

REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE
Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique
Université 8 Mai 1945 – Guelma
Faculté des Sciences et de la Technologie
Département de Génie Electrotechnique et Automatique

Réf:...../2025



MEMOIRE

Présenté pour l'obtention du **diplôme de MASTER Académique**

Domaine: Sciences et Technologie

Filière : électrotechnique

Spécialité: réseaux électriques

Par: BOUCHERIT Rachid et BAHLOUL Ahmed

Thème

Etude de la stabilité transitoire d'un système électrique

Soutenu publiquement, le 23/06 /2025, devant le jury composé de:

M/ BOULOUH Messaoud	Professeur	Univ. Guelma	Président
Mme/ FETISSI Selwa	MCB	Univ. Guelma	Encadreur
M/ FERAGA Chams-Eddine	Professeur	Univ. Guelma	Examineur

Année Universitaire: 2024/2025

بِسْمِ اللَّهِ الرَّحْمَنِ الرَّحِيمِ

Remerciements

Nous remercions, en premier lieu, الله le tout puissant de nous Avoir donnés La volonté et la patience pour mener à bien ce Modeste travail.

Nous tenons aussi à exprimer notre profonde gratitude à notre Encadreur Mme. FETISSI Selwa pour le temps qu'il nous a Consacré et l'aide qui nous a apportés malgré ses occupations.

Nous tenons à remercier Mr. BOULOUEH messaoud d'avoir accepté De présider le jury de ce mémoire.

Nous présentons également notre profonde reconnaissance à Mr. FRAGA Chamss-Eddine Qui a accepté d'examiner notre travail.

Nous adressons nos chaleureux remerciements à l'ensemble des Enseignants du département génie électrique « sans exception » Qui ont contribué à notre formation.

Tous nos remerciements vont à nos familles.

Enfin, a tous les promotions (2014,2025 et surtout 1996)

Rachid BOUCHERIT

Ahmed BAHLOUL

Dédicace :

Je dédier ce mémoire

A chouhadaa gaza et tous les palistiniens

à ma mère

à mon père

a mon épouse

à mes filles :salsabile et douaa

a mes fils :chouaib et khalil abderrahmane

a mes freres :zahir, salim, fouzi, mohamed ,kheiro

a mes sœurs :karima et amel et zina (رحمة الله عليها)

R.B

Dédicaces :

Je dédier ce mémoire

à ma mère

à mon père

a mon fils

a mes filles

a mes freres

a mes soeures

a tous mes amis de l'électrotechnique et de génie civil 1995.

A .B

Listes des figures et tableaux :

Figure 1.1 Schéma structure d'un réseau électrique.....	4
Figure 1.2 Réseau maillé.....	8
Figure 1.3 Réseau bouclé.....	9
Figure 1.4 Réseau radial.....	10
Figure 1.5 Machine synchrone triphasé assimilée a deux enroulements.....	11
Figure 1.6 Disposition vectorielle des champs rotorique et statique.....	12
Figure 1.7 Passage dans le référentiel tournant de la composante équilibré direct.....	13
Figure 1.8 Modèle de la machine synchrone dans le repère de Park.....	15
Figure 1.9 Schéma équivalent de la machine synchrone selon les axes (d) et (q).....	17
Figure I.10 Représentation simplifié d'une machine synchrone.....	18
Figure 1.11 Représentation d'un transformateur.....	19
Figure 1.12 Schéma équivalent d'une ligne de transport (a) et (b).....	20
Figure I.13 Modèle de la charge électrique.....	20
FigureII.1 Classification des différents types de stabilités de système de puissance.....	24
Figure.II.2 Tracé de l'angle rotorique en fonction.....	28
Figure II.3 machine synchrone connecte à un jeu de barre infini.....	29
Figure. II.4 Relation puissance-angle de rotor.....	30
Figure. II.5 Variation de l'angle de rotor.....	31
Figure III.1 Principaux Dispositifs FACTS.....	43
Figure III.2 CLASSIFICATION DES DISPOSITIFS DES FACTS.....	45
Figure III.3 Schéma du TCR.....	46
Figure III.4 Schéma du TSC.....	47
Figure III.5 Schéma du SVC.....	48
Figure III.6 Caractéristique d'un SVC.....	49
Figure III.7 Schéma unifilaire du STATCOM.....	50
Figure III.8 Diagramme vectoriel de STATCOM.....	51
Figure III.9 Structure du TCSC (a) et TSSC (b).....	52
Figure III.10 Compensation série (diagramme vectoriel de Fresnel).....	53
Figure III.11 SSSC (a) Structure de base, (b) Schéma équivalent.....	54
Figure III.12 (a) structure du SPS (b) schéma équivalent du SPS.....	55
Figure III.13 (a) schéma représentatif d'un UPFC, (b) schéma équivalent de l'UPFC.....	55
Figure IV.1 Interface graphique du PSAT.....	59

Figure IV.2 Fenêtre d'accueil du PSAT.....	60
Figure IV.3 Bibliothèque de Simulink.....	62
Figure IV.4 Chaque composant de la bibliothèque de Simulink.....	63
Figure IV.5 Chargement du fichier de données.....	63
Figure. IV.6 Structure de réseau test.....	65
Figure IV.7 Résultat de simulation a l'état sans défaut.....	66
Figure. IV.8 Structure de reseau avec defaut au JB7.....	67
Figure IV.9 Angles rotoriques des 3 générateurs.....	68
Figure IV.10 Vitesses angulaires des 3 générateurs.....	68
Figure IV.11 Les tensions de jeux de barres	68
Figure IV.12 Puissances actives des 3 générateurs	68
Figure IV.13 Puissances réactives des 3 générateurs.....	68
Figure IV.14 Comparaisons des résultats dans le cas stable et instable (jb07).....	69
Figure IV.15 Comparaisons des résultats dans le cas stable et instable (jb05).....	71
Figure IV.16 Comparaisons des résultats dans le cas stable et instable (jb08).....	72
Fig. IV.17 Structure de reseau avec defaut au JB5+SVC.....	75
Figure IV.18 Résultat de simulation pour $t_d = 0.405s$ avec svc.....	76
Figure IV.19 Résultat de simulation pour $t_d = 0.247s$ avec svc.....	77
Fig. IV.20 Structure de reseau avec defaut au JB8+STATCOM.....	78
Figure IV.21 Résultat de simulation pour $t_d = 0.161s$.avec STATCOM	79
Figure IV.22 Résultat de simulation pour $t_d = 0.247s$ avec STATCOM	80
Figure IV.23 Résultat de simulation pour $t_d = 0.405s$ avec STATCOM	81

Liste des tableaux :

Tableau I. 1 Tableau des domaines de tension.....	7
Tableau I. 2 Les niveaux essentiels de tension en Algérie (SONELGAZ).....	7
Tableau.IV.1 Les valeurs des tensions et puissances.....	64
Tableau. IV.2 Caractéristiques des réseaux.....	64
Tableau. IV.3 Résultats de simulation.....	73
Tableau. IV.4 Résultats de simulation.....	74

Liste des abréviations :

HTA : Moyenne tension.

BT : Basse tension.

HTB : Haut tension.

JB : Jeu de barre.

NR : Newton-Raphson.

DC : Courant direct.

AC : courant alternatif

F.E.M : Force électromotrice

p.u : Unité relative.

KV : Kilo Volts.

sec : Seconde.

rad : Radian.

HZ : Hertz.

MVA : Méga volts ampères.

IGBT : Transistor bipolaire a grille isolée.

SVC : Compensateur statique de puissance réactive.

STATCOM : Compensateur statique synchrone.

TCSC : Compensateur série commandé par thyristor.

UPFC : Contrôleur de transit de puissance universel.

SSSC : Compensateur série synchrone.

TCPR : Régulateur d'angle de phase commandé par thyristor.

TCVR : Régulateur de tension commandé par thyristor.

IEEE : Institut des ingénieurs en électricité et en électronique.

FACTS : Les systèmes de transmission à courant alternatif flexibles.

GTO : Compensateurs série à base de thyristors.

DVR : Restaurateur de tension dynamique.

TSC : Condensateur commandés par thyristor.

TCR : Réactance commandées par thyristor.

PSS : Stabilisateur de système de puissance.

EPRI : Institut de recherche sur l'énergie électrique.

IPFC : Contrôleur de transit de puissance interligne.

HVDC : Courant continu en haute tension.

MATLAB : Matrice-Laboratoire.

PSAT : La boîte à outils d'analyse des réseaux électrique.

EP : Ecoulement de puissance.

TCID : Temps critique d'isolement de défaut.

AVR : Régulateur automatique de tension.

CPF : écoulement de puissance continue

-Liste des Symboles :

E' : F.E.M transitoire de la machine synchrone.

V_s : La tension aux bornes de la machine.

I_s : Le courant de la machine.

r_a : La résistance statoriques de la machine.

$X'd$: La réactance transitoire de la machine.

r_{ij} : La résistance série de la ligne.

x_{ij} : La réactance inductive série de la ligne.

y_{ij} : L'admittance de la branche i-j.

b_{ij02} : La réactance capacitive parallèle de la ligne.

T : Le rapport de transformation.

S_{Li} : La puissance complexe de la charge.

P_{Li} : La puissance active.

Q_{Li} : La puissance réactive.

V_a, V_b, V_c : La tension statoriques de la phase a, b et c.

d, q : Composantes de Park (lié au rotor) directe et quadrature.

α, β : Référentielle fixe lié au stator.

K : La matrice de transformation de Park.

K^{-1} : La matrice inverse de la matrice de Park.

K^T : La matrice transposée de la matrice de Park.

a, b, c : Axes liés aux les enroulements triphasés.

D : Coefficient d'amortissement.

Q : Enroulement amortisseur transversal.

f : Enroulement inducteur (excitation).

i_d, i_q : Composantes directe et en quadrature des courants statoriques.

V_d, V_q : Composantes directe et en quadrature de la tension terminale.

θ : Position angulaire du rotor par rapport au stator.

p : Nombre de paires de pôles.

i_f : Courant rotorique du circuit d'alimentation.

V_f : Tension d'excitation.

i_{kd}, i_{kq} : Composantes directe et en quadrature des courants des circuits d'amortissem

ω_r : Vitesse de synchronisme du rotor.

Cm : Couple mécanique.

rs : Résistances de l'enroulement a, b, c.

rf,rkd rkq: Résistance de l'inducteur, de l'amortissement d'axe d, de l'amortissement d'axe q.

ϕ_i : Flux d'enroulement traversant l'enroulement i.

VD=VQ: Les enroulements amortisseurs sont court-circuités.

Mf,Mkd,Mkq: L'inductance mutuelle.

Li : Inductance propre de l'enroulement i.

Rs : La Résistance d'une phase statorique.

α : L'angle interne de la machine synchrone.

Tm: Le couple mécanique fourni par la turbine, en pu.

Te: Le couple électromagnétique associée à la puissance électrique produite du générateur.

Ta : Le couple d'accélération.

J : Le Moment d'inertie des masses tournantes.

Pm : La puissance mécanique fournie à la machine.

Pe : La puissance électrique fournie par la machine.

D : Le coefficient d'amortissement.

Pa : La puissance d'amortissement.

Smach : La puissance apparente nominale de la machine.

KE : L'énergie cinétique à la vitesse de synchronisme.

H : La constante d'inertie.

|V| : L'amplitude de la tension.

PG : La puissance active générée.

QG : La puissance active générée.

PD : La puissance active demandée.

QD : La puissance réactive demandée.

|VK|: L'amplitude de la tension au noeud k.

PK : La puissance active injecté au noeud k.

QK : La puissance réactive injecté au noeud k.

δ_k : Angle de phase au noeud k.

Si : La puissance apparente injectée au noeud i.

Pi : La puissance active injectée au noeud i.

Qi : La puissance réactive injectée au noeud i.

Vi : La tension au noeud i.

I_i^* : Le conjugué de la courant au noeud i

Cas1 : Instabilité de première oscillation.

Cas2 : Instabilité de multi-oscillations.

XL : L'impédance du l'inductance du TCSC.

XC : L'impédance du condensateur du TCSC.

k : Le degré de compensation.

XTCSC : La réactance équivalente du TCSC.

X_{eff} : La réactance effective d'une ligne munie TCSC.

V_{sh} : La tension (shunt) injectée par le STATCOM.

I_{sh} : Le courant (shunt) injecté par le STATCOM.

XC SVC: Condensateur de réactance du SVC.

XL SVC: Réactance inductive du SVC.

Q_{svc} : La puissance réactive du compensateur statique (SVC) (absorbé ou généré Q).

U₀ : La tension à la sortie du SVC.

U_{réf} : La tension de référence.

U_{max} : La limite maximale de réglage de la tension de la partie capacitive du SVC.

I_{max} : La limite maximale de réglage du courant de la partie capacitive du SVC.

U_{lmax} : La limite maximale de réglage de la tension de la partie inductive du SVC.

I_{lmax} : La limite maximale de réglage du courant de la partie inductive du SVC.

V : Tension.

λ_{max} : le facteur de charge maximal.

Q_{gen} : La puissance réactive des générateurs.

P_{gen} : La puissance active des générateurs.

Q_{charge} : La puissance réactive de la charge.

P_{charge} : La puissance active de la charge.

B_{max} : Susceptance maximal au niveau SVC.

B_{min} : Susceptance minimal au niveau SVC.

I_{max} : Le courant maximal au niveau STATCOM.

I_{min} : Le courant minimal au niveau STATCOM.

Sommaire

Introduction générale	01
CHAPITRE 1 – MODELISATION DES COMPOSANTS D’UN RESEAU ELECTRIQUE	
I.1. INTRODUCTION	03
I.2. DEFINITION DUN RESEAU ELECTRIQUE	03.
I.3. STRUCURE GENERAL DUN RESEAU ELECTRIZUE	04
I.4. CLASSIFICATION DES RESEAUX ELECTRIQUES	04
I.4.1. CLASSIFICATION SELON LA FONCTION	04
I. 4.1.1. LA PRODUCTION	05
I. 4.1.2. LE TRANSPORT	05
I. 4.1.3. LA DISTRUBUTION	06
I .4.1.4. LE CONSOMATEUR	06
I 4.2. CLASSIFICATION SELON LA STRUCTURE	07
1.4.2.1. RESEAU MAILLE	08
A) AVANTAGES	08
B) INCONVINIENTS	08
I.4.2.2. RESEAU BOUCLE	09
A) AVANTAGES	09
B) INCONVINIENTS	09
I 4.2.3. RESEAU RADIAL	09
A) AVANTAGES	10
B) INCONVINIENTS	10
I 5. MODELISATION DES COMPOSANTS ESSENTIELLS DU RESEAU ELECTRIQUE	10
I .5.1. LA MACHINE SYNCHRONE	10
I .5.1.1. HYPOTHESE SIMPLIFICATRICES	11
I .5.1.2. TRANSFORMATION DE PARK	12
I .5.2 RESEAU DE TRANSPORT (les lignes)	12
I .5.2.1. MODELISATION DUNE LIGNE DE TRANSPORT	14
I .5.3. MODELISATION DUN TRANSFORMATEUR	14
I .5.4. MODELISATION DUNE CHARGE	15
1.6. MODELISATION DES DIFFERENTS ELEMENT DE RESEAU	17
1.6.1. MODELISATION D’UN GENERATEUR	17
1.6.2. MODELISATION D’UN TRANSFORMATEUR	18
1.6.3. MODELISATION D’UNE LIGNE ELECTRIQUE	19
1.6.4. MODELISATION DE LA CHARGE	20
CHAPITRE II – STABILITE DES RESEAUX ELECTIRQUES	
II.1. INTRODUCTION	23
II.2. LA STABILITE DES RESEAUX ELECTRIQUES	23
II.2.1. DEFINITION ET CLASSIFICATION DE LA STABILITE DES RESEAUX ELECTRIQUE	24
II.2.1.1. DEFINITION DE LA STABILITE DE TENSION	25
II.2.1.2. DEFINITION DE LA STABILITE DE FREQUENCE	25
II.2.1.3. DEFINITION DE LA STABILITE DANGLE DE ROTOR	26
II.2.2. LA STABILITE DE LANGLE DE ROTOR (STABILITE ANGULAIRE)	27
II.2.2.1. LA STABILILTE ANGULAIRE AUX PETITES PERTURBATIONS	27
II.2.2.2. LA STABILITE ANGULAIRE AUX GRANDES PERTURBATIOUNS (STABILITE TRANSITOIRE)	27
A) EQUATION DE MOUVEMENT (EQUATION MECANIQUE)	31
B) CAUSES D, INSTABILITES	31
C) BUT DE LA STABILITE TRANSITOIRE	31
II.4. DETERMINATION DE TEMP CRITIQUE DISOLEMENT DE DEFAUT (TCID)	34
II.53. METHODES DEVALUATION DE LA STABILITE TRANSITOIRE	34
II.5.1. METHODES DINTEGRATION NUMERIQUES	35

II.5.2.. METHODES DIRECTS	36
II.5.3. METHODES HUBRIDES	36
II.6.CONCLUSION	37
CHAPITRE III – MOYENS D'AMELIORATIONS DE LA STABILITE	
III.1. INTRODUCTION	39
III.2. MOYENS D'AMELIORATION DE LA STABILITE TRANSITOIRE	39
III.2.1.AMELIORATION PAR LES MOYENS CLASSIQUES	39
III.2.2. AMELIORATION PAR LES MOYENS MODERNES	40
III.2.2.1.AMELIORATION DE LA STABILITE PAR LES PSS	40
III.2.2.2.AMELIORATION DE LA STABILITE PAR LES FACTS	41
III.3. CONCEPT GENERALE ET DEFINITION	41
III.4. DIFFERENTS CATEGORIES DES FACTS	42
III.5. CLASSIFICATION DES DISPOSITIFS DES FACTS	44
III.6. STRUCTURE DES PRINCIPAUX DISPOSITIFS DES FACTS	45
III.6.1.COMPENSATEURS PARALLELES	45
III.6.1.1.COMPENSATEUR PARALLELES A BASE DE THYRISTOR	46
III.6.1.2. COMPENSATEUR PARALLELES A BASE DE GTO THYRISTOR	49
III.6.1.3. AVANTAGES DES STATCOM	50
III.6.2. CONDENSATEURS SERIE COMMANDE PAR THYRISTOR (TCSC)	51
III.6.3. STATIC SYNCHRONOUS SERIES COMPENSATOR (SSSC)	52
III.6.4. COMPENSATEURS HYBRIDES OU COMBINES SERIE-PARALLELE	53
A) SPS (STATIC PHASE SHIFTER)	53
B) UPFC (UNIFIED POWER FLOW CONTROLLER)	53
III.7. RAPPORTS ET AVANTAGES DES DISPOSITIFS FACTS	55
III.8. CONCLUSION	56
CHAPITRE IV- SIMULATION ET INTERPRITATION	
IV.1 INTRODUCTION	58
IV.2 DESCRIPTION GENERALE DE L'ETUDE	58
IV.3.QU'EST-CE QUE LE PSAT	58
IV.4.LOGICIEL DE SIMULATION	59
IV.4.1.MANIPULATION AVEC PSAT	60
IV.4.2.INTERFACE DE CONVERSION DE FORMAT DE DONNEES	61
IV.4.3.POURQUOI LE CHOIX DE PSAT	62
IV.5.COMMENT CHARGER UN MODEL DANS LE PSAT	63
IV.6.ANALYSE DE LA STABILITE DU RESEAU IEEE09 JB	64
IV.6.1.RESEAU TEST IEEE 09 JB	64
A) ETAT NORMAL	64
IV.6.2 LETAT QVEC DEFAULT	67
A) DEFAULT AU NŒUD 7	67
IV.6.3. ANALYSE DE LA STABILITE TRANSITOIRE	69
B) DEFAULT AU NŒUD 5	70
C) DEFAULT AU NŒUD 8	71
IV.6.4.TABLEAU DES RESULTATS DE SIMULATION A LETAT INITIAL	73
IV.6.5.INTERPRETATION DES RESULTATS OBTENUS	74
IV.7.AMELIORATION DE STABILITE AVEC L'INTEGRATION DES FACTS	74
IV.7.1.AVEC SVC	74
IV.7.1.1. TABLEAU DES RESULTATS DE SIMULATION AU JB 05	74
IV.7.1.2. INTERPRETATION DES RESULTATS	77
IV.7.2 AVEC STATCOM	78
IV.7.2.2.INTERPRETATION DES RESULTATS	78
IV.7.2.3.CONCLUSION	82
CONCLUSION GENERALE	83
Bibliographie	85

INTRODUCTION GENERALE :

Les réseaux électriques modernes jouent un rôle très important et essentielle dans la vie quotidienne surtout les développements économiques et la stabilité des différent sociétés .ils assurent la continuité de l'alimentation de l'énergie électrique.

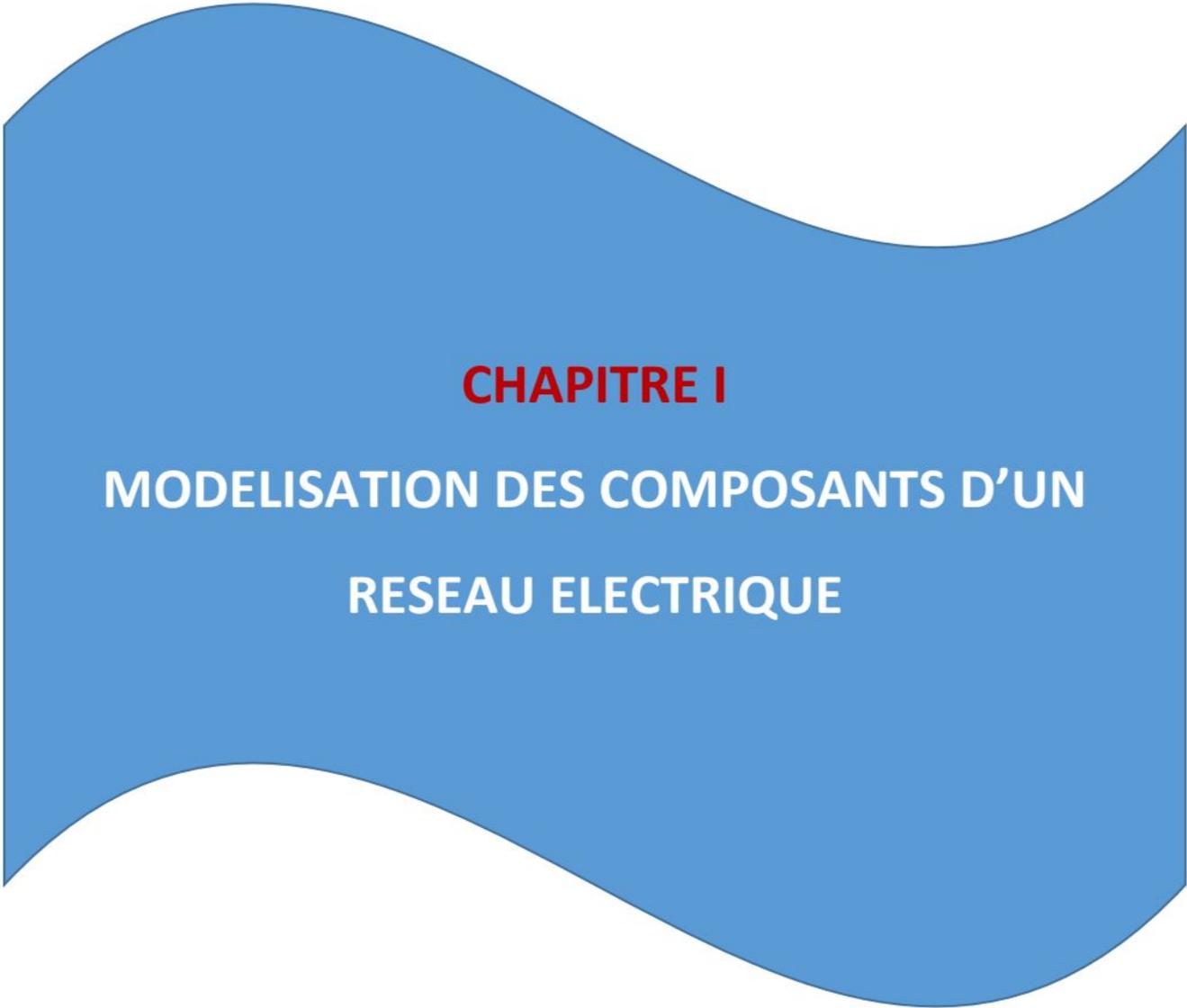
On a constaté faire face à l'augmentation accélérée de la demande en énergie électrique. Cependant, ces alternatives conduisent à l'augmentation de transit de puissance sur les lignes de transport, dégradation du profile de la tension et le réseau devient plus sensible aux perturbations ce qui conduit à la diminution des marges de sécurité des réseaux électriques avec une exploitation plus complexe.

Toutefois les réseaux électriques sont soumis à divers défis technique « perturbations » c'est un phénomène qui menace la stabilité transitoire ; cette dernière désigne sa capacité à retrouver un état d'équilibre après une perturbation soudaine telle que la perte d'un générateur. Court-circuit .variation brusque des charges Ces perturbations peuvent entrainer dans certains cas la mise hors service du réseau électrique signalant ainsi un blackout, qui bloque toutes les activités économiques sociales et la sécurité des infrastructures importantes. Pertes des communicationsect .et dans certaines cas mis en danger de vie humaines.

Ce qui a amené les exploiters des réseaux électriques « SONELGAZ EXCLUSIVEMENT EN ALGERIE » à envisager des solutions et des stratégies durables pour réduire les effets des perturbations et garder un réseau électrique stable. L'amélioration de la stabilité des réseaux électriques constitue une préoccupation importante pour l'opérateur système, cela est accompli en passant par l'amélioration du contrôle du réseau électrique en lui apportant de la flexibilité les **FACTS** (les Systèmes de Transmission à Courant Alternatif Flexibles).ces derniers constituent une famille de dispositifs électronique de puissance conçus pour améliorer la flexibilité et la stabilité des réseaux électriques, c.-à-d. bases sur les éléments d'électronique de puissance utilisés pour accroître la contrôlabilité et à augmenter la capacité de transfert de puissance du réseau. Ils donnent aussi la possibilité d'augmenter la capacité de transfert de la puissance d'une région à une autre en agissant sur le profil de la tension. Ils limitent aussi les effets des défauts et stabilisent le comportement des réseaux électriques

Dans le cadre du problème exposé précédemment, le sujet de notre recherche s'intéresse à l'amélioration de la stabilité des réseaux électriques sous l'environnement du logiciel PSAT (Power System Analyses Toolbox) sous conception MATLAB. L'amélioration de la stabilité du réseau électrique est accompli avec l'intégration des systèmes FACTS en se référant à l'indice qui est : TCID (Temps Critique Isolement de Défaut) pour un défaut sur une ligne quelconque (défaut triphasé à la terre comme un défaut sévère). Parmi ces dispositifs FACTS, notre choix s'est porté sur les compensateurs shunts SVC et STACTCOM pour l'amélioration de la stabilité du réseau électrique. Cette étude est appliquée sur des réseaux IEEE 09 et IEEE 14 JB. Pour atteindre cet objectif de recherche, ce mémoire est organisé en quatre chapitres :

- Dans le premier chapitre on expose et on présente des généralités sur des réseaux électriques, ses différentes structures ainsi que la modélisation des éléments le constituant.
- Le deuxième chapitre est consacré à l'étude de la stabilité des réseaux électriques, les différents types de la stabilité et leurs caractéristiques. Un bref historique sur quelques blackouts qui affectent les réseaux électriques ces dernières années est exposé.
- Quant au troisième chapitre, il traite le concept général des FACTS qui sont largement utilisés dans la compensation de l'énergie réactive. Une classification des différents types de FACTS est illustrée en proposant les principaux dispositifs pour chaque famille.
- Dans le quatrième chapitre, on a mis en évidence l'efficacité des compensateurs shunts SVC et STATCOM par l'analyse et amélioration de la stabilité des réseaux électriques. En analysant le TCID avec et sans compensation, le profil du module de tension et l'effet du changement des paramètres des FACTS....., la simulation sur le logiciel PSAT sous MATLAB nous permet de tirer des analyses détaillées et des interprétations des résultats mettant en évidence l'importance de ce travail.
- Enfin, on termine notre mémoire par une conclusion générale présentant les perspectives à prévoir.



CHAPITRE I
MODELISATION DES COMPOSANTS D'UN
RESEAU ELECTRIQUE

.1. INTRODUCTION :

Un réseau électrique est un ensemble des équipements électromécaniques dont le but est d'assurer la fourniture de l'énergie électrique à partir de centres de production vers les différents types des consommateurs.

Le réseau électrique se compose de dizaines de centre de productions, mais avec des milliers de kilomètres de ligne, des milliers de postes de transformation, ainsi que de nombreux organes de coupure et d'automates de réglage, dimensionnés pour assurer le bon fonctionnement de la fourniture d'énergie électrique. Des systèmes de contrôle hiérarchisés assurent la tenue en tension et en fréquence.

Dans notre vie quotidienne la demande a l'énergie électrique est essentielle, et en augmentation successive en raison de la croissance démographique, développement économique et l'électrification rural, et aussi l'innovation des véhicules électriques.

Cette hausse de la demande nécessite la sécurité, la fiabilité et la stabilité pour assurer un bon fonctionnement. Tous perturbations inévitables telles que les courts circuits, les harmonique, le creux de tension, des générateurs, des transformateurs ainsi que les pertes dans les lignes peuvent affecter le réseau électrique à tout moment et l'amener à l'Etat instable. La stabilité d'un réseau électrique est la propriété qui lui permet de rester dans un état d'équilibre, pour des conditions de fonctionnement fiable et durable.

I.2. DEFINITION DUN RESEAU ELECTRIQUE :

Le réseau électrique est un certain nombre de fonctions et de comportements généraux, qui doivent être définis, mis en œuvre et maîtrisés par une bonne conception et exploitation. Ce sont ensuite des ouvrages et des matériels (lignes aériennes et souterraines, postes, câbles, appareillage, transformateurs, parafoudres, etc.) qui, assemblés, forment le réseau physique ; la qualité conditionne très largement celle du réseau, donc celle de la desserte en électricité de ses clients [1]. C'est enfin un ensemble complet d'automatisation et de transmission d'informations et de commandes, un ensemble coordonné, donc le système nerveux est absolument nécessaire à la protection des ouvrages et des matériaux, à la solidité du réseau de verrous et aux conditions extérieures telles que la foudre et les intempéries ; Une plate-forme également pour l'opérateur pour maîtriser un outil technique, pour les réseaux publics au moins, qui n'est pas concentré en un seul endroit, mais couvre des milliers et des centaines de milliers de kilomètres carrés.

I.3. STRUCTURE GENERALE D'UN RESEAU ELECTRIQUE :

La centrale électrique, le transformateur, la ligne de transmission, les sous-stations, la ligne de distribution et le transformateur de distribution sont les six principaux composants du système électrique. La centrale électrique génère la puissance qui est intensifiée abaissée par le transformateur pour la transmission.

