

الجمهورية الجزائرية الديمقراطية الشعبية
République Algérienne Démocratique et Populaire
وزارة التعليم العالي و البحث العلمي
Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la
Recherche Scientifique
جامعة حسيبة بن بوعلي
Université Hassiba Ben Bouali Chlef
Faculté des Sciences & Sciences de l'Ingénieur



Département d'électrotechnique
Option : Réseaux électrique

MEMOIRE EN VUE DE L'OBTENTION DU DIPLOME DE MAGISTER

PRESENTE PAR
Melle BOUTABA Samia
Ingénieur d'Etat en Electrotechnique
SUJET DU MEMOIRE

**Amélioration de la stabilité d'un réseau
électrique par l'utilisation d'un ASVC**

Soutenu publiquement le 09/06/2009 devant le jury composé de:

Pr M. Benarous	professeur, Université de Chlef	PRESIDENT
Pr B. Belmadani	Professeur, Université de Chlef	ENCADREUR
Mr A. Zegaoui	Maitre assistant A, Université de Chlef	CO-ENCADREUR
Dr A. Smaili	Maitre de conférences A, U. de Tiaret	EXAMINATEUR
Dr T. Allaoui	Maitre de conférences B, U. de Tiaret	EXAMINATEUR

REMERCIEMENT

*Je tiens à remercier mon promoteur **Mr B. Belmadani** de m'avoir guidé pour mener ce modeste travail.*

*J'exprime mes vifs remerciements à mon co-promoteur **Mr A.Zegaoui** pour ces orientations éclairées, ses conseils constructifs et son aide précieuse.*

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

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

*Mon respect à **Mr. M. Benarous** pour m'avoir fait l'honneur de présider le jury. Je remercie également Messieurs **T. Allaoui, A. Smailli**, pour l'intérêt qu'ils ont manifesté envers ce mémoire en acceptant d'en être les examinateurs.*

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

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

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

SOMMAIRE

Résumé

Liste des symboles et abréviations

Liste des figures

Listes des tableaux

Introduction Générale

2

Chapitre I : profils de la tension sur le réseau et techniques d'amélioration de la stabilité.

I.1	Introduction	5
I.2	Qualité de la tension	5
I.3	Dégradation de la qualité de la tension	6
I.3.1	Variation ou fluctuation de la fréquence	6
I.3.2	Fluctuation de tension (flicker)	7
I.3.3	Creux de tension	7
I.3.4	Interruption courte ou coupure brève	8
I.3.5	Bosses de tension	8
I.3.6	Chutes de tension	8
I.3.7	Tension et/ou courant transitoire	10
I.3.8	Déséquilibre de tension	10
I.3.9	Perturbations harmonique et interharmoniques	11
I.4	Stabilité des réseaux électriques	11
I.4.1	Limite de stabilité en régime permanent	12
I.4.2	Stabilité dynamique	12
I.4.3	Stabilité transitoire	13
I.5	Instabilité de la tension	13
I.5.1	Causes de l'instabilité de la tension	13
I.5.2	Importance et incidents	14
I.5.3	Facteurs d'influence liés à la stabilité de la tension	16

I.6	Relation entre la stabilité et la compensation d'énergie réactive	16
I.7	Différentes méthodes d'amélioration de la stabilité d'un réseau électrique	18
I.7.1	Compensations traditionnelles	18
I.7.2	Les dispositifs FACTS	20
I.7.2.1	Classifications des dispositifs FACTS	20
I.7.2.2	Dispositifs FACTS shunt	21
I.4.2.3	Dispositifs FACTS série	26
I.4.2.4	Dispositifs FACTS combinés	28
I.8	Conclusion	31

Chapitre II : L'impact du défaut sur un réseau électrique.

II.1	Introduction	33
II.2	Modélisation des éléments du réseau électrique	33
II.2.1	Modélisation de la machine synchrone	33
II.2.2	Modélisation de la ligne, du transformateur et de la charge	36
II.3	Simulation du réseau sain	38
II.4	Etude et simulation du défaut	40
II.4.1	Défaut symétrique	41
II.4.1.1	Elimination rapide du défaut	41
II.4.1.2	Simulation d'un défaut symétrique rapide	42
II.4.1.3	Elimination lent du défaut	45
II.4.1.4	Simulation d'un défaut symétrique lent et commentaire	45
II.4.2	Défaut asymétrique	48
II.4.2.1	Défaut monophasé	48
II.4.2.2	Défaut diphasé	50
II.5	Etude et l'influence de la charge	53
II.5.1	Calcul de la charge critique	53
II.5.2	Diminution de la charge	56
II.6	L'influence de la position de court-circuit	57
II.7	Conclusion	60

Chapitre III : Etude et Modélisation du compensateur ASVC

III.1	Introduction	62
III.2	Structure de compensateur ASVC connecté au réseau triphasée	62
III.3	Principe de fonctionnement du l'ASVC	63
III.4	Circuit détaillé du ASVC	63
III.5	Modélisation du compensateur ASVC	64
III.6	Calcul des puissance active et réactive instantanées du l'ASVC	68
	III.6.1 Calcul de la puissance active	68
	III.6.2 Calcul de la puissance réactive	69
III.7	Contrôle du ASVC	69
	III.7.1 Identification des références	69
	III.7.1.1 Méthode Watt-Var découplé	70
	III.7.1.2 Méthode des puissances réelle et imaginaire instantanées	72
	III.7.2 Réglage de l'ASVC par le contrôleur PI	74
III.8	Commande de l'onduleur	77
	III.8.1 Commande par hystérésis	77
	III.8.2 Commande par MLI	77
	III.8.3 Résultats de simulation du l'ASVC avec régulateur PI	80
III.9	Conclusion	85

Chapitre IV : Simulation et analyse des résultats

IV.1	Introduction	87
IV.2	Description du réseau étudié	87
IV.3	Amélioration de la stabilité d'un réseau électrique	89
	IV.3.1 Amélioration de la stabilité par régulateur classique	89
	IV.3.1.1 Régulation de tension	89
	IV.3.1.2 Régulation de vitesse	91
	IV.3.1.3 Résultats des simulations et commentaires	92

IV.3.2 Amélioration de la stabilité d'un réseau par ASVC	94
IV.3.2.1 Résultats des simulations et commentaires	94
IV.4 Conclusion	97
Conclusion Générale	99
Annexe A : transformation de Park	102
Annexe B : Calcul du courant de défaut	105
BIBLIOGRAPHIE	110

Liste des figures

Chapitre I

Figure I.1 : Variation rapide de la tension

Figure I.2: Creux de tension

Figure I.3: Cas d'une consommation alimentée par une ligne depuis une centrale

Figure I.4: Cas d'une forte consommation alimentée par une ligne depuis une centrale

Figure I.5: Cas d'une consommation répartie avec plusieurs centrales

Figure I.6: Exemple de cas de surtensions transitoires.

Figure I.7: Déséquilibre de tension

Figure I.8: Distorsion provoquée par un seul harmonique ($h=5$)

Figure I.9: modèle considéré

Figure I.10: schéma d'un SVC

Figure I.11: caractéristique d'un SVC

Figure I.12: Modèle de représentation du ASVC

Figure I.13: caractéristique V-I du ASVC

Figure I.14: Structure du TCSC

Figure I.15: Structure du TSSC

Figure I.16: Structure du TCSR

Figure I.17: schéma de base de SSSC

Figure I.18: schéma de principe de l'UPFC.

Chapitre II

Figure II.19: Schéma du contrôleur de transit de puissance entre lignes

Figure II.1: Représentation simplifiée d'une machine synchrone

Figure II.2: schéma simplifié d'une ligne

Figure II.3: modèle du transformateur

Figure II.4: Schéma global de réseau étudié

Figure II.5 : Courants côté générateur

Figure II.6 : Tension aux bornes du générateur

Figure II.7 : Puissance côté générateur

Figure II.8 : Angle de charge du générateur

Figure II.9: schéma d'un générateur connecté au réseau

Figure II.11: Schéma global de réseau étudié

Figure II.12 : Courants de défaut

Figure II.13 : Courants côté générateur

Figure II.14 : Tension aux bornes du générateur

Figure II.15 : Puissance côté générateur

Figure II.16: Angle de charge du générateur

Figure II.17: Courants de défaut

Figure II.18 : Courants côté générateur

Figure II.19: Tension aux bornes du générateur

Figure II.23: Puissance injectée par le générateur dans les cas différents

Figure II.24 : Courants de défaut

Figure II.25 : Courants côté générateur

Figure II.26 : Tension aux bornes du générateur

Figure II.27 : Puissance côté générateur

Figure II.28 : Angle de charge du générateur

Figure II.32 : Tension aux bornes du générateur

Figure II.33 : Puissance côté générateur

Figure II.35: Variation de puissance du générateur en fonction de l'angle interne

Figure II.36 : Variation de l'angle pour les cas stable et instable

Figure II.39 : Angle de charge du générateur

Figure II.40 : Tension aux bornes du générateur

Figure II.42 : Angle de charge du générateur

Figure II.43: Schéma global de réseau étudié en considérant un défaut à α Km

Figure II.44: Variation de la puissance injectée par le générateur en fonction du lieu de court-circuit

Figure II.45 : résultats de simulations.

Chapitre III

Figure III.1: Circuit équivalent du l'ASVC

Figure III.2: Diagramme de phase pour le mode capacitif et inductif

Figure III.3: Circuit équivalent du l'ASVC

Figure III.4 calcul du courant en quadrature dans le repère dq

Figure III.5 : Schéma bloc de la méthode Watt-Var

Figure III.6: Schéma global du contrôle par la méthode Watt-Var découplé

Figure III.7: Identification des courants de référence

Figure III.12: Contrôle de courant par hystérésis

Figure III.13 : Contrôle de courant par MLI

Figure III.15 résultats de simulations

Chapitre IV

Figure IV-1: Réseau étudié

Figure IV.2: L'effet du Régulateur de tension du générateur

Figure IV.3 : Schéma de la régulation de tension type IEEE

Figure IV.4 : Schéma du régulateur de vitesse

Figure IV.5 : résultats de simulations.

Liste des tableaux

Tableau III.1: Incidents suivis d'un effondrement

Tableau III.2: Incidents non suivis d'un effondrement

Tableau II-1 : réactance shunt pour différent type de court-circuit

Liste des symboles et abréviations

TCR: Thyristor Controlled Reactor.

TSC: Thyristor Switched Capacitor.

SVC: Static Var Compensator.

ASVC: Advanced Static Var compensator.

TCSC: Thyristor Controlled Series Capacitor.

TSSC: Thyristor Switched Series Capacitor.

TCSR: Thyristor Controlled Series Reactor

SSSC: Static Synchronous Series Compensator.

UPFC: Unified Power Flow Controller.

IPFC: Interline Power Flow Controller.

MLI: Modulation de Largeur d'Impulsion.

PI : contrôleur Proportionnel Intégral.

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

V_s : Tension aux bornes de la machine.

I_s : courant de la machine.

r_a : Résistance statorique de la machine.

X'_d : Réactance transitoire de la machine.

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

T'_{do} : constante de temps à circuit ouvert en régime transitoire suivant l'axe d.

T'_{qo} : constante de temps à circuit ouvert en régime transitoire suivant l'axe q.

D : Coefficient de l'amortissement du générateur.

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

P_{ck} : puissance active injectée au nœud i.

Q_{ck} : puissance réactive injectée au nœud i.

V_{ck} : module de la tension au nœud i .

i_a : Courants de la phase A

i_b : Courants de la phase B.

i_c : Courants de la phase C

V_{sa} : tension de la source correspondante à la phase A.

V_{sb} : tension de la source correspondante à la phase B.

V_{sc} : tension de la source correspondante à la phase C.

V_{oa} : la tension de sortie de l'onduleur correspondante à la phase A.

V_{ob} : tension de sortie de l'onduleur correspondante à la phase B.

V_{oc} : tension de sortie de l'onduleur correspondante à la phase C.

I_{dc} : Courant du côté continu.

r_{im} : résistance de la ligne

x_{im} : réactance de la ligne

$y_{im}/2$: admittance shunt de la ligne.

r_{imt} : résistance du transformateurs placé entre les nœuds i et m .

x_{imt} : réactance du transformateur placé entre les nœuds i et m .

Y_{ck} : admittance de la charge au nœud i .

R_s : résistance représente les pertes actives du transformateur et de l'onduleur.

L_s : inductance de fuite par phase du transformateur.

C : la capacité du condensateur.

Introduction générale

L'évolution des réseaux électriques fut marquée, durant les dernières années, par de nouvelles stratégies de conception, d'exploitation et de contrôle. En effet, la solution adoptée, par les plupart des pays, pour faire face au problème de croissance rapide de la demande d'énergie électrique se résume dans les points suivants : La mise en service de nouvelles centrales plus puissantes, Le maillage de plus en plus de réseau de transport et de distribution, L'échange d'énergie entre pays par l'interconnexions internationales et même intercontinentales.

Cette complexité de structure, à la base des problèmes actuels rencontrés dans la conduite en ligne et essentiellement l'affaiblissement de la capacité des réseaux à garder la stabilité suite à un défaut, a favorise l'appel des moyens de contrôle.

Jusqu'à la fin des années 1980, les seuls moyens permettant de remplir ces fonctions étaient des dispositifs électromécaniques : les transformateurs-déphaseurs à réglage en charge pour le contrôle de la puissance active ; les bobines d'inductance et les condensateurs commutés par disjoncteurs pour le maintien de la tension et la gestion du réactif. Toutefois, des problèmes d'usure ainsi que leur relative lenteur ne permet pas d'actionner ces dispositifs plus de quelques fois par jour ; ils sont par conséquent difficilement utilisables pour un contrôle continu des flux de puissance. Une autre technique de réglage des transits de puissances actives et réactive utilisant l'électronique de puissance a fait ses preuves.

Aujourd'hui, grâce à l'amélioration des performances de l'électronique de puissance, on voit apparaître de nouveaux équipements connus sous l'appellation FACTS (Flexible Alternative Current Transmission System) qui permettent d'améliorer la stabilité des réseaux électriques et accroître la puissance de transport des lignes. Le développement récent des dispositifs FACTS ouvre de nouvelles perspectives pour une exploitation plus efficace des réseaux électriques par action continue et rapide sur les différents paramètres du réseau (tension, déphasage, impédance). Ainsi, les transits de puissance seront mieux contrôler et les tensions mieux tenus, ce qui permettra d'augmenter les marges de stabilité ou de tendre vers les limites thermiques des lignes.

La recherche rapportée dans ce mémoire est motivée par le souci de perfectionner le contrôle de la tension dans un réseau électrique perturbé au moyen de dispositifs FACTS, comme celle comportant un onduleur placé en parallèle avec le réseau, tel que le compensateur statique de puissance réactive de type avancé (acronyme anglais de « Advanced Static Var Compensator ASVC »).

Le compensateur statique ASVC est un dispositif qui sert à maintenir la tension en régime permanent et en régime transitoire à l'intérieur de limites désirées. L'ASVC injecte ou absorbe de la puissance réactive dans la barre où il est branché de manière à satisfaire la demande de puissance réactive de la charge.

Le sujet de ce mémoire concerne, en particulier à l'amélioration de la stabilité d'un réseau électrique au moyen du dispositifs ASVC (Advanced Static Var Compensator), Pour atteindre cet objectif de recherche, ce mémoire est organisé en quatre chapitres:

Le premier chapitre présente la tenue de la tension sur les réseaux électriques. On retrouve dans ce chapitre la définition d'un réseau et sa stabilité en différents régime de fonctionnement ainsi les différentes perturbations (légères et grandes) qui gênent leur fonctionnement. On retrouve aussi une présentation générale du concept FACTS. Il dresse tout d'abord aux techniques de compensation de puissance réactive classiques et modernes et une liste des problèmes liés à l'exploitation d'un réseau électrique (contrôle de la tension) puis introduit les solutions pouvant être apportées par la technique FACTS. Une classification des différents types de FACTS est proposée et les principaux dispositifs de chaque famille sont décrits de façon plus détaillée.

Dans le deuxième chapitre, après une représentation des différents modèles des éléments constituant le réseau, on a étudié l'influence des différents types du court-circuit, et de leur position par rapport à l'alternateur ainsi que l'influence de la variation de charge sur la stabilité d'un alternateur connecter à un réseau infini.

Le troisième chapitre sera consacré au développement du modèle du l'ASVC, sur leur principe de fonctionnement, le modèle mathématique, l'identification de références et les blocs de différentes commandes de base du l'ASVC y sont également expliqués.

Dans le quatrième chapitre, on a met en évidence l'efficacité du l'ASVC dans l'amélioration de la stabilité d'un réseau électrique. La simulation des modèles étudiés est faites sur le logiciel MATLAB. Puis en fait l'analyse des résultats de simulation.

Enfin, on terminera ce mémoire par une conclusion générale et à proposer des perspectives d'études futures permettant de compléter ce travail.

I.1 Introduction :

Aujourd'hui, l'exploitation des grands réseaux électriques est de plus en plus complexe du fait de l'augmentation de leur taille, de la présence de lignes d'interconnexion très longues, de l'adoption de nouvelles techniques, de contraintes économiques, politiques et écologiques. Ces facteurs obligent les opérateurs à exploiter ces réseaux près de la limite de stabilité et de sécurité. Les situations des pays à forte consommation augmentent encore les risques d'apparition du phénomène d'instabilité. Pour éviter ce phénomène, l'étude de stabilité de tension est proposée dans ce chapitre. Cette étude est un outil très important pour déterminer la possibilité de transfert de puissance électrique le long de ligne sans problème. [1]

La gestion du réseau électrique ne consiste pas seulement à faire en sorte que les transits de puissance soient inférieurs aux capacités de transport du réseau. Il faut également surveiller plusieurs paramètres techniques, *dont le niveau de tension*: la tension électrique doit rester dans une plage autorisée en tout point du réseau, dans toutes les situations de production et de consommation prévisibles. En effet, la tension peut localement être dégradée, par exemple les jours de forte consommation, dans ce cas, les transits à travers les lignes du réseau sont importants, ce qui provoque une chute de tension dans ces lignes.

Comme tout générateur d'énergie électrique, un réseau de puissance fournit de l'énergie aux appareils utilisateurs par l'intermédiaire des tensions qu'ils maintient à leurs bornes. Il est évident que la qualité et la continuité de la tension est devenue un sujet stratégique pour plusieurs raisons concernant l'exploitation des réseaux électriques. [2]

I.2 Qualité de la tension :

La qualité d'énergie ou de la tension est le concept d'efficacité de classer les équipements sensibles d'une manière qui convient à l'opération de l'équipement.

Pour rappel, la tension possède quatre caractéristiques principales : fréquence, amplitude, forme d'onde et symétrie. [2]

Le maintien de ce niveau de qualité est la responsabilité commune de tous les gestionnaires de réseaux concernés (zones de réglage), qui doivent participer aux réglages primaire et secondaire de la fréquence.

Le gestionnaire de réseau doit maintenir l'amplitude de la tension dans un intervalle de l'ordre de 10 % autour de sa valeur nominale. Cependant, même avec une régulation parfaite, plusieurs types de perturbations peuvent dégrader la qualité de la tension :

- les creux de tension et coupures brèves.
- les variations rapides de tension (flicker).
- les surtensions temporaires ou transitoires.

Les deux premières catégories posent les problèmes les plus fréquents (plus grande difficulté de s'en protéger) [2] [3].

I.3 Dégradation de la qualité de la tension: [2]

Les perturbations dégradant la qualité de la tension peuvent résulter de :

- Défauts dans le réseau électrique ou dans les installations des clients : court-circuit dans un poste, dans une ligne aérienne, dans un câble souterrain, etc., ces défauts pouvant résulter de causes atmosphériques (foudre, givre, tempête...), matérielles (vieillessement d'isolants...) ou humaines (fausses manoeuvres, travaux de tiers...) [4];

- Installations perturbatrices : fours à arc, soudeuses, variateurs de vitesse et toutes applications de l'électronique de puissance, téléviseurs, éclairage fluorescent, démarrage ou commutation d'appareils, etc....

Les principaux phénomènes pouvant affecter la qualité de la tension - lorsque celle-ci est présente - sont brièvement décrits ci-après.

I.3.1 Variation ou fluctuation de la fréquence :

Les fluctuations de fréquence sont observées le plus souvent sur des réseaux non interconnectés ou des réseaux sur groupe électrogène. Dans des conditions normales d'exploitation, la valeur moyenne de la fréquence fondamentale doit être comprise dans l'intervalle 50 Hz $\pm 1\%$.

I.3.2 Fluctuation de tension (flicker) :

Des variations rapides de tension, répétitives ou aléatoires (figure I.1), sont provoquées par des variations rapides de puissance absorbée ou produite par des installations telles que les soudeuses, fours à arc, éoliennes, etc [2] [5].

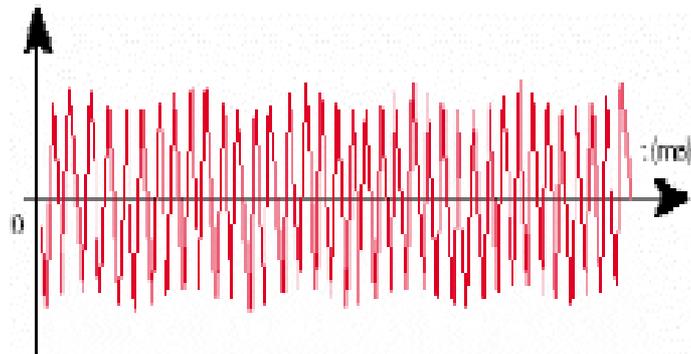


Figure I.1 : Variation rapide de la tension.

Ces fluctuations de tension peuvent provoquer un papillotement de l'éclairage (flicker), gênant pour la clientèle, même si les variations individuelles ne dépassent pas quelques dixièmes de pour-cent. Les autres applications de l'électricité ne sont normalement pas affectées par ces phénomènes, tant que l'amplitude des variations reste inférieure à quelque 10 %.

I.3.3 Creux de tension :

Les creux de tension sont produits par des courts-circuits survenant dans le réseau général ou dans les installations de la clientèle (figure I.2). Seules les chutes de tension supérieures à 10 % sont considérées ici (les amplitudes inférieures rentrent dans la catégorie des «fluctuations de tension»). Leur durée peut aller de 10 ms à plusieurs secondes, en fonction de la localisation du court-circuit et du fonctionnement des organes de protection (les défauts sont normalement éliminés en 0.1-0.2 s en HT, 0.2 s à quelques secondes en MT). [5]

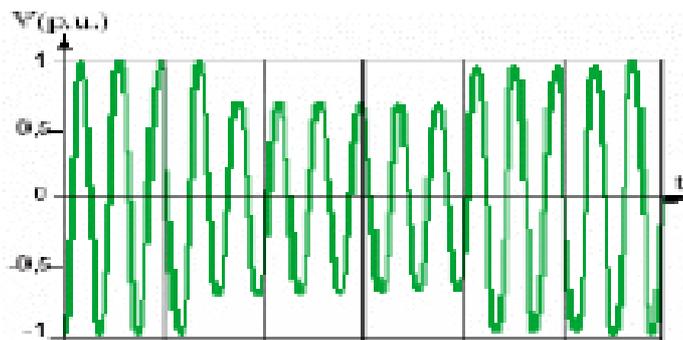


Figure I.2: Creux de tension

Ils sont caractérisés par leurs: amplitude et durée et peuvent être monophasés ou triphasés selon le nombre de phases concerné.

Les creux de tension peuvent provoquer le déclenchement d'équipements, lorsque leur profondeur et leur durée excèdent certaines limites (dépendant de la sensibilité particulière des charges). Les conséquences peuvent être extrêmement coûteuses (temps de redémarrage se chiffrant en heures, voire en jours ; pertes de données informatiques ; dégâts aux produits, voire aux équipements de production...).

I.3.4 Interruption courte ou coupure brève :

L'interruption courte est la perte complète ou la disparition de la tension d'alimentation pendant une période de temps de 1/2 cycle jusqu'à 3 s. Elle se produit quand la tension d'alimentation ou le courant de charge diminue à moins de 0.1 p.u [3].

Le dégagement du défaut de tension et les coupures brèves sont principalement produits par les courts-circuits imputables aux incidents naturels du réseau et aux manoeuvres d'organes de protection éliminant ces défauts. Ils sont également la conséquence d'appel de puissances importantes lors de la mise en service de certaines charges du réseau.

I.3.5 Bosses de tension :

La bosse de tension est une augmentation de la tension au dessus de la tension nominale 1.1 p.u pour une durée de 0.5 cycle à 60 s. Elle est caractérisée par son amplitude et sa durée. Elle peut causer l'échauffement et la destruction des composants.

I.3.6 Chutes de tension :

Lorsque le transit dans une ligne électrique est assez important, la circulation du courant dans la ligne provoque une chute de la tension (figure I.3). La tension est alors plus basse en bout de ligne qu'en son origine, et plus la ligne est chargée en transit de puissance, plus la chute de tension sera importante.

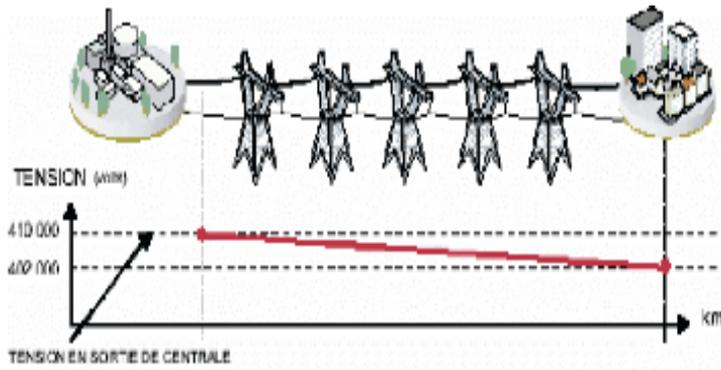


Figure I.3: Cas d'une consommation alimentée par une ligne depuis une centrale

Si la consommation double, la chute de tension double.

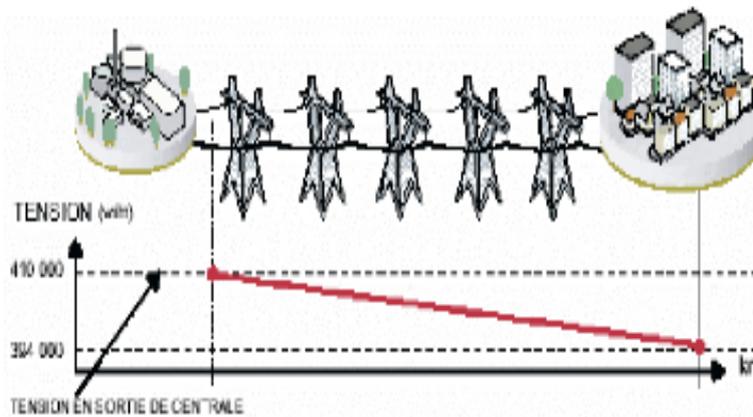


Figure I.4: Cas d'une forte consommation alimentée par une ligne depuis une centrale

Un réseau dans lequel la consommation est éloignée de la production, présentera un profil de tension différent de celui d'un réseau dans lequel production et consommation sont uniformément réparties (figure I.5). Chaque centrale impose la tension à sa sortie, et la tension évolue dans le réseau en fonction de la consommation alimentée.

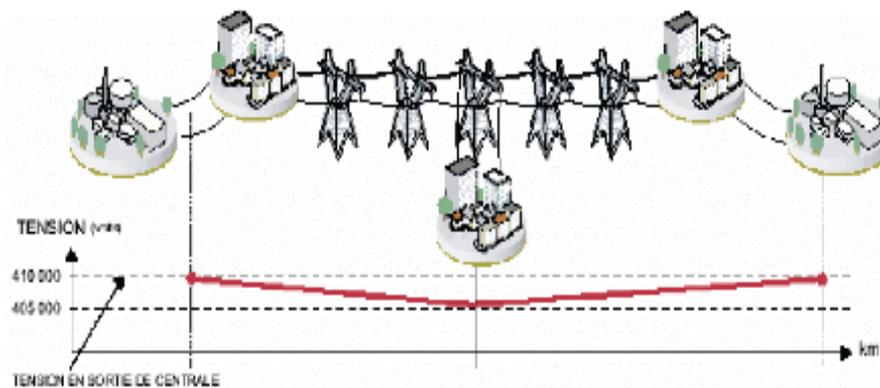


Figure I.5: Cas d'une consommation répartie avec plusieurs centrales

C'est pourquoi dans les réseaux maillés THT, la tension est différente suivant l'endroit où l'on se trouve. A la pointe de consommation, la tension est forte aux noeuds du réseau où les centrales débitent, et relativement basse aux points de consommation éloignés des centrales.

Figures (I.3) (I.4) (I.5) sont valables pour un instant donné, à un niveau de consommation donné. Lorsque la consommation varie au cours du temps, la tension évolue, baissant lorsque la consommation augmente, remontant lorsque la consommation diminue. Le fait que la tension ne soit pas identique en tout point du réseau est normal. Cette différence est compensée par des réglages de tension réalisés dans les postes de transformation. Cela permet de garantir que la tension reste dans la plage admissible en tout point de livraison.

I.3.7 Tension et/ou courant transitoire :

Les surtensions transitoires illustrés sur la figure (I.6) sont des phénomènes brefs, dans leur durée et aléatoires dans leur apparition. Elle sont considérées comme étant des dépassements d'amplitude du niveau normal de la tension fondamentale à la fréquence 50Hz ou 60Hz pendant une durée inférieure à une seconde [2] [20]. Quelques équipements tels que les dispositifs électroniques sont sensibles aux courants/tensions transitoires.

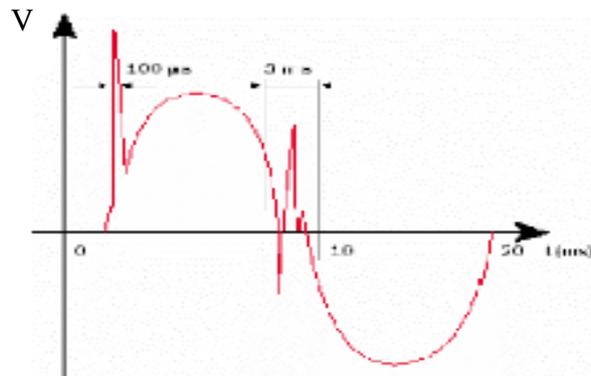


Figure I.6: Exemple de cas de surtensions transitoires.

I.3.8 Déséquilibre de tension :

Un récepteur électrique triphasé, qui n'est pas équilibré et que l'on alimente par un réseau triphasé équilibré conduit à des déséquilibres de tension dus à la circulation de courants non équilibrés dans les impédances du réseau (figure I.7). Ceci est fréquent pour les

récepteurs monophasés basse tension. Mais cela peut également être engendré, à des tensions plus élevées, par des machines à souder, des fours à arc ou par la traction ferroviaire [20].

Un système triphasé est déséquilibré lorsque les trois tensions ne sont pas égales en amplitude et/ou ne sont pas déphasées les unes des autres de 120° .

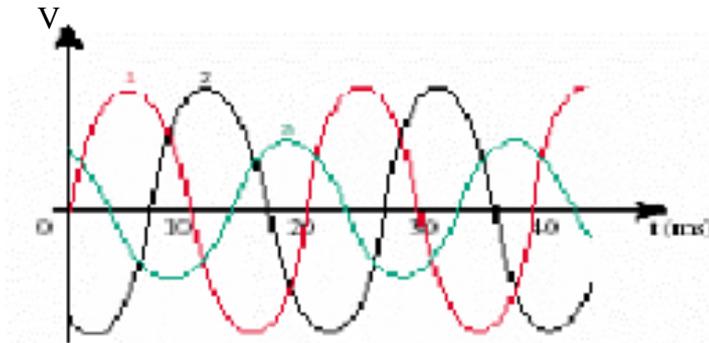


Figure I.7: Déséquilibre de tension

I.3.9 Perturbations harmonique et interharmoniques :

On entend par harmonique, toute perturbation non transitoire affectant la forme d'onde de tension du réseau électrique [2]. Les harmoniques sont des composantes dont la fréquence est un multiple de la fréquence fondamentale (figure I.8), qui provoquent une distorsion de l'onde sinusoïdale [7]. Ils sont principalement dus à des installations non linéaires telles que les convertisseurs ou les gradateurs électroniques, les fours à arc, etc.

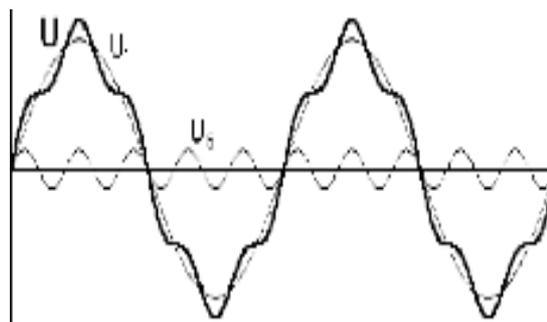


Figure I.8: Distorsion provoquée par un seul harmonique ($h=5$)

Des niveaux élevés d'harmoniques peuvent causer un échauffement excessif de certains équipements, par exemple de condensateurs ou de machines tournantes, et peuvent perturber le fonctionnement de systèmes électroniques [7] [8].

I.4 Stabilité des réseaux électrique :

Un système est stable s'il a tendance à continuer à fonctionner dans son mode normal (celui pour lequel il a été conçu) en régime permanent et s'il a tendance à revenir à son mode de fonctionnement à la suite d'une perturbation [11]. Une perturbation sur un réseau peut être une manoeuvre prévue, comme l'enclenchement d'une inductance shunt, ou non prévue comme un court-circuit causé par la foudre entre une phase et la terre par exemple. Lors de la perturbation, l'amplitude de la tension aux différentes barres du réseau peut varier ainsi que la fréquence. La variation de la fréquence est due aux variations de la vitesse des rotors des alternateurs. Un réseau d'énergie électrique est stable s'il est capable, en régime permanent à la suite d'une perturbation, de fournir la puissance qu'exigent les consommateurs tout en maintenant constantes et près des valeurs nominales de la fréquence, donc la vitesse de rotation des alternateurs, et l'amplitude de la tension aux différents barres du réseau.

On définit trois types de stabilité: [11] [12]

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

I.4.1 Limite de stabilité en régime permanent [13] :

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

bonne marge de manoeuvre en cas de perturbations, les alternateurs et les lignes sont conçus de façon à opérer, en régime permanent nominal, à un niveau de puissance inférieur à cette limite de stabilité en régime permanent.

I.4.2 Stabilité dynamique :

Si une perturbation mineure est effectuée sur le réseau, à partir d'un régime permanent stable, et que le réseau retrouve son mode de fonctionnement normal en régime permanent, le réseau est dit dynamiquement stable [11]. Pour un réseau d'énergie électrique, on entend par perturbation mineure des manoeuvres ou des opérations normales sur le réseau, comme l'enclenchement d'une inductance shunt, ou des variations mineures de la charge.

