الجمهورية الجزائرية الديمقراطية الشعبية

MINISTERE DE L'ENSEIGNEMENT SUPERIEUR
ET DE LA RECHERCHE SCIENTIFIQUE

UNIVERSITE DR. YAHIA FARES DE MEDEA

FACULTE DE TECHNOLOGIE

Département du Génie Électrique



Mémoire de Fin d'Études

Présenté pour l'obtention du Diplôme
de Master en Génie Électrique

Option :réseaux électriques

THEME

Amélioration de la stabilité transitoire de réseau par les dispositifs FACTS

Proposé et dirigé par,

Dr : TAMI Youcef

Préparé et présenté par,

AISSAT Nadjia

BENZERROUK Widad

Remerciement

Avant tout, Je remercie الله le Tout-puissant de m'avoir donné la santé, le courage, la volonté et la patience qu'il m'a donnée durant ces longues années d'études afin que je puisse arriver à ce stade, et de me mener à terme ce présent travail dans des meilleures conditions.

On premier lieu, Je tiens à remercier mon encadreur Dr. TAMI YOUCEF. Je lui exprime toute ma profonde gratitude pour son expérience.

Mes vifs remerciements vont également aux membres du jury pour leurs participations et leurs évaluations de mon travail.

J'adresse aussi mes remerciements à l'ensemble d'enseignants du département génie électrique, et particulièrement ceux qui ont participé à ma formation.

Je souhaite également remercie les personnelles, Mme : SAMIA BOUKIRAT, MERIEM MENZER, YOUCEF GAHMOUS, AYMEN HAMMAMI pour leurs soutiens et leurs précieux conseils durant mon pratique.

Finalement, je remercie l'ensemble de mes amis et collègues d'études pour leurs soutiens et encouragements tout au long de mon cursus.

Merci à tous et à toutes

Dédicace

C'est avec une grande joie et un immense plaisir que je dédie ce modeste travail qui est le fruit de plusieurs années d'étude aux êtres les plus chères : Mes très chers parents et leurs amours ; soutiens et énormes sacrifices ; que dieu les protèges.

Mes beaux-parents et mes beaux-frères et mes belles sœurs et leurs soutiens.

A toute ma famille, qui porte le nom AISSAT et BERKANI de plus grand au plus petit.

Mes chères amies et tous mes autres collègues d'études de loin et de prés.

A tous ceux qui me sont chers.

NADJIA

Dédicace

Je dédie ce modeste travail aux êtres les plus chères mères à mon cœur

Ma mère et mon père, qui m'ont beaucoup soutenu durant mon cursus d'étude et à qui je serai éternellement reconnaissant

- A mes chères sœurs

- A mes frères

- A mes amies

WIDAD

ملخص

بالرغم من التطور التكنولوجي السريع لأجهزة الواقية و أنظمة التحكم ؛إلا أن أنظمة الشبكات الكهربائية تتعرض إلى اضطرابات قادرة على إيقاف الـأجهزة و الأنظمة الكهربائية .هده الاضطرابات تؤدي إلى فقدان استقرار الشبكة الكهربائية و ضياع التوازن بين الإنتاج و الاستهلاك الكهربائية.و هدا الوضع يؤدي إلى حدوث انهيارات كلية للأنظمة الكهربائية , الأداء السليم للشبكة يرتكز على التحكم في عواملها (الجهد المقاومة و الاستقرار التردد) .يجب التحكم في عامل الجهد و إلا الانخفاضات أو الزيادات في الجهد بسبب الانقطاع في التيار الكهربائي و غطت في الأنظمة الطاقة و قد عرف تطور الالكترونيات فرصا كبيرة للتخفيف من خطوط النقل من حيث الجهد زاوية تدفق الطاقة ومن ثمة ولادة حقائق النهج الجديد المعروفة باسم أنظمة النقل المرنة.

في هده المذكرة نحاول تقييم حالة الاستقرار و تحديد حدوده في شبكة نقل الطاقة الكهربائية عن طريق أجهزة النقل المرنة SVC STATCOM, TCSC في حالة التقصير و مرحلة ماس كهربائي و المحاكاة العددية و قد قدمت نتائج العمليات الحسابية و الأشكال البيانية باستخدام بيئة MATLAB بالموازاة مع PSAT

كلمات مفتاحيه : شبكات كهربائية ، الاستقرار العابر، تمثيل، تحسين ،FACTS

Résumé :

Malgré l'évolution rapide des dispositifs de protection et de régulation, les systèmes électro énergétiques sont souvent sujets a des perturbations de diverses origines pouvant entrainer des déclenchements intempestifs de ses constituants. Ces perturbations affectent la perte de la stabilité du système et provoquent un déséquilibre important entre la production et la consommation de l'énergie électrique. Cet état entraine souvent un écoulement de tout le réseau. Le bon fonctionnement d'un réseau se base sur le control de ses paramètres (la tension, la fréquence, l'impédance et la stabilité). Le paramètre tension doit être contrôlé, sinon, les chutes de tension ou les surtensions causent des pannes et des coupures dans le système énergétique. L'évolution de l'électronique de puissance a offert de grandes opportunités pour soulager les lignes de transmission du point de vue : tension, angle de transport et transit de puissance. D'ou la naissance de la nouvelle approche FACTS : Flexible Alternatif Current Transmission System. Les FACTS peuvent être places en séries, en parallèle, ou en série-parallèle. Dans ce mémoire, nous présentons l'évaluation de l'état de la stabilité transitoire des SEE et la détermination des limites de la stabilité dans un réseau de transport d'énergie électrique au moyen des dispositifs FACTS (SVC, STATCOM et TCSC). Pour le cas de défaut : court circuit triphasé. Les simulations numériques, les résultats de calculs ainsi que les représentations graphiques ont été faites sous MATLAB en utilisant la boite à outils PSAT (Power System Analysis Toolbox).

Mots Clés : Réseaux Electriques, stabilité transitoire, Amélioration, Simulation, FACTS.

Abstract:

Despite the rapid evolution of protective devices and control, the electro-energetic systems are often subject to disturbance of various sources able to involve inopportune releases of its components. These disturbances affect the loss of the system stability and cause an important imbalance between the production and the consumption of the electric power. This state often involves a collapse of the entire network. The correct operation of a network is based on its control parameters (voltage, frequency, impedance and stability). The parameter "voltage must be controlled, if not, the voltage drops or over voltage cause breakdowns and cuts in the energy system. The evolution of power electronics offered great opportunities to relieve transmission lines in terms of voltage, angle of transmission and power flow. Hence a new approach was born "FACTS: flexible alternating current transmission system. FACTS can be placed in series, parallel or series-parallel. In this thesis, we present the transient stability state evaluation of the SEE and the determination of the stability limits in an electrical energy system transport by the FACTS devices (SVC , STATCOM and TCSC) for the case of defect: phase short circuit.

The numerical simulations, the calculations and graphical representations results are obtained by using the MATLAB toolbox PSAT (Power System Analysis Toolbox).

Key Words : Power system, transient stability, enhancement, Simulation, FACTS

Liste des figures

CHAPITRE I : problème sur la stabilité de réseau

Figure I.1 : Schéma d'un réseau électrique.....05

Figure I.2 : Réseaux publiques.....06

Figure I.3 : Les sous-systèmes du réseau électrique.....07

Figure I.4 Schéma d'un réseau radial.....09

Figure I.5 : Schéma simplifié d'un réseau bouclé.....*09*

Figure I.6 : Schéma simplifié d'un réseau maillé……10

Figure I.7 : Réseau électrique à deux nœuds…..... 11

Figure I.8 : Forme d'onde illustrant un déséquilibre de tension.....12

Figure I.9 : Forme d'onde d'un creux de tension.....13

Figure I.10 Exemple de surtension.....14

Figure I.11: Harmoniques…….....…….15

Figure I.12 : Perturbations des réseaux électriques.....16

Figure I.13 : Classification de la stabilité de réseau électrique……..……18

Figure I.14 Cas 1 : Instabilité de première oscillation.....22

Figure I.14 Cas 2 : Instabilité de plusieurs oscillations.....22

Figure I.15. Machine synchrone connectée à un jeu de barres infini.....23

Figure I.16. Relation puissance- angle de rotor……..…….25

Figure I.17. Variation d'angle de rotor.....26

Figure I.18. Evolution de la puissance électrique en fonction des angles rotoriques……..27

Figure I.19. Schéma équivalent d'une ligne de transport.....34

Figure I .20 . Modèle d'un transformateur……..……35

Figure I.21. Schéma équivalent d'une charge.....35

CHAPITRE II : Méthode d'analyse de la stabilité transitoire

Figure II.1 : Machine synchrone connectée à un jeu de barres infini.....41

Figure II.2 : Influence de la puissance Active sur la marge de la stabilité.....42

CHAPITRE III : les systèmes FACTS

Figure III.1 : SVC a Naama et Becher.....50

Figure III.2 : Photo montrant l'une des Plates-formes des trois SVC de l'Algérie.....51

Figure III.3 : Classification des dispositifs de compensation FACTS.....53

Figure III.4 : Modèle mathématique de SVC.....56

Figure III.5: structure d'un STATCOM.....57

Figure III.6 : STATCOM.....58

Figure III.7 : Schéma équivalent du STATCOM connecté à un réseau électrique..... 58

Figure III.8.a : Courbes simulées du courant et tensions en mode capacitif.....60

Figure III.8.b : Courbes simulées du courant et tensions en mode inductif.....60

Figure III.9 : Caractéristique tension courant V-I a. STATCOM b. SVC.....61

Figure III.10: Le circuit et le schéma équivalent d'un TCSC.....62

Figure III.11 : Structure d'un SSSC, (b) schéma équivalent d'un SSSC.....62

Figure III.12 : SSSC (static synchronous serie compensator).....63

Figure III.13 : mode de compensation du *SSSC*.....*63*

Figure III.14 : Compensateur Unifier UPFC (Unified power flow controller).....64

Figure III.15 : Schéma du TCPAR.....66

CHAPITRE IV : analyse et résultat de simulation

Figure IV.1 : la première fenêtre du PSAT.....72

Figure IV.2:la fenêtre principale du PSAT.....73

Figure IV**.3 :** la bibliothèque du PSAT.....73

Figure IV**.4 :** bloc de défaut.....74

Figure IV.5 : paramètre de fenêtre principale.....…...74

Figure IV.6 : Modèle d'IEEE 9 Jeux de barre.....…...75

Figure IV.7: les angles……...…….. .. 79

Figure IV.8: vitesse angulaire.....…..79

Figure IV.9 : les tensions aux jeux de barres……...……79

Figure IV.10: la puissance active des générateurs……...……79

Figure IV.11: la puissance réactive des générateurs.....…. 79

Figure IV.12 : Application d'un défaut au niveau de Jb4.....…...80

Figure IV.13: les angles des 3 générateurs correspond à t=262ms …….……80

Figure IV.14: vitesse angulaire des 3 générateurs correspond à t=262ms ……..…80

Figure IV.15: les tensions aux jeux ce barres correspond à t=262ms ….……81

Figure IV.16 : puissance active des3 générateurs correspond à t=262ms …….....… 81

Figure IV.17: puissance réactive des 3 générateurs correspond à.....…...81

Figure IV.18 : les angles des3 générateurs à t=263ms .....…...81

Figure IV.19:vitesse angulaire des 3 générateurs à t=263ms ……81

Figure IV.20: les tensions à t=263ms ……...…….82

Figure IV.21: puissance active à t=263ms ……...….. 82

Figure IV.22: puissance réactive à t=263ms ……...82

Figure IV.23:Histogramme des TCID (ms).....83

Figure IV.24 : réseau avec surcharge.....…...81

Figure IV.25: les angles.....…..... 85

Figure IV.26: vitesse angulaire.....…. 85

Figure IV.27: les tensions.....…...85

Figure IV.28 : puissance active……...…….85

Figure IV.29: puissance réactive.....…...85

Figure IV.30 : réseau avec défaut et augmentation de charge.....…..86

Figure IV.31: les angles à t=999ms .....…...86

Figure IV.32 : vitesse angulaire à t=999ms ……...……86

Figure IV.33: les tensions à t=999ms .....…...87

Figure IV.34: puissance active à t=999ms …….....87

Figure IV.35: puissance réactive à t=999ms .....…...87

Figure IV.36: les angles à t=1000ms …….....……87

Figure IV.37: vitesse angulaire à t=1000ms ……...……87

Figure IV.38: les tensions à t=1000ms ……..….88

Figure IV.39: puissance active à t=1000ms .....….. 88

Figure IV.40: puissance réactive à t=1000ms .....…...88

Figure IV.41:Histogramme des TCID (ms).....89

Figure IV.42: SVC inséré aux différents jeux de barres.....90

Figure IV.43: Comparaisons des résultats dans le cas stable et instable…….....91

Figure IV.44: STATCOM inséré aux différents jeux de barres.....….....93

Figure IV.45: Comparaisons des résultats dans le cas stable et instable.....….....94

Figure IV.46:Histogramme des TCID (ms).....95

Figure IV.47: TCSC inséré au différent jeu de barres.....…...96

Figure IV.48: Comparaisons des résultats dans le cas stable et instable.....….....97

Figure IV.49:Histogramme des TCID (ms).....98

Liste des tableaux

CHAPITRE III : les systèmes FACTS

Tableau III .1 : les applications des FACTS.....67

Tableau III.2 : Application des FACTS a la résolution des problèmes dans le réseau.....67

Tableau III.3 : Comparaison des coûts des contrôleurs FACTS.....68

CHAPITRE VI: Méthode d'analyse de la stabilité transitoire

Tableau IV.1 : données technique de modèle étudié.....75

Tableau IV.2 : Paramètres du réseau test utilisé.....76

Tableau IV.3 : caractéristiques des lignes.....76

Tableau IV.4 : TCID pour différents lieu de défauts (avec défaut).....82

Tableau IV.5 : TCID pour différents lieu de défauts (avec surcharge).....88

Tableau IV.6 : TCID lors d'un défaut de court circuit triphasé avec une intégration du SVC.....92

Tableau IV.7 *:* TCID lors d'un défaut de court circuit triphasé avec une intégration du FACTS.....94

Tableau IV.8 : TCID lors d'un défaut de court circuit triphasé avec une intégration du SVC et STATCOM.....95

Tableau IV.9 *:* TCID lors d'un défaut de court circuit triphasé avec une intégration du TCSC.....98

Tableau IV.10 : TCID lors d'un défaut de court circuit triphasé avec une intégration du SVC STATCOM et TCSC.....98

Abréviations

SEE	système d'énergie électrique
HTB	haute tension classe B
GRTE	Gestion de Réseau de Transport d'Électricité
HTA	haute tension classe A
BT	basse tension
MT	moyenne tension
HT	haute tension
THT	très haute tension
SDO	Société de distribution de l'ouest
IEEE	Institute of Electrical and Electronics Engineers
TCID	temps critique d'isolement défaut
PSS	Power System Stabilizers
AVR	Automatic Voltage Regulator
PST	Phase Shifting transformer
FACTS	Flexible Alternatif Transmission System
TCR=RCT	Thyristor Controlled Reactor
TSR	Thyristor Switched Reactor
TSC	Thyristor Switched Capacitor
SVC	*Compensateur statique de puissance réactive*
CCT	condensateur commandé par thyristor
STATCOM	*Compensateur statique synchrone*
ASVC	Advanced Static Var Compensator
SVG	Static Var Generator)
STATCON	Static Condensator.

TCSC	thyristor Controlled Series Capacitor
SSSC	Static Synchronous Series Compensator
DVR	Dynamic Voltage Restorer
UPFC	Contrôle universelle de l'écoulement de puissance (*Unified power flow controller)*
TCPST	*Thyristor Controlled Phase Shifting Transformer*
TCPAR	Thyristor Controlled Phase Angle Regulator).
IPC	*Interphase Power Controller*
LTC	Load Tap Changer
IPFC	Interline Power Flow Controlle
TCVR	Thyristor Controlled Voltage Regulator
TCPAR	Thyristor Controlled Phase Angle Regulator
Bus	jeu de barre
PSAT	power system analyses toolbox

SYMBOLES

$\boldsymbol{Pa}$: Puissance de l'accélération (en *P*u) ;

$\boldsymbol{Pe}$: Puissance électrique de générateur (en *P*u) ;

$\mathbf{P_m}$: la puissance mécanique fournie au générateur (en *P*u) ;

$\boldsymbol{\delta}$: Angle interne de la machine (rad) ;

H : Constante d'inertie (rad)

$\boldsymbol{\omega}_{\circ}$: vitesse de synchronisme= 2πf, f : fréquence nominale

Vi : Le module de la tension au jeu de barres i ;

$\mathbf{Y_{ij}}$: Le module de l'admittance de la branche ij ;

Pi : La puissance active du jeu de barres i ;

Qi : La puissance réactive du jeu de barres i.

P gen : puissance active générer

Q gen : puissance réactive générer

P load : puissance active de charge

Q load : puissance réactive de charge

$\Delta\boldsymbol{\omega i}$: Déviation de la vitesse angulaire du rotor de la ième machine

Liste de matière

Liste des figures.....I

Liste des tableaux.....V

Abréviations.....VI

Les symboles.....VII

Introduction générale.....1

CHAPITRE I : problème sur la stabilité de réseau

I.1 Introduction **.....4**

I.2 Définition de réseau électrique 4

I.2.1 De la centrale aux abonnés.....4

I .3 Fonctionnent du réseau électrique 6

I.4 Structure générale et topologie d'un réseau électriques 7

I.4.1 Structure du réseau électrique.....7

I.4.1.1 Réseaux d'utilisation.....7

I.4.1.2 Réseaux de distribution.....8

I.4.1.3 Réseaux de répartition 8

I.4.1.4 Réseaux de transport.....8

I.4.2 Topologie des réseaux.....8

I.4.2.1 Réseaux radiaux.....8

I.4.2.2 Réseaux bouclés 9

I.4.2.3 Réseaux maillés.....9

Figure I.6 : Schéma simplifié d'un réseau maillé. 10

I.5 problèmes survient sur le réseau 10

I.5.1 chute de tension.....10

a) Production très éloignée de la consommation 10

b) Manque locale de puissance réactive 11

I.5.2 Déséquilibre de tension 12
I.5.3 Creux de tension 12
I.5.4 Surtension 13
I.5.5 Variation de fréquence 14
I.5.6 Présence d'Harmoniques 14
I.5.7 Défauts de ligne 15
I.5.8 Classification des différents types de perturbations [16] 15
I.6 Le système de protection 16
I.7 Stabilité des systèmes : Définition 17
I.8 Classification de la stabilité 17
I.9 Différents types de la stabilité de système de puissance 18
I.9.1 Stabilité de tension 18
a)Stabilité de tension vis-à-vis des petites perturbations 19
b) Stabilité de tension vis-à-vis des grandes perturbations 19
Définitions CIGRE 19
Définition IEEE 19
I.9.2 Stabilité de fréquence : 20
I.9.3 Stabilité de l'angle de rotor 20
I.9.3.1 La stabilité statique 21
I.9.3.2 Stabilité dynamique 21
I.9.3.3 Stabilité angulaire aux grandes perturbations (stabilité transitoire) 21
a. Relation entre la puissance rotoriques (P- δ) 25
b. Critère d'égalité des aires 26
I.10 Détermination de temps critique d'isolement de défaut (TCID) 29
I.11 Limite de stabilité en régime permanent [26] 29
I.12 Nécessite du synchronisme 30
I.13 Analyse de la stabilité des réseaux électriques 31

I.14 Détermination du régime initial avant défaut 31
I.14.1 Méthode de Gauss- Seidel 31
a) Méthode de Gauss : 32
b) Méthode de Gauss- Seidel 32
I.14.2 Méthode de Newton-Raphson 33
I.15 Réseau de transport 34
I.15.1 Modélisation d'une ligne de transport 34
I.15.2 Modélisation des Transformateurs 35
I.15.3 Modélisation d'une charge 35
I.16 Conclusion 36

CHAPITRE II : Méthode d'analyse de la stabilité transitoire

II.1 introduction…..... 37
II.2 Stabilité transitoire 37
II.3.1 Méthodes indirectes d'intégration numériques 38
II.3.1.1 Avantage des méthodes d'intégration numériques 39
II.3.1.2 Inconvénients des méthodes d'intégrations numériques 39
II.3.2 Méthodes directes 39
II.3.2.1 Avantage des méthodes directes 40
II.3.2.2 Inconvénients des méthodes directes 40
II.3.3 Méthodes hybrides 40
II.4 Méthodes d'amélioration de la stabilité transitoire 41
II.4.1Augmentation de la constante d'inertie des générateurs 41
II.4.2 Augmentation de la puissance active 41
II.4.3 Installation des protections et des appareils de coupure rapides 42
II.4.4 Implantation des valves rapides des turbines à gaz 42
II.4.6 Utilisation des PSS 42

II.5 Composition d'une chaîne de production 43
II.5.1Machine synchrone 43
II.5.2 Equations mécaniques 43
II.6 Moyens d'amélioration de la stabilité transitoire 44
II.6.1 Amélioration par les moyens classiques 44
II.6.2 Amélioration par les moyens modernes 45
II.6.2.1 Amélioration de la stabilité par les PSS 45
II.6.2.2 Amélioration de la stabilité par les FACTS 46
II.7 Conclusion 47

CHAPITE III : Les systèmes FACTS

III.1 Introduction 48
III.2 Définition **48**
III.3 Fonctionnement des *FACTS* 48
III.4 Contexte algérien 49
III .5 Rôle des dispositifs FACTS [54] 51
III .6 pourquoi inséré les FACTS dans un réseau ? **52**
III .7 Type des systèmes FACTS 53
III.8 Structure des Principaux Dispositifs FACTS 54
III.8.1 Dispositifs de compensation dynamique shunts 55
III.8.1.1 Compensateur statique de puissance réactive (SVC) 55
III.8.1.1.1 Définition 55
III.8.1.1.2 Principe de fonctionnement 56
III.8.1.2 Compensateur statique synchrone(STATCOM) **57**
III .8.1.2.1 Définition [60] 57
III .8.1.2.2 Principe de fonctionnement 58
III.9 Compensateurs Séries 61
III .9.1 Compensateur série commandé par thyristor(TCSC) 61

III .9.1. 1 Définition 61

III .9.2 Compensateur statique série synchrone (SSSC) 62

III. 9.2.1 Définition 62

III.9.2.2 Principe de fonctionnement de SSSC 63

III.10 Compensateur série parallèle (hybride) 64

III.10.1 Contrôleur de transit de puissance universel (UPFC) 64

III.11.2 Régulateur de tension commandé par thyristor (TCVR) 66

III.13 Coût des dispositifs FACTS 68

III.14 Les Avantages et Inconvénients et les contraintes de la Technologie des Dispositifs FACTS 69

a. Avantage 69

b. Inconvénient **69**

c. Les contraintes des dispositifs FACTS 69

III.15 Conclusion 70

CHAPITRE IV : Analyse et résultat de simulation

IV.1 introduction : 71

IV.2 Étapes d'analyse de la stabilité transitoire 71

IV.3 L'environnement de simulation 72

IV .4 outils de simulation : 72

IV .4.1.Qu'est-ce qu'est le PSAT : 73

IV.4.2Mode d'emploi 74

IV.5 Problématique : 74

IV.6.Réseau standard (modèle d'IEEE 9 jeux de barres) : 75

IV.6.1. caractéristique du modèle étudié : 75

IV.6.2Méthode d'analyse : 77

IV.6.3 Calcul du temps critique d'élimination du défaut 78

IV.7 Résultats de simulation et interprétation 78

IV.7.1. L'état initial (cas N°1) : 78
IV.7.2Influence du lieu de défaut (cas N°2) : 80
IV.7.3 Augmentation de la charge (cas N°3) 84
IV.7.4 Influence du lieu de défaut avec augmentation de la charge (cas N°4): 86
IV.7.5 Amélioration de la stabilité transitoire avec l'intégration des FACTS : 90
IV.7.5.1 Avec insertion du SVC : 90
IV.7.5.2 Avec insertion du STATCOM : 92
IV.7.5.2.1 analyse de résultat 96
IV.7.5.3 Avec insertion du TCSC : 96
IV.8 Conclusion 99
Conclusion générale 100

Introduction générale

A la fin du 19eme siècle, avec l'essor industriel qu'a connu le monde et l'apparition des grandes implantations industrielles, le besoin en énergie électrique n'a cessait d'augmenter. Les bouleversements récents apparus dans le domaine de la production d'électricité ont placé les exploitants des réseaux de transport face à des nouvelles opportunités, mais également de nouveaux défis. Ils proviennent principalement de la forte augmentation des transferts d'énergie entre régions et/ou entre pays, des effets de la dérégulation, de considérations politiques, économiques et écologiques en ce qui concerne la construction de nouvelles lignes [1-3].

Techniquement, il est possible de remédier au manque de capacité de transport en créant de nouvelles lignes et/ou de nouveaux générateurs. Cependant, pour diverses raisons, ces solutions ne sont pas toujours réalisables, ni souhaitables. En effet, la création de nouvelles lignes et/ou l'extension de postes existants peuvent se révéler trop couteuses et demande des délais trop longs. Ceci n'est donc pas rentable a court et moyen terme. Enfin, l'impact sur l'environnement prend de plus en plus d'importances et doit être sérieusement pris en compte dans les procédures de développement du transport d'électricité [4].

Les systèmes électro-énergétiques (SEE) sont souvent sujets à des perturbations pouvant entrainer de sérieux dégâts sur leurs constituants, notamment les générateurs et les lignes de transmission. Elles affectent les conditions de fonctionnement normal, et conduisent souvent a 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 assures [4]. Cet état entraine souvent un écroulement de tout le réseau tel que le black out survenu sur le réseau Algérien le 03 février 2003 et celui de New York le 14 Aout 2003.

Par définition, on dit qu'un système est stable s'il demeure dans un état d'équilibre dans les conditions normales de fonctionnement, ou s'il retrouve un nouvel état d'équilibre acceptable après une perturbation quelconque. L'analyse de la stabilité d'un SEE consiste alors à étudier le caractère des oscillations électromécaniques des alternateurs et à maintenir le fonctionnement synchrone après l'apparition d'un défaut. L'étude de la stabilité revêt une importance particulière dans le fonctionnement et les planifications des SEE. En effet, elle permet la détermination des protections et la détermination des temps critiques d'élimination

des défauts, plus connus sous le terme de TCID, du plan de tension et de la capacité d'échange des puissances entre systèmes [1-3].

La stabilité transitoire traite des effets des perturbations brutales de forte amplitude et de courte durée, tel que, les défauts de court-circuit, les déconnexions de lignes, des groupes de production, les variations brusque de la charge… etc. L'intervention des dispositifs de protection et de régulation est indispensable pour rétablir la stabilité pendant la période transitoire [4]. La détermination du TCID constitue une caractéristique importante du fonctionnement des disjoncteurs. Elle est d'une importance majeure à la fois dans l'analyse, la planification et le fonctionnement du SEE. La valeur du TCID dépend non seulement de la position et de l'ampleur du défaut, mais aussi des paramètres intrinsèques du SEE.

Jusqu'a la fin des années 1980, les seuls moyens de compensation et de contrôle des réseaux furent des dispositifs électromécaniques, à savoir les transformateurs avec régleur en charge, les bobines d'inductance et les condensateurs commutent par disjoncteurs pour le maintien de la tension et la gestion de l'énergie réactive. Cependant, des problèmes d'usure ainsi que leur relative lenteur ne permettaient pas d'actionner ces dispositifs plus de quelques fois par jour. Ils sont par conséquent difficilement utilisables pour un contrôle continu des flux de puissance. Au cours de la dernière décennie, une autre technique de réglage et de contrôle des puissances réactives, des tensions et des transits de puissance basée sur l'électronique de puissance a fait ses preuves. Il s'agit des dispositifs, plus souvent, connus sous l'acronyme anglais FACTS (Flexible Alternatif Crurent Transmission System) [3,5].

Les dispositifs FACTS font en général appel a de l'électronique de puissance, des microprocesseurs, de l'automatique, des télécommunications et des logiciels pour parvenir à contrôler les systèmes de puissance. Ce sont des éléments de réponse rapide. Ils donnent en principe un contrôle plus souple de l'écoulement de puissance. Ils donnent aussi la possibilité de charger les lignes de transit à des valeurs prés de leur limite thermique, et augmentent la capacité de transfert de la puissance d'une région à une autre.

Ils limitent aussi les effets des défauts et des défaillances de l'équipement, et stabilisent le comportement du réseau [2, 3,5].

L'objectif essentiel du présent travail est l'évaluation de l'état de la stabilité transitoire des SEE et la détermination des limites de la stabilité dans un réseau de transport d'énergie électrique au moyen des dispositifs FACTS (SVC et TCSC). Pour atteindre ces objectifs de recherche, ce mémoire est organise en quatre chapitres:

Le premier chapitre décrit le problème de la stabilité du SEE. Nous avons également rappelé les caractéristiques des différents types de stabilité d'un systeme de puissance. Ensuite, nous présentons la modélisation générale d'un système de puissance adapte a l'étude de la stabilité angulaire aux petites perturbations.

Le deuxième chapitre permet de présenter une synthèse descriptive et comparative entre les différentes méthodes existantes pour l'analyse de la stabilité transitoire des SEE, ainsi que les moyens pour améliorer la stabilité des réseaux électriques.

Le troisième chapitre est consacre a l'étude théorique des différents systèmes FACTS en générale, à savoir leurs classifications et leur principe de fonctionnement, Ensuite, nous présentons la modélisation générale des 3 dispositifs FACTS tels que le compensateur statique d'énergie réactive SVC (en anglais, Static Var Compensator), les condensateurs Série contrôles par Thyristor (en anglais, Thyristor Controlled Series Capacitor, TCSC) et le STATCOM qui seront utilises dans la simulation dans le chapitre prochain, afin d'étudier le comportement du réseau avec et sans intégration de ces derniers.

Dans le quatrième chapitre, nous présentons d'abord le schéma équivalent du réseau étudie.

Ensuite nous exposons les résultats de simulation obtenus par le biais de la boite a outils PSAT, intégrée dans l'environnement MATLAB, ainsi que leurs interprétations.

Enfin, il ne nous restera plus qu'à conclure et à proposer des perspectives d'études futures permettant de compléter ce travail.

Chapitre I

Problème de la Stabilité

I.1Introduction

Malgré l'évolution rapide des dispositifs de régulation et de production, les systèmes électro énergétiques sont souvent soumis à des perturbations qui peuvent engendrés des dégâts graves.

La fiabilité d'un système d'énergie électrique (SEE) est définie par ses limites de sécurité d'exploitation ainsi que son comportement vis-à-vis des défauts tels qu'un coup de foudre, un court-circuit, un faux couplage, un changement brusque de la charge, une rupture des circuits d'excitation, un déclenchement des lignes, une perte des unîtes de production, etc. Toutes ces perturbations conduisent a des contraintes supplémentaires par rapport a celles du régime permanent (contraintes d'ordre mécaniques, thermiques, électriques).

En pratique, pour faire face aux incidents graves et limiter leurs conséquences, il est nécessaire d'adopter des mesures curatives et installer des automates spécifiques, qui constituent le plan de défense du système électrique, en limitant la propagation de ces incidents et en facilitant la reconnexion rapide des consommateurs des zones hors tension [4].

Dans ce chapitre, nous présentons le problème de la stabilité. Ensuite, nous présentons de façon plus détaillée la modélisation des éléments constituant le réseau électrique (tels que les générateurs, les charges, ainsi que les lignes et les transformateurs) et qui interviennent exclusivement dans l'étude de la stabilité transitoire du SEE.

I.2 Définition de réseau électrique

Les réseaux électriques (transport et distribution) ont pour rôle d'acheminer l'énergie des sites de production vers les lieux de consommation, avec des étapes de baisse du niveau de tension dans des postes de transformation.

Les réseaux électriques ont pour fonction d'interconnecter les centres de production tels que les centrales hydrauliques, thermiques...etc. avec les centres de consommation (villes, usines...) [6].

I.2.1 De la centrale aux abonnés

La tension à la sortie des grandes centrales est portée à 400 000 volts (ou 400 kV) pour limiter les pertes d'énergies sous forme de chaleur dans les câbles des lignes électriques de

transport (ce sont les pertes par « effets de joule »). Ensuite, la tension est progressivement réduite au plus prés de la consommation, pour arriver aux différents niveaux de tension auxquels sont raccordés les consommateurs (figure I.1).

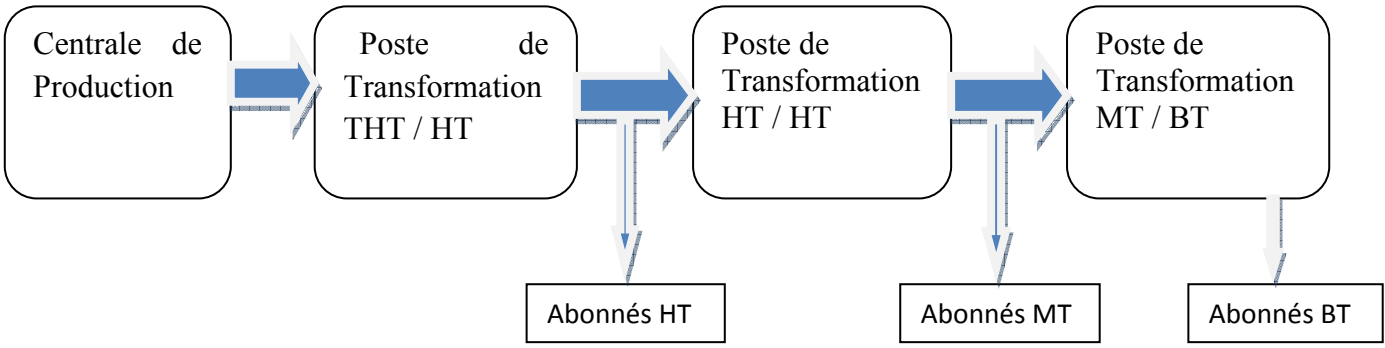


Figure I.1 **:** Schéma d'un réseau électrique

Les réseaux publics d'électricité (figure I.2) sont constitués d'un ensemble de conducteurs et de postes électriques permettant d'acheminer l'énergie depuis les installations de production jusqu'aux installations de consommation. Les conducteurs sont les lignes aériennes ou les câbles souterrains (ou les câblages courant en façades d'immeubles) desservant le territoire selon un schéma maillé ou arborescent. Pour des raisons tenant à des calculs technico-économiques, ils sont exploités à différents niveaux de tension.

Les postes électriques sont situés aux nœuds du maillage ou de l'arborescence des conducteurs. Ils accueillent les transformateurs (pour le changement de niveau de tension), les organes d'aiguillage et de manœuvre des flux et les équipements de surveillance et de sécurité du réseau [7].