La ligne de transmission transfère la puissance aux différentes sous-stations à travers les sous-stations, la puissance est transférée au transformateur de distribution qui abaisse la puissance à la valeur appropriée qui convient aux consommateurs.

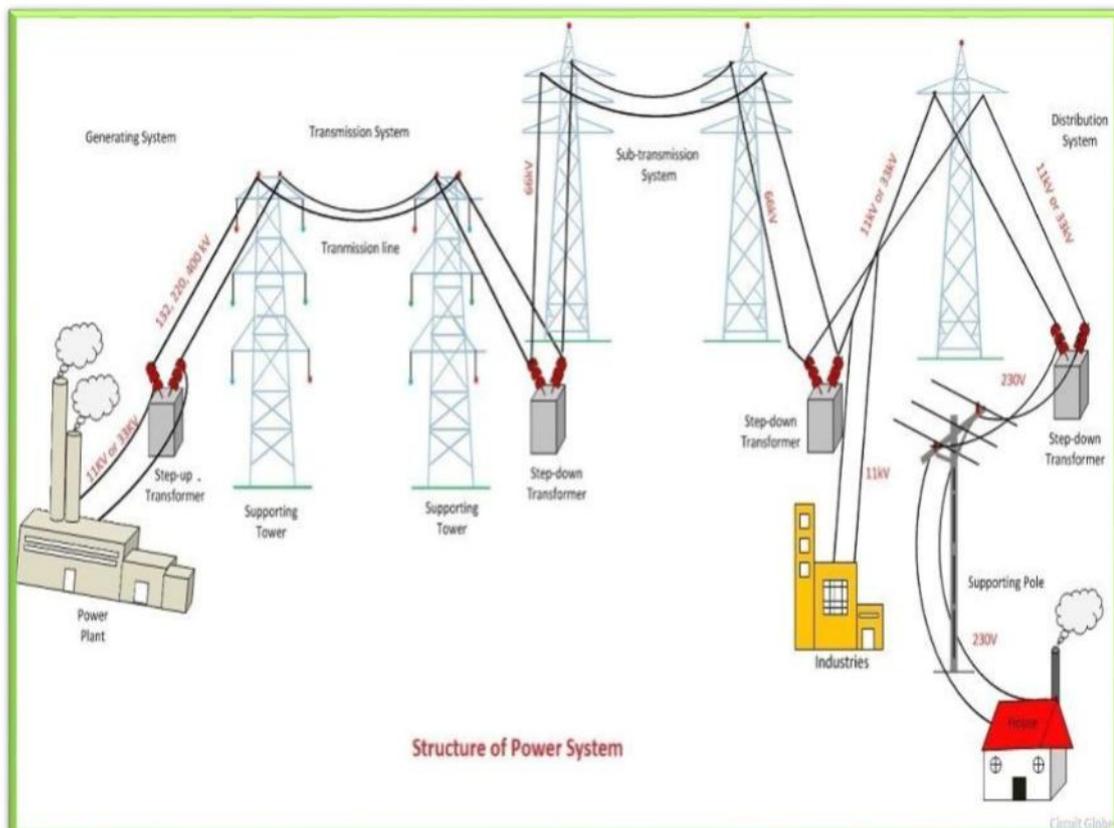


Figure 1.1.schema structure d'un réseau électrique [1].

I.4. Classification des réseaux électrique

I.4.1. Classification selon la fonction

1.4.1.1. La production

Une centrale de production est composée de un(01) ou plusieurs générateurs, un(01) ou plusieurs transformateurs de puissance 'élévateurs et d'un certain nombre de fonctions auxiliaires (soutirage, excitation si génératrice synchrone, démarrage....etc.).

La production doit en tout instant être capable de satisfaire la demande (consommation+ pertes), elle doit donc prévoir des moyens de production pour couvrir l'extrême pointe de la demande, même si cette dernière n'existe que quelques minutes par an. Il existe cinq principaux types de centrales pour produire de l'énergie électrique :

- ✚ Les centrales hydrauliques ;
- ✚ Les centrales thermiques ;
- ✚ Les centrales solaires ou photovoltaïques ;
- ✚ Les centrales nucléaires ;
- ✚ Les centrales éoliennes [2]

1.4.1.2. Le transport

Une fois produite, l'électricité doit être acheminée vers les différents lieux d'utilisation. Les lignes de transport à haute tension sont supportées par de grands pylônes d'acier. L'énergie électrique arrive ensuite dans une sous-station (poste de transformation et de répartition), qui converti la haute tension en moyenne tension, avant d'être répartie sur le réseau de distribution. Cependant, certains centres d'exploitation n'ont pas de lignes de transport. L'énergie électrique est directement acheminée vers le réseau de distribution, après avoir subi une transformation en HTA .ceci dépend notamment de l'emplacement de la centrale et la puissance à transiter [3].

La tension varie d'un pays à l'autre, mais le niveau de tension pour la transmission est généralement fixé entre 220 kV et 800 kV. Les distances géographiques entre les centres de consommation la variabilité ou la versatilité de la charge. [4]

I.4.1.3. La distribution :

Le réseau de distribution fait partie d'un réseau électrique qui dessert les consommateurs transformateurs qui desservent les clients locaux. Il est composé de postes sources (transformateurs d'électricité. Il transfère l'énergie électrique d'un réseau de transmission ou de Distribution aux, équipements de compensation, équipements de protection et de contrôle commande), et de lignes aériennes ou souterraines. La tension des réseaux de distribution est généralement comprise entre 380V et 30 kV. Il se compose de deux niveaux de désignation : «haute tension A » (MT) et « basse tension » (BT). Le réseau de distribution a généralement une structure radiale, où chaque départ est connecté à un jeu de barre du poste-source qui se divise plusieurs fois (avec des artères primaires et secondaires) avant d'atteindre les transformateurs de distribution. Ces réseaux radiaux peuvent être interconnectés à des points de connexion normalement ouverts : ils permettent de reconfigurer le réseau après qu'une erreur se soit produite afin de limiter le nombre de clients qui s'arrêtent.[5]

I.4.2.3. Consommation :

La consommation représente l'ensemble des utilisateurs d'énergie électrique. Ce groupe est très diversifié et s'étend sur des potentiomètres de 380V à 30kV et des courants de quelques mA à quelques kA.

I.4.2.4. Les niveaux de tensions

Le choix du niveau de tension et de fréquence dépend du résultat techno-économique et des considérations historiques. Parce fait chaque pays a ses différents niveaux de tensions et aussi ses fréquences [6].

La nouvelle norme en vigueur en Algérie *SONELGAZ* définit les niveaux de tension en courant alternatif et continu comme suit [7] :

Domaine de tension		Valeur de tension nominale (Un en volts)	
		Courant alternatif	Courant continu
Très basse tension (TBT)		$U_n \leq 50$	$U_n \leq 120$
Basse tension (BT)	BTA	$50 < U_n \leq 500$	$120 < U_n \leq 750$
	BTB	$500 < U_n \leq 1000$	$750 < U_n \leq 1500$
Haute tension (HT)	HTA	$1000 < U_n \leq 50000$	$1500 < U_n \leq 75000$
	HTB	$U_n > 50000$	$U_n > 75000$

Tableau I. 1. Tableau des domaines de tension.

Selon le guide de sonalgaz les niveaux de tension comme suit :

BTA	400V
HTA	5.5 kV – 10 kV – 15 kV – 20 kV – 30 kV
HTB	60KV – 90 kV – 150 kV – 220kV – 400 kV

Tableau I. 2. Les niveaux essentiels de tension en Algérie (SONELGAZ).

I.4.2. CLASSIFICATION SELON LA STRUCTURE :

Les réseaux électriques peuvent être organisés selon plusieurs types de structures [8]

I.4.2.1 Réseau maillé

Ce type de réseau offre une très grande fiabilité d'approvisionnement car chaque tronçon de ligne peut être alimenté via différentes voies. Même une défaillance sur plusieurs tronçons n'engendre pas une grosse perturbation. Les réseaux maillés sont surtout construits et exploités là où la sécurité d'approvisionnement d'un grand nombre de clients peut être compromise par une perturbation, comme c'est particulièrement le cas pour les réseaux de transport et de distribution haute tension.[9]

La (Figure 1.2) montre l'exemple d'un réseau maillé. [9]

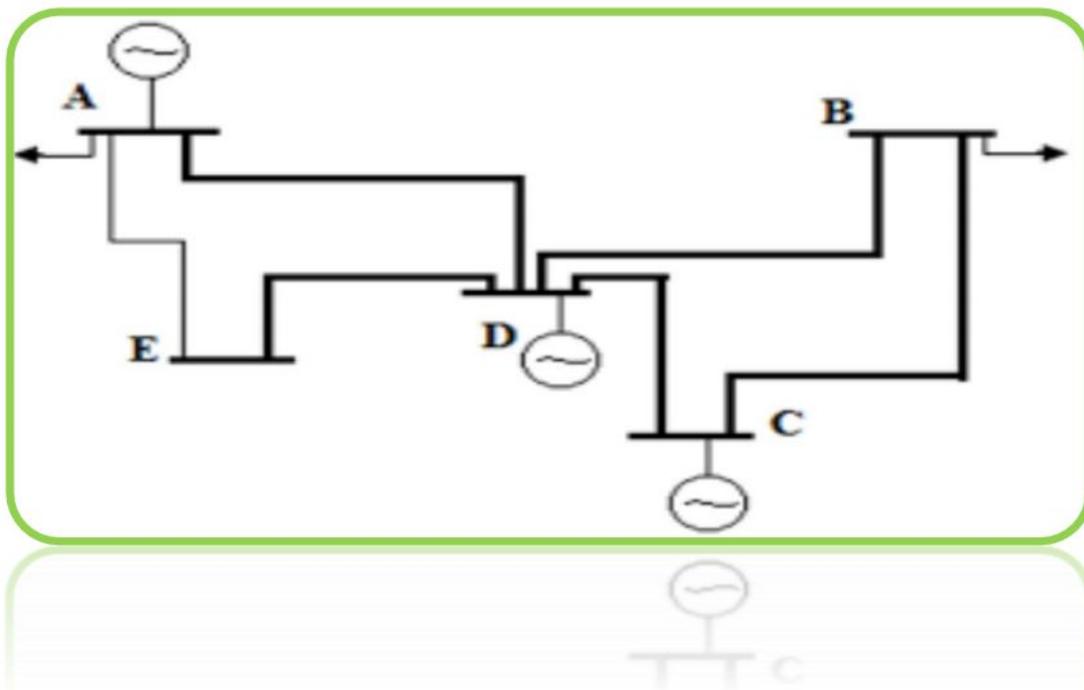


Figure 1.2 : Réseau maillé

a) Avantages [9]

Le réseau maillé est caractérisé par :

- ✓ Une grande sécurité d'exploitation ;
- ✓ Une chute de tension réduite.

b) Inconvénients [9]

- ✓ Le coût de réalisation est énorme ;
- ✓ Nécessité des protections sophistiquées.

I.4.2.2 Réseau bouclé

Lorsque la densité de charge augmente, on tend, surtout dans les réseaux à moyenne tension et aussi dans les réseaux basses tension, vers un maillage partiel, par la formation de boucles. Tous les accès de la boucle sont alors alimentés par deux lignes, ce qui augmente fortement la sûreté de service. [10]

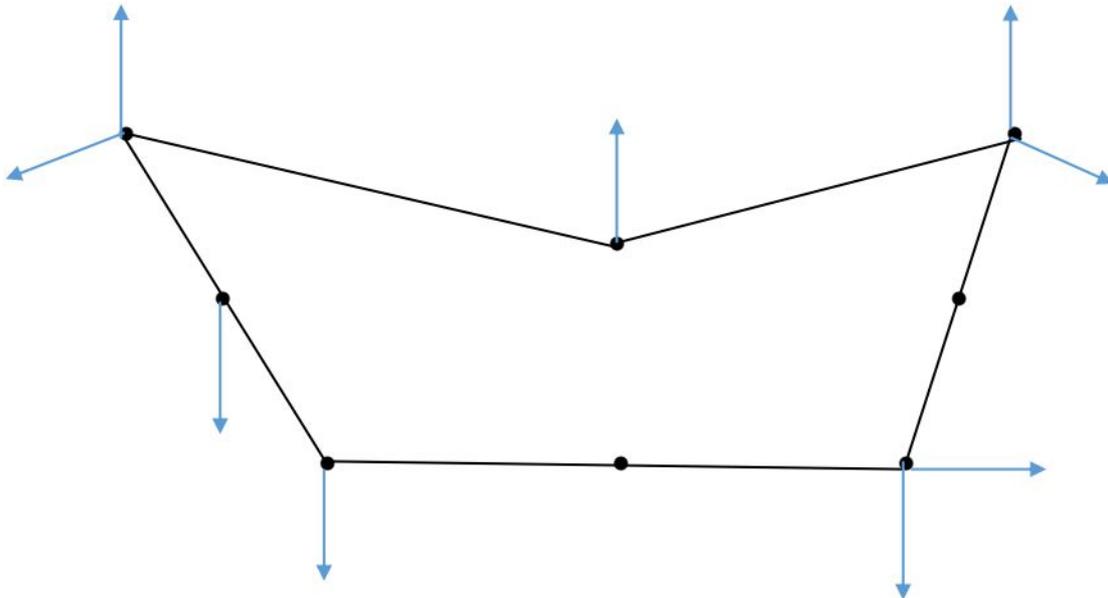


Figure 1.3 Réseau bouclé

a) Avantages [9]

- ✓ Grande continuité de service ;
- ✓ Un bon rendement ;
- ✓ Faible chute de tension.

b) Inconvénients : [9]

- ✓ Forts courants de court-circuit ;
- ✓ Plus onéreux et plus difficile à exploiter que le précédent.

1.4.2.3 RESEAU RADIAL

Dans ce cas l'énergie est véhiculée par voie radiale : C'est à dire de la source vers le consommateur. 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 type de réseau 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 et largement répartis géographiquement et pour certains réseaux industriels à fortes perturbations.

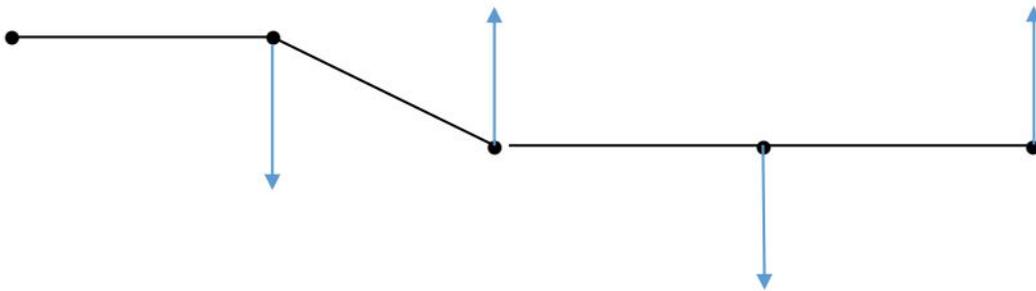


FIGURE 1.4 RESEAU RADIAL

a) Avantages : [9]

- ✓ Facile à étudier et à construire ;
- ✓ Pour effectuer des travaux, il suffit d'ouvrir l'appareil (sectionneur, interrupteur ...) placé au début du réseau.

b) Inconvénients : [9]

- ✓ Des grandes chutes de tension pour les longueurs dépassant 500m ;
- ✓ La mise hors tension des consommateurs en cas d'une panne en tête de ligne.

I.5. MODELISATION DES COMPOSANTS DUN RESEAU ELECTRIQUE

1.5.1. MODELISATION DE LA MACHINE SYNCHRONE

Les différentes machines ne sont pas indépendantes entre elles, mais reliées par un réseau d'énergie électrique. Celui-ci correspond à un ensemble de lignes, de transformateurs, de machines, de charges, de jeux de barres, de dispositifs de régulation, etc. La machine synchrone représente l'élément essentiel dans l'étude de la stabilité des systèmes d'énergie électriques. La mesure des paramètres de ce dernier reste un sujet très important et nombreuses études sont en cours afin de mieux cerner les propriétés de ces machines dans les réseaux électriques.

Le problème de la modélisation de ces machines comporte deux aspects :

- Le premier, est le choix du modèle de la machine synchrone;
- Le deuxième, consiste à déterminer les paramètres à introduire dans le modèle (modèle de Park, 2ème ordre, 3ème ordre).
- La Figure 1.5 montre une représentation d'une machine synchrone à trois phases avec amortisseurs [11]

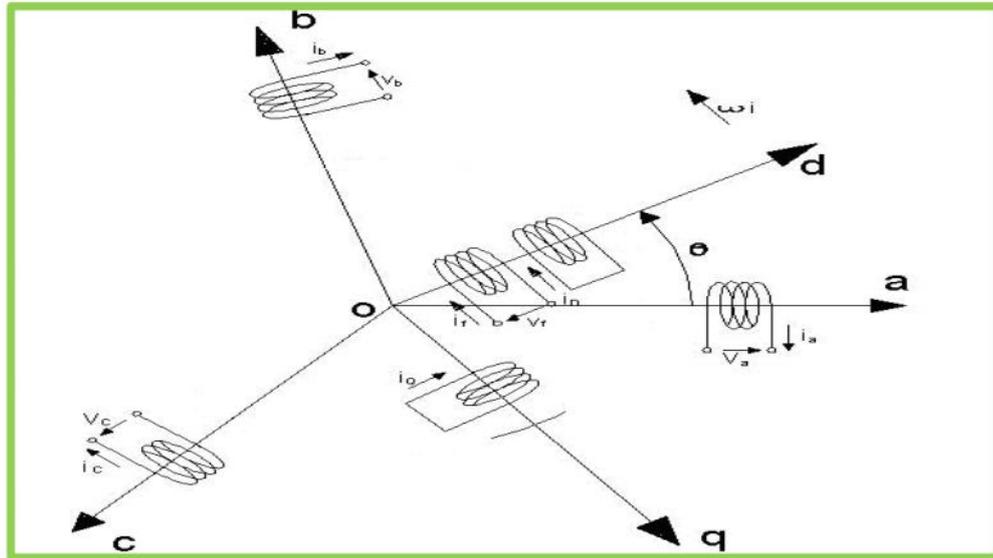


Figure 1.5. Machine synchrone triphasé assimilée a deux enroulements en CC en quadrature

Où :

a, b, c : Axes liés aux l'enroulement triphasés.

D : Enroulement amortisseur longitudinal.

Q : Enroulement amortisseur transversal.

f : Enroulement inducteur (excitation).

1.5.1.1. HYPOTHESES SIMPLIFICATRICES.

Dans la machine synchrone que nous allons étudier on suppose ce que suit :

- le circuit magnétique n'est pas saturé;
- absence de l'effet pelliculaire (densité uniforme);
- l'influence des harmoniques est négligeable;
- on admettra que l'ensemble des amortisseurs peut être représenté par deux enroulements Fermes D et Q en court-circuit sur eux même. [12]

La machine fonctionne en régime permanent avec une vitesse angulaire constante. L'angle de rotation θ est une fonction linéaire du temps. On admet qu'il y a un décalage angulaire δ constant du champ rotorique par rapport au champ statorique (Figure 1.6) [13].

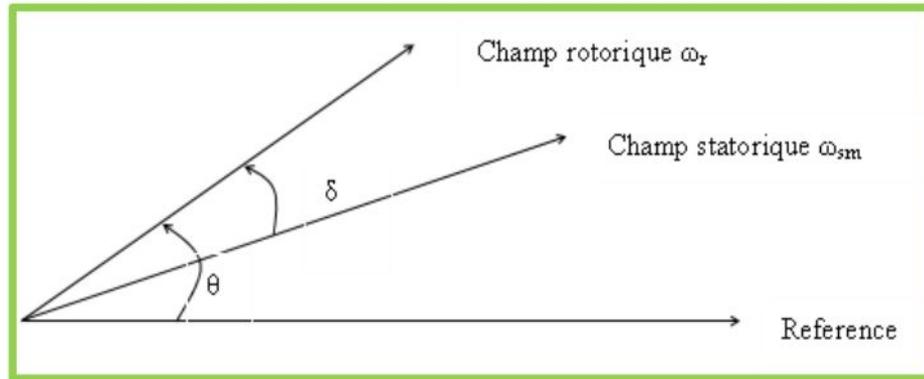


Figure 1.6. Disposition vectorielle des champs rotorique et statique

Avec:
$$d\theta / dt = \omega_s \tag{1.1}$$

$$\theta = \omega_s t + \delta \tag{1.2}$$

ω_s, ω_r désignent la vitesse de rotation des champs statorique et rotorique respectivement.

I.5.1.2. TRANSFORMATION DE PARK :

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

Durant le régime transitoires le flux crée par les courant de l'induit est inférieur à celui qu'ils créent en régime établi la réactance de l'induit est diminuée.

Nous utilisons pour l'étude de machine le modèle à deux axes, donné par la transformation de PARK ce modèle permet de montrer les variations de la f.é.m. transitoire suivant les axes d-q. [14].

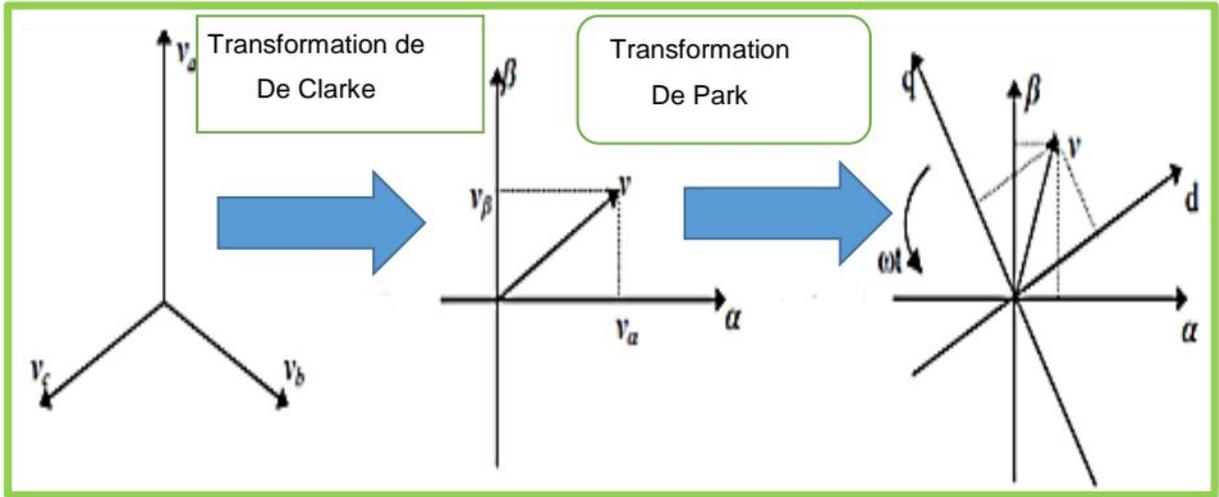


Figure I.7 : Passage dans le référentiel tournant de la composante équilibré direct

$$C = \begin{bmatrix} 1 & 0 \\ -1/2 & +\sqrt{3}/2 \\ -1/2 & -\sqrt{3}/2 \end{bmatrix} \tag{1.3}$$

La seconde phase permet de passer par une rotation de $-\theta = -\omega.t$ du système diphasé dans le repère de Clark au système diphasé tournant de Park au moyen de la matrice de rotation R.

$$R = \begin{bmatrix} \cos(\theta) & -\sin(\theta) \\ \sin(\theta) & +\cos(\theta) \end{bmatrix} \tag{1.4}$$

La matrice de transformation de Park est donnée par :

$$K = \sqrt{2/\sqrt{3}} \begin{bmatrix} \cos(\omega t) & \cos(\omega t - 2\pi/3) & \cos(\omega t + 2\pi/3) \\ \sin(\omega t) & \sin(\omega t - 2\pi/3) & \sin(\omega t + 2\pi/3) \\ 1/\sqrt{2} & 1/\sqrt{2} & 1/\sqrt{2} \end{bmatrix} \tag{1.5}$$

On note que la matrice inverse de la matrice de Park est la transposée de K : $K^{-1} = K^T$

$$\mathbf{X}_{dq0} = \mathbf{K} \cdot \mathbf{X}_{abc} \quad (\text{I.6})$$

$$\mathbf{X}_{abc} = \mathbf{kT} \cdot \mathbf{X}_{dq0} \quad (\text{I.7})$$

I.5.1.3. MODELE DE LA MACHINE SYNCHRONNE DANS LE REPERE DE PARK

La méthode de décomposition selon deux axes liés au rotor appliquée à la machine synchrone permet de résoudre un grand nombre de problèmes des régimes transitoires (problème de perturbations, oscillations, fonctionnement asynchrone). Cette méthode supprime la non-linéarité entre les grandeurs du stator et celles du rotor, les enroulements de la machine doivent être ordonnés selon deux axes perpendiculaires, chaque machine est modélisée dans sa référence locale (d-q) tournant avec son rotor. La transformation de Park permet de représenter la machine synchrone par une machine équivalente bipolaire où les enroulements statoriques a, b, c seront transférés vers le référentiel rotorique constitué par des enroulements orthogonaux selon les deux axes. En désignant par θ , l'angle entre l'axe d et l'axe magnétique de la phase a, la transformée de Park est définie par [15] :

$$\mathbf{A} = \frac{2}{3} \begin{pmatrix} \cos(\theta) & \cos(\theta - 2\pi/3) & \cos(\theta - 4\pi/3) \\ \sin(\theta) & \sin(\theta - 2\pi/3) & \sin(\theta - 4\pi/3) \\ 1/2 & 1/2 & 1/2 \end{pmatrix} \quad (\text{I.8})$$

La représentation schématique de la figure (1.5) devient celle de la figure suivante : [15]

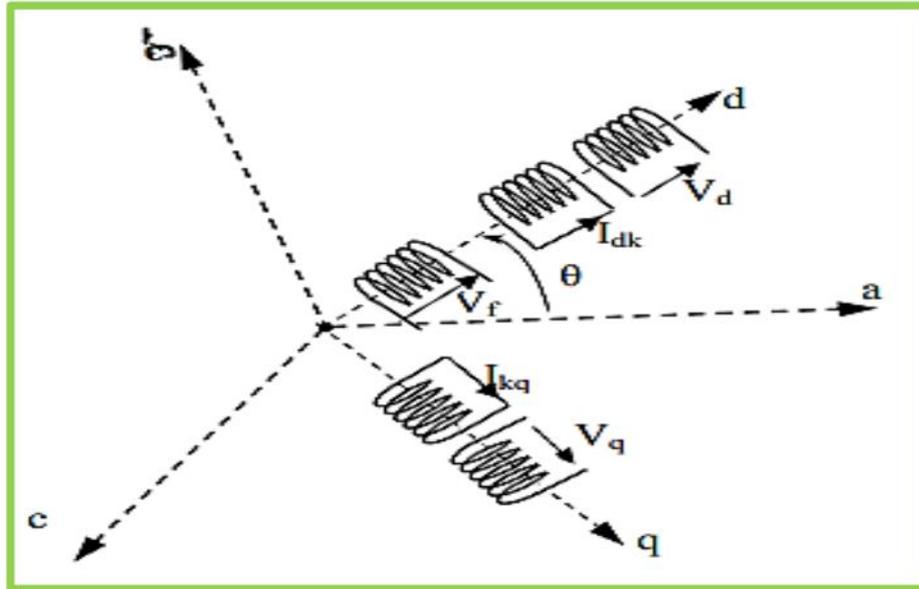


Figure 1.8 : Modèle de la machine synchrone dans le repère de Park

*

1.5.1.4 EQUATIONS ELECTRIQUES ET MAGNETIQUES

Les équations décrivant la machine synchrone sont données comme suit [15]:

-Equations électriques (les enroulements amortisseurs sont court-circuités $V_D = V_Q = 0$)

$$V_{sq} = R_s * I_{sq} + \frac{d\phi_{sd}}{dt} - \omega_s * \phi_{sq} \quad (1.9)$$

$$V_{sd} = R_s * I_{sd} + \frac{d\phi_{sq}}{dt} + \omega_s * \phi_{sd} \quad (1.10)$$

$$V_f = R_f * I_f + \frac{d\phi_f}{dt} \quad (1.11)$$

$$V_{rd} = R_r * I_{rd} + \frac{d\phi_{rd}}{dt} - (\omega_s - p \Omega) \phi_{rq} = 0 \quad (1.12)$$

$$V_{rq} = R_r * I_{rq} + \frac{d\phi_{kq}}{dt} + (\omega_s - p \Omega) \phi_{rd} = 0 \quad (1.13)$$

1.5.1.4. EQUATIONS DE FLUX :

$$\phi_{sd} = L_s * I_{sd} + M * I_{rd} \quad (1.14)$$

$$\phi_{sq} = L_s * I_{sq} + M * I_{rq} \quad (1.15)$$

$$\phi_{rd} = L_r * I_{rd} + M * I_{sd} \quad (1.16)$$

$$\phi_{rq} = L_r * I_{rq} + M * I_{sq} \quad (1.17)$$

1.5.1.5. EQUATIONS DE COURANTS :

La transformée de PARK est donnée par :

$$A = \begin{pmatrix} I_d \\ I_q \\ I_0 \end{pmatrix} = \frac{2}{3} \begin{pmatrix} \cos\theta & \cos(\theta-2\pi/3) & \cos(\theta-4\pi/3) \\ \sin\theta & \sin(\theta-2\pi/3) & \sin(\theta-4\pi/3) \\ 1/2 & 1/2 & 1/2 \end{pmatrix} \begin{pmatrix} I_a \\ I_b \\ I_c \end{pmatrix} \quad (1.18)$$

Il est important de signaler que la transformation de PARK est particulièrement intéressante dans le cas des perturbations symétriques ($i_0=0$).

Les projections, I_a, I_b, I_c sur les axes d et q donnent :

$$I_q = \frac{2}{3} \left[I_a \sin \theta + I_b \sin (\theta-2\pi/3) + I_c \sin (\theta+4\pi/3) \right] \quad (1.19)$$

$$I_d = \frac{2}{3} \left[I_a \cos \theta + I_b \cos (\theta-2\pi/3) + I_c \cos (\theta+4\pi/3) \right] \quad (1.20)$$

Considérant l'axe (a) comme référence, $\theta = (a, d)$. L'axe q est en arrière de 90° par rapport à l'axe d nous définissons I_{odq} comme suit :

$$I_{odq} = p I_{abc} \quad (1.21)$$

Où

I_{odq} : Le vecteur courant dans le référentiel (odq) ;

0 : Axe stationnaire (homopolaire);

d : Axe directe (polaire);

q : Axe quadrature (inter polaire).

L'équation de la tension et celle du flux sont similaires à celle du courant :

$$V_{odq} = V_{abc} \quad (1.22)$$

$$\Phi_{odq} = \Phi_{abc} \quad (1.23)$$

Où les différents vecteurs sont à trois dimensions, et correspondent à un système triphasé.