I.4.3 Stabilité transitoire :

Lorsqu'il y a 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 alternateurs [11] [12].

Si on prend en compte ces diverses définitions et les différentes perturbations sur le réseau, on comprend que la stabilité dynamique et la stabilité transitoire sont intimement reliées au niveau de stabilité en régime permanent. En effet, le niveau de stabilité en régime permanent doit être le plus élevée possible; lors d'une perturbation sur le réseau, un court-circuit de quelques cycles par exemple, l'appel de puissance durant la perturbation et lors des instants qui suivent l'élimination du défaut ne doit pas atteindre la limite de stabilité en régime permanent sinon le synchronisme risque d'être perdu. Dans ce cas, le réseau sera transitoirement instable. Plus la limite de stabilité en régime permanent est élevée, plus la stabilité dynamique et la stabilité transitoire est accrue. Une limite de stabilité en régime permanent la plus élevée possible permet également de continuer à alimenter la charge lorsqu'un équipement majeur, comme alternateur [13], devient hors service.

I.5 Instabilité de la tension :

On définit la stabilité de la tension comme la capacité de maintenir une tension de barre constamment acceptable à chaque noeud du réseau, dans des conditions normales de fonctionnement, après avoir subi une perturbation [14] [15]. L'état du réseau est dit instable en tension lorsqu'une perturbation, un accroissement de la charge ou une modification de la condition du réseau entraîne une chute de tension progressive et incontrôlable de la tension, aboutissent en un effondrement généralisé de la tension.

I.5.1 Causes de l'instabilité de la tension :

Le phénomène de l'instabilité de la tension est attribuable à l'exploitation du réseau à sa limite de puissance transmissible maximale, à l'insuffisance de dispositifs de compensation de la puissance réactive. Les principaux facteurs qui contribuent à un effondrement de la tension sont la limite de puissance réactive des génératrices, les limites de réglage de la tension, les caractéristiques de la charge ainsi que les caractéristiques et les actions des dispositifs de compensation de la puissance réactive [10] [14] [15].

I.5.2 Importance et incidents :

Bien que les problèmes associés à la stabilité de la tension ne soient pas nouveaux pour le fournisseur d'électricité, ils suscitent actuellement beaucoup d'intérêt et une attention spéciale dans plusieurs grands réseaux. Au début, le problème de la stabilité de la tension était associé à un réseau faible et isolé, mais cette question est actuellement devenue source de problèmes dans les réseaux bien développés en raison de l'accroissement de la charge. Des instabilités et effondrements de la tension sont survenus à plusieurs reprises dans des réseaux importants à travers le monde au cours des dernières années.

Les tableaux I.1 et I.2 [15] présentent respectivement une liste des incidents qui ont provoqué un effondrement de la tension et de creux qui n'ont pas été suivis d'un effondrement.

Certains des incidents mentionnés sont complexes et mettent en cause d'autres phénomènes qui créent l'instabilité de la tension, par exemple la perte d'une génératrice, la limitation du courant inducteur, le déclenchement d'un transformateur, la perte d'un transformateur, la perte de circuits ou un accroissement excessif de la demande.

Tableau I.1: Incidents suivis d'un effondrement [15]		
date	lieu	Durée
22-08-1970	Japon	30 minutes
22-09-1977	Jacksonville, Floride, É-U.	Quelques minutes
19-12-1978	France	4 heures de coupure
04-08-1982	Belgique	4.5 minutes
27-12-1983	Suède	1 minutes
12-01-1987	Ouest de la France	6-7 minutes
Été 1996	Ouest USA	Plusieurs heures
03 -02-2003	Algérie	Plus de 3 heures
31-03-2003	Iran	8 heures
28-08-2003	Ville de Londres, Angleterre	Quelques heures
23-09-2003	Suède et Danemark	Quelques heures
28-09-2003	Italie	Plus de 4 heures
18-01-2005	Arc lémanique	1 heure
25-05-2005	Moscou, Russie	5 heures de panne
Tableau I.2: Incidents non suivis d'un effondrement [15]		
date	lieu	Durée
22-09-1970	État de New York, É-U	Incertitudes pendant des heures
02-03-1979	Zealand, Denmark	15 minutes
10-08-1981	Longview, Wash, É-U	Quelques minutes
17-09-1981	Centre de l'Oregon, É-U	Quelques minutes
21-05-1983	Caroline du nord, É-U	2 minutes
11-06-1984	Nord-est des É-U	Incertitudes pendant des heures
20-05-1986	Angleterre	5 minutes
20-07-1987	Illinois et Indiana, É-U	Incertitudes pendant des heures
03-02-1990	Ouest de la France	Quelques minutes
05-07-1990	Baltimore, Wash É-U	Incertitudes pendant des heures
Nov-1990	Ouest de la France	Quelques minutes

Compte tenu de l'ampleur croissante du problème, plusieurs entreprises de service public ont mis au point des méthodes spéciales de réglage de la tension et de la puissance réactive. Électricité de France a mis en place un dispositif automatique centralisé de réglage secondaire de la tension (RST). L'ENEL (Italie) a, de la même façon, développé un dispositif régulateur automatique de la tension et de la puissance réactive utile des génératrices. La Tokyo Electric Power Company possède un dispositif de réglage adaptatif de l'alimentation en puissance réactive et a installé un nouveau système de surveillance en ligne pour assurer la sécurité de la tension.

I.5.3 Facteurs d'influence reliés à la stabilité de la tension :

L'instabilité de la tension d'un grand réseau est un problème de nature complexe. Plusieurs éléments d'un réseau contribuent à la création d'un scénario propice à une instabilité de tension. Les éléments suivants ont un impact important sur la stabilité de la tension du réseau [15]:

- les génératrices et le comportement de leurs dispositifs de réglages et de protection.
- les dispositifs à compensation shunt réglable et fixe.
- Les caractéristiques de la charge.

Parmi ces éléments qui influent sur la stabilité de la tension, on retrouve les lignes de transport d'énergie [13]. Les lignes de transport affectent considérablement les niveaux de tension en fonction de la charge. Si la charge est importante, la tension sur le réseau a tendance à être faible, par contre si la charge est faible, le niveau de tension peut en différents endroits sur le réseau, s'élever au-dessus de la tension nominale. Sur les lignes de transport non compensées, le taux de régulation de tension a donc tendance à être mauvais.

La stabilité en régime permanent est aussi influencée par la longueur des lignes de transport: plus la ligne est longue plus la limite de stabilité en régime permanent est faible. Ces deux effets néfastes des longues lignes de transport, sur le taux de régulation de la tension et sur la stabilité du réseau, peuvent être diminués ou même théoriquement éliminés en utilisant des techniques de réglage de la tension incluent des mesures comme la commutation par compensation shunt et le réglage de la tension des génératrices.

I.6 Relation entre la stabilité et la compensation d'énergie réactive :

Dans un réseau à courant alternatif, la puissance a deux composants : la puissance active P et la puissance réactive Q liées par le déphasage φ entre le courant et la tension :

$$S = P + jQ = VI (\cos\varphi + j\sin\varphi). \quad (I.2)$$

Seule la puissance active reçue par la charge peut être transformée en énergie mécanique, thermique et électrique.

Quant à la puissance réactive, elle sert à l'aimantation des circuits magnétiques des machines électriques (transformateurs, moteurs) et de certains dispositifs tels que les lampes fluorescentes.

On considère deux nœuds connectés par une impédance Z ($X \gg R$), l'un comme générateur d'une tension V_s et une angle de phase δ et l'autre comme un nœud de puissance infinie d'une tension V_R et un angle de phase fixé à 0° .

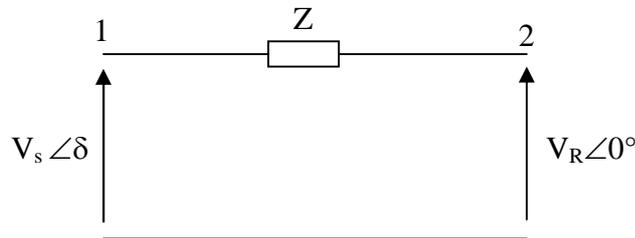


Figure I.9: modèle considéré

Les expressions de puissances active et réactive sont données par :

$$P = \frac{|V_s| |V_R|}{X} \sin \delta \quad (I.3)$$

$$Q = \frac{|V_s| |V_R|}{X} \cos \delta - \frac{V_R^2}{X} \quad (I.4)$$

Les paramètres sur lesquels il est possible d'agir pour contrôler l'écoulement de puissance sont :

- Les amplitudes de tensions aux extrémités de la ligne,
- L'angle de phase entre ces deux tensions,
- La réactance de la ligne de transmission.

Le transit des puissances active et réactive à travers cet élément produit des chutes de tension données par l'expression :

$$\Delta V = \frac{RP + XQ}{V} \quad (I.5)$$

En pratique un système de transmission n'est jamais autorisé à fonctionner près de sa limite de régime permanent, une certaine marge doit être prévue dans la réserve de puissance afin que le système supporter les perturbations telles que les variations de charge, les défauts et les manœuvres de coupure.

Les expressions (I.3) et (I.4) montrent qu'il est souhaitable d'avoir un plan de tension V (tension à chaque point du réseau) aussi élevé que possible et de réduire le transport de la puissance réactive en la produisant le plus près possible des lieux de consommation.

Les critères justifiant la compensation des lignes sont essentiellement des critères de régime permanent : maintien de la tension en régime permanent à une valeur acceptable et augmentation de la puissance transportable de façon stable. Cependant, l'utilisation simultanée de la compensation série et de la compensation shunt inductive est très importante pour avoir une qualité d'énergie transportée le long de la ligne.

I.7 Différents méthode d'amélioration de la stabilité d'un réseau électrique :

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

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

I.7.1 Compensation traditionnelles [08]:

I.7.1.1 Compensateurs synchrones :

Les compensateurs synchrones sont des machines tournantes branchées sur le tertiaire du transformateur THT/HT qui peut fournir ou absorber de l'énergie réactive sans mettre en jeu de puissance active. La fourniture de la puissance réactive est limitée par l'échauffement des enroulements et l'absorption par des problèmes de stabilité statique.

Ces machines qui sont constituées de 20 à 60 MVAR posent des problèmes de maintenance et leur installation nécessite des ouvrages de génie civil important et le coût est élevé tant en investissement qu'en exploitation. Leur emploi est de plus en plus abandonné principalement à cause de leur entretien trop onéreux.

I.7.1.2 Batteries de condensateurs :

Elles ont pour rôle de fournir une partie de l'énergie réactive fixe consommée par les charges ou le réseau. On distingue deux types de matériels :

- **Batteries de condensateurs HT :**

Ces batteries raccordées aux jeux de barres HT des postes THT/HT compensent les pertes réactives sur les réseaux HT et THT et les charges. Leur puissance est de 20 à 30 MVAR.

- **Batteries de condensateurs MT :**

Raccordées aux jeux de barres MT des postes HT/MT et THT/MT, elles compensent l'appel global de l'énergie réactive des réseaux de distribution aux réseaux de transport.

Ces batteries sont fractionnées en gradins de 2.4 ou 3 MVAR (selon la puissance du transformateur HT/MT). Chaque gradin commandé séparément est dimensionné pour limiter à 5% la variation de la tension maximale sur le jeu de barre MT au moment de la manœuvre d'un gradin.

I.7.1.3 Les inductances :

Elles sont utilisées pour compenser la puissance réactive fournie par les lignes et les réseaux de câbles souterrains en heures creuses. Elles sont raccordées soit directement au réseau, soit branchées sur les tertiaires des auto-transformateurs. Toutefois, ces inductances engendrent des harmoniques importants dont le filtrage nécessite des installations importantes où les pertes peuvent ne pas être négligeables. Compte tenu de ces problèmes, elles sont en cours de déclassement.

I.7.1.4 les PSS (Power System Stabiliser) :

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

Les moyens cités ci-dessus sont certes efficaces mais présentent tout de même certaines limitations telles que : temps de réaction élevé, et génération d'harmoniques.

Aujourd'hui des systèmes de contrôle plus sophistiqués et de nouvelles structures à base d'électronique de puissance sont de plus en plus requis.

I.7.2 les dispositifs FACTS [5] [6] [7] :

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

Avec leurs aptitudes à modifier les caractéristiques apparentes des lignes, les FACTS sont capables d'accroître la capacité du réseau dans son ensemble en contrôlant les transits de puissances. Les dispositifs FACTS ne remplacent pas la construction de nouvelles lignes. Ils sont un moyen de différer les investissements en permettant une utilisation plus efficace du réseau existant [26] [34].

I.7.2.1 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 utilisés [34] [35].

1. La première génération est basée sur les thyristors classiques. Ceux-ci sont généralement utilisés pour enclencher ou déclencher les composants afin de fournir ou absorber de la puissance réactive dans les transformateurs de réglage.
2. 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.
3. 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.

Dans notre proposition, une autre classification des contrôleurs FATCS basée sur les cinq caractéristiques indépendantes [32] [33]:

- Selon le type de Raccordement sur le réseau (Connexion) ;
- Selon le mode de Commutation ;
- Selon la Fréquences de Commutation ;
- Selon le mode de Stockage d'énergie ;
- Selon le mode de Connexion au Port DC.

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

- ✓ les dispositifs shunt connectés en parallèle dans les postes du réseau.
- ✓ Les dispositifs séries insérées en série avec les lignes de transport.
- ✓ Les dispositifs combinés série-parallèle qui recourent simultanément aux deux couplages

I.7.2.2 Dispositifs FACTS shunt :

L'objectif principal de la compensation shunt est l'accroissement de la puissance transmissible dans le réseau. Le principe consiste à fournir ou à absorber de la puissance réactive de façon à modifier les caractéristiques naturelles des lignes pour le rendre plus compatibles avec la charge [21] [23].

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

En régime transitoire, les dispositifs shunt permettent un contrôle dynamique de la tension pour l'amélioration de la stabilité transitoire et l'amortissement des oscillations de puissance et réduction des oscillations de tension (flicker) [34].

I.7.2.2.1 Compensateur shunt à base de thyristors :

➤ **TCR (Thyristor Controlled Reactor):**

Dans le TCR (ou RCT: Réactance Commandées par Thyristor), la valeur de l'inductance est continuellement changée par l'amorçage des thyristor.

➤ **TSC (Thyristor Swiched Capacitor) :**

Dans le TSC (ou CCT: Condensateur Commandés par Thyristor), les thyristor fonctionnent en pleine conduction.

➤ **SVC (Static Var Compensator) :**

L'association des dispositifs TCR, TSC, bancs de capacités fixes et filtres d'harmonique constitue le compensateur hybride, plus connu sous le nom de SVC (compensateur statique d'énergie réactive) dont le premier exemple a été installé en 1979 en Afrique du sud. La caractéristique statique est donnée sur la figure (I.10).

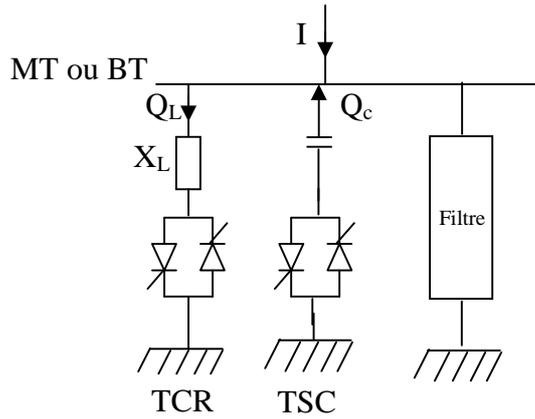


Figure I.10: schéma d'un SVC

Trois zones sont distinctes :

- une zones 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, les condensateurs sont déconnectés.

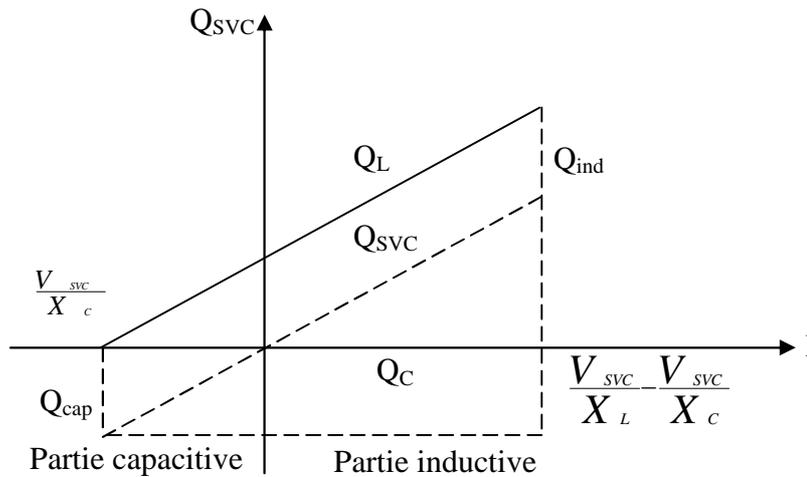


Figure I.11: caractéristique d'un SVC

Tout sont utilisés principalement pour le contrôle rapide de tension dans un réseau électrique de transport (la puissance réactive).

La puissance réactive Q_{SVC} varie entre une certaine valeur inductive Q_{ind} et une certaine valeur capacitive Q_{cap} .

Avec:

$$Q_{cap} = \frac{V_{svc}^2}{X_c} \quad (I.7)$$

On obtient la réactance X_c nécessaire pour le condensateur de la relation :

$$Q_{ind} = \frac{V_{svc}^2}{X_L} - \frac{V_{svc}^2}{X_c} \quad (I.8)$$

Les relations (I.7), (I.8) se rapportent à une phase du compensateur triphasé.

Le SVC utilise le thyristor comme composant électronique de puissance, alors que les systèmes FACTS les plus récents mettent en œuvre des convertisseurs de type source de tension avec les nouveaux composants (GTO, IGBT) commandable tant à l'allumage qu'à la coupure. Ces convertisseurs sont connus sous le nom de VSC (voltage-sourced converters).

I.7.2.2 Compensateur shunt à base de GTO thyristors:

Il s'agit du ASVC (Advanced Static Var compensator) qui a connu jusqu'à présent différentes appellations :

- STATCOM (Static Compensator).
- STATCON (STATic CONDenser).
- SVG (Static Var Generator).
- SVC light.

Le principe de ce type de compensateur est connu depuis la fin des années 70 mais ce n'est que dans les années 90 que ce type de compensateur a connues un essor important grâce aux développements des interrupteurs GTO de forte puissance. L'ASVC présente plusieurs avantages :

- bonne réponse à faible tension : l'ASVC est capable de fournir son courant nominal, même lorsque la tension est presque nulle.
- bonne réponse dynamique : Le système répond instantanément.

Du fait qu'un ASVC ne possède pas de source d'énergie autre que la petite quantité d'énergie stockée dans un condensateur C, il génère ou absorbe seulement de l'énergie réactive qui est modulée en modifiant l'amplitude de la tension synthétisée. Pour que le ASVC agisse comme une source de tension contrôlée derrière une réactance, il tend à renforcer le système et rend la tension du système moins susceptible aux variations dans la demande en énergie réactive. Par rapport au compensateur statique de puissance réactive conventionnel de type SVC, le l'ASVC présente les avantages suivants:

- L'espace nécessaire pour l'installation est réduit en raison de l'absence de bobines d'inductance et de condensateur;
- le recours à des filtres d'harmoniques n'est pas nécessaire;
- les performances en régime dynamique sont meilleures.

L'avantage de ce dispositif est de pouvoir échanger de l'énergie de nature inductive ou capacitive uniquement à l'aide d'une inductance. Contrairement au SVC, il n'y a pas d'élément capacitif qui puisse provoquer des résonances avec des éléments inductifs du réseau. La caractéristique statique de ce convertisseur est donnée par la figure (II.12).

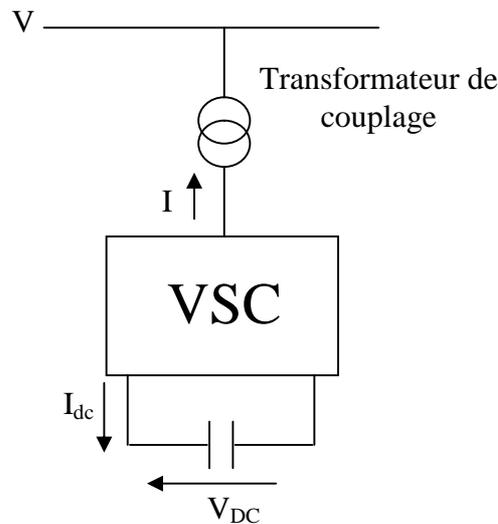


Figure I.12: Modèle de représentation du ASVC

En faisant varier l'amplitude de la tension de sortie produite, l'échange de puissance réactive entre le compensateur et le réseau peut être réglé et ceci pour réguler la tension du nœud auquel il est connecté ce qui veut dire que si l'amplitude de la tension de sortie est augmentée au delà de celle du réseau, le courant circule à travers la réactance (du transformateur de couplage) en provenance du compensateur vers le réseau et l'ASVC produit de la puissance réactive (capacitive) pour le réseau. Si l'amplitude de la tension de sortie est réduite à une valeur inférieure à celle du réseau, alors le courant réactif circule du réseau vers le ASVC et le compensateur absorbe de la puissance réactive (inductive). Si la tension de sortie est égale à celle du réseau, l'échange de puissance réactive est nul.

Le concept de base du ASVC et sa réalisation se traduisent par des caractéristiques de fonctionnement supérieures à celles du compensateur classique. La figure (I.13) montre la caractéristique (V-I) de la tension du réseau en fonction du courant réactif produit :

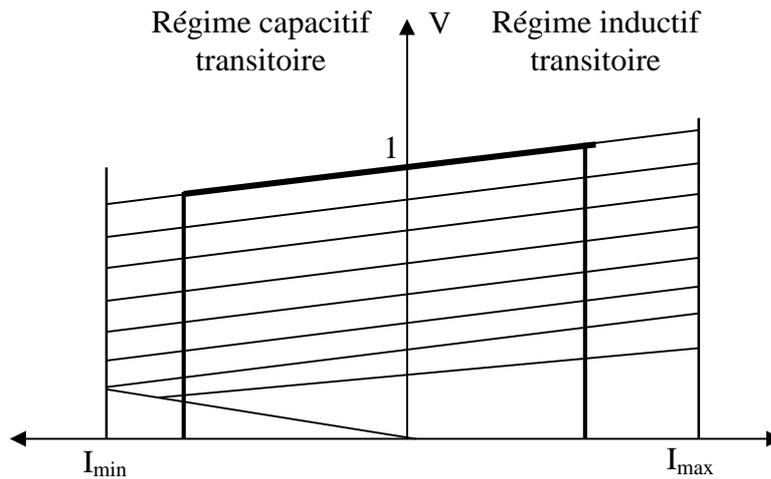


Figure I.13: caractéristique V-I du ASVC

La caractéristique linéaire ainsi que la capacité temporaire de surcharge fait du ASVC un dispositif plus robuste à cause de sa capacité de supporter la tension du système et du fait qu'il permet d'éviter la chute de tension dynamique. La caractéristique tension-courant du ASVC figure (I.13) montre la capacité du ASVC peut fonctionner à une tension très basse du système et ce aussi longtemps que le condensateur peut emmagasiner assez d'énergie pour alimenter les pertes, contrairement au SVC, qui à une sortie complètement capacitive, devient un banc de condensateur incontrôlé.

L'ASVC a aussi augmenté les performances en régimes transitoires dans les deux régions capacitive et inductive. La capacité de surcharge est de 20% pour plusieurs cycles dans les deux régions. Il est aussi utile de noter que la valeur nominale du courant transitoire inductif est un peu plus grande à cause du fait que les GTO, dans la région inductive, sont commutés naturellement et donc la quantité et la durée de cette capacité de surcharge est limitée par le courant maximum de la diode de roue libre. La valeur nominale du courant transitoire capacitive est déterminée par la capacité de blocage du courant maximal des thyristors GTO.

I.7.2.3 Dispositifs FACTS séries

Ces dispositifs sont connectés en série avec le réseau et peuvent être utilisés comme une impédance variable (inductive, capacitive) ou une source de tension variable. En générale, ces compensateurs modifient l'impédance des lignes de transport en insérant des éléments en série avec celle-ci.

I.7.2.3.1 Compensateurs séries à base de thyristors :

Les plus connus sont :

➤ **Thyristor Controlled Series Capacitor (TCSC):**

Le TCSC (Compensateur Série Contrôlé par Thyristors) est composé d'une inductance en série avec un gradateur à thyristors, le tout en parallèle avec un condensateur Figure (I.14).

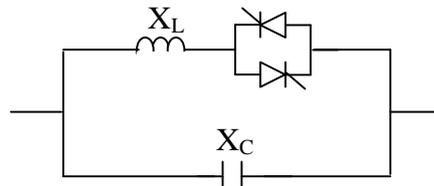


Figure I.14: Structure du TCSC

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.

➤ **Thyristor Switched Série Capacitor (TSSC) :**

La différence entre ce système et le TCSC est que l'angle d'amorçage est soit de 90° soit de 180° .

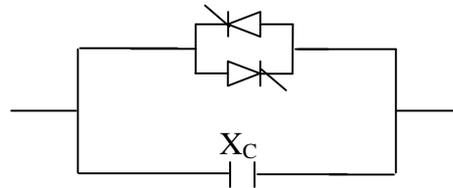


Figure I.15: Structure du TSSC

➤ **Thyristor Controlled Series Reactor (TCSR):**

TCSR est un compensateur inductif qui se compose d'une inductance en parallèle avec une autre inductance commandée par thyristor afin de fournir une réactance inductive série variable. Lorsque l'angle d'amorçage de la réactance commandé par thyristor est de 180° degrés, il cesse de conduire, et la réactance non contrôlable X_1 agit comme un limiteur de courant de défaut. Pendant que l'angle d'amorçage diminue en dessous de 180° degrés, la réactance équivalente diminue jusqu'à l'angle de 90° degrés, où elle est la combinaison parallèle de deux réactances.

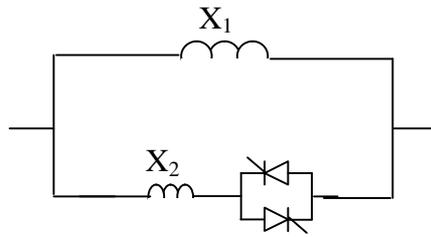


Figure I.16: Structure du TCSR

I.7.2.3.2 Compensateurs séries à base de GTO :

➤ **Static Synchronous Series Compensator (SSSC):**

Ce type de compensateur série (Compensateur Synchrone Statique Série) est le plus important dispositif de cette famille. Il est constitué d'un onduleur triphasé couplé en série avec la ligne électrique à l'aide d'un transformateur Figure (I.17).

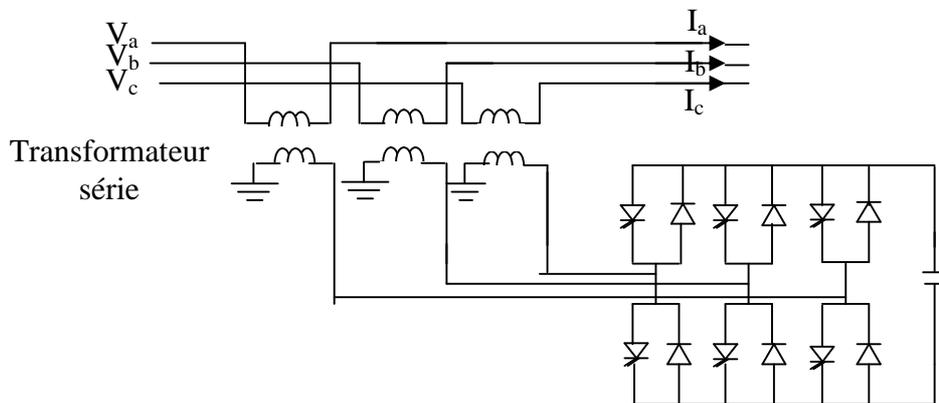


Figure I.17: schéma de base de SSSC

Si l'on utilise un système de stockage d'énergie, le SSSC peut à ce moment là échanger de la puissance active avec la ligne électrique. Ceci peut contribuer à améliorer la stabilité du réseau. Dans ce cas la tension V_b n'est pas obligatoirement en quadrature avec le courant de ligne.

I.7.2.4 Dispositifs FACTS combinés série-parallel:

Les dispositifs FACTS présentés aux dessus permettent d'agir uniquement sur un des trois paramètres déterminant la puissance transmise dans une ligne (tension, impédance et angle). Par une combinaison des deux types de dispositifs (shunt et série), il est possible d'obtenir des dispositifs hybrides capables de contrôler simultanément les différentes variables précitées.

➤ **Unified Power Flow Controller (UPFC) :**

Gyugyi a présenté le concept de l'UPFC en 1990. L'originalité de ce compensateur est de pouvoir contrôler les trois paramètres associés au transit de puissance dans une ligne électrique :

- la tension,
- l'impédance de la ligne,
- le déphasage des tensions aux extrémités de la ligne.

En effet, l'UPFC permet à la fois le contrôle de la puissance active et celui de la tension de ligne. En principe, l'UPFC est capable d'accomplir les fonctions des autres dispositifs FACTS à savoir le réglage de la tension, la répartition de flux d'énergie, l'amélioration de la stabilité et l'atténuation des oscillations de puissance. Dans la figure (I.118), l'onduleur 1 est utilisé à travers la liaison continue pour fournir la puissance active nécessaire à l'onduleur 2. 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, au réseau. L'onduleur 2 injecte la tension V et fournit les puissances actives et réactives nécessaires 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 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 de ses onduleurs, ce qui permet de pouvoir faire face à des défauts ou à des modifications du réseau en privilégiant temporairement l'une des fonctions. Il pourra alterner différentes fonctions : par exemple, la fonction shunt pourra être utilisée pour soutenir la tension alors que la partie série pourra être utilisée afin d'amortir les oscillations de puissances [8].

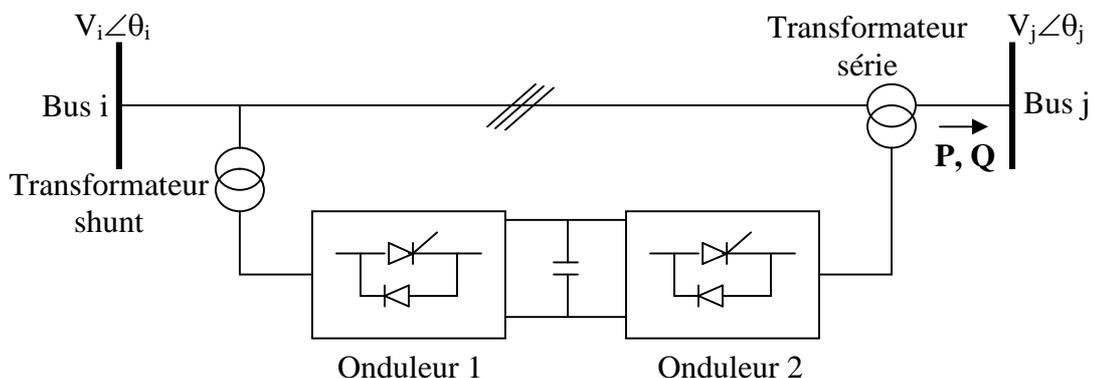


Figure I.18: schéma de principe de l'UPFC

P : puissance active de ligne

Q : puissance réactive de ligne

$V_{i,j}$: amplitude des tensions des nœuds i, j

$\theta_{i,j}$: angle de phase des tensions des nœuds i, j.

➤ **Interline Power Flow Controller (IPFC):**

Le contrôleur de transit de puissance entre ligne IPFC (*Interline Power Flow Controller*) est utilisé dans le cas d'un système de lignes multiples reliées à un même poste. Son principe est illustré à la figure (II.19). L'IPFC est formé de plusieurs SSSC, chacun d'eux fournissant une compensation série à une ligne différente. Du coté continu, tous les convertisseurs sont reliés entre eux via des disjoncteurs [34] [38].

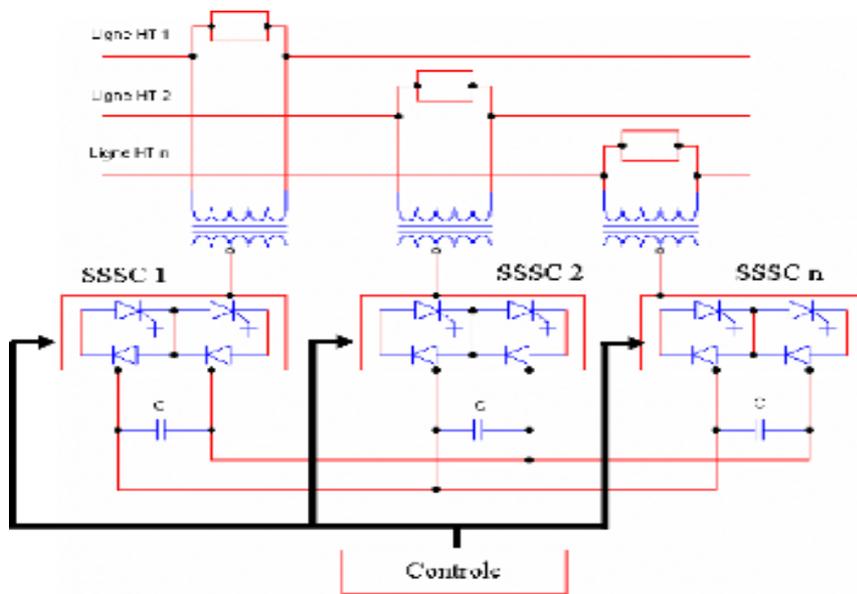


Figure II.19: Schéma du contrôleur de transit de puissance entre lignes

L'IPFC permet de transférer de la puissance active entre les lignes compensées pour égaliser les transits de puissances active et réactive sur les lignes ou pour décharger une ligne surchargée vers une autre moins chargée. Les tensions injectées possèdent une composante en quadrature et une composante en phase avec les courants respectifs des lignes. La composante en quadrature permet une compensation série indépendante dans chaque ligne, alors que la composante en phase définit le niveau de puissance active échangée avec les autres lignes. Sur la liaison continue, le bilan est toujours nul.

I.8 Conclusion :

Ce chapitre a traité les différents phénomènes perturbateurs qui influents sur la qualité de la tension, ainsi on a présenté dans ce chapitre, les critères justifiant la compensation des lignes sont essentiellement des critères de régime permanent : maintien de la tension en régime permanent à une valeur acceptable et augmentation de la puissance transportable de façon stable. Cependant, l'utilisation simultanée de la compensation série et de la compensation shunt est très importante pour avoir une qualité d'énergie transportée le long de la ligne.

Nous avons présenté aussi les techniques de compensation conventionnelles (série et shunt), ainsi nous avons donné une définition et une classification des divers types de contrôleurs FACTS comme le SVC, ASVC, TCSC, SSSC, UPFC, IPFC. Cette classification est adoptée comme classification universelle des systèmes FACTS. La plupart d'entre eux sont déjà en service dans la pratique. Si aujourd'hui les FACTS sont encore peu utilisés par rapport à leur potentiel, les évolutions techniques de l'électronique de puissance vont rendre les solutions FACTS de plus en plus compétitives face aux renforcements des réseaux.