Le but premier d'un réseau d'énergie est de pouvoir alimenter la demande des consommateurs. Comme on ne peut encore stocker économiquement et en grande quantité l'énergie électrique il faut pouvoir maintenir en permanence l'égalité [8] :



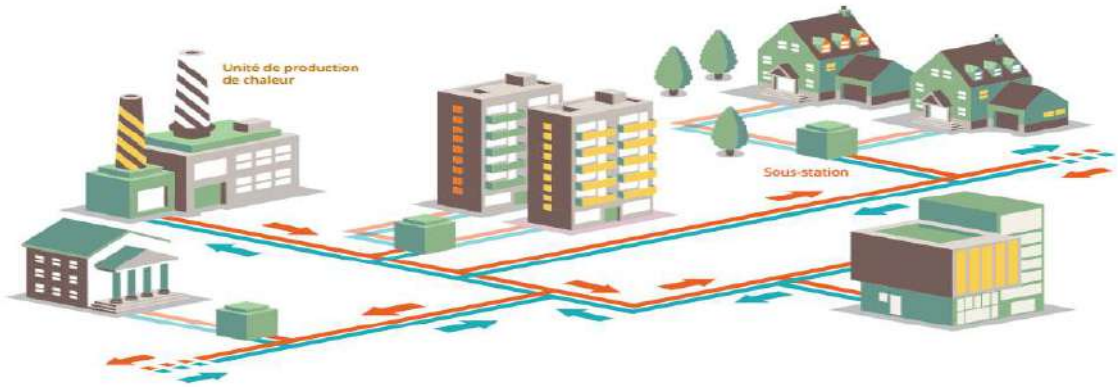


Figure I.2 : Réseaux publiques.

Le réseau électrique est exploité de manière à assurer trois principaux objectifs :

- La distribution d'électricité doit pouvoir être garantie et ce malgré les aléas du réseau. En effet, celle-ci est un enjeu à la fois financier et de sécurité pour les biens matériels et des personnes. Ainsi l'opérateur du réseau doit être capable de faire face à ces aléas et d'éviter les dégâts potentiels ainsi que leurs propagations. Cet enjeu de sûreté de fonctionnement en régime normal et en régime perturbé est un des premiers objectifs.
- L'onde de tension fait l'objet d'engagement contractuel que l'opérateur se doit de ternir en respectant une règle d'égalité c'est-à-dire une impartialité entre clients en conservant une continuité de service maximale.
- Le dernier objectif d'exploitation est un objectif économique, l'exploitation doit être menée de manière optimale dans le but de réduire les pertes ainsi que les coûts de maintenance et d'investissement. D'autre part l'exploitation doit favoriser l'ouverture du marché de l'électricité.

I .3 Fonctionnent du réseau électrique

L'électricité produite par les centrales est d'abord acheminée sur de longues distances dans des lignes à haute tension (HTB) gérées par GRTE (Gestion de Réseau de Transport d'Électricité). Elle est ensuite transformée en électricité à la tension HTA pour pouvoir être acheminée par le réseau de distribution. Cette transformation intervient dans les postes sources.

Une fois sur le réseau de distribution, l'électricité haute tension HTA alimente directement les clients industriels. Pour les autres clients (particuliers, commerçants, artisans...), elle est convertie en basse tension (BT) par des postes de transformation avant d'être livrée.

Au final, la qualité de l'alimentation en électricité des utilisateurs du réseau est donc le résultat de la qualité de tout ce parcours [8].

I.4 Structure générale et topologie d'un réseau électriques

Dans les pays dotés d'un système électrique élaboré, le réseau est structuré en plusieurs niveaux, assurant des fonctions spécifiques propres, et caractérisés par des tensions adaptées à ces fonctions. Traditionnellement, les réseaux électriques sont décomposés en trois sous-systèmes: la génération, le transport et la distribution (figure I.3). Chaque sous-système est relié par des postes sources chargés de l'adéquation des niveaux de tension.

Dans le contexte de ce paragraphe, nous allons présenter la structure et la topologie du réseau électrique Algérien.

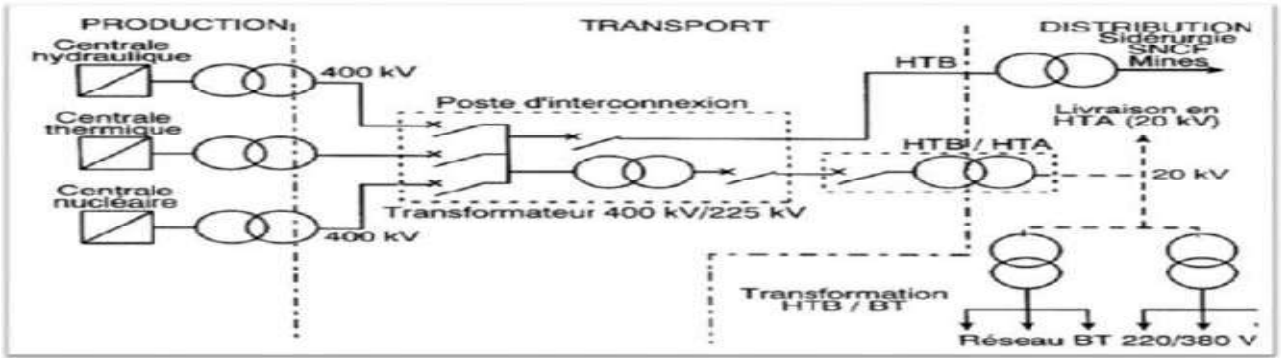


Figure I.3 : Les sous-systèmes du réseau électrique.

I.4.1 Structure du réseau électrique

I.4.1.1 Réseaux d'utilisation

Ces sont les réseaux de basse tension (BT) qui alimentent les maisons, l'éclairage public, les moteurs et les appareils domestiques. Ce type de réseau électrique doit présenter une continuité de service permanente. Généralement la gamme de tension est de 220 volts à 380 volts.

I.4.1.2 Réseaux de distribution

Ce sont les réseaux de moyenne tension (MT) qui fournissent aux réseaux d'utilisation les puissances nécessaires demandées. Ils doivent observer des distances limitées de voisinage, c'est pour cela que ces réseaux se réalisent en souterrain dans les villes. (En Algérie le niveau de tension de distribution de l'énergie est fixé à 30 KV et 10 kV).

I.4.1.3 Réseaux de répartition

Leur fonction de faire la liaison entre le réseau de transport et les réseaux de distribution. Ils doivent de ce fait assurer l'alimentation du territoire qu'ils classer veut qui sont au générale des zones importantes de consommation. Pour assurer cette fonction ces réseaux auront une topologie de réseau bouclé, ce qui permet d'assurer l'acheminement de l'énergie dans des conditions de sécurité raisonnablement garanties. Leur niveau de tension souvent compris entre 45 et 160 KV.

I.4.1.4 Réseaux de transport

Ils assurent l'alimentation de l'ensemble du territoire national grâce à des transits de puissances importantes et de tensions qui sont de 220, et 400 kV.

I.4.2 Topologie des réseaux

Les réseaux doivent assurer le transit de l'énergie électrique avec une sécurité suffisante, cette sécurité d'alimentation est augmentée soit :

- ✓ Par les lignes aux appareillages plus solides.
- ✓ Par des circuits plus nombreux

I.4.2.1 Réseaux radiaux

Le principe de fonctionnement de réseau radial est à une seule voie d'alimentation. Ceci signifie que tout point de consommation sur une telle structure ne peut être alimenté que par un seul chemin électrique possible. Il est de type arborescent. Cette arborescence se déroule à partir des points d'alimentation, qui sont constitués par les postes de distribution publique HTB/HTA ou HTA/HTA (répartition).

Ce schéma (figure I.4) est particulièrement utilisé pour la distribution de la MT en milieu rural. En effet il permet facilement, et à un moindre coût, d'accéder à des points de consommation de faible densité de charge (>>10 kVa) et largement répartis géographiquement (>> 100 km^2).

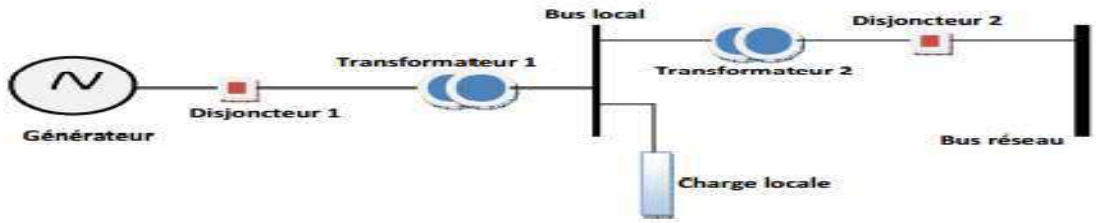


Figure I.4 : Schéma d'un réseau radial.

I.4.2.2 Réseaux bouclés

Cette topologie (Figure I.5) 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 forcement bouclés [9].

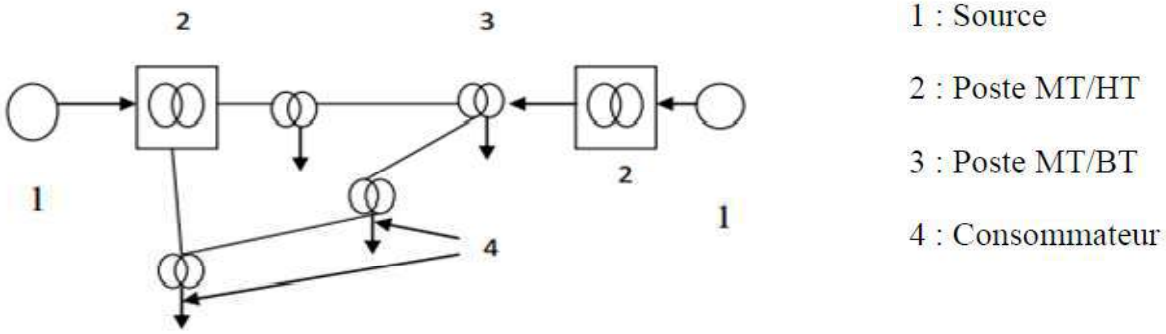


Figure I.5 : Schéma simplifié d'un réseau bouclé.

I.4.2.3 Réseaux maillés

Cette topologie (Figure I.6) 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 à l'échelle nationale voire continentale.

On obtient ainsi une meilleure sécurité, mais à un prix plus chers [10].

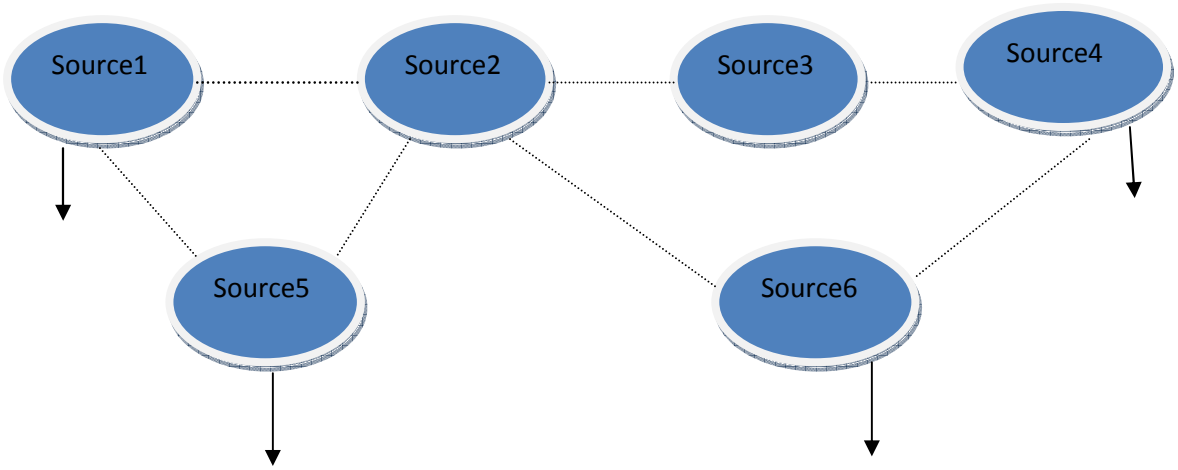


Figure I.6 : Schéma simplifié d'un réseau maillé.

I.5 problèmes survient sur le réseau

Le réseau électrique peut être soumis à de multiples perturbations. Ces défauts, qui peuvent être mesurés grâce à l'utilisation de centrales de mesure, peuvent endommager les machines et fragiliser toutes les installations électriques.

Il existe différents types de perturbations : les creux de tension, les surtensions passagères, les phénomènes transitoires, les déséquilibres, les distorsions harmoniques ou encore les entailles de commutations [11].

I.5.1 chute de tension

Les chutes de tension apparaissent lors du transit de puissance dans une ligne. Lorsque celui-ci est assez important, la circulation du courant dans la ligne provoque une chute de la tension. La tension est alors plus basse en bout de ligne qu'en son origine, et plus la ligne est chargée en transit de puissance, plus la chute de tension sera importante parmi les facteurs qui causent la chute de tension, on trouve :[12].

a) Production très éloignée de la consommation

Dans la plupart des cas, les sources de production de l'énergie électrique se trouvent très éloignés des zones de consommation. Le transport de l'énergie s'accompagne des chutes dues au transport de l'énergie réactive.

b) *Manque locale de puissance réactive*

L'effondrement de tension et fortement lié au manque de la puissance réactive requise pour maintenir le profil de tension dans une marge de fonctionnement permise.

A un certain niveau de charge, le réseau électrique ne satisfait pas la puissance réactive demandée par la charge à production de la puissance réactive inclut les générateurs et les équipements FACTS ainsi que la puissance réactive limitée des condensateurs. La limite de production de la puissance réactive des générateurs et due principalement aux contraintes thermiques exercées sur le bobinage rotoriques et statoriques.

Sans la limitation thermique, l'instabilité et l'effondrement de tension sont souvent impossibles. Dans le même contexte, les équipements FACTS sont de très grande dimension.

Pour bien comprendre l'influence de la puissance réactive sur l'effondrement de tension, on considère un réseau simple à deux nœuds de la (Figure I.7).

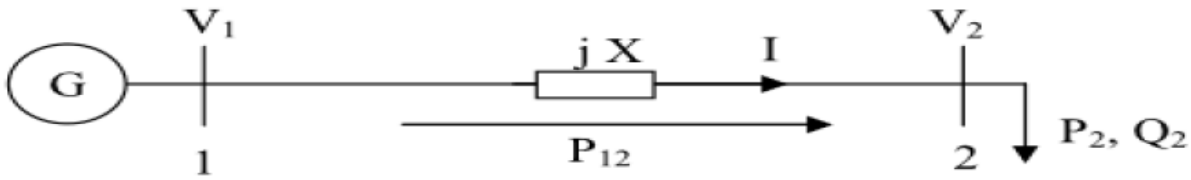


Figure I.7 : Réseau électrique à deux nœuds.

$$\overrightarrow{S_2} = P_2 + jQ_2 = V_2[\frac{V_1 cos\delta + jV_1 sin\delta - V_2]}{jX} \quad \textbf{I.1}$$

$$= \frac{V_1 V_2}{X} sin\delta + j[\frac{V_1 V_2 cos\delta - {V_2}^2}{X}]$$

$$P_{2=}\frac{V_1 V_2}{X} sin\delta = P_{max} sin\delta \quad \textbf{I.2}$$

$$Q_2 = j[\frac{V_1 V_2 cos\delta - {V_2}^2}{X}] \quad \textbf{I.3}$$

De même pour le nœud 1 :

$$P_1 = \frac{V_1 V_2}{X} sin\delta = P_{max} sin\delta \quad \textbf{I.4}$$

$$Q_1 = \frac{{V_1}^2 - V_1 V_2 cos\delta}{X} \quad \textbf{I.5}$$

Pour la puissance active au bus 2, l'équation (I.2) montre clairement que lorsque la puissance P_2 augmente, la turbine doit fournir plus d'énergie pour augmenter l'angle de puissance δ afin de satisfaire la demande de la charge. Par conséquence, la puissance réactive Q_2 diminuera ou même reviendra négative à cause de la diminution du cos δ.

Autrement, l'équation (I.5) montre que la puissance réactive Q_1 augmentera brusquement.

Donc la différence entre la puissance réactive aux nœuds 1 et 2 (pertes réactives) augmentera rapidement.

On peut conclure que le transport de la puissance réactive n'est pas économique à cause de l'augmentation des pertes réactives à des niveaux de charge relativement élevés.

La meilleure solution de ce problème est de produire cette énergie localement, proche de la consommation, par l'installation de batteries de condensateurs, de compensateurs synchrones (génératrices synchrones avec $P = 0$) ou des compensateurs statiques (FACTS).

I.5.2 Déséquilibre de tension

Il est caractérisé par les symétries d'amplitude ou de déphasage des tensions triphasés en régime permanent. Il se produit dans les systèmes de distributions lorsque les impédances des lignes du réseau sont asymétriques, ou lorsque des branches alimentent un équipement monophasé ou un récepteur triphasé déséquilibré (figure I.8).

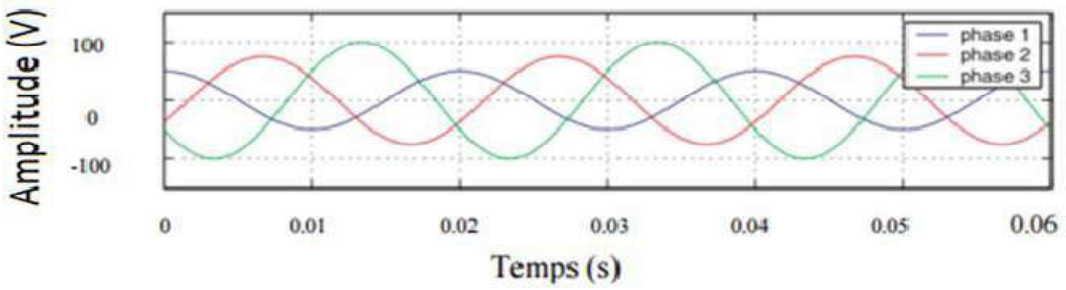


Figure I.8 : Forme d'onde illustrant un déséquilibre de tension**.**

I.5.3 Creux de tension

Les creux de tension sont des réductions soudaines de plus de 10% de la tension nominale, suivies de son rétablissement après une courte durée variant entre (08) milli secondes et une (01) minute.

Ces derniers sont produits par des courts-circuits survenant dans le réseau général ou dans les installations de la clientèle [8].

Ils sont caractérisés par leur amplitude et leur durée et peuvent être monophasés ou triphasés (figure I.9) selon le nombre de phase concerné. Les creux de tension peuvent provoquer le déclenchement d'équipements, lorsque leur profondeur et leur durée excédent certaines limites (dépendant de la sensibilité particulière des charges). Les conséquences peuvent être extrêmement coûteuses (temps de redémarrage chiffrant en heures, voire en jours ; pertes de données informatiques ; dégâts au produit, voire aux équipements de production…).

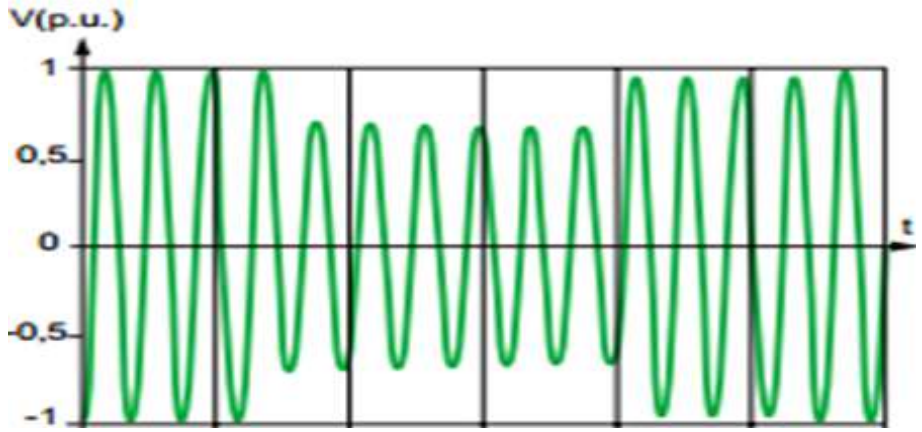


Figure I.9 : Forme d'onde d'un creux de tension.

I.5.4 Surtension

Les surtensions sont des hausses soudaines de la valeur efficace de la tension de plus 110 pour cent de la tension nominale, laquelle se rétablit après une courte durée.

Ce phénomène (figure I.10) se produit lorsqu'un composant électrique possédant deux bornes reçoit une tension supérieure à celle de la tension normale du circuit [5].

Les surtensions sont de trois natures :

- ✓ Temporaires (à fréquence industrielle),
- ✓ De manœuvre,
- ✓ D'origine atmosphérique (foudre).

Elles peuvent apparaître :

- ✓ en mode différentiel (entre conducteurs actifs ph/ph – ph/neutre),
- ✓ en mode commun (entre conducteurs actifs et la masse ou la terre) [14].

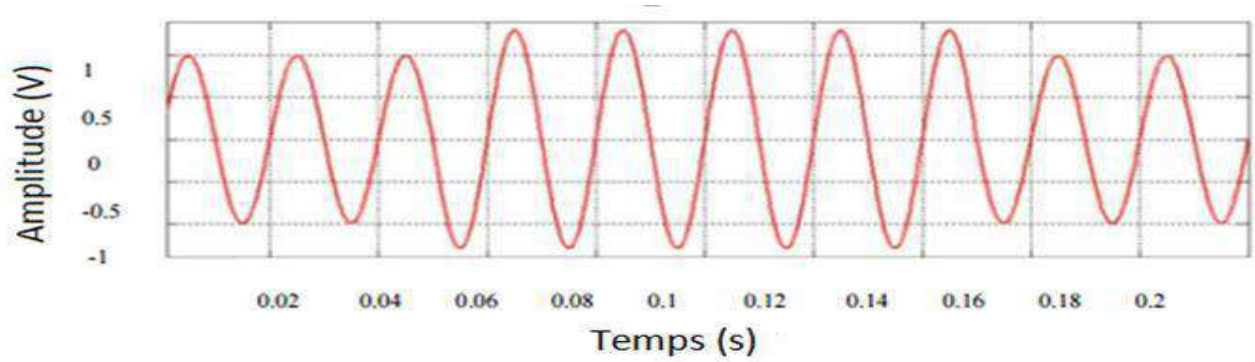


Figure I.10 : Exemple de surtension**.**

I.5.5 Variation de fréquence

La fréquence nominale de la tension alternative fournie par le réseau est de 50 ou 60 hertz. Cette valeur est déterminée par la vitesse des alternateurs des centrales. Le maintien de la fréquence d'un réseau dépend de l'équilibre établi entre la charge et la production. Cette variation de la fréquence et sa durée dépend principalement de la charge et de la puissance de production. Cette variation peut se prolonger dans le cas de défaut.

I.5.6 Présence d'Harmoniques

Les harmoniques sont des perturbations qui affectent la forme de la tension (figure I.11). Elles sont caractérisées par des composantes multiples de la fréquence fondamentale. Le courant consommé par les charges connectées au réseau présence une forme de sinusoïdale distordue. Cette distorsion de courant implique une distorsion de tension.

Les harmoniques sont du à l'introduction des charges non-linéaires comme les équipements intégrant de l'électronique de puissance (variateurs, onduleurs, convertisseurs statiques, gradateurs…) [15].

Des niveaux élevés d'harmoniques peuvent causer :

- ✓ Des vibrations et bruits,
- ✓ Des échauffements des condensateurs,

- ✓ Des échauffements dus aux pertes supplémentaires des machines et des transformateurs,
- ✓ Des échauffements des câbles et équipements,
- ✓ Des perturbations sur le fonctionnement de certains appareils électriques.

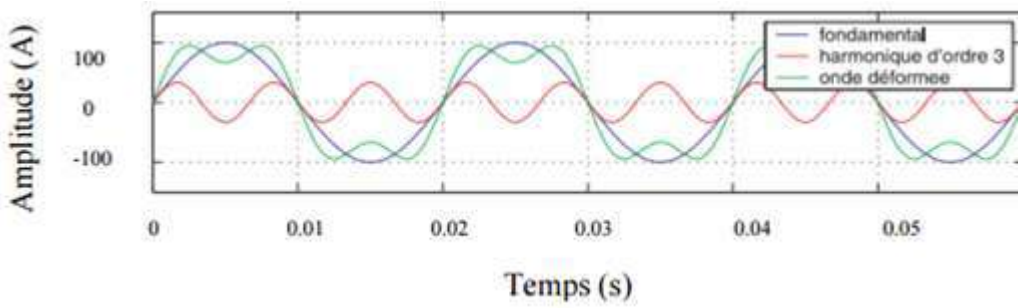


Figure I.11: Harmoniques**.**

I.5.7 Défauts de ligne

Les défauts(ou courts-circuits) sont des mises connexion de deux points de tensions différentes par un conducteur de faible résistance. Cette connexion donne naissance à un courant de court-circuit.

Dans les réseaux électriques, les courts-circuits sont dus à un défaut d'isolement qui provoque l'apparition d'un arc électrique. Durant le court-circuit, l'impédance de la branche en défaut diminue.

Cette diminution est fonction de la position du point de court-circuit. Le défaut le plus fréquent est les défauts unipolaires à la terre causé par la mise accidentelle à la terre d'un fil de phase du réseau.

Il peut se produire aussi un défaut bipolaire qui est le contact accidentel entre 2 phases (avec ou sans contact avec la terre. Plus rarement, il peut se produire un défaut tripolaire du à un court-circuit entre les 3 phases de la ligne. C'est un défaut symétrique [16].

I.5.8 Classification des différents types de perturbations [16]

La figure (I.12) présente une classification possible des différents types de perturbations. Il est à noter qu'aucune classification ne fait actuellement référence, et d'autres notions peuvent être parfois utilisées : variations rapides de tension, surtensions temporaires, etc.

Il faut noter, également, que l'impact à long terme de ces différents types de perturbations sur la durée de vie des appareils électriques reste aujourd'hui assez méconnu.

Précisons enfin qu'en langage courant le terme tension fait le plus souvent référence à la valeur efficace de l'onde de tension, ou à une moyenne de la valeur efficace sur une certaine durée (pour une onde imparfaitement périodique, la valeur efficace n'a de sens que localement, pour un intervalle de temps suffisamment court), et non à la valeur instantanée de la tension (qui oscille autour de 0 V avec une période de 20 ms).

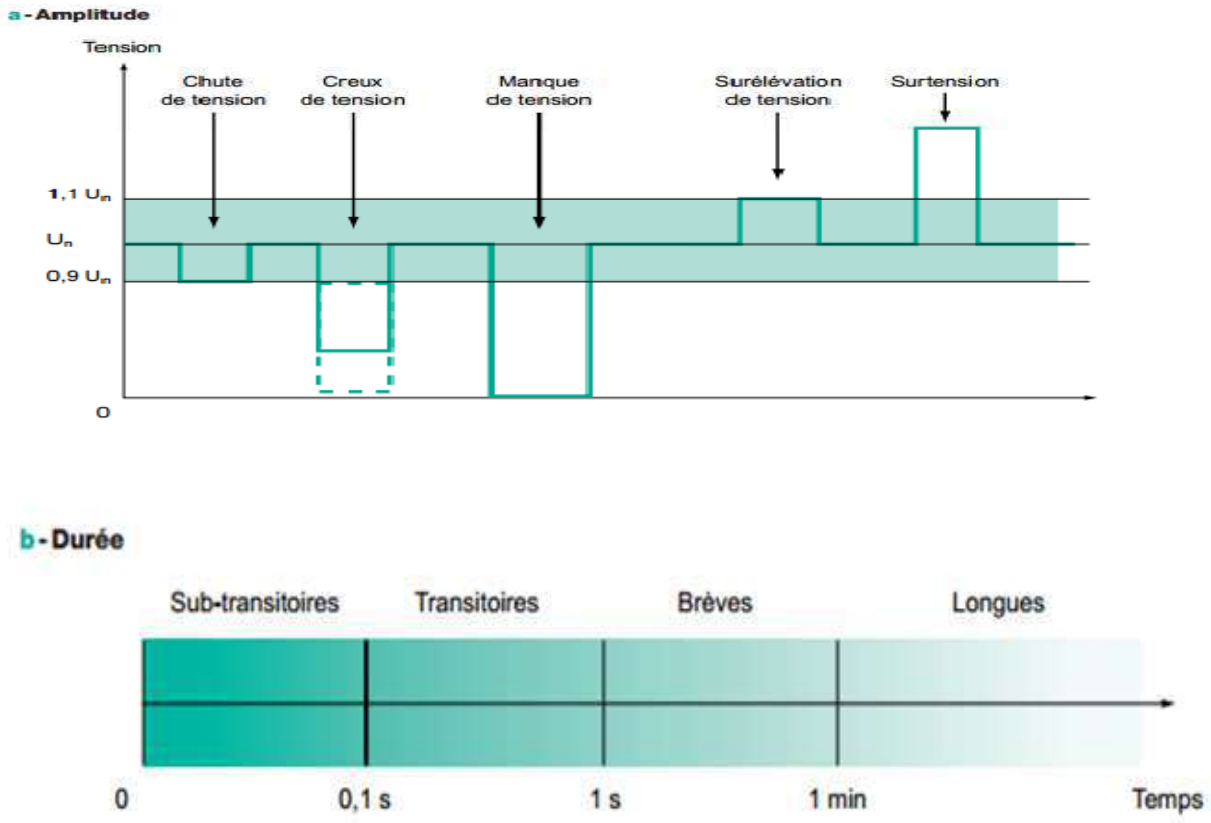


Figure I.12 : Perturbations des réseaux électriques

I.6 Le système de protection

A l'instar des alternateurs, des transformateurs et des lignes, d'autres dispositifs existent, pour assurer, non seulement un fonctionnement normal, mais aussi, la protection des équipements et du personnel d'exploitation du réseau.

Cela englobe, les transformateurs de mesures, les disjoncteurs, les interrupteurs, les sectionneurs, les fusibles, les éclateurs et sont directement reliés au réseau.

Ces dispositifs permettent d'interrompre volontairement, et à tout moment, la fourniture d'énergie électrique, mais aussi, automatiquement à la survenance d'une quelconque perturbation (défaut). Les équipements de contrôle associés à ces dispositifs ainsi que les relais de protection sont installés dans des salles de contrôle [17].

I.7 Stabilité des systèmes : Définition

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 Proche après avoir subi une perturbation physique, en gardant la plupart des variables de système dans leurs limites, de sorte que le système entier reste pratiquement intact.

On dit qu'un système d'énergie électrique est stable si a la suite d'une perturbation, il peut passer d'un état ou régime stationnaire a un autre régime stationnaire en passant par le régime transitoire sans la perte du synchronisme. Suivant la nature et l'amplitude de la perturbation, on distingue trois types de stabilité (Figure 1.13) [18]:

- ✓ la stabilité de l'angle de rotor.
- ✓ la stabilité de tension.
- ✓ la stabilité de fréquence.

I.8 Classification de la stabilité

La stabilité peut être classifiée en petite et grande amplitude de perturbation en fonction d'origine et de l'ampleur du défaut. Par rapport au temps d'évaluation, la stabilité peut être à court ou à long durée, tel qu'il est décrit dans la (Figure I.13) [19].

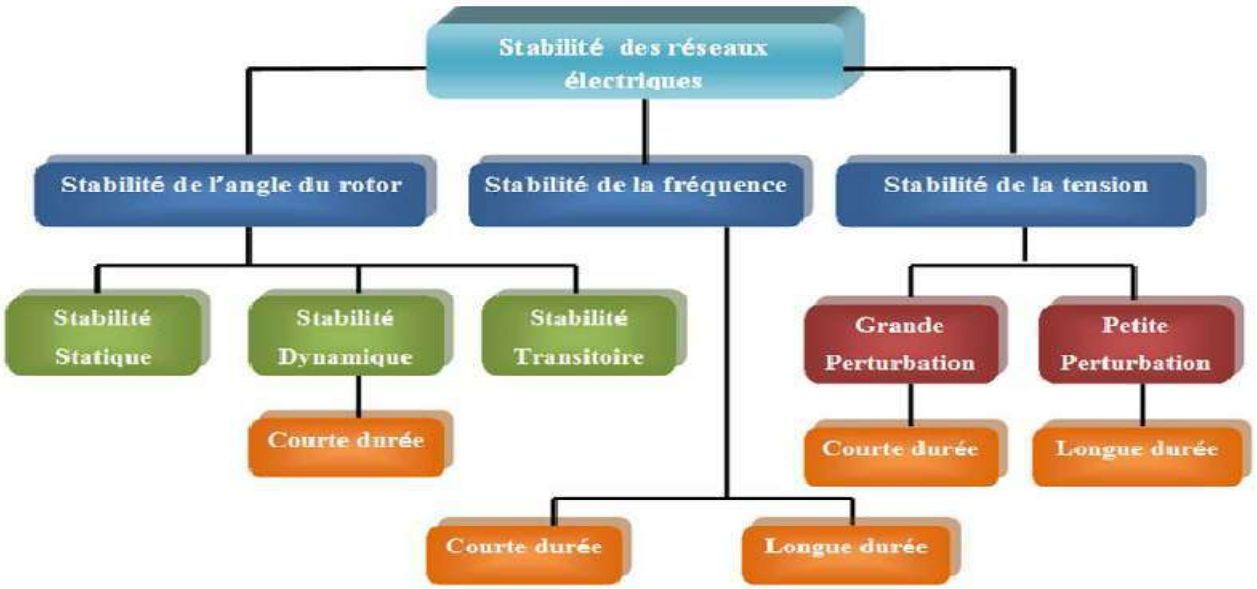


Figure I.13 : Classification de la stabilité de réseau électrique [20].

I.9 Différents types de la stabilité de système de puissance

Traditionnellement, le problème de la stabilité a été de maintenir le fonctionnement synchrone des générateurs du système. Ainsi, pour avoir une production satisfaisante de la puissance électrique, toutes les machines synchrones du système doivent fonctionner en synchronisme.

Cet aspect de la stabilité est influence par les dynamiques de l'angle de rotor de générateur et de la relation puissance-angle.

I.9.1 Stabilité de tension

La stabilité de tension est la capacité d'un réseau électrique de maintenir la tension de fonctionnement normal dans les limites admissibles à tous les jeux de barres, dans des conditions du fonctionnement normales ou suite à une perturbation.

L'instabilité de tension résulte de l'incapacité du système production-transport à fournir la puissance demandée par la charge.

Elle se manifeste généralement sous forme d'une décroissance monotone de la tension.

Il est important de noter que l'instabilité de tension ne se produit pas toujours toute seule.

Souvent, l'instabilité de tension et l'instabilité de l'angle de rotor se produisent ensemble, l'une pouvant entraîner l'autre, Selon l'amplitude de la perturbation, on distingue la stabilité de tension de petites perturbations et celle de grandes perturbations.

a)Stabilité de tension vis-à-vis des petites perturbations

La stabilité de tension de petites perturbations concerne la capacité du réseau électrique à maintenir la tension dans les limites permises en présence de perturbations telles que : une variation faible de la charge, de la production, ...etc.

b) Stabilité de tension vis-à-vis des grandes perturbations

Elle est définie comme étant la capacité du réseau électrique à maintenir les tensions des nœuds dans les limites de fonctionnement permises en présence des grandes perturbations à savoir la perte d'équipement de transport ou de production, le court-circuit, ...etc.

L'instabilité de tension englobe plusieurs phénomènes qui se produisent simultanément.

Pour cela il existe plusieurs définitions de la stabilité de tension dans la littérature.