La transformée de PARK est défini par l'équation suivante :

$$P = \sqrt{2}/\sqrt{3} \begin{pmatrix} 1/\sqrt{2} & 1/\sqrt{2} & 1/\sqrt{2} \\ \cos \vartheta & \cos (\vartheta-2\pi/3) & \cos (\vartheta+2\pi/3) \\ \sin \vartheta & \sin (\vartheta-2\pi/3) & \sin (\vartheta+2\pi/3) \end{pmatrix} \quad (1.24)$$

Le schéma équivalent de la machine synchrone selon les axes (d) et (q) est représenté sur est Représenté sur la Figure 1.9 suivante :

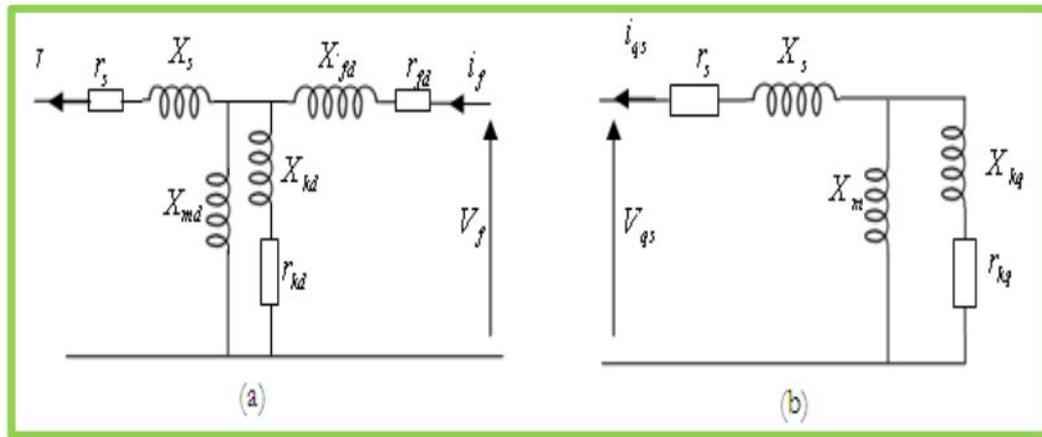


Figure 1.9. Schéma équivalent de la machine synchrone selon les axes (d) et (q).

I.6. MODELISATION DES DIERENTS ELEMENTS DE RESEAU :

Le but vise de cette opération c'est d'utilisé des modèles pratiques pour analyser et dimensionner le réseau électrique, donc il est nécessaire de découvrir les modèles pour les différents éléments de réseau électrique tel que :

- ✚ 1, alternateur
- ✚ transformateur
- ✚ ligne électrique
- ✚ la charge

I.6.1. MODELISATION D'UN GENRATEUR :

Un générateur est un système permettant d'obtenir de l'électricité à partir d'une autre forme d'énergie (conversion de l'énergie se la forme mécanique vers la forme électrique).

Cependant, les générateurs disposent de plusieurs modèles. Les générateurs sont modélisés dans l'analyse statique comme des injecteurs de courants. Dans l'état stationnaire, un générateur est généralement contrôlé de sorte que la puissance active injectée au jeu de barre et la tension aux bornes du générateur soient maintenues constantes, il est généralement utilisé la machine synchrone et le diagramme de phase [16].

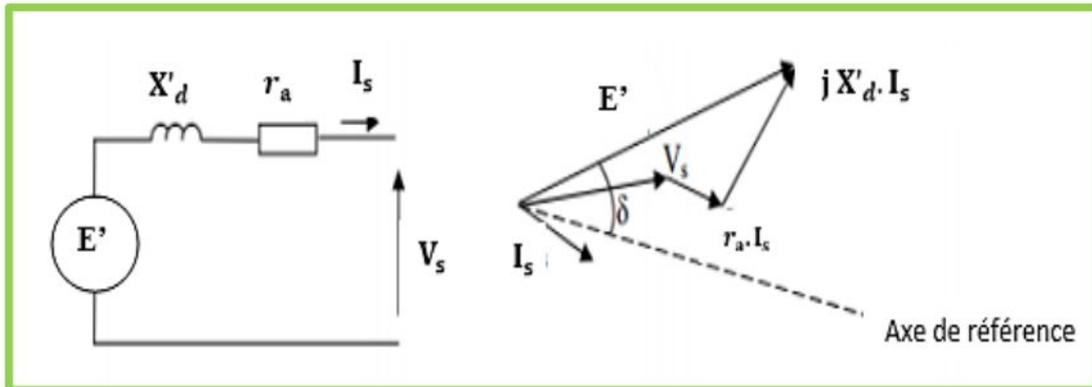


Figure I.10 : Représentation simplifiée d'une machine synchrone

E' : F.E.M transitoire de la machine synchrone.

V_s : Tension aux bornes de la machine.

I_s : Courant de la machine.

r_a : Résistance de la machine.

$X'd$: Réactance de la machine.

1.6.2. MODELISATION DUN TRANSFORMATEUR :

Le transformateur permet d'élever l'amplitude de la tension alternative disponible à la sortie de l'unité de production pour l'amener aux niveaux requis pour le transport. A l'autre extrémité de la chaîne, côté consommateurs, les transformateurs sont utilisés pour abaisser la tension et la ramener aux valeurs utilisées dans les réseaux de distribution BT. Chaque transformateur peut être modélisé par une résistance en série avec une réactance comme elle indique la Figure (1.11).

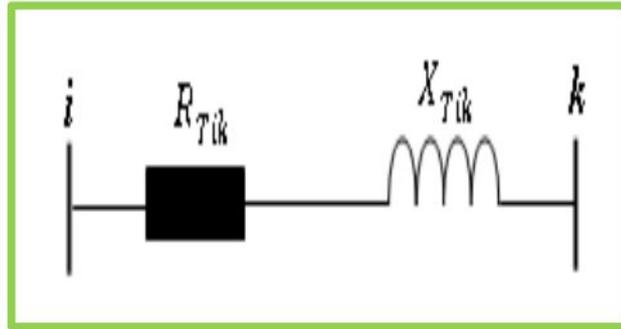


Figure 1.11. Représentation d'un transformateur.

Donc le transformateur peut être considéré comme une ligne, tel que:

$$Z_T = R_T + jX_T \quad (1.25)$$

$$Y_T = \frac{1}{R_T + jX_T} \quad (1.26)$$

Avec :

Z_T : L'impédance du transformateur ;

Y_T : L'admittance du transformateur.

1.6.3. MODELISATION DUNE LIGNE ELECTRIQUE :

Une ligne électrique est constituée par un faisceau de conducteurs cylindriques aériens ou souterrains parallèles entre eux et au sol. Chaque conducteur est caractérisé par:

- Sa résistance linéique 'R' en Ω /m.
- Son inductance linéique 'L' en H/m.
- Sa capacité linéique 'C' en F/m.

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 à travers les lignes d'interconnexions, entre pays ou grandes zones relevant de gestionnaires de réseaux différents [19]. Le modèle d'une ligne de transport est donné par des quadripôles symétriques représentés par la Figure 1.12. (a, b).

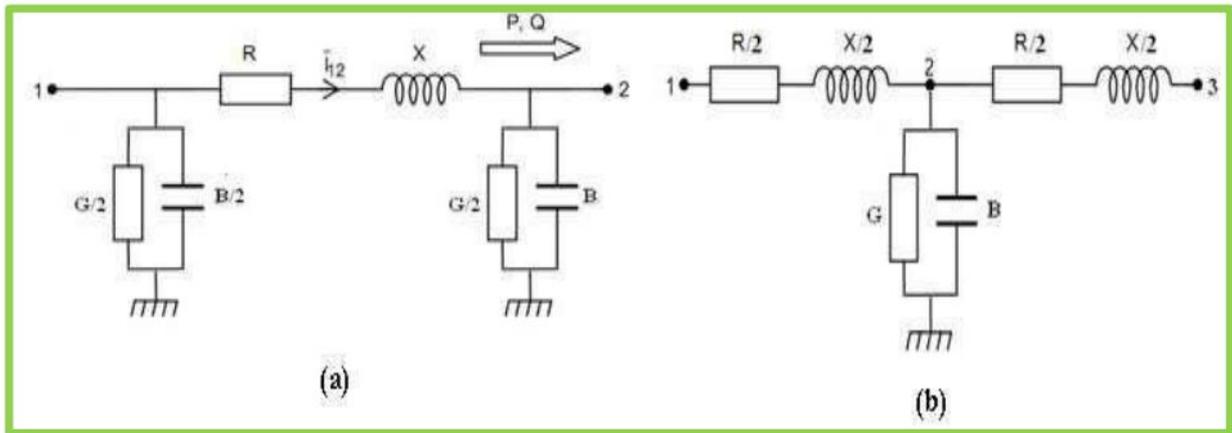


Figure 1.12. Schéma équivalent d'une ligne de transport (a) et (b)

(a) : Modèle en π .

(b) : Modèle en T.

R : résistance de la ligne

X : réactance de la ligne ;

G : conductance de la ligne ;

B : réactance capacitive de la ligne

I.6.4. MODELISATION DE LA CHARGE :

Les charges constituent des variables dans l'étude d'un réseau électrique, elles peuvent être représentées par les puissances actives P_{ch} et réactives Q_{ch} qu'elles consomment ou par une impédance équivalente Z_{ch} .

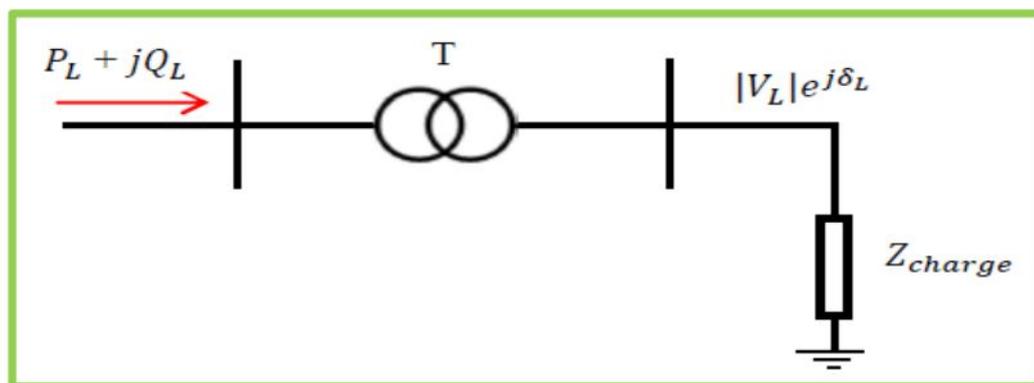


Figure I.13 : modèle de la charge électrique

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

$$Z = Y^{-1} = \left(\frac{(P - jQ)}{V^2} \right) \quad (1.27)$$

Avec :

V : Tension aux bornes de la charge;

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

Z : impédance de la charge.

Conclusion :

Dans ce chapitre nous avons présenté les notions de base sur les réseaux d'énergie électriques leurs structures et leurs composants nécessaire à la production, au transport, à la distribution et à la livraison de l'énergie électrique nous avons aussi modélisés les différents composants du réseau électrique à savoir : les lignes de transport, les transformateurs, les charges et les machines synchrones.

Pour ça la modélisation des éléments de réseau est présenté premièrement dans ce chapitre, car Chaque élément dans le réseau électrique est a une influence sur la stabilité, qui sera étudié dans le chapitre suivant.

CHAPITRE II

LA STABILITE DES RESEAUX ELECTRIQUES

II.1 Introduction :

L'instabilité des réseaux électriques présente un problème majeur dans le bon fonctionnement de ces derniers autour du monde, les perturbations inévitables telles que les courts circuits, les indisponibilités momentanées des lignes de transmission, des générateurs, les transformations ainsi que les pertes dans les lignes peuvent affecter le réseau électrique à tout instant et l'amener en dehors de sa zone de stabilité. La stabilité d'un réseau électrique est donc la propriété qui lui permet de rester dans un état d'équilibre, pour des conditions de fonctionnement normales, et de retrouver un état d'équilibre, pour les conditions de fonctionnement normales, et de retrouver un état d'équilibre acceptable, suite à une perturbation.

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

Ce chapitre traite la stabilité du système de puissance et les méthodes d'analyse de la stabilité. Il est divisé en trois grandes parties. La première partie rappelle la définition de la stabilité, dans la deuxième partie. Nous rappelons système de puissance, et la troisième partie s'intéresse à la méthode d'analyse de la stabilité.

II.2 Stabilité des réseaux électriques :

D'un point de vue physique, la stabilité est définie comme un état d'équilibre de force opposée. Dans le cas des réseaux électriques, ces forces sont liées à l'interaction des machines connectées aux réseaux électriques.

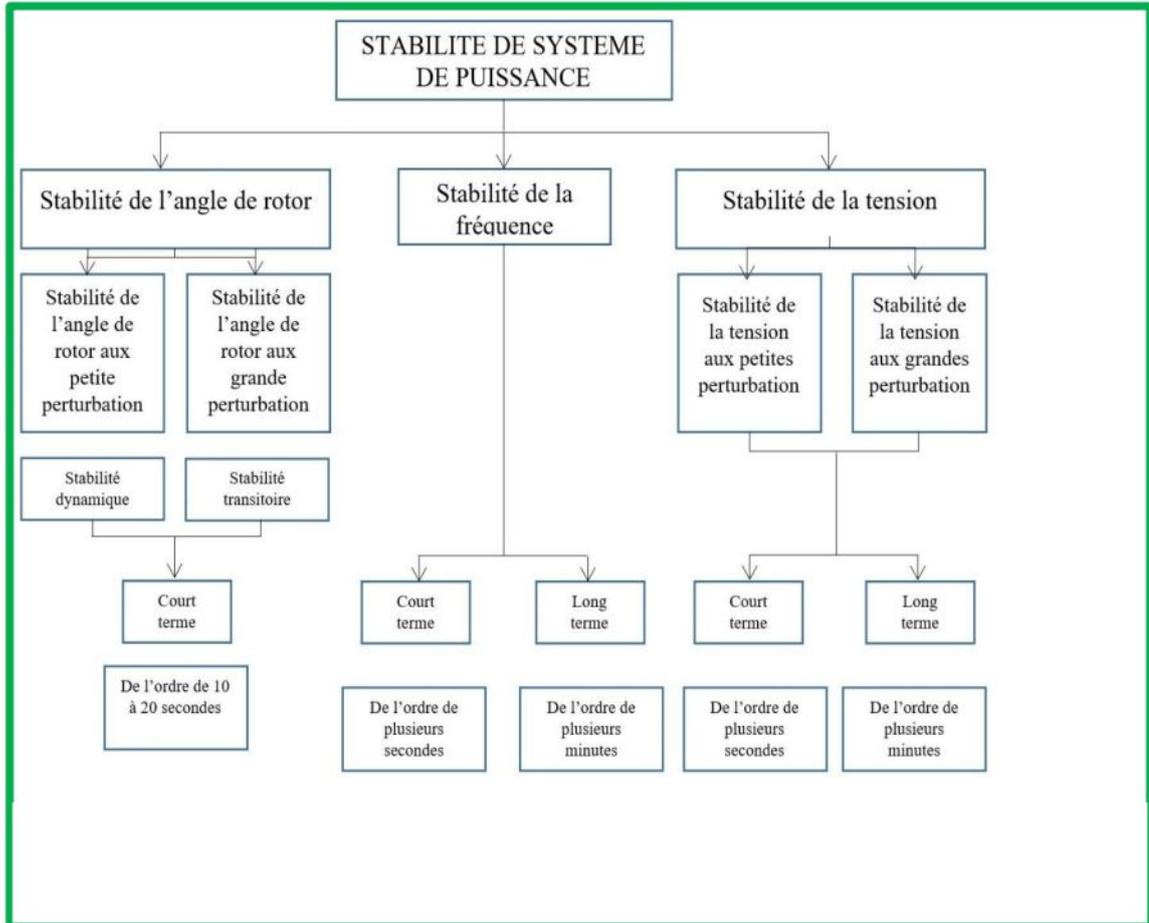
La stabilité d'un système de puissance est la capacité d'un système d'énergie électrique pour une condition de fonctionnement initiale donnée, de retrouver le même état ou un autre état d'équilibre proche après avoir subi une perturbation physique, en gardant la plupart des variables de système dans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

On dit qu'un système d'énergie électrique est stable si la suite d'une perturbation, il peut passer d'un état ou régime stationnaire à un autre régime stationnaire en passant par le régime transitoire sans la perte du synchronisme.

Suivant la nature et l'amplitude de la perturbation, on distingue trois types de stabilité (Figure II.1) [17]

- ✓ La stabilité de l'angle de rotor.

- ✓ La stabilité de tension.
- ✓ La stabilité de fréquence.



FigII.1. Classification des différents types de stabilités de système de puissance

II.2.1 Définition et classification de la stabilité des réseaux électrique :

Les devers formes de l’instabilité résultantes ne peuvent pas être correctement compris et efficacement traites on mémé temps. En raison de la dimensionnalité élevée et la complaisait des problèmes de la stabilité, la classification aide à produire une simplification des conditions, pour analyser des types spécifiques, en employant un degré approprié de détail pour la représentation du système et des techniques analytiques. L’analyse de la stabilité y compris l’identification des factures principaux qui contribuent à l’instabilité, est considérablement facilité par une classification de la stabilité, la classification est donc essentielle pour une

analyse pratique significative et une résolution des problèmes de la stabilité des réseaux électriques.

La classification de la stabilité proposée ici est basée sur la nature physique de l'instabilité, la plage de temps des phénomènes et l'amplitude de perturbation, on peut donc classer les types de la stabilité comme suite [18].

II.2.1.1 Définition de la 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, après avoir été soumis à une perturbation, pour une condition de fonctionnement initial donnée [18]

Le facteur principal qui cause l'instabilité est l'inaptitude de système électrique de satisfaire la demande de la puissance réactive [19]

L'instabilité résultante peut se produire sous forme de chute progressive ou élévation de la tension de quelque jeu de barres [20]

Les résultats possibles de l'instabilité de tension sont la perte de la charge dans un secteur, ou déclenchement des lignes de transmission et même d'autres éléments. Par leurs systèmes de protection a des pannes en cascades. Il est démontré que la majorité des blackouts sont causes par l'instabilité de tension [21]

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 des petites perturbations et celle de grandes perturbations.

II.2.1.1 Stabilité de tension vis-à-vis des petites perturbations :

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

II.2.1.2 Stabilité de tension vis-à-vis des grandes perturbations :

II.3.1.definition

Elle est définie comme étant la capacité des réseaux électrique à maintenir les tensions des nœuds dans les limites des fonctionnements permettent en présence des grandes perturbations à savoir la perte d'équipements de transport ou de production, le court-circuit ...etc.

II.3.1.2 définitions de la stabilité de fréquence :

La stabilité de fréquence concerne la capacité du système à maintenir sa fréquence proche de la valeur nominale, suite à un incident sévère ayant ou non conduit à un morcellement du système. La stabilité de fréquence est étroitement liée à l'équilibre global entre la puissance active produite et consommée.[22]

L'instabilité résultante se produit sous forme d'oscillation 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 le dispositif actif, s'étend de la fraction de secondes à plusieurs minutes. Par conséquent, se l'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. [23]

La stabilité de l'angle de rotor (stabilité angulaire)

II.3.1.3. La stabilité angulaire (angle de rotor) :

La puissance électrique de la machine varie rapidement lorsque le système est perturbé, mais la variation de la puissance mécanique fournie à la machine est relativement lente. En raison de cette différence de vitesse de réponse, un écart temporaire d'équilibre de puissance a lieu. Par conséquent, ce déséquilibre de puissance entraîne une variation des couples agissant sur le rotor.

Ceci entraîne une accélération ou décélération du rotor selon le sens du déséquilibre, entraînant une perte de synchronisme du générateur avec le reste de système. Si l'équilibre de puissance n'est pas rétabli, la machine est mise hors service par une protection de survitesse ou de perte de synchronisme, et la stabilité du système est mise en danger. Suite à une perturbation, le facteur principal qui détermine l'évolution de l'état du système est l'écart entre les angles de rotor.[23]

La stabilité de l'angle du rotor est définie comme étant la capacité d'un ensemble de générateurs synchrones interconnectés de conserver le synchronisme dans des conditions de fonctionnement normales ou après une perturbation. Un système est instable si la différence entre les angles rotoriques des générateurs augmente indéfiniment ou si l'oscillation transitoire provoquée par une perturbation, n'est pas suffisamment amortie dans le temps d'évaluation.[22]

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

II.3.2.1 Stabilité angulaire aux petites perturbations (stabilité dynamique) :

La stabilité d'angle rotorique des petites perturbations (ou en petits signaux) est la capacité du système électrique à maintenir le synchronisme sous des petites perturbations. Les perturbations sont considérées comme suffisamment petites pour que la linéarisation des équations du système soit permise aux fins de l'analyse. [22][24]

La nature de la réponse du système aux petites, perturbation dépend d'un certain nombre de facteurs. Notamment à l'exploitation initiale, la force génératrice de transmission du système et le type d'excitation du générateur de grandes commandes utilisées. L'intervalle de temps de la dynamique généralement observé des petites perturbations et de l'ordre de 10 sec a 20 sec après leur apparition. [11]

II.3.2.2 Stabilité angulaire aux grandes perturbations (stabilité transitoire) :

Elle concerne la capacité du système de puissance de maintenir le synchronisme après avoir subi une perturbation sévère transitoire tel un court-circuit sur une ligne de transmission ou une perte d'une partie importante de la charge ou de la génération. La réponse du système implique de grandes variations des angles de rotor. Elle dépend de la relation non-linéaire couples-angles. [25]

Lorsqu'il Ya une perturbation majeure sur le réseau et que le réseau retrouve son mode de fonctionnement normal après la perturbation, alors le réseau est dit transitoirement stable.

Les perturbations majeures sont les courts-circuits, les pertes de lignes, les bris d'équipements majeurs comme les transformateurs de puissance et les altérateurs. [14]

La stabilité transitoire concerne les grandes perturbations telle que.

➤ Les courts-circuits affectant un élément du réseau, notamment aux bornes des machines.

➤ La perte d'un ouvrage (ex, une ligne de transmission ...).

➤ La perte d'un groupe de production.

Les conséquences de ces défauts peuvent être très graves, pouvant même à l'effondrement complet du réseau (black-out). Si l'instabilité se manifeste directement suite à la perturbation (plus précisément dans le premier second qui suite l'élimination du défaut, elle est appelée instabilité de première oscillation (en anglais first swing instability), (cas1). Et elle s'étend sur 3 à 5 secondes. Elle peut résulter de la superposition des effets de plusieurs modes d'oscillation

lent excites par les perturbations, provoquant ainsi une variation importante de l'angle de rotor au-delà de la première oscillation (instabilité de multi oscillation), (Cas2.)

La gamme de temps associée s'étend de 10 à 20 secondes. [22]

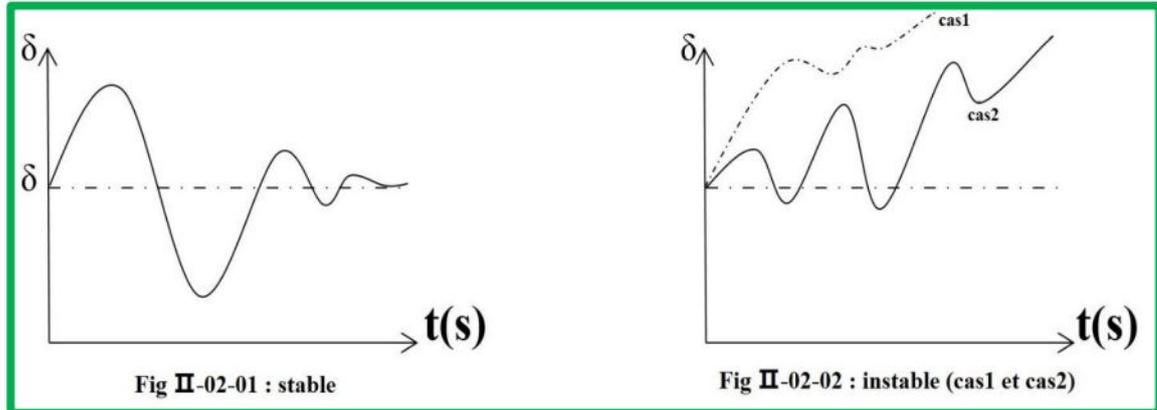


Fig.II.02 : Tracé de l'angle rotorique en fonction.

Le concept de stabilité transitoire peut être expliqué par une approche graphique simple, à savoir le critère d'égalité des aires (equal area criterion).

Mouvement et la courbe $(p-\delta)$ traditionnelle représentant la relation entre la puissance produite par les générateurs et l'angle de 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 transmission, (Fig.II-3).

Le générateur est modélisé par une source de tension idéale E_g en série avec une réactance X_g (modèle classique).

La ligne et le transformateur sont représentés par la réactance X_E .

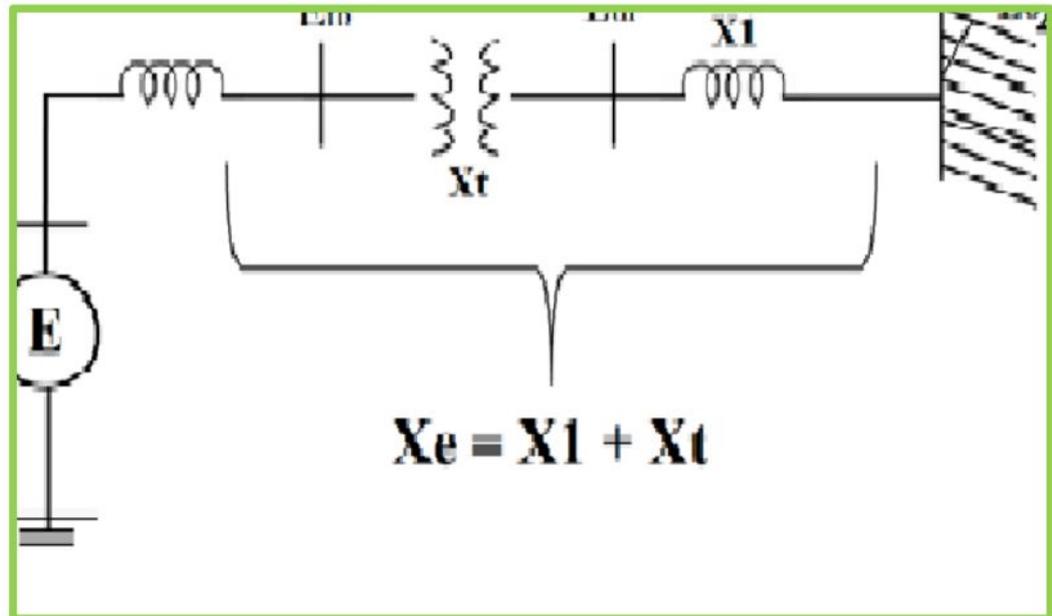


Figure II.3. machine synchrone connecte à un jeu de barre infini

Relation (p- δ) :

Dans l'état d'équilibre la puissance produite par le générateur P_e est donnée par l'équation.

$$P_e = \frac{E_g E_o}{X_g + X_e} \sin \delta \dots \text{(II.01)}$$

Où, δ l'angle de rotor (dit ici, l'angle de puissance), est le déphasage entre la tension interne de générateur (E_g) et la tension de jeu de barre infini (E_o).

L'équation (II.01) est représentée graphiquement à la (Fig.II.4).

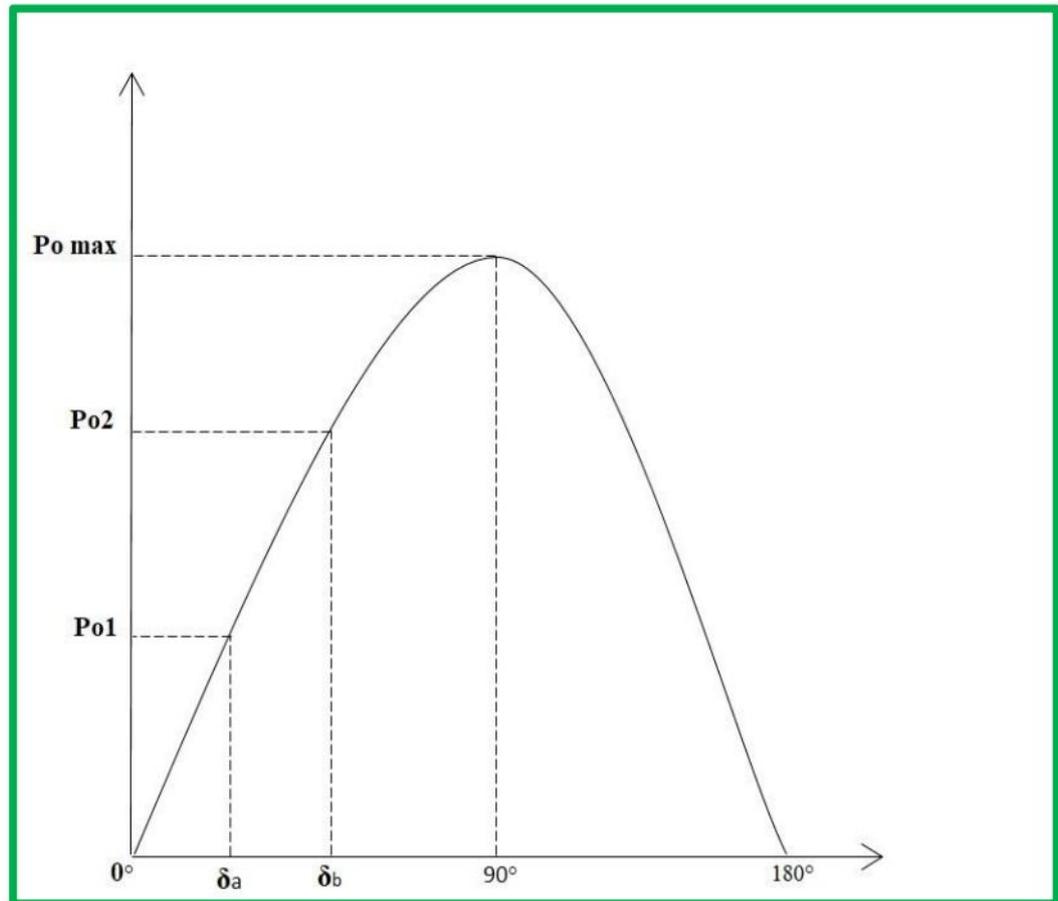


Fig.II-04 : relation puissance-angle de rotor. [22]

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

Un brusque changement sur la charge du générateur entraîne une variation de la puissance mécanique, et par conséquent de la puissance électrique, par exemple de P_{e1} à P_{e2} (Fig.II-4).

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 δ_b soit suffisante pour la charge, le rotor va dépasser l'angle δ_b jusqu'à ce qu'un couple opposé suffisant soit développé pour arrêter cette accélération l'énergie supplémentaire va entraîner de 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 s'amortir, et la machine restera stable (Cas1. (Fig.II-5)). [26].

