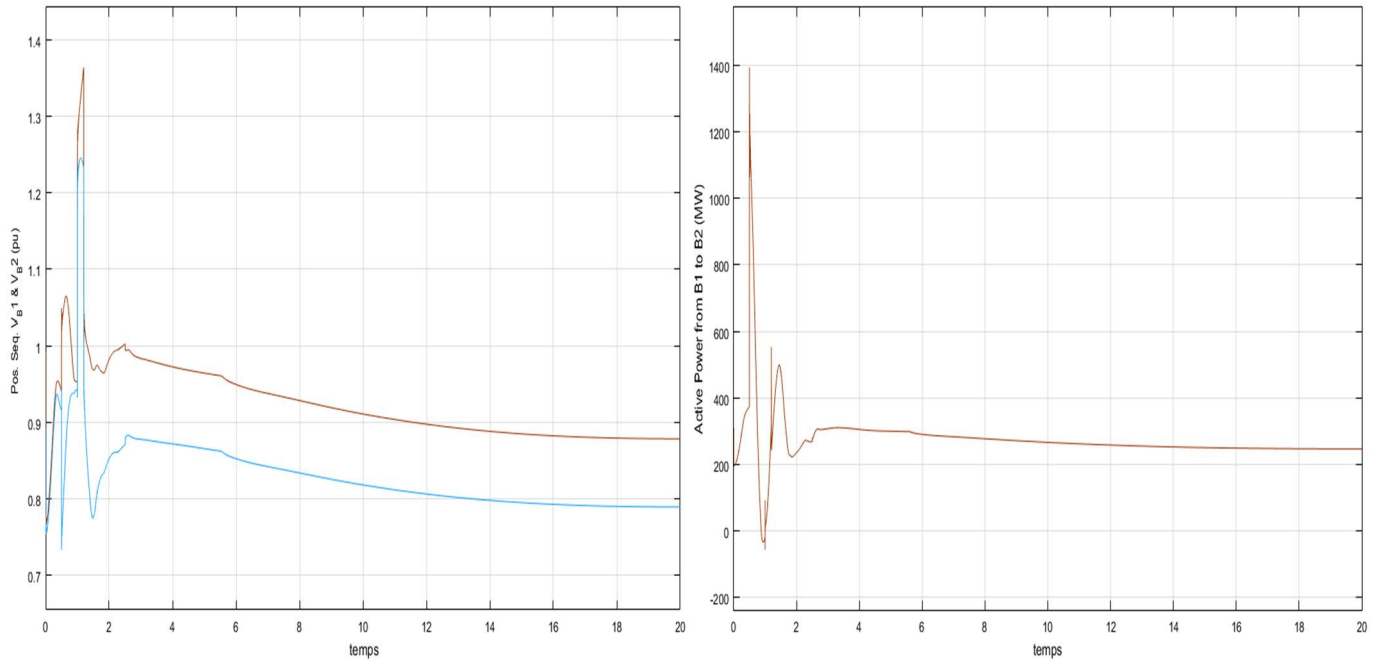


Figure III-20 : la puissance active et la tension de systeme

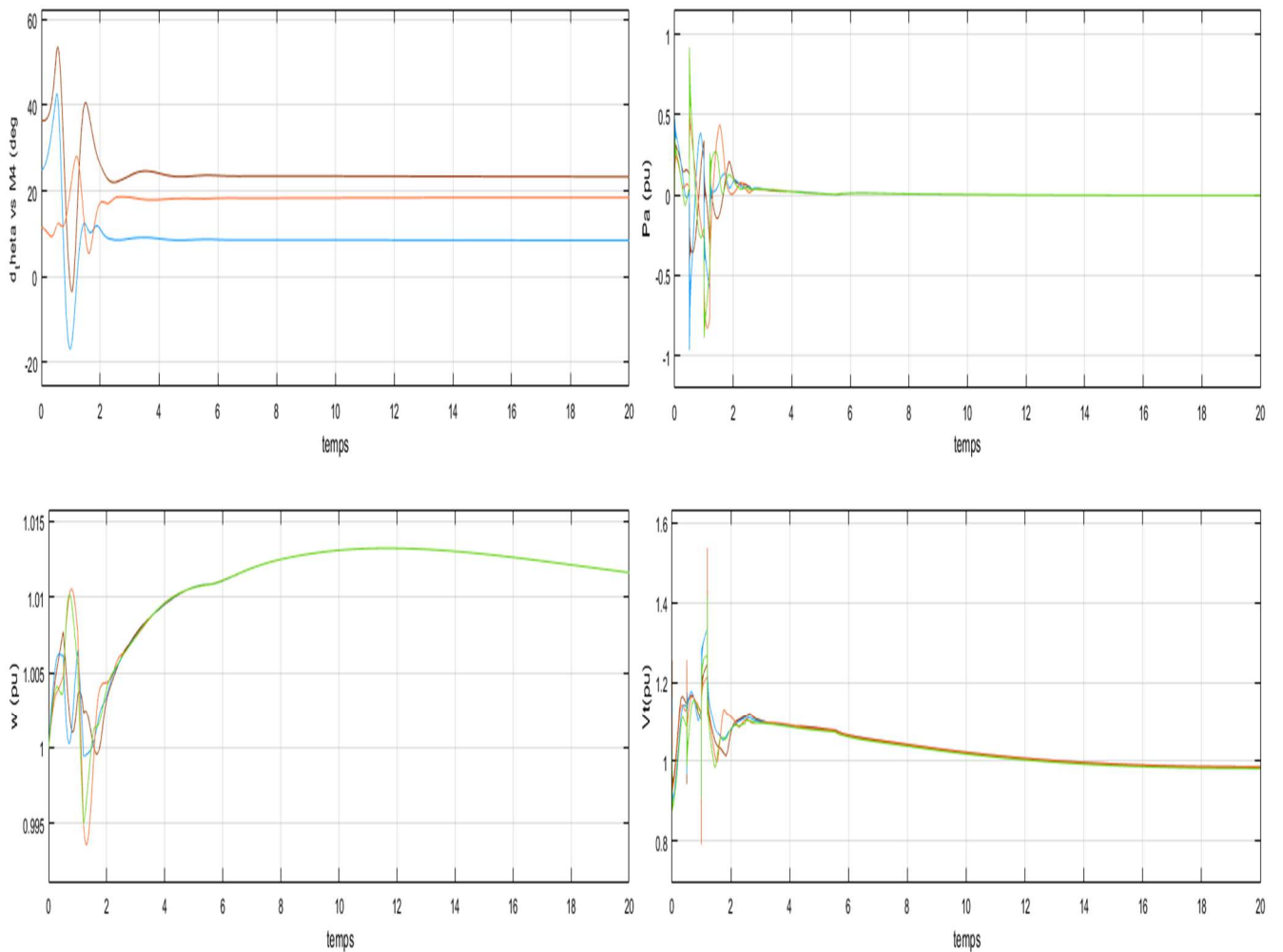


Figure III-21 : la puissance active,la tension,l'angle de charge et la vitesse des 04 générateurs

III-4-3 Avec UPFC :