Nous avons choisi d'étudier l'ASVC (Advanced Static Var Compensator) comme dispositifs FACTS pour améliorer la tension et la puissance réactive dans un réseau de transport d'énergie électrique.

II.1 Introduction :

Les courants et les tensions qui apparaissent lors d'une perturbation affectant les réseaux électriques, jouent un rôle important dans la stabilité du système. Dans ce chapitre, nous étudions le comportement du réseau électrique (machine synchrone, transformateur, lignes, charge), puis on étudions la stabilité d'une machine de forte puissance lors d'une perturbation importante. Nous pouvons citer comme exemple de perturbation un court-circuit qui provoque un déséquilibre important entre le couple moteur et le couple résistant, nous allons également étudier l'influence de différents types de court-circuit afin de détecter le cas le plus défavorable pour la stabilité d'un réseau électrique et c'est ce cas retenu dans les chapitres suivants où nous étudions l'apport du compensateur shunt pour améliorer cette stabilité [9].

II.2 Modélisation des éléments d'un réseau électrique :

II.2.1 Modélisation de la machine synchrone :

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

$$E' = V_s + r_a \cdot I_s + j X'_d \cdot I_s \quad \text{II.1}$$

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

V_s : Tension aux bornes de la machine.

I_s : courant de la machine.

r_a : Résistance statorique de la machine.

X'_d : Réactance transitoire de la machine.

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

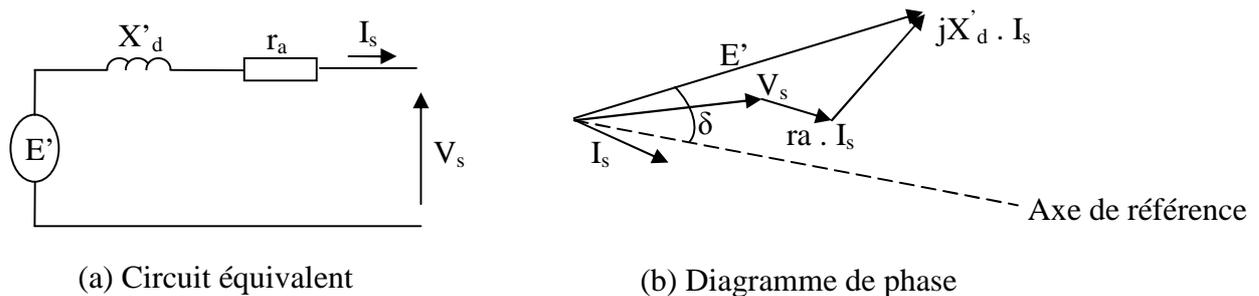


Figure II.1: Représentation simplifiée d'une machine synchrone

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

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

II.2.1.1 Réactance de la machine synchrone en régime transitoire :

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

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

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

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

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

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

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

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

II.2.1.2 Equation mécanique de la machine synchrone :

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

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

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

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

Reprenons l'équation de la dynamique :

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

On note :

$$M = \frac{J \omega}{S_n}$$

J : Le moment d'inertie.

S_n : la puissance apparente nominale du générateur.

P_m : la puissance mécanique réduite.

$P_d = D \frac{d\delta}{dt}$: La puissance de l'amortisseur du générateur.

D : Coefficient de l'amortissement du générateur.

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

La puissance électrique réduite (P_e) est représentée par :

$$P_e = P_E(\delta) \Big|_{X_d' = X_q'} \cong \frac{E' V_s}{X_d'} \sin(\delta) \quad (II.6)$$

V_s : tension à la sortie du générateur.

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

X_d' : la réactance entre E' et V_s durant le régime transitoire.

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

II.2.2 Modèles de la ligne, du transformateur et de la charge :

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

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

II.2.2.1 Ligne :

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

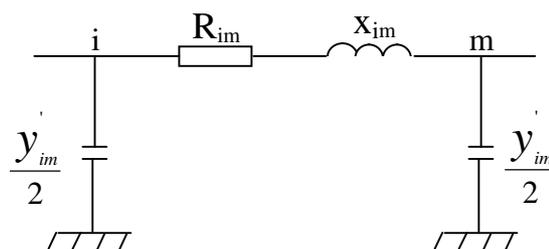


Figure II.2: schéma simplifié d'une ligne

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

$$Y_{im} = 1/(r_{im} + jx_{im}) + jb_{im} \quad (II.7)$$

Où:

r_{im} : résistance de la ligne

x_{im} : réactance de la ligne

$y_{im}/2$: admittance shunt de la ligne.

II.2.2.2 Transformateur :

Le transformateur est représenté par un modèle en π figure (II.3).

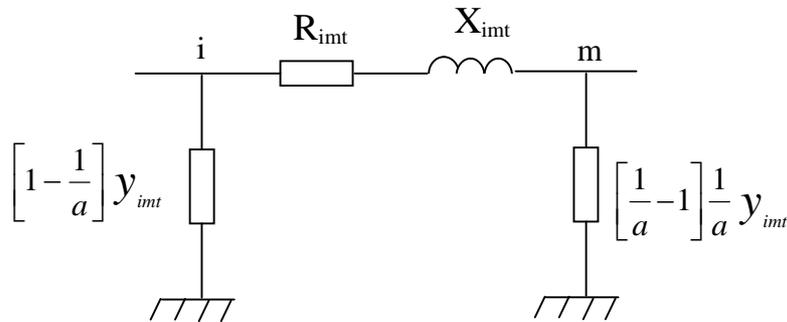


Figure II.3: modèle du transformateur

$$y_{imt} = \frac{1}{r_{imt} + jx_{imt}} = y_{mit} \quad (II.8)$$

L'admittance de transformateur est exprimée par :

a : rapport de transformation.

r_{imt} : résistance du transformateurs placé entre les i et m .

x_{imt} : réactance du transformateur placé entre les nœuds i et m .

En négligeant les pertes, le transformateur peut être représenté par la réactance x_{imt} .

II.2.2.3 Charge :

Les charges du réseau sont représentées par des admittances (ou impédances) passives reliées à la terre. Elles sont obtenues à partir de la relation suivante :

$$y_{ck} = \frac{P_{ck} - jQ_{ck}}{|V_k|^2}. \quad (II.9)$$

Où :

Y_{ck} : admittance de la charge au nœud i.

P_{ck} : puissance active injectée au nœud i.

Q_{ck} : puissance réactive injectée au nœud i.

V_{ck} : module de la tension au nœud i.

Les valeurs P_{ck} , Q_{ck} et V_{ci} sont obtenues par l'étude de la répartition de puissance en régime permanent.

II.3 Simulation du réseau étudié sein :

Le schéma (II.4) représente un alternateur connecté a réseau infini sans défaut dans le réseau :

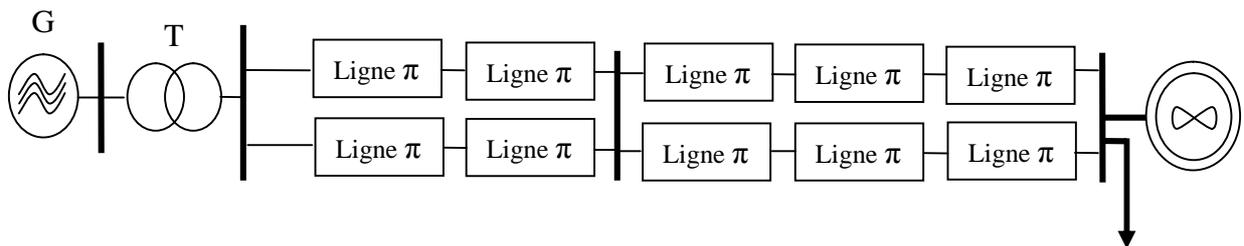


Figure II.4: Schéma global de réseau étudié

Les résultats des simulations du réseau sein sont représentés par les figures ci-après :

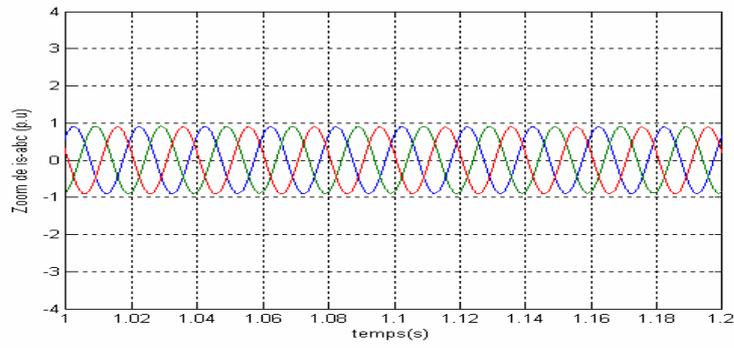
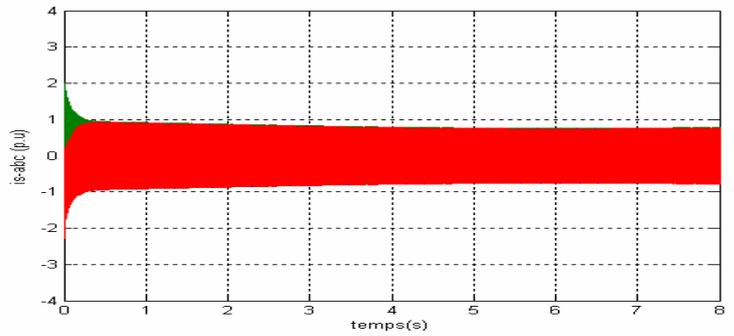


Figure II.5 : Courants côté générateur

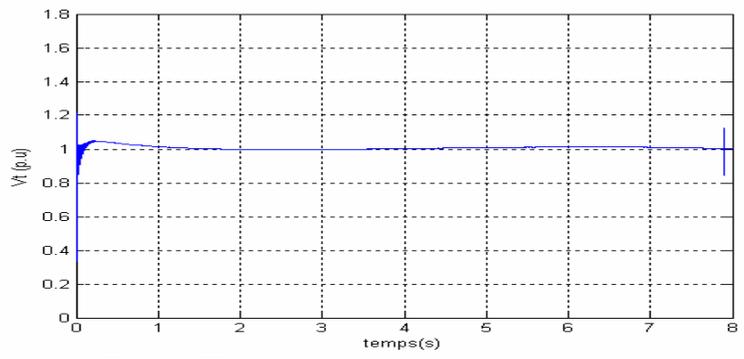


Figure II.6 : Tension aux bornes du générateur

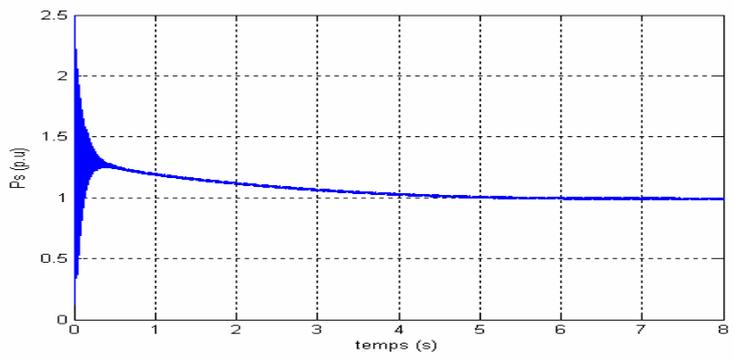


Figure II.7 : Puissance côté générateur

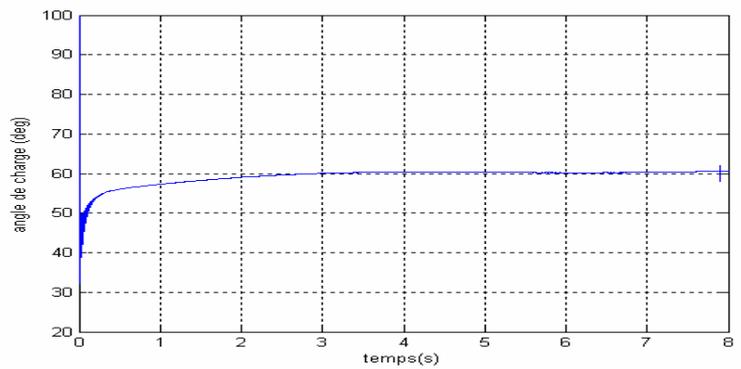


Figure II.8 : Angle de charge du générateur

II.4 Etude et simulation du défaut :

Le schéma de la figure (II.9) montre un exemple d'un défaut. La ligne L1 est en exploitation et la ligne L2 est sous tension et ouverte, l'impédance équivalente du réseau après l'élimination du défaut n'est pas modifiée.

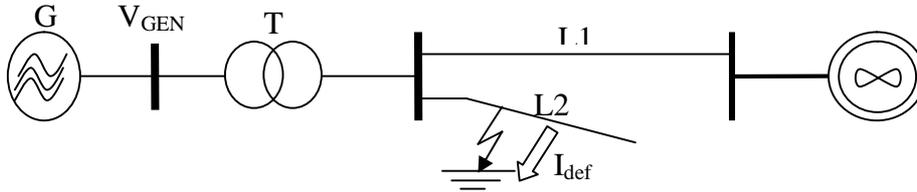


Figure II.9: schéma d'un générateur connecté au réseau

Figure (II.10) montre le schéma équivalent du réseau étudié avant, après et durant le défaut.

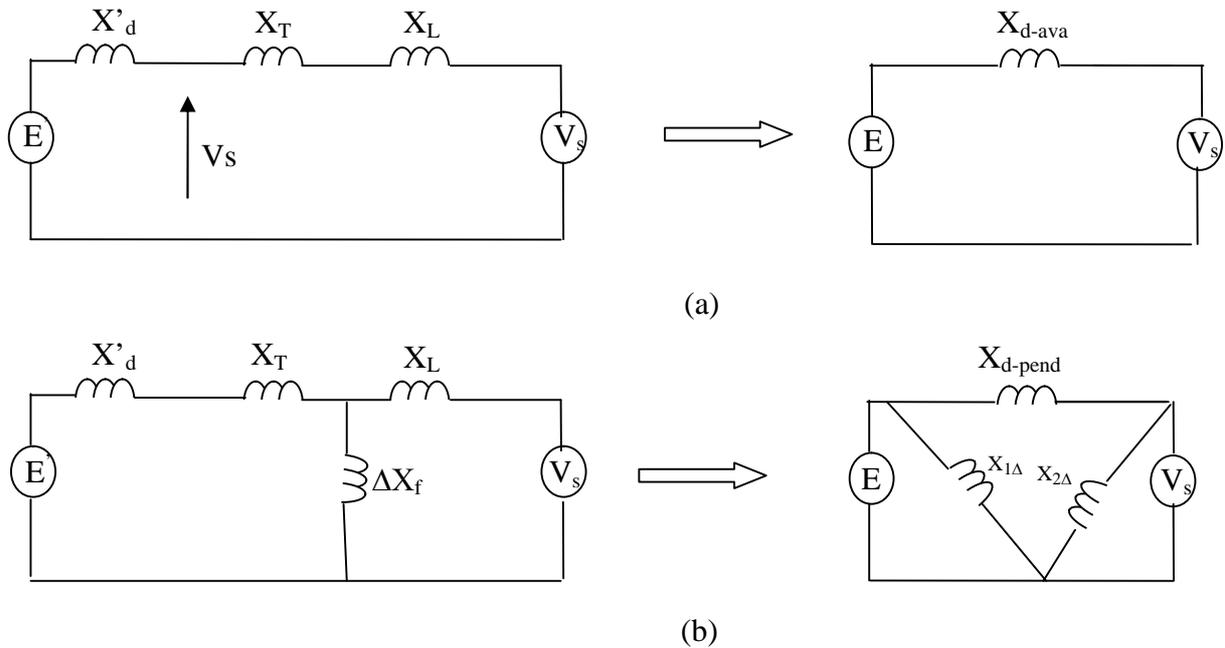


Figure II.10: a) Schéma équivalent avant et après le défaut, b) Schéma équivalent durant le défaut

Les réactances avant et après le défaut sont calculées de la manière suivante :

$$X_{d-ava} = X_{d-apr} = X_d + X_T + X_L \quad (II.10)$$

L'utilisation des composantes symétrique nous permet d'étudier l'effet de différents types de court-circuit. Le court-circuit est représenté par une impédance ΔX_f dont la valeur dépend de sa nature. Elle est donnée par le tableau (II-1) :

Type de court-circuit	Triphasé	Biphasée avec terre	Biphasée	Monophasée
ΔX_f	0	$\frac{X_i X_o}{X_i + X_o}$	X_i	$X_i + X_o$

Tableau II-1 : réactance shunt pour différent type de court-circuit

X_i et X_o sont respectivement les réactances du système inverse et homopolaire.

En utilisant la transformation étoile-triangle, X_{d-pand} est donnée par l'équation suivante :

$$X_{d-pand} = X_d + X_T + X_L + \frac{(X_d + X_T) X_L}{\Delta X_f} \quad (II.11)$$

II.4.1 Défaut symétrique :

Lors d'un court-circuit triphasée, nous avons $\Delta x_f = 0$, par conséquent $X_{d-pand} = \infty$ et donc la puissance active à la sortie du générateur est presque nulle et le courant est inductif.

Pendant le court-circuit, nous pouvons récrire l'équation II.11 comme suit :

$$\frac{d^2 \delta}{dt^2} = \frac{P_m}{M} = \text{const} \tan \epsilon = \epsilon \quad \text{d'où} \quad \delta = \frac{1}{2} \epsilon t^2 + \delta_0 \quad (II.12)$$

II.4.1.1 Elimination rapide du défaut :

Avant la suppression du défaut, l'angle interne va augmenté et le rotor absorbe une énergie cinétique.

A l'instant de l'élimination du défaut, l'angle interne ne varie pas, par contre, la puissance électrique va augmenté ($p_e > p_m$), donc la vitesse du rotor va diminué mais l'angle interne va augmenté. Dans ces conditions, Pour que le générateur ne perde pas le synchronisme, il faut que la vitesse du rotor arrive à la vitesse synchrone.

II.4.1.2 Simulation d'un défaut symétrique rapide :

Nous considérons un court-circuit triphasé symétrique pendant 100ms au point A, comme représenter la figure (II.11).

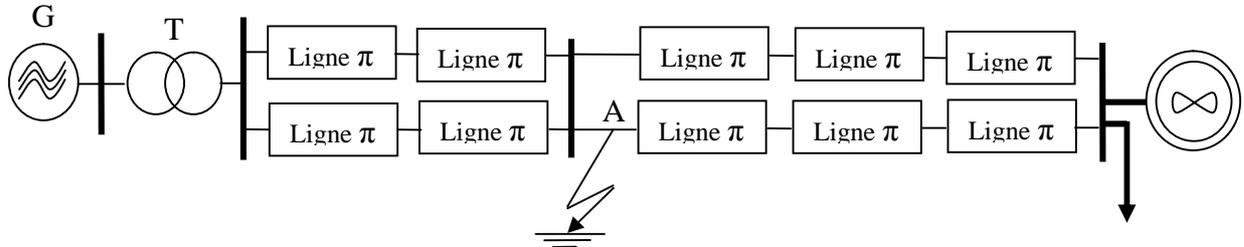


Figure II.11: Schéma global de réseau étudié

II.4.1.2.1 Résultats de simulations et commentaires :

Un défaut triphasé symétrique est simulé à partir de la seconde une à raison d'une durée de 100ms (voir figure II.12). L'intensité maximale du défaut est de l'ordre 8 p.u. elle est très néfaste pour le réseau.

Quand au générateur (voir figure II.13), lors de défaut, le courant devient 4 p.u, quatre fois la valeur nominal admise, après extinction du défaut le courant revient à la valeur nominal.

Il est de même pour la tension (figure II.14), la puissance (figure II.15) et l'angle de charge (figure II.16), précisément la tension revient à la valeur de 1 p.u, la puissance aussi à 1 p.u et l'angle de charge à 60° après disparition du défaut.

Donc on conclu de cet essai, que le générateur conserve sa stabilité lorsque le défaut ne dépasse pas une durée de 100ms. Ces résultats nous a mené à augmenter la durée du défaut à 200ms et en étudié la stabilité par la suite.

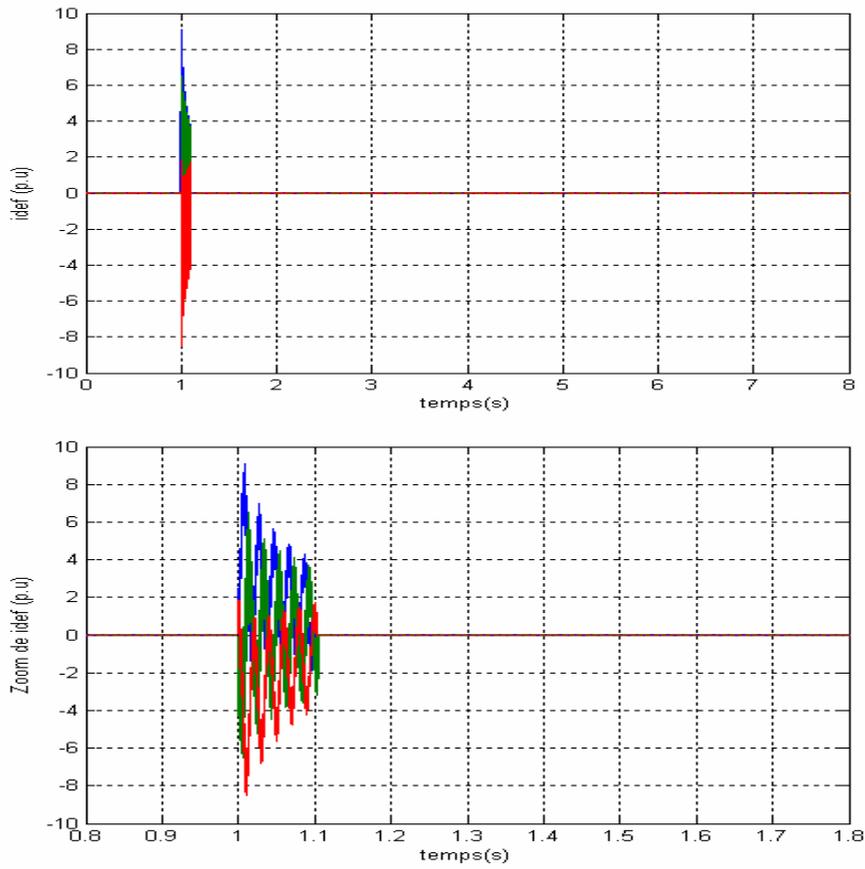


Figure II.12 : Courants de défaut

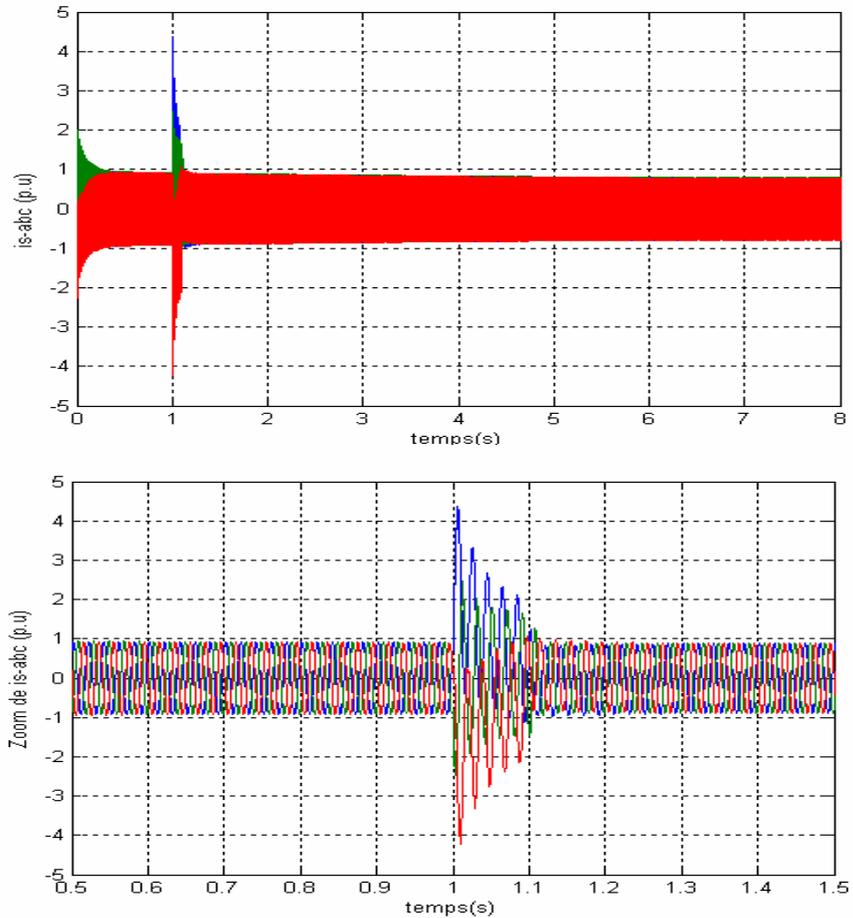


Figure II.13 : Courants côté générateur

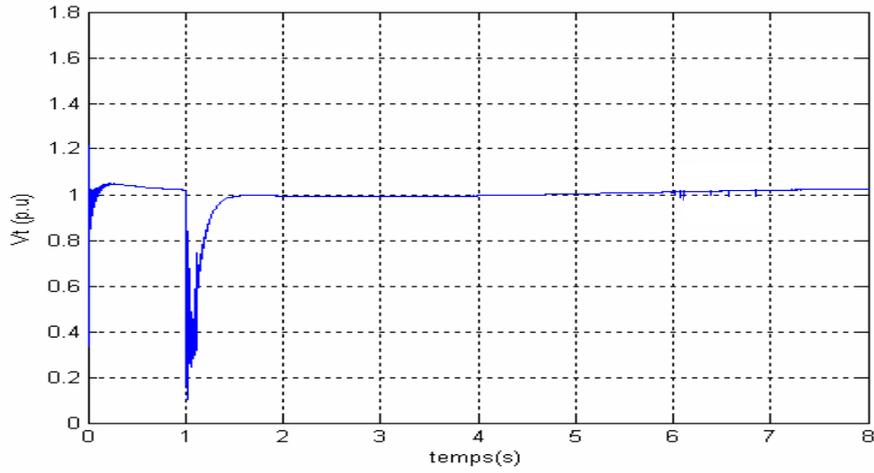


Figure II.14 : Tension aux bornes du générateur

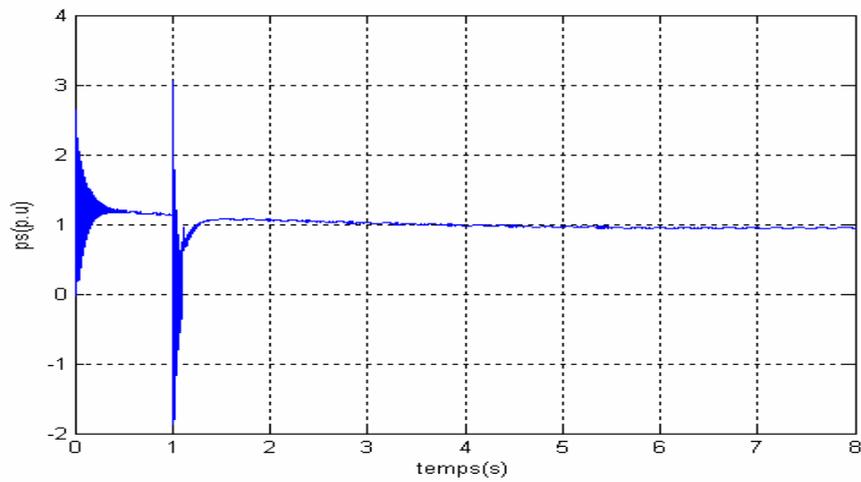


Figure II.15 : Puissance côté générateur

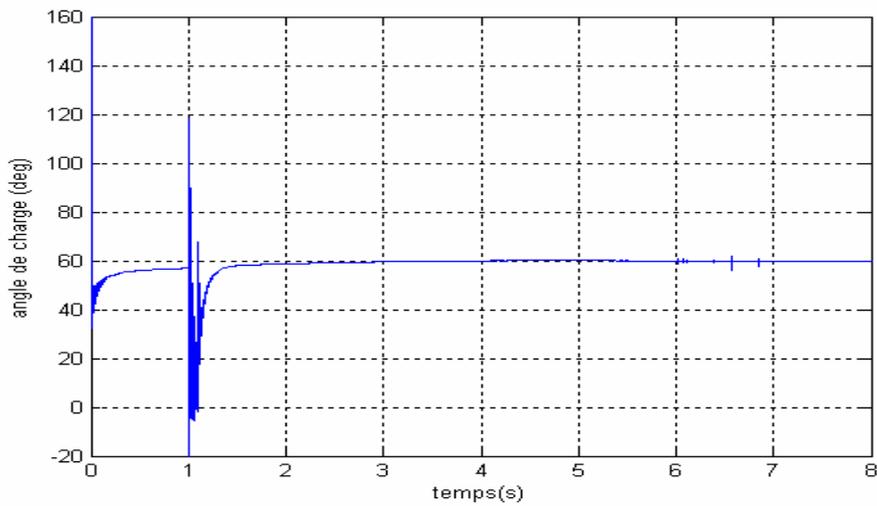


Figure II.16: Angle de charge du générateur

II.4.1.3 Elimination lent du défaut :

La même situation que précédemment mais cette fois, la durée de défaut est plus grande. Dans ce cas, le réseau ne peut pas absorber l'énergie cinétique, par conséquent le rotor ne retrouve pas le synchronisme. L'angle interne va donc dépasser le point d'équilibre instable, dans cette situation $p_e < p_m$ et le rotor continue à accélérer et le générateur est instable.

L'indice de stabilité peut être défini comme suit :

$$K_{surface} = \frac{A_1 - A_2}{A_2} \quad (\text{II.13})$$

Cet indice peut se définir en utilisant le temps critique de l'élimination du défaut :

$$K_{surface} = \frac{t_{cr} - t_{el}}{t_{cr}} \quad (\text{II.14})$$

t_{cr} : temps maximum d'élimination du défaut en conserve la stabilité du système.

t_{el} : temps d'élimination du défaut.

II.4.1.4 Simulation d'un défaut symétrique lent et commentaire :

On augmente la durée de court-circuit de 100ms à 200ms, on obtient les figures ci-après. Après des prolongements du temps de présence du défaut en plusieurs tentatives à partir de 100 ms, on a pu avoir une instabilité du générateur juste à partir du 200 ms.

La figure (II.17) montre le même défaut déjà vu avec une extension de sa durée à 200 ms.

La répercussions de ce défaut et dans cette durée précise, sur la tension de l'alternateur est mentionnée dans la figure II.18. Il est clair que la tension chute énormément durant la durée du défaut (voit 0.4 p.u) d'un taux de 60 %. Après disparition du défaut est que le générateur perde de stabilité. La figure II.19 montre aussi que la puissance du générateur est fortement perturbée et demeure à se dégrader après disparition du défaut.

Cette dégradation de la puissance est justifiée par l'accroissement de l'angle de charge après disparition du défaut (figure II.20) et on enregistré aussi une accélération positive qui fait augmenter rapidement la vitesse de rotation du générateur (figure II.21).

Ce comportement des paramètres électriques du générateur va induire des effets dangereux sur l'ensemble du réseau. D'où la nécessité de trouver un moyen de compensation qui va rendre au réseau sa stabilité initiale.