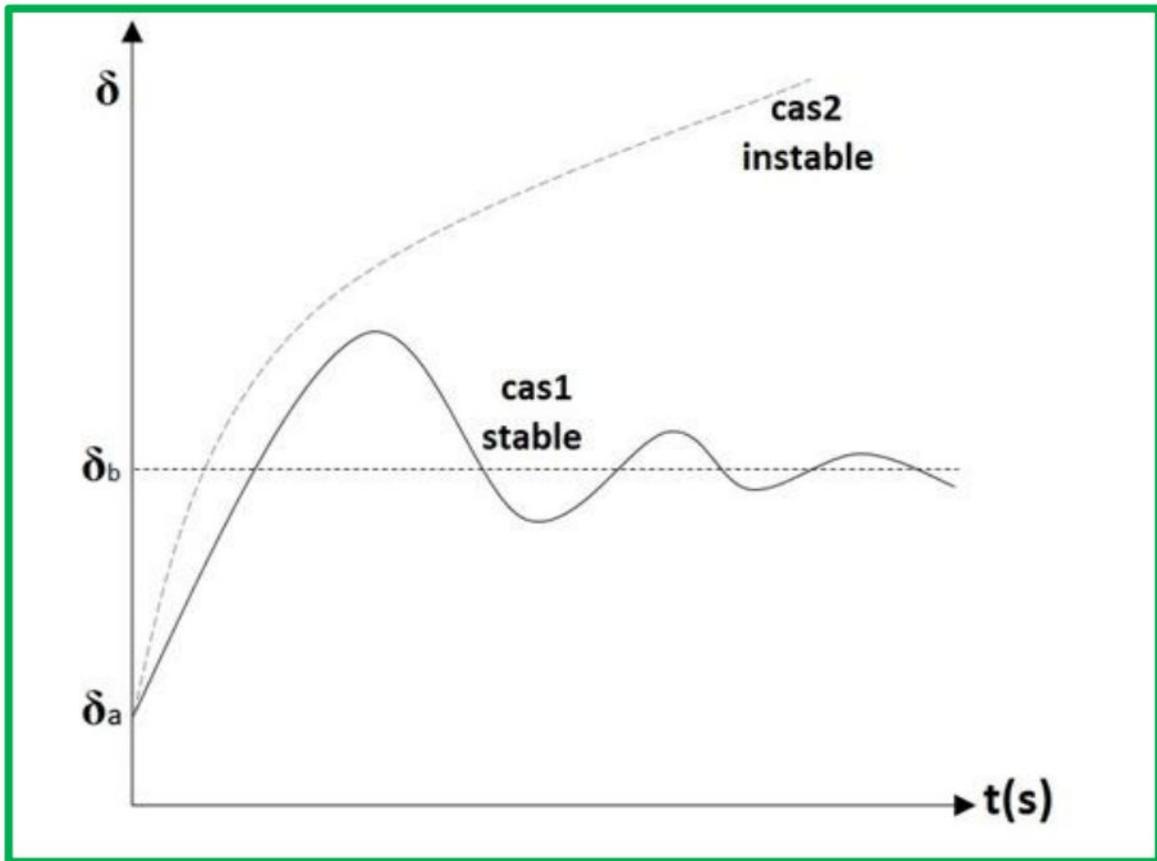


Figure II.5. Variation de l'angle de rotor.

a : Equation de mouvement (équation mécanique). (Swing équation).

Dans le problème de la stabilité et notamment la stabilité transitoire, on s'intéresse généralement aux propriétés mécaniques de 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_m 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 de synchronisme. Ceci peut avoir un impact important sur la stabilité du système et le générateur perdant le synchronisme doit être débranchés, sinon ils pourraient être sévèrement endommagés. [27]

Atout instant, le couple mécanique appliqué doit être équilibre avec les autres couples come suite :

$$C_m = C_a + C_e + C_i \dots\dots\dots (II-02)$$

Où :

C_m : couple mécanique (N.m).

C_i : couple d'inertie (N.m).

Ce : couple électrique (N.m) [un couple d'origine électrique, ou couple résistant, correspondant à la puissance fournie au réseau].

Ca : couple d'amortissement (N.m).

On néglige le couple d'amortissement **Ca** alors.

$$Cm = Ci + Ce \Rightarrow Ci = Cm - Ce \dots\dots\dots (II-03)$$

On a :

$$j \frac{d^2\theta_m}{dt^2} = Ci = Cm - Ce \dots\dots\dots (II - 04)$$

Où :

J : moment d'inertie en [Kg.m²].

θ_m : position angulaire du rotor par rapport à la référence statorique.

t: Temps en second.

On a :

$$\theta_m = \omega_s m t + \delta_m \dots\dots\dots (II-05)$$

Où :

δ : La position angulaire du rotor par rapport à la référence statique.

ω_sm: vitesse de synchronisme de la machine en [vd/s]

La 1^{ère} dérivée de **θ_m** donne :

$$\omega_s = 2\pi t \dots\dots\dots (II.06)$$

La 2^{ème} dérivée de **θ_m** donne :

$$\frac{d\theta_m}{dt} = \frac{d\delta_m}{dt} \dots\dots\dots [II.07]$$

L'équation (06) montre que la vitesse angulaire du rotor, $\frac{d\theta_m}{dt}$ est constant et égale **ω_sm** si $\frac{d\delta_m}{dt}$ est nulle. Ici $\frac{d^2\delta_m}{dt^2}$ est la dérivée de la vitesse du rotor par rapport à la vitesse synchrone. De plus, l'équation (II.07) montre l'accélération des rotors.

Si on remplace l'équation (II-07) dans (II-04) et, on obtient :

$$j \frac{d^2\delta_m}{dt^2} = Ci = Cm - Ce \dots\dots\dots (II-08)$$

Multipliant les deux côtés de l'équation (II-08) par **ω_m**.

$$j. \omega_m \frac{d^2\delta_m}{dt^2} = \omega_m. Ci = \omega_m. Cm - \omega_m. Ce \dots\dots\dots(II-09)$$

Avec : **ω_m. Cm = P_m**. Et **ω_m. Ce = P_e** Et **j. ω_m = M**.

P_m: Puissance mécanique fournie par la turbine.

P_e: Puissance électrique fournie par le générateur plus les pertes électriques.

M : Couple angulaire du rotor.

Alors :

$$\frac{H}{\pi f} \cdot \frac{d^2\delta_m}{dt^2} = P_m(P_u) - P_e(P_u) \dots \dots \dots (II-10)$$

On a :

$$WK = \frac{1}{2} M \omega_m \dots \dots \dots (II-11)$$

WK : est l'énergie cinétique en magasinée par la machine a la vitesse synchrone en mégajoules.

Donc :

$$M = \frac{2\omega_k}{\omega_m} \dots \dots \dots (II-12)$$

La relation entre l'angle électrique est :

$$\delta = \frac{P}{2} \delta_m \dots \dots \dots (II-13)$$

La fréquence angulaire synchrone :

$$\omega_{syn} = \frac{P}{2} \omega_m \dots \dots \dots (II-14)$$

Si on remplace l'équation (II-13) dans (II-10) on obtient :

$$\frac{2}{P} M \frac{d^2\delta_m}{dt^2} = P_m - P_e \dots \dots \dots (II-15)$$

Donc :

$$\frac{2}{P} \frac{2\omega_k}{\omega_m} \frac{2}{P} \frac{d^2\delta_m}{dt^2} = P_m - P_e \dots \dots \dots (II-16)$$

Alors :

$$\frac{2H}{\omega_s} \frac{d^2\delta_m}{dt^2} = P_m(-P_u). P_e(P_u) \dots \dots \dots (II-17)$$

b: Causes d'instabilité :

Les phénomènes électriques qui influencent la stabilité d'un réseau sont généralement liés à des variations de puissance. Naturellement, toutes les perturbations liées à l'exploitation d'in réseau peuvent devenir source d'instabilité du fait des impacts de tension ou de courant qu'ils produisent. Néon mois, d'autres causes plus "structurelles" peuvent augmenter les risques de départs d'instabilités, ainsi, les charges a puissance constante sont susceptibles de donner naissance à une instabilité, tout

comme les convertisseurs ayant une filtre d'entrée LCL.En.EnFin, l'interconnexion de plusieurs charges sur un même bus peut aussi générer des instabilités. [28]

c: But de la stabilité transitoire:

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

Aussi ! les études de ST permettent une meilleure compréhension du comportement des réseaux électriques et facilitent la mise en œuvre des politiques, des planification et d'opération.

Elles sont également utiles pour valider si les nouveaux circuits répondent aux critères établis dans les normes techniques de chaque pays et pour vérifier le réglage et le contrôle des équipements de protection. [26]

II.4. 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 si la solution de l'équation différentielle de seconde ordre non linéaire connue sous les noms de swing équation ou équation de mouvement. Physiquement, il représente le temps maximal durant le quel notre réseau peut supporter un défaut (court-circuit, surcharge, surtension, sur intensité...) sans perdre sa stabilité.

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

$$tc = \sqrt{\frac{H(\delta e - \delta o)}{90^\circ \cdot f \cdot Pm}} \dots \dots \dots (2.44)$$

II.5.Méthodes d'évaluation de stabilité transitoire :

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 nouveaux contrôles électriques et la réalisation des nouvelles lignes de transports, la stabilité transitoire est devenue plus critique tous ces facteurs entraînent l'exploitation des réseaux électriques près de leurs limites de stabilité. Ce qui donne une

importance capitale à l'évaluation de la stabilité transitoire en temps réel. A 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 de paramètres. Plusieurs méthodes d'évaluation ont été développées. Elles peuvent être classées en trois familles.

- Méthodes d'intégration numériques.
- Méthodes directes (ou énergétique).
- Méthode hybrides.

II.5.1 Méthodes directes :

Les inconvénients des méthodes temporelles précitées ont motivé 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 (même s'ils n'appliquent pas à la tête la théorie générale de Lyapunov mais bien le concept énergétique, qui en est un cas particulier). Contrairement aux méthodes de simulation, les méthodes directes évaluent la stabilité transitoire en évitant de faire recours à la résolution des équations différentielles.

La méthode de 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 du générateur.

* Avantage des méthodes directes :

- ✓ La rapidité (le temps de calcul court).
- ✓ La capacité d'évaluer l'indice de stabilité.

* Inconvénients des méthodes directes :

- ✓ Ces méthodes ne permettent pas de considérer un système de grande taille.
- ✓ Une limitation dès la modélisation du réseau.
- ✓ Ne fournit pas les réponses temporelles de tous les paramètres de réseau [23]

II.5.2 Méthode hybrides :

Une méthode hybride résultant des combinaisons de deux méthodes de stabilité transitoire, par exemple la méthode SIME a combinée :

La méthode d'intégration temporelle pas à pas appliquée au système multi machine et le critère d'égalité des aires appliqué sur l'uni machine équivalent que l'on appellera BMIB (one machine infini bus).

Cette combinaison fournit deux informations essentielles sur les stabilités transitoires, à savoir l'identification des machines critiques (c'est-à-dire des machines responsables de la rupture éventuelle de synchronisme) et l'évaluation de la marge de stabilité. [26]

II.5.3. Méthode d'intégration numérique :

Ces méthodes évaluent la robustesse du réseau vis-à-vis de grandes perturbations en déterminant son évolution temporelle par résolution, pas à pas, de l'ensemble des équations integro- différentielles non linéaires qui gouvernent les phénomènes de stabilité transitoire, en donnant l'évolution des angles de rotor en fonction du temps, généralement, les méthodes implicites

d'intégrations numériques sont utilisées pour résoudre l'ensemble d'équations.

L'évaluation

Comporte deux phases :

- ✚ la phase pendant défaut caractérisée par une marge de temps très courte (de l'ordre de 100ms).
- ✚ la phase après élimination de défaut qui peut s'étendre à quelques secondes (généralement, un système qui n'a pas perdu le synchronisme après quelques secondes, est considéré stable).

Souvent, on évalue la stabilité:

- Soit on cherche à savoir si le système perd le synchronisme pour un temps d'élimination de défaut donné.
- Soit on évalue la limite de stabilité par le temps critique d'élimination de défaut CCT (Critical Clearing Time).

Pour détecter la conservation de stabilité, il faut juste vérifier que les angles du rotor des différentes machines s'évaluent dans une marge de valeurs spécifiques durant la simulation [28b].

II. 6. Conclusion :

Nous avons présenté dans ce chapitre un aperçu sur la stabilité (statique, dynamique, transitoire) de réseau électrique est une qualité de leur régulation par laquelle les situations modérément perturbées reviennent progressivement à un état d'équilibre. Considéré comme :

- La fréquence est son réglage est assurés en agissant sur les puissances actives à l'échelle globale.
- La tension est son réglage est assuré en agissant sur les puissances réactives à l'échelle local.

Dans le cadre de ce travail, l'intérêt sera porté sur la stabilité transitoire.



CHAPITRE III
MOYENS D'AMELIORATION DE LA STABILITE
TRANSITOIRE

INTRODUCTION :

Suite à la demande et l'augmentation successive de l'énergie électrique illimitée, et au but de satisfaire les besoins des différents consommateurs à cette énergie, à travers des vastes espaces géographiques avec une grande fiabilité, notamment avec le développement technologique et industriel dans tous les domaines de vie au monde entier ce dernier a des capacités limitées au transit de puissance à cause des différentes contraintes techniques, naturelles, thermiques.... ect.

Face à ce problème et devant les contraintes environnementales, écologiques et économiques de reconstructions de nouvelles lignes, la compagnie américaine EPRI (Electric Power Research Institute) a lancé, en 1988, un projet d'étude des systèmes FACTS afin de mieux maîtriser le transit de puissance dans les lignes électriques et d'augmenter leurs capacités de transfert.

Vu l'importance des lignes de transport, aussi le système de protection et de contrôle traditionnels de commande électromécaniques de temps de réponse lent par rapport à ces nouveaux systèmes FACTS à base d'interrupteurs statiques et de court temps de réponse (moins d'une seconde). Aujourd'hui cette technologie "FACTS" s'impose pour les systèmes énergétiques en augmentant leurs capacités de transport, en améliorant le contrôle des paramètres de ces derniers donc leur assurer une flexibilité du transfert de l'énergie et améliorer sa stabilité [29].

III.2. MOYENS D'AMÉLIORATION DE LA STABILITÉ TRANSITOIRE

III.2.1. 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 :

- ✓ Les transformateurs à prises réglables en charge ;
- ✓ Les transformateurs déphaseurs ;
- ✓ Les compensateurs séries ou parallèles commutés par disjoncteurs ;

✓ Modification des consignes de production, changement de topologie du réseau et action sur l'excitation des générateurs pourraient s'avérer trop lents et insuffisants pour répondre efficacement aux perturbations du réseau [30].

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 [31] :

- ✓ Les batteries de condensateurs ;
- ✓ Le compensateur synchrone ;

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

Répondre soit [31] :

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

III.2.2. 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 effectué pour une meilleure conception de tels contrôleurs. Il y a principalement deux moyens rapides permettant d'améliorer la stabilité :

- l'utilisation d'un contrôleur côté générateur : signal de contrôle supplémentaire dans le système d'excitation du générateur.
 - l'utilisation d'un contrôleur côté lignes de transmission : signal de contrôle supplémentaire
- Dans les systèmes FACTS (Flexible AC Transmission System) [32].

III.2.2.1. 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 Stabilizer (PSS)). Ce contrôleur détecte les variations de vitesse de rotor ou de puissance électrique du générateur et applique

un signal, adapté, à l'entrée du régulateur de tension (AVR). Le générateur peut ainsi produire un couple d'amortissement additionnel qui compense l'effet négatif du système d'excitation sur les oscillations [33].

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 [34,35]. Ces stabilisateurs de puissance sont un moyen efficace et économique d'amélioration de la stabilité dynamique d'un système électrique [36]. 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.

III.2.2.2. AMÉLIORATION DE LA STABILITÉ PAR LES FACTS :

Les problèmes rencontrés dans les réseaux électriques deviennent de plus en plus compliqués avec l'augmentation de la demande en énergie et avec le manque des stratégies adéquates pour faire face à ces problèmes considérant les systèmes de contrôle classiques. Pour cela, EPRI (Electric Power Research Institute) qui représente un consortium de recherche sur les réseaux électriques et regroupant plusieurs compagnies d'électricité des Etats Unis et d'ailleurs, a lancé en 1988 le concept FACTS (Flexible AC Transmission Systems). C'est un projet à long terme qui vise à rendre l'exploitation des réseaux électriques plus "flexibles"[37].

III.3. CONCEPT GÉNÉRAL ET DÉFINITION :

Les systèmes FACTS (Flexible AC Transmission Systems) est l'abréviation définie comme suit: « une structure d'électronique de puissance ou tout autre système statique qui fournit des degrés de contrôle sur un ou plusieurs paramètres du réseau alternatif pour augmenter la contrôlabilité et améliorer la capacité de transfert de puissance » [25].

Ils peuvent contribuer à faire face aux problèmes rencontrés dans l'exploitation des réseaux électriques. Il est possible d'augmenter la puissance active transmise entre deux réseaux soit en maintenant la tension des systèmes, soit en augmentant l'angle de transport entre les deux systèmes ou en réduisant artificiellement l'impédance de la liaison. En jouant sur un ou plusieurs de ces paramètres, les FACTS permettent un contrôle précis des transits de puissance réactive, une optimisation des transits de puissance active sur les installations existantes et une amélioration de la stabilité dynamique du réseau. Ils permettent aussi aux consommateurs industriels de réduire les déséquilibres de charges et de contrôler les fluctuations de tensions

créées par des variations rapides de la demande de puissance réactive et ainsi d'augmenter les productions [38].

Les *FACTS* sont des systèmes de convertisseur de puissance programmable dont les

Objectifs sont entre autres [39] :

- ✓ le contrôle de l'écoulement de puissance (active, réactive) dans les lignes de transmission

Prédéterminées;

- ✓ meilleure transmission de la puissance entre les différentes régions commandées;
- ✓ prévention contre la propagation d'incidents en limitant l'effet de fautes ou d'appareillages

Défectueux;

- ✓ régulation de la tension;
- ✓ amélioration de la qualité de la puissance (compensation des harmoniques);
- ✓ amortissement des oscillations du réseau;

III.4. DIFFÉRENTES CATEGORIES DES FACTS :

Le tableau de la Figure.III.1 représente les grandes catégories des dispositifs de contrôle des réseaux électriques; la colonne sur la gauche contient les systèmes conventionnels constitués de composants de base R L C et transformateurs de valeurs fixes (compensation fixe) ou variable commandés par des interrupteurs mécaniques. Les dispositifs *FACTS* contiennent également les mêmes composants mais rapidement commandés avec des interrupteurs statiques et convertisseurs de l'électronique de puissance.

La colonne gauche des systèmes *FACTS* présente les contrôleurs à base des thyristors ou bien à des convertisseurs à thyristor tel que le SVC et le TCSC qui sont connus depuis plusieurs dizaines d'années à titre de compensateurs shunt et série respectivement et qui ont prouvé leur fiabilité dans le contrôle des réseaux.

Les dispositifs dans la colonne de droite sont la technologie la plus avancée des *FACTS* avec des convertisseurs de sources de tension à base des interrupteurs statiques sophistiqués IGBT (Insulated Gate Bipolar Transistors) ou bien les IGCT (Insulated Gate Commutated Thyristors) tel que le STATCOM, le SSSC et l'UPFC. Ces convertisseurs de source de tension

fournissent ou injectent une tension totalement contrôlable en amplitude et en phase en série ou en parallèle dans le réseau selon les exigences de contrôle en exerçant une MLI sur les gâchettes des interrupteurs de ces convertisseurs [40].

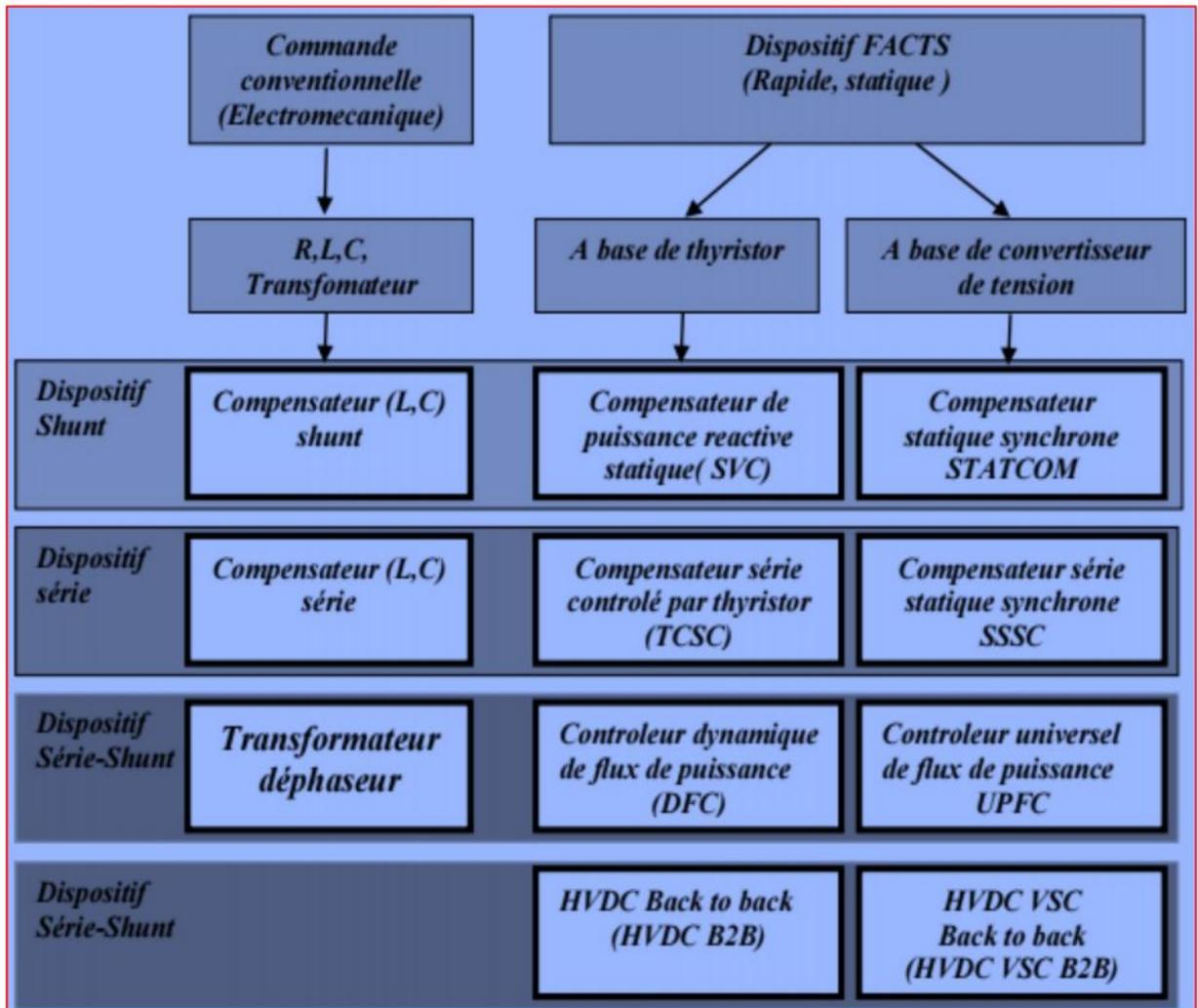


Figure III.1. Principaux Dispositifs FACTS [41].

Chaque élément de ces colonnes peut être structuré selon sa connexion au réseau. En général les FACTS sont divisés en trois grandes catégories principales :

- **Compensateurs séries** : ces compensateurs sont connectés en série avec le réseau comme une impédance variable (inductive ou capacitive) ou une source de tension variable. Utilisés pour la compensation série de la puissance réactive et par leur influence sur l'impédance effective des lignes ils interviennent dans le contrôle du flux de puissance et la stabilité de ce dernier. En général ces dispositifs séries injectent une tension en série avec la ligne de transmission.

- **Compensateurs shunts** : Ils consistent en une impédance variable, source variable ou une combinaison des deux. Ils injectent un courant dans le réseau à travers le point de connexion. Ils sont principalement pour la compensation de la puissance réactive et par conséquent contrôler de tension des nœuds

- **Compensateurs hybrides série-shunt** : c'est une combinaison des dispositifs séries et shunts commandé d'une manière coordonnée afin d'accomplir un contrôle prédéfini. Ils permettent un contrôle multi variables, ils servent à contrôler le flux de puissance active et réactive, la tension et l'angle de transport de l'énergie [41].

III.5. CLASSIFICATION DES 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 utilisées.

- La première génération est basée sur les thyristors classiques qui sont généralement utilisés pour enclencher ou déclencher les composants afin de fournir ou absorber de la puissance réactive dans les transformateurs de réglages.
- 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.[42,43] .

les systèmes "FACTS" peuvent être classés selon le fonctionnement et la technologie
Comme suit figure (III.2) :

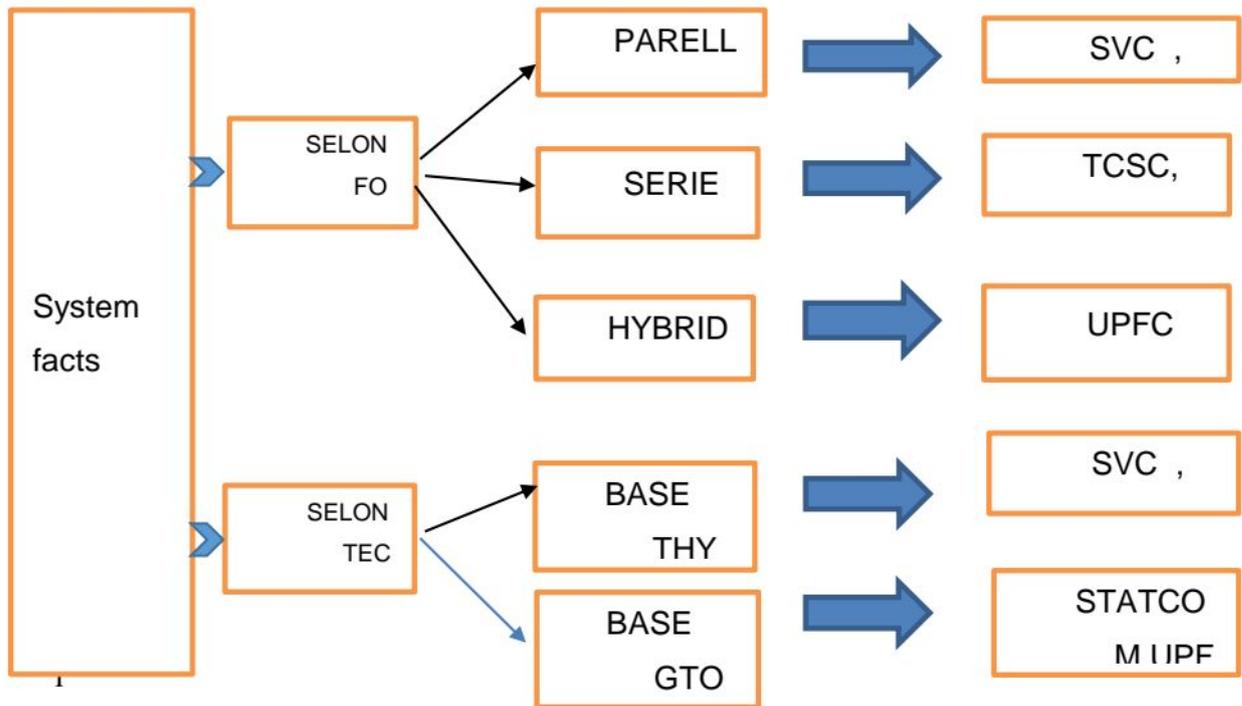


Figure III.2. CLASSIFICATION DES DISPOSITIFS DES FACTS

III.6. STRUCTURE DES PRINCIPAUX DISPOSITIFS FACTS :

III.6.1. COMPENSATEURS PARALLELES :

Selon la demande des consommateurs, les lignes électriques doivent transporter des puissances actives et aussi des puissances réactives. Afin d'éviter des pertes supplémentaires à cause de la transmission du courant réactif et pour augmenter la stabilité des réseaux interconnectés, il est nécessaire de compenser la puissance réactive au niveau des sous stations d'interconnexion. L'apparition d'équipements utilisant l'électronique de puissance revient vers la fin des années 1960. L'avantage de ces dispositifs permet d'éliminer les parties mécaniques de rendement mauvais et de réaction assez lente, et d'avoir un temps de réponse très court. Ces équipements étaient constitués essentiellement d'une inductance en série avec un gradateur. Le retard à l'amorçage des thyristors permettait de régler l'énergie électrique réactive absorbée par l'inductance du dispositif. [18].

En effet tous les compensateurs parallèles injectent du courant au réseau à travers les Points de raccordement. La connexion d'une impédance variable en parallèle sur le réseau électrique résulte en une consommation ou une injection d'un courant variable. Cette injection de courant modifie les puissances actives et réactives qui transitent dans la ligne. [44].

Les compensateurs parallèles les plus utilisés sont :

III.6.1.1. COMPENSATEURS PARALLELES A BASE THYRISTOR :

Ces équipements étaient constitués essentiellement d'une inductance en série avec un gradateur. Le retard à l'amorçage des thyristors permettait de régler l'énergie électrique réactive absorbée par l'inductance du dispositif. Il s'agit de :

a. TCR (Thyristor Controlled Reactor) :

Un circuit TCR est composé d'une inductance placée en série avec deux thyristors montés en Antiparallèle, comme le montre la Figure III.3. La valeur de l'inductance est continuellement changée par l'amorçage des thyristors [45].

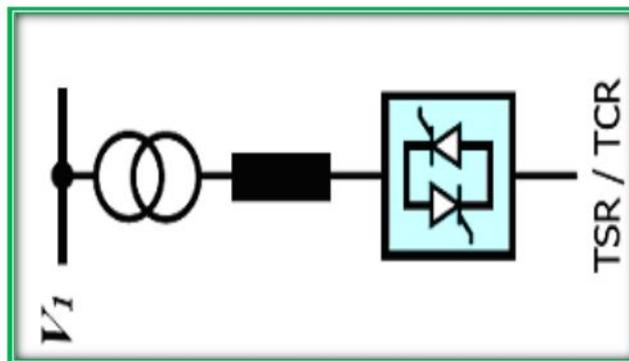


Figure III.3. Schéma du TCR.

b. TSC (Thyristor Switched Capacitor) :

Le circuit TSC est composé d'une réactance placée en série avec deux thyristors montés en antiparallèle, comme le montre la Figure III.4. Pour un TSC les thyristors fonctionnent en pleine conduction [45].