Définitions CIGRE

- ✓ Un réseau électrique, à un état de fonctionnement donné, est stable du point de vue stabilité de tension aux petites perturbations, si les tensions près des charges sont identiques ou près de la valeur initiale (pré-perturbation) suite à une faible perturbation ;
- ✓ Un réseau électrique à un état de fonctionnement donné et sujet à une perturbation, est de tension stable, si la tension près des charges est identique ou près de la valeur initiale de fonctionnement (pré-perturbation) ;
- ✓ Un réseau électrique subit un effondrement de tension si les tensions de post-perturbation sont au-dessus des limites acceptables [21].

Définition IEEE

- ✓ La stabilité de tension est la capacité du réseau à maintenir la tension dans les limites permises de sorte que, lorsque l'admittance de charge augmente, la puissance demandée par la charge augmente, dans ce cas la puissance et la tension doivent êtres contrôlables.

- ✓ L'effondrement de tension est le processus par lequel l'instabilité de tension conduit à une tension très faible dans une partie ou dans la totalité du réseau qui cause un effondrement en cascade du réseau, sans détruire nécessairement le synchronisme entre les générateurs.
- ✓ D'autre part, la notion de la sécurité de tension et plus large que la stabilité de tension, elle est définie comme la capacité du réseau électrique à maintenir son fonctionnement stable après chaque perturbation ou changement défavorable du système [21].

I.9.2 Stabilité de fréquence :

C'est la capacité d'un réseau électrique à maintenir la fréquence dans les limites admissibles, suite à une perturbation grave dans le réseau, Cette perturbation résulte d'un déséquilibre significatif entre la production et la charge, Cette stabilité dépend des capacités de maintenir ou restaurer l'équilibre entre la production et la charge, avec une perte minimale involontaire de la charge , L'instabilité résultante se produit sous forme d'oscillations de la fréquence soutenue, menant au déclenchement des unités de production et/ou des charges pendant les variations de la fréquence, Le temps qui caractérise les processus et les dispositifs actifs, s'étend de la fraction de secondes à plusieurs minutes, Par conséquent, la stabilité de la fréquence peut être un phénomène à court ou à long terme.

I.9.3 Stabilité de l'angle de rotor

La stabilité de l'angle de rotor concerne la capacité des machines synchrones d'un système de puissance interconnecté de rester en synchronisme suite à une perturbation.

Elle dépend de la capacité de maintenir/restaurer l'équilibre entre les couples électromagnétique et mécanique agissant sur le rotor de chaque machine synchrone dans le système.

L'instabilité qui peut résulter se produit sous forme d'augmentation des oscillations angulaires de certains générateurs pouvant conduire à une perte de synchronisme avec d'autres générateurs.

Suivant l'amplitude de la perturbation, nous pouvons caractériser la stabilité de l'angle de rotor en trois sous-catégories :

I.9.3.1 La stabilité statique

Après le régime transitoire dû à la perturbation, le système entre dans le régime permanent.

Dans ce cas, pour étudier le système, il faut évaluer la stabilité statique du réseau.

Le système n'est pas stable si les contraintes de fonctionnement ne sont pas respectées.

Cet état est appelé: l'état instable ou l'état d'urgence.

Dans un réseau qui est dans l'état d'urgence, les opérateurs du centre de contrôle ont suffisamment de temps pour ramener le système à l'état stable ou au régime normal en apportant des modifications supplémentaires [22].

I.9.3.2 Stabilité 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.

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.9.3.3 Stabilité angulaire aux grandes perturbations (stabilité transitoire)

La stabilité transitoire reste toujours une considération de base et d'une grande importance dans le design et le fonctionnement du réseau électrique.

Elle se rapporte à l'aptitude du système électrique de 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, La réponse du système implique de grandes variations des angles rotoriques, La stabilité transitoire dépend de la relation non-linéaire couples-angles.

Le phénomène de la stabilité transitoire concerne les grandes perturbations telles que :

- ✓ Les courts-circuits affectant un élément du réseau, notamment aux bornes des machines ;

- ✓ La perte d'un ouvrage (ex. une ligne de transmission, débranchement des transformateurs) ;
- ✓ La perte d'un groupe de production.

Les conséquences de ces défauts peuvent être très graves, pouvant même conduire à l'effondrement total du réseau, Si l'instabilité se manifeste directement suite à la perturbation (plus précisément dans la première seconde qui suit l'élimination du défaut), elle est appelée instabilité de première oscillation (en anglais First Swing Instability) elle s'étend sur 3 à 5 secondes.

Elle peut résulter de la superposition des effets de plusieurs modes d'oscillation lents excités par la perturbation, provoquant ainsi une variation importante de l'angle de rotor au-delà de la première oscillation (instabilité de multi oscillations), (cas 2, Figure (I.14)).

La gamme de temps associée s'étend de 10 à 20 secondes [23].

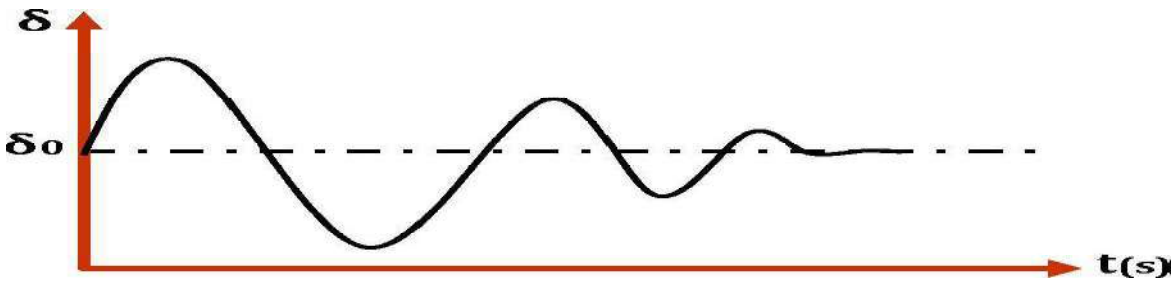


Figure (I.14) Cas 1 : Instabilité de première oscillation.

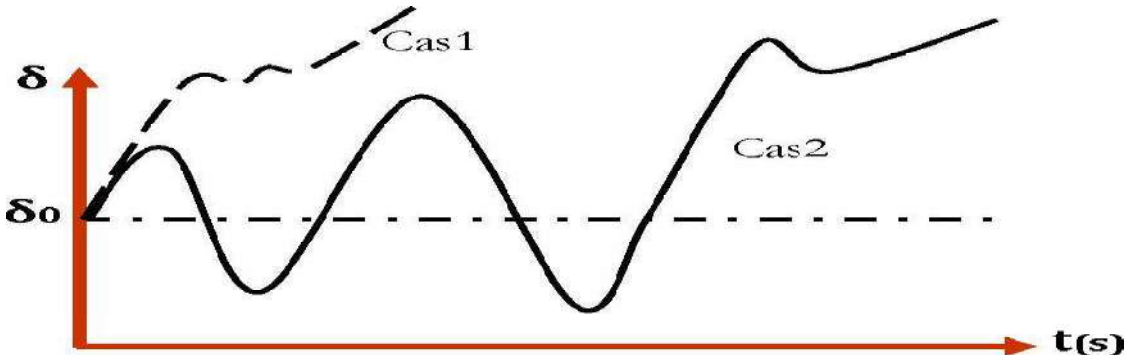


Figure (I.14) Cas 2 : Instabilité de plusieurs oscillations.

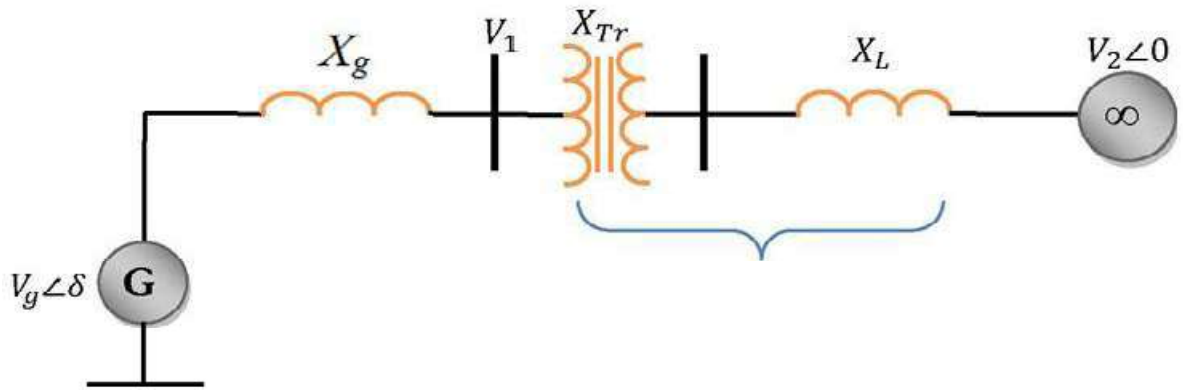


Figure I.15 : Machine synchrone connectée à un jeu de barres infini**.**

Le concept de la stabilité peut être expliqué par une approche graphique simple, à savoir le critère des aires égales (Equal Area Criterion). Cette rapproche regroupe l'équation du mouvement et le couple (P-δ) traditionnelle représentant la relation entre la puissance produite par le générateur et l'angle du rotor .pour expliquer cette approche, nous prenons un système de puissance simple constitué d'un générateur synchrone connecté à un jeu de barre infini via une ligne de transport (Figure I.15).

Le générateur est modélisé par une source de tension idéale Vg en série avec une réactance Xg (modèle classique). La ligne et le transformateur sont représentés par la réactance XE**.**

$$\boldsymbol{X_E = X_{TR} + X_L} \qquad \textbf{I.6}$$

Dans l'état d'équilibre la puissance produite Pe par le rotor est donnée par l'équation suivante :

$$\boldsymbol{P_e = \frac{V_g.V_2}{X_g+X_E}} \qquad \textbf{I. 7}$$

Le mouvement du rotor qui obéit à la deuxième loi du NEWTON est donné par l'équation différentielle suivante :

$$\boldsymbol{Cm - Ce = J\frac{d^2\theta m}{dt^2}} \qquad \textbf{I.8}$$

J : Moment d'inertie total de la machine synchrone.

θ : angle mécanique du rotor (rad).

Cm : couple mécanique de la turbine ou la charge $(N.m)$.

Ce : Couple électrique du rotor $(N.m)$.

Si l'équation (I.8) est multipliée par le terme de la pulsation mécanique angulaire, on obtient :

$$\boldsymbol{\omega_m . J \frac{d^2\theta_m}{dt^2} = P_m - P_e} \qquad \textbf{I.9}$$

Tel que :

$\boldsymbol{P_m = C_m . \omega_m}$**:** La puissance mécanique exercée par le rotor (W).

$\boldsymbol{Pe = C_e . \omega_m}$: La puissance électrique exercée par le rotor (W).

Si l'accélération angulaire est exprimée en angle électrique, au lieu de l'équation (I.9)

$$on\ aura: \quad \boldsymbol{\frac{2}{p}\omega_m . J \frac{d^2\theta_e}{dt^2} = P_m - P_e} \qquad \textbf{I.10}$$

L'utilisation de : $\boldsymbol{\omega_m = \frac{\omega_e}{p/2}}$ **I.11**

$$nous\ donne: \quad \boldsymbol{\frac{2}{\omega_e} . \left(\frac{1}{2} J . \omega_m{}^2\right) . \frac{d^2\omega_e}{dt^2} = P_m - P_e} \qquad \textbf{I.12}$$

$$comme: \quad \boldsymbol{H = \frac{1}{2} J . \omega^2 . \omega_m} \qquad \textbf{I.13}$$

On obtient alors : $\boldsymbol{2 \frac{H}{\omega_{e_0}} \frac{d^2\theta_e}{dt^2}}$ **I.14**

Donc l'équation du système est décrite comme suit :

$$\boldsymbol{\frac{H}{\omega_0} \frac{d^2\delta}{dt^2} = P_a = P_m - P_e} \qquad \textbf{I.15}$$

Avec :

$\boldsymbol{Pa}$ **:** Puissance de l'accélération (en *P*u) ;

$\boldsymbol{Pe}$**:** Puissance électrique (en *P*u) ;

$\boldsymbol{Pm}$ **:** Puissance mécanique (en *P*u) ;

$\boldsymbol{\delta}$ **:** Angle interne de la machine (rad) ;

H : Constante d'inertie (rad)

$\omega_{\circ}$ **:** Pulsation de référence.

L'équation (I.7) peut être écrite comme suit :

$$P_e = P_{max}\, sin\delta \qquad \textbf{I.16}$$

a. Relation entre la puissance rotoriques (P- δ)

Dans l'état équilibre, la puissance produite par le générateur P_e est donnée par l'équation suivante $\mathbf{P_e = \frac{V_g \cdot V_2}{X}\, sin\delta}$

Ou, δ est l'angle de rotor, est le déphasage entre la tension interne du générateur (V_g) et la tension du jeu de barres infini (V_2).

L'équation (I.16) est représentée graphiquement à la Figure (I.16).

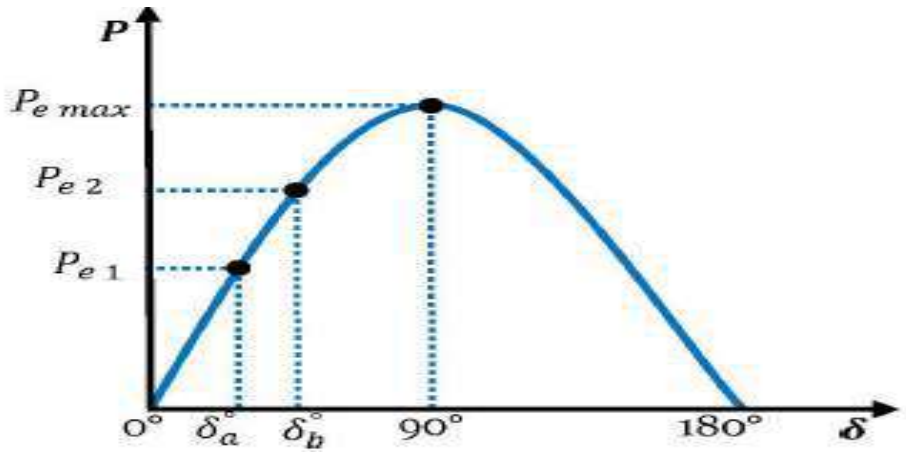


Figure I.16 : Relation puissance- angle de rotor.

Lors de l'équilibre, la puissance électrique P_{e1} est égale la puissance mécanique appliquée pour l'angle correspondant δ_a.

Un brusque changement sur la charge du générateur entraine une variation de la Puissance mécanique, et par conséquent de la puissance électrique, par exemple de P_{e1} à P_{e2}, (Figure1.16).

Le rotor va donc accélérer de sorte que l'angle de puissance augmente de δ_a à δ_b, pour pouvoir fournir une puissance supplémentaire à la charge. Cependant, l'accélération du rotor ne peut pas s'arrêter instantanément.

Ainsi, bien que la puissance développée pour l'angle δb soit suffisante pour la charge, le rotor va dépasser l'angle δ_b jusqu'a ce qu'un couple oppose suffisant soit développe pour arrêter cette accélération.

L'énergie supplémentaire va entrainer le ralentissement du rotor et la diminution de l'angle de puissance.

Suivant l'inertie et l'amortissement du système, les oscillations de l'angle de rotor résultant vont ou s'amortir, et la machine restera stable (cas 1, Figure I.17), ou diverger, et la machine deviendra instable en perdant le synchronisme avec le système (cas 2, Figure I.17).

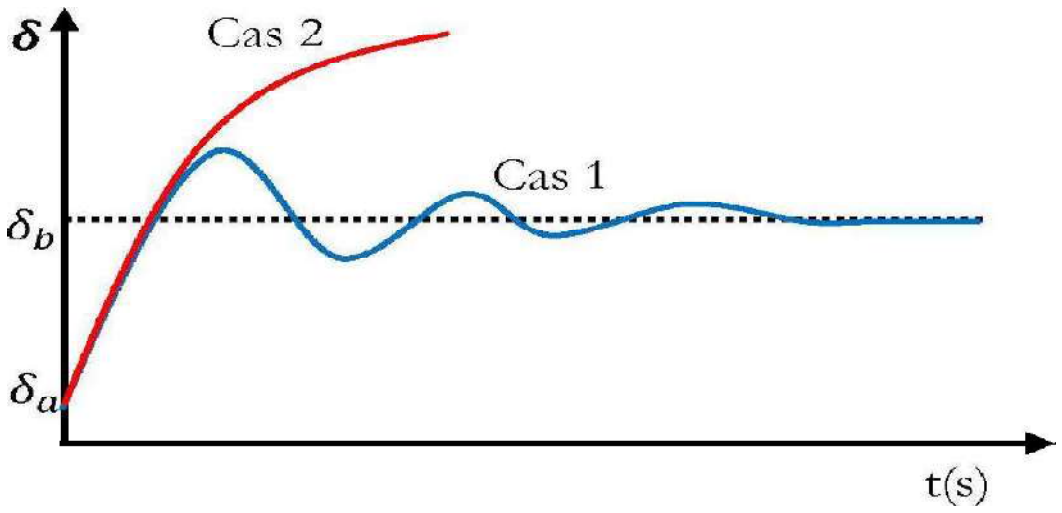


Figure I.17 : Variation d'angle de rotor.

b. Critère d'égalité des aires

Considérons un défaut, sur la ligne de transmission, applique au système précédent disparaissant après quelques périodes du système.

Ceci va modifier l'écoulement de puissance et, par conséquent, l'angle de rotor. Retraçons la courbe (P -δ) en tenant compte de ce défaut, Figure (I.18).

En dessous de cette courbe, nous pouvons considérer deux zones [24]:

- La première zone (zone A_1, zone d'accélération) se situe au-dessous de la droite horizontale

Correspondante au point de fonctionnement initial (la droite de charge).

Elle est limitée par les deux angles de rotor (δ_0 et δ_1) correspondants à l'apparition et a la disparition de défaut.

Cette zone est caractérisée par l'énergie cinétique stockée par le rotor du fait de son accélération : $P_m > P_e$

- La deuxième zone (zone A_2, zone de décélération), qui commence après l'élimination du défaut, se situe en dessus de la droite de charge : elle est caractérisée par la décélération du rotor : $P_m < P_e$

Si le rotor peut rendre dans la zone A_2 toute l'énergie cinétique acquise durant la première phase, le générateur va retrouver sa stabilité. Mais si la zone A_2 ne permet pas de restituer toute l'énergie cinétique, la décélération du rotor va continuer jusqu'a la perte de synchronisme.

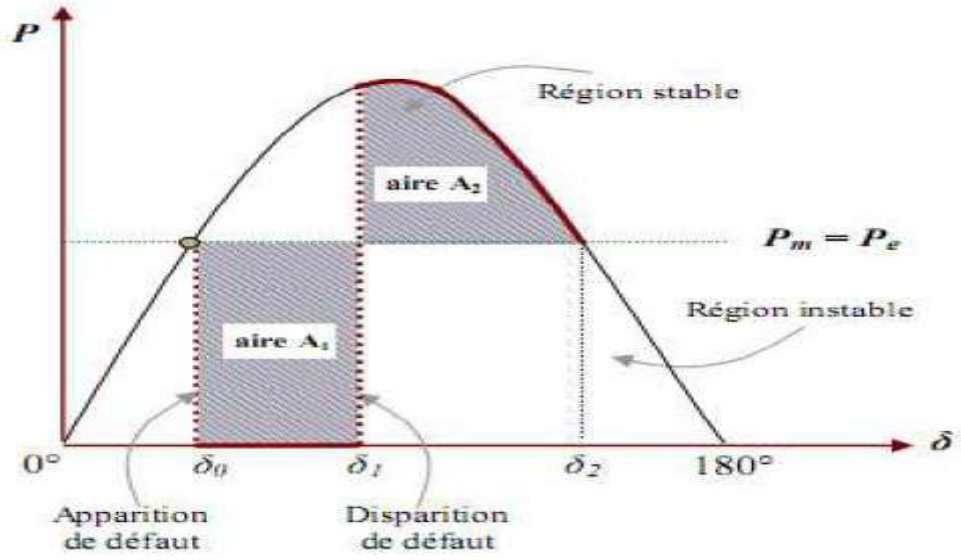


Figure I.18 : Evolution de la puissance électrique en fonction des angles rotoriques.

La relation entre les aires des zones (A_1et A_2) et la stabilité transitoire peut être mathématiquement expliquée comme suit :

Rappelons tout d'abord que l'équation du mouvement de générateur est donnée par la relation

Suivante :

$$\frac{d^2\delta}{dt^2} = \frac{\omega_0}{2H}(P_m - P_e) \qquad \textbf{I.17}$$

Ou :

H : la constante d'inertie.

ω_0: La vitesse de synchronisme.

P_m : la puissance mécanique fournie au générateur.

P_e : La puissance électrique du générateur.

En multipliant cette équation par 2. $\frac{dt}{d\delta}$, en intégrant par rapport au temps et en faisant un changement de variables, nous obtenons :

$$\left(\frac{d\delta}{dt}\right)^2 + cte = \int_{\delta 0}^{\delta 2} \frac{\omega_0}{2H}(P_m - P_e).d\delta \qquad \textbf{I.18}$$

Ou :

$\boldsymbol{\delta_0}$: L'angle de rotor, initial, a l'instant de l'application de défaut.

$\boldsymbol{\delta_2}$: L'angle de rotor à la fin de période transitoire.

Ainsi, lorsque : $t = 0 \Rightarrow \delta = \delta 0, \frac{\mathrm{d}\delta}{\mathrm{dt}} = 0 \Rightarrow \mathrm{cte} = 0$

Après l'élimination du défaut, l'angle $\boldsymbol{\delta}$ va s'arrêter de varier et le générateur va retrouver sa vitesse de Synchronisme, lorsque $\frac{d\delta}{dt} = 0$

Par conséquent, l'équation (I.18) s'écrit comme suit :

$$\int_{\delta 0}^{\delta 2}(P_m - P_e).d\delta = 0 \qquad \textbf{I.19}$$

$$\int_{\delta 0}^{\delta 1}(P_m - P_e).d\delta + \int_{\delta 1}^{\delta 2}(P_m - P_e).d\delta = 0 \qquad \textbf{I.20}$$

Ou : $\boldsymbol{\delta}$ est l'angle de rotor à l' instant de l'élimination de défaut.

$\Rightarrow A_1 - A_2 = 0$

Ainsi, la limite de la restauration de la stabilité transitoire se traduit mathématiquement par l'égalité des aires de la zone A_1 et de la zone A_2 : cette condition est appelée critère d'égalité des aires (Equal Area Criterion).

Par conséquent, les contrôleurs de la stabilité transitoire peuvent améliorer la stabilité soit en diminuant la zone d'accélération (zone A_1), soit en augmentant la zone de décélération (zone

A_2). Cela peut être réalise soit en augmentant la puissance électrique, soit en diminuant la puissance mécanique.

En outre, un système statique d'excitation avec une tension maximale élevée et d'un régulateur de tension possédant une action "puissante" et rapide représente un moyen très efficace et économique pour assurer la stabilité transitoire [25]. Enfin, une amélioration signifiante de la stabilité transitoire est obtenue avec des systèmes très rapides de détection des défauts et de disjoncteurs.

I.10 Détermination de temps critique d'isolement de défaut (TCID)

C'est le paramètre le plus décisif dans l'analyse de la stabilité transitoire d'un réseau électrique.

Mathématiquement c'est la solution de l'équation différentielle de second ordre non linéaire connue sous le nom de Swing équation ou équation de mouvement.

Physiquement, il représente le temps maximal durant lequel notre réseau peut supporter un défaut (court-circuit, surcharge, surtension surintensité,…) sans perdre sa stabilité [4, 13].

D'après l'équation de mouvement de la machine :

$$t_c = \sqrt[2]{\frac{H(\delta c - \delta 0)}{90.f.P_m}} \qquad \textbf{I.21}$$

Tel que :

δc: l'angle critique

I.11 Limite de stabilité en régime permanent [26]

Soit un alternateur connecte 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 a la charge de façon stable, c'est-a-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 ou 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 a 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 conçue de façon a opérer, en régime permanent nominal, à un niveau de puissance inferieur a cette limite de stabilité en régime permanent.

I.12 Nécessite du synchronisme

Le réseau électrique fait fonctionner en parallèle un nombre important de groupes de production d'énergie, assurant, via un alternateur, la conversion d'une énergie mécanique en énergie électrique.

La fréquence observée sur le réseau résulte d'un équilibre entre la production et la consommation [26].

La stabilité des systèmes d'énergie électriques est caractérisée par une fréquence constante du réseau. La vitesse de l'alternateur dépend de l'équilibre entre la production et la consommation, en effet [26] :

- ✓ si la puissance électrique P_e appelée par le réseau est toujours égale à la puissance fournie par l'alternateurP_a, la vitesse reste constante.
- ✓ si la puissance P_e du réseau baisse, la vitesse de l'alternateur augmente jusqu'au moment ou les deux puissances P_e et P_a redeviennent égaux.

Cette limite pourrait d'ailleurs être très élevée et dépasserait la vitesse maximale que peut supporter l'alternateur. Il s'en suivrait une destruction totale de la machine.

- ✓ si la puissance P_e augmente, l'alternateur diminue de vitesse jusqu'au moment ou P_e redevient égale à P_a , la vitesse pourrait diminuer jusqu'a l'arrêt total de la machine.

L'écoulement de la fréquence sera plus rapide que le déséquilibre entre production et consommation sera important [26].

I.13 Analyse de la stabilité des réseaux électriques

L'un des problèmes les plus importants, lors de l'étude d'un réseau électrique complexe, est celui de sa stabilité.

Ceci est du au développement important des réseaux au cours de ces dernières décennies, mais aussi a l'objectif de ce type d'étude qui est d'examiner le comportement du réseau face a des faibles ou importantes perturbations.

L'étude de la stabilité d'un réseau électrique nécessite de suivre les étapes suivantes :

- ✓ La détermination de l'état initiale du système avant la perturbation;
- ✓ Développement d'un modèle mathématique des éléments électriques du réseau;
- ✓ Obtenir la réponse transitoire;
- ✓ Analyser la solution temporelle.

I.14 Détermination du régime initial avant défaut

L'étude de la stabilité exige la détermination de l'état initiale du réseau.

Cet état est détermine a l'aide d'un calcul de la répartition de puissances.

Le but des calculs de l'écoulement de puissance est de déterminer la caractéristique de génération et de transmission, pour un système électrique de *n* nœuds.

Ces calculs se basent sur les méthodes numériques itératives, dont l'une des deux matrices admittance ou impédance est nécessaire.

Parmi ces méthodes itératives, on peut citer:

I.14.1 Méthode de Gauss- Seidel

On utilise des valeurs estimées des tensions des jeux de barres pour calculer un ensemble de nouvelles valeurs.

Les nouvelles valeurs sont fonctions des valeurs estimées des tensions, des puissances actives et réactives spécifiées et des admittances du réseau. Chaque fois qu'un ensemble de valeurs de tensions est obtenu, le nombre d'itérations augmente d'une unité, jusqu'au point ou au niveau de tous les jeux de barres, la différence entre deux tensions appartenant a deux itérations successives est inferieur a une certains valeur qu'on spécifie et qu'on appelle tolérance ou précision. Pour un réseau de n jeux de barres, la tension calculée a n'importe quel jeu de barres k est donnée par :

a) Méthode de Gauss :

$$\overline{V_k}(\mathrm{l})=\frac{1}{Y_{kk}}\left[\frac{P_k-jQ_k}{\overline{V_{k^*}}(l-1)}-\sum_{\substack{n=1\\ n\neq 1}}^{N}\overline{Y}_{kn}\overline{V}_n\,(l-1)\right] \qquad \textbf{I.22}$$

b) Méthode de Gauss- Seidel

$$\overline{V_k}(\mathrm{l})=\frac{1}{Y_{kk}}\left[\frac{P_k-jQ_k}{\overline{V_{k^*}}(l-1)}-\sum_{i=1}^{k-1}\overline{Y}_{ki}\overline{V}_i\,(l)\sum_{i=k+1}^{n}\overline{Y}_{ki}\overline{V}_i\right. \qquad \textbf{I.23}$$

Ou :

l : Indique l'itération en cours. Tandis que *l* -1 indique l'itération précédente;

Vi : Le module de la tension au jeu de barres *i* ;

Y_{ij} *:* Le module de l'admittance de la branche ij ;

Pi : La puissance active du jeu de barres *i* ;

Qi : La puissance réactive du jeu de barres *i.*

Dans chaque itération la tension est déterminée pour tous les jeux de barres sauf le jeu de barres de référence (swing bus).

Ce processus de résoudre les équations linéaires est connu sous le nom de la méthode itérative de GAUSS-SEIDEL, si le même ensemble de valeurs des tensions est utilise dans une itération complète (au lieu de substituer les nouvelles valeurs chaque fois qu'elles sont déterminées pour calculer la tension du jeu de barres suivant), le processus serait appelé la méthode itérative de GAUSS.

I.14.2 Méthode de Newton-Raphson

Cette méthode est basée sur l'expansion en série de TAYLOR.

L'étude de cette méthode commencera avec la résolution d'un problème de deux équations avec deux variables. L'intégration de cette méthode dans le problème de l'écoulement de puissance est comme suit :

Les tensions des jeux de barres et les admittances des lignes sont exprimées sous forme polaire :

$$\overline{V}_k = V_k \angle \delta_k \qquad \text{I.24}$$

$$Y_{kn=Y_{kn}} \angle \theta_{kn} \qquad \text{I.25}$$

$$P_k - jQ_{k=V_k \sum_{n=1}^{N} \overline{Y}_{kn,} * \overline{V}_n = \sum_{n=1}^{N} \overline{V}_k V_n Y_{kn}} \angle (\theta_{kn+\delta_n-\delta_k}) \qquad \text{I.26}$$

$$P_{k=} \sum_{n=1}^{N} \overline{V}_k V_n Y_{kn} \cos (\theta_{kn+\delta_n-\delta_k}) \qquad \text{I.27}$$

$$Q_{k=-} \sum_{n=1}^{N} \overline{V}_k V_n Y_{kn} \sin (\theta_{kn+\delta_n-\delta_k}) \qquad \text{I.28}$$

Comme dans la méthode de GAUSS-SEIDEL, le jeu de barres de référence ne sera pas considère puisque le module et l'angle de la tension au niveau de ce jeu de barres sont spécifies.

P et *Q* sont spécifiées pour tous les jeux de barres sauf le swing bus elles correspondent au vecteur *K* a partir des équations précédentes :

$$P_{k=} \sum_{n=1}^{N} \overline{V}_k \overline{V}_n \overline{Y}_{kn} \cos (\theta_{kn+\delta_n-\delta_k}) \qquad \text{I.29}$$

$$Q_{k=-} \sum_{n=1}^{N} \overline{V}_k \overline{V}_n \overline{Y}_{kn} \sin(\theta_{kn+\delta_n-\delta_k}) \qquad \text{I.30}$$

On définit :

$$\Delta P_k = P_{Kspec} - P_{Kcal}$$

$$\Delta Q_k = Q_{Kspec} - Q_{Kcal}$$

Ceci correspond au vecteur ΔK

Le jacobien est forme à partir des dérivées partielles de *P* et *Q* par rapport aux variables *V* et δ .

Les éléments du vecteur $\Delta\kappa(0)$et $\Delta V(0)$ sont les corrections a ajouter aux valeurs estimées $\delta\kappa(0)$ et $(V(0)$ pour obtenir $\delta\kappa(1)$ et $V_k 0)$ nécessaires pour calculer $\Delta Pk(1)$ et $\Delta Q_k(1)$.

I.15 Réseau de transport

Le réseau de transport relie toutes les centrales électriques dans un système de puissance et distribue la puissance aux différents consommateurs.

Les éléments principaux du réseau sont les lignes aériennes à haute tension, les câbles souterrains, les transformateurs et les jeux de barres.

Des éléments auxiliaires peuvent être trouves : des condensateurs en série, des réactances shunts et des systèmes compensation, des systèmes de protection…, [27].

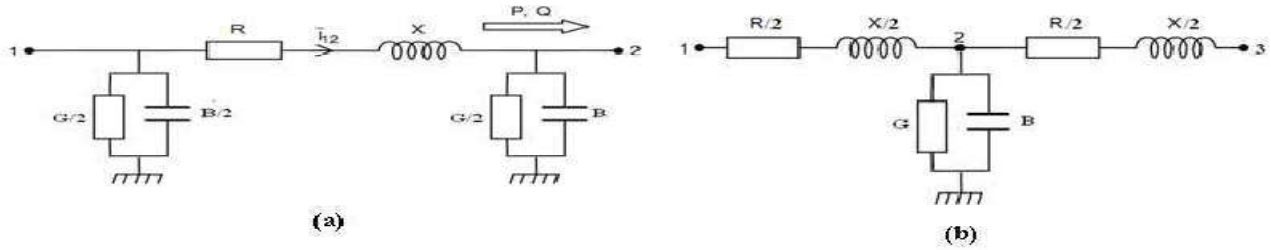
Pour la modélisation de notre système de puissance, nous intéressons a établir le modèle de transformateurs et le modèle de lignes de transmission et le modèle d'une charge.

I.15.1 Modélisation d'une ligne de transport

Les réseaux de transport assurent la liaison entre les centres de production et les zones de consommation.

Ils permettent aussi d'échanger de la puissance a travers les lignes d'interconnexion, entre pays ou grandes zones relevant de gestionnaires de réseaux différents [28].

Le modèle d'une ligne de transport est donne par des quadripôles symétriques représentes par la Figure I.19 (a, b) [29-]:



(a) : Modèle enπ . (b) : Modèle en T.

Figure I.19 : Schéma équivalent d'une ligne de transport

Ou :

R : résistance de la ligne

X : réactance de la ligne;

G : conductance de la ligne;

B : réactance capacitive de la ligne.

I.15.2 Modélisation des Transformateurs

Les transformateurs sont représentés par leur impédance connectée en série avec un transformateur idéal (figure I.20).

Le rapport de transformation est réel pour un transformateur classique alors qu'il est complexe dans le cas d'un transformateur déphaseur.

De manière générale, le rapport de transformation complexe μ_{ik} est défini par:

$$\mu_{ik} = U_i / U_m$$

Avec :

U_i : Tension complexe au nœud i

U_m: Tension complexe au nœud m

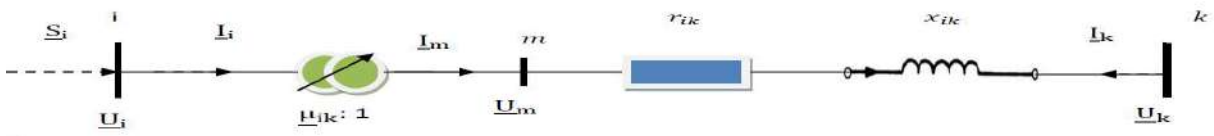


Figure I .20 : Modèle d'un transformateur.

I.15.3 Modélisation d'une charge

Le modèle équivalent d'une charge est représente par une impédance Z :

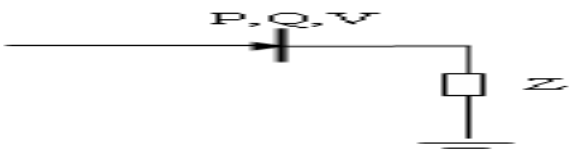


Figure I.21 : Schéma équivalent d'une charge.