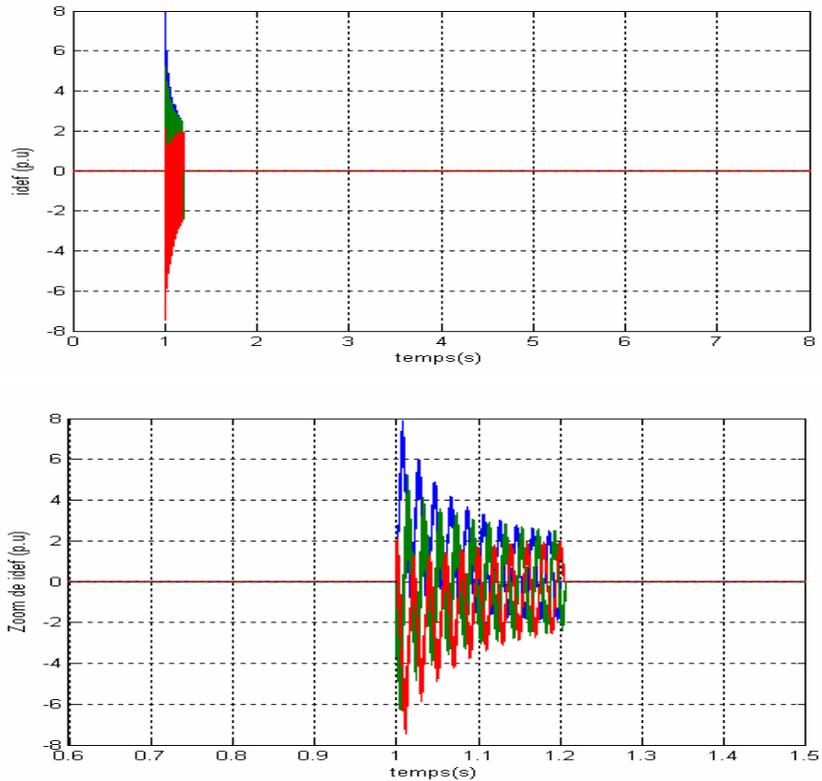


Figure II.17: Courants de défaut

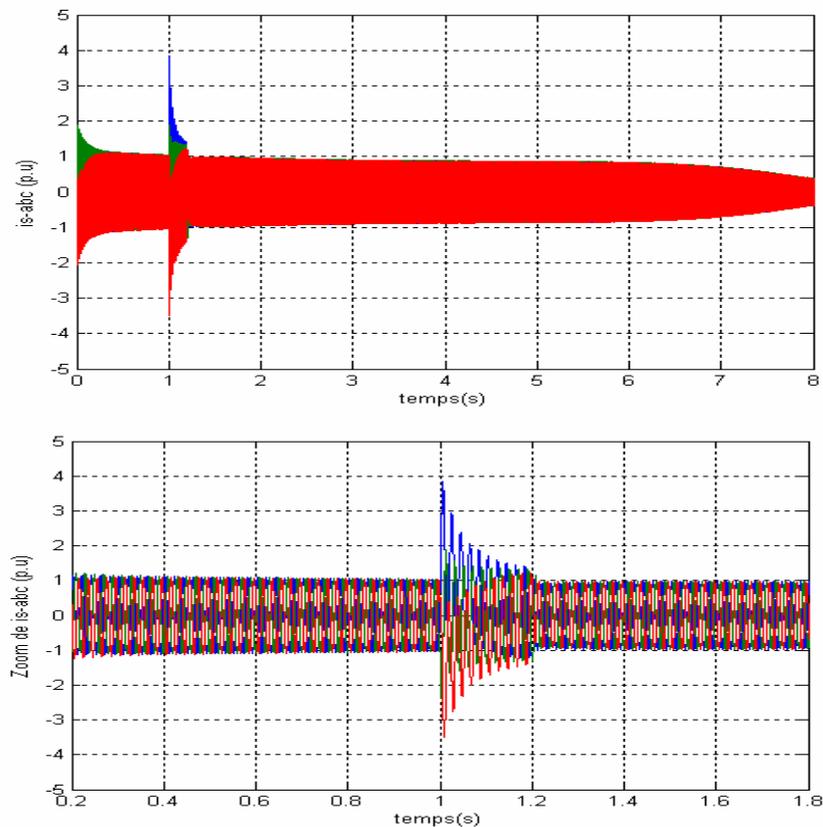


Figure II.18 : Courants côté générateur

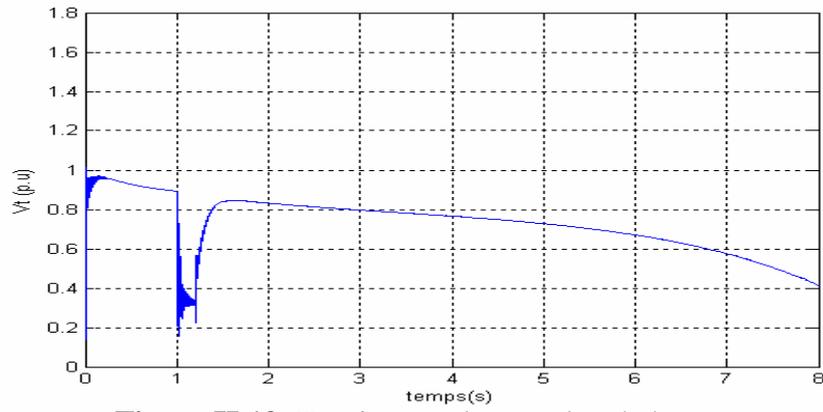


Figure II.19: Tension aux bornes du générateur

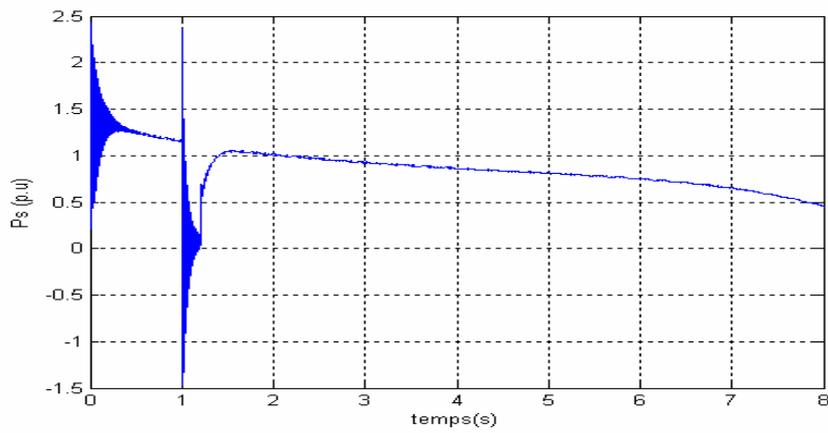


Figure II.20 : Puissance côté générateur

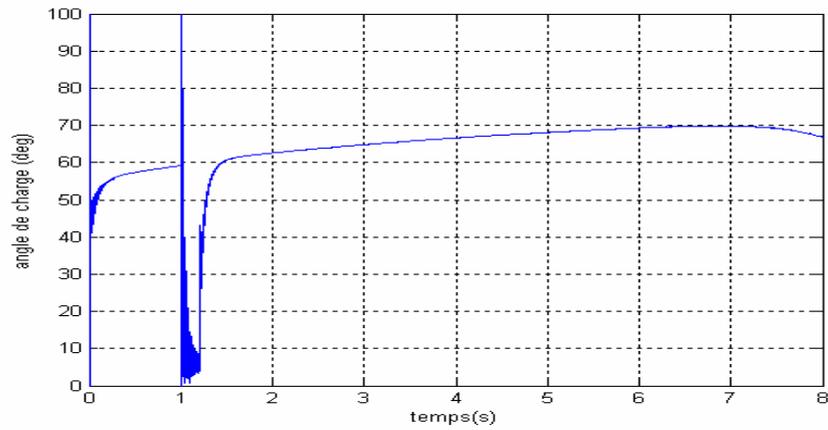


Figure II.21 : Angle de charge du générateur

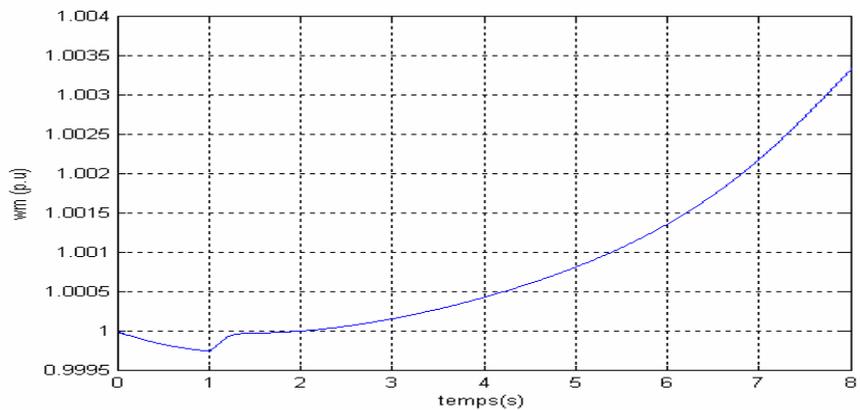


Figure II.22 : Vitesse du générateur

II.4.2 Défaut asymétrique

Dans le cas d'un défaut asymétrique, la puissance électrique injectée par le générateur pendant le défaut ne sera pas nulle (eq.II.4), soit : $\Delta x_f \neq 0 \rightarrow X_{\text{pand}} \neq \infty$.

Cette puissance augmente de zéro, pour un défaut triphasé, à sa valeur maximale pour un défaut monophasé.

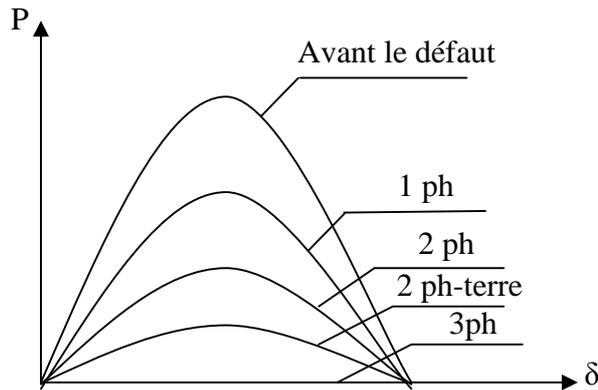


Figure II.23: Puissance injectée par le générateur dans les cas différents

II.4.2.1 Défaut monophasé :

Nous considérons que la phase "a" au point A est reliée directement à la terre (Figure II.11). Le neutre du réseau est également connecté à la terre. Pour calculer le courant dans le cas d'un défaut monophasé il faut mettre les trois composantes (Directe, Inverse, Homopolaire) des impédances vues du point A en série.

II.4.2.1.1 résultats de simulations et commentaire :

Les résultats des simulations dans ce cas sont illustrés par les figures ci-après.

Dans la figure (II.24), on a passé à la simulation d'un défaut monophasé. Cette figure illustre la présence du défaut durant 200 ms à partir de la première seconde. On voit bien la perturbation et sa disparition à 1.2 seconde.

L'influence de ce défaut sur le générateur est fugitif or le courant côté générateur est perturbé durant la présence du défaut et a reprends ses valeurs nominales après la disparition de la cause (voir figure II.25). Quant la tension du générateur, elle reprend les valeurs normales après disparition du défaut (voir figure II.26). La figure (II.27) illustre que le générateur conserve sa stabilité, or l'angle de charge garde sa valeur nominale.

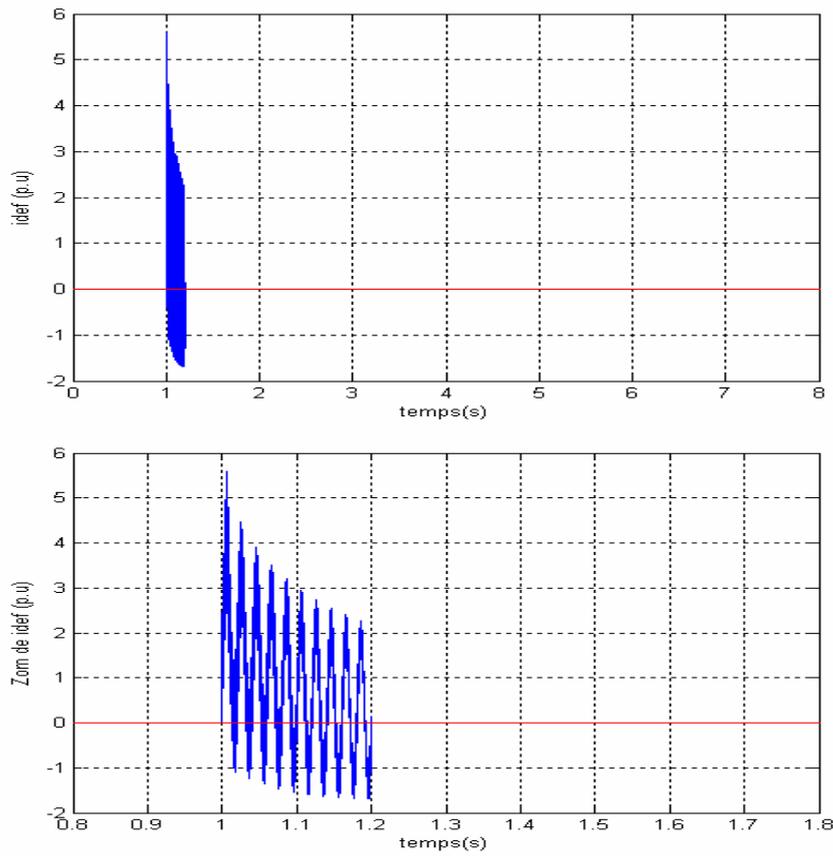


Figure II.24 : Courants de défaut

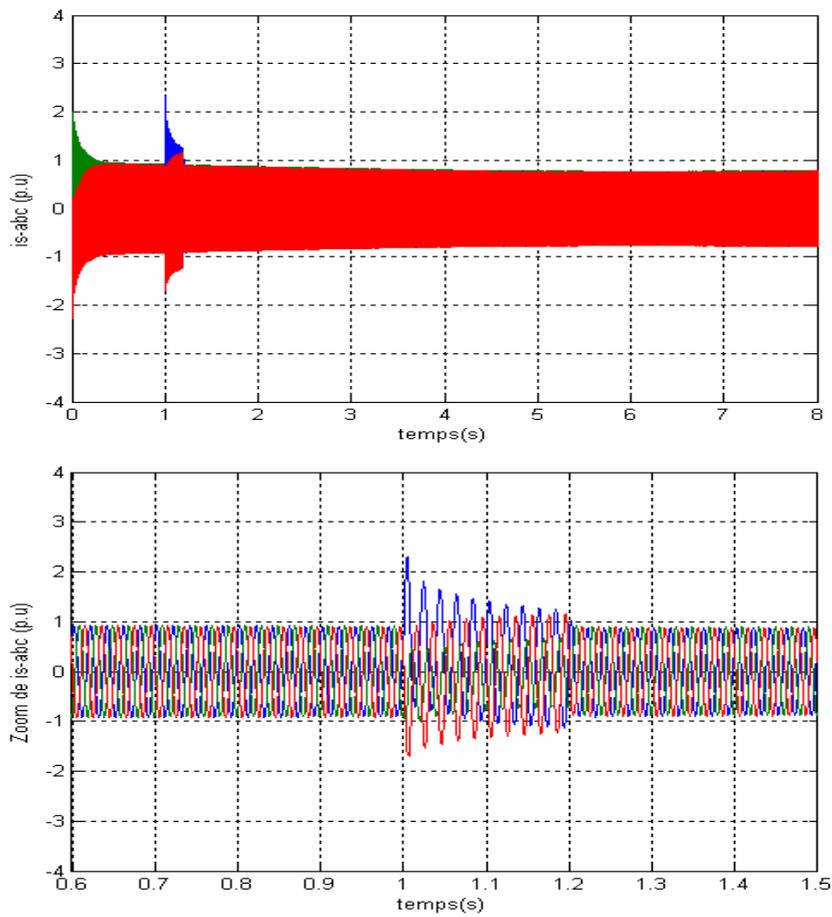


Figure II.25 : Courants côté générateur

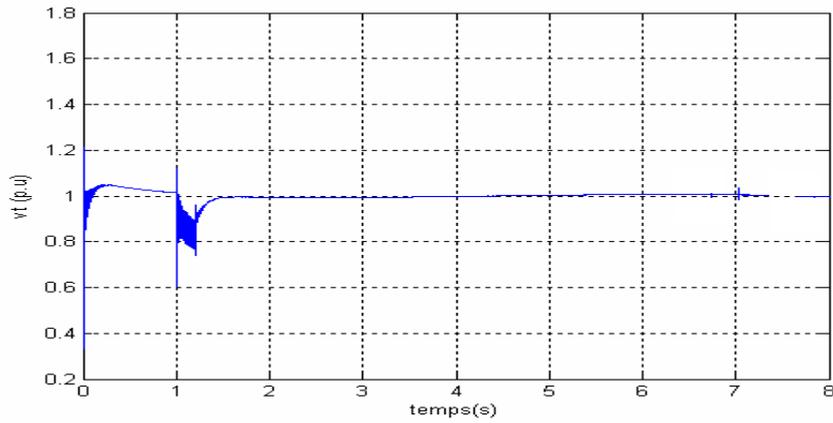


Figure II.26 : Tension aux bornes du générateur

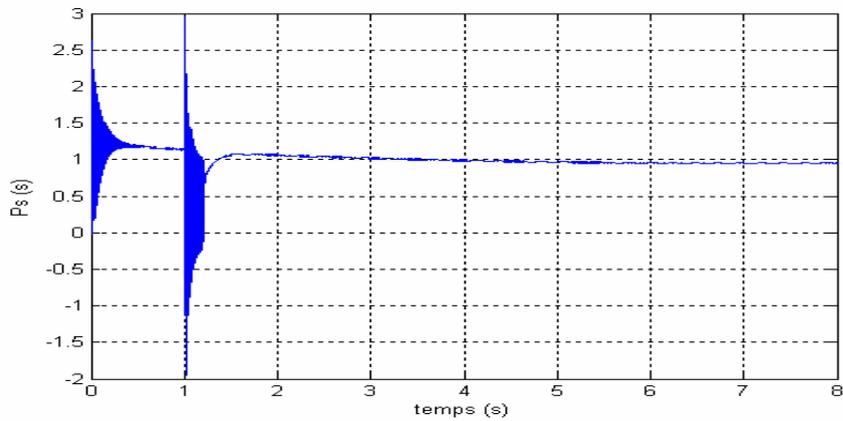


Figure II.27 : Puissance côté générateur

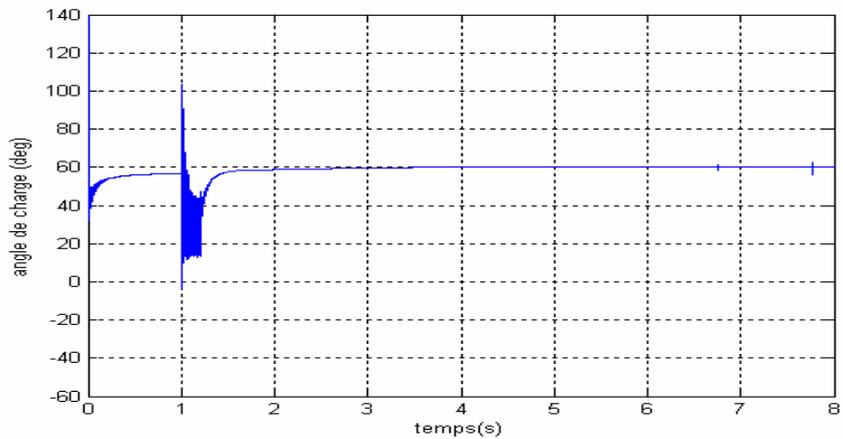


Figure II.28 : Angle de charge du générateur

II.4.2.2 Défaut diphasé:

Nous considérons que les phases "b et c" au point A dans la figure (II.11) sont reliées entre elles et à la terre. Le neutre du réseau est également connecté à la terre. Il suffit de mettre les trois composantes (positive, négative et homopolaire) des impédances vues du point A en parallèle.

II.4.2.2.1 Résultats de simulations et commentaire :

Les résultats de simulation pour ce défaut sont représentés par les figures ci-après.

Les figures (II.29) à figure (II.34) montrent que la simulation d'un défaut diphasé à la terre ne perturbe pas le générateur saut dans la durée du défaut, On remarque que la puissance du générateur figure (II.33) et l'angle de charge figure (II.34) reprennent les valeurs nominales après élimination du défaut.

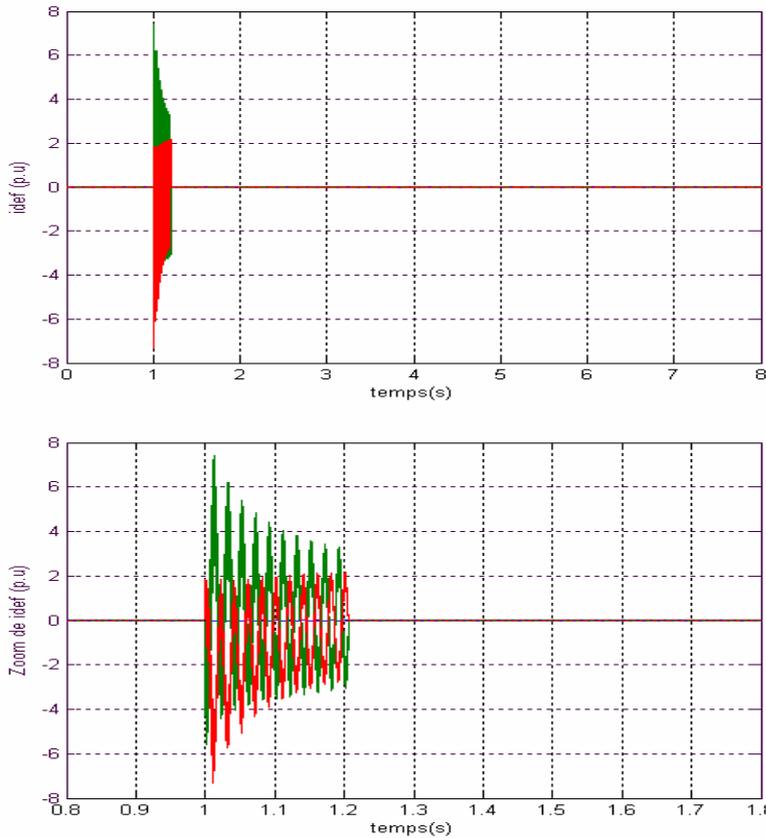


Figure II.29 : Courants de défaut

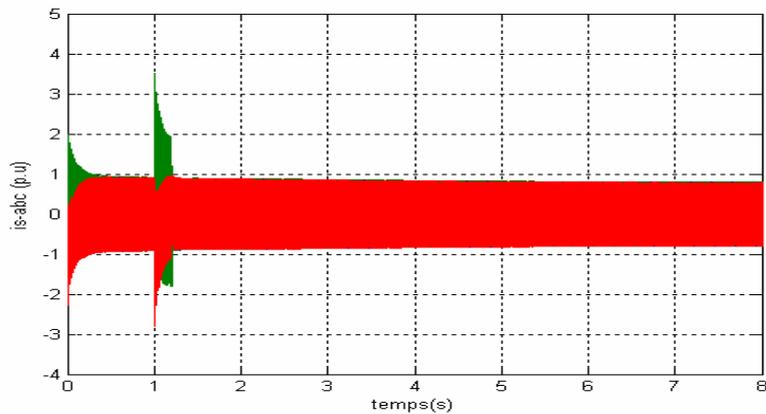


Figure II.30 : Courants côté générateur

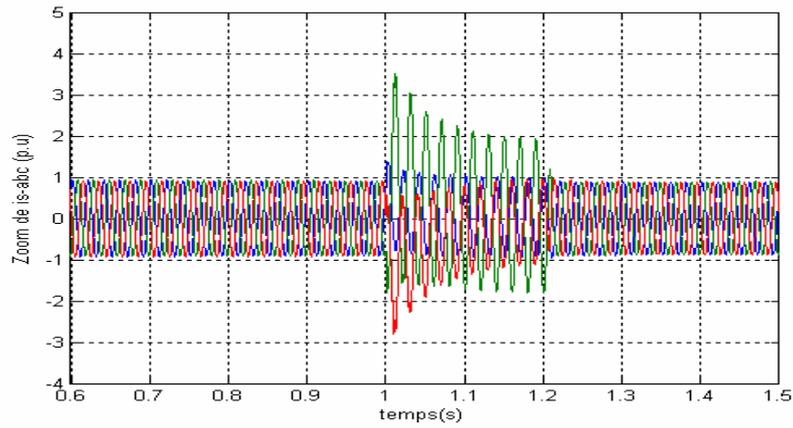


Figure II.31 : Zoom des Courants côté générateur

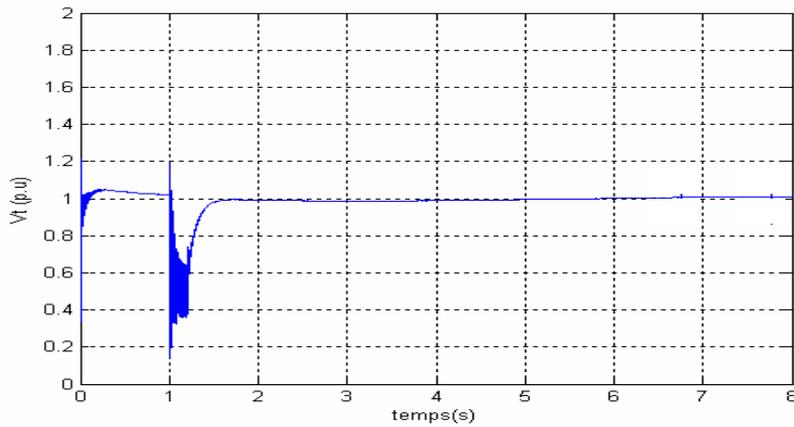


Figure II.32 : Tension aux bornes du générateur

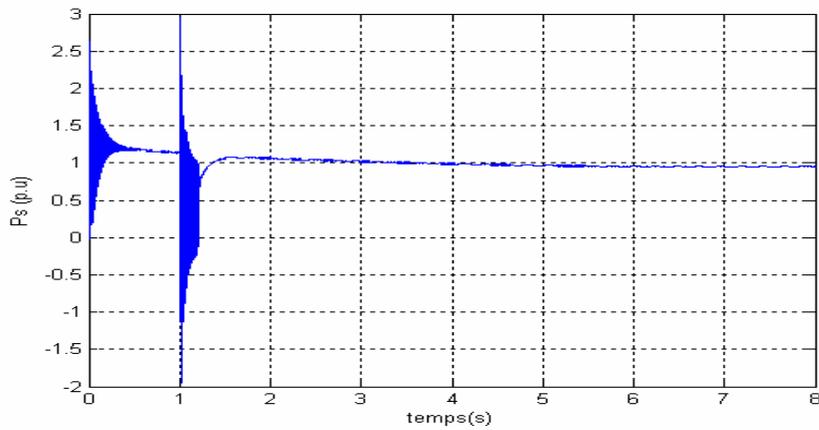


Figure II.33 : Puissance côté générateur

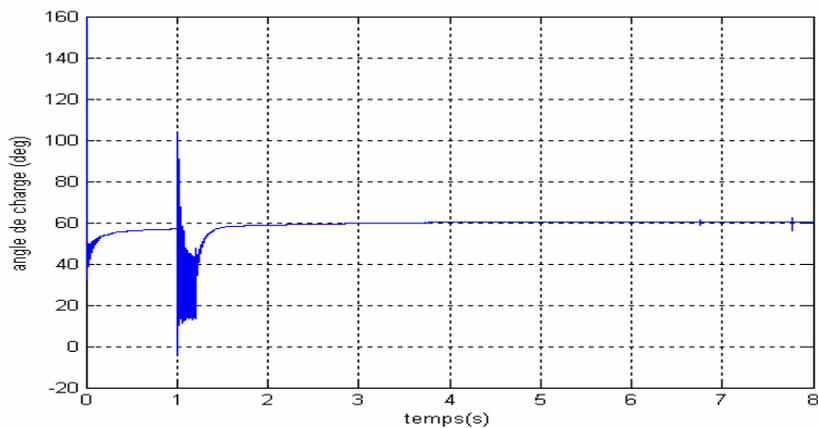


Figure II.34 : Angle de charge du générateur

II.5 Etude et l'influence de la charge :

En augmente la charge, la surface A_1 augmentera (figure II.35), par contre A_2 diminuera. Par conséquent le réseau risque de devenir instable en cas de défaut. En revanche si on diminue la charge, la marge de stabilité augmente. La valeur de la charge pour laquelle $A_1 = A_2$ s'appelle « la charge critique ».

II.5.1 Calcul de la charge critique :

Pour ce calcul, nous utilisons le réseau précédent (figure II.11). Pour simplifier les calculs, on néglige les résistances et les capacités du réseau. Cette simplification est logique, car la résistance et les capacités du réseau sont négligeables par rapport à son inductance.

La puissance active du générateur en fonction de l'angle interne pendant le régime transitoire est représentée par l'équation II.15. La variation de P_e en fonction de δ est représentée sur la (figure II.35).

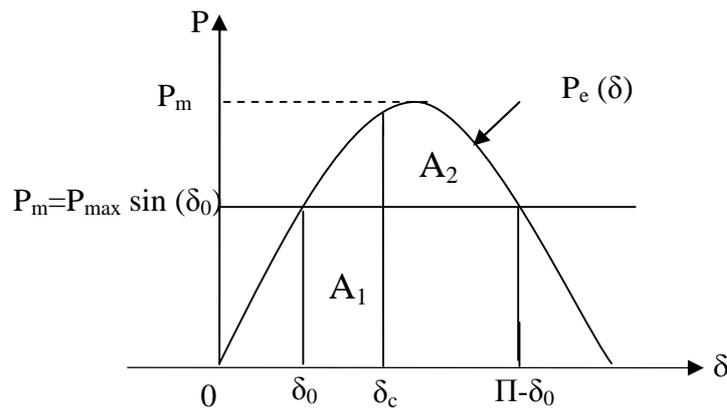


Figure II.35: Variation de puissance du générateur en fonction de l'angle interne

Pendant le court-circuit, la puissance électrique injectée par le générateur au réseau est égale à zéro. En considérant l'équation II.5, nous pouvons facilement calculer l'angle interne en fonction du temps et de l'angle initial, comme suit :

$$\delta(t) = \frac{1}{2} \left(\frac{P_m}{M} \right) t^2 + \delta_0 = \frac{1}{2} \left(\frac{P_{\max} \sin \delta_0}{M} \right) t^2 + \delta_0 \quad (\text{II.16})$$

Après le court-circuit d'une durée t_d , la valeur critique de l'angle interne en fonction de δ_0

$$\text{vaut : } \delta_{cr} = \delta(t) \Big|_{t=t_d} = \frac{P_{\max} \sin \delta_0}{2M} t_d^2 + \delta_0 \quad (\text{II.17})$$

Afin de calculer le maximum de la charge, tout en gardant la stabilité du système lors d'un court-circuit triphasé, il faut que l'aire A_1 soit égale à celle de A_2 . De ce fait :

$$(P_{max} \sin \delta_0)(\delta_{cr} - \delta_0) = \int_{\delta_{cr}}^{\pi - \delta_0} P_{max} (\sin \delta - \sin \delta_0) d\delta \quad (II.18)$$

Nous remplaçons II.17 dans II.18, alors après intégration on trouve l'équation II.19.

$$\frac{P_{max}^2 \sin^2 \delta_0}{2M} t_d^2 - P_{max} \cos \delta_0 - P_{max} \cos \delta_{cr} - P_{max} \sin(\pi - \delta_0 - \delta_{cr}) = 0 \quad (II.19)$$

Nous considérons la durée de court-circuit $t_d = 200\text{ms}$ et on utilise les donnée de notre système dans l'équation II.17, on obtient :

$$\delta_{cr} = 0.713 \sin \delta_0 + \delta_0 \quad (II.20)$$

En remplaçant l'équation II.20 ainsi que les données du système dans l'équation II.19, nous obtenons $\delta_0 = 0.71$ rad. Cela veut dire que la charge critique est égale à $1.12 \sin(0.71)$ soit 0.73 p.u.

Après élimination du défaut, la nouvelle équation du système est :

$$M \frac{d^2}{dt^2} = P_{max} \sin \delta_0 - P_{max} \sin \delta, \quad \frac{d\delta}{dt} \Big|_{t=t_d} = \frac{P_{max} \sin \delta_0}{M} t_d, \quad \delta \Big|_{t=t_d} = \frac{P_{max} \sin \delta_0}{2M} t_d^2 + \delta_0 \quad (II.21)$$

En injectant les données du système dans l'équation (II.21), nous pouvons tracer la variation de l'angle interne qui est l'un des indices de stabilité comme indiqué sur la figure (II.36). Nous avons considéré deux cas. Dans la premier cas nous avons choisi $\delta_0 = 0.5$ (inférieur à $\delta_0 = 0.71$ rad) et dans le deuxième cas égal à 1 (supérieur à $\delta_0 = 0.71$ rad).

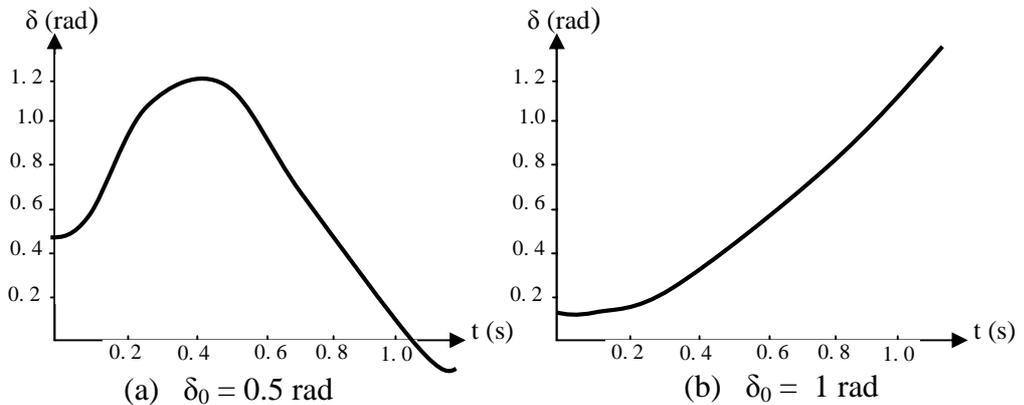


Figure II.36 : Variation de l'angle pour les cas stable et instable

Il est évident que le système dans le premier cas est stable et dans le deuxième cas est instable. Si la charge supérieur à sa valeur critique (0.73 p.u) par exemple 1 p.u, Voici quelques résultats de simulation :

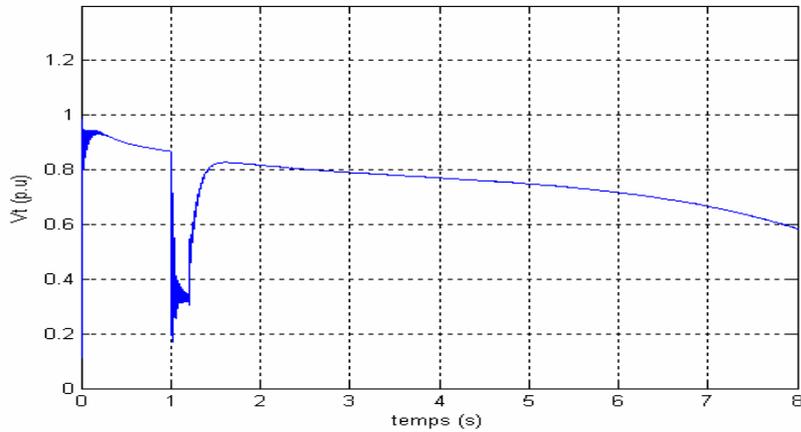


Figure II.37 : Tension aux bornes du générateur

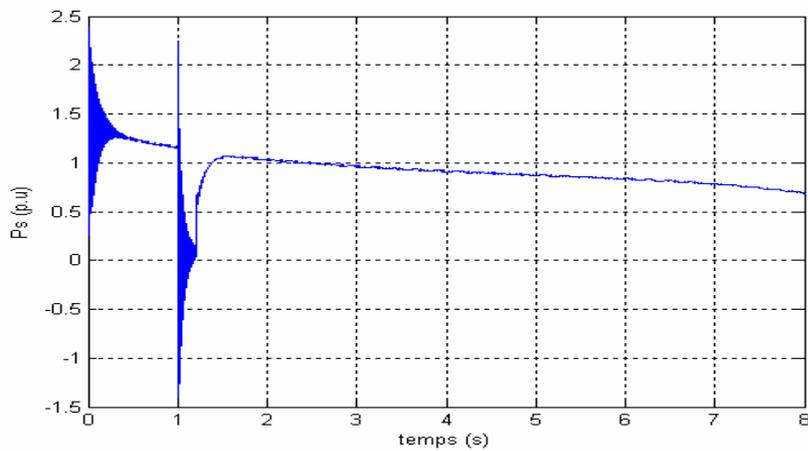


Figure II.38 : Puissance côté générateur

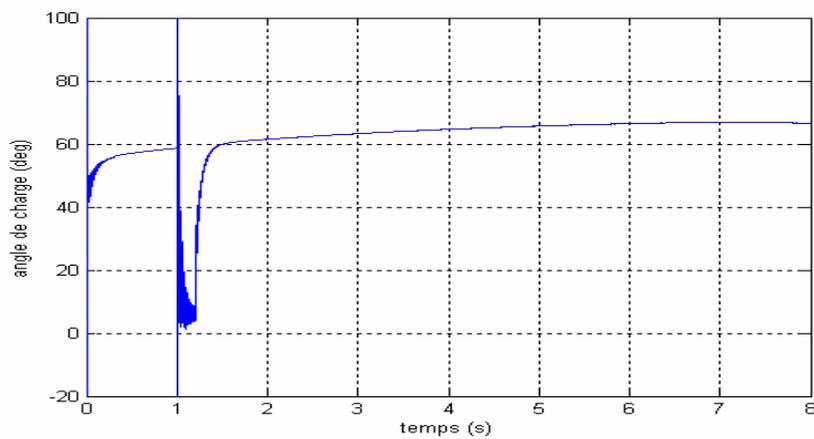


Figure II.39 : Angle de charge du générateur

Lorsqu'on augmente la consommation de 1.4% par rapport à la charge critique que peut supporter la production, on voit que le générateur perd son stabilité, chose conforme à la pratique. (Voir figure II.37 à II.39).