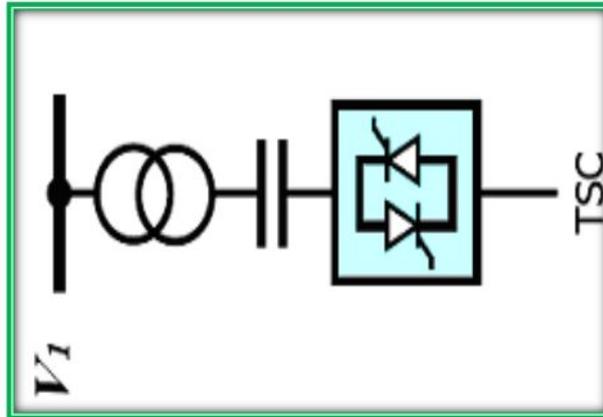


Figure III.4. Schéma du TSC.

C. SVC (Compensateur statique de puissance réactive) :

Un compensateur statique d'énergie réactive (en anglais SVC, Static VAR Compensator) est un dispositif de l'électronique de puissance destiné à compenser la circulation de la puissance réactive sur les réseaux électriques. Il fait partie du groupe des dispositifs FACTS shunts.

Un SVC est une impédance variable connectée en parallèle sur un réseau électrique. Cette impédance consomme ou injecte un courant variable. Cette injection de courant modifie les puissances actives et réactive qui transitent dans la ligne. La figure III.5 donne une représentation schématique monophasée d'un compensateur statique. Le SVC est composé d'un condensateur de réactance X_c dont la puissance réactive fournie peut être complètement enclenchée ou complètement déclenchée et d'une bobine d'inductance de réactance inductive X_L dont la puissance réactive absorbée est commandée entre zéro et sa valeur maximale par des thyristors montés en tête-bêche (montage en antiparallèle) pour assurer des inversions très rapides du courant [46].

Le SVC est constitué d'un ou plusieurs bancs de condensateurs TSC (Thyristor Switched Capacitor), de réactances TCR (Thyristor Controlled Reactor) et d'un filtre comme le montre la figure III.5. Le principe de fonctionnement consiste à ajuster la puissance réactive Q_{svc} générée ou absorbée par une commande bien appropriée des TSC et TCR. Le SVC peut fournir en permanence la puissance réactive nécessaire pour contrôler le transit des puissances et amortir les oscillations de tension [14].

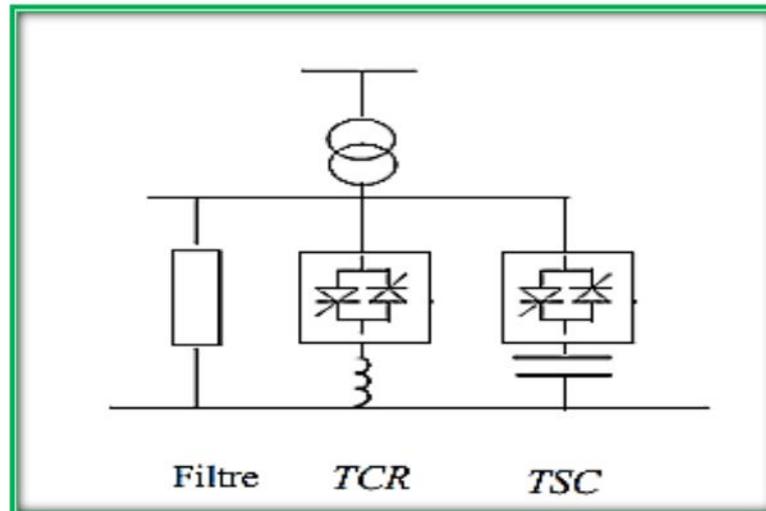


Figure III.5. Schéma du SVC.

La caractéristique statique du SVC est donnée sur la Figure 3.6. Trois zones sont distinctes [47] :

- une zone où seules les capacités sont connectées au réseau ;
- une zone de réglage où l'énergie réactive est une combinaison des TCR et des TSC ;
- une zone où le TCR donne son énergie maximale (butée de réglage), les condensateurs sont déconnectés.

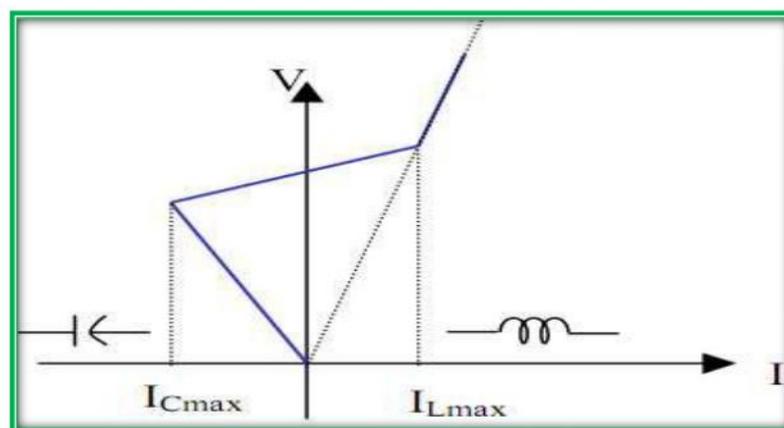


Figure III.6. Caractéristique d'un SVC.

d. TCBR (Thyristor Control Breaking Résistor):

Ce type de compensateur, connecté en parallèle, est utilisé pour améliorer la stabilité du réseau pendant la présence des perturbations.

III.6.1.2. COMPENSATEURS PARALLÈLES À BASE DE GTO THYRISTOR :

❖ STATCOM (Static Compensator) :

STATCOM est un compensateur fonctionnant en parallèle avec la ligne de transmission, lequel son courant de sortie inductif ou capacitif peut être contrôlé indépendamment du réseau. Le STATCOM est constitué d'un transformateur de couplage, un convertisseur de tension, et une source de stockage pour le côté DC. Comme montre la figure 3.7.

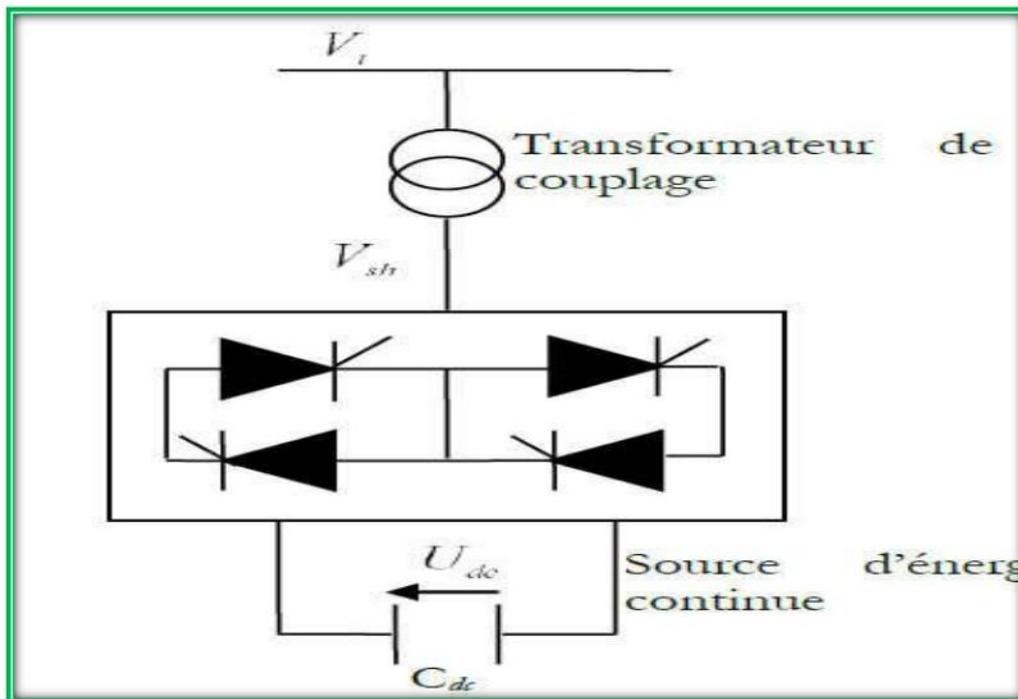


Figure III.7. : Schéma unifilaire du STATCOM

Par son aptitude de contrôler la tension de sortie de l'onduleur échanger l'énergie réactive avec le réseau V , comme suit :

- ✓ Si $V_{sh} < V$, le courant circulant dans l'inductance est déphasé de $-\pi/2$ par rapport à la tension V ce qui donne un courant inductif (figure.3.8.a.)

- ✓ Si $V_{sh} > V$, le courant circulant dans l'inductance est déphasé de $+\pi/2$ par rapport à la tension V ce qui donne un courant capacitif d'un réseau électrique (figure 3.8.b)
- ✓ Si $V_{sh} = V$, le courant circulant dans l'inductance est nul et par conséquent il n'y a pas d'échange d'énergie.

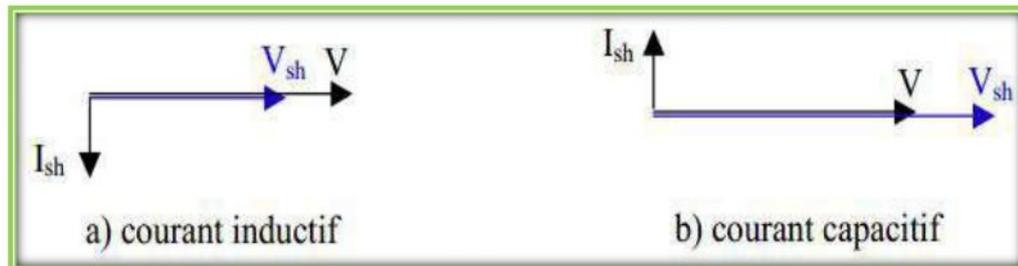


Figure III.8. Diagramme vectoriel de STATCOM.

Cependant, le STATCOM de base engendre de nombreux harmoniques. Il faut donc utiliser, pour résoudre ce problème des filtres.

Le STATCOM est fréquemment utilisé pour accomplir les fonctions suivantes :

- Amélioration de la stabilité transitoire ;
- Support de la tension en régime permanent;
- Equilibrage de la tension [48].

Il a connu jusqu'à présent plusieurs appellations:

- ✓ ASVC (Advanced Static Var Compensator).
- ✓ STAT CON (STATIC CONDENSER).
- ✓ SVG (Static Var Generator).
- ✓ SVC light.

III.6.1.3. AVANTAGES DE STATCOM (Static Compensator) :

Le STATCOM présente plusieurs avantages :

✚ Bonne réponse à faible tension :

Il est capable de fournir son courant nominal, même lorsque la tension est presque nulle.

✚ Bonne réponse dynamique :

Le système répond instantanément, l'étendue de la plage de l'opération est plus large qu'avec un SVC classique.

Pour un contrôle optimal de la tension, les phases sont contrôlées séparément pendant les perturbations du système. Un design modulaire du convertisseur permet une adaptation pour une grande plage de puissances nominales.

III.6.2. CONDENSATEUR SÉRIE COMMANDE PAR THYRISTOR (TCSC) :

Les plus connus sont :

III.6.2.1. TCSC (Compensateur série commandé par thyristor) :

Le TCSC (Thyristor Controlled Series Capacitor) est constitué d'un condensateur fixe en série de plusieurs modules dont le but est de réduire la réactance de la ligne et augmenter la puissance transmise. Le TCSC est composé d'un condensateur et d'une inductance commandée par une valve à thyristor bidirectionnelle comme le montre la figure III.9. Le TCSC permet de moduler la réactance de la ligne [14].

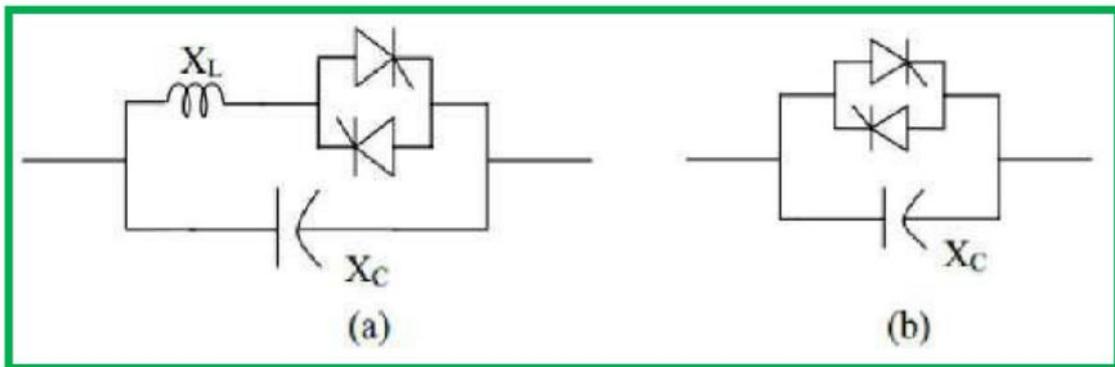


Figure III.9. Structure du TCSC (a) et TSSC (b).

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.

$$X_{TCSC} = \frac{X_C \cdot X_L}{X_C + X_L} \quad \text{III.1.}$$

La réactance effective X_{eff} d'une ligne munie d'un compensateur série est donnée par :

$$X_{eff} = (1-k) X \quad \text{III.2.}$$

$$\text{Où } k \text{ est le degré de compensation exprimé par : } K = \frac{X_C}{X_L} \quad \text{III.3.}$$

X_C : L'impédance du condensateur du TCSC.

X_L : L'impédance de l'inductance du TCSC.

Les TCSC permettent également d'améliorer la stabilité de l'angle de transport des réseaux électriques. Comme le montre le diagramme de Fresnel relatif au schéma de la figure III.10, le profil de tension est amélioré tout au long de la ligne (U_1-U_2 plus petit) et l'angle de transport δ est réduit d'où une amélioration de la stabilité dynamique de la liaison.

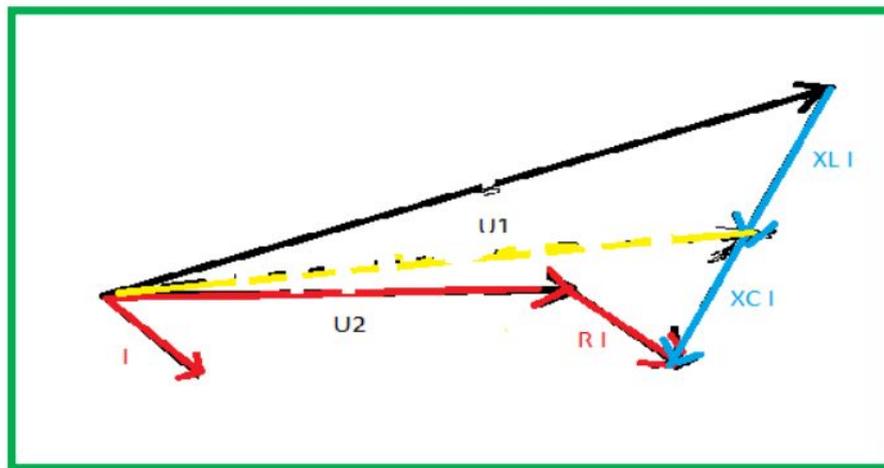


Figure III.10 : Compensation série (diagramme vectoriel de Fresnel)

b. TSSC (Thyristor Switched Series Capacitor) :

La différence entre ce système et le TCSC est que l'angle d'amorçage peut être soit de 90 degrés soit de 180 degrés [49].figure III.9.

III.6.3 Static Synchronous Series Compensator (SSSC) :

C'est un Compensateurs séries à base de GTO thyristors :

Ce dispositif FACTS à base d'onduleur de tension connecté en série au réseaux électrique et appelé Static Synchronous Série Compensator (SSSC) a été proposé par Gyugyi en 1989

[50], Ce type de compensateur est le plus important dispositif FACTS, similaire à un STATCOM mais avec une tension de sortie injectée en série dans la ligne, Représenté par la figure III.5.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 [40]

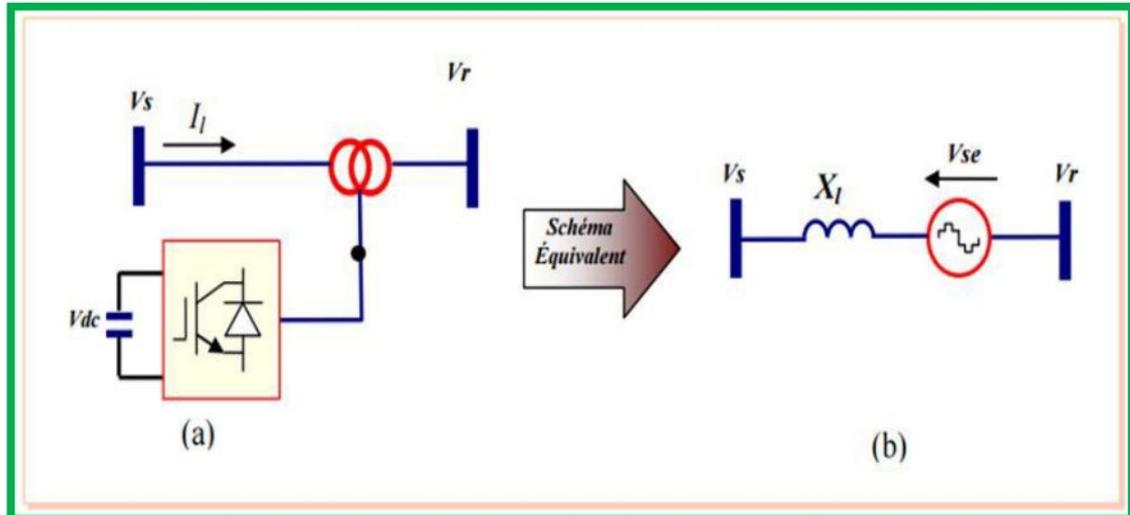


Figure III.11. SSSC (a) Structure de base, (b) Schéma équivalent.

III 6.4 COMPENSATEUR HYBRIDES OU COMBINES SERIE-PARALLELE :

a-SPS (STATIC PHASE SHIFT) :

Le déphaseur statique est un transformateur déphaseur à base de thyristors, ce dispositif a été conçu pour remplacer les anciens transformateurs déphaseurs commandés mécaniquement. Il est constitué de deux transformateurs l'un branché en série avec la ligne et l'autre en parallèle [51] [52], Figure III.12. donne un schéma de principe de ce dispositif et son schéma équivalent :

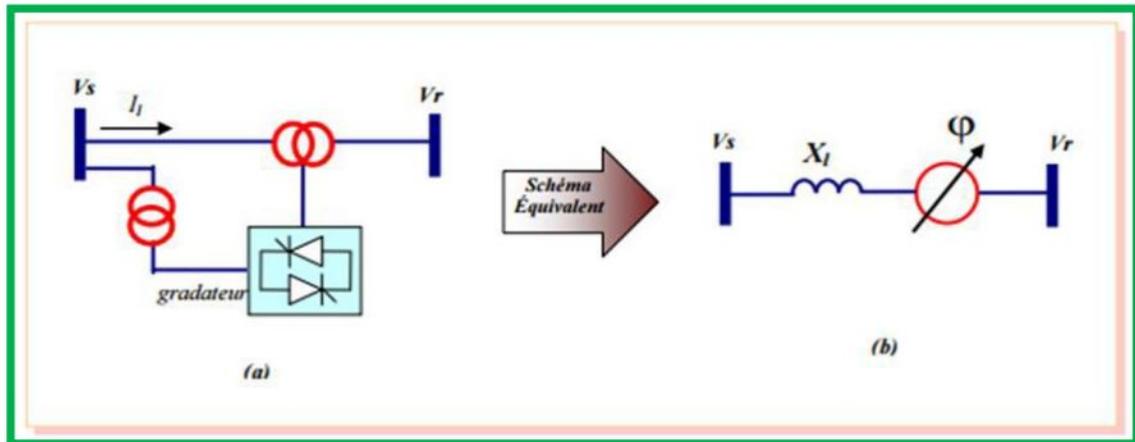


Figure III.12. (a) structure du SPS (b) schéma équivalent du SPS

b- UPFC (Unified Power Flow Controller) :

L'UPFC est le dernier dispositif FACTS à être apparu puisque ce concept de l'UPFC a été présenté au début de l'année 1990 par Gyugyi. L'originalité de ce compensateur est de pouvoir contrôler les trois paramètres associés au transit de puissance dans une ligne électrique [53]. Il est actuellement en phase d'expérimentation par TVA (Tennessee Valley Authority).

Ce compensateur est capable de contrôler les trois paramètres de la ligne de transmission (tension, impédance, déphasage) et d'intervenir dans le contrôle du transit de puissance active. En fait, il réunit les fonctions des trois précédents types de dispositifs FACTS (compensateur shunt, compensateur série et déphaseur) en un seul système employant deux onduleurs de tension. La figure 1.10 donne le schéma de principe de l'UPFC.

L'onduleur 1 est utilisé pour fournir la demande de puissance active de l'onduleur 2 à travers la liaison à courant continu et il réalise aussi la fonction de compensation d'énergie réactive puisqu'il peut fournir ou absorber de la puissance réactive indépendamment de la puissance active qui le traverse. L'onduleur 2 engendre la tension U_t ainsi que la demande de puissance réactive correspondant à la compensation série.

L'énorme avantage de l'UPFC est bien sûr la flexibilité qu'il offre en permettant le contrôle de la tension, de l'angle de transport et de l'impédance de la ligne en un seul dispositif FACTS comprenant seulement deux onduleurs de tension triphasés. De plus, il peut basculer de l'une à

L'autre de ces fonctions instantanément, en changeant la commande des onduleurs, ce qui permet de pouvoir faire face à des défauts ou à des modifications du réseau en privilégiant une des fonctions temporairement. Il pourra donc être utilisé afin d'amortir les oscillations de puissance. De plus, il pourra alterner différentes fonctions : par exemple, la fonction shunt pourra être utilisée pour soutenir la tension alors que les fonctions série et déphaseur pourront être utilisées afin d'amortir les oscillations de puissance [54].

Ceci le met en avant des autres systèmes de compensation et de contrôle du transit de puissance, et lui promet certainement une grande place dans les réseaux du futur proche.

Cependant, il convient de noter que la commande de deux onduleurs fonctionnant simultanément est relativement complexe.

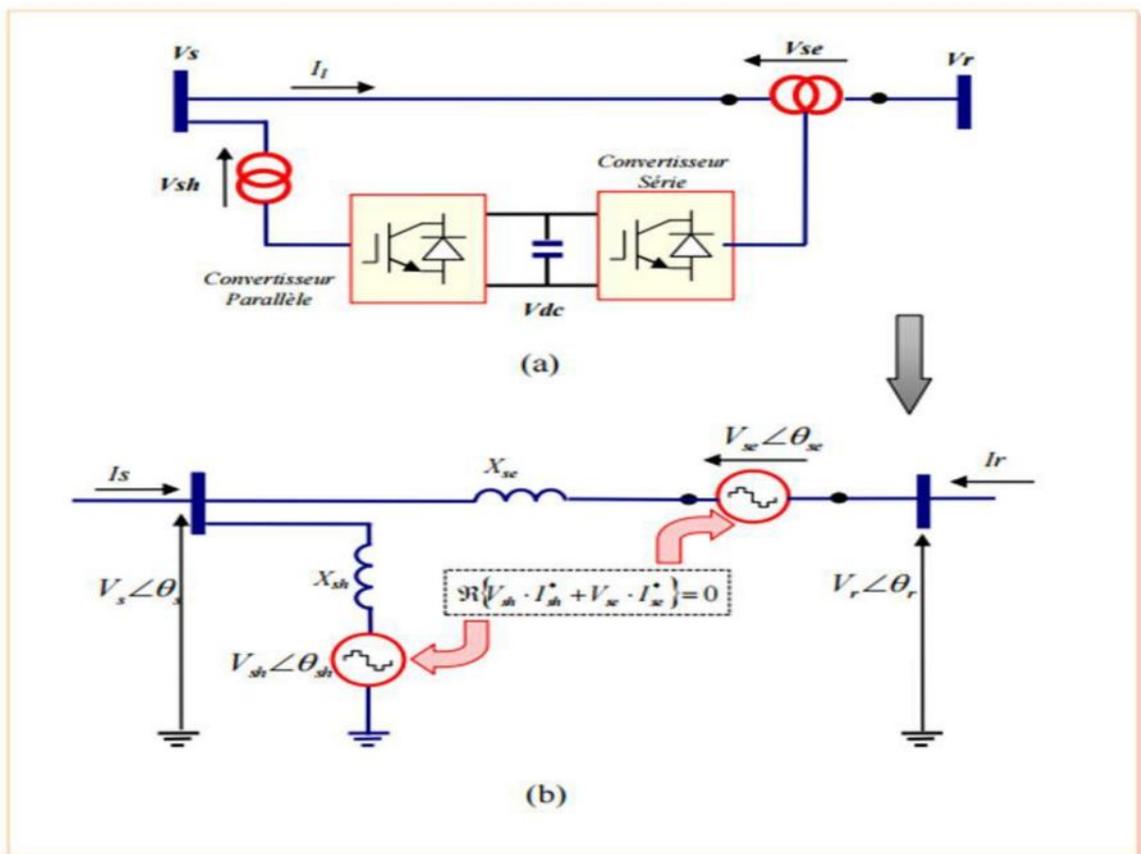


Figure III.13. (a) schéma représentatif d'un UPFC, (b) schéma équivalent de l'UPFC

III.7. APPORTS ET AVANTAGES DES DIPOSITIFS FACTS :

Les dispositifs FACTS sont considérés comme des solutions auxiliaires pour les systèmes électriques. Parmi ces avantages, nous mentionnons les suivants [55] ,[56],[57] :

- Permettent d'obtenir des vitesses de commande nettement supérieures à celles des systèmes mécaniques
- Un niveau de maintenance bien inférieur car les systèmes mécaniques s'usent beaucoup plus rapidement que les systèmes statiques.
- Contrôle le transit de la puissance active.
- Augmente la sécurité des systèmes énergétiques (augmentation de la limite de la stabilité transitoire, amortissement des oscillations ...).
- Réduit le transit de l'énergie réactive.
- Optimise les puissances générées, donc réduit le coût de production de l'énergie.
- Capacité et stabilité accrues de transmission de puissance.
- Facilite la connexion de production renouvelable de la grille.

III.8. CONCLUSION:

Dans ce chapitre, nous avons essayé de présenter les définitions et les caractéristiques des

Différents types de systèmes FACTS (Flexible Alternative Current Transmission Systems) existants ou bien les plus utilisés, comme le SVC, STATCOM, UPFC, SPS, TCSC, Une classification est adoptée comme classification universelle des systèmes FACTS.

La plupart d'entre eux sont déjà en service dans la pratique d'une structure principalement à base d'onduleurs conçus de technologie très avancée caractérisés par un temps de réaction très court qui permet une flexibilité du courant transité et par conséquent l'habileté de ces dispositifs de performer le fonctionnement du système énergétique et d'améliorer sa stabilité.



CHAPITRE IV
SIMULATION ET INTERPRETATION DES
RESULTATS

IV.1.INTRODUCTION :

le réseau électrique est un regroupement des matériaux assemblées pour assurer la continuité de service en bonnes conditions aux différents types de consommateurs ,mais pendant cette opération se trouve plusieurs contraintes le plus important c ;est les perturbations qui peuvent êtres externes (les coups de foudre) ou internes comme (les défauts de court-circuit, les variations brusques de charge, etc.) ,ces perturbations peuvent entrainent des sérieux dégâts tel que l'instabilité de réseau électrique.

Pour cela, nous allons étudier dans ce chapitre l'amélioration de la stabilité des réseaux électriques en décrivant les grandeurs influençant sur l'état d'équilibre du système énergétique (en régime normal et en régime de perturbation). Une étude comparative se présente dans ce chapitre entre deux cas, sans et avec intégration des dispositifs FACTS (plus particulièrement SVC et STATCOM), et cela vis-à-vis de la stabilité des réseaux électriques. L'étude est faite sous l'environnement MATLAB en utilisant le logiciel PSAT (Power System Analysis Toolbox) et cela pour un réseau de test IEEE 09 JB, Les simulations numériques, les résultats de calculs ainsi que les représentations graphiques ont été obtenus par le même logiciel PSAT.

IV.2 Description générale de l'étude :

Le travail décrit dans ce chapitre est destiné à l'amélioration de la stabilité transitoire des réseaux électriques sous MATLAB/PSAT en utilisant les (FACTS) qui sont des moyens flexibles capables d'améliorer la stabilité et les performances des réseaux électriques et cela selon trois phases d'étude :

- 1^{er} phase : Pour chaque ligne du réseau, créer un défaut triphasé et déterminer le Temps Critique d'Isolation de Défaut (TCID) qui maintient la stabilité du réseau.
- 2^{eme} phase : Identifier la ligne la plus sensible qui présente le la plus petite valeur du TCID.
- 3^{eme} phase : Introduire les dispositifs FACTS (SVC et STATCOM) pour améliorer le TCID (maximiser le TCID).

IV.3 Qu'est ce qu'est le PSAT

PSAT (Power System Analysis Toolbox) est un logiciel destiné à l'analyse et l'étude des réseaux électriques. Il est développé sous MATLAB par Mr. Federico Milano. PSAT est une boîte à outils qui est dédiée pour l'analyse statique, l'analyse dynamique et le contrôle des réseaux électriques. Le logiciel PSAT a des interfaces graphiques pour le système et les paramètres de réglage de routine, il inclut l'écoulement de puissance basé sur la méthode de NEWTON-RAPHSON [30]. **Figure IV.1**

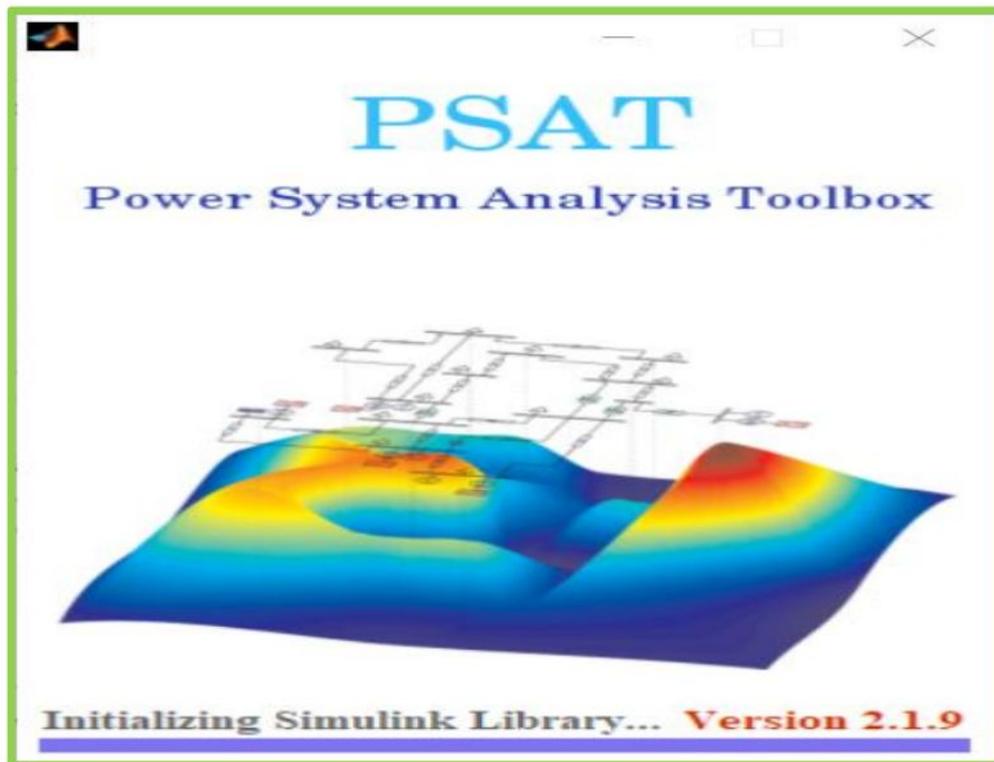


Figure IV.1 : Interface graphique du PSAT.