L'admittance équivalente de charge est calculée après avoir déterminé les données nécessaires de l'étude de l'écoulement de puissance :

$$\boldsymbol{Z = Y^{-1} = (\frac{P-jQ)}{V^2}} \qquad \textbf{I.31}$$

Avec :

V : Tension aux bornes de la charge;

P, Q : puissances active et réactive consommées par la charge;

Z : impédance de la charge.

I.16 Conclusion

Dans ce chapitre, 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 (stabilité de l'angle de rotor, de la tension et de la fréquence). Nous avons aussi présenté la modélisation du système de puissance (lignes, transformateur, charge), pour les études de la stabilité aux petites perturbations.

CHAPITRE II

Méthode d'analyse de la stabilité transitoire

II.1 introduction

Actuellement, les réseaux électriques deviennent des systèmes complexes, de grandes dimensions, interconnectés, distribues géographiquement et soumis a de larges perturbations aléatoires.

L'un des problèmes les plus importants lors de l'étude d'un système d'énergie électrique (SEE) complexe est celui de sa stabilité. Ceci est du au développement important des réseaux au cours de ces derniers années. L'étude de la stabilité d'un SEE permet donc d'examiner le comportement du réseau face à des faibles ou importantes perturbations. Les variations continues de charge ne représentent que de faibles perturbations. Les défauts, tels que les courts-circuits et la perte de synchronisme d'un générateur de forte puissance, représentent les grandes perturbations.

Ces derniers sont à l' origine de l'apparition d'une différence entre la puissance mécanique et la puissance électrique (la consommation). Pour avoir un équilibre entre la production et la consommation, il est a première vue nécessaire d'augmenter le nombre de centrales électriques, de lignes, de transformateurs …etc., ce qui implique une augmentation de cout et une dégradation du milieu naturel [30].

Ce chapitre nous permet de présenter une synthèse descriptive et comparative entre les différentes méthodes existantes pour l'analyse de la stabilité transitoire des SEE, ainsi que les moyens pour améliorer la stabilité des réseaux électriques.

Ces méthodes se distinguent entre elles par les techniques de modélisation employée pour caractériser la stabilité transitoire ainsi que les hypothèses adoptées.

Nous avons classées en plusieurs catégories qui différent significativement suivant la nature de la méthode adoptée.

II.2 Stabilité transitoire

La stabilité transitoire d'un réseau électrique est son aptitude à assurer un fonctionnement synchrone de ses générateurs lorsqu'il est soumis à des perturbations importantes. L'apparition des perturbations pareilles peut conduire à de larges excursions des angles rotoriques de certains générateurs voire, a la rupture de synchronisme qui, généralement, se développe en très peu de secondes [2, 31, 22,32].

La stabilité transitoire dépend de plusieurs facteurs, à savoir :

- ✓ Le type de perturbation;
- ✓ La durée de perturbation ;
- ✓ Le lieu de perturbation ;
- ✓ La performance des systèmes de protection ;
- ✓ Le point de fonctionnement avant défaut, niveau de charge, topologie du réseau et le degré d'excitation des machines ;
- ✓ Les caractéristiques dynamiques des ouvrages de réseau.

La dynamique de réseau durant la période transitoire est décrite par un système d'équations différentielles et algébriques [1,2].

II.3Méthodes d'évaluation de la stabilité transitoire [33]

Avec l'accroissement mondial sur la demande de l'énergie électrique, l'interconnexion entre les différents payés et les contraintes économiques pour la construction des nouvelles centrales électriques et la réalisation de nouvelles lignes de transports, la stabilité transitoire est devenue plus critique tous ces facteurs entrainent l'exploitation des réseaux électriques prés de leurs limites de stabilité. Ce qui donne une importance capitale à l'évaluation de la stabilité transitoire en temps réel.

À cause de la forte non-linéarité, une étude analytique rigoureuse n'est guère possible, la résolution nécessiterait la prise en compte d'un grand nombre des paramètres.

Plusieurs méthodes d'évaluation ont été développées. Elles peuvent être classées en trois familles :

- ✓ Méthodes indirectes d'intégration numériques.
- ✓ Méthodes directes (ou énergétiques).
- ✓ Méthodes hybrides.

On va se limiter dans ce mémoire de donner un aperçu général de ces méthodes:

II.3.1 Méthodes indirectes d'intégration numériques

Ce sont des méthodes numériques qui comportent à la fois des équations différentielles du premier ordre (modélisant les générateurs synchrones et leurs systèmes d'excitation) et des équations algébriques (modélisant le réseau électrique et la liaison des enroulements satatoriques des machines).

Pour la résolution de ces équation dans le domaine temporelle, elle utilise des algorithmes d'intégration numérique, telles que la méthode d'intégration de RUNGE-KUTTA du quatrième ordre [31,30]. Cette approche comporte trois étapes essentielles:

1 - Étude du système avant défaut (écoulement de puissance).

2 - Étude de l'évolution des paramètres du réseau durant le défaut.

3 - Étude de l'évolution des paramètres après élimination du défaut.

II.3.1.1 Avantage des méthodes d'intégration numériques

- Fournir des informations importantes sur les phénomènes transitoires, en particulier sur le comportement de leurs paramètres saillants et l'évolution temporelle du system (angles des rotors, vitesses, puissance… etc.).
- Peut s'accommoder à n'importe quelle modélisation (quel que soit le nombre des équations différentielles qui représente l'équipement), et n'importe quel scénario de stabilité (type de contingence, séquence d'évènements).
- Peut atteindre le degré de précision requise, sous l'hypothèse d'une bonne modélisation et de valeurs correctes des paramètres du système.

II.3.1.2 Inconvénients des méthodes d'intégrations numériques

- Ne fournit pas de marge de stabilité pouvant renseigner à quelle distance le système se trouve à l'instabilité et pouvant faciliter le calcul de sensibilité.
- Ne fournit pas d'outils efficaces de commande, c'est à dire de stabilisation de scénario instable

Finalement, il est très important de remarquer que les progrès spectaculaires réalisés sans cesse dans le domaine de la programmation ont contribués à rendre les méthodes d'intégration numériques bien plus rapides qu'à leurs débuts : des simulations nécessitant une heure de temps il y a à peine une vingtaine d'années ne demandent plus que quelques secondes.

II.3.2 Méthodes directes

Les inconvénients des méthodes temporelles précités ont motivés le développement des méthodes non conventionnelles, en particulier, des méthodes directes basées sur le critère de stabilité de Lyapunov dont les tout premiers travaux remontent à 1947 et 1958 (même s'ils n'appliquent pas à la lettre la théorie générale de Lyapunov mais bien le concept énergétique, qui en est un cas particulier.

Contrairement aux méthodes de simulations, les méthodes directes évaluent la stabilité transitoire en évitant de faire recours à la résolution des équations différentielles.

La méthode des aires égales est la méthode la plus utilisée pour évaluer la stabilité transitoire d'un système mono machine reliée à un jeu de barres infini, les résultats d'application de cette méthode est l'angle critique du générateur.

II.3.2.1 Avantage des méthodes directes

- La rapidité (le temps de calcul court) ;
- La capacité d'évaluer l'indice de stabilité [33].

II.3.2.2 Inconvénients des méthodes directes

- Ces méthodes ne permettent pas de considérer un system de grande taille.
- Une limitation dans la modélisation du réseau.
- Ne fournit pas les réponses temporelles de tous les paramètres du réseau.

II.3.3 Méthodes hybrides

Les méthodes hybrides surmontent les deux limitations des méthodes directes comme suit :

- L'estimation du problème de stabilité peut être abordée en considérant un système mono machine ou un système à deux machines équivalent du système multi machines.
- Le problème de modélisation peut être résolu en incluant la fonction de Lyapunov calculée par les méthodes d'intégration numériques.

La méthode dite SIME (Single Machine Equivalent), est souvent utilisée pour évaluer la stabilité transitoire, c'est une méthode hybride résultant de la combinaison de la méthode d'intégration temporelle pas à pas appliquée au système multi machine à l'étude, et le critère d'égalité des aires appliqué sur le système mono machine équivalent.

Cette combinaison fournit deux informations essentielles sur la stabilité transitoire, à savoir :

- L'identification des machines critiques (responsables de la rupture éventuelle du synchronisme).
- Evaluation de la marge de la stabilité.

II.4 Méthodes d'amélioration de la stabilité transitoire

En vue de son importance dans la planification, la conception et l'exploitation des réseaux d'énergie électrique, l'amélioration de la stabilité transitoire reste un défi majeur pour les ingénieurs pour éviter tous événement qui peut conduire vers un blackout [34].

Les solutions envisageables d'amélioration de la stabilité transitoire se basent sur [34, 35] :

II.4.1Augmentation de la constante d'inertie des générateurs

Cette méthode permet au rotor d'accélérer moins vite, quand le réseau subit un défaut quelconque (équation (I.15)).

L'énergie cinétique regagnée est réduite et le risque de perdre le synchronisme est alors diminué. Dans la plupart des cas, cette méthode coûte très chère, et ne peut être appliquée que dans des cas particuliers.

II.4.2 Augmentation de la puissance active

Pour un défaut affectant le réseau de la Figure (II.1) le système conservera sa stabilité si δ n'atteint pas δm_1 (limites de stabilité).

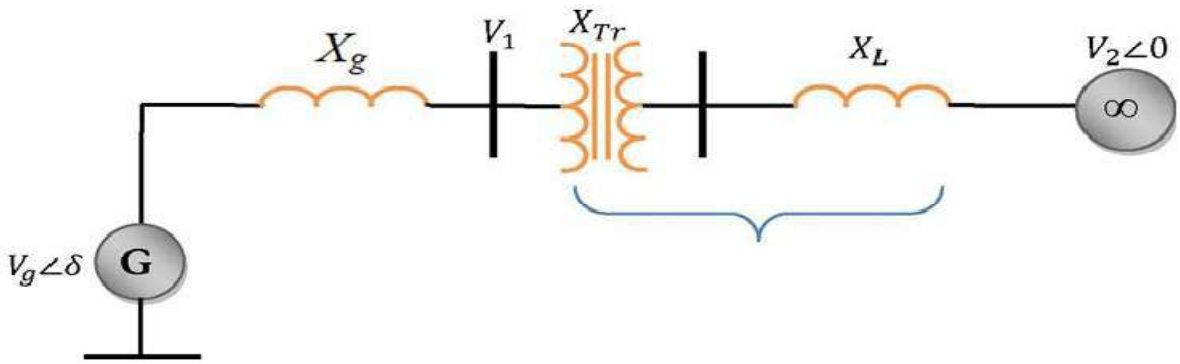


Figure II.1 : Machine synchrone connectée à un jeu de barres infini.

Par l'augmentation de la puissance active, et pour une puissance mécanique donnée, les marges de stabilité augmentent également (Figure II.2).

En se référant à l'équation (I.7) cette solution peut être réalisée soit en augmentant la tension de service, soit en diminuant la réactance de transfert X_E par la construction des lignes en parallèle ou par l'installation des condensateurs série (compensation série), afin de diminuer la réactance effective de la ligne (Cette méthode a été employée pendant plusieurs années comme dans le cas du réseau Suédois).

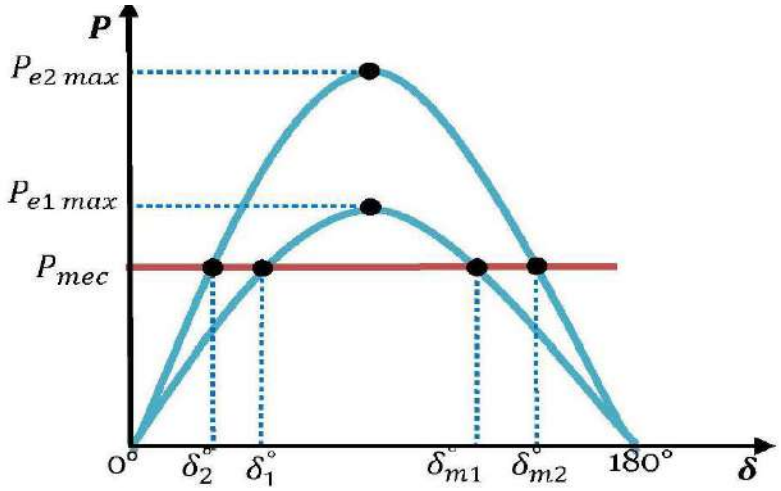


Figure II.2 : Influence de la puissance Active sur la marge de la stabilité.

II.4.3 Installation des protections et des appareils de coupure rapides

Cette méthode réduit le temps d'existence du défaut, par conséquent, le temps d'accélération du rotor est réduit. La capacité du système d'amortir les oscillations du rotor est renforcée.

Une autre voie dans le même contexte consiste en la fermeture automatique des disjoncteurs après l'élimination du défaut.

II.4.4 Implantation des valves rapides des turbines à gaz

Par un contrôle rapide de la puissance mécanique durant et après le défaut, l'accélération du rotor peut être réduite. Pour des raisons de sécurité, cette méthode n'a pas été appliquée au niveau des centrales nucléaires.

II.4.5 Installation des résistances d'amortissement

Ce sont des résistances connectées en shunt avec des disjoncteurs rapides afin de réduire l'accélération du rotor après le défaut et par conséquent le risque de perdre le synchronisme est aussi réduit.

II.4.6 Utilisation des PSS

Les stabilisateurs de puissance (PSS, Power System Stabilizers) qui sont des systèmes simples et faciles à installer, pratiques, efficaces et moins chers. Ils sont les plus utilisés essentiellement pour réduire les problèmes liés aux oscillations locales et interrégionales.

II.5 Composition d'une chaîne de production

Avant d'entamer le principe de fonctionnement et la construction des PSS, il est très nécessaire de présenter la chaine de production d'électricité.

II.5.1Machine synchrone

L'énergie électrique est généralement produite par les machines synchrones.

Ces dernières sont caractérisées par une vitesse de rotation de l'arbre de sortie de chaque machine égale à la vitesse de rotation du champ tournant. Pour obtenir un tel fonctionnement, un couple mécanique issu d'une source d'énergie primaire, comme l'énergie hydraulique, l'énergie nucléaire ou l'énergie du vent, est appliqué à l'axe de la machine synchrone via un lien mécanique intermédiaire, à savoir la turbine.

Le champ magnétique du rotor est généré habituellement par un circuit d'excitation alimenté par courant continu.

II.5.2 Equations mécaniques

Dans le problème de la stabilité et notamment la stabilité transitoire, on s'intéresse généralement aux propriétés mécaniques des générateurs. Dans le fonctionnement à l'état d'équilibre, toutes les machines synchrones du système tournent à la même vitesse angulaire électrique. Le couple mécanique (C_{em}) est de même sens que le sens de la rotation de l'axe du générateur.

Le couple électrique est de sens opposé à la rotation et ce couple équilibre le couple mécanique. Lors d'une perturbation, un ou plusieurs générateurs peuvent être accélérés ou ralentis et il y a donc risque de perdre le synchronisme. Ceci peut avoir un impact important sur la stabilité du système et les générateurs perdant le synchronisme doivent être débranchés, sinon ils pourraient être sévèrement endommagés [18]. Pour un système multi machines, s'il y a un déséquilibre des couples agissants sur le rotor de la $i^{ème}$ machine, cette dernière va accélérer ou ralentir selon l'équation du mouvement suivante :

$$\Delta \dot{\omega}_i = 2Hi\,(Cm_i - Cei) \qquad \text{II.1}$$

I 'équation de l'angle de l'angle rotorique de i ème machine est donné par :

$$\delta i = \omega_{\circ}\,(\Delta\omega_i - 1) \qquad \text{II.2}$$

$\Delta\dot{\omega}i$: Déviation de la vitesse angulaire du rotor d'i^{ème} machine (pu).

ω_s : vitesse de synchronisme (rad/s).

II.6 Moyens d'amélioration de la stabilité transitoire

En vue de son importance dans la planification, la conception et l'exploitation des réseaux d'énergie électrique, l'amélioration de la stabilité transitoire reste un défit majeur pour les ingénieurs pour éviter toutes événements qui peut conduire vers un black out.

La compensation est une technique de la gestion d'énergie réactive afin d'améliorer la qualité énergétique dans les réseaux électriques à courant alternatif. Elle peut se réaliser de plusieurs manières, ayant pour buts [36]:

- ✓ La correction du facteur de puissance ;
- ✓ Amélioration de la régulation de la tension ;
- ✓ Equilibre des charges ;
- ✓ L'aide au retour à la stabilité en cas de perturbation.

II.6.1 Amélioration 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 a prises réglables en charge ;
- ✓ Les transformateurs déphaseurs ;
- ✓ Les compensateurs séries ou parallèles commutes 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 [2].

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 [37,38] :

- ✓ 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 utilises.

Le développement des semi-conducteurs a facilite 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.

II.6.2 Amélioration 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 effectue pour une meilleure conception de tels contrôleurs.

Il y a principalement deux moyens rapides permettant d'améliorer la stabilité :

- ✓ l'utilisation d'un contrôleur coté générateur : signal de contrôle supplémentaire dans le système d'excitation du générateur.
- ✓ l'utilisation d'un contrôleur coté lignes de transmission : signal de contrôle supplémentaire dans les systèmes FACTS (Flexible AC Transmission System) [39].

II.6.2.1 Amélioration de la stabilité par les PSS

Dans le premier cas, le problème d'oscillations électromécaniques est résolu en ajoutant au générateur un contrôleur spécifique appelé : (Power System Stabilizers (PSS)).

Ce contrôleur détecte les variations de vitesse de rotor où 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 [40].

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 [41,42].

Ces Stabilisateurs de puissance sont un moyen efficace et économique d'amélioration de la stabilité dynamique d'un système électrique [43]. 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.

II.6.2.2 Amélioration de la stabilité par les FACTS

Les exigences accrues vis-à-vis du transport et l'absence de la planification a long terme ont crée des tendances vers moins de sécurité et de qualité de l'énergie électrique.

La technologie de FACTS est apparue pour alléger cet aspect mais pas toutes les difficultés.

Cette technologie fournit de nouvelles possibilités pour contrôler de la puissance, augmenter et améliorer la capacité des lignes existantes au lieu de construire de nouvelles lignes.

Ces améliorations se présentent par la capacité des contrôleurs FACTS de commander les paramètres qui régissent l'opération des systèmes de transport comprenant l'impédance série, l'impédance shunt, le courant, la tension, l'angle de phase et l'atténuation des oscillations.

Les contrôleurs FACTS peuvent commander le flux de la puissance active tout en compensant l'impédance série de la ligne par l'utilisation d'un Thyristor Controlled Série Capacitors : TCSC ou bien un Static Synchronous Série Capacitors : SSSC.

Ils peuvent commander la tension tout en compensant l'énergie réactive par l'utilisant d'un Static Compensator Shunt : SVC ou bien un Static Synchronous Compensator : STATCOM.

Ils peuvent commander l'angle de transport par l'utilisation des transformateurs déphaseurs Phase Shifting Transformer : PST ou bien des thyristors contrôleurs des PSAT.

Les FACTS peuvent aussi commander le flux de puissance active, réactive et l'angle de transport par une utilisation unifie en anglais, Unified Power Flow Control : UPFC [44,45].

En général, les dispositifs FACTS permettent un contrôle amélioré des systèmes électriques déjà en place.

Ces dispositifs font appel à l'électronique de puissance. Ces éléments agissent comme des impédances dont la valeur change en fonction de l'angle d'amorçage.

Cet angle d'amorçage constitue une variable de commande du système [46].

Les contrôleurs FACTS peuvent aussi assurer la sécurité et la flexibilité par l'amortissement des oscillations de résonance synchrone.

La flexibilité du dispositif peut être assurée par le contrôle de l'écoulement de la puissance active et réactive, de la tension et du niveau du court circuit.

Les dispositifs FACTS peuvent résoudre certains problèmes lies au transit de puissance.

- ✓ Ils remplacent avantageusement les dispositifs de contrôle mécaniques dont l'inconvénient majeur est l'usure.
- ✓ Les systèmes FACTS sont classes en trois catégories [47,48] :
- ✓ Les compensateurs parallèles ;
- ✓ Les compensateurs sériés ;
- ✓ Les compensateurs hybrides (série - parallèle).

D'une manière générale les dispositifs FACTS agissent en fournissant ou en absorbant de la puissance réactive, en augmentant ou en réduisant la tension aux nœuds, en contrôlant l'impédance des lignes ou en modifiant les phases de tension.

La technologie FACTS autorise l'extension et l'amélioration des limites d'une façon échelonnée.

II.7 Conclusion

Dans ce chapitre, on a regroupe les informations principales publiées concernant les méthodes utilisation les dispositifs FACTS pour l'analyse de la stabilité transitoire.

L'objectif de cette étude est de montrer une méthode d'analyse de la stabilité transitoire en déterminant le temps critique d'isolement du défaut TCID.

Dans le chapitre suivant, nous exposons l'efficacité des dispositifs FACTS pour l'amélioration de la stabilité transitoire lors d'un défaut de court-circuit triphasé a proximité d'un jeu de barres.

CHAPITRE III

Les Systèmes FACTS

III.1 Introduction

La dérégulation du marché de l'électricité, qui concerne progressivement tous les pays modifie profondément l'approche technico-économique dans l'exploitation et l'optimisation des réseaux électriques.

C'est dans ce nouveau contexte que les spécialistes des réseaux électriques se voient de plus en plus confrontés à de nombreux défis.

Le développement des dispositifs FACTS (Flexible AC Transmission System) ouvre de nouvelles perspectives pour une meilleure exploitation des réseaux par leur action continue et rapide sur les différents paramètres du réseau.

III.2 Définition [49, 50, 51, 52]

Selon l'IEEE (Institute of Electrical and Electronics Engineers), la définition du terme FACTS est la suivante : Systèmes de Transmission en Courant Alternatif comprenant des dispositifs basés sur l'électronique de puissance et d'autres dispositifs statique utilisés pour accroître la contrôlabilité et augmenter la capacité de transfert de puissance du réseau.

Avec leurs aptitudes à modifier les caractéristiques apparentes des lignes, les FACTS sont capables d'accroître la capacité du réseau dans son ensemble en contrôlant les transits de puissances. Les dispositifs 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.

III.3 Fonctionnement des *FACTS [52]*

Un FACTS agit généralement en fournissant ou en consommant dynamiquement de la puissance réactive sur le réseau. Ceci a pour effet de modifier l'amplitude de la tension à son point de connexion, et par conséquent la puissance active maximale transmissible.

Les FACTS sont utilisés aussi pour le filtrage des courants harmoniques et la stabilisation de la tension. L'ordre de grandeur de la puissance d'un FACTS va de quelques MVA ***(Méga Volts Ampères)*** à quelques centaines de MVA. Ils s'appliquent dans deux secteurs principaux

- ✓ **Grand réseaux de transmission**

Pour améliorer le contrôle, augmenter les capacités de transfert de puissance et assister la récupération du réseau consécutive à un défaut dans les systèmes de transmission AC (**A**lternative **C**urrent)

- ✓ **Réseaux Industriels**

Pour améliorer la qualité de la puissance fournie en un point précis du réseau AC en présence de fluctuations de charge, ex. compensation du flicker pour les fours à arc. Gamme de puissance inférieure à celle d'un réseau de transmission.

III.4 Contexte algérien

Depuis les années 2000, le développement du réseau de transport d'électricité fait partie des priorités de l'Algérie [53].

Le réseau de transport algérien est en phase d'expansion, car il doit répondre à la forte augmentation de la demande en électricité (+ 5 à 7% par an). Les principaux besoins en électricité sont domestiques liés:

À l'accroissement de la population (celle-ci a plus que triplé en 50 ans, et son taux de croissance est actuellement estimé à 1,2% par an).

Au changement des habitudes de consommation avec l'usage des appareils. En outre, dans les années 90, peu d'investissements ont été entrepris sur le réseau électrique, et celui-ci s'est dégradé.

Au total, depuis 2005, près de 15 000 km de nouvelles lignes HT et THT ont été réalisés ou restent à construire.

Le développement du réseau de transport concerne à la fois le développement des réseaux hauts tension (60 et 220 000 Volts), et la création d'un réseau à très haute tension (400 000 Volts).

Le développement du réseau 400 000 Volts est mis en oeuvre à la fois dans l'axe

- ✓ Est-Ouest (interconnexions internationales avec le Maroc et la Tunisie).
- ✓ Nord-Sud (raccordement des réseaux du Sud, jusqu'alors le point trop isolé du réseau national).

En 2002, un total de trois SVC (Static var compensator) a été introduit dans le réseau national de la Sonelgaz: un dispositif à la sous station de Naama et deux à Béchar (Figure III.1).

Les trois SVC ont une classe identique, -10/+40Mvar à la tension 220 kV (figure III.1) et l'une des plates- formes de ses trois SVC est montrée par la figure (III.2) Le réseau est constitué d'une ligne de 500km sous une tension de 220kv. Un seul circuit aérien de la ligne de transmission pour l'alimentation de la charge éloignée dans la partie ouest du pays.

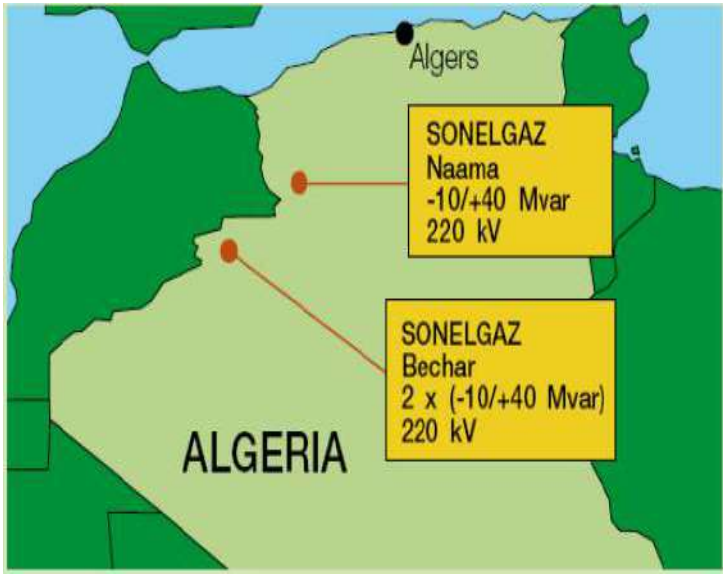


Figure III.1 : *SVC a Naama et Becher [53]*

Des productions locales de diesel et des turbines à gaz alimentent les charges locales de Béchar depuis le début des années quatre vingt dix et elles ont été fermées pendant l'année 2002.

Deux sous stations 220/60 kV, une intermédiaire (Naama) et une à la fin de la ligne (Béchar) ont été équipées avec des SVC (figure III.2) pour les objectifs suivants :

- ✓ Pour fournir au système de transmission, le support en énergie réactive afin de maintenir une tension stable pendant le fonctionnement normal et quotidien.
- ✓ Pour le rendement dynamique au cours du contrôle de la ligne 220 kV mise sous tension ainsi pour le maintien d'une tension stable dans le système sous diverses conditions d'exploitation. En particulier, pour prévenir l'effondrement de tension (voltage collapse) et l'instabilité du système pendant le transitoire et l'évolution rapide des conditions de tension dans le système. Les charges prisent hors réseau 220 kV sont de l'ordre de 12 MVA à Naama et 35 MVA à Béchar



Figure III.2 : *Photo montrant l'une des Plates-formes des trois SVC de l'Algérie [53]*

III .5 Rôle des dispositifs FACTS [54]

Le développement des dispositifs FACTS est essentiellement dû aux progrès réalisés dans le domaine des semi-conducteurs de puissance et plus particulièrement des éléments commandables tels le thyristor et le thyristor GTO.

Les FACTS représentent une alternative aux dispositifs de réglage de puissance utilisant des techniques passives : bobine d'induction et condensateur déclenchés par disjoncteur, transformateur déphaseur à régleur en charge mécanique, etc.

Dans les dispositifs FACTS, les interrupteurs électromécaniques sont remplacés par des interrupteurs électroniques.

Ils disposent ainsi de vitesses de commande très élevées et ne rencontrent pas les problèmes d'usure de leurs prédécesseurs.

De ce fait, les FACTS possèdent une très grande fiabilité et une flexibilité pratiquement sans limite.

Dans un réseau électrique, les FACTS permettent de remplir des fonctions tant en régime stationnaire qu'en régime transitoire. 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.

En régime permanent, les FACTS sont utilisés principalement dans les deux contextes suivants :

- ✓ Le maintien de la tension à un niveau acceptable en fournissant de la puissance réactive lorsque la charge est élevée et que la tension est trop basse, alors qu'à l'inverse ils en absorbent si la tension est trop élevée.
- ✓ Le contrôle des transits de puissances de manière à réduire, voire supprimé, les surcharges dans les lignes ou les transformateurs ainsi que pour éviter les flux de bouclage dans le réseau. Ils agissent alors en contrôlant la réactance des lignes et en ajustant les déphasages.

De par leur vitesse de commande élevée, les FACTS possèdent de nombreuses qualités en régime dynamique [54]. Ils permettent en particulier :

- ✓ D'accroître la réserve de stabilité transitoire.
- ✓ D'amortir les oscillations de puissance.
- ✓ De supporter de manière dynamique la tension.

III .6 pourquoi inséré les FACTS dans un réseau ?

Les dispositifs FACTS, peuvent aider à s'affranchir de ces contraintes, c'est une alternative très favorable du point de vue technique, économique et environnement.

Les dispositifs FACTS sont insérés dans un réseau pour satisfaire plusieurs besoins tels que : [55]

- ✓ Améliorer le contrôle de la tension et la stabilité du réseau.
- ✓ Réduire des pertes actives totales.
- ✓ Compenser l'énergie réactive.
- ✓ Amortir les oscillations de puissance.
- ✓ Augmenter la capacité de transport de la puissance active.
- ✓ Maîtriser la répartition et les transits des puissances.
- ✓ Améliorer des oscillations de puissance et de tension susceptibles d'apparaître dans les réseaux à la suite d'un défaut.
- ✓ Améliorer la stabilité électromécanique des groupes de production.
- ✓ permettre un meilleur contrôle et une meilleure gestion de l'écoulement de puissance.
- ✓ augmenter la capacité de transmission de puissance des lignes en s'approchant des limites thermiques.

III .7 Type des systèmes FACTS

La technologie FACTS n'est pas limitée par un seul dispositif mais elle regroupe une collection de dispositifs à base de l'électronique de puissance implantés dans les réseaux électriques afin de mieux contrôler le flux de puissance et augmenter la capacité de transit de leurs lignes.

Par action de contrôle rapide de ces systèmes sur l'ensemble de paramètres du réseau : tension, impédance, déphasage …etc. ils permettent d'améliorer les marges de stabilité et assurer une meilleure flexibilité du transfert d'énergie. (La figure III.3) représente la classification des dispositifs de compensation FACTS [56].

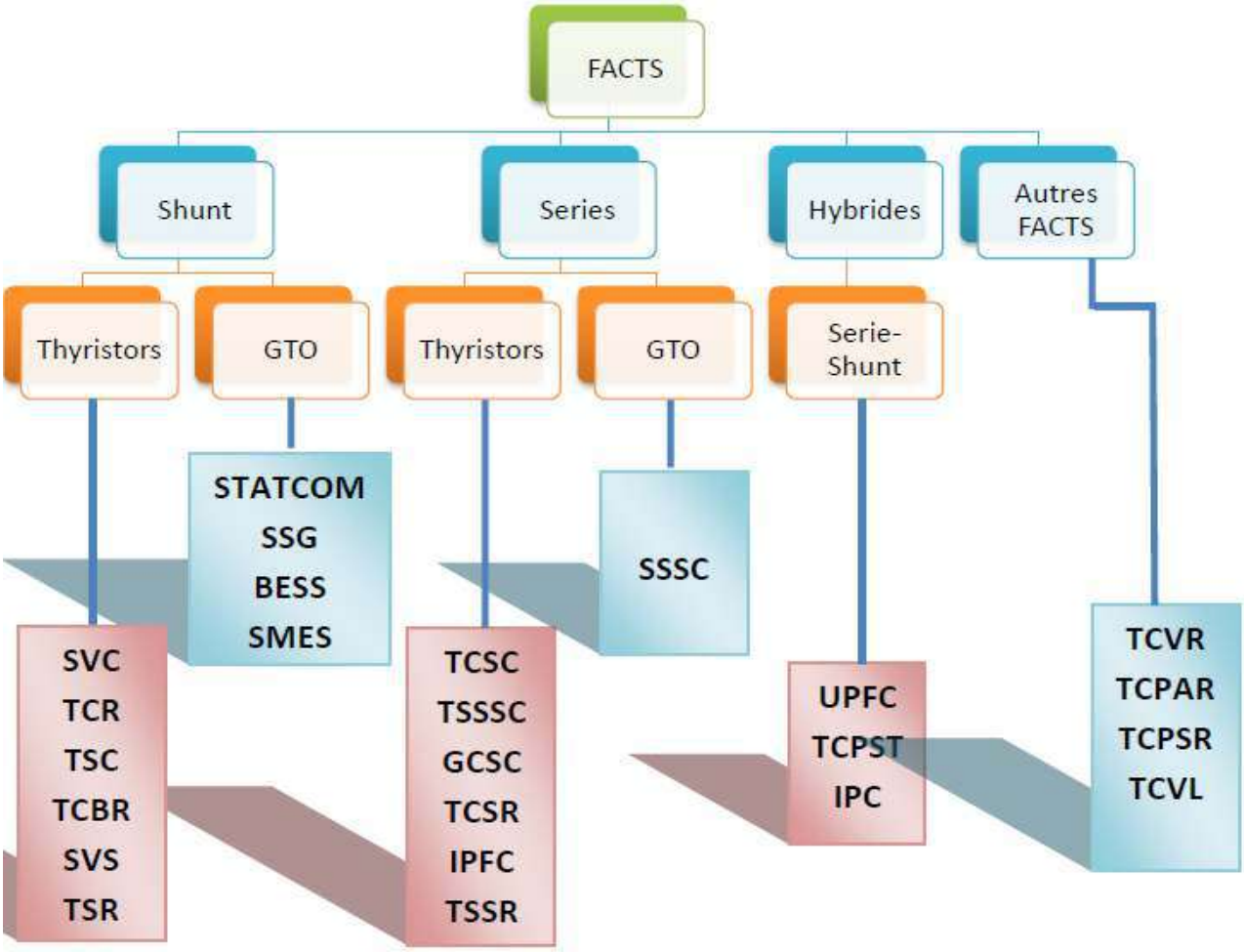


Figure III.3 : *Classification des dispositifs de compensation FACTS*

Les systèmes FACTS peuvent être classés en trois catégories [56] :

- ✓ Les compensateurs parallèles.
- ✓ Les compensateurs séries.
- ✓ Les compensateurs hybrides (série - parallèle).

Dans cette section, nous essayons de présenter les FACTS les plus populaires appartenant à chaque catégorie :

Les compensateurs parallèles sont utilisés depuis longtemps dans les réseaux électriques principalement pour contrôler les tensions aux niveaux désirés lorsque les conditions du système changent.

Des réactances fixes ou mécaniquement commutés sont appliquées pour réduire au minimum les surtensions du système dans des conditions de faible charge et des condensateurs shunt fixés ou mécaniquement commutés sont appliqués afin de maintenir des niveaux de tension dans des conditions de forte charge.