II.5.2 Diminution de la charge :

Nous avons vu que le système perd sa stabilité dans le cas d'un court-circuit triphasé avec une charge valant 1 p.u et un court-circuit de 200 ms. Cependant en diminuant la charge à 0.5 p.u, la surface d'accélération A_1 diminue, par contre celle de décélération A_2 augmente, alors dans ce cas le système garde sa stabilité.

Les résultats des simulations pour une charge égale à 0.5 p.u sont représentés par les figures ci - après.

D'après les (figure II.40) à figure (II.42), on remarque qu'une diminution de la charge, suite à des retrait, d'exploitation ou défaillance de quelque tronçon du réseau, n'influe pas sur la stabilité du générateur.

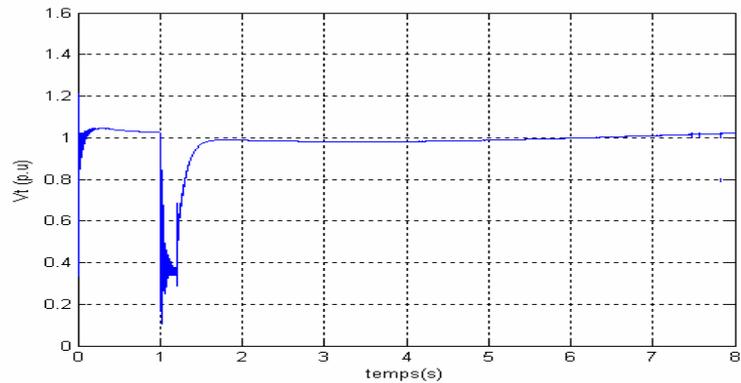


Figure II.40 : Tension aux bornes du générateur

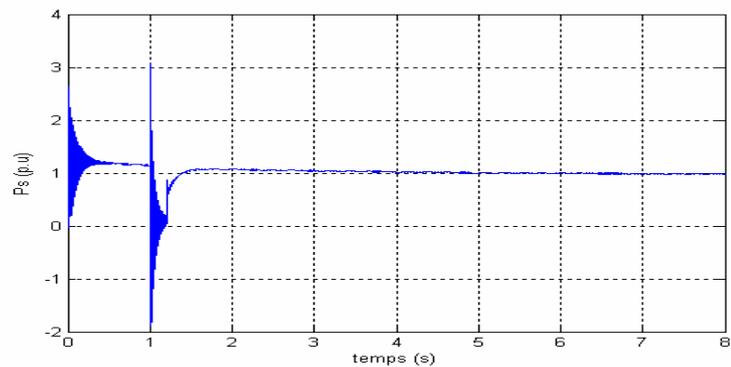


Figure II.41 : Puissance côté générateur

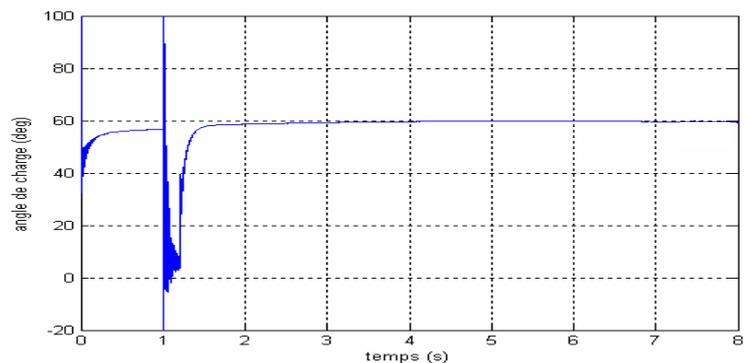


Figure II.42 : Angle de charge du générateur

II.6 Influence de la position de court-circuit :

Si le point de court-circuit est situé loin du générateur, la puissance P_{GEN} n'est pas nulle. Cela veut dire que la surface d'accélération A_1 est diminuée, par conséquent la marge de stabilité ($K_{surface}$) est augmentée. Nous considérons que la position du court-circuit est représentée par un facteur α (point C sur la figure II.43).

La figure II.43 montre notre système d'étude dans la nouvelle situation.

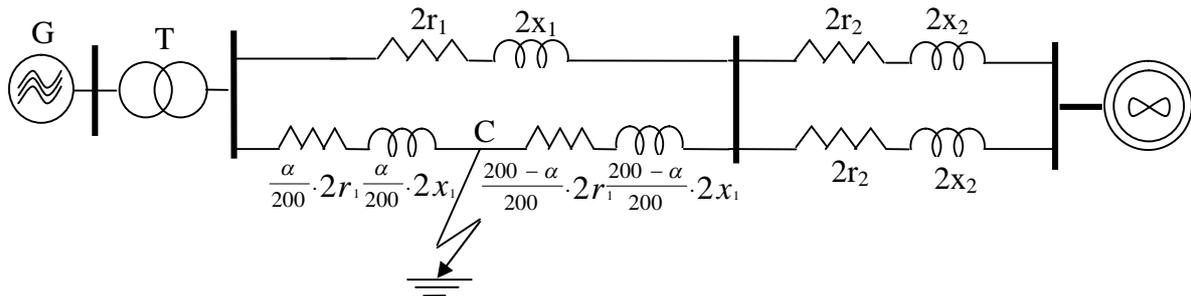


Figure II.43: Schéma global de réseau étudié en considérant un défaut à α Km

La variation de la puissance active en fonction de α est donnée par l'équation II.22 et est représenté sur la figure II.44.

$$P_e(\alpha) = \begin{cases} \frac{398.7}{200 - \alpha} + \frac{1.19(\alpha - 567)(\alpha - 304)(\alpha - 285)(\alpha^2 + 281\alpha - 20507)}{(200 - \alpha)(\alpha - 303)^2(\alpha + 128)} + 1.993 & 0 \leq \alpha < 200 \text{ Km} \\ \frac{-625\alpha + 21138}{(109 - 2.47\alpha)^2} + 0.738 & 200 \leq \alpha < 500 \text{ Km} \end{cases} \quad (\text{II.22})$$

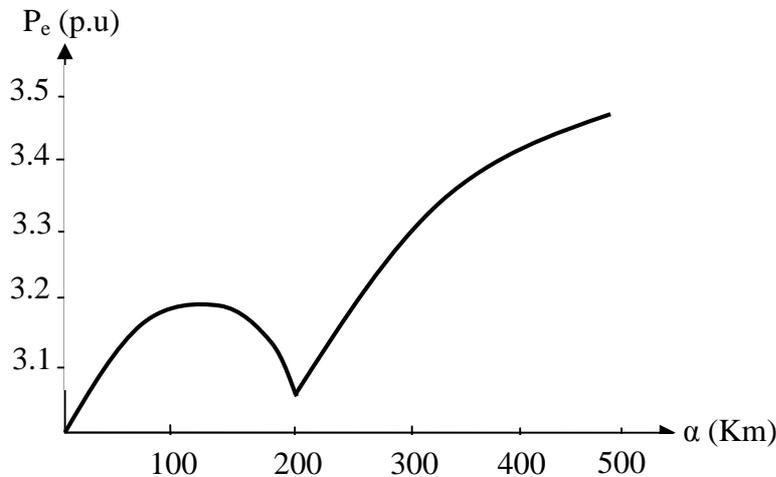


Figure II.44: Variation de la puissance injectée par le générateur en fonction du lieu de court-circuit

En se positionnant loin de générateur, P_e augmente car cette puissance peut passer par la ligne saine. A 200 Km du générateur la puissance injecté devient minimum (laquelle correspond aux pertes du réseau), car nous avons un court-circuit sur les deux lignes.

Les résultats de simulation pour un court-circuit à 100 Km du générateur sont représentés sur les figures ci-après. Ces résultats montrent que le générateur conserve sa stabilité.

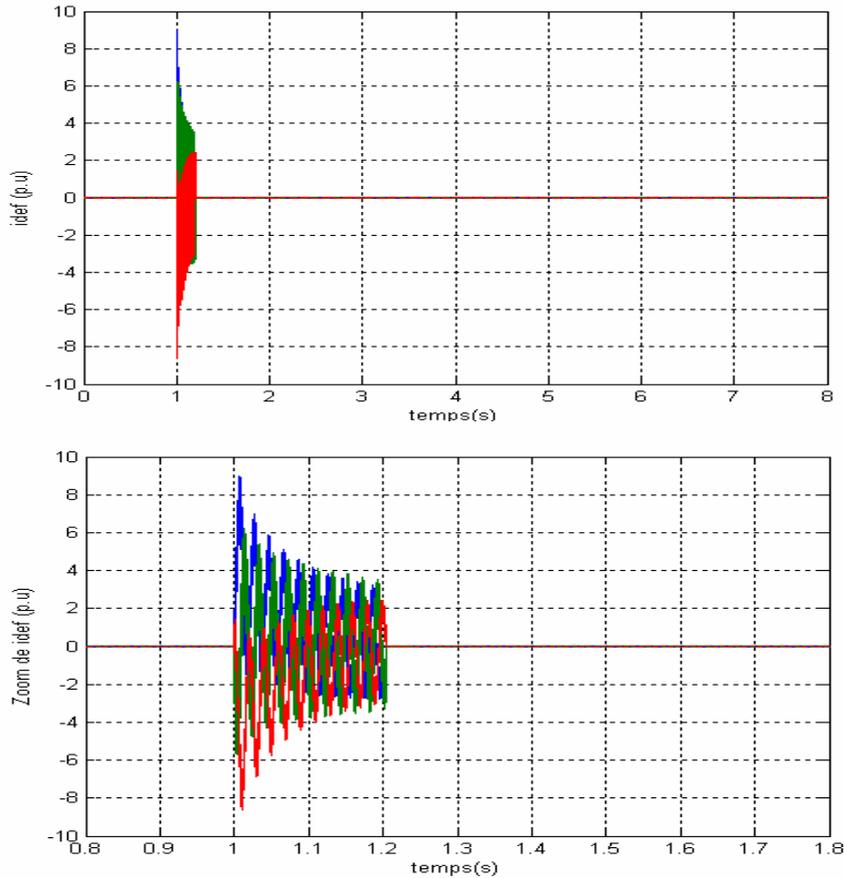


Figure II.45 : Courants de défaut

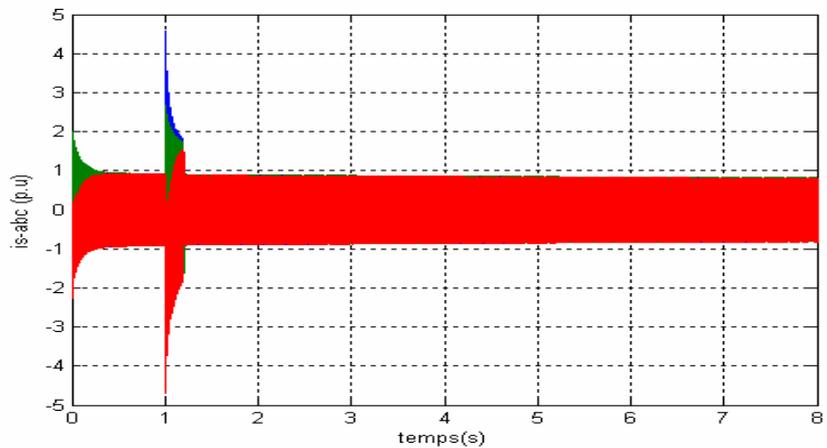


Figure II.46 : Courants côté générateur

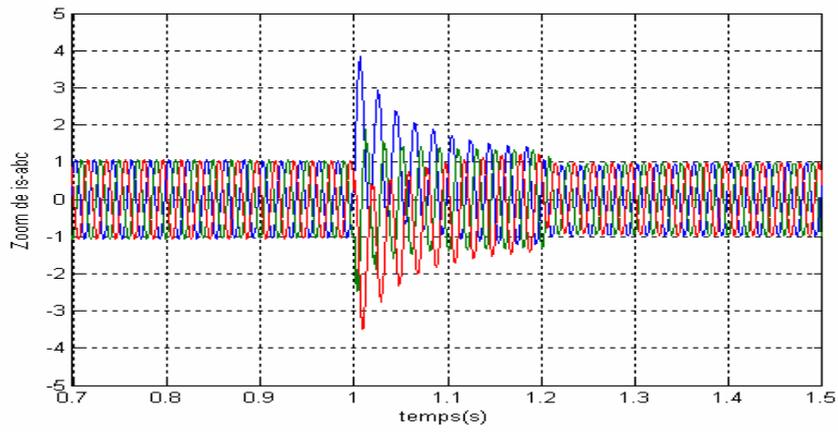


Figure II.47 : Courants côté générateur

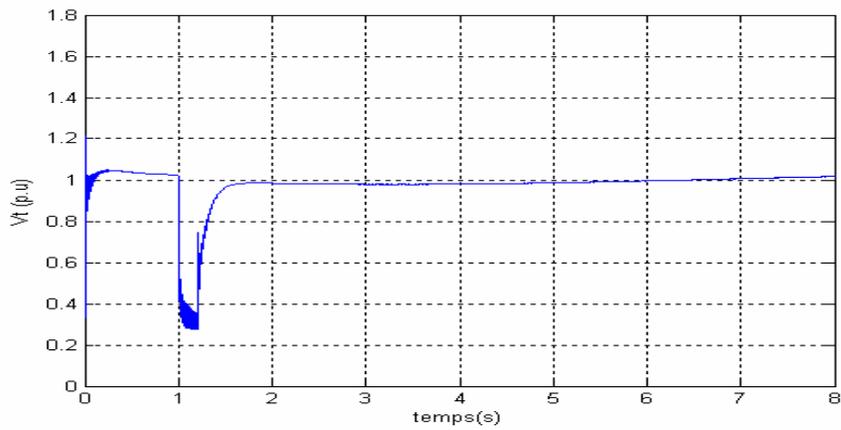


Figure II.48 : Tension aux bornes du générateur

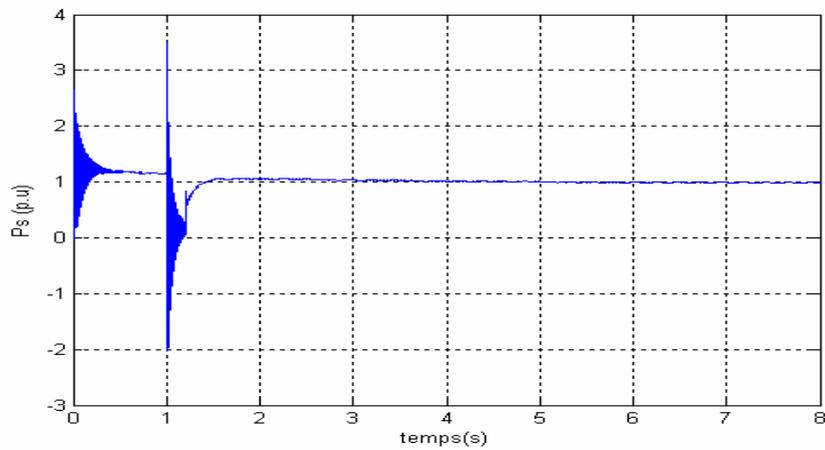


Figure II.49 : Puissance côté générateur

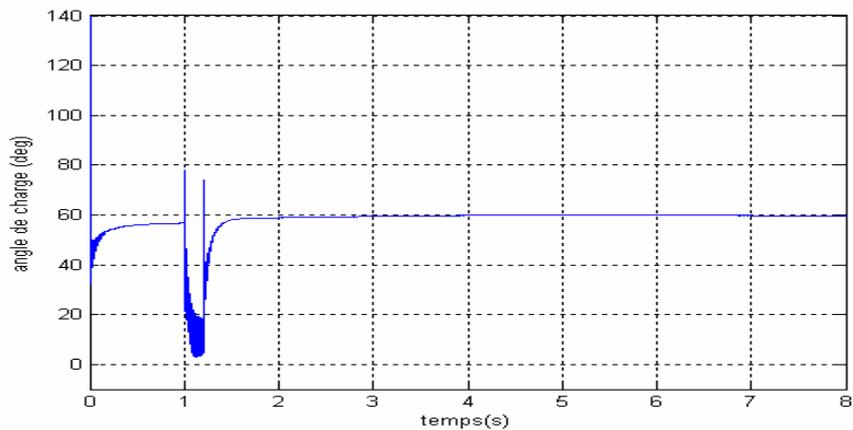


Figure II.50 : Angle de charge du générateur

II.7 Conclusion :

Dans ce chapitre on a étudié le comportement d'un réseau électrique, ainsi que les différents types de court-circuit et ses influences sur la stabilité d'un générateur connecté à un réseau infini via à une ligne de transport d'énergie, on a également étudié l'influence de la charge, de la position du défaut sur la stabilité.

Nous avons constaté que parmi les défauts existants, le cas la plus défavorable pour la stabilité du système est le défaut symétrique. Par conséquent, on considère ce cas pour notre étude car, si ce cas, le système conserve sa stabilité, il sera stable dans tous les autres cas.

III.1 Introduction :

Après avoir présenté dans le premier chapitre la stabilité d'un réseau électrique et les différentes méthodes d'amélioration de la stabilité ainsi que les différents types du compensateur. Nous avons choisi d'étudier l'ASVC pour améliorer la stabilité d'un réseau électrique, nous abordons dans le présent chapitre, la modélisation et le contrôle –commande du l'ASVC, nous présentons le modèle mathématique, l'identification des références et les bloc de commande de base du ASVC.

III.2 Structure du compensateur ASVC connecté au réseau triphasée :

Le compensateur synchrone de l'énergie réactive est une source de puissance réactive branchée en parallèle avec le réseau comme la montre la figure (III.1). L'ASVC produit à sa sortie un jeu de tension triphasée. Chacune de ces tensions est en phase et couplée avec la tension correspondante du réseau par l'intermédiaire d'une réactance X_s (qui habituellement constituée par l'inductance de fuite par phase du transformateur de couplage) [11], [12].

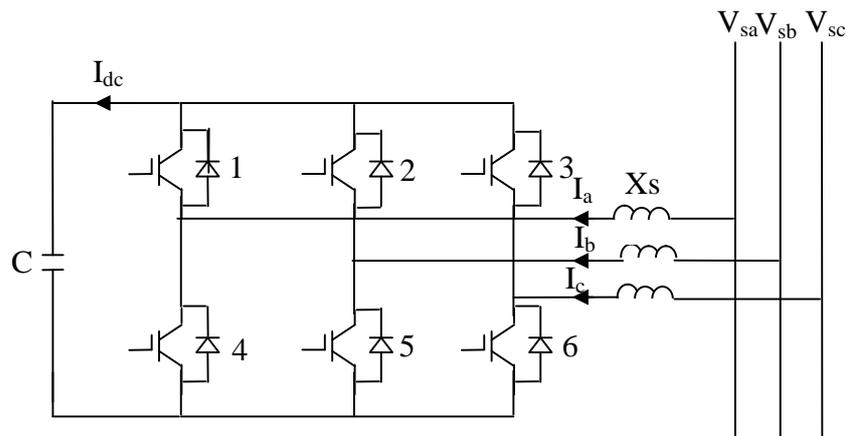


Figure III.1: Circuit équivalent du l'ASVC

X_s : représentant la réactance de fuite du transformateur.

i_a, i_b, i_c : Courants de compensateur shunt.

V_{sa}, V_{sb}, V_{sc} : Tensions de source du réseau.

I_{dc} : Courant du coté continu.

L'onduleur qui est la pièce maîtresse du l'ASVC, est constitué par six commutateurs à semi-conducteurs commandables à l'ouverture et à fermeture. Chaque commutateur est shunté par une diode en antiparallèle.

III.3 Principe de fonctionnement du l'ASVC :

Le principe de fonctionnement du l'ASVC peut être expliqué comme suit :

En faisant varier l'amplitude des tensions de sorties produites, on peut réguler l'échange de puissance réactive entre l'ASVC et le réseau [36]. Autrement dit, si l'amplitude de la tension de sortie de onduleur est augmentée au-delà de celle de la tension du réseau, figure (III.2.b), le courant circule à travers la réactance en provenance du l'ASVC vers le réseau et l'ASVC produit de la puissance réactive (capacitive) pour le réseau. D'autre part, si l'amplitude de la tension de sortie de l'onduleur est réduite à une valeur inférieure à celle du réseau, comme la montre la figure (III.2.c) alors le courant réactif circule depuis le réseau vers l'ASVC et donc, l'ASVC absorbe de la puissance réactive (inductive). Enfin si la tension de sortie est égale à celle du réseau l'échange de puissance réactive est égal à zéro [37].

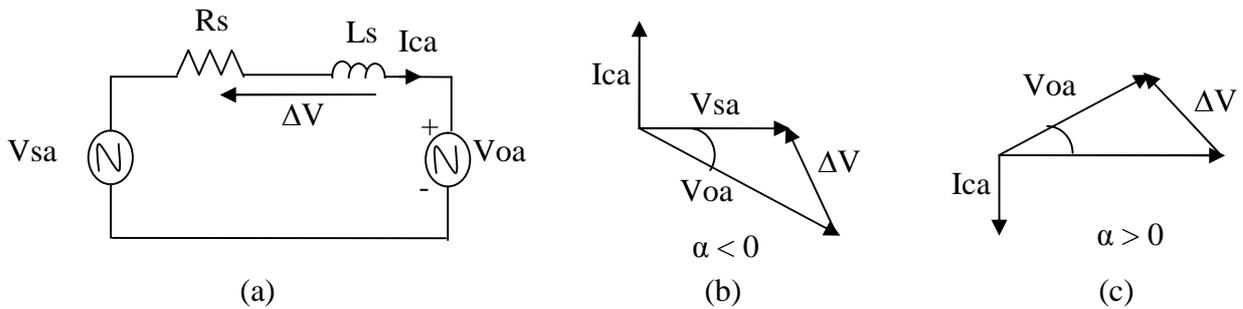


Figure III.2: Diagramme de phase pour le mode capacitif et inductif

- (a) circuit équivalent du l'ASVC en monophasée.
- (b) Diagramme de phase pour le mode capacitif.
- (c) Diagramme de phase pour le mode inductif.

III.4 Circuit détaillé du l'ASVC :

La figure (III.3) représente le schéma du circuit équivalent du l'ASVC.

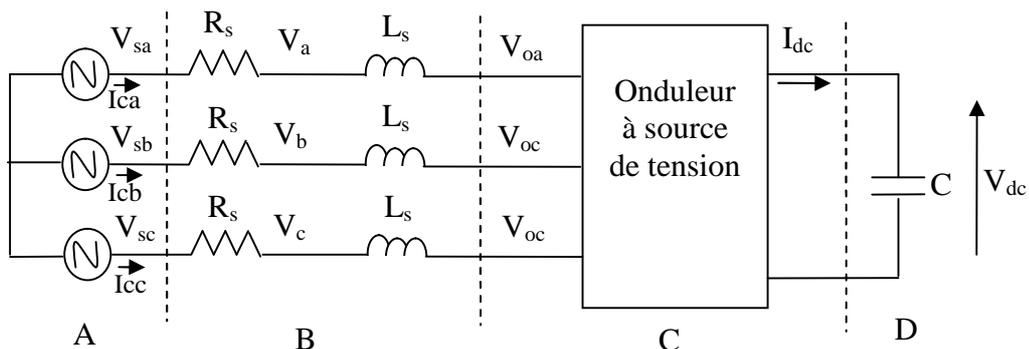


Figure III.3: Circuit équivalent du l'ASVC

Dans cette représentation L_s est l'inductance de fuite par phase du transformateur reliant l'ASVC au réseau, R_s représente les pertes actives du transformateur et de l'onduleur. Dans la partie continue C est la capacité du condensateur jouant le rôle d'accumulateur d'énergie. V_{oa} et V_{sa} sont les amplitudes fondamentales des tensions de sortie de l'onduleur et celle de réseau respectivement.

III.5 Modélisation du compensateur ASVC :

La modélisation du l'ASVC est simplifiée en utilisant le circuit représenté par la figure (III.3) ainsi que le circuit équivalent monophasé [39]. La modélisation de ce circuit est basée sur les hypothèses suivantes :

- Tous les interrupteurs sont supposés idéals.
- Les trois tensions de la source alternative sont équilibrées.
- Toutes les chutes de tensions dans le compensateur sont représentées par les résistances R_s .
- Les harmoniques causés par l'action d'ouverture et de fermeture des interrupteurs sont supposés négligeables [40].

En utilisant la représentation matricielle sur le système d'axe abc le modèle mathématique de l'ASVC est donné par le système d'équations suivant :

$$\frac{d}{dt} \begin{bmatrix} Ia \\ Ib \\ Ic \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{Rs}{Ls} & 0 & 0 \\ 0 & \frac{Rs}{Ls} & 0 \\ 0 & 0 & \frac{Rs}{Ls} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} Ia \\ Ib \\ Ic \end{bmatrix} + \frac{1}{Ls} \begin{bmatrix} Vsa - Voa \\ Vob - Vob \\ Vsc - Voc \end{bmatrix} \quad (III.1)$$

• **Transformation de la partie A :**

$$\mathbf{V}_{s,abc} = \begin{bmatrix} V_{sa} \\ V_{sb} \\ V_{sb} \end{bmatrix} = \sqrt{\frac{2}{3}} \cdot V_s \begin{bmatrix} \sin(\omega t) \\ \sin(\omega t - 2\pi/3) \\ \sin(\omega t + 2\pi/3) \end{bmatrix} \quad (III.2)$$

Les trois tensions du réseau sont données par l'équation suivante :

$$K_{pa} = \sqrt{\frac{2}{3}} \begin{bmatrix} \cos(\omega t) & \cos(\omega t - \frac{2\pi}{3}) & \cos(\omega t + \frac{2\pi}{3}) \\ \sin(\omega t) & \sin(\omega t - \frac{2\pi}{3}) & \sin(\omega t + \frac{2\pi}{3}) \\ \frac{1}{\sqrt{2}} & \frac{1}{\sqrt{2}} & \frac{1}{\sqrt{2}} \end{bmatrix} \quad (III.3)$$

V_s : la tension efficace du réseau.

ω : Fréquence de pulsation de la tension du réseau.

Le système d'équations (III.2) peut être réécrit dans le repère d'axes de park (dq) en utilisant la matrice de transformation suivante :

$$K_{pa}^{-1} = K_{pa}^T \quad (III.4)$$

On note que la matrice inverse de la matrice de Park K_{pa} est la transposée de K_{pa} .

Le variable X représente toutes les grandeurs alternatives (tensions et courants) dans la transformation de X_{abc} à X_{dq0} à l'aide de la transformation de Park dq.

$$\begin{aligned} X_{dq0} &= K_{pa} \cdot X_{abc} \\ X_{abc} &= K_{pa}^{-1} \cdot X_{dq0} \end{aligned} \quad (III.5)$$

Après la transformation abc-dq, le système d'équation (III.2) peut être représenté dans Park par le système suivant :

$$V_{s,dq0} = K_{pa} \cdot V_{s,abc} = V_s \begin{bmatrix} -\sin \alpha \\ \cos \alpha \\ 0 \end{bmatrix} \quad (III.6)$$

• Transformation de la partie B :

Dans cette partie on peut décomposer notre système en deux parties. La première donne la relation entre la tension et le courant dans la résistance R_s . L'autre partie représente la relation entre la tension et le courant dans l'inductance L_s .

$$V_{s,abc} = \begin{bmatrix} V_{sa} \\ V_{sb} \\ V_{sc} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} R_s & 0 & 0 \\ 0 & R_s & 0 \\ 0 & 0 & R_s \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_a \\ I_b \\ I_c \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} V_a \\ V_b \\ V_c \end{bmatrix} \quad (III.7)$$

✓ **Pour la première relation :**

$$V_{s,dqo} = \begin{bmatrix} V_{sd} \\ V_{sq} \\ V_{so} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} R_s & 0 & 0 \\ 0 & R_s & 0 \\ 0 & 0 & R_s \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_d \\ I_q \\ I_o \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} V_d \\ V_q \\ V_o \end{bmatrix} \quad (III.8)$$

La transformation dans le repère dq du système d'équations (III.7) donne :

$$L_s \cdot \frac{d}{dt} \begin{bmatrix} I_a \\ I_b \\ I_c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} V_a - V_{oa} \\ V_b - V_{ob} \\ V_c - V_{oc} \end{bmatrix} \quad (III.9)$$

✓ **Pour la deuxième relation :**

La transformation dans le repère dq du système d'équations (III.9) donne :

$$L_s \cdot \frac{d}{dt} \begin{bmatrix} I_d \\ I_q \\ I_o \end{bmatrix} = L_s \cdot \frac{d}{dt} (K_{pa}) K_{pa}^{-1} \begin{bmatrix} I_d \\ I_q \\ I_o \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} V_d - V_{od} \\ V_q - V_{oq} \\ V_o - V_{oo} \end{bmatrix} \quad (III.10)$$

En rassemblant les deux parties A et B, on obtient le système d'équations suivant :

$$\frac{d}{dt} \begin{bmatrix} I_d \\ I_q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -\frac{R_s}{L_s} & \omega \\ -\omega & -\frac{R_s}{L_s} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_d \\ I_q \end{bmatrix} + \frac{1}{L_s} \begin{bmatrix} V_{sd} - V_{od} \\ V_{sq} - V_{oq} \end{bmatrix} \quad (III.11)$$

• **Transformation des parties C et D :**

En se basant sur l'hypothèse qui néglige les harmoniques causées par l'action d'ouverture et de fermeture des interrupteurs, les fonctions d'impulsions peuvent être définie comme suit :

$$\mathbf{S}_{abc} = \begin{bmatrix} S_a \\ S_b \\ S_c \end{bmatrix} = \sqrt{\frac{2}{3}} \cdot m \begin{bmatrix} \sin(\omega t + \alpha) \\ \sin(\omega t - \frac{2\pi}{3} + \alpha) \\ \sin(\omega t + \frac{2\pi}{3} + \alpha) \end{bmatrix} \quad (\text{III.12})$$

α : Angle de déphasage entre les tensions du réseau et les tensions de sortie de l'onduleur.

On peut définir les trois tensions de l'onduleur qui sont exprimées en fonctions de la tension continue V_{dc} du condensateur et les fonctions d'impulsions S .

$$\mathbf{V}_{o,abc} = \mathbf{S} \mathbf{V}_{dc} \quad (\text{III.13})$$

La représentation de ces trois tensions dans le repère de Park est donnée par le système d'équations suivant :

$$\mathbf{V}_{o,dqo} = \begin{bmatrix} V_{od} \\ V_{oq} \\ V_{oo} \end{bmatrix} = \mathbf{K}_{pa} \cdot \mathbf{S} \mathbf{V}_{dc} = m \begin{bmatrix} 1 \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix} \cdot \mathbf{V}_{dc} \quad (\text{III.14})$$

On peut écrire le système des courants dans les axes dq de la façon suivante :

$$\frac{d}{dt} \begin{bmatrix} I_d \\ I_q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -\frac{R_s}{L_s} & \omega \\ -\omega & -\frac{R_s}{L_s} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_d \\ I_q \end{bmatrix} + \frac{1}{L_s} \begin{bmatrix} V_s \cos \alpha - m V_{dc} \\ -V_s \sin \alpha \end{bmatrix} \quad (\text{III.15})$$

Le courant dans le condensateur du côté continu exprimé à l'aide des fonctions d'impulsions S est donné par :

$$\mathbf{I}_{dc} = \mathbf{S}^T \cdot \mathbf{I}_{abc} \quad (\text{III.16})$$

La représentation dans le référentiel de Park, du courant I_{dc} du côté continu donne :

$$\mathbf{I}_{dc} = \mathbf{S}^T \mathbf{K}_{pa}^{-1} \cdot \mathbf{I}_{dqo} = m \begin{bmatrix} 1 & 0 & 0 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_d \\ I_q \\ I_o \end{bmatrix} \quad (\text{III.17})$$

$$\mathbf{I}_{dc} = m \cdot \mathbf{I}_d \quad (\text{III.18})$$

La relation entre le courant et la tension du côté continu s'écrit:

$$I_{dc} = C_s \cdot \frac{dV_{dc}}{dt} \quad (III.19)$$

$$\frac{dV_{dc}}{dt} = \frac{m}{C_s} \cdot I_d \quad (III.20)$$

L'indice de modulation m peut être exprimé par l'équation suivante :

$$m = \frac{\sqrt{V_{od}^2 + V_{oq}^2}}{V_{dc}} \quad (III.21)$$

Et l'angle de déphasage α est donné par :

$$\alpha = \arctg \left(\frac{V_{oq}}{V_{od}} \right) \quad (III.22)$$

En rassemblant toutes les parties du système et en introduisant l'équation (III.20) donnant le modèle de la partie continue dans le système des courants représentés dans le repère de Park, on obtient le modèle mathématique complet du système ASVC suivant :

$$\frac{d}{dt} \begin{bmatrix} I_d \\ I_q \\ V_{dc} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -\frac{R_s}{L_s} & \omega & -\frac{m}{L_s} \\ -\omega & -\frac{R_s}{L_s} & 0 \\ -\frac{m}{C_s} & 0 & 0 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} I_d \\ I_q \\ V_{dc} \end{bmatrix} + \frac{V_s}{L_s} \begin{bmatrix} \cos \alpha \\ -\sin \alpha \\ 0 \end{bmatrix} \quad (III.23)$$

III.6 Calcul des puissances active et réactive instantanées du ASVC :

III.6.1 Calcul de la puissance active :

On décrit les tensions du réseau V_{sd} , V_{sq} et les courants I_d , I_q sur le référentiel de Park (dq). La puissance active instantanée P_c absorbé par l'ASVC s'obtient au moyen de la formule classique :

$$P_c = V_{sd} \cdot I_d + V_{sq} \cdot I_q = V_s I_d \quad (III.24)$$

III.6.2 Calcul de la puissance réactive :

Cette puissance n'est pas définie qu'en régime sinusoïdal. Elle est associée à la composante réactive du courant (quadrature avec la tension), donc au comportement inductif ou capacitif de la charge. On élargit la définition de la puissance réactive moyenne pour un système triphasé équilibré à une puissance réactive instantanée pour le système triphasé.

La puissance réactive est déduite en remplaçant le courant du réseau par le courant en quadrature retard (-90 degrés) dans le repère de Park.

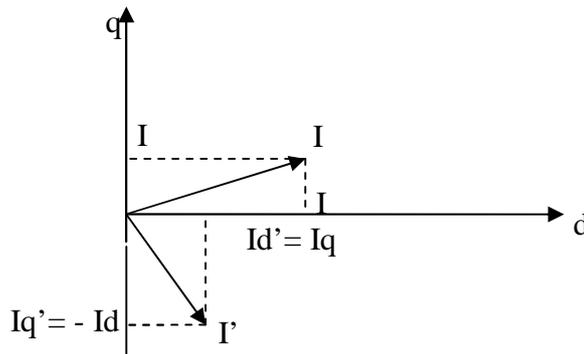


Figure III.4 calcul du courant en quadrature dans le repère dq

En utilisant l'équation (III.25), la puissance réactive peut être exprimé par :

$$Q_c = V_{sd} \cdot I_d' + V_{sq} \cdot I_q' = V_{sd} \cdot I_q - V_{sq} \cdot I_d = V_s \cdot I_q \tag{III.25}$$

III.7 Contrôle du ASVC [41], [42], [43] :

Nous allons développer les méthodes d'identifications des références ainsi que les méthodes de commande de l'onduleur.