IV. 4. Logiciel de simulation :

Avant d'entamer la phase de simulation, il est essentiel d'exposer un bref aperçu sur le logiciel PSAT (Power System Analysis Toolbox), utilisé dans ce travail. PSAT est un logiciel développé sous Matlab par Dr. Federico Milano pour l'analyse des réseaux électriques. Il peut effectuer les fonctions statiques et dynamiques suivantes :

- ✓ Calcul d'écoulement de puissance PF (Power Flow).
- ✓ Calcul d'écoulement de puissance Optimal OPF (Optimal Power Flow).
- ✓ Calcul d'écoulement de puissance en continu CPF (Continuation Power Flow).
- ✓ Analyse de la stabilité de petites perturbations SSSA (Small Signal Stability Analysis).
- ✓ Simulation temporelle TDS (Time Domain Simulation) [30, 31].

Ces caractéristiques rendent PSAT très utilisé par les chercheurs et les laboratoires des réseaux électriques.

Malgré la disponibilité de plusieurs logiciels spécialisés dans l'analyse et l'étude des réseaux électriques, développés sous Matlab, PSAT reste un outil performant et très prisé [30].

IV.4.1. Manipulation avec PSAT :

Quoique le PSAT fonctionne sous l'environnement MATLAB, il ne peut être lancé qu'à partir de la version MATLAB 7.11.0 et plus. Après l'enregistrement du

dossier PSAT dans le répertoire « work ». Pour lancé le PSAT, il faut suivre les étapes suivantes :

- Ouvrir Le MATLAB.
- Aller au dossier PSAT dans work.
- Taper « psat » dans le MATLAB commande avec apparition de la fenêtre principale illustrée ci-dessous :

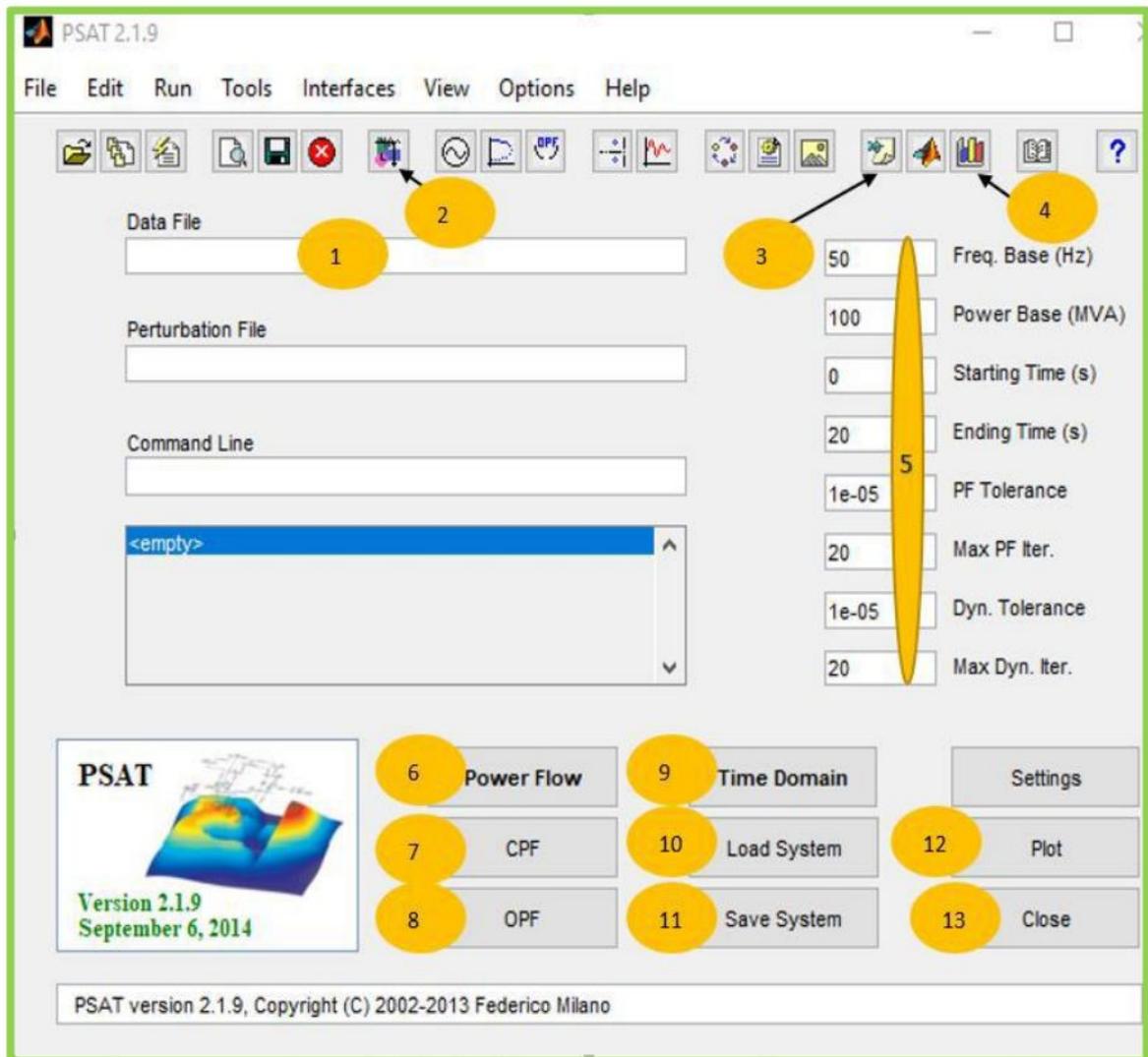


Figure IV.2 : Fenêtre d'accueil du PSAT.

Cette interface utilisateur permet d'accéder facilement à tous les outils de PSAT. Cette interface graphique fournit également les possibilités d'assigner les réglages principaux, tels que : Nombre d'itérations des méthodes NR, valeurs de base du système, etc.

Légende :

- 1/ ici, nous allons trouver les caractéristiques de conversion de format de données (DFC), (Voir figure 2).
- 2/ PSAT bibliothèque Simulink pour créer votre diagramme. 3/ le rapport statique.
- 4/ les outils de traçage.
- 5/ les paramètres de Simulink (la fréquence, valeur de base de la puissance, le temps de démarrage/fin de simulation, la tolérance d'écoulement de puissance, etc.).
- 6/ quand nous cliquons sur ce bouton, PSAT nous montrera la courbe de l'écoulement de Puissance à gauche en bas de la fenêtre de figure (1).
- 7/ L'analyse d'écoulement de puissance.
- 8/ L'écoulement de puissance optimal (optimal power flow).
- 9/ Dynamique Simulation, quand nous cliquons sur ce bouton, PSAT nous montrera la courbe à gauche en bas de la fenêtre de figure (I.1) et le rapport dans la commande fenêtre de Matlab.
- 10/ Ce bouton est pour lever un système pour l'analyser par PSAT. 11/ Si nous voulons Sauvegarder un système existe dans PSAT.
- 12/ Ceci pour tracer n'importe quel courbe que nous voulons voir

IV.4.2. Interface de conversion de format de données (DFC) :

Pour assurer la portabilité et promouvoir les contributions, PSAT est fourni avec une variété d'outils, tels qu'un ensemble de fonctions de conversion de format de données (DFC) et la Capacité de définir des modèles définis par l'utilisateur (UDMS).

L'ensemble des fonctions DFC permet de convertir des fichiers de données en et à partir de Formats couramment utilisés dans l'analyse des systèmes d'alimentation. Ceci comprend : Formats IEEE, EPRI, PTI, PSAP, PSS/E, CYME, Mat Power et PST.

Sur PSAT, une interface graphique facile à utiliser (voir figure **IV . 5**).

IV.4.3. Pourquoi le choix de PSAT :

Le choix du PSAT est justifié par :

- On peut lire n'importe quelle base de donné.
- PSAT reste un outil performant et très prisé.
- On peut ouvrir un réseau soit on peut faire un autre réseau.

- C'est un logiciel gratuit et open Access.
- La richesse de sa bibliothèque Simulink pour réaliser des réseaux test.



Figure IV.3 : Bibliothèque de Simulink

Chaque composant de la bibliothèque de Simulink contient les éléments représentés dans la **Figure IV.4** qui contient les deux fenêtres suivantes (a - b).

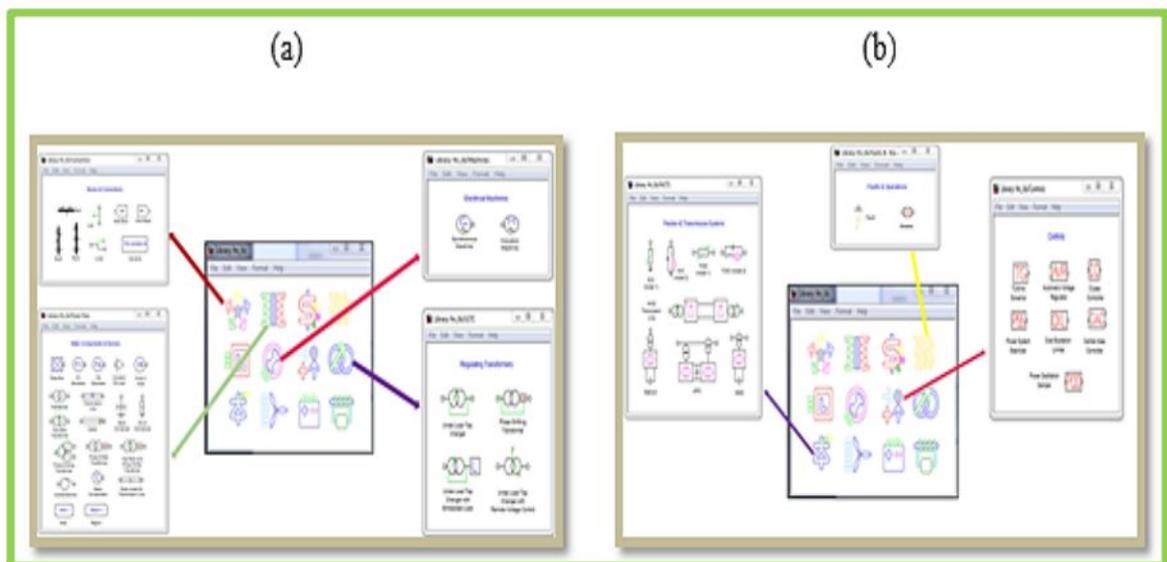


Figure IV.4 : Chaque composant de la bibliothèque de simulink.

IV.5. Comment charger un modèle du réseau dans PSAT :

Le chargement d'un fichier peut être accompli en 3 étapes résumées comme suit :

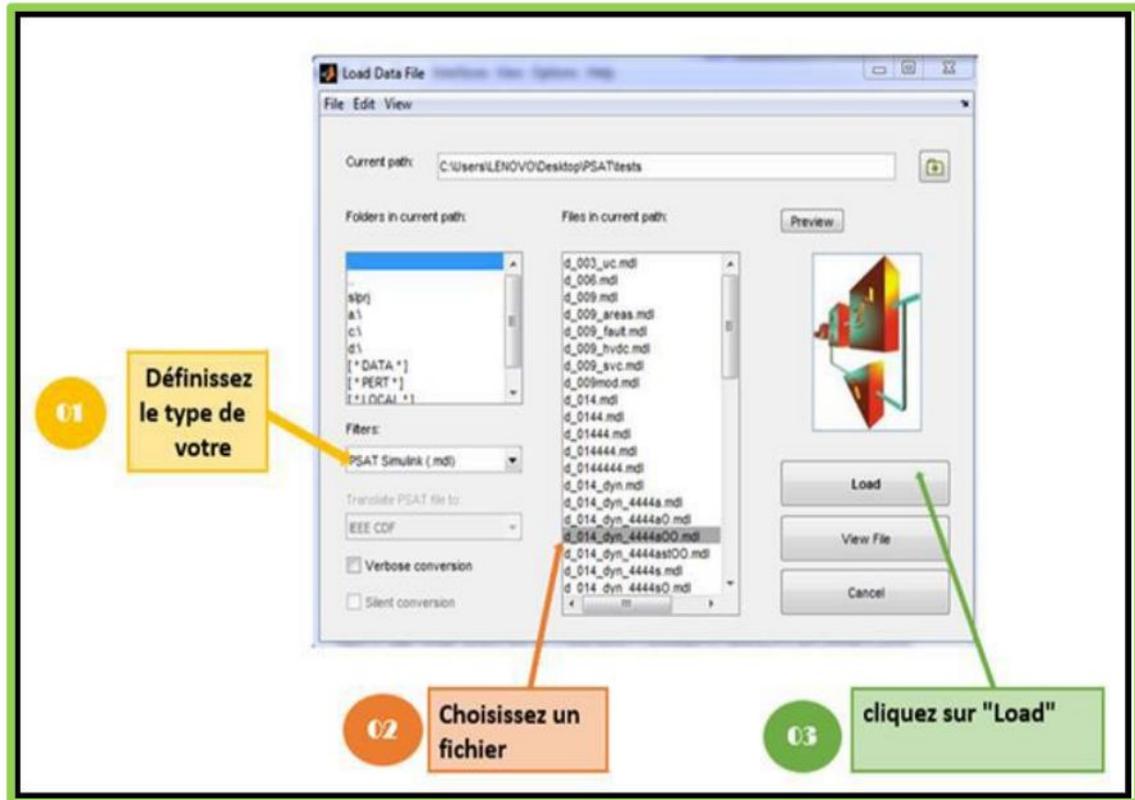


Figure IV.5 : Chargement du fichier de données

IV.6 Analyse de la stabilité transitoire du réseau IEEE 09 JB sans et avec intégration des dispositifs FACTS (SVC et STATCOM).

IV.6.1 Réseaux test : Réseau IEEE 09 JB :

A / 1^{er} cas Etat normal : sans intégration :

Buses : 9, Lignes : 9, Transformateur : 3, Générateurs : 3, Charges : 3.

On vos pose les données des branches de réseau IEEE 09 au tableau suivant :

Nœud (pu)	V (pu)	σ (pu)	générateurs		charges	
			P (pu)	Q (pu)	P (pu)	Q (pu)
01	1.04	0	0	0	0	0

02	1.025	0	163	0	0	0
03	1.025	0	85	0	0	0
04	1	0	0	0	1.25	0.50
05	1	0	0	0	0.90	0.30
06	1	0	0	0	0	0
07	1	0	0	0	0	0
08	1	0	0	0	1	0.35
09	1	0	0	0	0	0

Tableau.IV.1 Les valeurs des tensions et puissances

	R	X	B
1(1-4)	0	0.0576	0
2 (2-7)	0	0.625	0
3(3-9)	0	0.586	0
4(4-5)	0.01	0.085	0.088
5(6-4)	0.017	0.092	0.079
6(7-5)	0.032	0.161	0.153
7(9-6)	0.039	0.170	0.179
8(7-8)	0.0085	0.072	0.0745
9(9-8)	0.0119	0.1008	0.1045

Tableau. IV.2 Caractéristiques des réseaux.

Après exécution du logiciel PSAT, les résultats de simulation du fonctionnement normal du réseau, a savoir : les angles rotoriques, les vitesses angulaires, les tensions, les puissances actives et les puissances réactives sont représentés sur les figures ci-dessous.

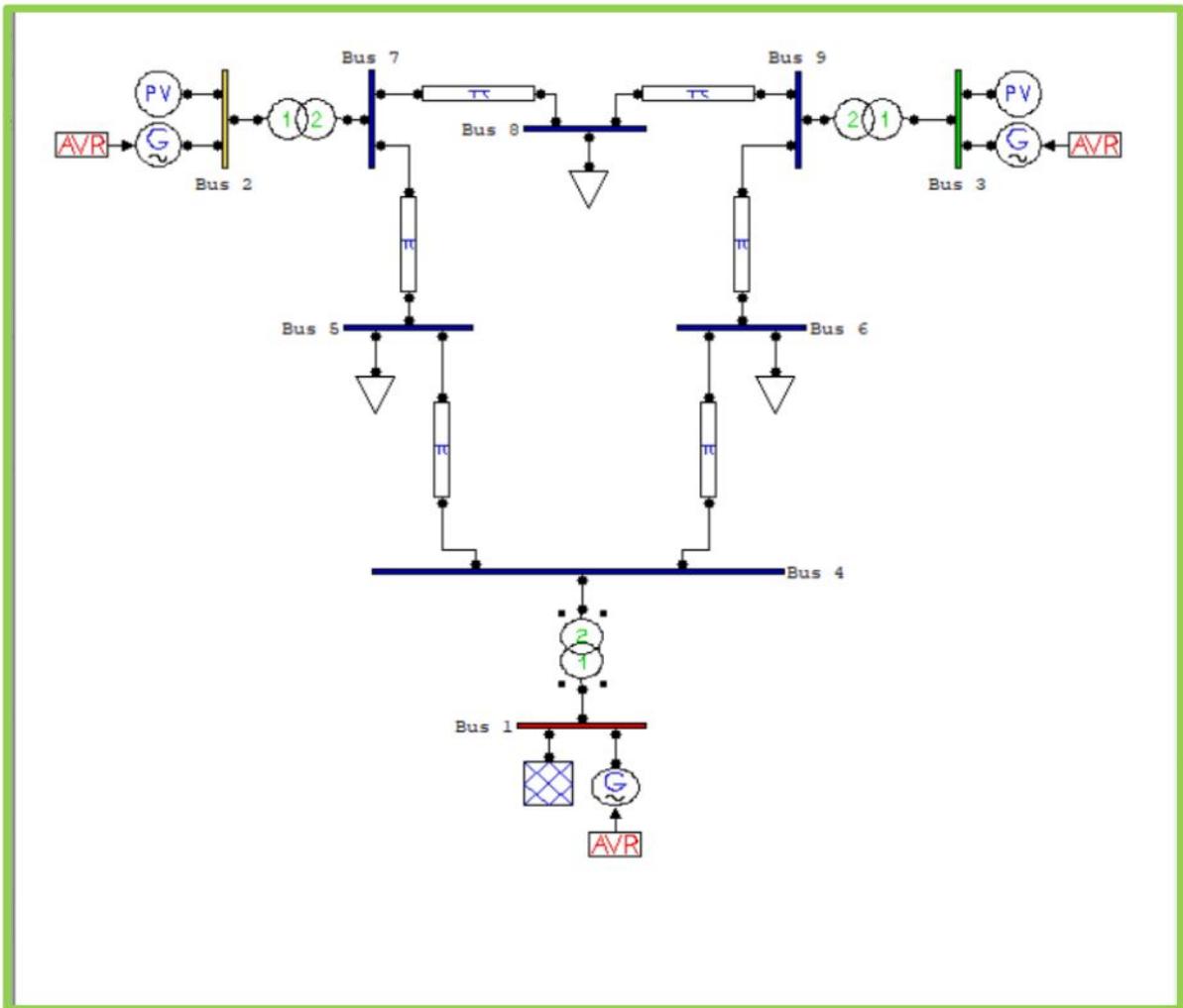
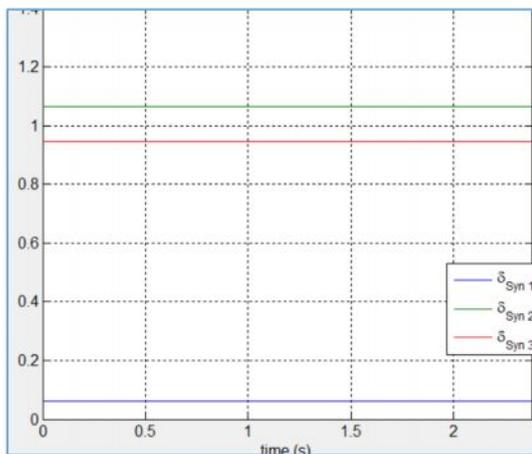
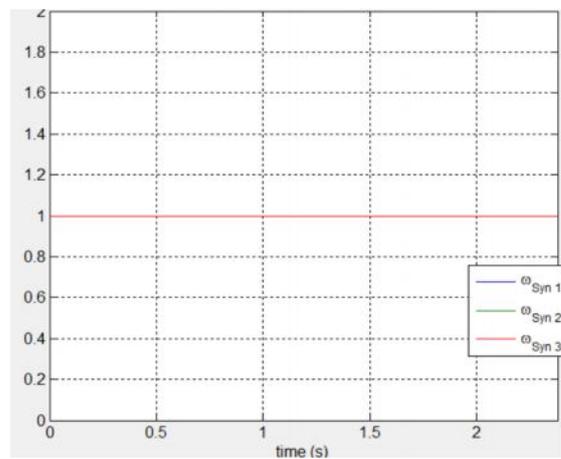


Figure. IV.6. Structure de réseau test.

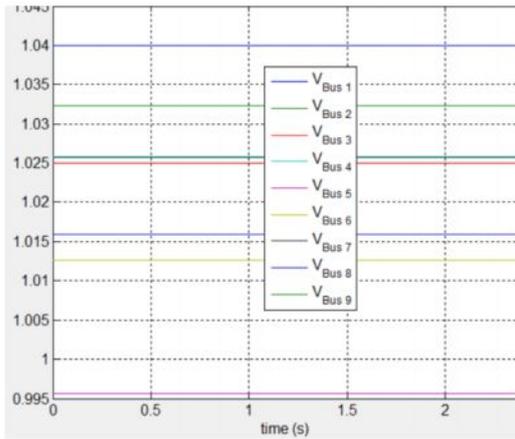
On constate que le système est parfaitement stable comme indique La figure IV.7 (a ,b ,c ,d ,e et f) :



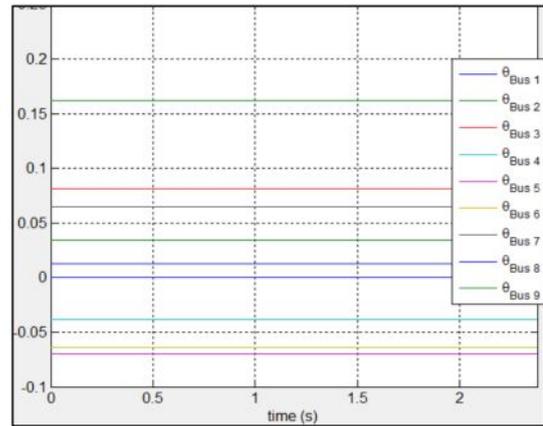
(a) angles rotoriques



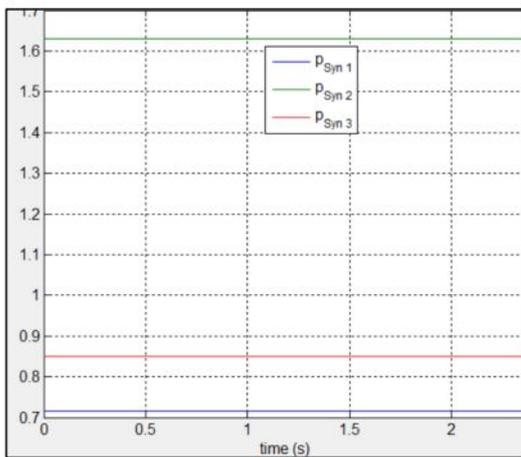
(b) vitesse de rotation



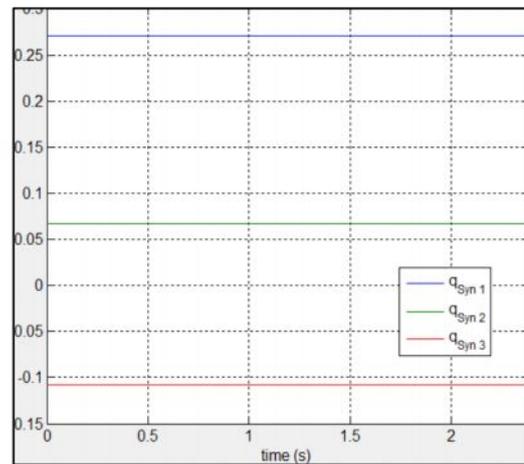
(c) tension des jeux de barres



(d) angles de jeux de barres



(e) P^{ces}. actives des 3 générateurs



(f) P^{ces} réactives des 3 générateur

IV.6.2 L'état avec défauts (Cas N°2) :

a-Défaut au noeud 7 :

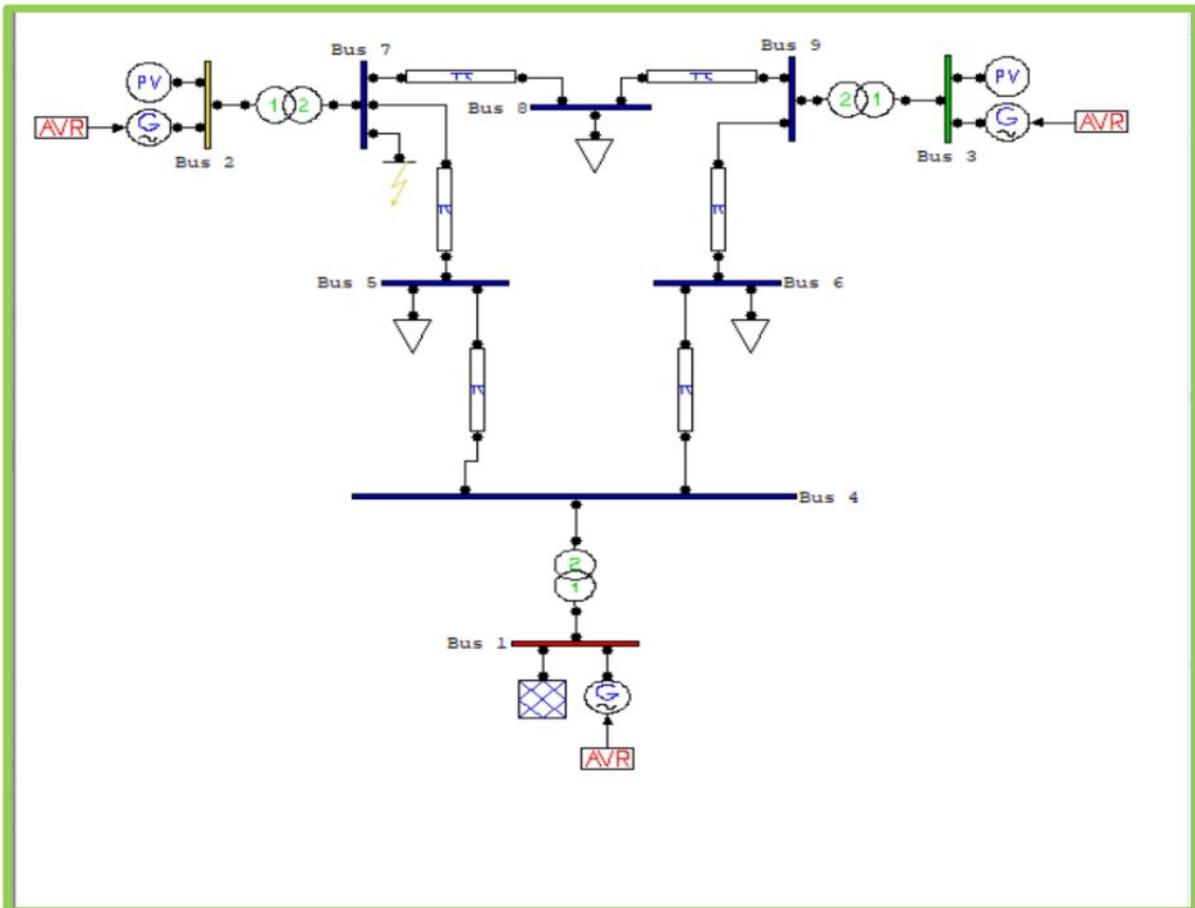


Figure. IV.8 Structure de reseau avec défaut au JB7.

Nous avons simulé au niveau du jeu de barre N°7 un défaut (un court-circuit triphasé équilibré) avec l'augmentation de la durée du défaut jusqu'à atteindre le TCID, appelé CCT dans la littérature anglaise.

La détermination du CCT 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 système électro-énergétique (SEE). La valeur du CCT dépend non seulement de la position et de l'ampleur du défaut, mais aussi des paramètres intrinsèques du SEE.