Dans les deux cas, les compensateurs shunts produisent une impédance réactive shunt, variable qui est ajustée en fonction des conditions du réseau de transport.

Les commutateurs mécaniques avaient commencé à être remplacés par les commutateurs statiques à base de thyristors vers la fin des années 70 [57]. Actuellement, les compensateurs shunts et notamment le SVC sont largement répandus dans les réseaux électriques [56].

III.8 Structure des Principaux Dispositifs FACTS

Depuis les premiers compensateurs, trois générations de dispositifs FACTS ont vu le jour.

Elles se distinguent par la technologie des semi-conducteurs et des éléments de puissance utilisés [57].

- ✓ La première génération est basée sur les thyristors classiques. Ceux-ci sont généralement utilisés pour enclencher ou déclencher les composants afin de fournir ou absorber de la puissance réactive dans les transformateurs de réglage.
- ✓ La deuxième génération, dite avancée, est née avec l'avènement des semi-conducteurs de puissance commandables à la fermeture et à l'ouverture, comme le thyristor GTO.

Ces éléments sont assemblés pour former les convertisseurs de tension ou de courant afin d'injecter des tensions contrôlables dans le réseau.

- ✓ Une troisième génération de FACTS utilisant des composants hybrides et qui est adaptée à chaque cas. Contrairement aux deux premières générations, celle-ci n'utilise pas de dispositifs auxiliaires encombrants tels que des transformateurs pour le couplage avec le réseau.

Une autre classification des contrôleurs FATCS basée sur les cinq caractéristiques indépendantes selon [58]:

- ✓ Le type de Raccordement sur le réseau (Connexion).
- ✓ Le mode de Commutation.
- ✓ La Fréquences de Commutation.
- ✓ Le mode de Stockage d'énergie.
- ✓ Le mode de Connexion au Port DC.

Selon ces critères, trois familles de dispositifs FACTS peuvent être mises en évidence:

- ❖ Les dispositifs shunt connectés en parallèle dans les postes du réseau.
- ❖ Les dispositifs séries insérés en série avec les lignes de transport.

Les dispositifs combinés série-parallèle qui recourent simultanément aux deux couplages.

III.8.1 Dispositifs de compensation dynamique shunts [58, 59,60]

L'objectif principal de la compensation shunt est l'accroissement de la puissance

Transmissible dans le réseau.

Le principe consiste à fournir ou à absorber de la puissance réactive de façon à modifier les caractéristiques naturelles des lignes pour le rendre plus compatibles avec la charge.

En régime permanent, la compensation réactive est utilisée pour la sectionnalisation des lignes ainsi que le maintien de la tension aux nœuds.

En régime transitoire, les dispositifs shunt permettent un contrôle dynamique de la tension pour l'amélioration de la stabilité transitoire et l'amortissement des oscillations de puissance et réduction des oscillations de tension (flicker).

III.8.1.1 Compensateur statique de puissance réactive (SVC)

III.8.1.1.1 Définition

Compensateur statique de puissance réactive (SVC) est un dispositif de compensation shunts de la famille flexible de systèmes de transmission à courant alternative (FACTS).

Il peut fournir en continu la puissance réactive nécessaire pour contrôler les fluctuations dynamiques de la tension sous différents régimes de fonctionnement et ainsi améliorer les performances de réseaux de transport et de distribution d'énergie électrique.

L'installation de SVC en un ou plusieurs points spécifiques du réseau peut accroître la capacité de transit et réduire les pertes tout en maintenant un profil de tension régulier sous différents régimes. De surcroît, un compensateur statique sa puissance réactive peut atténuer les oscillations des amplitudes de tension [59, 60].

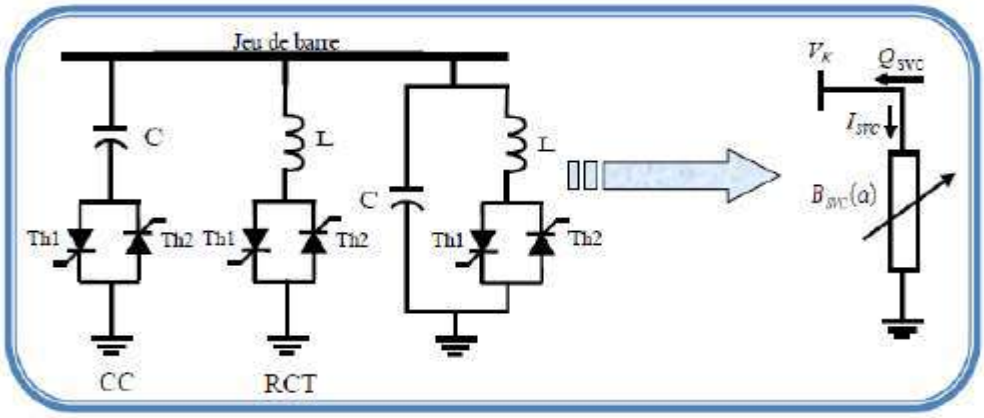


Figure III.4 : *Modèle mathématique de SVC*

III.8.1.1.2 Principe de fonctionnement

La (figure III. 4) donne une représentation schématique monophasée d'un compensateur statique. Il est composé d'un condensateur avec une réactance capacitive XC et d'une bobine d'inductance avec la réactance XL.

Ce système utilise l'angle d'amorçage α des thyristors pour contrôler le courant dans la réactance alors que le contrôle de la puissance réactive par cette méthode est rapide et d'une façon continue.

Le RCT ne peut absorbée que de l'énergie réactive, puisque il est constitué d'élément inductif. C'est pour cela que l'on associe ses dispositifs avec des bancs de condensateur commandé par thyristor (CCT) qui fournit de l'énergie réactive au réseau. Des thyristors fonctionnent cette fois en pleine conduction (une période complète de la pulsation du réseau). Le réglage de l'énergie absorbée par RCT, le bilan global est la somme de deux énergies.

Ce dispositif est associé à des filtres LC accordés pour éliminer les harmoniques de ces dispositifs RCT, CCT, bancs des capacités fixes et filtres d'harmoniques constitue le

compensateur hybride, plus connu sous le nom de SVC dont le premier dispositif a été installé en 1979 en Afrique du Sud. [54]

Le SVC présente plusieurs avantages :

- ✓ Stabiliser la tension dans les systèmes faibles.
- ✓ Réduire les pertes de transmission.
- ✓ Augmenter la capacité de transmission.
- ✓ augmenter la limite de stabilité.
- ✓ Améliorer la commande et la stabilité de tension.
- ✓ Atténuer les oscillations de puissance.

III.8.1.2 Compensateur statique synchrone(STATCOM)

III .8.1.2.1 Définition [60]

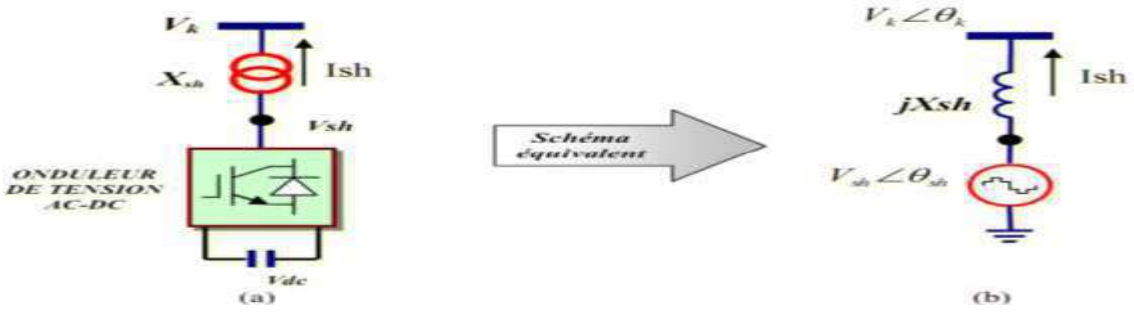
Le STATCOM (Statique Compensateur) a connu jusqu'à maintenant différentes appellations,

CSERA (Compensateur statique d'énergie réactive de type avancé).

ASVC (Advanced Static Var Compensator). SVG (Static Var Generator) ET STATCON (Static Condenser).

Un STACOM est un système d'électronique de puissance connecté en parallèle, qui injecte dans le réseau un courant alternatif contrôlé en phase et en amplitude. Leur topologie est basée sur des convertisseurs de tension.

Le schéma de STATCOM est donné par la (Figure. III.5)



(a) schéma équivalent tension/courant *(b) caractéristique*

Figure III.5: *structure d'un STATCOM*

III .8.1.2.2 Principe de fonctionnement

Les compensateurs shunts sont bien reconnus dans la compensation de l'énergie réactive et par conséquence la régulation de la tension au jeu de barre où ils sont connectés. Le STATCOM est un générateur synchrone statique qui génère une tension alternative triphasé synchrone avec la tension du réseau à partir d'une source de tension continue. L'amplitude de la tension du STATCOM peut être contrôlée afin d'ajuster la quantité de l'énergie réactive à échanger avec le réseau.

En général la tension du STATCOM est injectée en phase avec la tension de la ligne et dans ce cas il n'y a pas d'échange de l'énergie active avec le réseau mais seulement la puissance réactive qui sera injectée (ou absorbée) par le STATCOM comme le résume la figure III.6. [61] [62].

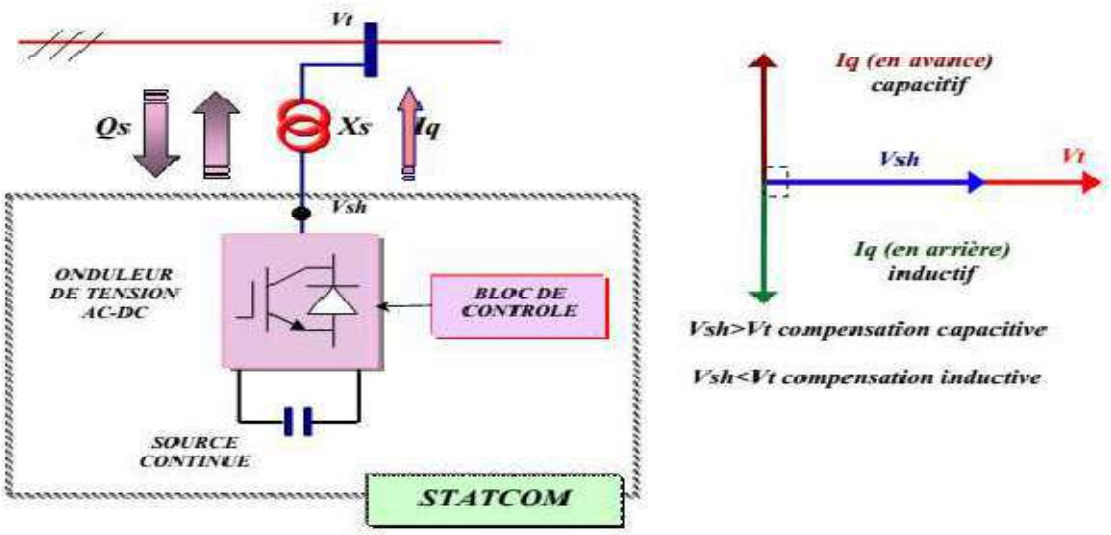


Figure III.6 : STATCOM

Soit le schéma équivalent de ce dispositif avec le système énergétique (source, ligne et charge) est donné par la figure (III.7). [63]

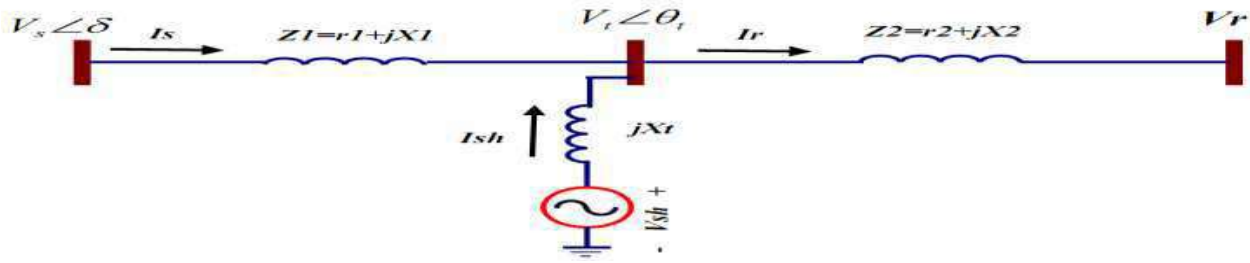


Figure III.7 : *Schéma équivalent du STATCOM connecté à un réseau électrique*

Le courant injecté par le STATCOM est donné par :

$$\bar{I}_{sh} = \frac{V_{sh} - \bar{V}_t}{j X_t} \qquad III.1$$

La puissance injectée au jeu de barre "t" est donnée par l'équation suivante :

$$\bar{S} = \bar{V}_t \bar{I}^*_{sh} = \frac{\bar{V}_t(\bar{V}^*_{sh} - \bar{V}^*_t)}{-jX_t} = \frac{\bar{V}_t \bar{V}^*_{sh} - \bar{V}^2_t}{-jX_t} \qquad III.2$$

D'où on aboutit aux puissances active et réactive injectées par le STATCOM au jeu de barre "t" exprimées par les formules qui suivent :

$$P_{sh} = -V_t V_{sh} \sin(\theta_t - \theta_{sh}) / X_t \qquad III.3$$

$$Q_{sh} = V_t(V_{sh} \cos(\theta_t - \theta_{sh}) - V_t)/X_t \qquad III.4$$

Avec l'hypothèse d'un STATCOM idéal (convertisseur sans pertes), la contrainte de fonctionnement que doit satisfaire le STATCOM est de ne pas échanger la puissance active avec le réseau. Donc:

$P_{sh} = -V_t V_{sh} \sin(\theta_t - \theta_{sh}) / X_t = 0$

D'où la condition $(\theta_t - \theta_{sh}) = 0$ donc $\theta_t = \theta_{sh}$

D'après cette condition la tension injectée par le STATCOM doit être en phase avec la tension du jeu de barre de raccordement. [64][65] [66].

Cependant il ya toujours, dans la pratique, une petite quantité de la puissance active absorbée à partir du réseau pour couvrir les pertes des interrupteurs du convertisseur du STATCOM et les pertes au niveau du transformateur de couplage et pour maintenir la tension DC aux bornes du condensateur constante.

Comme les tensions V_{sh}et Vt (Figure III.6) sont en phase le courant Ish du STATCOM, en quadrature avec la tensionV_t, est donc un courant réactif son amplitude et sa puissance réactive correspondante échangée avec le réseau sont données par les équations suivantes:

En admettant que la tension V_{sh} est sur l'axe d (comme référence des phases):

$V_{shd} = V_{sh}$, $V_{shq} = 0$

$$|I_{sh}| = I_{shq} = \frac{V_{sh} - V_t}{X_t} \qquad III.5$$

$$Q_{sh} = V_{sh} I_{shq} = \frac{V^2_{sh}}{X_t} \qquad III.6$$

$$Q_{sh} = V_{sh} I_{shq} = \frac{V^2{}_{sh}}{X_t}\left(1 - \frac{V_t}{V_{sh}}\right) \qquad III.7$$

Si $V_{sh} > V_t$, donc $Q_{sh} > 0$, le STATCOM fonctionne en mode capacitif et fournie une puissance réactive au réseau. Fig. III.8 (a).

A partir de l'équation *(III.8)* il parait clair que si le module de la tension du STATCOM V_{sh} égale le module de la tension V_t du réseau aucun transfert de l'énergie n'est effectué.

Si $V_{sh} < V_t$, donc $Q_{sh} < 0$, le STATCOM dans ce cas absorbe la puissance réactive à partir du réseau et fonctionne en mode inductive Fig. III.8 (b).

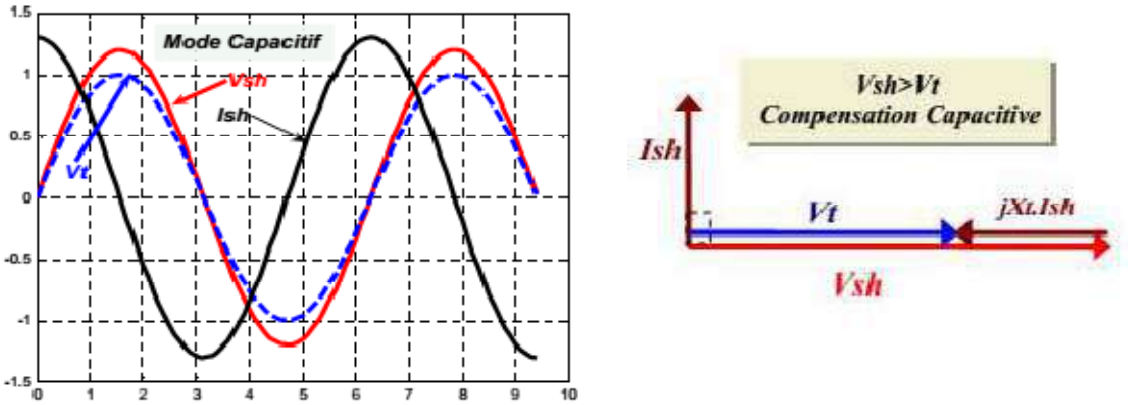


Figure III.8.a : *Courbes simulées du courant et tensions en mode capacitif [63]*

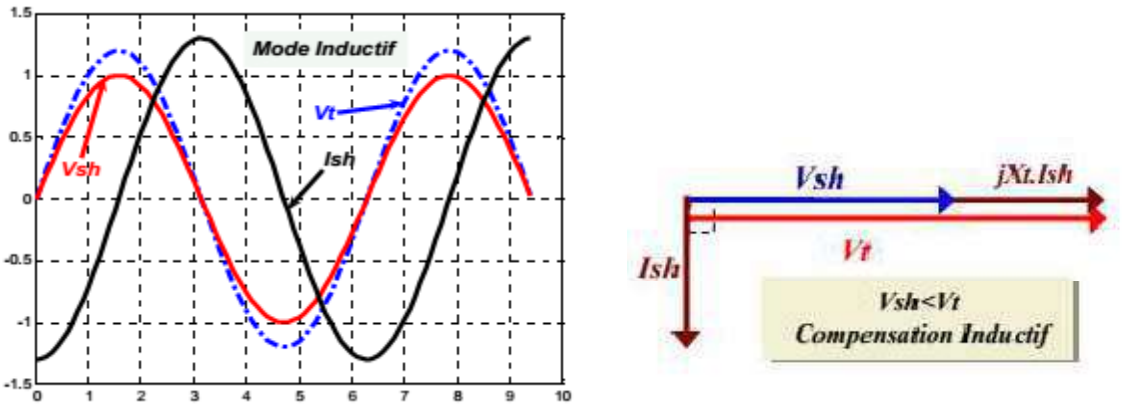


Figure III.8.b : *Courbes simulées du courant et tensions en mode inductif [63]*

NB : La puissance nominale du STATCOM dépend de la puissance réactive demandée pour la compensation au point de connexion. Le calcul de la répartition de charge (écoulement de puissance) détermine la tension du jeu de barre à réguler et la quantité de la puissance réactive nécessaire pour atteindre cet objectif.

III .8.1.2.3 Comparaison entre le SVC et le STATCOM

Le SVC et le STATCOM sont très proches dans leur pouvoir de compensation, mais très différents dans le principe de fonctionnement. Le STATCOM est une source de tension synchronisée en shunt avec le réseau électrique tandis que le SVC est une admittance (inductive ou capacitive) shunt contrôlée. Le STATCOM présente une caractéristique supérieure au SVC, beaucoup plus performant et surtout ne nécessite pas un même banc de batterie que le SVC pour la même puissance **[71]**.

Le STATCOM permet le même contrôle qu'un SVC mais avec plus de robustesse, ce dispositif est capable de délivrer la puissance réactive même si la tension du jeu de connexion est très faible, d'après sa caractéristique en constate que le courant maximal du STATCOM est indépendant de la tension du nœud.(figure III.9)

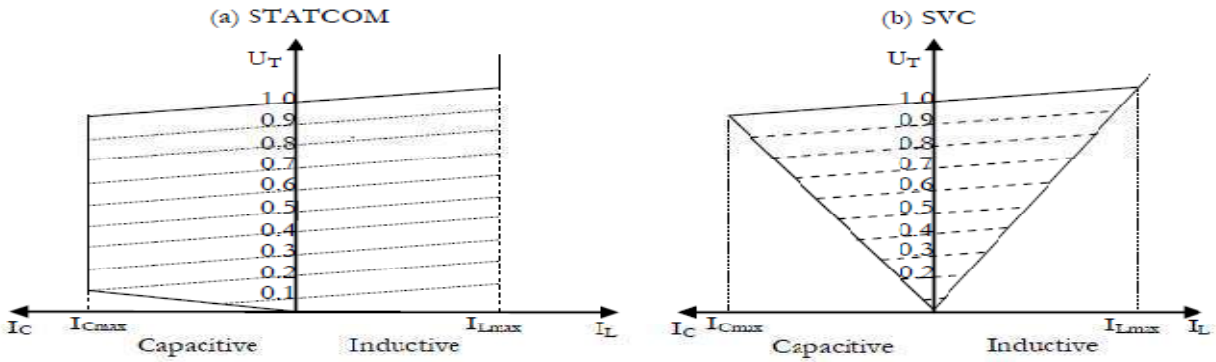


Figure III.9 : Caractéristique tension courant V-I a. STATCOM b. SVC **[71]**

III.9 Compensateurs Séries

Ces compensateurs sont connectés en série avec le réseau et peuvent être utilisés comme une impédance variable (inductive, capacitive) ou une source de tension variable.

En général, ces compensateurs modifient l'impédance des lignes de transport en insérant des éléments en série.

III .9.1 Compensateur série commandé par thyristor(TCSC)

III .9.1. 1 Définition

(Thyristor Controlled Series Capacitor) : Le Compensateur Série Contrôlé par Thyristors (TCSC) est composé d'une inductance en série avec un gradateur à thyristors, le tout en parallèle avec un condensateur. La représentation schématique et son circuit équivalent de ce compensateur sont donnés par la figure (III.10) [65].

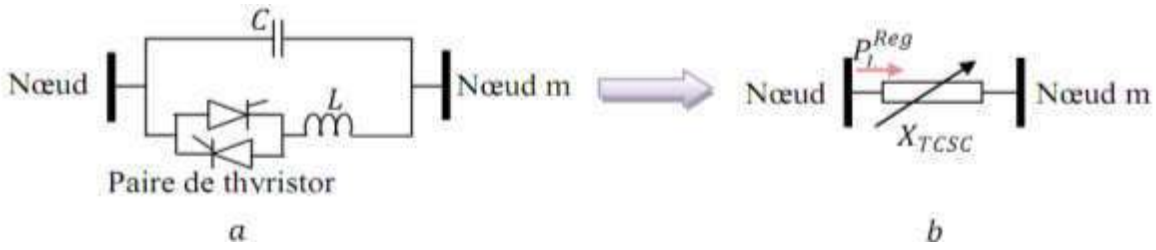


Figure III.10: Le circuit et le schéma équivalent d'un TCSC

Du point de vue fonctionnement, le TCSC se comporte comme une réactance variable connectée en série avec la ligne de transmission (figure III.10.b). Si les thyristors sont bloqués, le TCSC a une impédance fixe qui est celle du condensateur. Si Les thyristors sont commandés en interrupteur électronique et en pleine conduction, l'impédance du TCSC est encore fixe et vaut l'impédance équivalente du condensateur en parallèle avec l'inductance. A partir du fonctionnement de ce type de compensateur, on peut conclure que, le TCSC permet de varie la langueur électrique de la ligne de transmission en variant son impédance électrique, il peut être utilisé pour fournir une régulation du flux de puissance active. [65]

III .9.2 Compensateur statique série synchrone (SSSC)

III. 9.2.1 Définition

SSSC (Static Synchronous Series Compensator) : c'est l'un des plus importants dispositifs FACTS ; similaire à un STATCOM mais avec une tension de sortie injectée en série dans la ligne, son schéma de principe est donné par la figure III.11. Ce dispositif appelé aussi DVR (Dynamic Voltage Restorer) est utilisé généralement dans les réseaux de distribution afin de résoudre les problèmes de qualité d'énergie tel que les creux de tensions et maintenir ces dernières à des niveaux constants. [61].

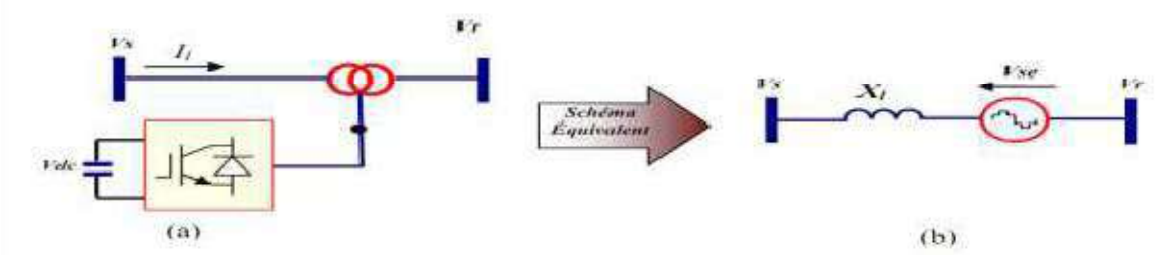


Figure III.11 : *Structure d'un SSSC, (b) schéma équivalent d'un SSSC.*

III.9.2.2 Principe de fonctionnement de SSSC

Le SSSC est un générateur statique synchrone de la famille des compensateurs série fonctionnant sans source d'énergie extérieure. Son principe de fonctionnement peut être expliqué en ce référant au schéma de la figure III.12.

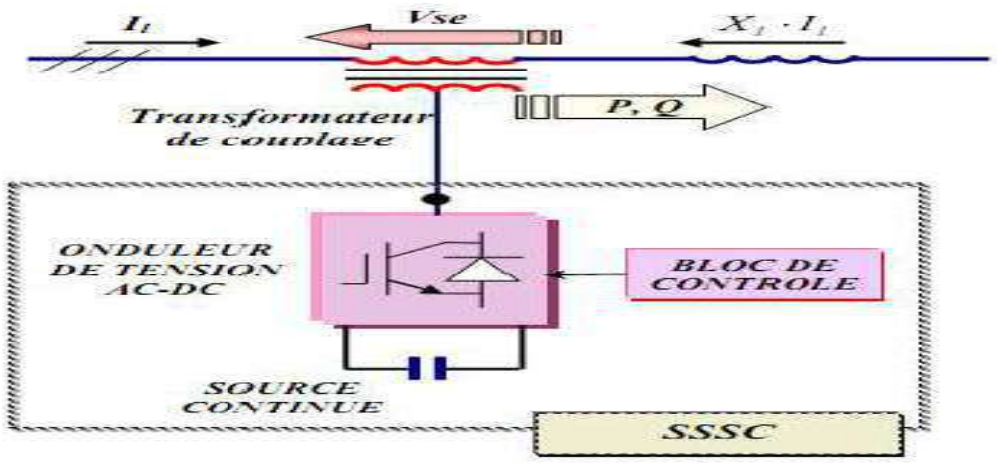


Figure III.12 : *SSSC (static synchronous serie compensator)*

Le SSSC délivre une tension triphasée V_{se}, à la fréquence du réseau, en quadrature ($\pm 90^0$) avec le courant de la ligne et contrôlable afin d'augmenter ou diminuer la tension à travers la ligne représentée par sa réactance X_l selon le mode de compensation capacitif ou inductif respectivement (Figure III.13), mais comme la réactance de la ligne ne varie pas réellement, c'est le courant dans la ligne qui sera affecter par cette variation et par conséquence les puissances correspondante. [65][62].

Idéalement la tension Vse est à $\pm 90^0$ du courant de la ligne ce qui fait qu'aucun échange de la puissance active est entre le réseau et le SSSC. Pratiquement il y a toujours une petite composante de cette tension Vsed en phase avec le courant I_l qui génère une petite quantité de la puissance active pour couvrir les pertes dans le convertisseur.



Figure III.13 : mode de compensation du *SSSC*

III.10 Compensateur série parallèle (hybride)

Les compensateurs FACTS cités précédemment (série ou parallèle), permettent d'agir uniquement sur un des trois paramètres déterminant la puissance transmise dans une ligne (tension, impédance et angle).

Par une combinaison des deux types de dispositifs, il est possible d'obtenir des dispositifs hybrides capables de contrôler simultanément les différentes variables précitées.

III.10.1 Contrôleur de transit de puissance universel (UPFC)

(Contrôle uruniverselle de l'écoulement de puissance) : L'association des dispositifs parallèle (STATCOM) et série (SSSC) par l'intermédiaire d'un bus continu constitue le compensateur hybride, plus connu sous le nom UPFC (variateur de charge universelle). Gygyi a présenté le concept de ce compensateur en 1990 [65].

L'originalité de ce dispositif est de pouvoir contrôler les trois paramètres associés au transite de puissance dans une ligne électrique à savoir : la tension, l'impédance de la ligne, le déphasage des tensions aux extrémités de la ligne [70].

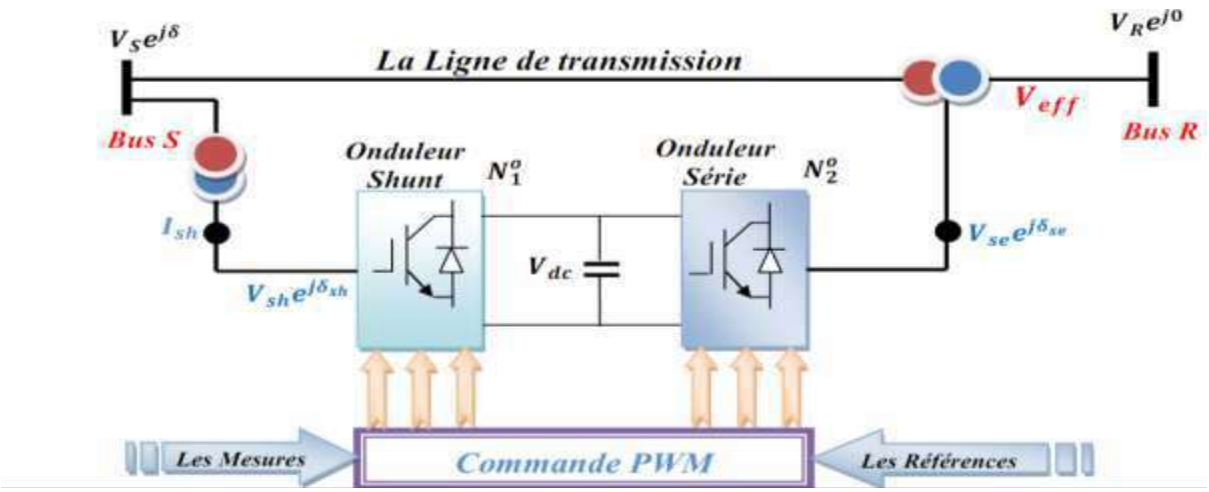


Figure III.14 : *Compensateur Unifier UPFC (Unified power flow controller).*

Les deux onduleurs sont interconnectés par un bus continu et par un condensateur de filtrage comme indiqué sur la (figure III.14)

L'onduleur série injecte une tension à la même fréquence que celle du réseau et dont l'amplitude et la phase est ajustable.

L'UPFC est constitué de deux onduleurs triphasés de tension, un onduleur connecté en parallèle au réseau par l'intermédiaire d'un transformateur de couplage, et l'autre connecté en série avec le réseau via un transformateur de couplage, les deux onduleurs sont interconnectés par un bus continu représenté par le condensateur C. [65]

III.10.2 Transformateur Déphaseur Commandé par Thyristor (*Thyristor Controlled Phase Shifting Transformer- TCPST)*

Transformateur déphaseur ajusté par un thyristor afin de fournir un angle de phase rapidement variable. Ce dispositif est également appelé régulateur d'angle de phase commandé par thyristor (TCPAR -Thyristor Controlled Phase Angle Regulator).

III.10.3 Régulateur de puissance interphases *(Interphase Power Controller- IPC)*

Un contrôleur de la puissance active et réactive connecté en série et comprenant, dans chaque phase, des branches inductives et capacitives soumises à des tensions déphasées séparément. Les puissances active et réactive peuvent être réglé indépendamment en ajustant les décalages de phase et / ou les impédances de branche, à l'aide des commutateurs mécaniques ou électroniques. Dans le cas particulier où l'impédance inductive et capacitive forme une paire conjuguée, chaque terminal de l'IPFC est une source passive de courant dépendant de la tension à l'autre borne.

III.11 autres dispositifs FACTS

III.11.1 Régulateur d'angle de phase commandé par thyristor (TCPAR)

Le TCPAR (déphaseur statique) est un transformateur déphaseur à base de thyristors. Ce dispositif à été crée pour remplacer les déphaseurs a transformateurs à régleur en charge (LTC: Load Tap Changer) qui sont commandes mécaniquement. Le TCPAR est constitue de deux transformateurs, l'un est branche en série avec la ligne et l'autre en parallèle (Figure III.15). Ce dernier possède différents rapports de transformation (n1, n2, n3). Ces deux transformateurs sont relies par l'intermédiaire des thyristors.

Son principe de fonctionnement est d'injecter, sur les trois phases de la ligne de transmission, une tension en quadrature avec la tension à déphaser. Ce type de compensateur n'est pas couramment utilise, seule une étude est actuellement menée afin d'introduire un déphaseur a thyristors dans l'interconnexion des réseaux du nord ouest du Minnesota et du nord de l'Ontario [72].

Le TCPAR a l'avantage de ne pas générer d'harmoniques car les thyristors sont commandes en interrupteurs en pleine conduction. Par contre, comme le déphasage n'a pas une variation continue, il est nécessaire d'y adjoindre un compensateur shunt, ce qui entraine des surcouts d'installation [73].

L'amplitude de la tension injectée est une combinaison des secondaires du transformateur parallèle dont les rapports de transformation sont n1, n2, n3. Cette combinaison donne une tension à injecter dont l'amplitude peut prendre 27 valeurs différentes [72].