III.7.1 Identifications des références :

Dans le cas général, l'ASVC compense la puissance réactive au point de raccordement et régule la tension aux bornes du condensateur, il faut déterminer les références pour commander le dispositif. Il existe plusieurs méthodes d'identification des références, parmi lesquelles on peut citer :

- Méthode Watt – Var Découplé.
- Méthode des puissances réelles et imaginaires.

III.7.1.1 Méthode Watt-Var Découplé :

Afin de comprendre le principe de cette commande dans le cas général, nous considérons un onduleur connecté au réseau, via la résistance R_s et l'inductance L_s (qui représentent le modèle simplifié d'un transformateur), comme indiqué sur la figure (III.1).

Nous avons l'équation suivante :

$$\frac{d}{dt} \begin{bmatrix} I_d \\ I_q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -\frac{R_s}{L_s} & \omega \\ -\omega & \frac{R_s}{L_s} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_d \\ I_q \end{bmatrix} + \frac{1}{L_s} \begin{bmatrix} V_d - V_{od} \\ V_q - V_{oq} \end{bmatrix} \quad (III.26)$$

Les deux nouvelles variables présentées en (III.28), sont les sorties du système de commande constitué de deux contrôleurs PI :

$$X_1 = \frac{1}{L} (V_d - V_{od}) \quad \text{et} \quad X_2 = \frac{1}{L_s} (V_q - V_{oq}) \quad (III.27)$$

Les valeurs de i_{dref} et i_{qref} sont les références des courants actif et réactif [16].

$$\begin{aligned} X_1 &= \left(K_p + \frac{K_i}{s} \right) (i_{dref} - i_d) - \omega i_q \\ X_2 &= \left(K_p + \frac{K_i}{s} \right) (i_{qref} - i_q) + \omega i_d \end{aligned} \quad (III.28)$$

Nous appliquons la transformation de Laplace à l'équation (III.26). Nous transformons ainsi les équations (III.27) et (III.28). Nous obtenons la fonction de transfert suivante :

$$F(s) = \frac{i_d}{i_{dref}} = \frac{i_q}{i_{qref}} = \frac{K_i + s \cdot K_p}{K_i + s \left(\frac{R_s}{L_s} + K_p \right) + s^2} \quad (III.29)$$

Le contrôle est optimal si les gain K_p et K_i sont maximaux.

Le schéma de contrôle du l'ASVC par la méthode "Watt-Var découplé" est représenté sur la figure suivante :

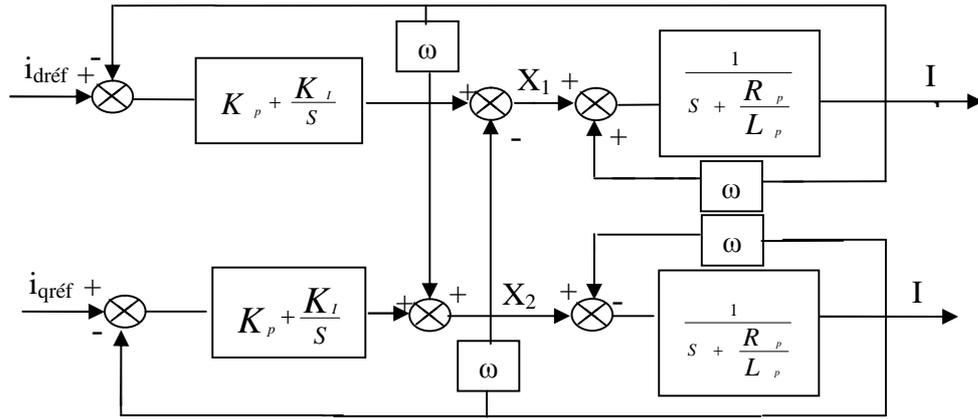


Figure III.5 : Schéma bloc de la méthode Watt-Var

Le schéma global de l'identification des références et de régulation du courant pour cette méthode est montré sur la figure (III.5) où le régulateur est celui de la figure (III.5) :

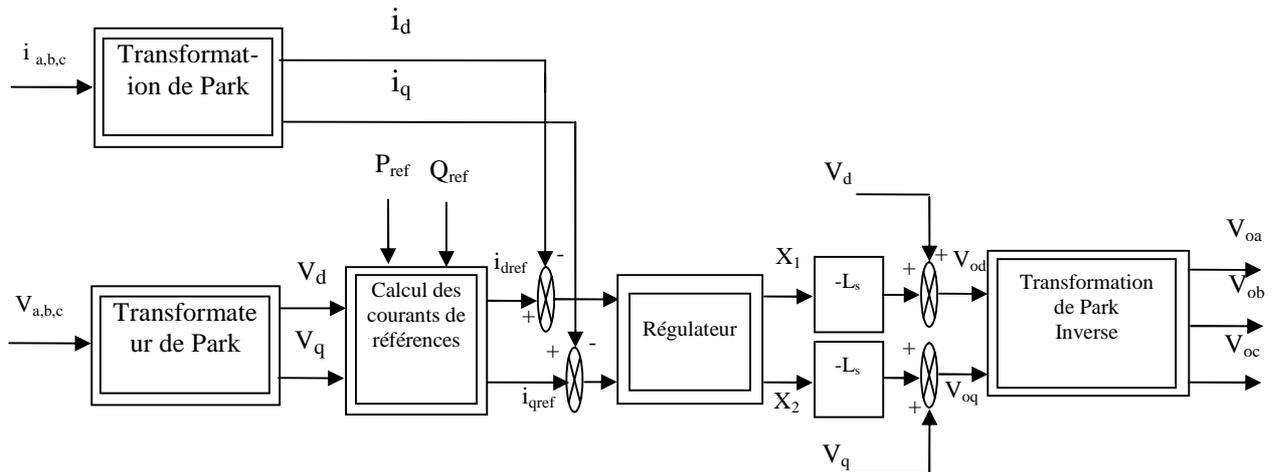


Figure III.6: Schéma global du contrôle par la méthode Watt-Var découplé

Dans la suite nous adapterons cette méthode à la commande du ASVC.

Les valeurs d'entrée du contrôleur permettent la commande indépendante de la puissance active et de la puissance réactive du ASVC.

Les puissance active et réactive ($P_{réf}$, $Q_{réf}$) sont des références de courant déterminées comme suit :

$$\frac{d}{dt} \begin{bmatrix} i_d \\ i_q \end{bmatrix} = \frac{1}{V_d^2 + V_q^2} \begin{bmatrix} V_d & V_q \\ V_q & -V_d \end{bmatrix} \begin{bmatrix} P_{réf} \\ Q_{réf} \end{bmatrix} \quad (III.30)$$

Les composantes du courant sont comparées avec ses références, les écarts entre elles, passent par les régulateurs, A partir des équations (III.28), les sorties des régulateurs (X_1 et X_2) donnent les composantes de la tension de référence de la MLI dans le repère dq. En passant par la transformation inverse de Park, nous obtenons les références de la MLI.

III.7.1.2 Méthode des puissances réelle et imaginaire instantanées :

Dans cette partie nous allons étudier la méthode d'identification basée sur les puissances instantanées. Notons respectivement les tensions simples et les courants de ligne d'un système triphasé sans composante homopolaire par (v_a, v_b, v_c) et (i_a, i_b, i_c). La transformation de Concordia permet de ramener ce système triphasé équilibré à un système diphasé dont les axes sont en quadrature. Cette transformation appliquée aux tensions du réseau et aux courants de ligne mène à :

$$\begin{bmatrix} V_\alpha \\ V_\beta \end{bmatrix} = \sqrt{\frac{2}{3}} \begin{bmatrix} 1 & -\frac{1}{2} & -\frac{1}{2} \\ 0 & \frac{\sqrt{3}}{2} & -\frac{\sqrt{3}}{2} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_a \\ V_b \\ V_c \end{bmatrix} \quad \text{et} \quad \begin{bmatrix} i_\alpha \\ i_\beta \end{bmatrix} = \sqrt{\frac{2}{3}} \begin{bmatrix} 1 & -\frac{1}{2} & -\frac{1}{2} \\ 0 & \frac{\sqrt{3}}{2} & -\frac{\sqrt{3}}{2} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_a \\ i_b \\ i_c \end{bmatrix} \quad (\text{III.31})$$

Les puissances réelle et imaginaire instantanées, notées respectivement P_{sh} et Q_{sh} , sont définies par la relation matricielle suivante :

$$\begin{bmatrix} P_{sh} \\ Q_{sh} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} V_\alpha & V_\beta \\ -V_\beta & V_\alpha \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_\alpha \\ i_\beta \end{bmatrix} \quad (\text{III.32})$$

En remplaçant les tensions et les courants diphasés par leurs homologues triphasés, nous obtenons :

$$P_{sh} = V_\alpha \cdot i_\alpha + V_\beta \cdot i_\beta = V_a \cdot i_a + V_b \cdot i_b + V_c \cdot i_c \quad (\text{III.33})$$

De même, pour la puissance imaginaire nous obtenons la méthode de Boucherot :

$$Q_{sh} = V_\alpha \cdot i_\beta - V_\beta \cdot i_\alpha = \frac{1}{\sqrt{3}} [(V_c - V_b) \cdot i_a + (V_a - V_c) \cdot i_b + (V_b - V_a) \cdot i_c] \quad (\text{III.34})$$

Dans le cas général, chacune des puissances P_{sh} et Q_{sh} comporte une partie continue et une partie alternative, ce qui nous permet d'écrire :

$$\begin{aligned} P_{sh} &= \overline{P_{sh}} + p_{sh} \\ Q_{sh} &= \overline{Q_{sh}} + Q_{sh} \end{aligned} \quad (\text{III.35})$$

\overline{P}_{sh} et \overline{Q}_{sh} : sont les composantes continues de P_{sh} et Q_{sh} ,

P_{sh} et Q_{sh} : sont les composantes alternatives de P_{sh} et Q_{sh} .

Etant donné que l'influence des harmoniques sur le réseau 400 kV est faible, nous l'avons négligée dans notre étude. Pour la régulation de tension au point de raccordement, nous considérons un terme de puissance réactive nommé Q_{ref} . De même, pour la régulation de la tension continue, nous considérons un terme de puissance active nommé P_{ref} .

De la relation (III.31) donnant les puissances réelle et imaginaire instantanées découle l'expression suivante pour les courants :

$$\begin{bmatrix} i_{\alpha} \\ i_{\beta} \end{bmatrix} = \frac{1}{V_{\alpha}^2 + V_{\beta}^2} \begin{bmatrix} V_{\alpha} & -V_{\beta} \\ V_{\beta} & V_{\alpha} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} P_{ref} \\ Q_{ref} \end{bmatrix} \quad (III.36)$$

Cette expression permet d'identifier les références du courant dans le repère α - β . Les courants triphasés sont obtenus à partir des courants diphasés i_{α} , et i_{β} par la transformation inverse de Concordia :

$$\begin{bmatrix} i_{a-ref} \\ i_{b-ref} \\ i_{c-ref} \end{bmatrix} = \sqrt{\frac{2}{3}} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ -\frac{1}{2} & \frac{\sqrt{3}}{2} & -\frac{\sqrt{3}}{2} \\ \frac{1}{2} & \frac{\sqrt{3}}{2} & -\frac{1}{2} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_{\alpha} \\ i_{\beta} \end{bmatrix} \quad (III.37)$$

L'algorithme de la figure (III.7) illustre la méthode d'identification des différents courants de référence du l'ASVC :

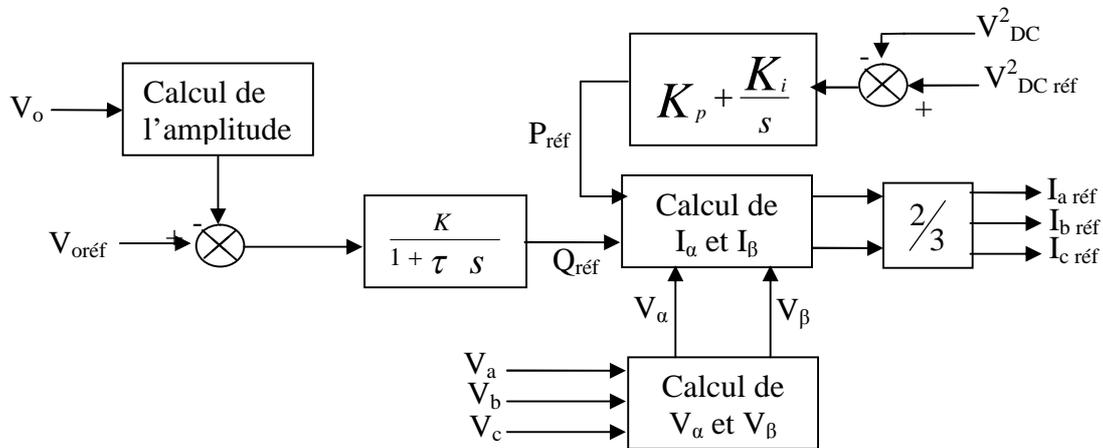


Figure III.7: Identification des courants de référence

III.7.2 Réglage du l'ASVC par le contrôleur Proportionnel Intégral:

L'objectif de la régulation est de contrôler le courant à la sortie de l'onduleur. La mise au point d'un régulateur doit prendre en compte les critères suivants :

- La bande passante du régulateur doit être assez large afin de ne pas introduire un retard important.
- Le fonctionnement de la régulation ne doit pas être perturbé par les harmoniques dus aux découpages de l'onduleur. Ces harmoniques doivent être atténués à la sortie du régulateur. Dans cette étude nous avons utilisé le régulateur PI [44].

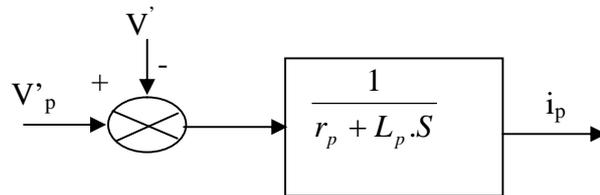


Figure III.8 : Schéma bloqué en boucle ouverte

La boucle de régulation de courant est représenté par le schéma bloqué suivant :

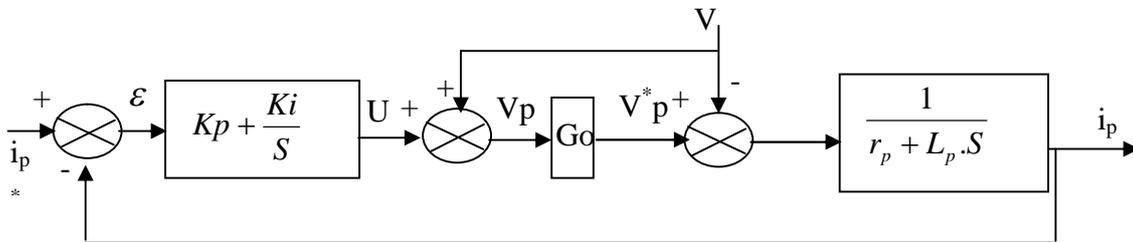


Figure III.9 Boucle de régulation de courant

Pour que V_p soit égal à V_p^* , nous choisissons G_0 égal à 1.

Le modèle de régulation simplifié donnée par la figure suivant :

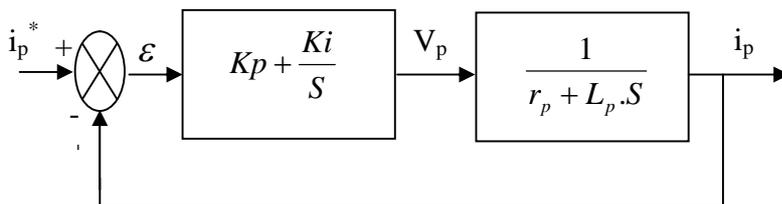


Figure III.10 : Boucle de régulation simplifiée

Les fonctions de transferts du système bouclé régulé sont données par les expressions suivantes:

$$i_p = \varepsilon \cdot \frac{k_p \cdot S + k_i}{S} \cdot G_o \cdot \frac{1}{S + \frac{r_p}{L_p}} \quad (III.45)$$

$$i_p = \frac{\varepsilon \cdot G_o}{S} \cdot \frac{k_p \cdot S + k_i}{S + \frac{r_p}{L_p}} = \varepsilon \cdot G(S)$$

$$\varepsilon = i_p^* - i_p \quad (III.46)$$

$$i_p (1 + G(S)) = G(S) \cdot i_p^*$$

$$\frac{i_p}{i_p^*} = \frac{(k_p \cdot S + k_i) G_o}{S^2 + \left(\frac{r_p}{L_p} + k_p \cdot G_o \right) \cdot S + k_i \cdot G_o} \quad (III.47)$$

L'équation caractéristique du système en boucle fermée :

$$D(S) = S^2 + \left(\frac{r_p}{L_p} + k_p \cdot G_o \right) \cdot S + k_i \cdot G_o \quad (III.48)$$

Pour le dimensionnement de régulateur PI en utilise la méthode de placement de pole comme suit :

Compte tenu des performances que l'on soustraite obtenir

$$D = 0,001$$

$$t_m = 0,01$$

$$\varphi = \frac{1}{\sqrt{1 + \frac{\pi^2}{\ln^2(D)}}} \quad (III.49)$$

$$\omega_n = \frac{3}{t_m}$$

ω_n : Pulsation propre.

t_m : Temps de montée.

Soit :

$$\frac{r_p}{L_p} + k_p \cdot G_o = 2\varphi \cdot \omega_n$$

$$k_i \cdot G_o = \omega_n^2$$

$$\text{Alors : } k_p = \frac{\left(2\varphi \cdot \omega_n - \frac{r_p}{L_p}\right)}{G_o}$$

$$k_i = \frac{\omega_n^2}{G_o}$$

La figure ci-dessous montre le diagramme de Bode du système de régulation de courant injecté par le convertisseur parallèle.

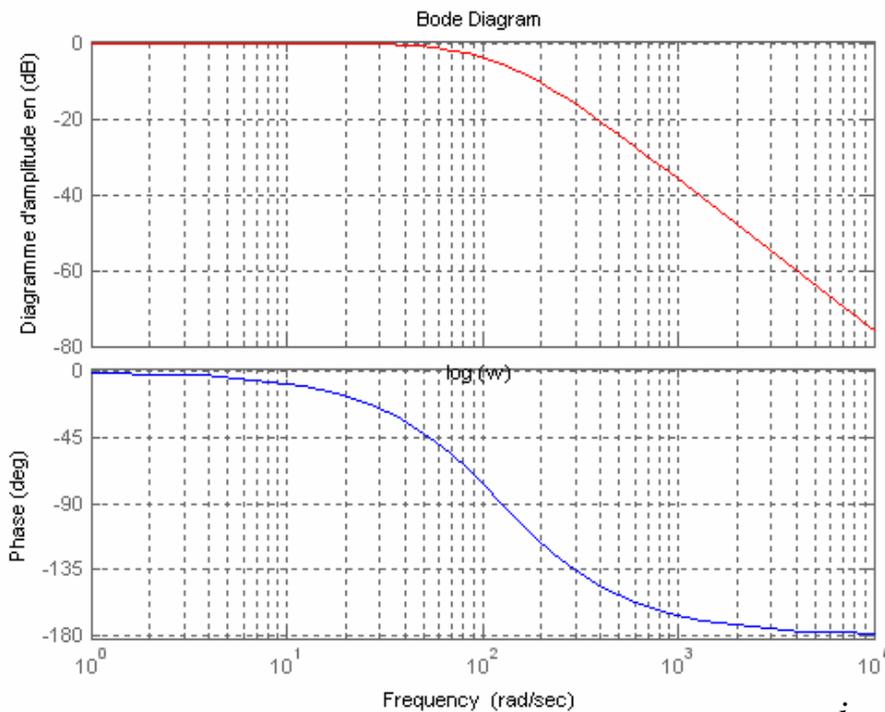


Figure III.11 : Diagramme de Bode de la fonction de transfert $\frac{i_p}{i_p^*}$

D'après le diagramme de Bode on conclure que la boucle de réglage de courant parallèle présente une stabilité très important par ce que le critère de Bode pour la stabilité des système est vérifié (critère de revers dans le plan de Bode) alors, Le système est stable par ce que la pulsation critique ω_c pour la quelle $20\log_{10} (|G(j\omega)|) = 0$ dB lui correspond un déphasage φ supérieur à 180° de la réponse en fréquence en boucle ouverte.

III.8 Commande de l'onduleur [45]:

L'objectif de la commande est de générer les ordres d'ouverture et de fermeture des interrupteurs de sortie que les tensions créent par l'onduleur soit la plus proche de la tension de référence. Deux méthodes de commandes peuvent être utilisées :

- Commande par hystérésis.
- Commande par MLI (Modulation de Largeur d'Impulsion).

III.8.1 commande par hystérésis :

Le principe de contrôle des courants par hystérésis consiste à maintenir chacun des courants générés dans une bande enveloppant les courants de référence. Chaque violation de cette bande donne un ordre de commutation.

En pratique, c'est la technique schématisée sur la figure (III.12) que l'on utilise. La différence entre le courant de référence et celui mesuré est appliquée à l'entrée d'un comparateur à hystérésis dont la sortie fournit directement l'ordre de commande des interrupteurs du bras correspondant de l'onduleur

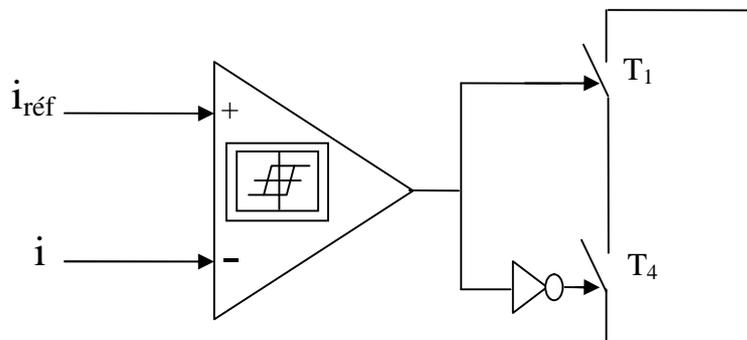


Figure III.12: Contrôle de courant par hystérésis

La simplicité de la mise en œuvre de cette stratégie est son avantage, tandis que la fréquence de commutation variable peut être son inconvénient. Celui-ci peut être remédié par une autre version de contrôle par l'hystérésis avec une fréquence de commutation fixe

III.8.2 Commande par MLI :

La méthode basée sur la MLI met en œuvre d'abord un régulateur qui, à partir de l'écart entre le courant et sa référence, détermine la tension de référence de l'onduleur (modulatrice). Cette

dernière est ensuite comparée avec un signal en dent de scie à fréquence élevée (porteuse). La sortie du comparateur fournit l'ordre de commande des interrupteurs.

La commande MLI est caractérisée par le taux de modulation m , qui est le rapport entre l'amplitude de la référence et celle de la porteuse. $m = \frac{V_{abc}}{V_t}$.

Le schéma de principe de cette méthode est donné sur la figure (III.11)

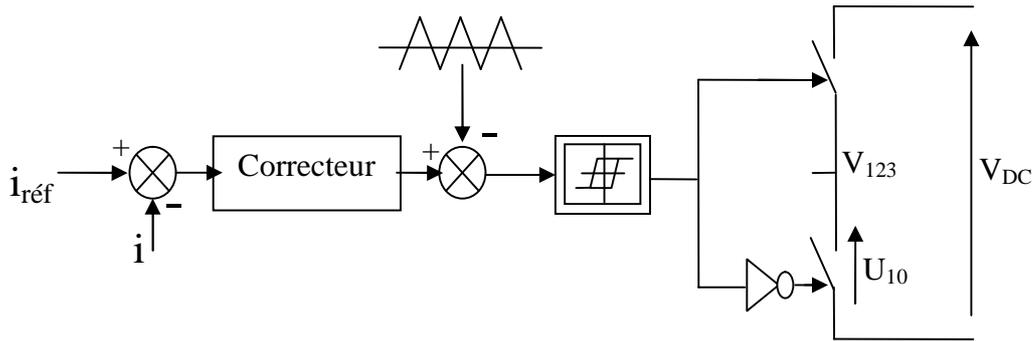


Figure III.13 : Contrôle de courant par MLI

D'après ce schéma de control on peut établir les relations suivantes :

$$\begin{aligned} -U_{10} + V_1 + V_2 + U_{20} &= 0 \\ -U_{10} + V_1 - V_3 + U_{30} &= 0 \end{aligned} \tag{III.38}$$

En sommant ces deux équations, on aura :

$$-2U_{10} + 2V_1 - V_2 - V_3 + U_{20} + U_{30} = 0 \tag{III.39}$$

Avec :

$$V_1 + V_2 + V_3 = 0 \tag{III.40}$$

On remplace $-V_3 - V_2 = V_1$ dans l'équation (III.39) et on tire :

$$V_1 = \frac{1}{3}(2U_{10} - U_{20} - U_{30})$$

Par analogie, on obtient les autres tensions de phase.

$$V_2 = \frac{1}{3}(2U_{20} - U_{10} - U_{30})$$

$$V_3 = \frac{1}{3}(2U_{30} - U_{10} - U_{20})$$

Finalement ces tensions ont la forme suivante :

$$\begin{bmatrix} V_1 \\ V_2 \\ V_3 \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 2 & -1 & -1 \\ -1 & 2 & -1 \\ -1 & -1 & 2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} U_{10} \\ U_{20} \\ U_{30} \end{bmatrix} \quad (\text{III.41})$$

Selon les conditions des interrupteurs statiques (avec $k= a, b, c$), avec S_k , désigne les états des interrupteurs des phases a, b, c respectivement. Il est à noter que les états des interrupteurs d'un même bras sont complémentaires.

Les états des interrupteurs de l'onduleur sont déterminés par les règles suivantes :

$$V_a \geq V_t \Rightarrow S_a = 1, \quad \text{si non} \quad S_a = 0$$

$$V_b \geq V_t \Rightarrow S_b = 1, \quad \text{si non} \quad S_b = 0$$

$$V_c \geq V_t \Rightarrow S_c = 1, \quad \text{si non} \quad S_c = 0$$

Les tensions de branches U_{ko} peuvent être exprimé en fonction des interrupteurs S_k .

$$U_{ko} = S_k V_{DC} \quad (\text{III.42})$$

$$\begin{bmatrix} V_1 \\ V_2 \\ V_3 \end{bmatrix} = \frac{V_{DC}}{3} \begin{bmatrix} 2 & -1 & -1 \\ -1 & 2 & -1 \\ -1 & -1 & 2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} S_1 \\ S_2 \\ S_3 \end{bmatrix} \quad (\text{III.43})$$

Le système (III.43) représente le modèle mathématique de l'onduleur à MLI.

En appliquant la transformation de Park au système d'équations (III.43) on obtient le système suivant :

$$V_{od} = \frac{1}{\sqrt{2}}(V_2 - V_3) \quad (\text{III.44})$$

$$V_{oq} = V_t$$

Le système d'équations (III.44) représente le modèle mathématique de l'onduleur à MLI dans le référentiel d'axe dq.

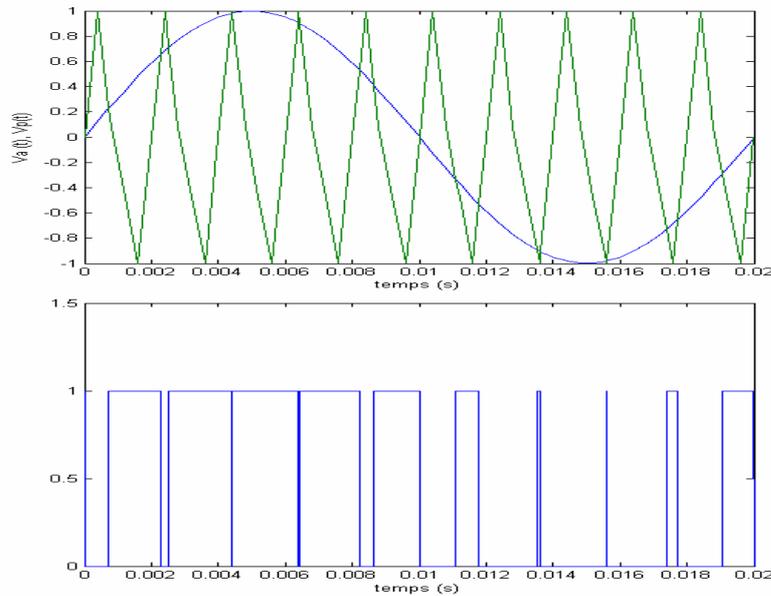


Figure III.14: Principe de la MLI en sinus triangle d'une phase

III.8.3 Résultats de simulation du l'ASVC avec régulateur PI :

On peut maintenant simuler le comportement de notre système munit de son régulateur PI. Ceci a été réalisé avec l'outil Matlab/ Simulink.

➤ **Les paramètres en per unit :**

Les paramètres de base en per-unit :

$$f_B = 50 \text{ Hz} , S_B = 2000 \text{ MVA} , U_B = 400\sqrt{(2/3)} \text{ KV} , Z_B = 125\Omega , V_{dcB} = 97 \text{ KV}$$

✓ **Ligne de transmission :**

$$v_s = 1 \text{ p.u} , v_r = 1 \text{ p.u} , r = 0.01 \text{ pu} , X = 0.1 \text{ p.u}$$

✓ **Convertisseur Shunt:**

$$r_p = 0.1 \text{ p.u} , X_p = 1 \text{ p.u.} , f_c = 15 \text{ pu}$$

✓ **Côté continu :**

$$C = 2.65 \text{ p.u} , V_{dc} = 3 \text{ p.u}$$

✓ **Le régulateur :**

$$k_p = 0.3, k_i = 68.0249$$

La figure (III.15) montre la réponse dynamique de la puissance réactive pour une consigne de puissance réactive de 0.3 p.u, on remarque que ASVC est en mode absorbeur. La figure (III.16) représente l'allure de courant réactif I_q .

La figure (III.17) donne la forme d'onde du courant du ASVC par rapport à la tension du réseau, on remarque que le courant est en retard de phase par rapport à la tension, dans ce cas l'ASVC absorbe de l'énergie réactive.

La figure (III.18) montre la tension côté continu V_{dc} suivant la référence de 3 p.u.

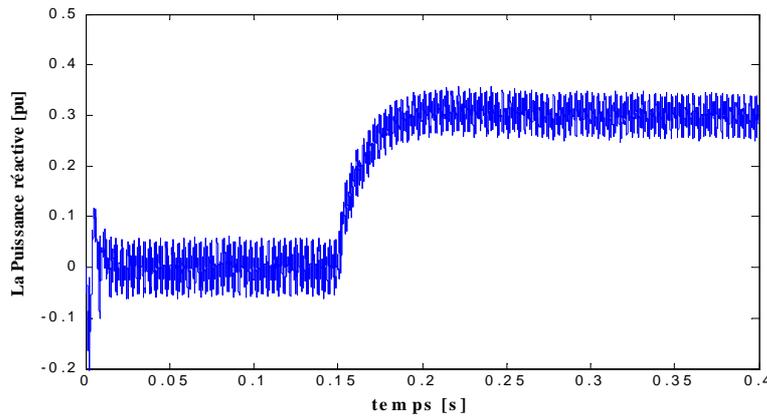


Figure III.15 Réponse de la puissance réactive Q .

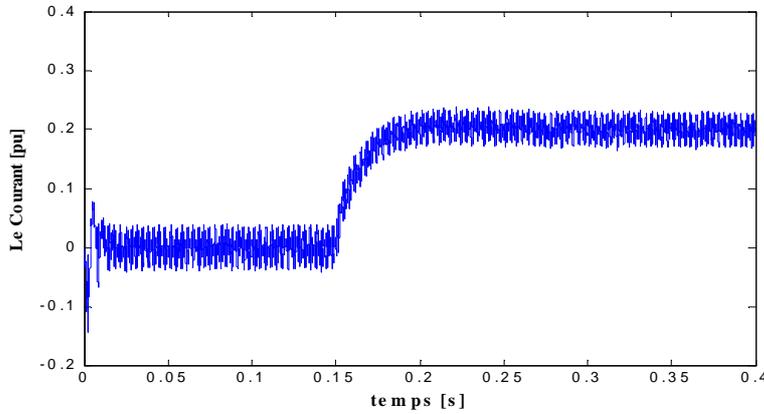


Figure III.16 Réponse du courant réactif lors d'un échelon de la puissance Q .

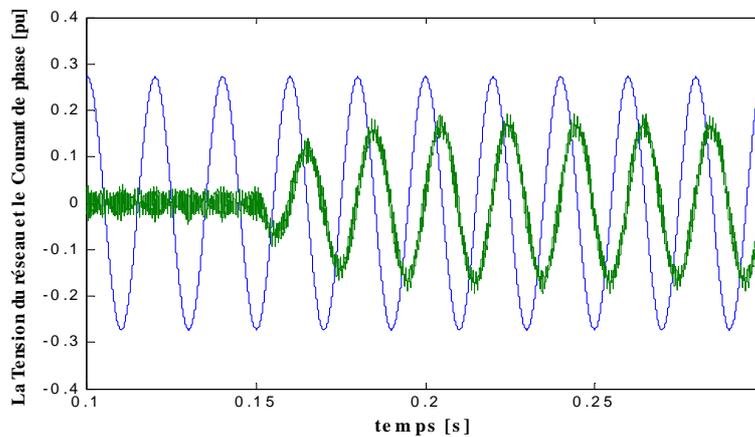


Figure III.17 Réponse du courant par rapport à la tension du réseau pour un changement de référence

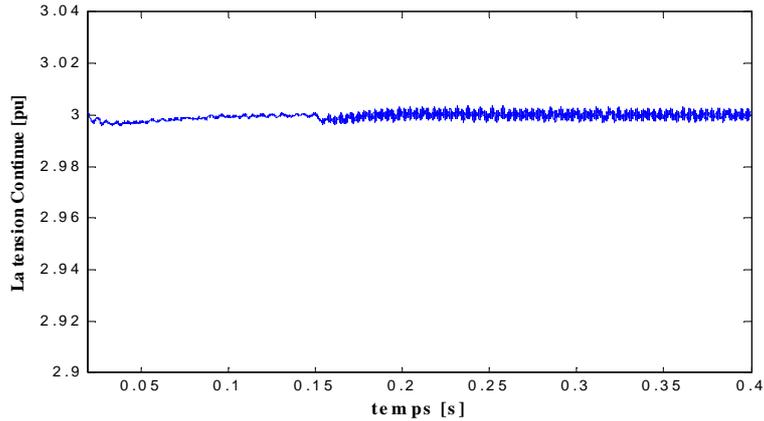


Figure III.18 Réponse de la tension continue lors d'un échelon de la puissance Q.