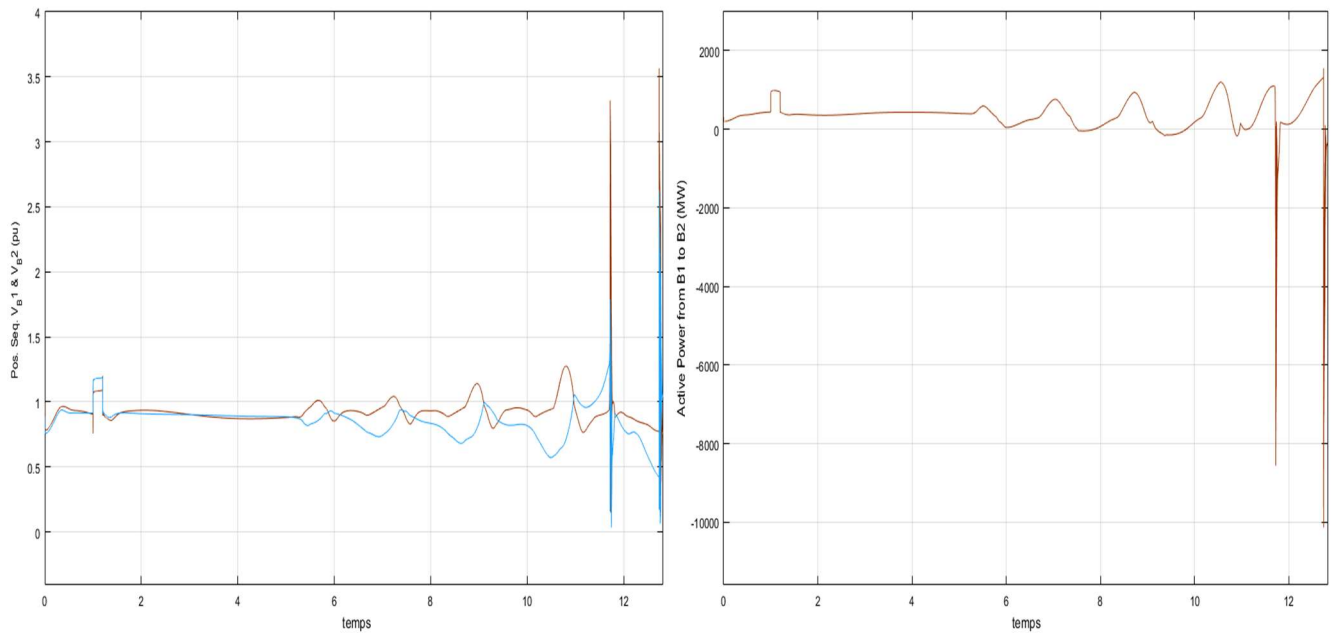


Figure III-22: la puissance active et la tension de système

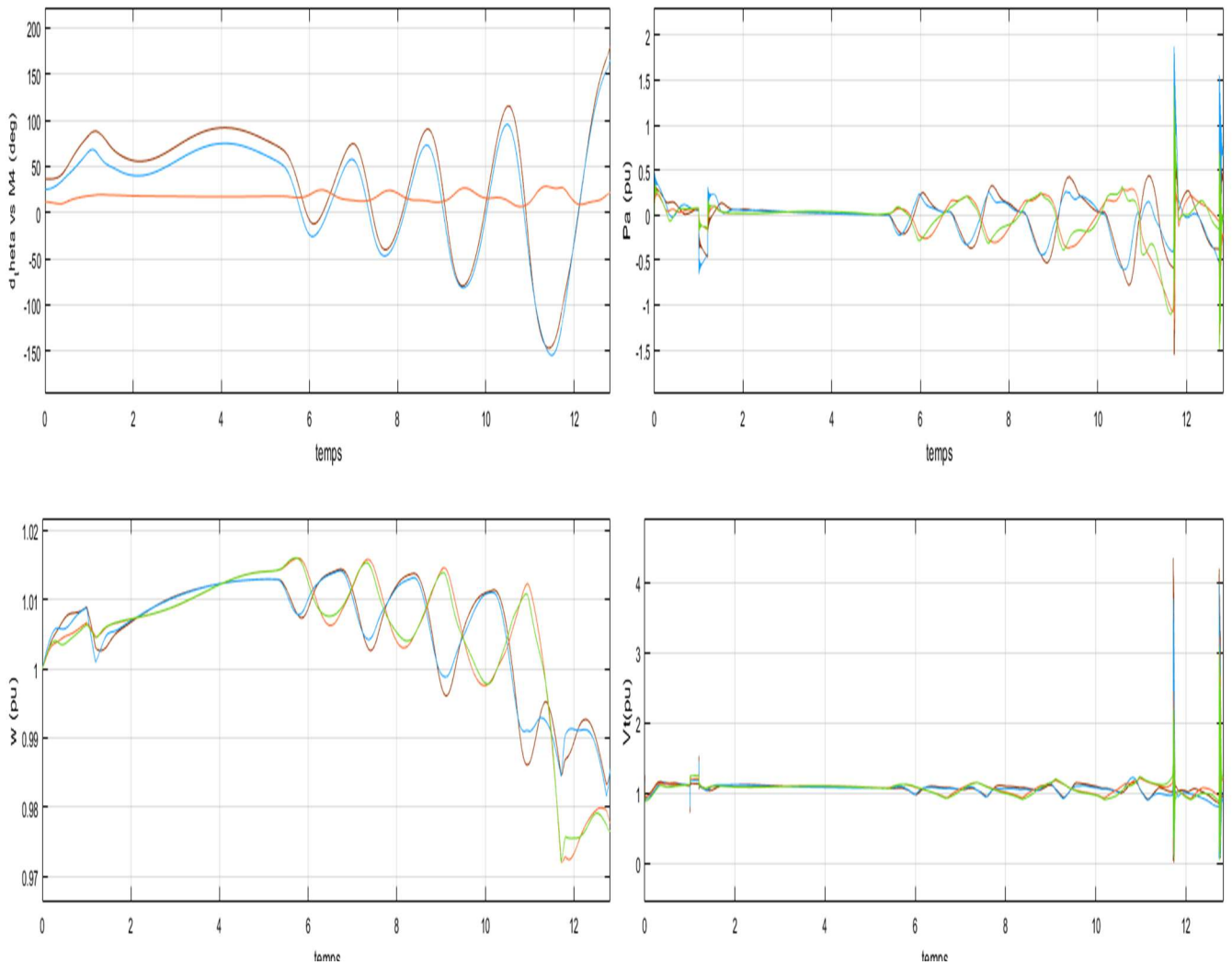


Figure III-23 : la puissance active, la tension, l'angle de charge et la vitesse des 04 générateurs

D'après les figures établies ci-dessus, on peut remarquer que :

- Le système devient plus oscillatoire en cas de défaut, sauf pour le cas de l'introduction du TCSC, qui a pour rôle la suppression des oscillations sous-synchrones.
- La puissance active est améliorée sous l'influence de l'UPFC et atteint des valeurs exceptionnelles .
- Le système est plus stable dans le cas de l'intégration du TCSC.

III-5 Conclusion :

Dans ce chapitre, nous avons essayé d'appliquer les méthodes d'amélioration de la stabilité par utilisation des régulateurs (PSS & AVR) et des systèmes FACTS. Des tests d'application ont été traités d'une manière détaillée :

Le premier test d'application présente une introduction des régulateurs (PSS,AVR).

Dans le deuxième test,nous avons introduit le dispositif série TCSC,SSSC et UPFC pour perfectionner notre amélioration. L'étude nous permis de confirmer que l'UPFC a un effet bénéfique pour l'amélioration de la stabilité.

CONCLUSION GENERALE

CONCLUSION GENERALE :

L'étude de la stabilité des réseaux électriques est très importante car elle nous permet de déterminer les causes probables qui provoquent le phénomène de pompage afin d'éviter le basculement vers l'instabilité du réseau et son effondrement (blak out).

Dans ce travail nous sommes attachés à montrer l'intérêt que peut susciter un système flexible de transport à courant alternatif (FACTS) tels que TCSC,SSSC,UPFC, et l'impact positif qu'il peut avoir sur la stabilité d'un réseau électrique perturbé.

Nous avons, dans ce cadre, choisi d'étudier les Compensations classiques (PSS / AVR) et le comportement de dispositifs FACTS qui sont le TCSC (compensateur serie commandee par thyristors) et SSSC (Static Synchronous Series Compensator) et UPFC.