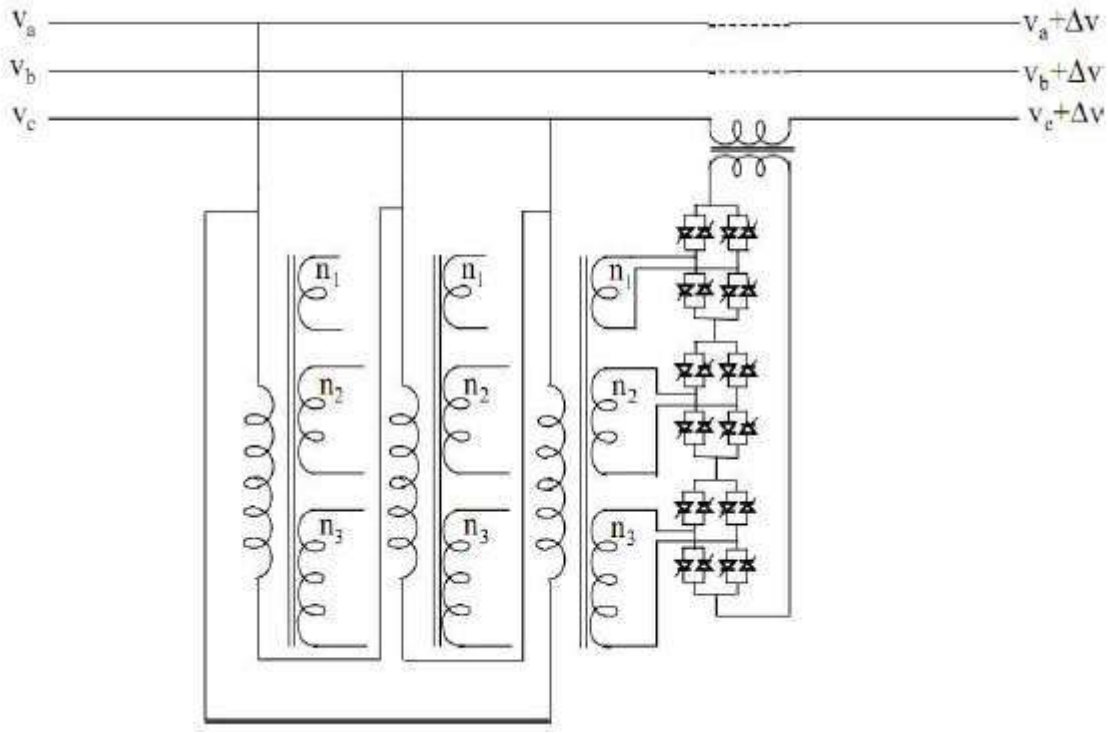


Figure III.15 : Schéma du TCPAR

III.11.2 Régulateur de tension commandé par thyristor (TCVR)

IEEE définit le TCVR (Thyristor Controlled Voltage Regulator) comme étant un transformateur contrôlé par thyristor qui permet la commande de la phase de tension d'une manière continue [72].

Le régulateur de tension commandé par thyristor TCVR, est un autre membre de la famille des FACTS combinés. Leur prix relativement réduit, leur confère un avantage certain dans le contrôle de l'écoulement d'énergie réactive.

III.12 Les Applications des FACTS

Tableau III .1 : les applications des FACTS

Type	Applications
SVC	✓ Stabilisation dynamique de tension, la capacité de transfert accrue de puissance, variation réduite de tension ✓ Améliorations de stabilité d'angle et de tension ✓ Équilibrage de charge dynamique ✓ Appui équilibré de tension
TCSC	✓ Améliorer la stabilité de coupure et de tension ✓ Commander la ligne flux de puissance ✓ Augmenter la capacité de transfert d'énergie ✓ Atténuation de l'oscillation électromécanique ✓ Faciliter des oscillations de subsynchronuos d'atténuation
STATCOM	✓ Stabilisation dynamique de tension ✓ Système d'alimentation amélioré atténuant, atténuation de SSR ✓ Équilibrage de charge dynamique ✓ Amélioration de la qualité de puissance

Tableau III.2 : Application des FACTS a la résolution des problèmes dans le réseau

Dispositif	**Contrôle du transit de puissance**	**Contrôle de la tension**	**Stabilité transitoire**	**Stabilité statique**
SVC	+	+++	+	++
STATCOM	+	+++	++	++
TCSC	++	+	++	++
SSSC	++	+	+++	++

TCPST	+++	+	++	++
UPFC	+++	+++	+++	+++

Influence :

Petite : + Moyenne : ++ Grande : +++

III.13 Coût des dispositifs FACTS

Mis à part les avantages techniques apportés par les FACTS, d'autres critères liés au coût doivent être pris en considération dans la décision d'installer un dispositif. Sur le plan économique, le critère généralement adopté dans l'évaluation des bénéfices obtenus par un FACTS est que l'accroissement des revenues doit excéder les coûts d'exploitations, de maintenance et d'amortissement de l'installation.

Le coût d'une installation FACTS dépend principalement des facteurs tels que :

- ✓ les performances requises.
- ✓ la puissance de l'installation.
- ✓ le niveau de tension du système
- ✓ la technologie du semi-conducteur utilisé.

Tableau III. : Comparaison des coûts des contrôleurs FACTS

Contrôleurs FACTS	**Coût** ($ /KVAR)
Condensateur shunt	8
Condensateur série	20
SVC	40
TCSC	40
STATCOM	40
UPFC partie série	50
UPFC partie shunt	50

III.14 Les Avantages et Inconvénients et les contraintes de la Technologie des Dispositifs FACTS [50]

a. Avantage

- ✓ Contrôle de l'écoulement de puissance : c'est la fonction principale des FACTS.
- ✓ L'utilisation du contrôle de l'écoulement de puissance peut satisfaire les demandes de charge, atteindre un fonctionnement optimal, et surmonter les conditions d'urgence.
- ✓ Amélioration de la stabilité dynamique. Cette fonction supplémentaire des FACTS comprenne l'amélioration de la stabilité transitoire, l'amortissement des oscillations de puissance et le contrôle de stabilité de la tension.
- ✓ Augmenter la capacité de transport de lignes à leurs capacités thermiques, y compris les demandes
- ✓ Fournir des connections sécurisées entre les compagnies de production et les régions par la diminution de la réserve de la puissance à générer requise par les deux zones.
- ✓ Réduction de l'écoulement de la puissance réactive, ce qui permettra ainsi à la ligne de transporter plus de puissance active.
- ✓ Contrôle de la boucle de l'écoulement de puissance.

b. Inconvénient

L'introduction des harmoniques du réseau électrique ce qui le rend pollué, c'est-à-dire le signal sera tendu et non sinusoïdale.

Il rend le réseau vulnérable au sur tension dues aux commutations répétitives.

c. Les contraintes des dispositifs FACTS

Les dispositifs FACTS sont considérés comme des solutions pour aider les systèmes électriques, mais ils présentent des inconvénients, en plus qu'ils ne sont pas une solution universelle, ils existent plusieurs contraintes pour que ces dispositifs soient efficaces et rentables :

- ✓ Le choix des facts ;
- ✓ Le choix des modèles des facts ;
- ✓ Choix de la localisation des facts ;
- ✓ Protection pour les facts et pour le réseau ;

- ✓ Interactions entre les dispositifs facts et les autres éléments ;

III.15 Conclusion

Dans ce chapitre nous avons présenté une introduction générale sur les techniques de compensation conventionnelles (série et shunt), au même temps une généralité globale sur les nouveaux dispositifs de contrôle et de commande des systèmes FACTS.

Après l'étude et l'analyse des différents modèles des dispositifs FACTS, on peut conclure que chaque dispositif impose un modèle bien déterminer d'une part, d'autre part la modélisation de ces dispositifs dynamique (shunt, série, mixte) facilitent leur intégration dans les méthodes numériques

Parmi dans ces nombreux types de compensateurs, on a choisi les compensateurs shunt SVC et STATCOM qui peut maintenir la tension à un niveau désiré, et le compensateur série le TCSC qui peut réduire la réactance de la ligne et augmente la puissance de transite.

Ceci fera l'objet du prochain chapitre.

CHAPITRE III

Les Systèmes FACTS

IV.1 introduction :

Les SEE sont souvent sujets à des perturbations pouvant entrainer 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 assures [74].

Dans le présent chapitre, nous allons étudié le comportement du réseau modèle d'IEEE 9 nœuds, soumis aux défauts symétriques (court-circuit triphasé) sur les trois jeux de barres au niveau des postes d'évacuations des centrales et lors d'augmentation de la charge, ainsi avant et après l'intégration des dispositifs FACTS en cherchant le temps maximal pour maintenir le fonctionnement normal des centrales.

L'utilisation du logiciel PSAT nous avons permis d'obtenir plusieurs paramètres indiqués sur les figures qui représentent les tensions aux niveaux des différents jeux de barres, les vitesses angulaires des générateurs, les puissances actives et réactives produites par les groupes présence d'un défaut triphasé avec la présence des dispositifs FACTS avec et sans intégrations des dispositifs FACTS .

IV.2 Étapes d'analyse de la stabilité transitoire

L'analyse de la stabilité transitoire est appréciée en procédant aux étapes de calcul suivantes :

- ✓ Lecture des données (caractéristiques des lignes, transformateurs, charges, générateurs, régulateurs de tension et de vitesse)
- ✓ Calcul de la matrice admittance Y, (avant, durant et après l'occurrence de défaut).
- ✓ Calcul des impédances équivalentes des charges
- ✓ Calcul de l'écoulement de puissance
- ✓ Calcul de la matrice admittance réduite avant défaut, durant défaut, et après défaut
- ✓ Calcul des conditions initiales du régime permanent
- ✓ Résolution des équations différentielles

- ✓ Appréciation de la stabilité et le TCID selon les critères des angles rotoriques.

IV.3 L'environnement de simulation

L'environnement que nous avons choisis est un logiciel de simulation travaillant sous MATLAB C'est le PSAT (**Power System Analyses Toolbox**).

IV .4 outils de simulation :

Plusieurs outils de simulation ont été utilises pour l'analyse de la stabilité transitoire tels que (MATLAB, EMTP, ETAP, POWER World, PSAT,… etc.). Ces logiciels permettent de nous renseigner sur les différents facteurs d'un réseau électrique et à simuler les différents cas pour avoir les paramètres du réseau. Ces derniers utilisent les mêmes concepts.

Dans le présent travail, on a choisi PSAT comme outil de simulation, Développé en 2001, par FEDERICO MILANO, PSAT est une boite à outils qui s'exécute sous environnement MATLAB. Elle est dédiée pour l'analyse statique et dynamique et le contrôle des réseaux électriques. PSAT est actuellement dans un stade précoce de développement de ses caractéristiques, ses structures et ses formes de données, mais être partiellement ou complètement changer dans les versions futures. Le PSAT inclut [51] L'écoulement de puissance base sur la méthode de NEWTON-RAPHSON, L'écoulement de puissance continue(CPF), L'écoulement de puissance optimal, la stabilité de tension … ;

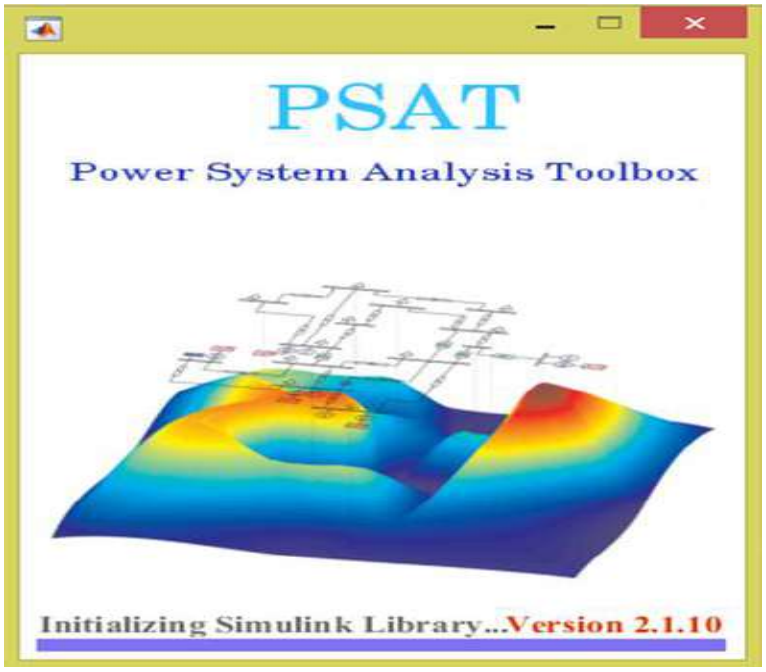


Figure IV.1 : la première fenêtre du PSAT

IV .4.1.Qu'est-ce qu'est le PSAT :

PSAT est une boîte à outils d'analyse de système d'alimentation open source pour Matlab et GNU / Octave et écrit par Federico Milano, en septembre 2001, de l'université de la Castille – depuis cette date plusieurs versions sont apparu, nous exploitons dans notre présent mémoire la version 2.1.10 datée en 26 mai 2016 dont la page principale est illustrée ci-dessous :

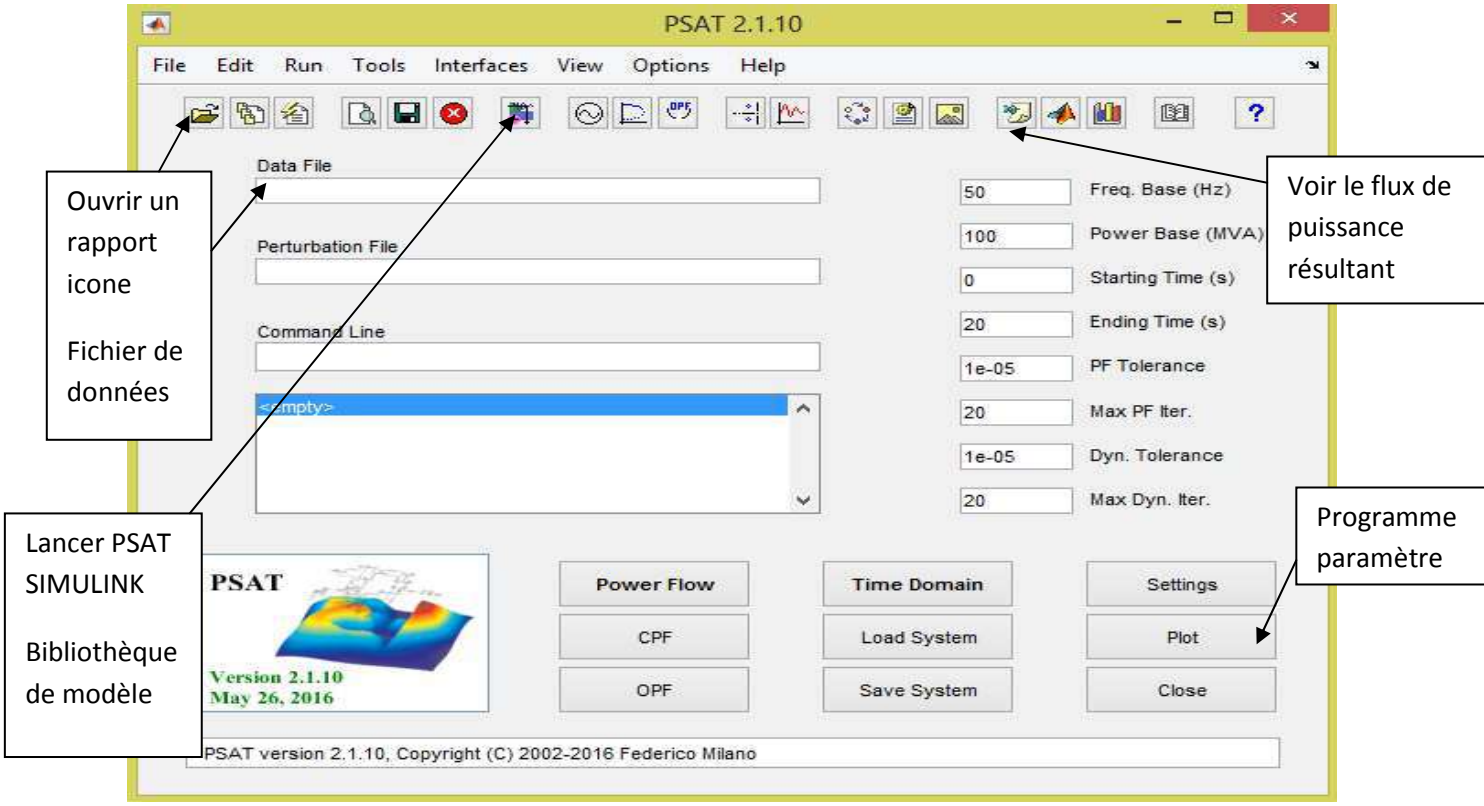


Figure IV.2 : la fenêtre principale du PSAT**.**

Toutes les opérations de PSAT sont réparties en deux types d'analyse :

- ✓ La première analyse est le calcul de l'écoulement de puissance. Cette application s'effectue dans une page de commande ou un éditeur.
- ✓ La seconde opération consiste à construire le réseau à étudier en utilisant une bibliothèque de SIMULINK qui contient de nombreux modèles unifilaires.

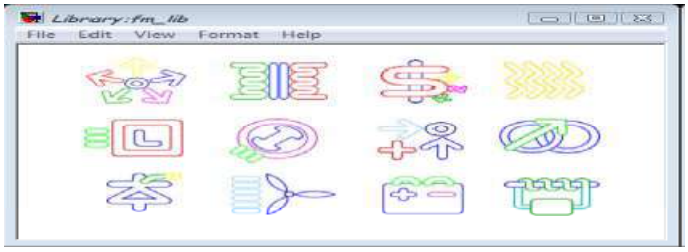


Figure IV.**3 :** la bibliothèque du PSAT.

Dans la fenêtre précédant on utilise le block de défaut :

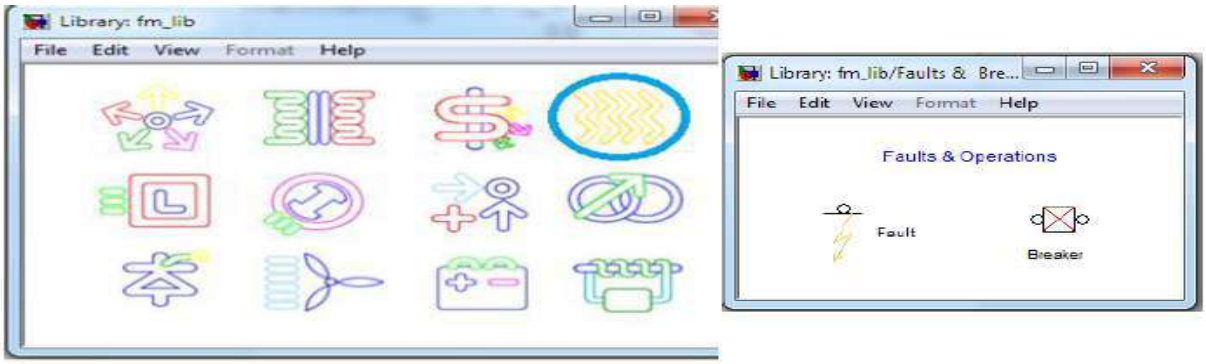


Figure IV.4 : bloc de défaut

IV.4.2Mode d'emploi

Après les fenêtres et la création de défaut (court-circuit triphasé) dans les jeux de barre on va simuler le travail qui apparaitre dans les fenêtres suivantes :

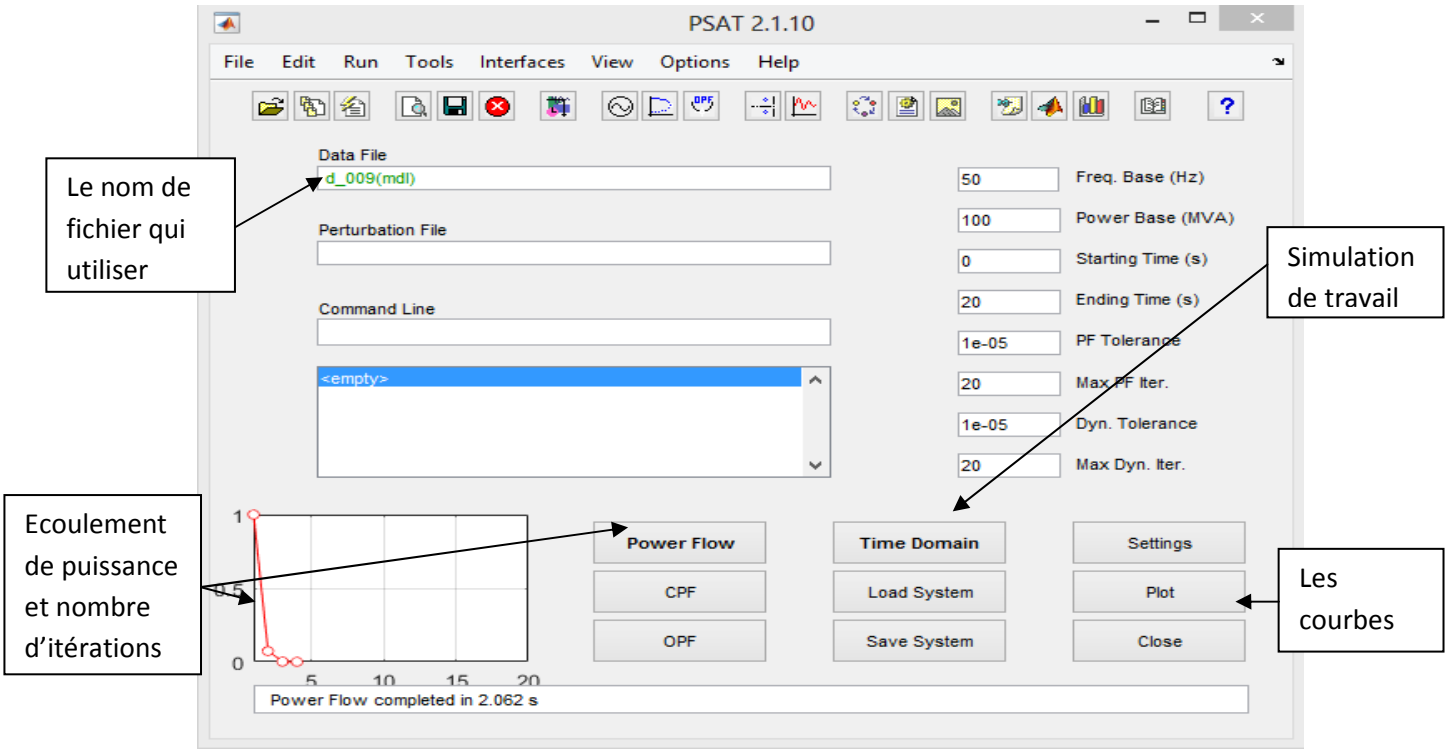


Figure IV.5 : paramètre de fenêtre principale

IV.5 Problématique :

Dans notre étude nous avant présenté sept cas :

- ✓ Cas N°1: fonctionnement normal.
- ✓ Cas N°2: avec défauts.

- ✓ Cas N°3: avec augmentation de la charge.
- ✓ Cas N°4: avec augmentation de la charge et défauts.
- ✓ Cas N°5: intégration des FACTS sur le réseau test.

Nous avant déterminé le temps maximal d'isolements des défauts aux niveaux de différents jeux de barres du réseau standard (modèle d'IEEE 9 jeux de barres) et de voir son comportement. Ainsi que l'analyse des paramètres : les vitesses angulaires, la tension, la puissance active et la puissance réactive.

IV.6.Réseau standard (modèle d'IEEE 9 jeux de barres) :

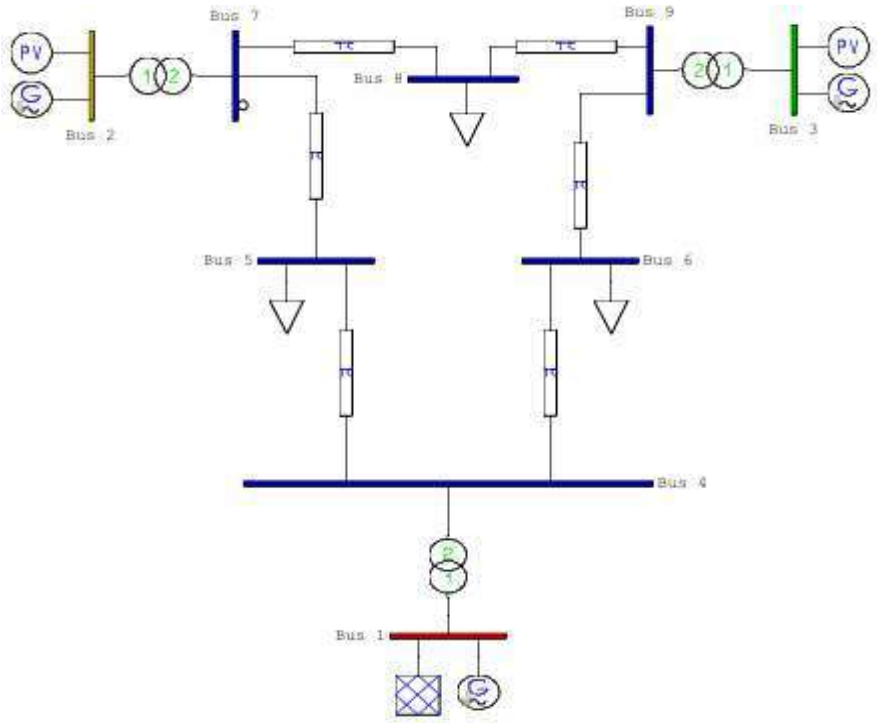


Figure IV.6 : Modèle d'IEEE 9 Jeux de barres

IV.6.1. caractéristique du modèle étudié :

Tableau IV.1 : données technique de modèle étudié

Nombre de bus	Nombre de ligne de transmission	Nombre de transformateurs	Nombre de générateurs	Nombre de charge
9	6	3	3	3

Tableau IV.2 : Paramètres du réseau test utilisé

paramètres	Centrale 1	Centrale 2	Centrale 3
Sn(MVA)	100	100	100
U(KV)	16.5	18	13.8
Facteur de puissance	1	1	1
X_d	0.146	0.8958	1.3125
X'_d	0.0608	0.1198	0.1813
X_q	0.0969	0.8645	1.2578
X'_q	0.0969	0.1969	0.2500

Tableau IV.3 : caractéristiques des lignes

Nœud 1	Nœud 2	R	X	B/2
1	**4**	0	0.0576	0
2	**7**	0	0.0625	0
3	**9**	0	0.0586	0
4	**5**	0.01	0.085	0.088
4	**6**	0.017	0.092	0.079
5	**7**	0.032	0.161	0.153
6	**9**	0.039	0..170	0.179
7	**8**	0.0085	0.072	0.0745
8	**9**	0.0119	0.1008	0.1045

Bus	V (pu)	Phase (rad)	$P_{gén}$ (pu)	$Q_{gén}$ (pu)	P_{load}(pu)	Q_{load} (pu)
1	1.04	0	0.71641	0.27046	0	0
2	1.025	0.16197	1.63	0.06654	0	0
3	1.025	0.08142	0.85	-0.1086	0	0
4	1.0258	-0.03869	0	0	0	0
5	0.99563	-0.06962	0	0	1.25	0.5
6	1.0127	-0.06436	0	0	0.9	0.3
7	1.0258	0.06492	0	0	0	0
8	1.0159	0.0127	0	0	1	0.35
9	1.0324	0.03433	0	0	0	0

IV.6.2Méthode d'analyse :

Pour examiner l'influence de plusieurs paramètres dans le réseau électrique sur la stabilité de ce dernier, nous avons procédé à une étude comparative vis-à-vis des valeurs du temps critique d'isolement de défaut correspondant à chaque simulation.

Pour ce faire on procède comme suit :

- ✓ Création d'un défaut au niveau d'un jeu de barre quelconque, il s'agit d'un court-circuit triphasé équilibré car il représente le défaut le plus sévère qui peut affecter le réseau électrique.
- ✓ Augmentation des charges suite à l'évolution du réseau.
- ✓ Changement du temps d'isolement de défaut pour chaque cas d'étude.
- ✓ Par la suite une visualisation des vitesses angulaires, des puissances actives et réactives des différents générateurs synchrones et des tensions au niveau de jeux de barres du réseau model pour chaque cas d'étude.
- ✓ L'observation du comportement transitoire du système ne peut révéler que deux cas

a) Système stable : si toutes les vitesses angulaires des générateurs tendent vers une valeur fixe très proche de la vitesse du synchronisme.

b) Système instable : si au moins une vitesse angulaire d'un générateur ne converge pas vers la vitesse de synchronisme.

- ✓ Nous avons calculé le temps critique d'isolement de défaut « TCID » selon les deux cas précédents (a et b) en augmentant ou en diminuant respectivement le temps d'isolement de défaut suivant la méthode de dichotomie.

IV.6.3 Calcul du temps critique d'élimination du défaut

Dans le présent travail, La valeur optimale du TCID, est déterminée par essais et erreurs. Pour cela plusieurs valeurs de la durée défaut *Td* sont préalablement choisies et testées consécutivement jusqu'à ce que le système devienne instable.

La valeur de ce temps correspond au TCID. Pour éclairer cette approche, on considère un défaut triphasé se produisant, a l'instant t = 1 ms, sur les différents jeux de barres.

Le défaut persiste durant un intervalle de temps *Td* dont on fait varier la valeur avec des pas très petits afin d'obtenir la valeur critique au-delà de laquelle la stabilité n'est plus assurée, après *Td* le défaut est éliminé, l'évaluation de la stabilité des trois périodes avant, durant et après défaut.

IV.7 Résultats de simulation et interprétation :

IV.7.1. L'état initial (cas N°1) :

Après la simulation du fonctionnement normal du réseau, les résultats des paramètres du réseau : les vitesses angulaires, les tensions, les puissances actives et les puissances réactives sont présentés ci-dessous (Le système est parfaitement stable).

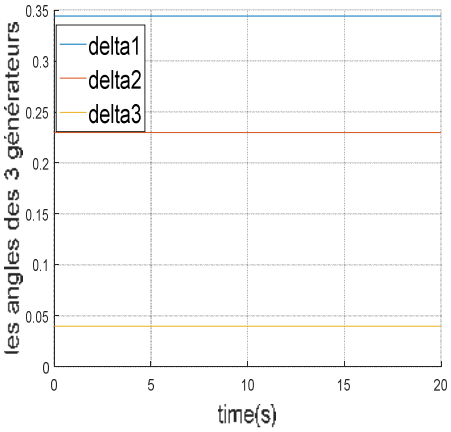


Figure IV.7: les angles

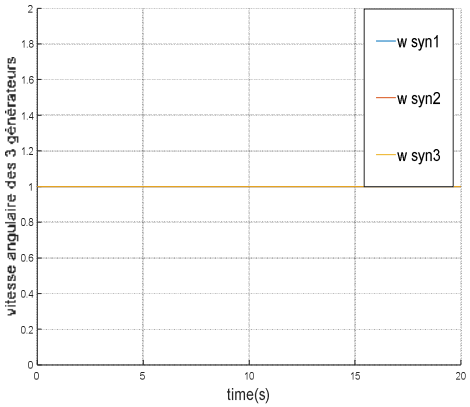


Figure IV.8: vitesse angulaire

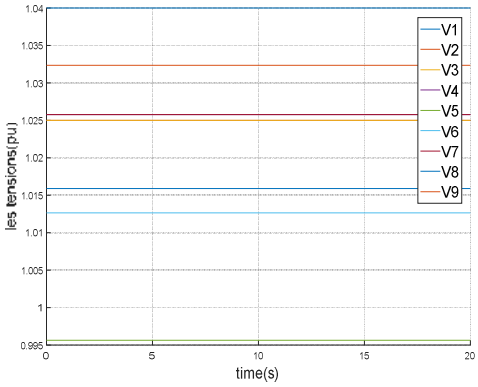


Figure IV.9 : les tensions aux jeux de barres

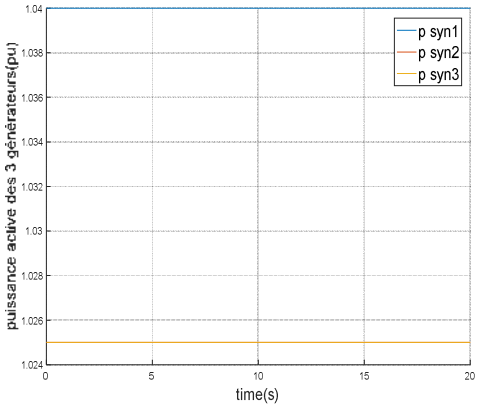


Figure IV.10: la puissance active des 3 générateurs

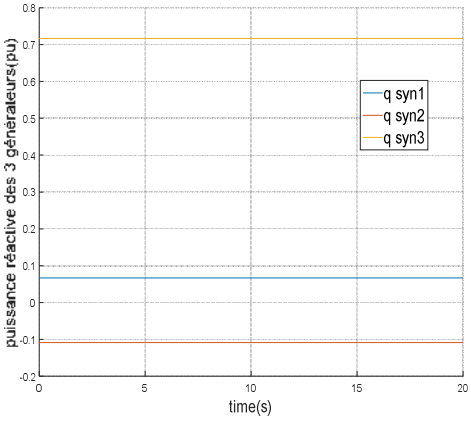


figure IV.11: la puissance réactive des 3 générateurs

IV.7.2Influence du lieu de défaut (cas N°2) :

Le choix de lieu de l'application de défaut est très essentiel :

Le défaut au jeu de barre N°4 :

Nous avons simulé un défaut au niveau du jeu de barre N°4 avec une durée t=262ms

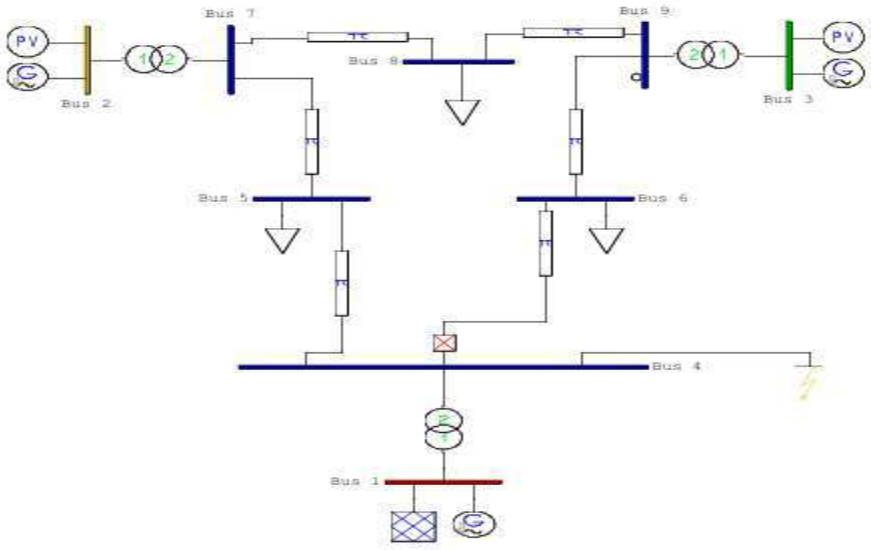


Figure IV.12 : Application d'un défaut au niveau de JB 4

Les résultats obtenus sont présentés sur les figures ci-dessous :