On répète la même simulation mais cette fois pour un changement de référence de -0.3 p.u..

La figure (III.19) montre la réponse dynamique de la puissance réactive à un changement de valeur de consigne de -0.3 pu. On remarque que ASVC est en mode générateur.

La figure (III.20) montre la réponse du courant réactive lors d'un changement de référence de La puissance réactive de -0.3 pu.

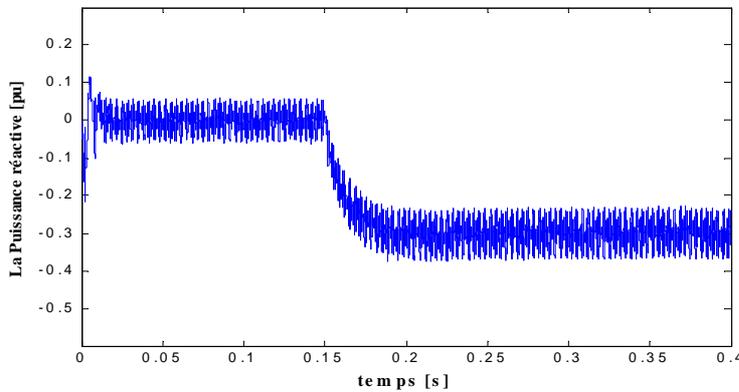


Figure III.19 réponse de la puissance réactive lors d'un échelon de puissance Q.

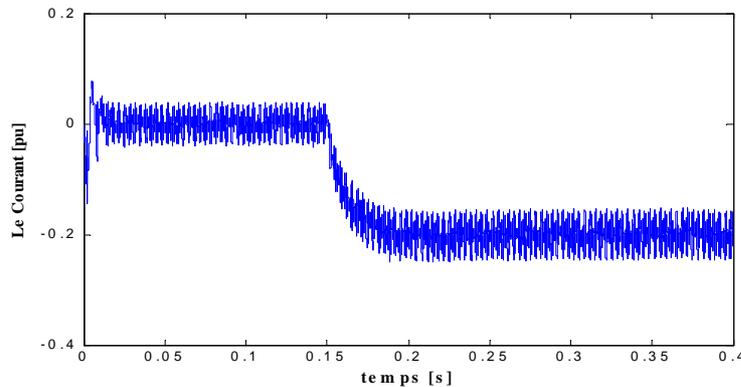


Figure III.20 la réponse du courant réactive lors d'un échelon de la puissance Q.

La figure (III.21) représente la forme d'onde du courant du l'ASVC par rapport à la tension du réseau, on remarque que le courant est en avance de phase par rapport à la tension du réseau. Dans ce cas l'ASVC est en mode capacitif.

La figure (III.22) montre la réponse dynamique de la tension du côté continu, on remarque que, à 0.15 s la tension aux bornes de la capacité est faiblement varié.

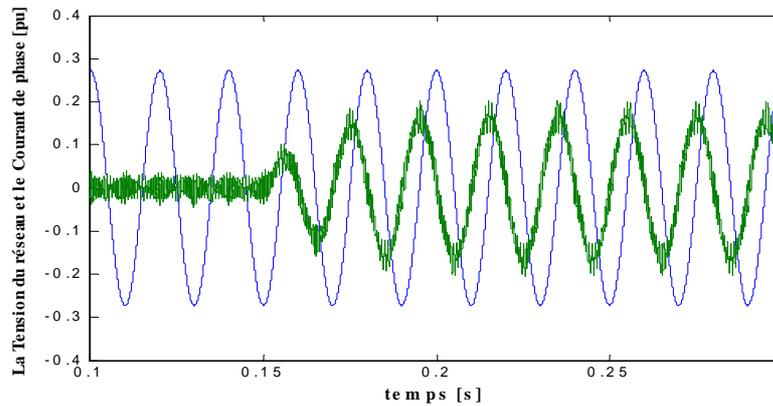


Figure III.21 Réponse du courant par rapport à la tension du réseau pour un changement de référence

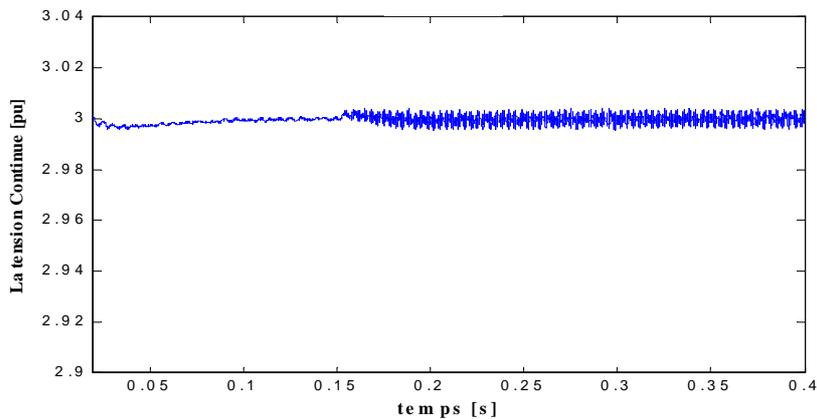


Figure III.22 Réponse de la tension continue lors d'un échelon de la puissance Q.

La figure (III.23) illustre la réponse dynamique de la puissance réactive du modèle à un changement de référence de 0.3 p.u capacitif à un 0.3 p.u inductif.

La figure (III.24) montre l'évolution dans le mode capacitif du courant réactif I_q , qui après un court régime transitoire atteint une valeur stable de -0.2 p.u fournit au réseau alors que dans le mode inductif ce courant stabilise à une valeur de 0.2 p.u absorbé par le réseau.

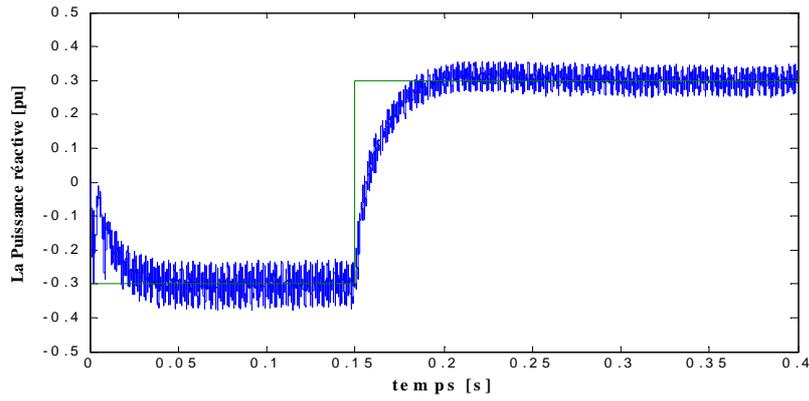


Figure III.23 : Réponse de la puissance réactive lors d'un échelon de puissance Q.

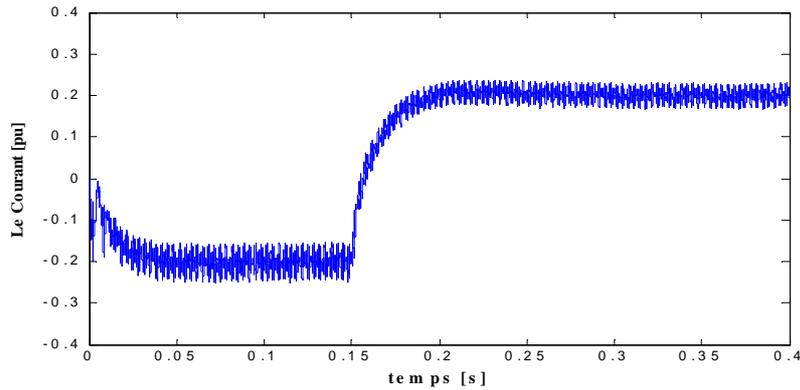


Figure III.24 : La réponse du courant réactive lors d'un échelon de la puissance Q.

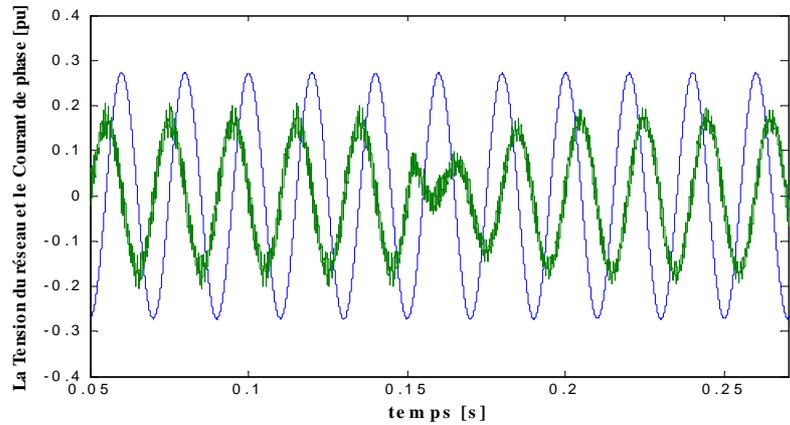


Figure III.25 : Réponse du courant par rapport à la tension du réseau pour un changement de référence

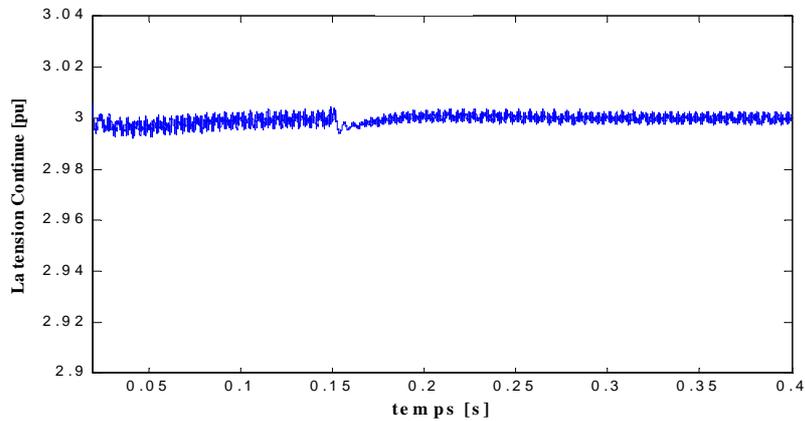


Figure III.26 : Réponse de la tension continue lors d'un échelon de la puissance Q.

La figure (III.25) illustre la forme d'onde du courant du ASVC par rapport à la tension du réseau. Au début on remarque que le courant fournie par le compensateur est en avance de phase par rapport à la tension du réseau. Après 0.15 seconde, on observe que le courant est devenu en retard de phase par rapport à la tension, c'est-à-dire que le compensateur passe vers le mode inductif.

Dans la figure (III.26), on remarque que la tension aux bornes de la capacité reste constante dans les deux cas (capacitif et inductif) avec une oscillation de quelque milliseconde lors de la variation de la charge. Ces variations sont dues à la décharge et la charge de la capacité.

III.9 Conclusion :

Ce chapitre nous a permis de faire une étude globale sur le compensateur statique d'énergie réactive de type avancé ASVC, en particulier à l'aboutissement à un modèle mathématique pour une meilleure compréhension du comportement et du fonctionnement de notre compensateur.

Un assemblage des différentes parties du compensateurs a démontré l'efficacité du l'ASVC dans la compensation de l'énergie réactive acheminée initialement par le réseau sous différents modes de charges. Cela a été possible grâce à un circuit de commande avec un contrôleur PI robuste et précis, attaquant une MLI qui décide à tout moment du mode de fonctionnement de l'onduleur.

Après les résultats probants de l'étude avec des valeurs réduites, nous allons appliquer dans le prochain chapitre ce dispositif de compensation sur un réseau réel.

IV.1 Introduction :

On étudie dans ce chapitre le comportement dynamique d'un réseau électrique suite à un défaut. Le défaut considéré est un court-circuit triphasé symétrique éliminé sans perte de la ligne en défaut. Nous mettrons en évidence l'influence du compensateur statique de puissance réactive de type avancé (ASVC). Une étude comparative est faite avec un compensateur classique à la fin de ce chapitre.

IV.2 Description du réseau étudié :

IV.2.1 Topologie:

Considérons de nouveau le réseau de notre étude qui est constitué d'un générateur connecté au réseau infini par le transformateur T et 500 Km de ligne de transmission d'énergie. Nous avons également considéré que l'ASVC est installé au milieu de la ligne (fig.IV.1).

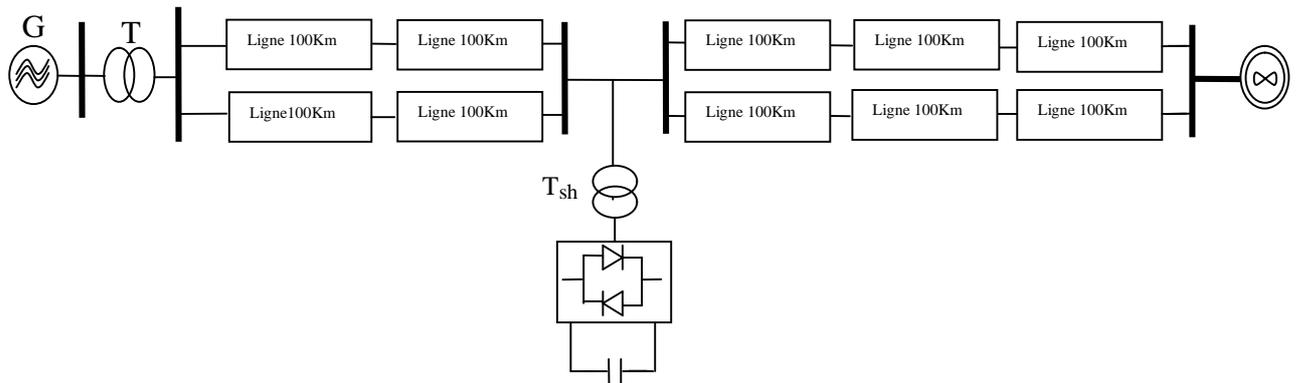


Figure (IV-1): Réseau étudié

IV.2.2 Donnée du réseau :

Le générateur G est le modèle équivalent de 4 générateurs en parallèle, chacun de 250MVA-15.7KV. Le transformateur T est un modèle équivalent de 4 transformateurs en parallèle, chacun de 205MVA qui élève la tension de sortie du générateur de 15.7 KV à 400KV. Chaque section de 100 Km de ligne est modélisée par son propre modèle en π . Le transformateur T_{sh} sert à baisser la tension de 400 KV (tension du réseau) à 20KV (tension d'entrée du convertisseur).

Pour simplifier les calculs, nous avons utilisé des grandeurs réduites. Nous considérons d'abord la base du système en grandeur réduite comme suit :

$$S_{base} = 1000 \text{ MVA} \quad \text{et} \quad U_{base} = 400 \text{ KV}$$

Par conséquent les deux autres bases du système (le courant et l'impédance), sont calculées de la manière suivante :

$$I_{base} = \frac{S_{base}}{\sqrt{3} U_{base}} = 1443 \text{ A}$$

$$Z_{base} = \frac{U_{base}^2}{S_{base}} = 160 \Omega$$

• **Générateur G:**

Les paramètres des générateurs sont donnés dans le tableau suivant :

S_n (MVA)	1000	X'_d (p.u)	0.32
V_n (KV)	15.5	X'_q (p.u)	0.213
X_q (p.u)	1.896	X''_d (p.u)	0.213
S_q (p.u)	1.896	X''_q (p.u)	1.083
X_2 (p.u)	0.26	T'_d (s)	1.1
X_o (p.u)	0.0914	T'_q (s)	0.135
R_a (p.u)	0.00242	T''_d (s)	0.135
J (Kg/m ²)	10 ⁵	T''_q (s)	

• **Ligne de transmission :**

La ligne de transmission est modélisée en π , la longueur de chaque section de ligne est 100 Km.

$$\text{On a: } R_{100} = 3.2 \Omega ; \quad L_{100} = 103.5 \text{ mH} ; \quad C_{100} = 1.1 \mu \text{ F.}$$

En négligeant la résistance et la capacité de la ligne, nous obtenons l'inductance équivalente de chaque section de ligne comme suit :

Pour 200Km : $x_{L-200} = (2\omega L_{100}) \parallel (2\omega L_{100}) = 32.5\Omega \approx 0.2 \text{ p.u.}$

Pour 300 Km : $x_{L-300} = (3\omega L_{100}) \parallel (3\omega L_{100}) = 48.8 \Omega \approx 0.3 \text{ p.u.}$

- **Transformateur :**

Les caractéristiques du transformateur est : 2 enroulements en étoile.

Puissance apparente (MVA)	1000
Rapport de transformation (KV)	15.7/400
Inductance de fuite (X_{cc})	12.8 %
Perte fer (P_{mag})	0.1% S_n
Perte au courant nominal (P_{cu})	0.6 % S_n

- **Transformateur T_{sh} :**

Nous avons choisi arbitrairement la puissance de T_{sh} égale à 106 MVA. Les caractéristiques générales de ce transformateur sont : 2 enroulements en étoiles.

Puissance apparente (MVA)	160
Rapport de transformation (KV)	20/400
Inductance de fuite (X_{cc})	10 %
Perte fer (P_{mag})	0.1% S_n
Perte au courant nominal (P_{cu})	0.4 % S_n

IV.3 Amélioration de la stabilité d'un réseau électrique :

IV.3.1 Amélioration de la stabilité par régulateur classique:

IV.3.1.1 Régulation de la tension :

Le régulateur de tension (nommé l'AVR : Automatic Voltage Regulator) a une influence directe sur la puissance électrique développée par la machine. Au niveau des groupes de production, un régulateur primaire de tension agit sur la tension d'excitation commandant le courant du rotor de la machine de façon à asservir la tension du stator à une valeur de consigne fixée a priori. Dans le cas de fort perturbation, l'AVR peut améliorer la stabilité du réseau électrique juste après l'apparition d'un défaut et avant son élimination, l'AVR peut empêcher la perte de synchronisme. Ceci peut être expliqué comme suit:

Lors d'un défaut, la tension à la sortie du générateur diminue. Une erreur de la régulation ΔV force le régulateur de tension à augmenter le courant d'excitation du générateur. Cependant le courant d'excitation ne peut pas changer immédiatement à cause des constantes de temps du générateur, de l'excitation et du gain du régulateur.

Pour examiner l'effet du régulateur sur la stabilité du réseau électrique, nous supposons que le système présenter sur la figure (II.1), un court-circuit triphasé se produit à une distance $L2$, d'où $\Delta Xf = 0$.

Nous avons vu que pour un court-circuit dont la durée vaut 200 ms, le système sans régulation est instable (fig.II.6).

L'effet du régulateur de tension présenté sur la figure (IV.2) :

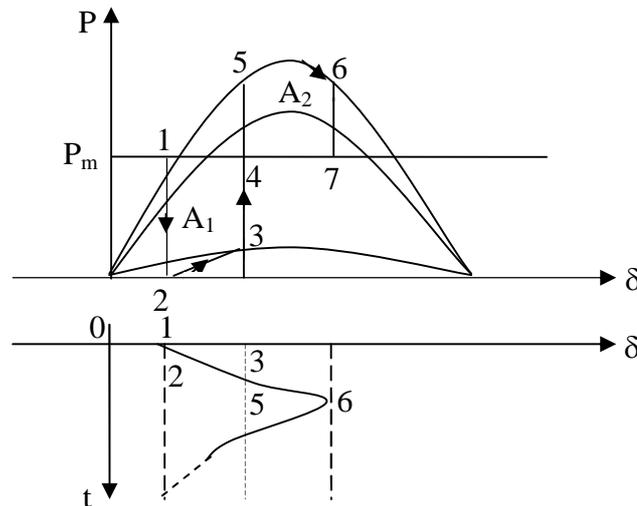


Figure IV.2: L'effet du Régulateur de tension du générateur

L'effet du régulateur de tension est d'augmenter le courant d'excitation, par conséquent de la tension d'excitation E' , Cette augmentation de la tension d'excitation a deux effets positifs :

- lorsque E' augmente, la puissance d'accélération et aussi l'aire d'accélération $A1$ diminue.
- à l'instant de l'élimination du défaut, la caractéristique $P = f(\delta)$ s'accroît, donc la puissance de décélération et aussi l'aire de décélération $A2$ augmentent figure (IV.2).

Dans cet exemple le rotor arrive au maximum de l'angle interne au point 6, lorsque l'aire de décélération $A2$ est égale à l'aire d'accélération $A1$.

La figure (IV.3) schématisant un régulateur de tension de type IEEE indique en la configuration de chaîne tenant compte des systèmes de stabilisation et de saturation, la fonction de saturation est de la forme suivante :

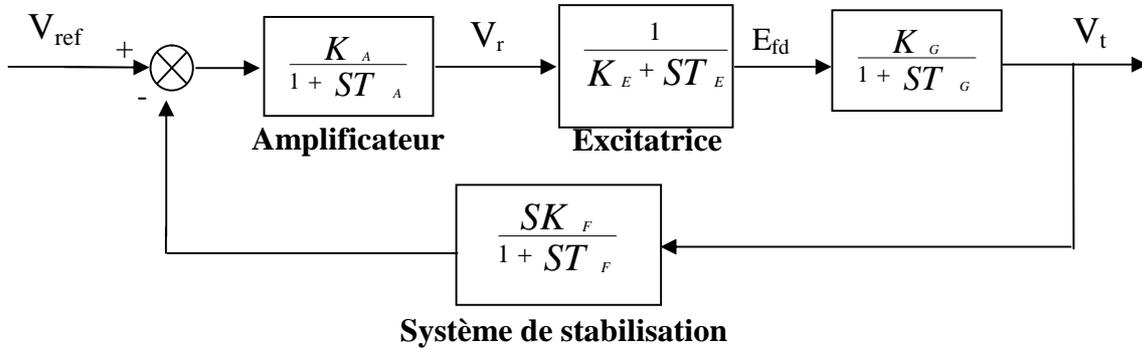


Figure IV.3 : Schéma de la régulation de tension type IEEE

La fonction de transfert en boucle fermée du système est donnée par l'équation :

$$F(s)_{B.F} = \frac{K_A K_G (1 + sT_R)}{(1 + sT_A)(K_E + sT_E)(1 + sT_G)(1 + sT_R) + K_A K_G}$$

IV.3.1.2 Régulation de vitesse :

Le principe du régulateur de vitesse est de régler la fréquence (ou la vitesse) du générateur en ajustant la puissance mécanique fournie au générateur à la puissance électrique demandée (figure IV.4).

Le signal de vitesse est transformé par le régulateur de vitesse en un signal de position, la différence donne un signal d'erreur qui est transmis dans un relais où il est amplifié. Dans une seconde étape, l'amplification est fournie par le servomoteur qui actionne les soupapes de la turbine afin de régler l'admission du fluide.

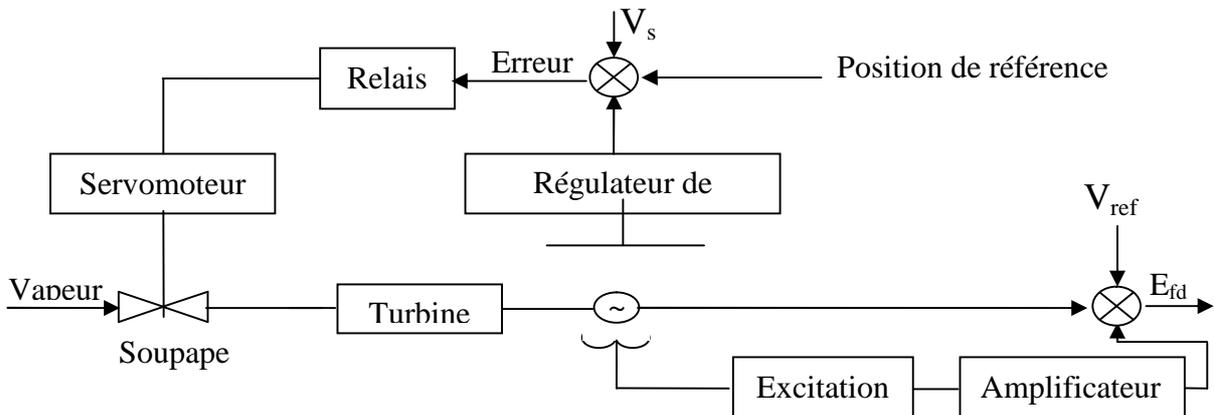


Figure IV.4 : Schéma du régulateur de vitesse

IV.3.1.3 Résultats des simulations et commentaires :

On appliquant à l'instant $t = 1$ seconde un court circuit triphasé symétrique à une distance de 200Km. Les résultats de simulation pour ce défaut dans le cas d'un régulateur de tension et de la vitesse sont représentés par les figures ci-après.

La figure (IV.5) représente le courant du générateur, on remarque qu'au début et après un régime transitoire de 0.2 sec atteint sa valeur nominale. On appliquant le défaut à l'instant $t=1$ seconde, le courant du générateur augmente jusqu'à 4 p.u, puis il revient à sa valeur nominal.

La figure (IV.6) montre la tensions aux bornes du générateur qui s'éroule à une valeur de 0.4 p.u lors de défaut, puis elle revient à sa valeur initiale après l'apparition du défaut avec une surtension produite, elle est acceptable et ne risque pas d'endommager le matériel.

La figure (IV.7) donne la puissance électrique du générateur, on observe que la puissance dépasse sa valeur nominale après l'apparition du défaut, cette augmentation est expliquée par la surtension produite.

La figure (IV.8) représente l'angle de charge, on remarque q'elle retrouve sa valeurs nominale après l'élimination du défaut (60°).

D'après ces résultats, on peut conclu que, comparativement à celle obtenu sans régulation, que le régulateur classique (régulateur de tension et de vitesse) est un moyen efficace pour améliorer la stabilité des réseaux électrique, mais le temps de réponse est un peut plus grand pour cela on va simulé le même réseau un compensateur statique ASVC.

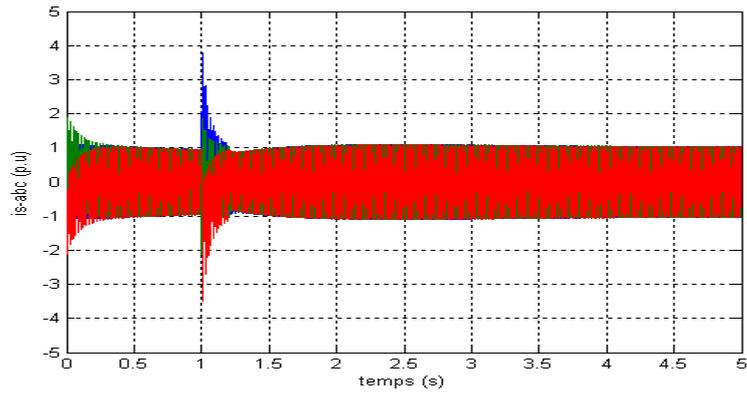


Figure IV.5 : courants du générateur

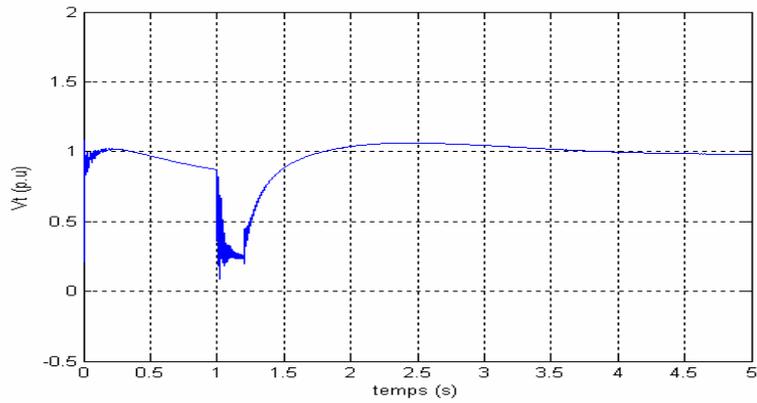


Figure IV.6 : Tension aux bornes du générateur

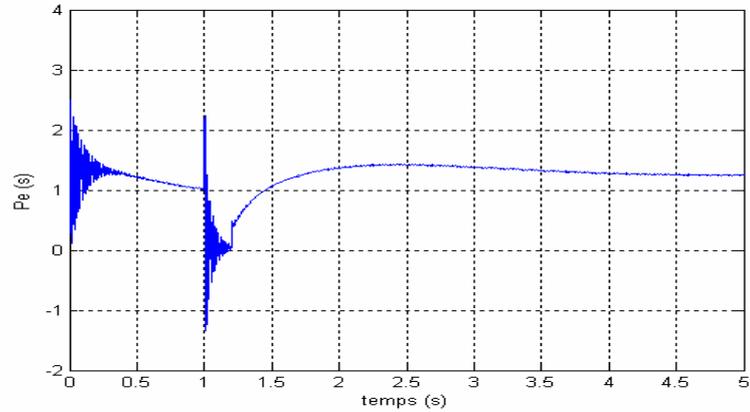
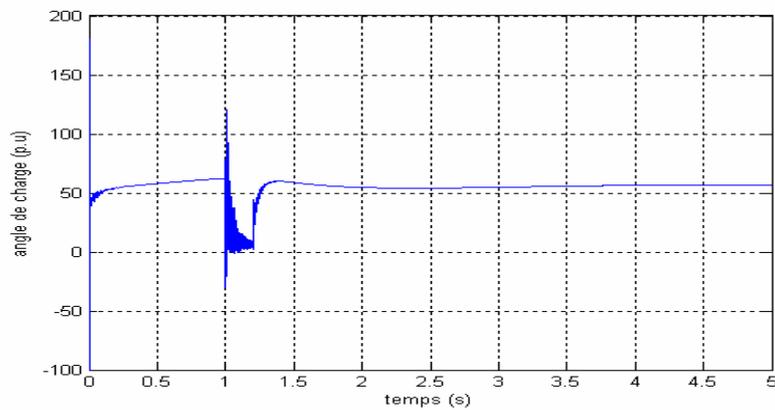


Figure IV.7 : Puissance côté générateur



IV.8 : Angle de charge du générateur

IV.3.2 Amélioration de la stabilité d'un réseau par l'ASVC :

Dans cette partie, on se propose d'étudier le comportement du réseau dans le cas de grandes perturbations et d'évaluer les effets positifs du l'ASVC. Nous considérons que le réseau est soumis à un court-circuit triphasé et éliminé au bout de 80 ms par ouverture de la ligne. L'ASVC est connecté en parallèle avec le réseau proche du défaut. Nous allons également négliger les effets du régulateur de tension et de vitesse pour un court-circuit symétrique près du générateur (200 Km de la ligne) dans les études suivante, car ils ne peuvent être que favorables au maintien de la stabilité du réseau.

IV.3.2.1 Résultats des simulations et commentaires

Les résultats obtenus avec l'introduction du l'ASVC dans le réseau sont donnés par les figures ci-après.

La figure (IV.9) montre que le courant du générateur reprend quasiment sa valeur nominale après l'apparition du défaut.

La figure (IV.10) représente la tension aux bornes du générateur, on remarque qu'au début la tension à une valeur de 1 p.u, on appliquant un défaut à la première seconde, la tension chute à une valeur de 0.5 p.u (chute moins par rapport au régulateur classique). La fin du défaut s'accompagne d'une remonter de la tension qui dure 0.02 seconde pour revenir à sa valeur initiale avant le défaut. De plus, la monté de cette tension est plus droit se qui dénote un bon temps de réponse.

La figure (IV.11) représente l'allure de la tension injecté par le compensateur ASVC et sa référence, on observe que avant le défaut la tension injecté à une valeur de 0.6 p.u (valeur initiale). Après l'élimination du défaut, on voit que la tension à la sortie su ASVC est supérieur à celle avant le défaut ce qui prouve que l'ASVC fournit de la puissance réactive. Cela est illustré clairement par la figure (IV.12).

On constate que la compensation par l'ASVC améliore le profile de la tension avec un temps critique suffisant pour éliminé le défaut.

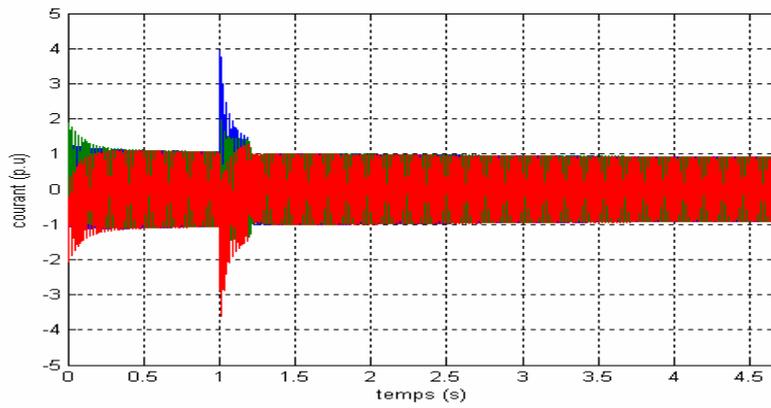


Figure IV. 9: Courant à la sortie du générateur

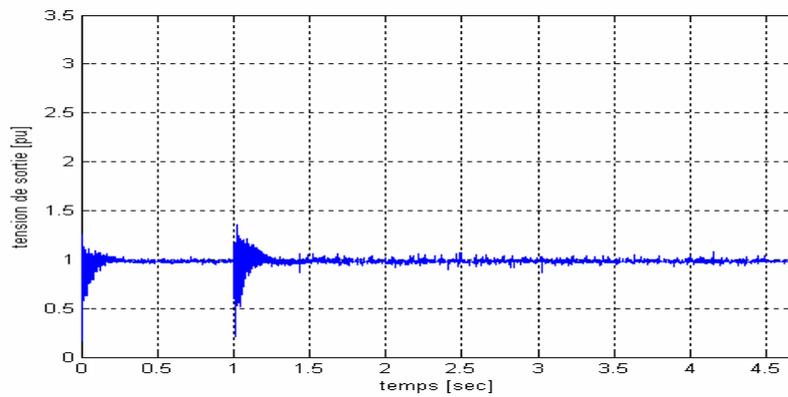


Figure IV.10 : Tension aux bornes de générateur

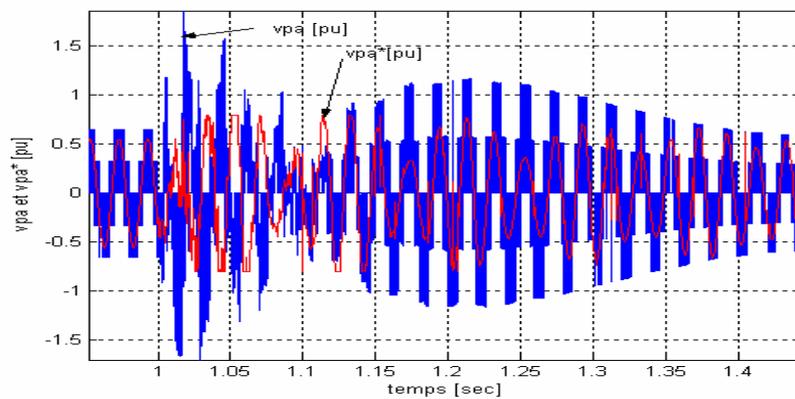


Figure IV. 11 : Tension injectée par l'ASVC et sa

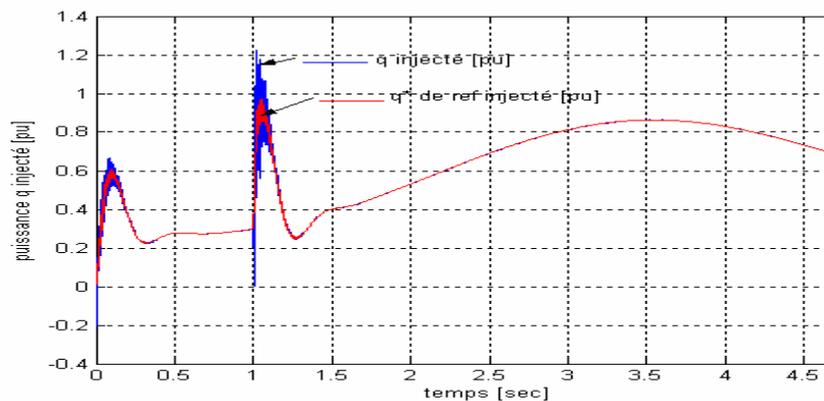


Figure IV. 12 : Puissance réactive injectée par l'ASVC

La figure (IV.13) représente l'angle de charge du générateur, on observe en effet que l'angle de charge est retour au valeur d'avant le défaut se fait plus rapidement.