On simule notre réseau avec un temps de défaut $t=0.200s$, les résultats obtenus sont représentés sur les figures ci-dessous :

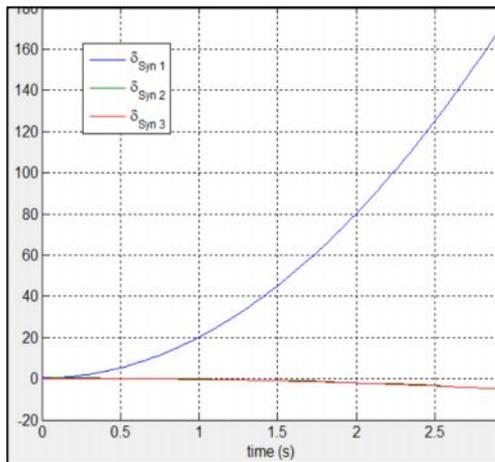


Fig. IV.9 Angles rotoriques G

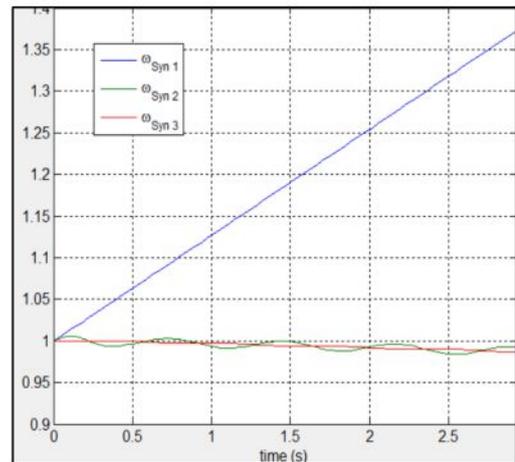


Fig. IV.10 Vitesses angulaires des 3 G

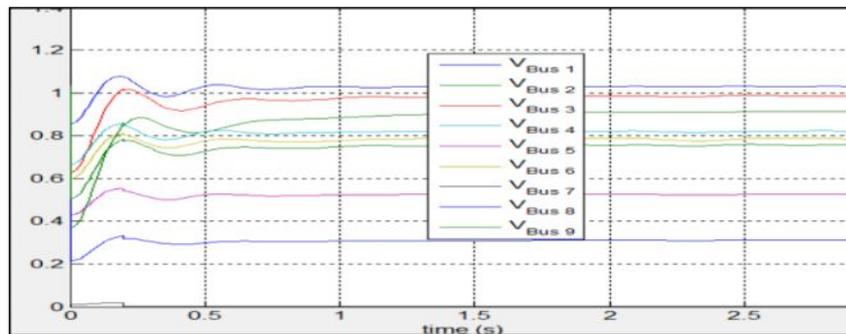


Fig. IV.11 les tensions de jeux de barre

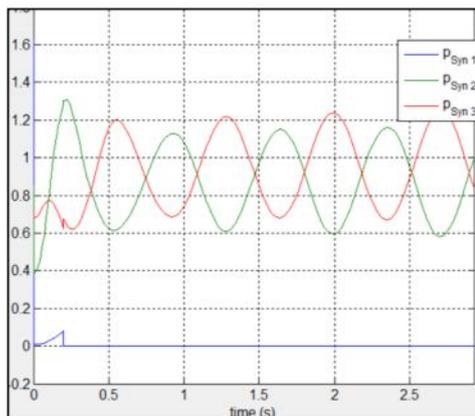


Fig IV.12 Puissances actives des 3 G

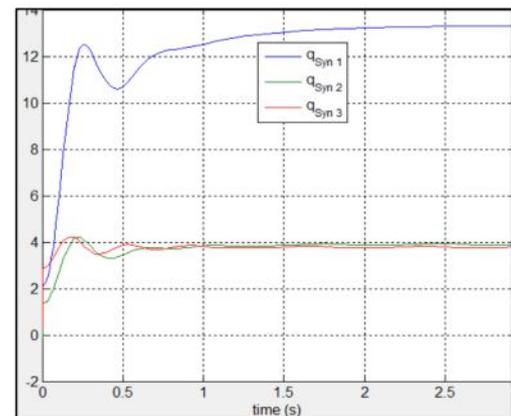


Fig IV.13 Puissances réactives des 3 G

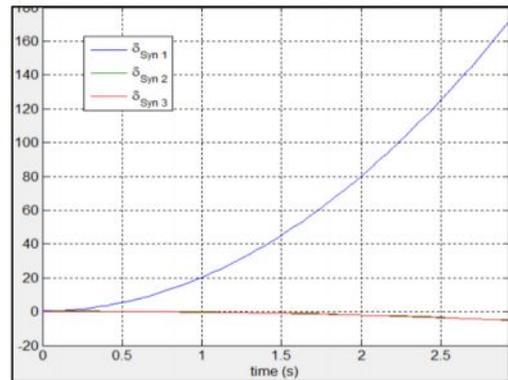
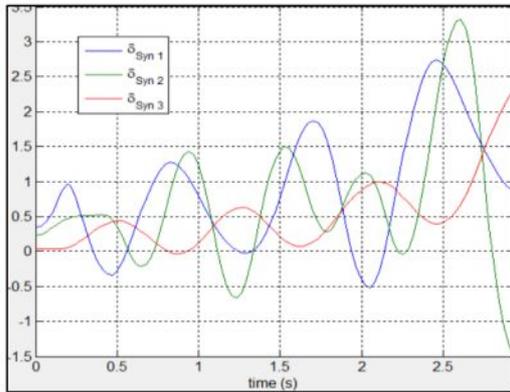
IV.6.3 Analyse de la stabilité transitoire

On utilise le réseau test précédent (Figure IV.8), on considère un défaut triphasé se produisant, a l'instant $t_1= 0,00s$ au niveau de chaque jeu de barres, et s'élimine a $t_2=0,200s$, le temps critique d'élimination de défaut est déterminé par plusieurs simulations numériques en augmentant a chaque fois la durée d'application du défaut

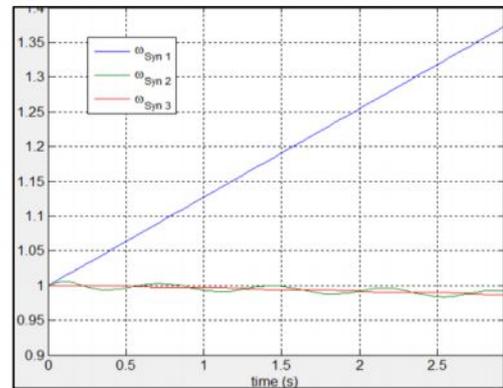
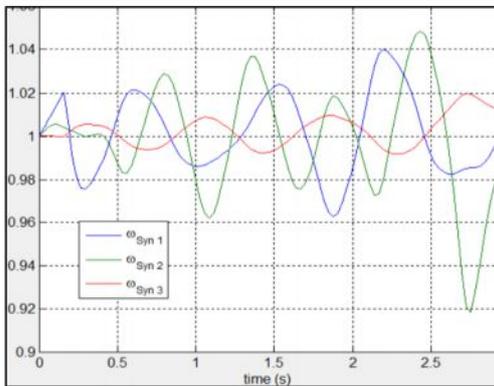
(Td) par un pas de 1ms, mais a notre cas on a diminuée a chaque fois la durée d'application de default.

L'exécution de la simulation nous a permis d'obtenir les résultats de simulations représentées dans les figures qui montrent respectivement les angles rotoriques des générateurs, les vitesses de rotation pour une durée de défaut $T_d = 0,160$ s. ($t_1=0,00$ s $t_2=0.161$ s).

Nous avons constaté d'après les graphes ci-dessus :



((a))



$t_2=0.160$ stable

((b))

$t_2=0.161$ s instable

Figure IV.14. Comparaisons des résultats dans le cas stable et instable

a- Angles rotoriques des Trois générateurs

b- Vitesses angulaires des Trois générateurs

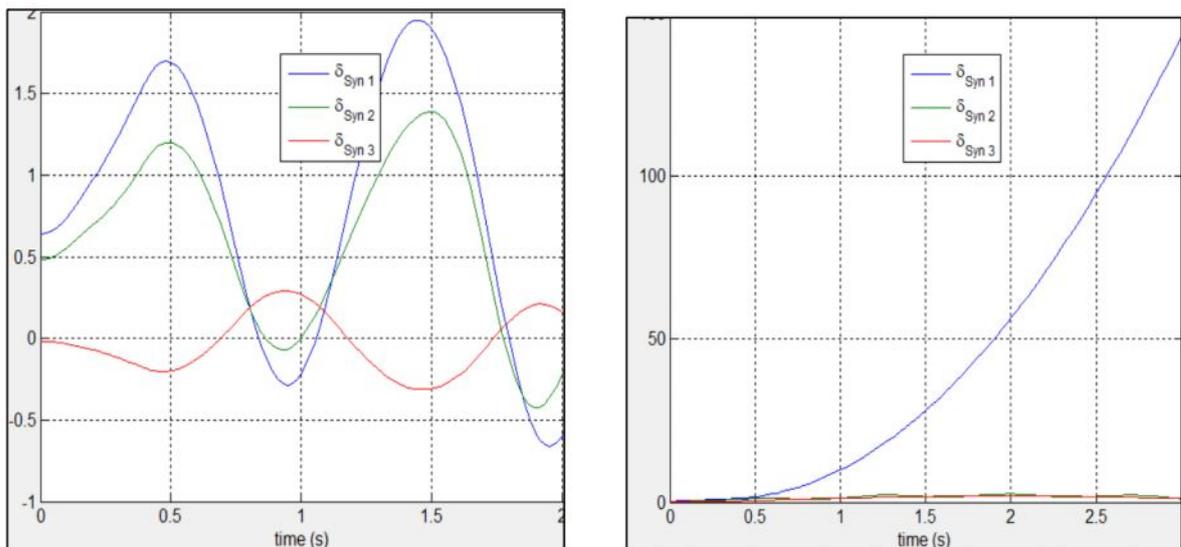
Donc on a constatés les suivants :

- Lors du défaut, la vitesse angulaire ω_3 présente de fortes oscillations par rapport à la vitesse angulaire ω_2 et ω_1 . (Figure IV.9).
- Lors du défaut l'angle rotorique δ_3 représente une direction infini par rapport à les angles rotoriques δ_1 et δ_2 .(figure IV.10)
- Avec augmentation du temps de défaut les machines perdent leurs synchronismes et décrochent qui entraîne aussi l'écoulement de tension.

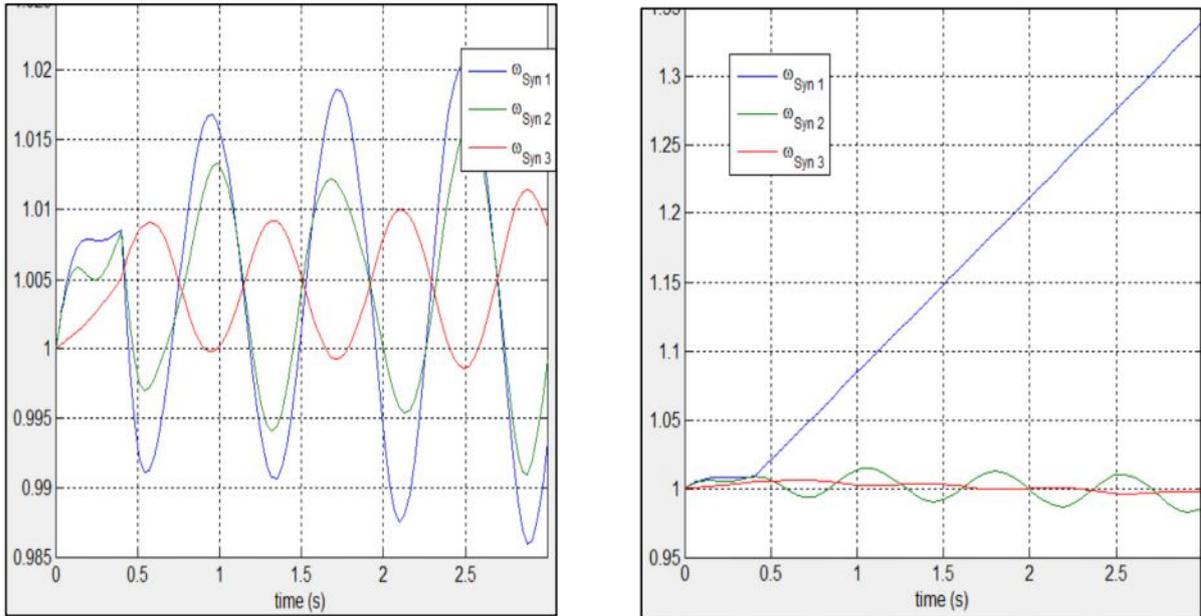
b- Défaut au nœud 5 :

La Figures IV.15 (a et b) représente respectivement les angles rotoriques des générateurs, ces vitesses de rotation et les angles rotoriques relatifs dans deux cas :

- Premier cas : le système stable pour une durée de défaut $T_d = 0.404s$
- Deuxième cas : le système instable pour une durée de défaut $T_d = 0.405s$.



((a))



((b))

Figure IV.15. Comparaisons des résultats dans le cas stable et instable

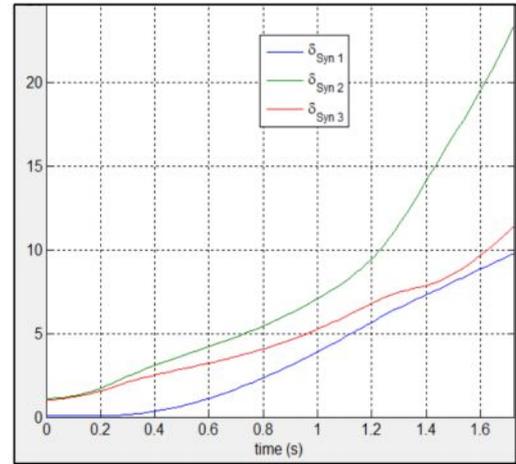
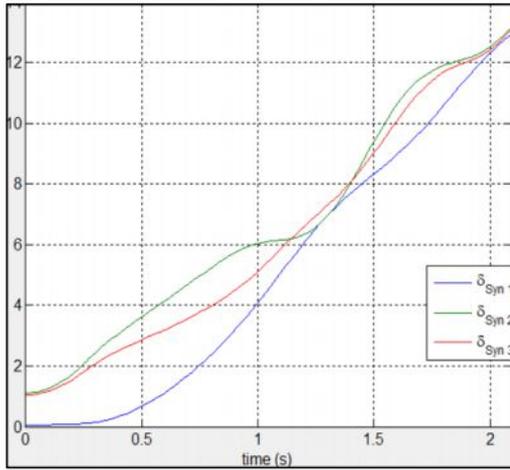
Donc on a constatés les remarques suivantes :

- Lors du défaut, la vitesse angulaires ω_1 - et ω_2 présente de fortes oscillations par rapport a la vitesse angulaire ω_3 .
- Lors du défaut l'angle rotorique δ_1 et δ_2 représente une direction infini par rapport a l'angle rotoriques δ_3 .
- Avec augmentation du temps de défaut les machines perdent leurs synchronismes et décrochent qui entraine aussi l'écoulement de tension.

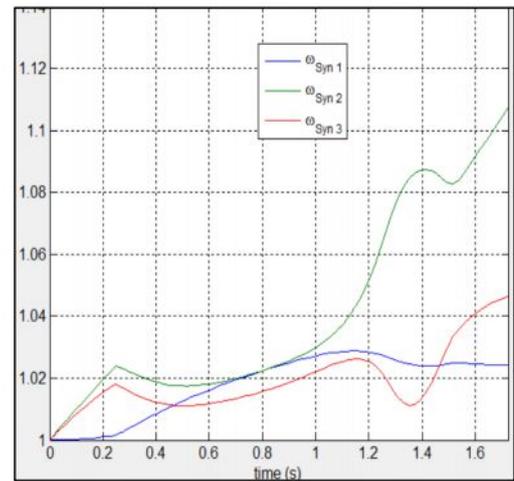
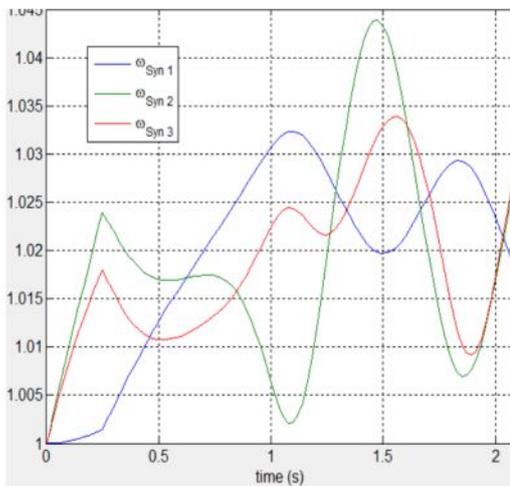
c- Défaut au nœud 8 :

La Figures IV.16 (a, b et c) représente respectivement les angles rotoriques des générateurs, ces vitesses de rotation et les tensions relatifs dans deux cas :

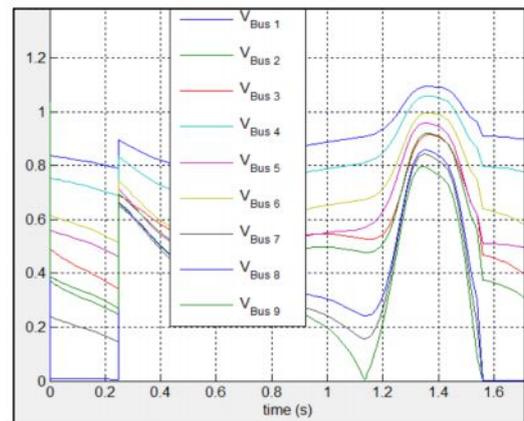
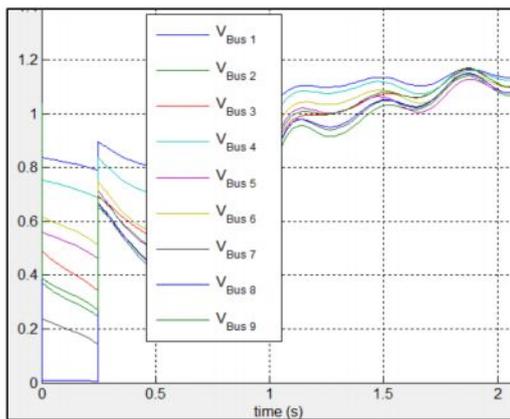
- Premier cas : le système stable pour une durée de défaut $T_d = 0.246s$
- Deuxième cas : le système instable pour une durée de défaut $T_d = 0.247s$.



(a)



(b)



©

Figure IV.16. Comparaisons des résultats dans le cas stable et instable

Donc on a constatés les suivants :

- Lors du défaut, la vitesse angulaires ω_2 présente de fortes oscillations par rapport a la vitesse angulaire ω_3 et ω_1 .
- Lors du défaut l'angle rotorique δ_2 représente une direction infini par rapport a les angles rotoriques δ_1 et δ_3 .
- Avec augmentation du temps de défaut les machines perdent leurs synchronismes et décrochent qui entraine aussi l'écoulement de tension.

IV.6.4.tableau des résultats de simulation a l'état initial :

POWER FLOW RESULTS	Colonne1	Colonne2	Colonne3	Colonne4	Colonne5	Colonne6
Bus	V	phase	Pgen	Qgen	Pload	Qload
	[p.u.]	[rad]	[p.u.]	[p.u.]	[p.u.]	[p.u.]
Bus 1	1.04	1.113E-15	0.71641021	0.27045928	0	0
Bus 2	1.025	0.16196665	1.63	0.06653656	0	0
Bus 3	1.025	0.08141527	0.85	-0.10859709	0	0
Bus 4	1.0257884	-0.03869025	-6.969E-15	-3.3773E-15	0	0
Bus 5	0.99563086	-0.06961778	-2.4425E-15	1.6043E-14	1.25	0.5
Bus 6	1.01265433	-0.0643572	-1.3323E-15	5.0515E-15	0.9	0.3
Bus 7	1.02576937	0.06492103	1.7028E-14	8.411E-15	0	0
Bus 8	1.01588258	0.0126979	-7.3275E-15	1.6098E-15	1	0.35
Bus 9	1.03235295	0.03432567	5.9564E-15	2.0454E-16	0	0

Tableau. IV.3.resultats de simulation

Après la simulation, nous remarquons qu'à l'état initial du réseau, le JB-5 c'est le JB de faible module de tension avec $V = 0.99563086$ p.u, selon la figure IV.8.

IV.6.5. Interprétation des résultats obtenus :

Les résultats présentés par les figures [IV.14. IV.15. IV.16.] Montrent que pour chaque défaut sur le réseau donne une valeur de CCT. 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 CCT minimum qui montre le point faible de réseau qui nécessite de renforcer.

IV.7. Amélioration de la stabilité transitoire avec l'intégration des FACTS

IV.7.1. Avec insertion du SVC :

Malgré les différents moyens utilisés pour améliorer la stabilité et le contrôle des réseaux tels que les protections, les automates, les transformateurs a prises réglables en charge, les compensateurs série ou parallèle commutés 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 montrés 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.

IV.7.1.1. tableau des résultats de simulation a l'état défaut j_b N=5 instable:

POWER FLOW RESULTS						
Bus	V	phase	P gen	Q gen	P load	Q load
	[p.u.]	[rad]	[p.u.]	[p.u.]	[p.u.]	[p.u.]
Bus 1	1.02326117	1.16053618	0.7133879	0.24272812	0	0
Bus 2	0.000001	145.054744	1.63	-0.02288313	0	0
Bus 3	0.97997061	1.01871515	0.85	-0.17318144	0	0
Bus 4	0.81153443	1.06561832	-3.6818E-15	1.1099E-14	0	0
Bus 5	0.51983972	0.9725827	-3.9968E-15	1.2157E-14	1.25	0.5
Bus 6	0.76605731	0.98740528	-2.4425E-15	3.1086E-15	0.9	0.3
Bus 7	0.000001	2.12742776	1.672E-14	4.5764E-15	0	0
Bus 8	0.19179571	0.95929363	-6.8834E-15	-1.6098E-15	1	0.35
Bus 9	0.71137369	0.98480965	6.5699E-15	7.6588E-15	0	0

Tableau. IV.4. résultats de simulation

Dans cette application, on fait l'intégration d'un SVC sur le système électrique représenté dans la figure(IV.17), et on joue sur le temps de l'élimination dans le but de la recherche du CCT, on prend en considération le jeu de barre le plus faible voir tableau **IV.4**.

Les résultats obtenus sont représentés dans les figures (IV.18), (IV.19), L'influence de plusieurs paramètres sur la stabilité transitoire est présentée. Enfin, l'étude de c réseau est présentée afin de comparer les performances de la stabilité transitoire sans et avec l'intégration du SVC

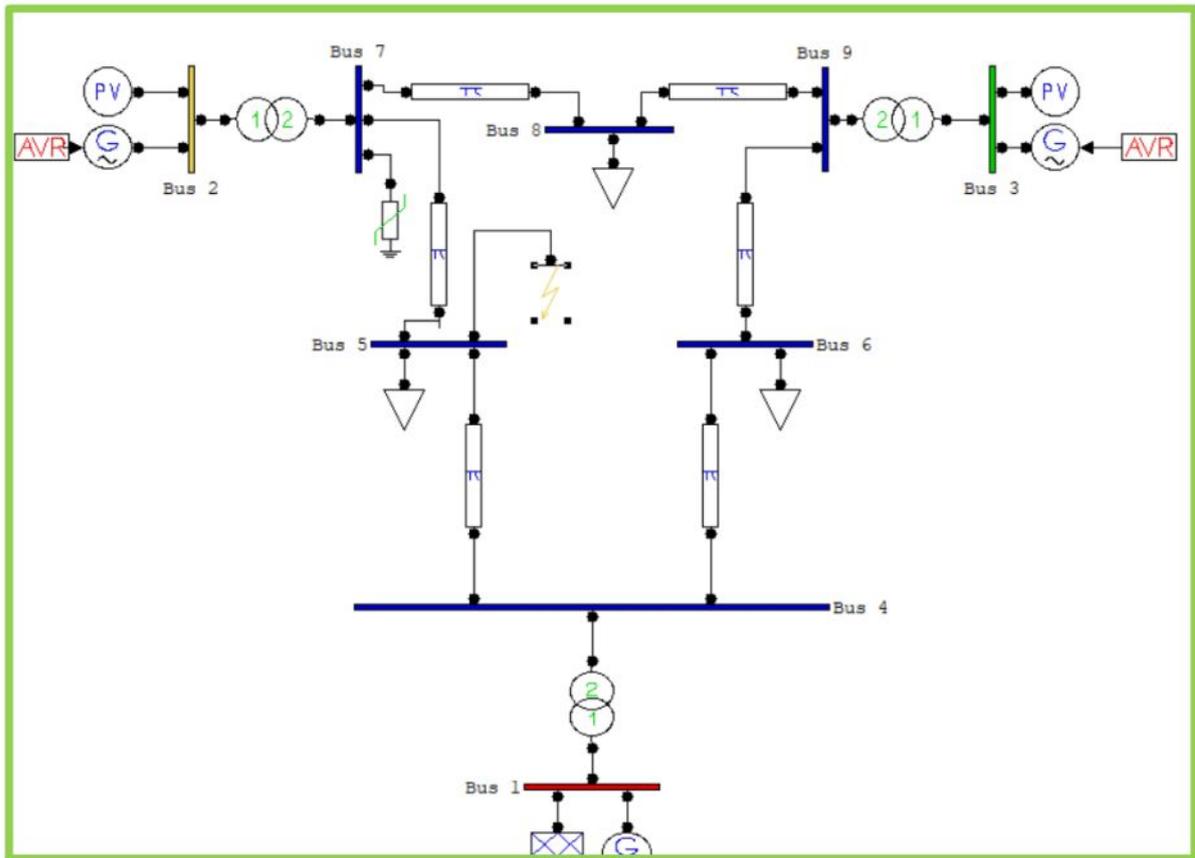
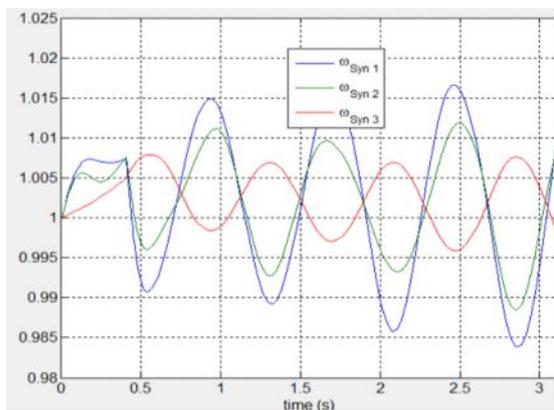
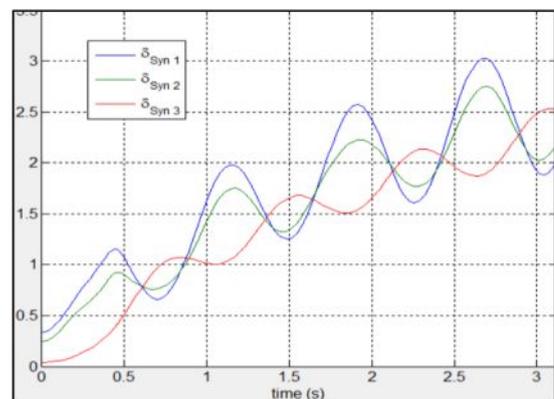


Fig. IV.17 Structure de reseau avec défaut au JB5+SVC

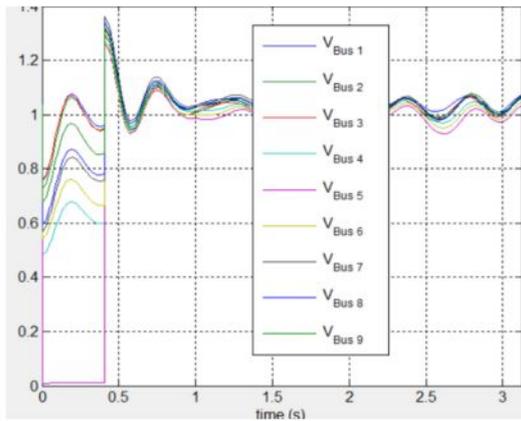
✚ la figure (IV.18), représente respectivement les angles rotoriques des générateurs, ces vitesses de rotation, les tensions et les puissances actives pour une durée de défaut $T_d = 0.405s$ (qui présente l'état instable) et avec une intégration du dispositif SVC. Au jeu de barre 7.



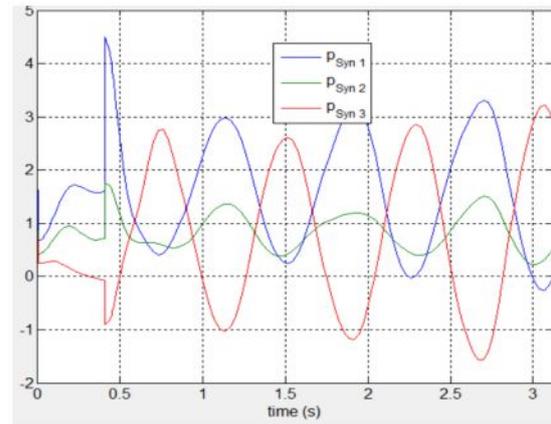
(a)



(b)



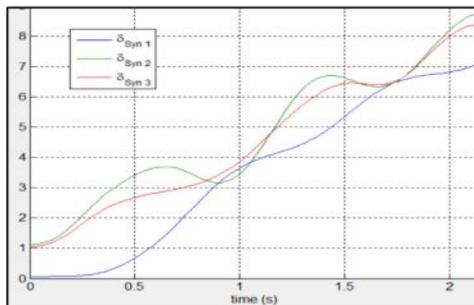
(c)



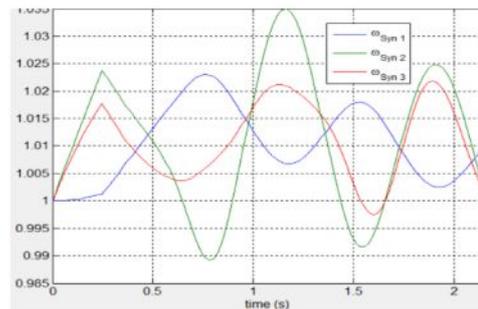
(d)

Figure IV.18.resultat de simulation pour $t_d = 0.405s$

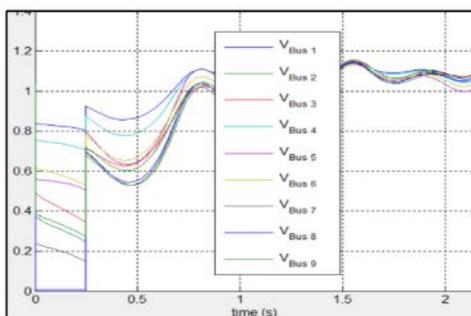
✚ La figure (IV.19), représentent respectivement les angles rotoriques des générateurs, ces vitesses de rotation, les tensions et les puissances actives pour une durée de défaut $T_d = 0.247s$ au jeu de barre 8 (qui présente l'état instable) et avec une intégration du dispositif SVC au jeu de barre 5.



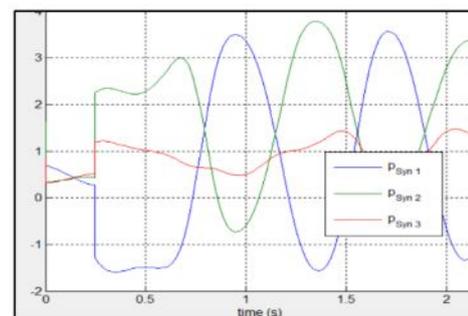
(a)



(b)



(c)



(d)

Figure IV.19.resultat de simulation pour $t_d = 0.247s$

IV.7.1.2. Interprétation des résultats :

Les résultats de la simulation ont montré 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.

On remarque une amélioration du CCT presque au niveau de tous les jeux de barres. Le meilleur emplacement du compensateur SVC se trouve au jeu de barres N°5 où le CCT est le plus élevé (0.405s) par rapport aux autres cas. Cette amélioration constitue une marge de stabilité transitoire.

Les Figures (IV.18), (IV.19), montrent respectivement les évolutions dynamiques des angles rotoriques relatifs du système obtenues pour différentes durées de défauts. Il apparaît que le système est stable 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.

IV.7.2. Avec insertion du STATCOM :

Dans cette application, on fait l'intégration d'un STATCOM sur le système électrique représenté dans la figure (IV.20), et on joue sur le temps de l'élimination dans le but de la recherche du CCT, on prend en considération le Jeu de barre le plus faible.

Les résultats obtenus sont représentés dans les figures (IV.21), (IV.22) et (IV.23). 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.