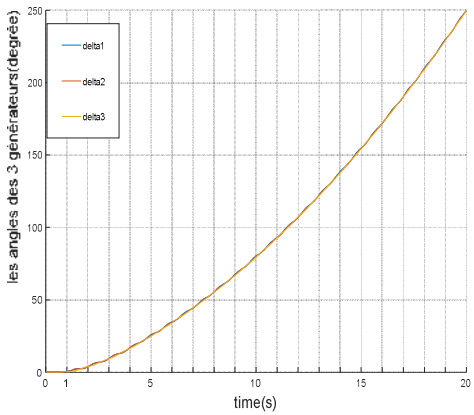


Figure IV.13: les angles des 3 générateurs correspond à t=262ms

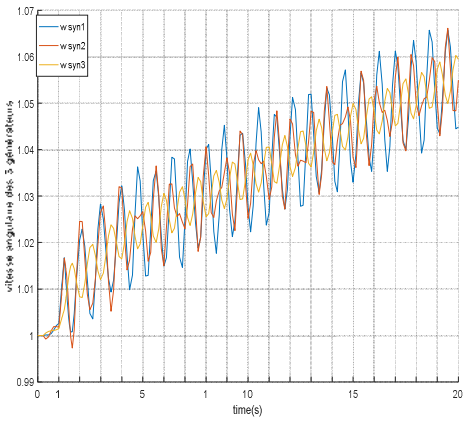


Figure IV.14: vitesse angulaire des 3 générateurs correspond à t=262ms

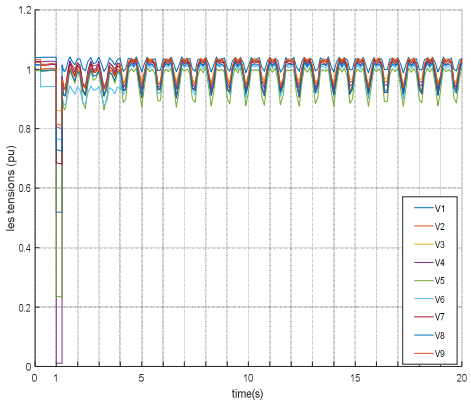


Figure IV.15: les tensions aux jeux de barre à t=262ms

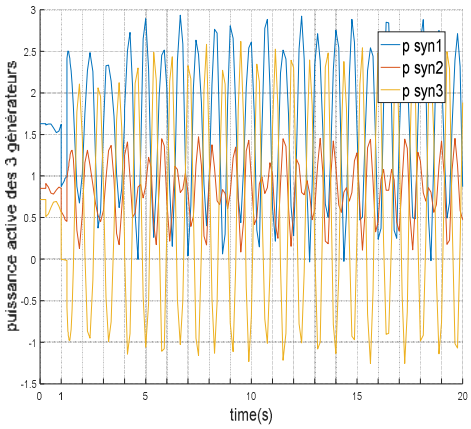


Figure IV.16 : puissance active des 3 générateurs à t=262ms

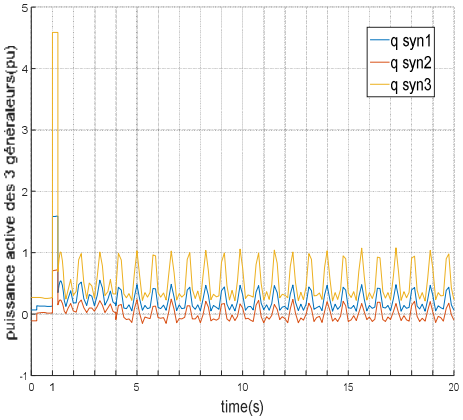


Figure IV.17: puissance réactive des 3 générateurs à t=262ms

Nous avons augmenté la durée d'isolement du défaut d'un pas de t =1 ms, soit t = 263ms

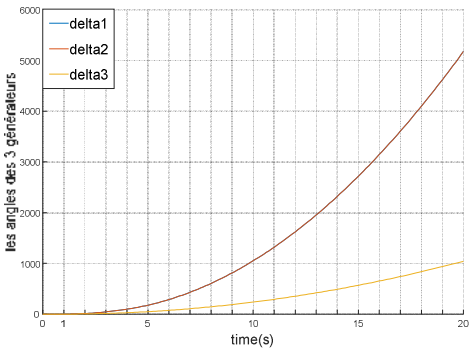


Figure IV.18 : les angles des 3 générateurs à t=263ms

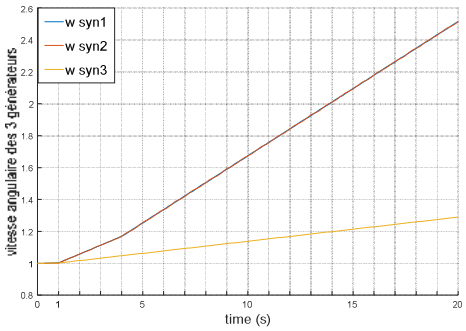


Figure IV.19:vitesse angulaire des 3 générateurs à t=263ms

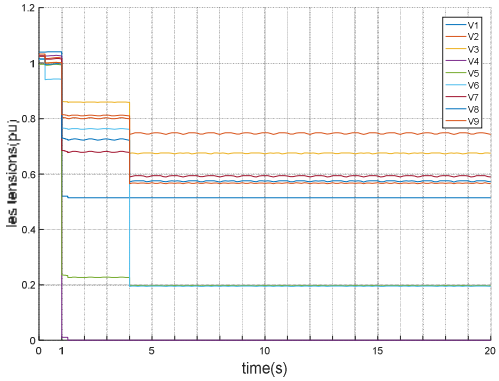


Figure IV.20: les tensions à t=263ms

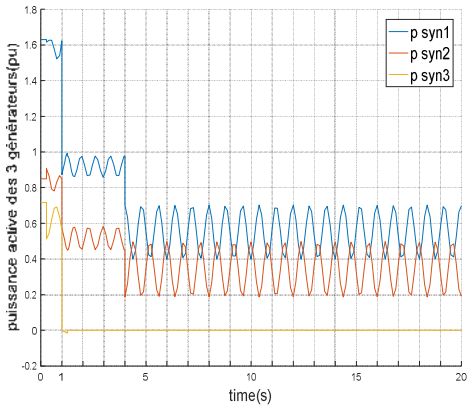


Figure IV.21: puissance active à t=263ms

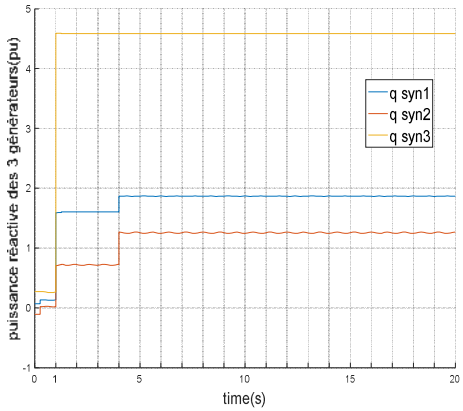


Figure IV.22: puissance réactive à t=263ms

Dans ce cas on remarque que la vitesse de générateur 1et 2 sont diverge la première

Par rapport a la vitesse de générateur 3 donc le réseau instable parce que l'instabilité dépend d'un générateur diverge sa sera le réseau instable dans le temps 263 ms alors le réseau stable dans la durée 262 ms.

Dans le tableau suivant, nous avons considéré 06 cas de défauts. 3 cas jeux de barres de charge (5, 6,8) et 3 cas jeux de barres plus proches des générateurs (4, 7,9)

Tableau IV.4 : TCID pour différents lieu de défauts (avec défaut).

Les jeux de barres	Jb4	Jb5	Jb6	Jb7	Jb8	Jb9
TCID (ms)	262	282	336	191	239	221

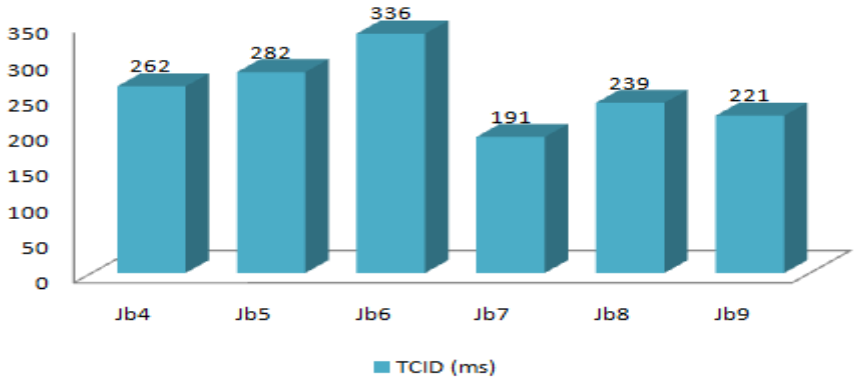


Figure IV.23:Histogramme des TCID (ms)

L'histogramme précédent montre que, le lieu de défaut a une influence importante sur la stabilité transitoire de notre réseau.

Interprétation

Les résultats présents par l'histogramme montrent que pour chaque défaut sur le réseau donne une valeur de TCID. Cette valeur est due essentiellement au changement de la matrice admittance pour chaque cas, et par conséquent la modification de la matrice Y changera complètement l'écoulement de puissance et la condition initiale et pour chaque période de temps (avant, durant et après défaut), c'est le TCID minimum qui montre le point faible de réseau qui nécessite de renforcer.

La création de défaut au niveau des jeux de barres de générations ou les charges, le plus importants JB de génération parce que JB de charge élimine (le réseau respire bien).

IV.7.2.1 Analyse des résultats de simulations du cas N°2

- ✓ Lors du défaut, la vitesse angulaire ω_1 et ω_2 présentent de fortes oscillations par rapport à la vitesse angulaire ω3 du nœud bilan, et une stabilisation du système avec des vitesses un peu plus grandes de la vitesse initiale. Figure (IV.14)
- ✓ Durant le défaut, nous avons constaté qu'un creux se présente pour chaque tension proche du jeu de barre N°4, une fois que le défaut est éliminé toutes les tensions reprennent leurs allures initiale. Figure (IV.15)
- ✓ Lors de défaut, de fortes oscillations des puissances actives au niveau des générateurs N°1 et N°3 par rapport au générateur N°2. Figure (IV.16)
- ✓ Lors de défaut, il y a une surproduction de la puissance réactive. Figure (IV.17)

Nous avons augmenté la durée d'isolement du défaut d'un pas de t= 1ms, l'exécution de la simulation nous avons permis d'obtenir les résultats qui montrent la perte de la stabilité du système.

- ✓ les générateurs ont perdu leurs synchronismes à partir de (t=1s) .Figure (IV.19)
- ✓ les tensions obtenues au niveau de chaque nœud sont plus faibles par rapport aux tensions admissibles. Figure (IV.20)
- ✓ Les puissances actives aux niveaux des générateurs diminuent et les puissances réactives augmentent. Figure (IV.21) ; Figure (IV.22)

IV.7.3 Augmentation de la charge (cas N°3)

Nous avons augmenté les puissances de charge des nœuds de notre réseau, et chaque nœud de charge à un taux d'augmentation de 100% comme il est présenté sur la figure suivante :

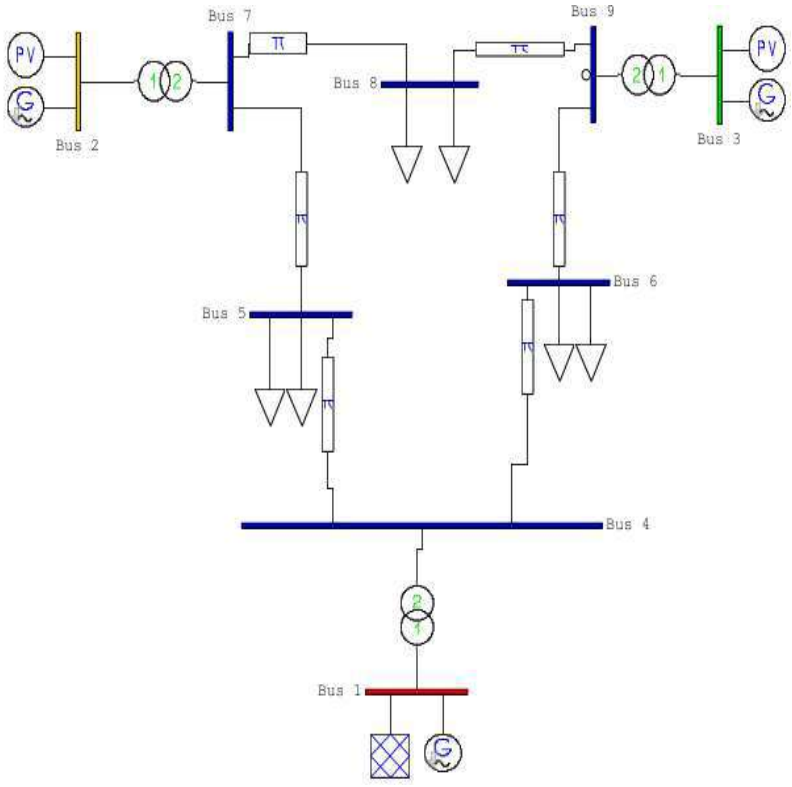


Figure IV.24 : réseau avec surcharge

Les résultats obtenus sont présentés sur les figures ci-dessous :

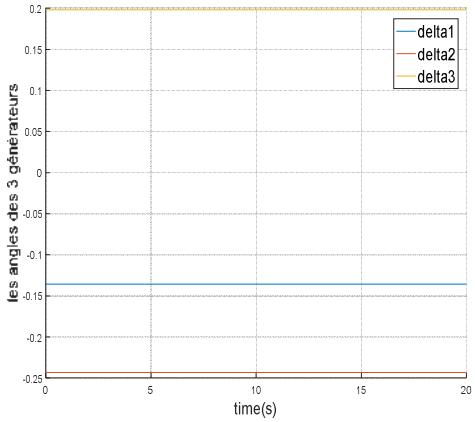


Figure IV.25: les angles

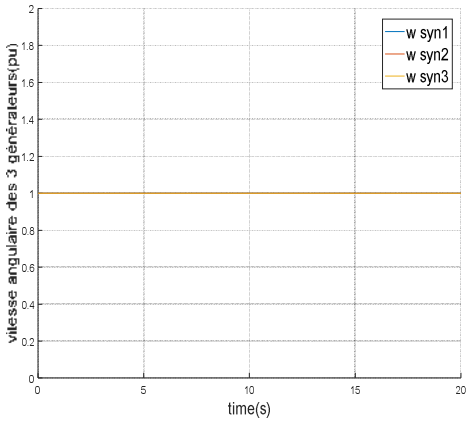


Figure IV.26: vitesse angulaire

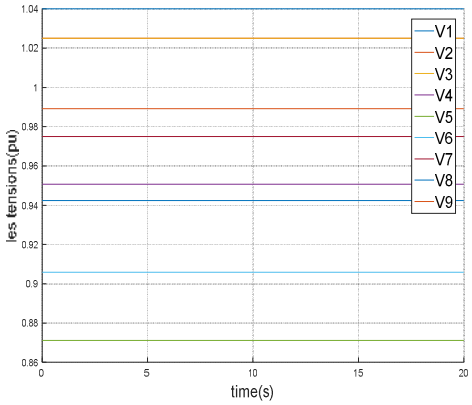


Figure IV.27: les tensions

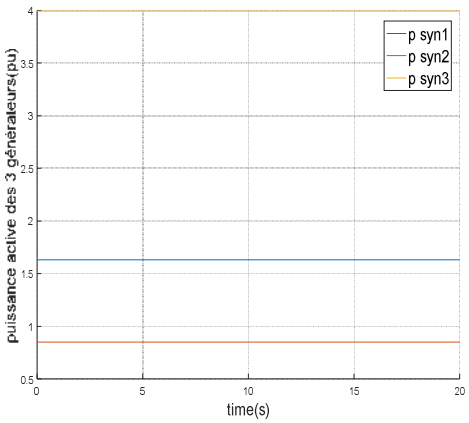


Figure IV.28 : puissance active

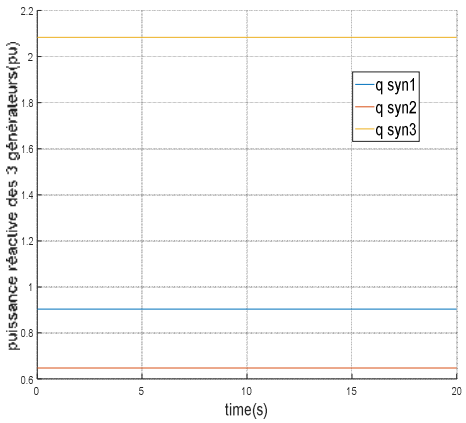


Figure IV.29: puissance réactive

IV.7.3.1 Analyse des résultats de simulation du cas N°3 :

Le système est parfaitement stable, mais nous avons constaté qu'il y a une chute de tension au niveau de tous les JB, sauf le JB N°1 et N°3, une surproduction de la puissance active au niveau de générateur N°2 et une surproduction de la puissance réactive au niveau de tous les générateurs.

IV.7.4 Influence du lieu de défaut avec augmentation de la charge (cas N°4):

Le choix du lieu de l'application de défaut est très essentiel sur tout s'il y a une surcharge :

Le défaut au jeu de barre N°4 :

Nous avons simulé un défaut au niveau du jeu de barre N°4 avec une durée de t=999ms, et nous avons doublé les charges.

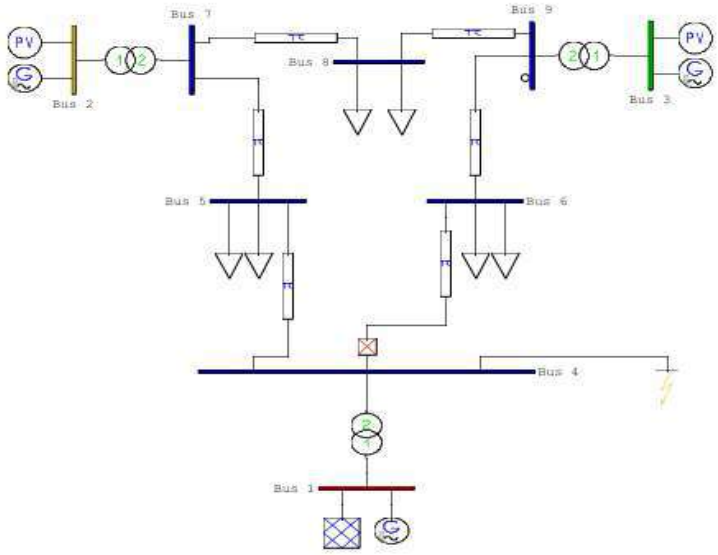


Figure IV.30 : réseau avec défaut et augmentation de charge

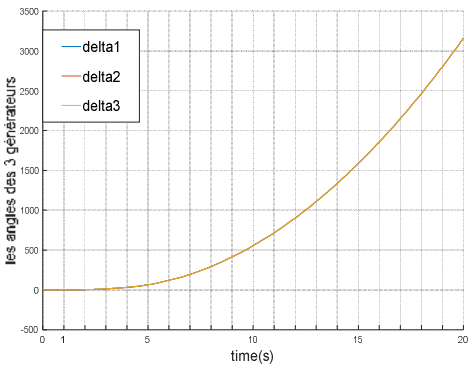


Figure IV.31: les angles à t=999ms

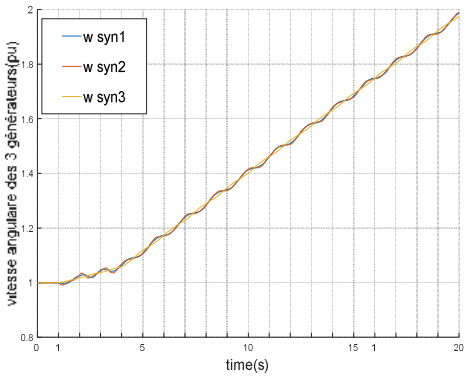


Figure IV.32: vitesse angulaire à t=999ms

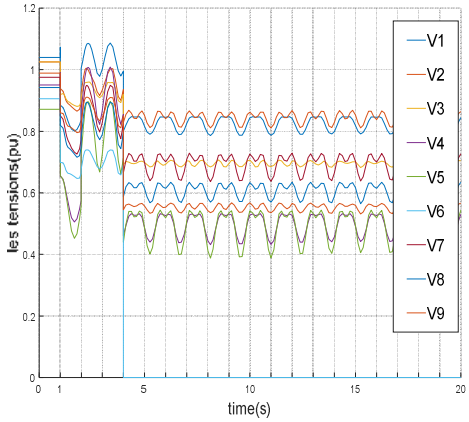


Figure IV.33: les tensions à t=999ms

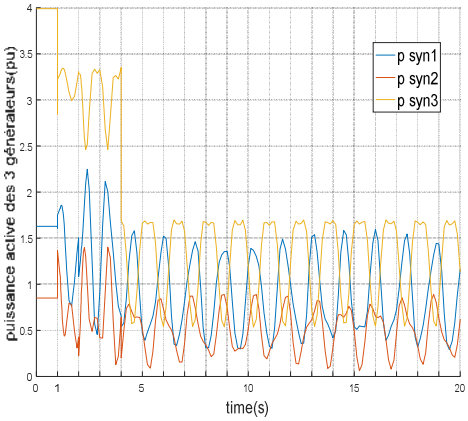


Figure IV.34: puissance active à t=999ms

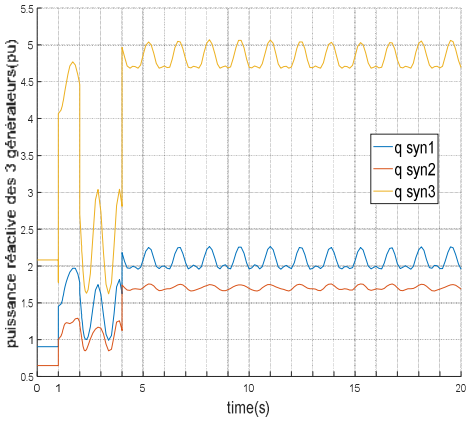


Figure IV.35: puissance réactive à t=999ms

Nous avons augmenté la durée d'isolement du défaut d'un pas de t= 1 ms, soit t= **1000** ms.

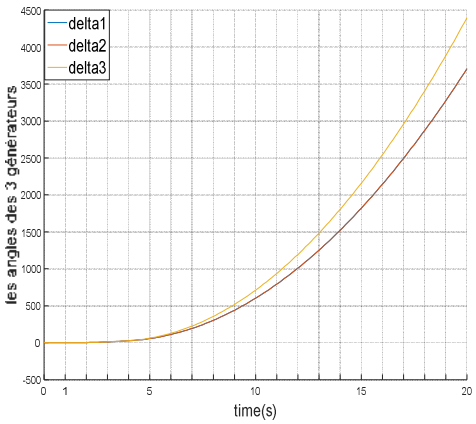


Figure IV.36: les angles à t=1000ms

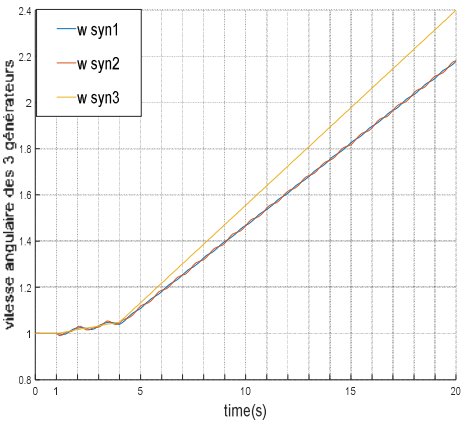


Figure IV.37: vitesse angulaire à t=1000ms

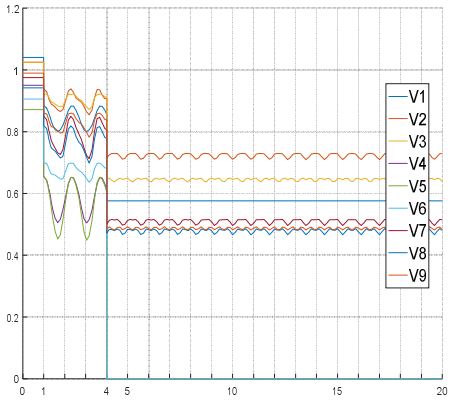


Figure IV.38: les tensions à t=1000ms

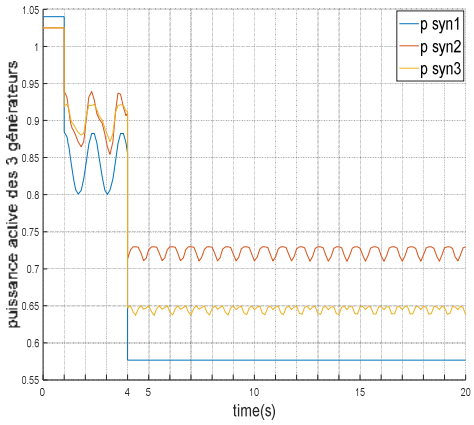


Figure IV.39: puissance active à t=1000ms

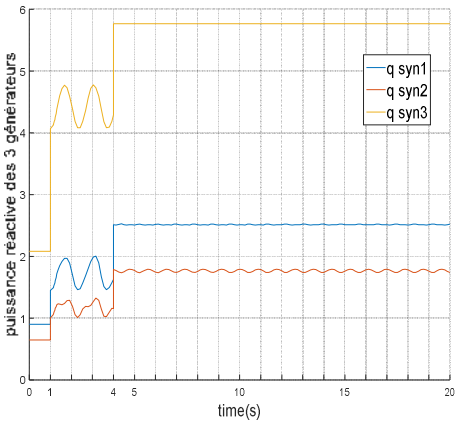


Figure IV.40: puissance réactive à t=1000ms

Dans ce cas nous pouvons déduire que le TCID = 999 ms.

Dans le tableau suivant, nous avons considéré 03 cas de défauts de telle sorte que les défauts soient le plus proche possible des groupes de production avec une augmentation de la charge.

Tableau IV.5 : TCID pour différents lieu de défauts (avec surcharge).

Les jeux de barres	**Jb4**	**Jb7**	**Jb9**
TCID (ms)	**999**	**348**	**453**

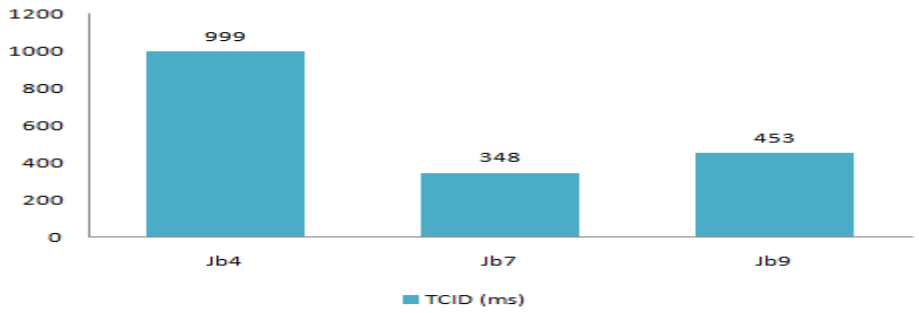


Figure IV.41:Histogramme des TCID (ms)

D'après les résultats et l'histogramme précédents nous n'avons constaté que le lieu de défaut à une influence importante sur la stabilité transitoire de notre modèle d'étude, surtout avec l'augmentation de la charge. Ou il est observé un changement du TCID.

IV.7.4.1Analyse des résultats de simulations du cas N°4 :

Lors de défaut, nous avons remarqué :

- ✓ Une énorme augmentation de la vitesse angulaire au niveau de tous les générateurs, avec des oscillations élevés au niveau de générateur. Et une stabilisation du système avec une très grande valeur de la vitesse initiale. Figure IV.32
- ✓ Un grand creux de tension aux niveaux de tous les JB, surtout les JB qui sont plus proche du défaut, qui est du à l'écoulement très important de la charge réactive pendant un temps plus lent. Et avec de fortes oscillations jusqu'à (t= 4s) après, toutes les tensions reprennent leurs allures initiale. Figure IV.33
- ✓ Durant le défaut, une grande diminution de la puissance active aux niveaux de tous les générateurs, une fois que le défaut est éliminé on remarque de fortes oscillations au niveau de générateur N°1 et N°2 par rapport au générateur N°3. Figure IV.34
- ✓ La puissance réactive a subi une augmentation aux niveaux de tous les générateurs, surtout au niveau du générateur N°1. Figure IV.35

Nous avons augmenté la durée d'isolement du défaut d'un pas de t= 1ms, les résultats obtenus montrent la perte de stabilité du système

- ✓ les générateurs ont perdu leurs synchronismes à partir de (t =1s). Figure (IV.37)
- ✓ les tensions obtenues au niveau de chaque nœud sont plus faibles par rapport aux tensions admissibles. Figure (IV.38)
- ✓ Les puissances actives aux niveaux des générateurs diminuent et les puissances réactives augmentent. Figure (IV.39) ; (IV.40)

IV.7.5 Amélioration de la stabilité transitoire avec l'intégration des FACTS :

IV.7.5.1 Avec insertion du SVC :

Malgré les différents moyens utilises pour améliorer la stabilité et le contrôle des réseaux tels que les protections, les automates, les transformateurs a prises réglables en charge, les transformateurs déphaseurs, les compensateurs série ou parallèle commutes par disjoncteurs, la modification des consignes de production, le changement de topologie du réseau, les doubles protections, les délestages, les bobines supraconductrices, mais les incidents et les blackouts ont montre leur limite. Pour cela nous avons mis en évidence les dispositifs FACTS qui fournissent des nouvelles possibilités pour contrôler la puissance, augmenter et améliorer la capacité des lignes existantes au lieu de construire de nouvelles lignes. La validation de notre idée est testée sur le réseau test en présence d'un SVC.

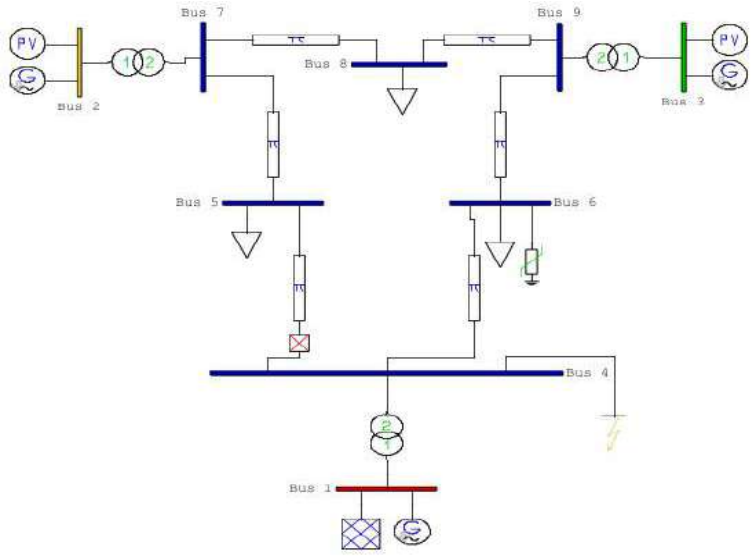


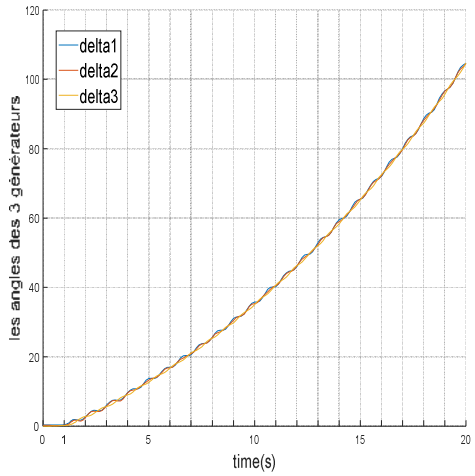
Figure IV.42: SVC inséré aux différents jeux de barres

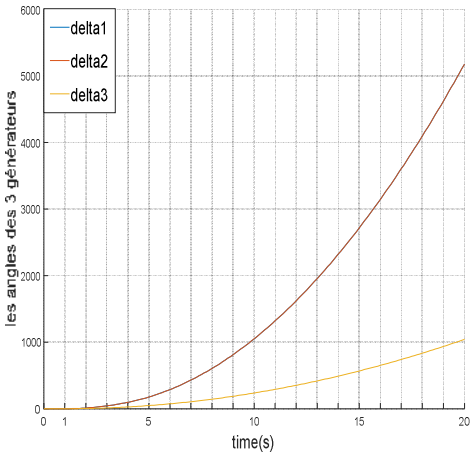
Dans cette application, on fait l'intégration d'un SVC sur le système électrique représente dans la figure IV.42**,** et on joue sur le temps de l'élimination dans le but de la recherche du TCID.

Les résultats obtenus sont représentes dans les figures suivantes. L'influence de plusieurs paramètres sur la stabilité transitoire est présentée.

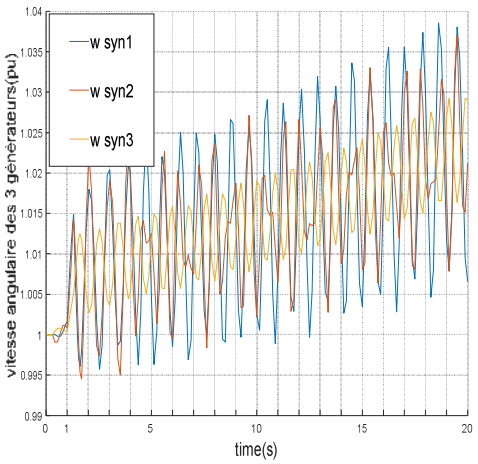
Enfin, l'étude de ce réseau est présentée afin de comparer les performances de la stabilité transitoire sans et avec l'intégration du SVC.

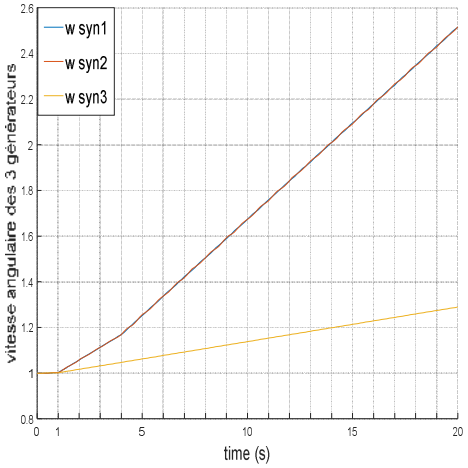
Les Figures suivantes représentent respectivement les angles rotoriques des générateurs, ces vitesses de rotation et les angles rotoriques relatifs dans le cas ou le système est stable pour une durée de défaut Td = 0.305s et pour le cas ou le système instable pour Td= 0.263s.





A





B

TCID=0.305 s système stable (Avec SVC)

TCID=0.263 s système stable (Sans SVC)

Figure IV.43: Comparaisons des résultats dans le cas stable et instable

De la même manière, on détermine les autres TCID des différents jeux de barres du système étudie avec et sans dispositifs FACTS.

Les résultats obtenus sont récapitules dans le tableau (***IV.6***).

Tableau IV.6 : TCID lors d'un défaut de court circuit triphasé avec une intégration du SVC.

JB des défauts	SVC inséré au Jb4	SVC inséré au Jb5	SVC inséré au Jb6	SVC inséré au Jb7	SVC inséré au Jb8	SVC inséré au Jb9
Jb4	261ms	263ms	305ms	269ms	276ms	279ms
Jb7	195ms	189ms	207ms	204 ms	199 ms	208ms

Interprétation :

Les résultats de la simulation ont montre qu'un défaut de court circuit engendre une augmentation de la fréquence (accélération du rotor).

Le système peut supporter le défaut pendant une durée bien déterminée sans la perte de stabilité. Au delà de cette durée le système devient instable.

Le retour à son régime permanent est impossible. La déconnexion des générateurs du réseau par l'ouverture des disjoncteurs est nécessaire.

On remarque une amélioration du TCID presque au niveau de tous les jeux de barres. Le meilleur emplacement du compensateur SVC se trouve au jeu de barres N°6 ou le TCID est le plus élevé par rapport aux autre cas.

Cette amélioration constitue une marge de stabilité transitoire.

Il apparait que le système est stable Au delà de 262 ms jusque 305ms, après une intégration d'un SVC qui donne un changement clair dans l'état du réseau au niveau des lignes. Un facteur favorable dans l'écoulement de puissance active et réactive sera change selon l'emplacement du SVC, C'est-a-dire que l'insertion du SVC augmente le TCID.