La première étape de notre travail est consacrée à la description générale des réseaux électriques. Nous avons défini le concept, la classification des lignes et on a terminé par l'étude de la stabilité des réseaux électriques, qui constitue un sujet important pour la planification et l'exploitation des réseaux électriques.

Dans la deuxième étape, nous avons présenté une modélisation de tous les éléments du réseau de test. Les régulateurs de vitesse AVR et de puissance PSS, ainsi que les Facts utilisés dans ce travail tels que le SSSC, le TCSC et l'UPFC sont aussi modélisés.

Finalement, les résultats de simulation sont discutés en se basant sur les courbes de transfert de puissance et de tension dans les deux zones du réseau.

BIBLIOGRAPHIE

- [1] Cours électromécanique « Le réseau national transport et distribution de l'énergie électrique ».
- [2] « le réseau électrique français » slidepalyer.fr
- [3] Oliver Reichardt « réglage coordonné des tensions dans les réseaux de distribution à l'aide de la production décentralisée » thèse de doctorat INPG, année 2000.
- [4] “Generalites Sur Les Reseaux Electriques | PDF.”
<https://www.scribd.com/doc/4597291/Generalites-sur-les-reseaux-electriques#download> (accessed Mar. 13, 2022).
- [5] G. Rami « Contrôle de tension auto adaptatif pour des productions décentralisées d'énergie connectées au réseau électrique de distribution » thèse de doctorat année 2006.
- [6] PDF chapitre 1 « architecture des réseaux électrique ».
- [7] Laribi Hamza et Jabbour Abdel Hakim « Etude d'intégration d'une production décentralisée dans un réseau de distribution électrique » master, université Kasdi Merbah de Ouargla, Algérie, 2017.
- [8] **N.G.Hingorani and L.Gyugyi**: « Understanding FACTS », IEEE press, New York, 2000.
- [9] **J.C.Passelergue** : « Interaction des dispositifs FACTS dans les grands réseaux électriques », thèse de Doctorat de l'INPG, 26 novembre 1998.
- [10] Ouali Abdelhamid, « évaluation de la stabilité transitoire des réseaux électriques par les réseaux de neurones artificiels et les plans d'expériences », Laboratoire des Systèmes Electriques et Industriels USTHB 2008.
- [11] Seyed Mohammad SADEGHZADEH, « Amélioration de la stabilité transitoire et de l'amortissement des oscillations d'un réseau électrique à l'aide de SMES et de SSSC », Mémoire de doctorat, University of Technology Téhéran, IRAN le 13 mars 1998.
- [12] Camilo APRAEZ, « Étude comparative de méthodes de simulation de la stabilité transitoire » mémoire présenté à l'école de technologie supérieure, Le 20 avril 2012.
- [13] M. Pavella et P.G.Murthy, « Transient Stability of Power Systems:

theory and practice», Library of congress cataloguing in publication, 1994.

[14] Semmah A., Hamdaoui H., Ramdani Y. & Ayad A. « Commande par régulateur neuro-flou d'un ASVC pour l'amélioration de la stabilité transitoire d'un système de puissance électrique » 3rd Internationale Conférence on Electrical Engineered mai 2009 Alger.

[15] Tahri A. « Etude d'un compensateur de l'énergie réactive de type avancé »

[16] Mémoire de Magister en Electrotechnique, UST Oran, 1992. Algérie

[17] Hingorani N. G., Gyugyi L., « Understanding FACTS: Concepts and Technology of Flexible AC Transmission Systems ». New York: IEEE Press, 2000.

[18] Benghanem M. « Etude et analyse d'un onduleur à trois niveaux utilisé comme compensateur statique d'énergie réactive », Mémoire de Magister, université de USTO, 2000

[19] Stephane Gerbex « Métaheuristiques Appliquées Au Placement Optimal De Dispositifs Facts Dans Un Réseau Electrique » these de doctorat N° 2742 (2003) EPFL.