La figure (IV.14) donne la tension aux bornes du condensateur et sa référence, cette figure montre que cette tension reste constante après l'apparition du défaut avec une faible variation, ces variations sont dues à la charge et décharge de la capacité.

On peut conclure que les résultats obtenus ont montrées d'une façon claire que l'apport de l'ASVC en tant que compensateur d'énergie réactive est bénéfique.

Les résultats montrent l'efficacité du l'ASVC sur la variation de la tension du générateur lorsque l'ASVC est connecté proche de la perturbation, les oscillations observées dans le cas de la régulation classique sont pratiquement éliminées est rapidement établie.

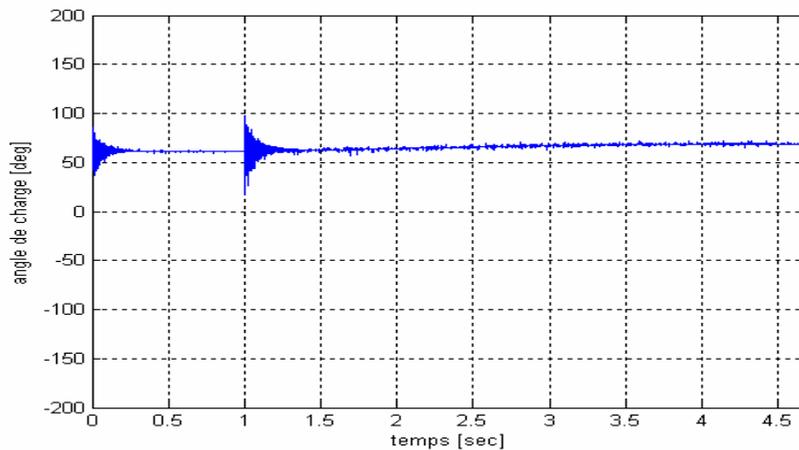


Figure IV.13 : Angle de charge du générateur

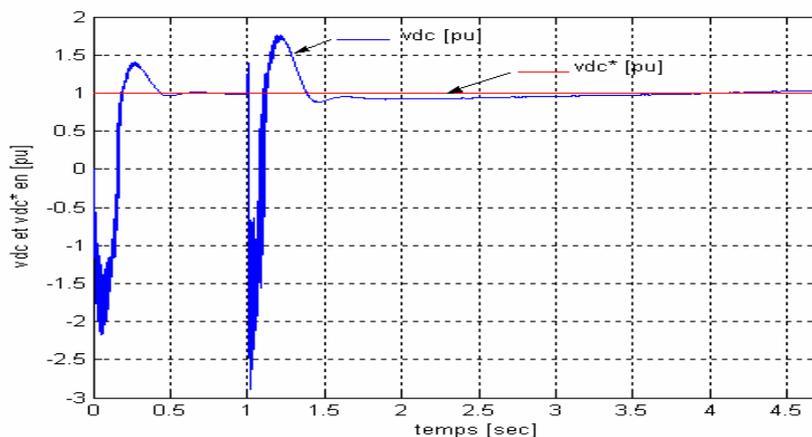


Figure IV.14 : Tension aux bornes du condensateur et sa référence

IV.4 Conclusion :

Dans ce rtement du réseau dans le cas d'une perturbation et d'évaluer les effets positifs du l'ASVC. Les résultats montrent clairement que l'insertion du l'ASVC dans le réseau a permis de maintenir la tension du générateur, c'est l'objectif de notre étude.

Conclusion générale

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

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

La première étape de notre travail est consacrée à la description des moyennes conventionnelles et actuelles utilisés pour compenser la puissance réactive et à l'étude des différents systèmes FACTS (Flexible Alternative Current Transmission Systems) existants.

Dans la partie modélisation, nous avons présenté le modèle mathématique du l'ASVC connecté à un réseau électrique, afin d'analyser l'influence du compensateur ASVC sur le réseau. Nous avons utilisé la commande MLI, car les puissances mises en jeu sont importantes, ce qui nécessite un contrôle de la fréquence des commutations.

Nous avons étudié les différentes méthodes d'identification des références :

- Méthode dite « Watt-Var Découplé »
- Méthode utilisant les puissances réelle et imaginaire instantanées.

Nous avons conclu que la méthode « Watt-Var Découplé » donnait des meilleurs résultats, ce qui a été prouvé via la simulation. Les performances du contrôleur PI ont été développées et évaluées en simulation sous l'environnement Matlab/Simulink et les résultats de simulation on été satisfaisants.

Nous avons, de fait, montré sur un simple réseau à bus infini l'amélioration apportée par l'ASVC aux performances globales du système en régime perturbé : bon amortissement des oscillations, aide au retour au synchronisme, augmentation du temps critique d'application d'un défaut, etc....

On peut affirmer que, d'une façon générale, le compensateur ASVC a un effet extrêmement favorable sur le comportement d'un réseau perturbé, on a montré que l'ASVC

assure une meilleure reprise de tension en augmentant la durée du temps critique d'application du défaut.

Nous attirons l'attention de tous les intéressés par la stabilité d'un réseau électrique et l'utilisation des FACTS de la nécessité de déterminer l'emplacement le plus optimal de l'ASVC afin que celui-ci soit performant.

Cette étude a été faite non pas pour confirmer ce qui a été fait par les chercheurs dans le passé ou le présent, dans le domaine du contrôle et de maintien de la stabilité d'un réseau électrique, suite à une perturbation quelconque, en utilisant un ASVC, mais de montrer que l'ASVC est une nécessité actuelle et cruciale pour tout réseau électrique, afin de prévoir et éliminer les perturbations intempestives pouvant surgir au cours de l'exploitation et le transport de l'énergie électrique à cet effet tout ce qui a été fait et dit au sujet de la régulation automatique d'amortissement des oscillations de puissance, que ce soit par modélisation mathématique ou par simulation, ne fait que confirmer, que l'ASVC est le moyen le plus adéquat au maintien de la tension d'un réseau électrique soumis à des perturbations.

Il reste encore beaucoup de voie à explorer il nous semble prioritaire de poursuivre une étude plus approfondie sur :

- L'interaction des dispositifs FACTS dans les grands réseaux électriques.
- Etude de la stabilité des réseaux multi machines.
- Atténuation des harmoniques, par l'emploi des onduleurs multi niveaux par exemple.

Annexe A

A.1 Transformation de Park :

La transformation de Park peut être décomposée en deux phases équilibrées comme il est montré sur la figure ci-dessous. La première consiste à passer d'un système triphasé à un système diphasé ; on utilise alors la transformation de Clarke C .

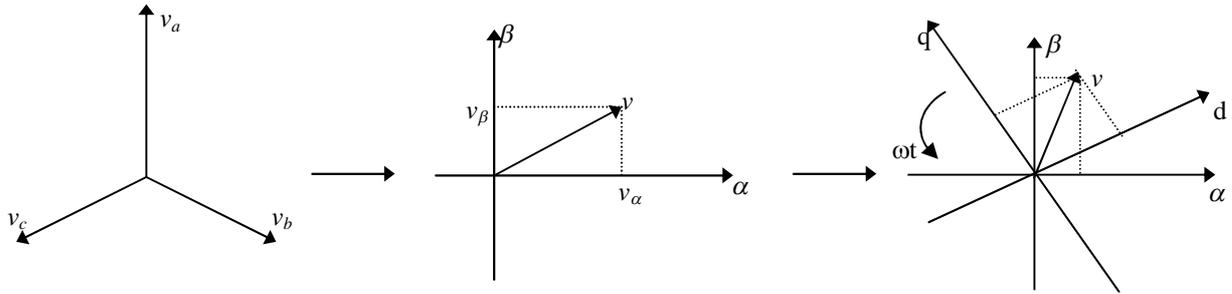


Figure A.1 : Passage dans le référentiel tournant de la composante équilibré directe

$$C = \begin{bmatrix} 1 & 0 \\ -\frac{1}{2} & \frac{\sqrt{3}}{2} \\ \frac{1}{2} & -\frac{\sqrt{3}}{2} \end{bmatrix} \quad (\text{A.1})$$

Le 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 .

$$R = \begin{bmatrix} \cos(\theta) & -\sin(\theta) \\ \sin(\theta) & \cos(\theta) \end{bmatrix} \quad (\text{A.2})$$

La matrice de transformation de Park est donnée par :

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

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

$$X_{dqo} = K \cdot X_{abc} ; X_{abc} = K^T \cdot X_{dqo}$$

A.2 Application de la transformation pour un circuit comprenant :

- une inductance dans le plan d-q :

$$\begin{cases} u_d(t) = L \frac{di_d(t)}{dt} - \omega L i_q(t) \\ u_q(t) = L \frac{di_q(t)}{dt} + \omega L i_d(t) \end{cases}$$

- une capacité dans le plan d-q :

$$\begin{cases} i_d(t) = C \frac{du_d(t)}{dt} - \omega C u_q(t) \\ i_q(t) = C \frac{du_q(t)}{dt} + \omega C u_d(t) \end{cases}$$

- une résistance dans le plan d-q :

$$\begin{cases} u_d(t) = R i_d(t) \\ u_q(t) = R i_q(t) \end{cases}$$

Le calcul de la puissance active s'obtient au moyen de la formule classique :

$$\begin{aligned} P &= v_a \cdot i_a + v_b \cdot i_b + v_c \cdot i_c = (v)^t (i)^t \\ &= \left[C_{32} \cdot R(\theta) \cdot \begin{pmatrix} v_d \\ v_q \end{pmatrix} \right]^t \cdot \left[C_{32} \cdot R(\theta) \cdot \begin{pmatrix} i_d \\ i_q \end{pmatrix} \right] \\ &= \left[\begin{pmatrix} v_d \\ v_q \end{pmatrix} \right]^t \cdot R(-\theta) \cdot C_{32}^t \cdot \left[C_{32} \cdot R(\theta) \cdot \begin{pmatrix} i_d \\ i_q \end{pmatrix} \right] \\ &= \frac{3}{2} [v_d \cdot i_d + v_q \cdot i_q] \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
Q &= i_1 \cdot \begin{pmatrix} v_3 - v_2 \\ \sqrt{3} \end{pmatrix} + i_2 \cdot \begin{pmatrix} v_1 - v_3 \\ \sqrt{3} \end{pmatrix} + i_3 \cdot \begin{pmatrix} v_2 - v_1 \\ \sqrt{3} \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} i1 \\ i2 \\ i3 \end{pmatrix}^t \frac{1}{\sqrt{3}} \begin{pmatrix} 0 & -1 & 1 \\ 1 & 0 & -1 \\ -1 & 1 & 0 \end{pmatrix} \begin{pmatrix} v_1 \\ v_2 \\ v_3 \end{pmatrix} \\
&= \left[C_{32} \cdot R(\theta) \cdot \begin{pmatrix} i_d \\ i_q \end{pmatrix} \right]^t \frac{1}{\sqrt{3}} \begin{pmatrix} 0 & -1 & 1 \\ 1 & 0 & -1 \\ -1 & 1 & 0 \end{pmatrix} \left[C_{32} \cdot R(\theta) \cdot \begin{pmatrix} v_d \\ v_q \end{pmatrix} \right] \\
&= \frac{1}{\sqrt{3}} \cdot \begin{pmatrix} i_d \\ i_q \end{pmatrix}^t \cdot R(-\theta) \cdot C_{32}^t \cdot \begin{pmatrix} 0 & -1 & 1 \\ 1 & 0 & -1 \\ -1 & 1 & 0 \end{pmatrix} \cdot C_{32} \cdot R(\theta) \cdot \begin{pmatrix} v_d \\ v_q \end{pmatrix} \\
&= \frac{3}{2} \cdot \begin{pmatrix} i_d \\ i_q \end{pmatrix}^t \cdot R(-\theta) \cdot R\left(\frac{\pi}{2}\right) \cdot R(\theta) \cdot \begin{pmatrix} v_d \\ v_q \end{pmatrix} \\
&= \frac{3}{2} \left[v_d \cdot i_d - v_q \cdot i_q \right]
\end{aligned}$$

Annexe B

B.1 Calcul des courants de défaut :

Nous considérons la figure B.1, pour calculer les courants pour différents types de défaut.

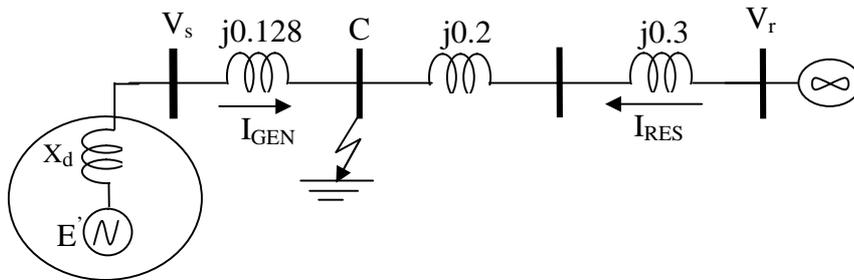


Figure B.1: schéma unifilaire du réseau en grandeur réduite

B.2 défaut symétrique

Le courant de défaut pendant le régime transitoire a deux composantes. La première est due au défaut et la seconde est due à la charge comme indiquée par les équations suivantes:

$$I_{GEN} = \frac{I \angle 0^\circ}{j(X_t + X'_d)} + I_s$$

$$I_{RES} = \frac{I \angle 0^\circ}{j(X_{l-200} + X_{l-300})} - I_s$$

Etant donné que la source de tension côté réseau est considéré comme idéale, par conséquent les courant de défaut pour les régime sub-transitoire, transitoire et permanent sont égaux, c'est-à-dire :

$$I''_{RES} = I'_{RES} = I_{RES}$$

B.3 défaut asymétrique

Afin d'étudier le défaut asymétrique, nous avons besoin des trois composantes (Directe, Inverse et Homopolaire) des impédances vu du point de défaut (C).

- *Côté générateur*

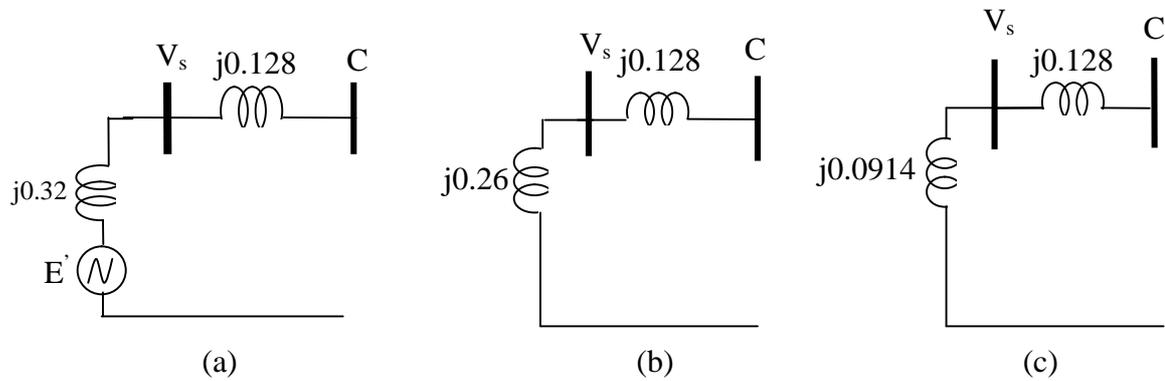


Figure B.2: Composante du côté générateur, (a) Directe, (b) Inverse (c) Homopolaire

- *Côté réseau*

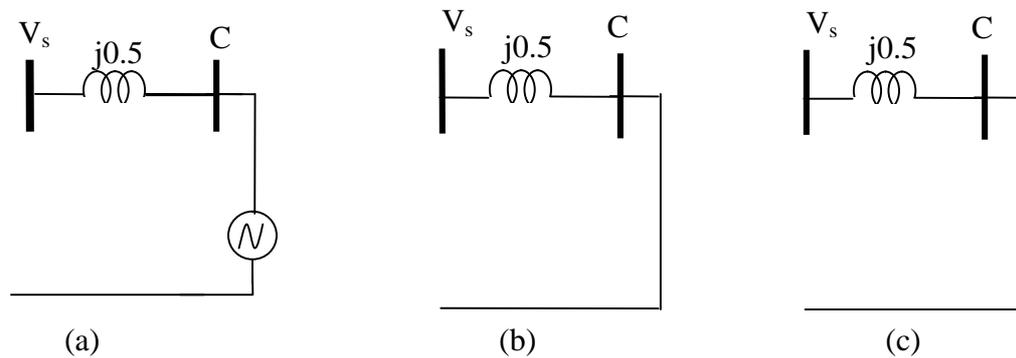


Figure B.3: Composante du côté réseau, (a) Directe, (b) Inverse (c) Homopolaire

B.3.1 défaut monophasé

Afin de calculer le courant de défaut monophasé, il faut mettre les trois composantes en série, comme indiqué sur la figure B.4.

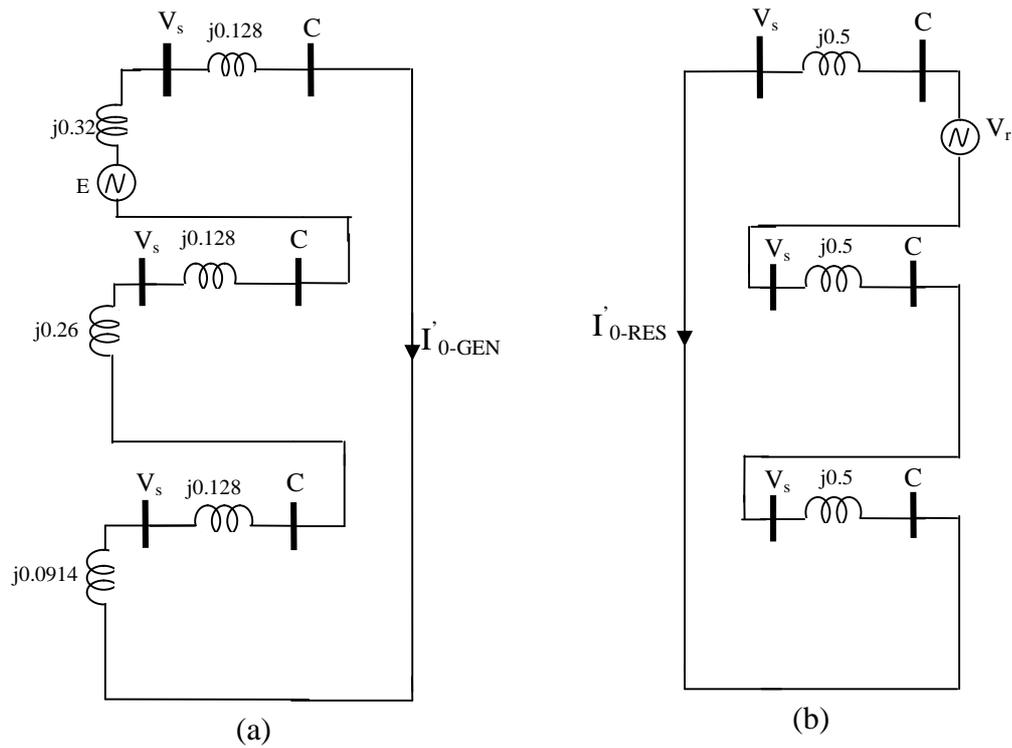


Figure B.4: Composantes en série, (a) côté générateur, (b) côté réseau

Nous pouvons calculer les composantes du courant côté générateur comme suit :

$$I_{0-GEN} = I_{D-GEN} = I_{I-GEN} = \frac{E}{j \sum X_i} = \frac{1 \angle 0}{j1.05} = 0.95 \angle -90^\circ$$

De la même façon que ci-dessus, nous calculons les composantes du courant côté réseau comme suit :

$$I_{0-RES} = I_{D-RES} = I_{I-RES} = \frac{V_s}{j \sum X_i} = \frac{1 \angle 0}{j1.5} = 0.33 \angle -90^\circ$$

Le calcul de courant côté générateur (sans considérer l'effet de la charge) se fait par la transformée inverse de Fortescue, comme indiqué par la formule suivante :

$$\begin{bmatrix} I_{a-GEN} \\ I_{b-GEN} \\ I_{c-GEN} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & a & a^2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_{0-GEN} \\ I_{D-GEN} \\ I_{I-GEN} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 2.8 \angle -90^\circ \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix} p.u$$

Avec $a = e^{j120^\circ}$.

En ajoutant le courant de la charge, nous obtenons :

$$\begin{bmatrix} I_{a-GEN} \\ I_{b-GEN} \\ I_{c-GEN} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 2.8 \angle -90^\circ \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} 0.69 \angle 12^\circ \\ 0.69 \angle -108^\circ \\ 0.69 \angle 132^\circ \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 2.79 \angle -76^\circ \\ 0.69 \angle -108^\circ \\ 0.69 \angle 132^\circ \end{bmatrix} p.u$$

De la même façon que pour le courant côté générateur, nous pouvons calculer le courant côté réseau comme suit :

$$\begin{bmatrix} I_{a-RES} \\ I_{b-RES} \\ I_{c-RES} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & a & a^2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_{0-RES} \\ I_{D-RES} \\ I_{I-RES} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 2\angle -90^\circ \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix} p.u$$

En ajoutant le courant de la charge, nous obtenons :

$$\begin{bmatrix} I_{a-RES} \\ I_{b-RES} \\ I_{c-RES} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 2\angle -90^\circ \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} 0.69\angle 12^\circ \\ 0.69\angle -108^\circ \\ 0.69\angle 132^\circ \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 2.24\angle -107^\circ \\ 0.69\angle 72^\circ \\ 0.69\angle -48^\circ \end{bmatrix} p.u$$

A.3.2 défaut diphasé

Nous considérons un défaut diphasé entre les phases 'b et c' au point C dans la figure A.3.

Pour calculer le courant dans ce cas, il faut mettre les deux composantes (Directe et Inverse) des impédances vues de point C en parallèle comme indiqué figure B.5.

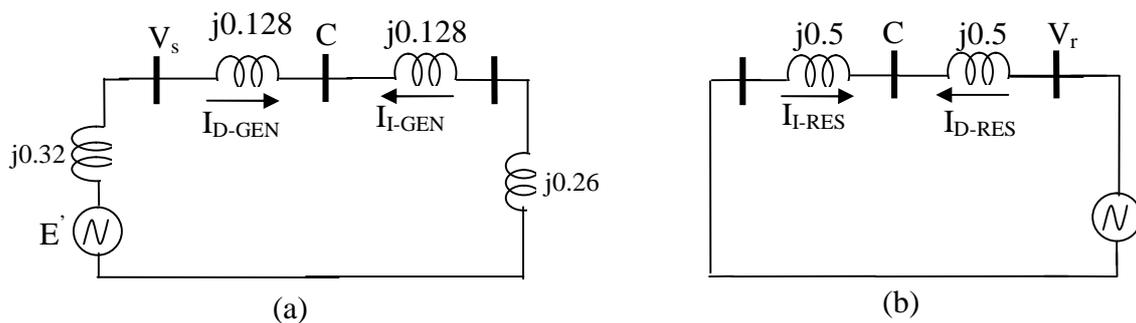


Figure B.5: Composante directe et inverse en parallèle, (a) côté générateur, (b) côté réseau

De la même manière que nous avons expliqué dans la partie précédente, après avoir calculé les composantes du courant (côté générateur et côté réseau), en appliquant la transformation inverse de Fortescue, nous obtenons les courants de défaut.

Bibliographie

- [1] **J.M.Kauffman** : « Commande et régulation des réseaux électriques », Chap.2 Traité EGEM série génie électrique, LAVOISIER 2003.
- [2] **Michel Crappe** : « Commande et régulation des réseaux électriques » Chap.2 Traité EGEM série génie électrique, LAVOISIER 2003.
- [3] **Hanene Kouara** : « Application d'un filtre actif série au contrôle de la tension d'un réseau basse tension » mémoire de magister, université de Batna 28/02/2006.
- [4] **De Vre R, Jacquet B** : « Perturbations dans les installations électriques et électroniques Problèmes et solutions» Note d'information.
- [5] **Jacques .C, Guillaume de Preville, Jean-Louis Sanhet** : « Fluctuations de tension et flicker - Évaluation et atténuation (partie I et II) » Techniques de l'ingénieur D 4315.
- [6] **Philippe Ferracci** : « La Qualité de l'énergie électrique » Cahier Technique n° 199.
- [7] **Philippe Sarrand et Jean Verseille** : « Compensation de l'énergie réactive et tenue de tension dans les réseaux publics », Technique de l'ingénieur, D 4305, pp-1-10.
- [08] **L.Benasla** : « Compensation statique : Approche shunt et Approche série », mémoire de magister, Département d'électrotechnique, USTO, juillet 1999.
- [09] **K.Belachehed** : « Contribution à l'étude des systèmes de compensation FACTS en général, UPFC en particulier, pour le contrôle de transit de puissance dans un réseau de transport », thèse de Doctorat de l'université de HENRI POINCARÉ NANCY, 21 juin 2001.
- [10] **A.Sonnennoser and P.W Lehn**: « Line current balancing with a unified. power flow controller », IEEE trans. On power delivery. Vol.14. N° 3.pp.1151-1157, july 1999.
- [11] **N.G.Hingorani and L.Gyugyi**: « Understanding FACTS », IEEE press, New York, 2000.
- [12] **J.C.Passelergue** : « Interaction des dispositifs FACTS dans les grands réseaux électriques », thèse de Doctorat de l'INPG, 26 novembre 1998.

- [13] **J.P.Barret, P.Bornard and B.Meyer** : « Simulation des réseaux électriques » EYROLLES, 1997.
- [14] **R.Grunbaum** : « FACTS- les systèmes performants pour le transport flexible de l'énergie électrique », Revue ABB 5 / 1999.pp.202-203.
- [15] **G.W.Moon** : « Prédictive current control of distribution static compensator for réactive power compensation », IEEE proceeding on generation transmission and distribution, Vol.146, N°5. pp.515-520.
- [16] **M.A.Abido, Ch.Weindi and G.Herold** : « STATCOM-Based damping stabilizers of power system stability enhancement », 11 th International power electronic and motion control » conférence EPE-PEMC 2004
- [17] **G.C.Cho, G.H.Jun, N.S.Choi and H.Gyu** : « Analysis and controller design of three-level GTO inverter », IEEE transaction on power electronics.Vol.N°1.pp 57-65.January 1996.
- [18] **Pascal Rioual** : « Modélisation et commande d'un redresseur à MLI alimenté par un réseau déséquilibré », thèse de doctorat, Ecole Nationale Supérieure de Cachan, 13octobre1999.
- [19] **L.Papic, Pzunko, D.Pov and M.Weinhold** : « Basic control of static synchronous compensator », IEEE trans. Power system.vol.12, N°4.pp.1734-1739, november 1997.
- [20] **H.Akagi, Y.Kanazawa and A.Nabae**: « Instantaneous reactive power compensators comprising switching devices without energy storage components », IEEE transaction on Industry Application, vol.Ia-20, N°3, May/Jaune 1984.
- [21] **M.Aredes and G.Santos** : « A robust voltage control for multipulse STACOM », International power electronic conference, IPEC 2000, Tokyo, Japan 2000.
- [22] **H.Haghighat, H.Seifia and A.Yazadian** : « An instantaneous power theory based control scheme for unified power flow controller in transient and steady state condition », Electric power systems research, N°64, pp. 175-180, 2003.
- [23] **J.XU** : « Filtrage actif shunt des harmoniques des réseaux de distribution d'électricité », thèse de doctorat de l'INPL, Nancy, Janvier 1994.

- [24] **S.R.Bowes, R.R.Clements** : « Computer aided design of PWM inverter systems », IEEE, vol.129, pt.B, N°1, January 2002.
- [25] **M.Berbiche** : « La stabilité transitoire des réseaux d'énergie électrique approchée par reconnaissance des formes statiques », thèse de doctorat de l'université de TOULOUSE, 5 Juillet 1990.
- [26] **Michel Mathey** : « Les systèmes de réglage des turbines à vapeur de grandes puissances Alstom », Revue générale d'électricité, 12/85, pp.949-959, December 1995.
- [27] **Claudio A.Canizares, S.Corsi and M.Pozzi** : « Modeling and implementation of TCR and VSI based FACTS controller », Unita controllo regolazione N°99/595, December 1999.
- [28] **Kouadri.B** : « Etude et modélisation d'un STATCOM utilisant des onduleurs multiniveaux en cascade », CIMASI-2000, 23-25, Octobre EHTP Casablanca Maroc, Work shop 42 session 2.
- [29] **Kouadri.B et Benine.F** : « Modèle dynamique d'un STATCOM à douze impulsions à la fréquence fondamentale » Revue Internationale de Génie Electrique, Hermes, 2003.
- [30] **Banoit de Metz-Noblat et Gerard Jean** : « Stabilité dynamique des réseaux électriques industriels », cahier technique Merlin Gerin C.T.N°185, édition Janvier 1997.
- [31] **Tahir Yamina** : « Simulation et modélisation d'un STACOM pour des études de stabilité », mémoire de magister, département d'électrotechnique, USTO, Septembre 2003.
- [32] **Nicolas Buyant** : « Etude et commande généralisées des filtres actifs parallèles », thèse de doctorat, Ecole des Sciences pour l'ingénieur de LANPES 1999.
- [33] **Clark Hochgraf** : « STATCOM controls for operation unbalanced voltages », electrical and computer engineering department, WI53706.
- [34] **K.R.Padiyar** : « Investigation on strong resonance in multimachine power systems with STATCOM supplementary modulation controller », IEEE, transaction on power systems, vol.21, N°2, May 2006.

- [35] **Gianfranco Chicco and Marta Molinas** : « Study of the transient stability margin in a wind system with STATCOM », the sixth world energy system conference, Torino, Italy, July 2006.
- [36] **A.C Carlos and H.Watanade Edson** : « Analysis and operation of STATCOM in unbalanced systems », university federal de Rio de Janeiro, 21945-pp.970.
- [37] **Bruno Buggiani** : « Parallélisme des calculs de stabilité transitoire des réseaux électriques », Ecole polytechnique fédérale de Lausanne, N° 1377, 1995.
- [38] **Daniel J.Sullivan** : « Improvement in voltage control and dynamic performance of power transmission systems using static var compensators », thèse de doctorat, university of Pittshurgh, School of Engineering, April, 2006.
- [39] **A.Tahri** : « Analyse et développement d'un compensateur statique avancé pour l'amélioration de la stabilité transitoire des systèmes électroénergétiques », mémoire de magister, université Mohamed Boudiaf, Faculté de Génie Electrique, Département d'électrotechnique, juillet 1999.
- [40] **P.M Anderson and A.A Fouad** : « Power system control and stability », IEEE Press, Marketing, 1994
- [41] **J.Vrseille, Convenor and Cigre Task Force** : « Voltage and Reactive Control », Electra N°.173, pp.115-143, August 1997.
- [42] **H.H.Onezawa, M.Tsukada, I.Lyoda and J.J.Paserba** : « Study of a STATCOM Application for Voltage stability evaluated by dynamic PV curves and time simulation », IEEE transactions on power systems, summer Meeting, seattle, July 2000.
- [43] **J.Arrilage** : « High voltage direct current transmission », IEEE power engineering serie, Vol. 6, peter peregrines Ltd, 1999.
- [44] **Y.Jiang and A.Ekstrom** : « Applying PWM to control overcurrents at unbalanced fault of forced-commutated VSCs used as Static Var Compensator », IEEE transactions on power delivery, vol. 12, N°. 1, pp.273 – 278, January 1997.
- [45] **A.E.Hammad** : « Comparing the voltage control capabilities of present and future Var Compensator technique in transmission systems », IEEE transaction on power delivery, vol.11, pp.475-484, January 1996.

ملخص:

إن دراسة إستقرار الشبكات الكهربائية يمثل أهمية كبيرة في تصميم واستغلال هذه الشبكات مثلما بينا ذلك من خلال هذا البحث.

الهدف من هذه الدراسة هو معرفة كيف يُمكن أن يستعمل تعويض الطاقة الردية لتطوير إستقرار الشبكة الكهربائية المعرضة لإضطراب ما.

المعوض FACTS المستعمل خلال هذه الدراسة هو المعوض الساكن للطاقة الردية ASVC.

النقاط الأساسية المتوصل إليها تكمن في كون أن هذا النظام له دور فعال في التخفيف من حدة إهتزازات الطاقة والرفع من الوقت المحدود لإلغاء الإضطراب وكذا تأثيره على الشبكة الكهربائية عندما يكون المعوض في الموقع القريب من الإضطراب .

Résumé

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

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

Le FACTS utilisé au cours de ce travail est un dispositif de type shunt à savoir l'ASVC (Advanced Static Var Compensator)

Les points essentiels mis à exergue sont l'efficacité de ce dispositif en terme d'amortissement des oscillations et d'augmentation du temps critique ainsi que leur influence sur le réseau lorsque ce dernier est placé proche de l'endroit perturbé.

Mots clés: stabilité d'un réseau électrique, FACTS, ASVC, compensateur statique de puissance réactive de type avancé.

Abstract:

The study of power system stability forms an important subject for the planification and exploitation of power system.

We have shown in this document how reactive power compensator can be used to improve the behaviour of a fault power system.

A study was carried out on the ASVC (Advanced Static Var Compensator).

The essential topics dealt with are efficiency in terms of damping power oscillations, increasing critical clearing time and the dependence of equipment location.

Keywords: FACTS, ASVC, Advanced Static Var Compensator, Reactive Power and Voltage control in Power System.