IV.7.5.2 Avec insertion du STATCOM :

Afin d'analyser la stabilité transitoire et étudier l'effet du STATCOM sur la stabilité, on considère un défaut triphasé se produisant a t=1 ms au niveau de chaque jeu de barres, en présence du STATCOM. Figure (IV.44)

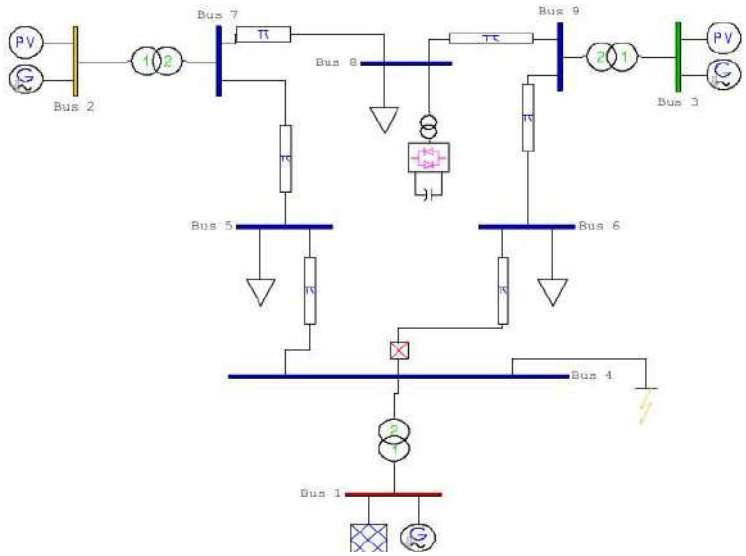


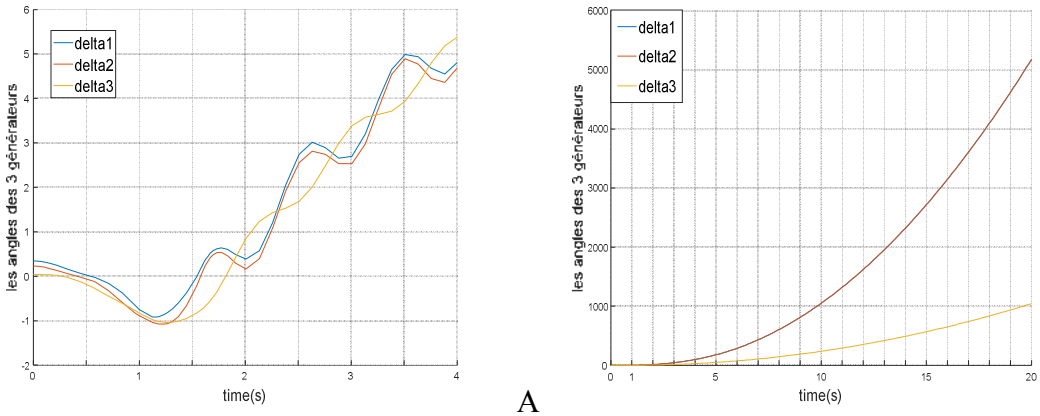
Figure IV.44 : STATCOM inséré aux différents jeux de barres

Dans cette application, on fait l'intégration d'un STATCOM sur le système électrique représente dans la figure IV.44, et on joue sur le temps de l'élimination de défaut dans le but de la recherche du TCID.

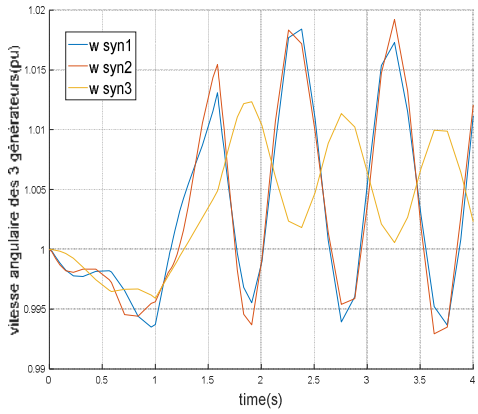
Les résultats obtenus sont représentes dans les figures suivantes. L'influence de plusieurs paramètres sur la stabilité transitoire est présentée.

Enfin, l'étude de ce réseau est présentée afin de comparer les performances de la stabilité transitoire sans et avec l'intégration du STATCOM.

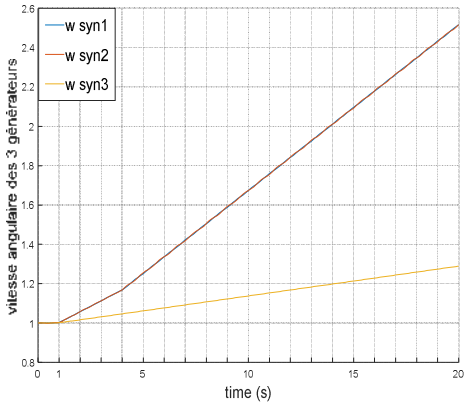
Les Figures suivantes représentent respectivement les angles rotoriques des générateurs, ces vitesses de rotation et les angles rotoriques relatifs dans le cas ou le système est stable pour une durée de défaut TCID= 0.857s et pour le cas ou le système instable pour une durée de défaut TCID= 0.263s.



A



B



TCID=0.587s système stable (Avec STATCOM)

TCID=0.263 système instable (Sans STATCOM)

Figure IV.45: Comparaisons des résultats dans le cas stable et instable

De la même manière, on détermine les autres TCID des différents jeux de barres du système étudie avec et sans dispositifs FACTS.

Les résultats obtenus sont récapitules dans le tableau **IV.7**

Tableau IV.7 : TCID lors d'un défaut de court circuit triphasé avec une intégration du STATCOM.

STATCOM inséré au	Jb4	Jb5	Jb6	Jb7	Jb8	Jb9
TCID (ms)	336	417	369	465	587	525

Interprétation :

Les résultats de la simulation ont montre qu'un défaut de court circuit engendre une augmentation de la fréquence (accélération du rotor).

Le système peut supporter le défaut pendant une durée bien déterminée sans la perte de stabilité. Au delà de cette durée le système devient instable.

Le retour à son régime permanent est impossible. La déconnexion des générateurs du réseau par l'ouverture des disjoncteurs est nécessaire.

On remarque une amélioration du TCID presque au niveau de tous les jeux de barres. Le meilleur emplacement du compensateur STATCOM se trouve au jeu de barres N°8 ou le TCID est le plus élevé par rapport aux autre cas.

Cette amélioration constitue une marge de stabilité transitoire.

Il apparait que le système est stable Au delà de 263 ms jusque 587 ms, après une intégration d'un STATCOM qui donne un changement clair dans l'état du réseau au niveau des lignes. Un facteur favorable dans l'écoulement de puissance active et réactive sera change selon l'emplacement du STATCOM, C'est-a-dire que l'insertion du STATCOM augmente le TCID

Tableau IV.8: TCID lors d'un défaut de court circuit triphasé avec une intégration du SVC et STATCOM.

	JB 4	JB 5	JB 6	JB 7	JB 8	JB 9
TCID avec SVC (ms)	261	263	305	269	276	279
TCID avec STATCOM (ms)	336	417	369	465	587	525

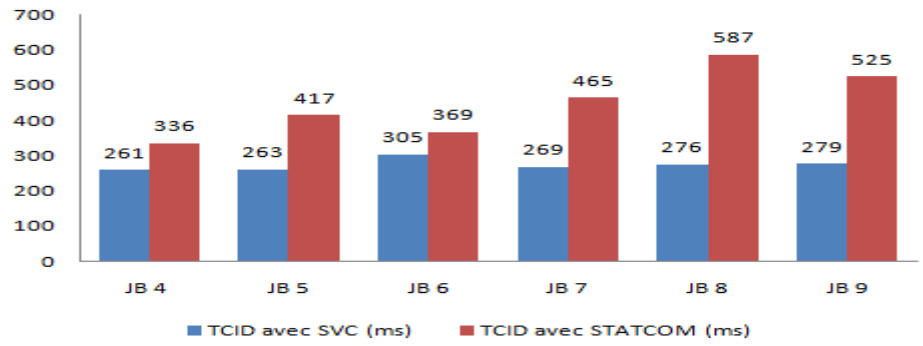


Figure IV.46:Histogramme des TCID (ms)

D'après les résultats et l'histogramme précédents nous n'avons constaté que le lieu de défaut à une influence importante sur la stabilité transitoire de notre modèle d'étude, surtout avec intégration des FACTS. Ou il est observé un changement du TCID.

IV.7.5.2.1 analyse de résultat

Après les résultats précédents on remarque que les dispositifs FACTS (STATCOM et SVC) augmentent le temps critique d'isolement de défaut(TCID).

- Pour améliorer la stabilité transitoire utilise les dispositifs SVC ou STATCOM.

- Le STATCOM à bien améliorer la stabilité transitoire par rapport le SVC.

IV.7.5.3 Avec insertion du TCSC :

Afin d'analyser la stabilité transitoire et étudier l'effet du TCSC sur la stabilité, on considère un défaut triphasé se produisant, a t=1ms au niveau de chaque jeu de barres, en présence du TCSC. Figure (IV.47)

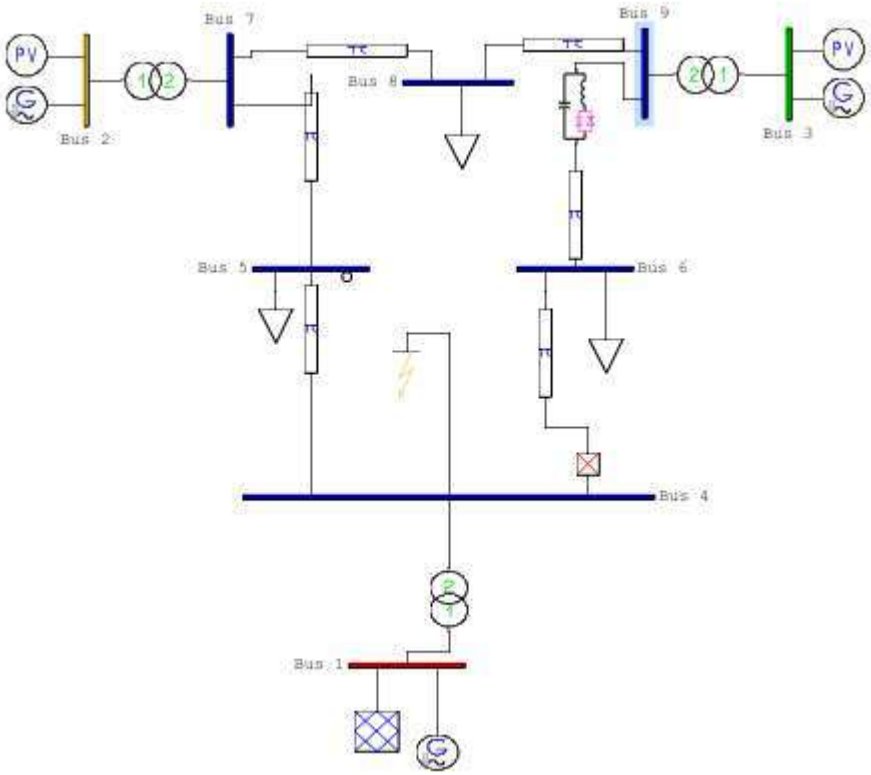


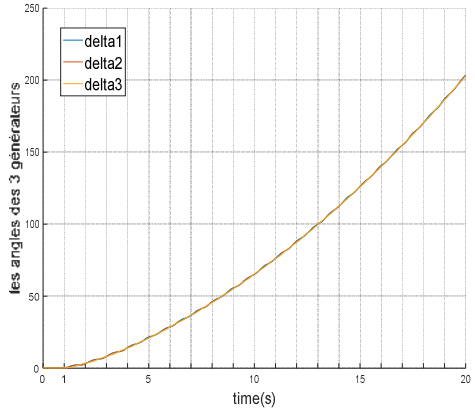
Figure IV.47: TCSC inséré aux différents jeux de barres

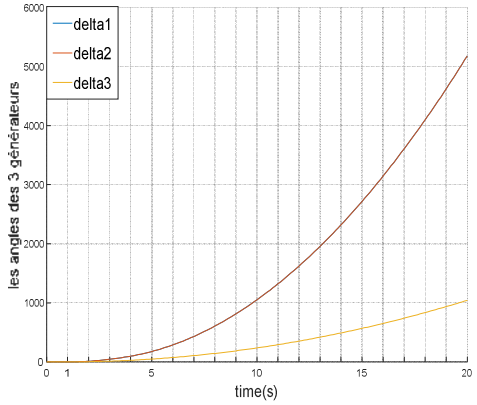
Le réseau test étudie est montre dans la figure IV.47 en considérant un défaut symétrique (court circuit triphasé a la terre) au niveau de jeu de barres 4, le temps critique d'élimination de défaut est trouve par plusieurs simulations numériques en incrémentant chaque fois la durée d'application du défaut par un pas de 1ms. Ce réseau est simule pour différentes durées de défaut, avec une intégration en série un TCSC placé de la ligne 6-9.

Il apparait que le système est stable pour une durée de défaut maximale égale à 0.3s.

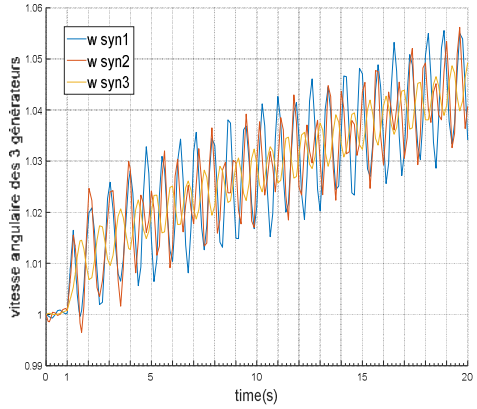
Les différentes allures données sont calculées pour une durée de défaut TCID=0.3s.

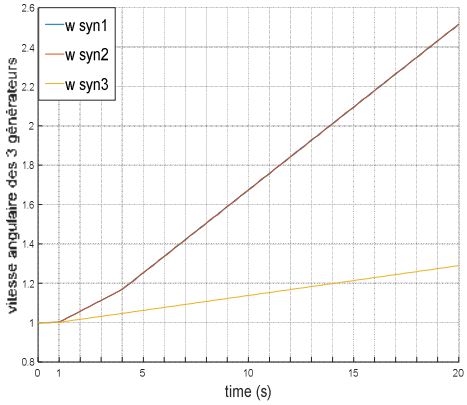
Les Figures suivantes représentent respectivement les angles rotoriques des générateurs, ces vitesses de rotation et les angles rotoriques relatifs sans et avec une intégration du dispositif TCSC.





A





B

Td=0.3s système stable Td=0.263s système instable

Figure IV.48: Comparaisons des résultats dans le cas stable et instable

De la même manière, on détermine les autres TCID des différents jeux de barres du système étudie avec et sans dispositifs FACTS.

Les résultats obtenus sont récapitules dans le tableau **(IV.9)**.

Tableau IV.9 : TCID lors d'un défaut de court circuit triphasé avec une intégration du TCSC.

TCSC inséré au	JB 4	JB 5	JB 6	JB 7	JB 8	JB 9
TCID (ms)	283	283	300	262	268	300

Interprétation

D'après les différentes simulations qu'on a faites et les résultats obtenus, on remarque bien l'impact de l'utilisation du TCSC sur la stabilité transitoire des réseaux électriques. L'installation de TCSC au niveau des différentes lignes des réseaux pour plusieurs cas a permis d'améliorer la marge de la stabilité transitoire des réseaux électriques.

Tableau IV.10 : TCID lors d'un défaut de court circuit triphasé avec une intégration du SVC et STATCOM et TCSC.

Les jeux de barres	Jb4	Jb5	Jb6	Jb7	Jb8	Jb9
TCID avec SVC (ms)	261	263	305	269	276	279
TCID avec STATCOM (ms)	336	417	369	465	587	525
TCID avec TCSC (ms)	283	283	300	262	268	300

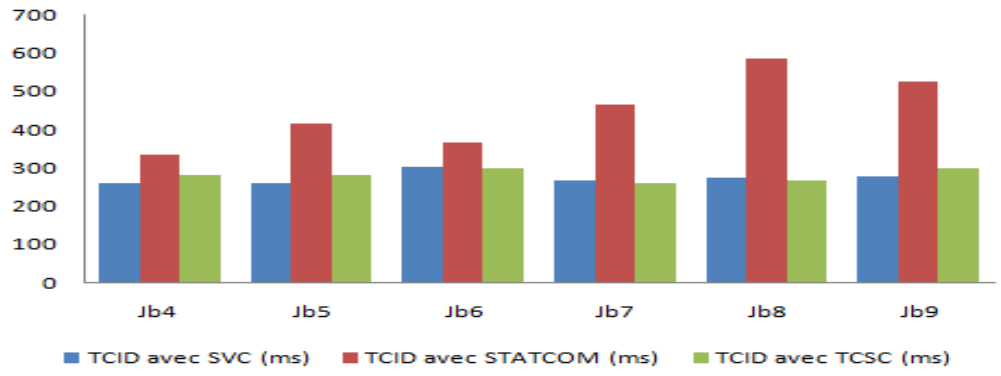


Figure IV.49:Histogramme des TCID (ms)

Interprétation

Après les résultats précédents on remarque que les dispositifs FACTS (STATCOM , SVC et TCSC) augmentent le temps critique d'isolement de défaut.

- Pour améliorer la stabilité transitoire on utilise les dispositifs FACTS.

- Le STATCOM à bien améliorer la stabilité transitoire par rapport à SVC et TCSC.

IV.8 Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons montre l'efficacité des dispositifs SVC, STATCOM et TCSC pour l'amélioration de la stabilité transitoire des réseaux électriques.

Le choix des contrôleurs particuliers dépend des conditions d'application et de l'exécution désirées. L'efficacité des dispositifs SVC, STATCOM et TCSC est mesurée par l'augmentation du TCID, néanmoins l'emplacement doit être bien optimise en tenant compte des contraintes et des critères liées a chaque dispositif.

Conclusion générale

Bien que l'amélioration et le renforcement du système électrique par des nouvelles stratégies de protection et de commande étaient la solution dans plusieurs cas, alors les incidents et les perturbations enregistres sur les grands réseaux ont montre les limites de stabilité et de transit des systèmes existants.

L'augmentation des capacités de transit par l'ajout de lignes aériennes a toujours été le premier remède au manque de capacité de transport. Or cette solution n'est plus faisable aujourd'hui.

Les difficultés et la durée de l'obtention du permis de construire, les droits de passage, le taux de perte élevé, la stabilité, ont pousse les gestionnaires des réseaux de transport d'envisager des systèmes électriques flexibles s'avère une nécessite. L'utilisation de la technologie FACTS est un moyen susceptible d'apporter des solutions qui semblent meilleures afin d'améliorer les performances dynamiques du système électrique.

Le travail présent dans ce mémoire a été structure en 3 parties :

Dans la première partie, nous avons rappelé la théorie de la stabilité, les problèmes de la stabilité aux petites et grandes perturbations d'un système de puissance ainsi on a présente les modèles mathématiques des éléments du système de puissance.

La deuxième étape de notre travail a été consacrée a un état de l'art ou on a regroupe les informations principales publiées concernant les différentes méthodologies permettant l'analyse de la stabilité transitoire des systèmes électro énergétiques ainsi que les moyens possibles pour améliorer la stabilité des systèmes électriques.

La troisième étape à été consacrée a la description des différents systèmes permettant d'assurer le transport d'énergie électrique dans les meilleures conditions et qui sont ranges sous l'appellation systèmes FACTS, leurs diverses classifications des divers types de contrôleurs comme le SVC,STATCOM, TCSC, SSSC, UPFC, IPFC. Cette classification est adoptée comme classification universelle des systèmes FACTS. L'utilisation de la nouvelle technologie FACTS améliore les performances dynamiques et autre du système électrique tel que :

- Une meilleure utilisation de moyens de transmission existants.

- Augmenter la capacité du transfère du système de transmission.

-Améliorer la stabilité des réseaux électriques.

Le travail mené avait l'objectif de mettre en ouvre les programmes de Simulink sous environnement MATLAB, en utilisant le PSAT-TOOLBOX, qui peut assurer un fonctionnement robuste vis-à-vis des perturbations qui affectent les réseaux électriques, telle que le court-circuit triphasé qui est le plus dangereux.

Dans la dernière étape, nous avons présente le schéma électrique équivalent du réseau étudie en grandeurs réduites. Afin de voir le comportement des 3 dispositifs SVC, STATCOM et TCSC connecte au réseau pour le contrôle de la puissance et la tension.

Les résultats obtenus avec PSAT par les différentes simulations effectuées ont valide d'une manière générale l'étude de la stabilité et l'amélioration des réseaux électriques en termes de temps critique délimitation de défaut qui dépend de l'endroit de l'insertion de dispositif FACTS, et après l'insertion des dispositifs FACTS, nous avons donné une étude pour le meilleur choix,

et l'emplacement optimal de ces dispositifs. L'insertion des dispositifs FACTS permet une augmentation des tensions et le TCID c'est-a-dire une amélioration des réseaux électriques.

Enfin, nous pouvons dire que les systèmes FACTS découlent d'un concept qui a tendance a élargir son champ d'intervention. Il nous semble prioritaire de poursuivre une étude approfondie sur les modes et stratégies de contrôle des réseaux de transport d'énergie électrique par les dispositifs SVC STATCOM et TCSC.

Les perspectives à ce travail peuvent être mentionnées comme suit :

- Analyse de la stabilité des réseaux électriques en présence des FACTS en tenant compte les harmoniques et les interactions entre ces FACTS et les éléments du réseau.

- Développement d'une stratégie de commande afin de trouver les paramètres optimaux pour lesquels le compensateur soit rentable,

- Etude de la stabilité transitoire en présence des défauts asymétriques.

- Développement des régulateurs de tension ou des vitesses pour maintenir toujours la stabilité des systèmes électriques.

Nous proposons comme suite à ce travail l'intégration de plusieurs types d'énergies renouvelables comme l'éolienne, pile à combustible et l'analysé d'autres influences.

Référence bibliographiques

[1]	Kundur P., Power System Stability and Control, McGraw Hill Inc., 1994, ISBN 0-07-035958-X.
[2]	Pavella M., Murthy P. G., Transient Stability of Power Systems: theory and practice, Library of Congress Cataloguing in publication, 1994.
[3]	Crappe M., Stabilité et sauvegarde des réseaux d'énergie électrique, Ed. Bermes Science Publication, Lavoisier, 2003.
[4]	IEEE/CIGRE Joint Task Force on Stability Terms and Définitions, ≪Definition and Classification of Power System Stability≫, IEEE Trans. On Power Systems, vol. 19, n°. 2, pp. 1387-1401, May 2004.
[5]	N.G.Hingorani and L.Gyugyi, '' Understanding FACTS'', IEEE press. New York, 2000.
[6]	Site Internet : https://fr.scribd.com/document/160286876/4597291-Generalites-Sur-Les-Reseaux-Electriques, Génie électrique, « Réseaux électriques », Généralités sur les réseaux électriques, chapitre 1, extrait.pdf.
[7]	Site Internet : www.cre.fr/reseaux/reseaux-publics, «Description générale des réseaux d'électricité», Commission de Régulation de l'Energie (CRE).
[8]	Lilien. J. l, «Transport et Distribution de l'Energie Electrique», cours donné à l'Institut d'Electricité Montefiore, Université de liège, 2010.
[9]	Farid Hamoudi, «Architectures des réseaux électriques, Power system», cours UEF, 10 novembre 2015.
[10]	Nouai Issam, «Réduction des pertes dans les réseaux électriques par la compensation série TCSC », mémoire de Master, Université Mohamed Khider Biskra, 08 décembre 2015.
[11]	Sited'internet:http://www.sig-ge.ch/professionnels/immobilier/les-energies/votre-electricite/qualite-de l'electricite
[12]	B. Belmessaoud and T.Mahni. évaluation de la stabilité statique en tension utilisant la méthode de load flow continu. Mémoire d'ingénieur d'état en électrotechnique, ENP, juin 2009.

[13]	Rachida Haimour. Contrôle des puissances réactives et des tensions par des dispositifs FACTS dans un réseau électrique, mémoire de magister, ENSET Oran 2009.
[14]	M.Moudjahed, Amélioration de la stabilité d'un réseau électrique au moyen d'une bobine supraconductrice, Thèse de doctorat , université de France compté en sciences pour l'ingénieur, en France 17 octobre 1996.
[15]	B. Belmessaoud and T.Mahni. évaluation de la stabilité statique en tension utilisant la méthode de load flow continu. Mémoire d'ingénieur d'état en électrotechnique, ENP, juin 2009.
[16]	Michel Crappe. Stabilité et sauvegarde des réseaux électriques. Lavoisier , 2006.
[17]	Site Internet : https://fr.scribd.com/document/74812348/Réseaux-électriques : «Généralités sur les réseaux électriques», Chapitre 1.
[18]	Laslo Z. Racz et Bella Bokay, Power System Stability, Ed Elsevier, Amsterdam, 1988, (Vol.30).
[19]	BOUNOUIRA Adlane « Etude de la stabilité transitoire des réseaux électriques »
[20]	Rabah Benahid , Mohamed Boudour, «Amélioration de la stabilité de tension dans les réseaux électrique», Ouvrage, édition universitaires européennes, 2014.
[21]	Rabah BENABID « Optimisation Multi objectif de la Synthèse des FACTS par les Particules en Essaim pour le Contrôle de la Stabilité de Tension des Réseaux Electriques ».mémoire de magister de l'université Amar Telidji, Laghouat, Algérie 2007.
[22]	Bounouira Adlane, «Etude de la stabilité transitoire des réseaux électriques», Mémoire de Master, Université Constantine I, 24 juin 2014.
[23]	Messalti S. « Evaluation de la stabilité transitoire des systèmes électro-énergétiques par les réseaux de neutrons » mémoire de master de l'université de Sétif, Algérie 2004.
[24]	Brogan W.L., et al. Control Systems, The Electric Engineering Handbook, CRC Press LLC, Boca Raton, 2000.
[25]	Gholipour Shahraki E., Apport de l'UPFC a l'amélioration de la stabilité transitoire des réseaux électriques, Thèse de doctorat, Faculté des Sciences & Techniques, Université Henri Poincaré,

	Nancy-I, 2003.
[26]	Passelergue J.C., Interactions des dispositifs FACTS dans les grands réseaux électriques, Thèse de doctorat, Institut Nationale Polytechnique de Grenoble, 1998.
[27]	Moudjahid M., Amélioration de la stabilité d'un réseau électrique au moyen d'une bobine supraconductrice, Thèse de Doctorat, Université De Franche Comte, Octobre 1996.
[28]	Machowski J., Bialek J.W. and Bumby J.R., Power system Dynamics and stability, West Sussex, London, John Wiley & Sons Ltd, 1998.
[29]	Bernard P., Pavard M. et Testut G., Réseaux d'Interconnexion et de Transport : Réglages et Stabilité, Techniques de l'Ingénieur, Traite Génie Electrique, D4-092, 2005.
[30]	Bruno M, Michel. J, Marcs, Outils De Simulation Dynamique Des Réseaux Electriques, Technique de l'ingénieur, D 4120-1-22.
[31]	Crappe M., Stabilité et sauvegarde des réseaux d'énergie électriques, Ed. Bermes Science Publication, Lavoisier, 2003.
[32]	Abur A., Exposition A., Power System State Estimation: Theory and Implémentation, Marcel-Dekker Inc., 2004.
[33]	Moudjahed M « Amélioration de la stabilité d'un réseau électrique au moyen d'une bobine supraconductrice, thèse de doctorat, Université de Franche Comté, Octobre 1996.
[34]	Alkhatib H « Etude de la stabilité aux petites perturbations dans les grands réseaux électriques optimisation de la régulation par une méthode méta-heuristique » Thèse de doctorat, Université Paul Cézanne D'Aix-Marseille, 2008.
[35]	Bernard P, Pavard M et Testut G, Réseaux d'interconnexion et de Transport : Réglages et stabilité, Techniques de l'ingénieur, 2005
[36]	M. Crapp, "Stabilité et sauvegarde des réseaux d'énergie électrique" Bermes science publication, LAVOISIER, 2003
[37]	Semmah A., Hamdaoui H., Ramdani Y. & Ayad A. Commande par régulateur neurone-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.
[38]	Tahri A. Etude d'un compensateur de l'énergie réactive de type avance Mémoire de Magister en Electrotechnique, UST Oran, 1992. Algérie
[39]	Hingorani N. G., Gyugyi L., Understanding FACTS: Concepts and Technology of Flexible AC Transmission Systems. New York: IEEE Press, 2000
[40]	Benghanem M. Etude et analyse d'un onduleur a trois niveaux utilise comme compensateur statique d'énergie réactive Mémoire de Magister, université de USTO, 2000
[41]	Stéphane Gerbex Meta heuristiques Appliquées Au Placement Optimal De Dispositifs Facts Dans Un Réseau Electrique thèse de doctorat N° 2742 (2003) EPFL.
[42]	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.
[43]	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.
[44]	Zhang P., Coonick A. H., "Coordinated Synthèses of PSS Parameters in multi-machine Power Systems Using the method of inequalities Applied to Genetic Algorithms," IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 15, No. 2, May 2000, pp. 811-816.
[45]	Kumar I. S., flexible Alternating current transmission Systems: static synchronous compensator (statcom), Bachelors Thèses. Novembre 2005, Curtin University of Technology, Western Australie.
[46]	Glanzmann G., FACTS Flexible Alternating Current Transmission Systems. EEH Power Systems Laboratory ETH Zurich 14, Janvier 2005, inspire du site : http://e-collection.ethbib.ethz.ch/
[47]	Haimour R. : Contrôle des Puissances Réactives et des Tensions par les Dispositifs FACTS dans un Réseau Electrique, Mémoire présente a l'universite d'Oran faculté département de génie électrique Pour l'obtention du diplôme de Magister juin 2009.
[48]	K.N. Shubhanga and A.M. Kulkarni, "Application of structure preserving energy margin Sensitivity to détermine the effectiveness of shunt and series FACTS devices", IEEE Trans.

	Power System, Vol. 17, No. 3, pp.730-738, Aug 2002.
[49]	T. Gönen « Electric Power System Engineering: Analysis and Design » John Wiley & Sons, 1988.
[50]	Giuseppe Fusco, Mario Russo « Adaptive Voltage Control in Power Systems; Modeling, Design and Applications » Universities degliStudi di Casino, Italie.
[51]	B.De Metz-Noblat, G .Jeanjean « Stabilité dynamiques des réseaux électriques industriels» Cahier Technique n° 185.
[52]	KUNDUR.P « Power System Stability and Control » IEEE Transactions on Power System 1994.lysis»MARCEL DEKKER, USA, 2002.
[53]	Kassou Amina, Merzougui Meriem, « Impact d'un dispositif FACTS (Flexible AC Transmission Systems) sur l'écoulement de puissance» Mémoire de Master, Université de Saida, 28 octobre 2013.
[54]	E. G. Shahraki, ''Apport de l'UPFC à l'amélioration de la stabilité transitoire des réseaux électriques '', thèse de Doctorat, université Henri Poincaré, Nancy-I, 13Octobre 2003.
[55]	A. Edris et al. '' Proposed Terms and Definition of FACTS," IEEE trans. On power delivery, 12(4) :1884-1853, October 1997
[56]	Abdelaàli ALIBI, "" Contrôle des Réseaux Electriques par les Systèmes FACTS: (Flexible AC Transmission Systems)"" Magister d'Université de Batna 2009.
[57]	E. G. Shahraki, „"Apport de UPFC à l'amélioration de la stabilité transitoire des réseaux électriques „", thèse de Doctorat, université Henri Poincaré, Nancy-I, 13 Octobre 2003.
[58]	C. A. Enrique, R.Clodio, Claudio, R. Fuerte-Esquivel, H.Ambriz-Perez, C.Angeles Camacho, "Modelling and Simulation in Power Networks", John Wily & Sons, LTD, 2004.
[59]	Stéphane Gerbex. ''Métaheuristiques appliquées au placement optimal des dispositifs FACTS dans un réseau électrique'', thèse de doctorat n° 2742 Ecole polytechnique fédérale de Lausanne

	(2003).
[60]	Contribution à l'optimisation de la puissance réactive en présence de dispositifs de compensation dynamique (FACTS), mémoire de magister, université de Biskra 28/01/2012
[61]	**Abdelaali. Alibi** "Contrôle des réseaux électrique par les systèmes FACTS : Flexible AC Transmission Systems " mémoire magister, université de Batna 2009.
[62]	**J.C. Passelergue** "Interaction des dispositifs FACTS dans les grands réseaux électriques" Thèse de doctorat de l'INPG 26 Novembre 1998.
[63]	**Amir H**. **Norouzi** "Flexible AC Transmission Systems: Theory, Control and Simulation of the STATCOM and SSSC", Thèse de magister de l'université de New Brunswick, 2003.
[64]	**Ben Hakkoum-Legougui** "Compensation de l'énergie réactive d'un réseau IEEE par système FACTS" mémoire de master académique, université de Kasdi-Marbah Ouargla 31/05/2016.
[65]	**Ay Abdelouahab** "Modélisation et Analyse d'Un Compensateur Statique : SVC" mémoire magister, université de Batna 02 /05/2013.
[66]	**E.G. Shahraki** "Apport de l'UPFC à l'amélioration de la stabilité transitoire des réseaux électriques" Thèse de Doctorat, Université Henri Poincaré-Nancy, France, 13 octobre 2003.
[67]	Kassou Amina, Merzougui Meriem, « Impact d'un dispositif FACTS (Flexible AC Transmission Systems) sur l'écoulement de puissance» Mémoire de Master, Université de Saida, 28 octobre 2013.
[68]	Yvon Besanger, «Etude des FACTS (Flexible AC Transmission System) et de leur comportement dans les réseaux de transport et d'interconnexion», Thèse de Doctorat, Institut national polytechnique de Grenoble, 05 Juillet 1996.
[69]	Abdelaàli Alibi, « Contrôle des Réseaux Electriques par les Systèmes FACTS: (Flexible AC

	Transmission Systems », Mémoire de Magister, Université de Batna 13 Juin 2009
[70]	**Laib Hichem** "Contribution à l'étude du contrôle du flux de puissance par l'UPFC "mémoire de magister, université de Batna 2009.
[71]	M. Marcelo G, M. Pedro E, and H. Edson, "Static synchronous compensator with superconducting magnetic energy storage for high power utility applications," *Energy Conversion and Management*, vol. 48, pp. 2316-2331, 2007
[72]	Brogan W.L., et al., Control Systems, The Electric Engineering Handbook, CRC Press LLC Boca Raton,2000.
[73]	Ladjici A. A., Barar A., "Introduction aux systemes flexibles de transmission en courant alternatif FACTS", Memoire d'ingeniorat, Ecole National Polytechnique, Alger, Juin 2002.
[74]	Besanger Y. ≪ Vers L'amelioration De La Securite Des Reseaux Electriques De Puissance ≫ Habilitation a Dirigé des Recherches de l'Institut National Polytechnique de Grenoble04 Decembre 2006