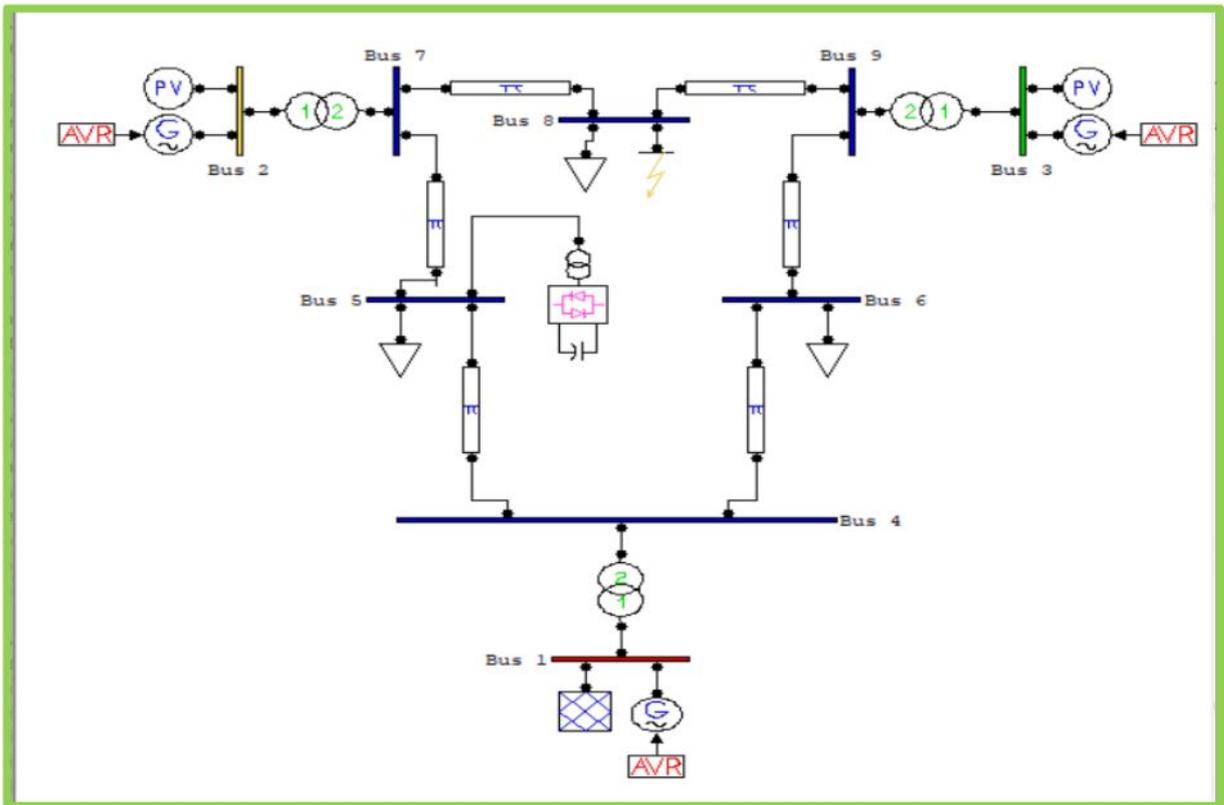
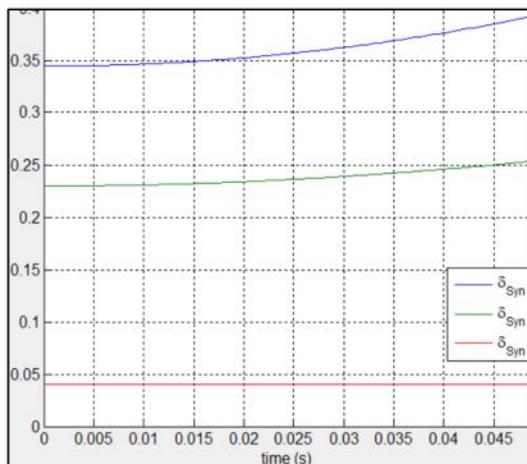
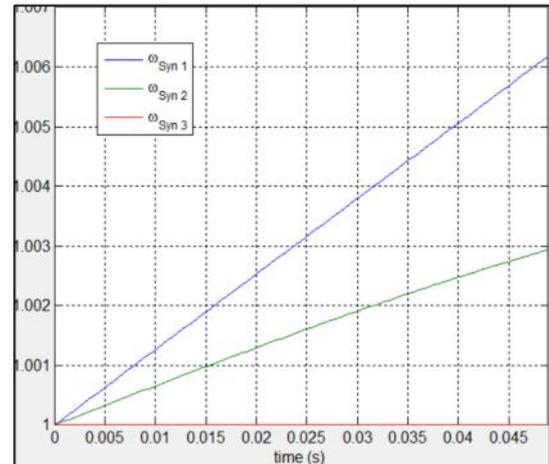


Fig. IV.20. Structure de reseau avec defaut au JB8+STATCOM.

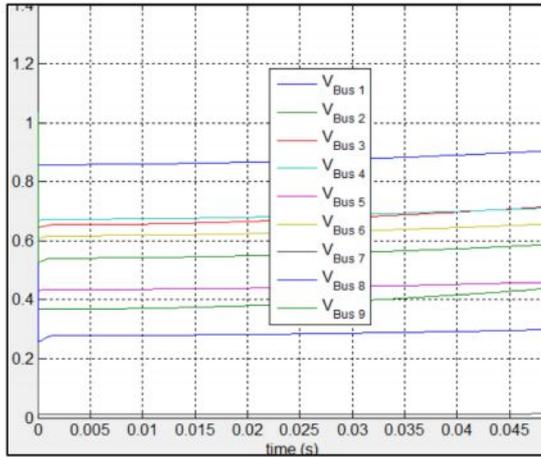
La figure (IV.21), représentent respectivement les angles rotoriques des générateurs, ces vitesses de rotation, les tensions et les puissances actives pour une durée de défaut $T_d = 0.161s$ (jeu de barre 7 instable) et avec une intégration du dispositif STATCOM au jeu de barre 5.



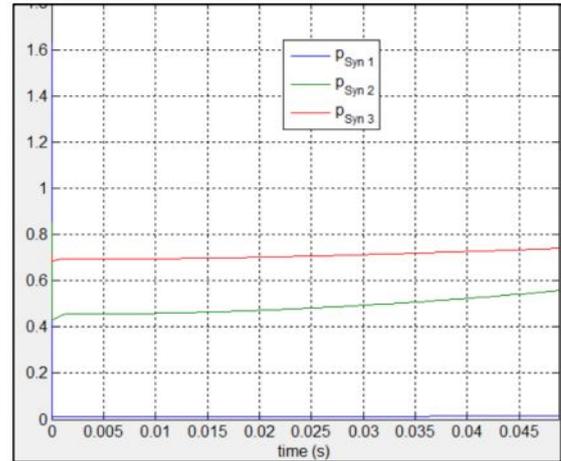
(a)



(b)



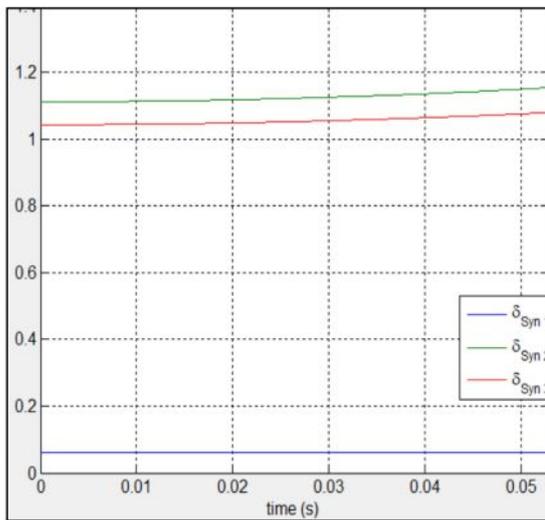
(c)



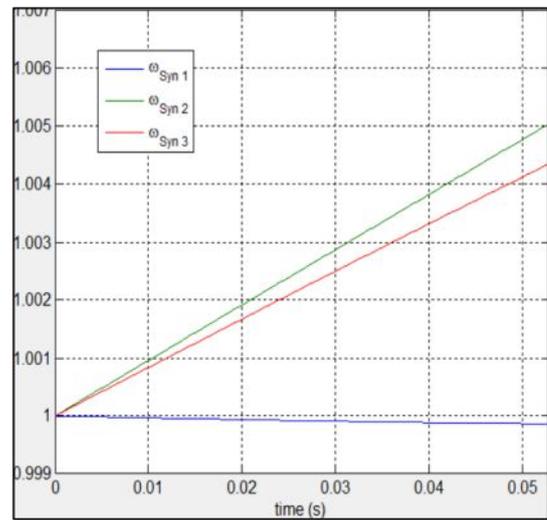
(d)

Figure IV.21. resultat de simulation pour $t_d = 0.161s$.

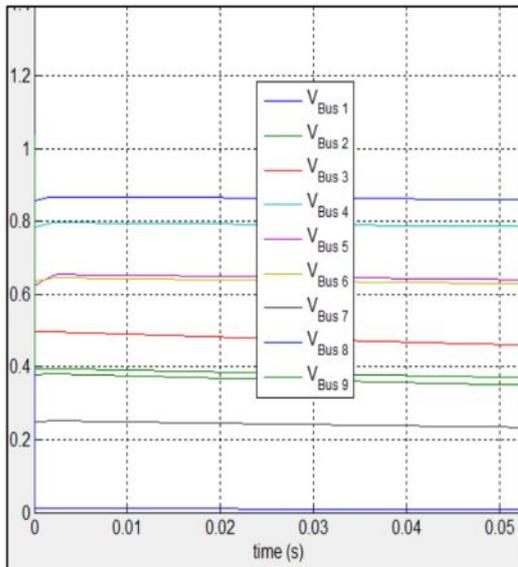
✚ La figure (IV.22), représentent respectivement les angles rotoriques des générateurs, ces vitesses de rotation, les tensions et les puissances actives pour une durée de défaut $T_d = 0.247s$ (jeu de barre 8 instable) et avec une intégration du dispositif STATCOM au jeu de barre 5.



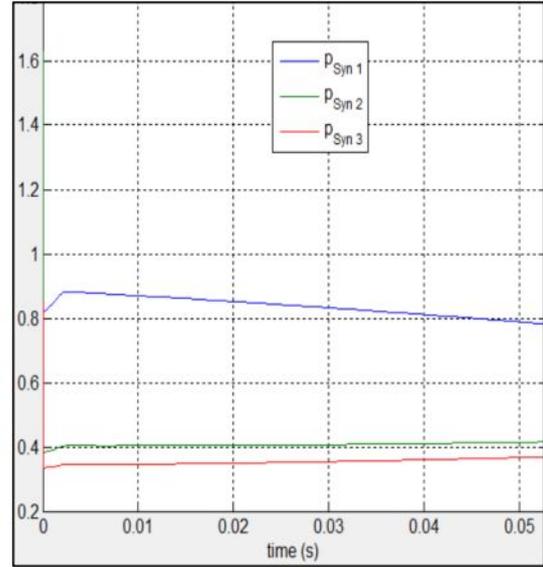
(a)



(b)



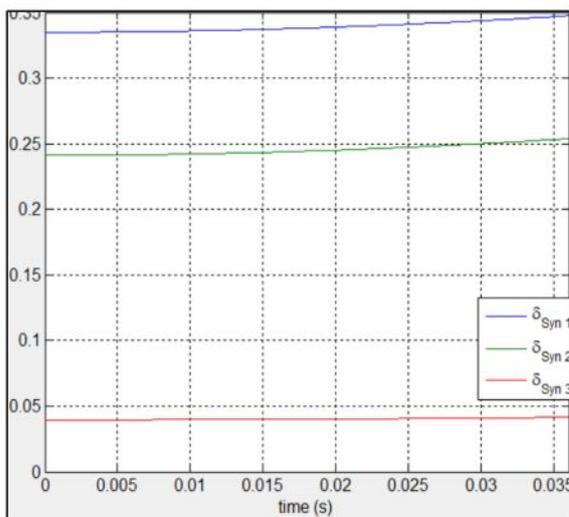
(c)



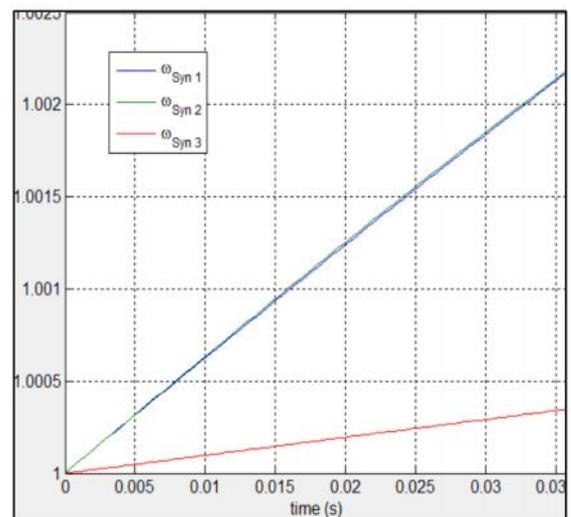
(d)

Figure IV.22.resultat de simulation pour $t_d = 0.247s$.

✚ La figure (IV.23), représentent respectivement les angles rotoriques des générateurs, ces vitesses de rotation, les tensions et les puissances actives pour une durée de défaut $T_d = 0.405s$ (jeu de barre 5 instable) et avec une intégration du dispositif STATCOM au jeu de barre 7.



(a)



(b)

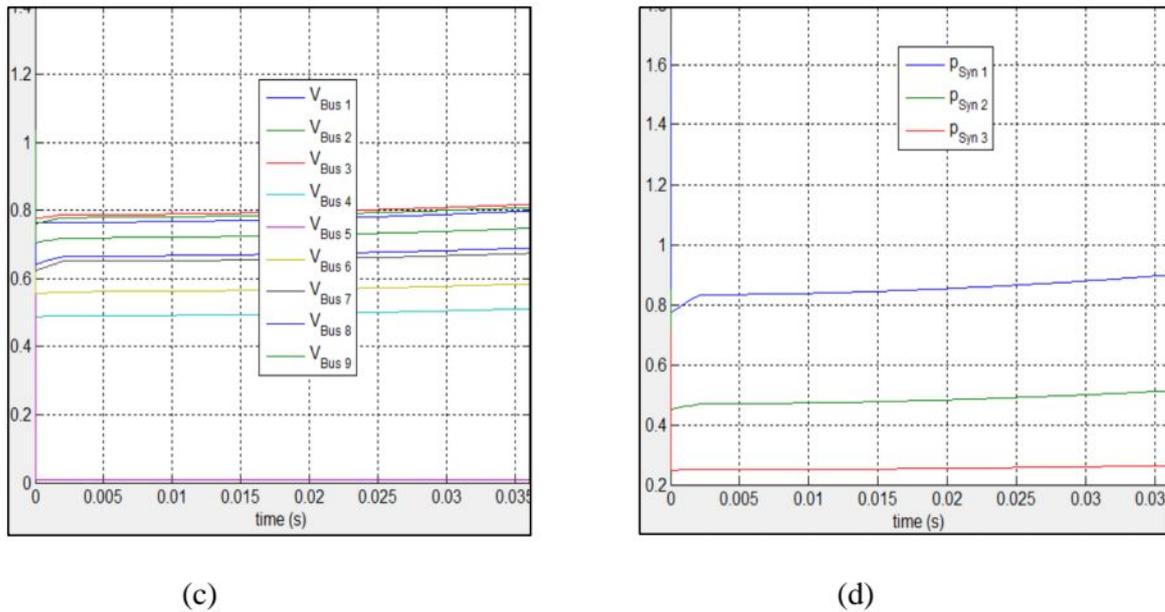


Figure IV.23. resultat de simulation pour $t_d = 0.405s$.

IV.7.2.2. Interprétation des résultats :

Les Figures (IV.21), (IV.22), (IV.23) montrent respectivement les évolutions dynamiques des angles rotoriques relatifs du système obtenues pour différentes durées de défauts. Il apparaît que le système est stable 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.

Et on remarque bien l'impact de l'utilisation du STATCOM sur la stabilité transitoire des réseaux électriques. L'installation de STATCOM au niveau des différentes lignes des réseaux électriques éclaire les différences de fiabilité entre les FACTS utilisés.

IV.7.2.3. CONCLUSION :

Dans ce chapitre, nous avons montré l'efficacité des dispositifs SVC et STATCOM 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 deux dispositifs SVC et STATCOM est mesurée par l'augmentation du CCT, néanmoins l'emplacement doit être bien optimisé en tenant compte des contraintes et des critères liés à chaque dispositif.

CONCLUSION GENERALE :

L'étude de la stabilité des réseaux électriques occupe une place très importante dans le domaine d'analyse des réseaux électriques. Le but principal étant l'examen et le contrôle de l'évolution des paramètres de ce dernier.

Dans ce sens, notre travail concerne l'étude de la stabilité transitoire des réseaux électriques, pour cela nous avons opéré de la façon suivante :

La première partie traite des généralités sur les réseaux électriques où, nous examinons la définition, la classification, et la modélisation des différentes parties du réseau

La seconde partie est consacrée au traitement des généralités sur la stabilité des réseaux électriques où nous avons examinés la définition, la classification, les causes et quelques solutions utilisées pour résoudre le problème de la stabilité.

La troisième étape a été consacrée à la description des différents systèmes permettant d'assurer le transport d'énergie électrique dans les meilleures conditions et qui sont rangés 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 autres du système électrique.

Dans le dernier chapitre pour améliorer la stabilité dynamique du réseau électrique de test sous MATLAB/PSAT, ont été utilisés les FACTS qui sont des moyens flexibles capables d'améliorer la stabilité et les performances des réseaux électriques. Et cela selon la phase d'étude :

- ✓ On a créé un court-circuit triphasé à trois jeux de barres et déterminé le temps critique t_c , isolement de défaut-TCID.
- ✓ Introduire les dispositifs FACTS (SVC et STATCOM) pour améliorer le TCID (maximiser le TCID). L'intégration du SVC ou STATCOM au JB de faible module de tension. Une étude a été faite pour un emplacement optimal du SVC ou STATCOM sur un JB parmi plusieurs JBs du réseau.

D'après cette étude plusieurs résultats ont été dégagés :

- L'efficacité des dispositifs FACTS pour l'amélioration de la stabilité dynamique des réseaux électriques et la supériorité du STATCOM par rapport au SVC.
- Les FACTS ont une bonne influence sur la stabilité du module de la tension.
- Le choix de lieu de l'emplacement des compensations SVC et STATCOM est primordial pour améliorer le temps critique d'isolement de défaut.
- Emplacement de défaut joue un rôle décisif dans l'influence de l'intégration des dispositifs FACTS (SVC et STATCOM).
- La valeur du temps critique d'isolement de défaut s'améliore après l'injection des dispositifs FACTS (SVC et STATCOM) par rapport à l'état initial (sans compensation).
- L'emplacement optimal des dispositifs FACTS promouvoir les performances du système électrique
- Nous remarquons que le STATCOM améliore la valeur de TCID mieux que SVC, donc une meilleure stabilité des réseaux électriques.
- On peut dire que le temps critique d'isolement de défaut est un facteur essentiel pour juger si le système électrique a une bonne aptitude à garder la stabilité durant un défaut.

Ces dispositifs ont été choisis comme base de départ en vue de l'étude ultérieure des systèmes FACTS plus complexes en modal dynamique, ces simulations ont montré l'apport incontestable des FACTS dans l'amélioration de la stabilité du réseau. Malheureusement Nous n'avons pas eu l'occasion d'intégrer tous les systèmes de compensation FACTS suite à plusieurs contraintes essentiellement celle du temps et la méthode de simulation dépend de la ré-expérimentation et de la simulation à chaque changement pour atteindre le résultat optimal.

Bibliographie

- [1] https://virtualmich.com/fr/syst%C3%A8me-%C3%A9lectrique/#Structure_du_syst%C3%A8me_electrique
- [2] Abdelkader BOUAZZA- R réseaux électriques industriels 2021
- [3] MONSIEUR Hadji Boubakeur, « Contribution A l'Amélioration De l'Efficacité Des Réseaux Electriques Par l'Intégration Et Le Contrôle Flexible De l'Énergie Eolienne Et Des Systèmes FACTS », Thèse De Doctorat, Université Mohamed Khider, Biskra, 02 / 03 / 2017.
- [4] Théodore Wildi, Gilbert Sybille. Electrotechnique. 4eme édition. De Boeck, 2005.
- [5] Yujun He, « Contribution au réglage de la tension sur un réseau HTA avec producteurs – Apport de la flexibilité de la demande », thèse de Doctorat, école doctorale STITS, Centrale Supélec, 2015.
- [6] A. HAMMOUD, « Etude des convertisseurs haute tension pour la protection et la coordination de réseau de distribution ». Thèse pour le grade de Docteur en Génie Electrique, INSA de Lyon, 2010.
- [7] SONELGAZ Prévention et Sécurité, « Prévention du Risque Electrique », Carnet de Prescriptions au Personnel du Groupe SONELGAZ, Edition 2001.
- [8] Taguine Kahina, « Restructuration du réseau de distribution d'énergie pour l'éclairage nocturne du stade El-Eulma», Mémoire de master, Université Mouloud Mammeri, Tizi-Ouzou, 2012.
- [9] Terkia Nabeche, Fatima Tezkratt, «Restructuration du réseau électrique MT de la région de Fréha pour alimentation du pôle d'excellence de Tamda», mémoire de master, Université Mouloud Mammeri, Tizi-Ouzou, 28 /09 2014.
- [10] Jean-Claude sabonnadière, Nouredine hadjSaïd. « Lignes et réseaux électrique 2», Lavoisier, Paris, 2007.
- [11] Zitouni fares « Amélioration de la Stabilité Transitoire des Réseaux Electriques par l'utilisation des Systèmes FACTS » Mémoire de Magister ; université Ferhat abes Sétif 2010
- [12] Ndayizamba J., "Contribution à l'analyse de la compensation série avancée dans les réseaux de transport d'énergie électrique", Thèse de doctorat de l'université de Montréal, Décembre 1996.

- [13] Baret P, Régime Transitoire Des Machines Tournantes», les cours de l'école supérieure de l'électricité, Ed Eyrolles Paris, 1987.
- [14] boutaba Samia, « Amélioration De La Stabilité D'un Réseau Electrique Par L'utilisation D'un ASVC », Mémoire De Magistère, Université Hassiba Ben Bouali, Chlef, 09/06/ 2009.
- [15] messalti sabir, « Analyse De La Stabilité Transitoire Des Réseaux De Transport A Courant Continu En Haute Tension (HVDC-FACTS) », Thèse De Doctorat, Université Ferhat Abbas, Sétif, 23/06/ 2011.
- [16] GACEM Abdelmalek, « Commande Robuste D'un Dispositif FACTS Par Les Méthodes Méta euristiques Pour La Stabilité De Tension D'un Réseau Electrique », Thèse De Doctorat, Université Mohamed Khider, Biskra, 15/04/2019.
- [17] Laslo Z Rocz et Bela Bokay, power system stability, Ed elsevier, Admsterdam, 1988. (Vol30).
- [18] P.Kundur, "power system stability and control" Mc Graw_Hill, New york, 1994.
- [19] 1V.Vital "Consequence and impact of electric industry restecuring ontransient stability and small signal stability analysis". Proceeding of IEEE.Vol 88.N°2, Issue: 2; pp196-207, February 2000.
- [20] Agriffo. "Facts controllers for power system sability enhancement" Thèse de doctorat. Université studi de Napoli.Novembre 2006
- [21] N.Ben decheche, Influence combinée des UPFC et des PSS sur la stabilité transitoire des réseaux électrique, mémoire de magister, université Ferhat Abbas – Sétif 2011.
- [22] ZENDAGUI Fatima Zohra "Analyse de la stabilité transitoire dans les réseaux électrique" mémoire master, Université Mohamed Khider, Biskra, Juin 2013.
- [23] HAMADOU ZAKARIA "Optimisation des paramètres d'un FACTS shunt pour l'amélioration de la stabilité transitoire d'un système électrique", mémoire master Université Farhat Abbas, Sétif, Juin 2012.
- [24] MOKHNACHE Madiha "Etude de la stabilité d'une ferme éolienne connectée à un réseau électrique avec des dispositifs". Mémoire master, Université Ferhat Abbas, Sétif, Aout 2012..
- [25] Rabah BENABID "Optimisation multi objectif de la synthèse des FACTS par la particule en essaim pour le control de la stabilité de tension des réseaux électriques", mémoire master Université Amar Telidji, Laghouat, Septembre 2007.

- [26] BOUNOUIRA ADLANE "Etude la stabilité transitoire des réseaux électriques" Mémoire, Université Constantine 1 Juin 2014.
- [27] CHOUABBI MOUSSA, DJEBABLA MEBAREK "Etude de la stabilité transitoire du réseau est algérien avec l'extension du poste berrahal 400KV", Mémoire master, Université Badji mokhtar, Annaba, Juin 2017.
- [28] Diane LE BLANC "contribution à l'étude de la stabilité et à la stabilisation des réseaux électriques industriels" Thèse doctorat Université de lorraine, Juillet 2014.
- [28b] MERZOUGUI Hadjer "Etude de la stabilité transitoire d'un réseau avec intégration des sources renouvelables" Mémoire Master, Université Badji Mokhtar, Annaba, Juin 2018
- [29] Abdelaàli ALIBI, "Contrôle des Réseaux Electriques par les Systèmes FACTS: (Flexible AC Transmission Systemes)", Mémoire de Magister Soutenu au département d'électrotechnique Université de Batna, 2009.
- [30] B. BOUSSAHOUA, « Evaluation de la sécurité transitoire des réseaux électriques parles algorithmes intelligents » Thèse de doctorat en Electrotechnique, Faculté d'Electronique et informatique, USTHB 2012.
- [31] M. Pavella et P.G.Murthy, «Transient Stability of Power Systems: theory and practice », Library of congress cataloguing in publication, 1994.
- [32] Hingorani N. G., Gyugyi L., Understanding FACTS: Concepts and Technology of Flexible AC Transmission Systems. New York: IEEE Press, 2000
- [33] Benghanem M., "Etude et analyse d'un onduleur a trois niveaux utilise comme Compensateur statique d'énergie réactive". Mémoire de Magister, université d'USTO, 2000.
- [34] Stephane Gerbex. , "Méta heuristiques Appliquées Au Placement Optimal De Dispositifs Facts Dans Un Réseau Electrique ".Thèse de doctorat N° 2742 (2003) EPFL.
- [35] 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.
- [36] 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.

[37] PASSELERGUE Jean-Christophe, « Interactions Des Dispositifs FACTS Dans Les Grands Réseaux Electriques », Thèse De Doctorat, Institut National Polytechnique De Grenoble, Novembre 1998.

[38] PADIYAR .K.R, « Investigation On Strong Résonance In Multimachine Power Systems With STATCOM Supplementary Modulation Controller », Institute Of Electrical And Electronics Engineering Transaction On Power Systems, vol.21, N°2, May 2006.

[39] SOOD V.K., "Position Paper on FACTS Technology", Hydro-Québec, Institut de Recherche d'Hydro-Québec, Projet ST-460, Mars 1995.

[40] Abdelaali ALIBI, « Contrôle des Réseaux Electriques par les Systèmes FACTS: (Flexible AC Transmission Systemes) », Mémoire de Magister Soutenu au département d'électrotechnique Université de Batna, 2009.

[41] AMARI Abderrahmane, « Étude de l'impact d'un dispositif STATCOM sur la performance d'une liaison HVDC alimentant un faible réseau alternatif », Thèse de Doctorat, Université de Sidi Bel-Abbes, 2019.

[42] Mezaache Mohamed, "Analyse et traitement de la qualité d'énergie électrique en utilisant des dispositifs de contrôle des réseaux électriques à UPFC dans le cas de stabilité de la tension ", mémoire de magister, option réseaux électriques, université de Batna, soutenu le 24/11/2011.

[43] Haimour Rachida, " Contrôle des puissances réactives et des tensions par les dispositifs FACTS dans un réseau électrique ", mémoire de magister en électrotechnique, option identification modélisation et commande numérique des processus, école normale supérieure de l'enseignement technologique d'Oran, année universitaire 2008-2009.

[44] EDF, Tractebel. « Euro stag - Manuel Théorique », 2000.

[45] Besanger Y. « Vers L'amélioration De La Sécurité Des Réseaux Electriques De Puissance » Habilitation a Diriger des Recherches de l'Institut National Polytechnique de Grenoble 04 Décembre 2006.

[46] FETHI Boussadia, « Optimisation De La Sécurité Des Réseaux Electriques De Puissance Par Des Systèmes De Transmission Flexible En Courant Alternatif FACTS », Thèse De Doctorat, Université Ferhat Abbas, Sétif 1, 18/04/ 2019.

- [47] LU Wei « Le délestage optimal pour la prévention des grandes pannes d'électricité »
Docteur De L'institut Polytechnique De Grenoble le 6 Juillet 2009
- [48] T. Gönen, « Electric Power System Engineering: Analysis and Design », John Wiley & Sons, 1988.
- [49] Brogan W.L., et al., Control Systems, The Electric Engineering Handbook, CRC Press LLC, Boca Raton, 2000.
- [50] E.S. Gholipour, « Apport de l'UPFC à L'amélioration De La Stabilité Transitoire Des Réseaux Electriques », Thèse de Doctorat, Université Henri Poincaré, Nancy-I, France, 2004.
- [51] Enrique Acha, Claudio R. Fuerte-Esquivel, Hugo Ambriz-Pérez, César Angeles-Camacho, " FACTS Modelling and Simulation in Power Networks", John Wiley & Sons Ltd, 2004.
- [52] E.Acha, V.G. Agelidis, O. Anaya-Lara, T.J.E. Miller, "Power electronic control in electrical systems", Newnes 2002.
- [53] L.Gyugyi "Solid-state Control of AC Power Transmission" EPRI F ACTS Conference , Workshop, Cincinatti, novembre 1990.
- [54] R.Caldon, A.Mari, A.Paolucci, R.Turri "Sensitivity Analysis Control Characteristics with Respect to Network Configuration and Requirements" IEEE/KTH Stocholm Power Tech Conference, Stockholm, 18-22 juin 1995.
- [55] SAMI Ammari, « Interaction Des Dispositifs FACTS Avec Les Charges Dynamique Dans Les Réseaux De Transport Et D'interconnexion », Thèse De Doctorat, Institut National Polytechnique De Grenoble, 2000.
- [56] BEN Hakkoum, MED Abdelilah, LEGOUGUI Ali, « Compensation De L'énergie Réactive D'un Réseau IEEE Par Système FACTS », Mémoire De Master, Université Kasdi Merbah, Ourgla, 31/05/ 2016.
- [57] Grunbaum .R, Sannino .A, and Wahlberg .C, « Use Of Facts For Enhanced Flexibility And Ef-Ficiency In Power Transmission And Distribution Grids », Inproc. Of World Energy Congress, Montreal, 2010..