[20] Chow J. H., Sanchez-Gasca J. J., Ren H., Wang S., « Power System damping Controller Design Using Multiple Input Signals », IEEE Control systems Magazine, August 2000, pp 82-90.

[21] Larsen E. V., Swann D. A., « Applying Power System Stabilizers Part I, II and III », IEEE Trans. Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-100, No. 6, June 1981, pp. 3017- 3046.

[22] **Allaoui Tayeb** : Réglage robuste de l'UPFC pour améliorer les performances d'un réseau mono et multi machines. Thèse de doctorat, département d'électrotechnique, USTO Oran Janvier 2007

[23] **Nicolas Buyaut** : Etude de commande généralisée des filtres actifs parallèles. Thèse de doctorat, école doctorale science pour l'ingénieur de LANPES 1999

[24] **Tahir Yamina** : simulation et modélisation d'un STATCOM pour des études de stabilité, These de magister Université Mohamed Boudiaf, Faculté de génie électrique, département électrotechnique, Septembre 2003

- [25] **K. Bouleriel** : Etude et simulation d'une commande du contrôleur électrique d'écoulement de puissance unifié UPFC, These de magister Université Mohamed Boudiaf, Faculté de génie électrique, département d'électrotechnique, Juillet 2003
- [26] J. Task-Force, « Definition And Classification Of Power System », IEEE\CIGRE June 2003.
- [27] M. Crapp, « Stabilité et sauvegarde des réseaux d'énergie électrique », Bernes science publication, LAVOISIER, 2003.
- [28] ZIYAD BOUCHAMA, « Stabilisateurs Synergétiques des Systèmes de Puissance»

Doctorat en Sciences, université Ferhat Abbas – Setif 1, le 12/12/2013

ملخص

تعتبر دراسة استقرار الشبكات الكهربائية موضوعاً مهماً لتخطيط وتشغيل الشبكات الكهربائية كما رأينا خلال هذه الأطروحة. كان الهدف من هذا العمل هو تصميم كيفية استخدام التعويض التفاعلي لتحسين استقرار الشبكة الكهربائية المعرضة للاضطراب.

الحقائق المستخدمة أثناء هذا العمل هي جهاز من النوع التسلسلي وهو *UPFC* و *SSSC* و *TCSC*

النقاط الأساسية التي تم إبرازها هي فعالية هذا الجهاز من حيث التثبيت والتذبذبات وزيادة الوقت الحرج.

الكلمات الرئيسية: استقرار نظام الطاقة ، *FACTS* ، *TCSC* ، *SSSC* ، *UPFC* ، المعوض الثابت ، *PSS* ، *AVR*.

Résumé

L'étude de la stabilité des réseaux électriques constitue un sujet important pour la planification et l'exploitation des réseaux électrique, comme nous avons pu le constater tout lelong de ce mémoire.

L'objectif de ce travail était de concevoir comment la compensation réactive peut être utilisée pour améliorer la stabilité d'un réseau électrique soumis à une perturbation.

Le FACTS utilisé au cours de ce travail est un dispositif de type serie à savoir TCSC,SSSC et L'UPFC

Les points essentiels mis à exergue sont l'efficacité de ce dispositif en terme d'amortissement des oscillations et d'augmentation du temps critique

Mots clés: stabilité d'un réseau électrique, FACTS, TCSC,SSSC,UPFC, compensateur statique,PSS,AVR .

abstract

The study of the stability of electrical networks is an important subject for the planning and operation of electrical networks, as we have seen throughout this thesis.

The objective of this work was to design how reactive compensation can be used to improve the stability of an electrical network subjected to a disturbance.

The FACTS used during this work is a serial type device namely TCSC, SSSC and UPFC

The essential points highlighted are the effectiveness of this device in terms of damping oscillations and increasing the critical time.

Keywords: power system stability, FACTS, TCSC,SSSC,UPFC, static compensator,PSS,AVR.