

الجمهورية الجزائرية الديمقراطية الشعبية
وزارة التعليم العالي و البحث العلمي



BADJI MOKHTAR - ANNABA UNIVERSITY
UNIVERSITE BADJI MOKHTAR -ANNABA

جامعة باجي مختار - عنابة

Année 2016

Faculté des sciences de l'ingénierat
Département d'électrotechnique

THESE

Présentée en vue de l'obtention du diplôme de Doctorat en Sciences

***Apport du STATCOM et du SSSC
(Static Synchronous Series Compensator) à
l'amélioration du comportement des réseaux
électriques***

Option
Réseaux Electriques

Par
AMIAR Adel

DIRECTEUR DE THESE : *D^r ADJABI Mohamed M.C.A UNIVERSITE D'ANNABA*

DEVANT LE JURY :

- Président : *Pr OMEIRI Amar Prof. Université d'ANNABA*
- Examineurs : *Pr LABAR Hocine Prof. Université d'ANNABA*
Pr LEMZADMI Ahcene Prof. Université de GUELMA
Pr RAHMANI Lazhar Prof. Université de SETIF
Pr HAMOUD Redjai Prof. Université de SETIF

ملخص

الحفاظ على مستوى التوتر في نظم إنتاج ونقل الطاقة الكهربائية هي واحدة من اقصى العقبات و تتعلق بميزان الإستطاعة الإرتكاسية. إن التجهيزات المرنة في نظم النقل للتيار المتناوب لها اداءات ديناميكية وانتقالية ذات جودة عالية وتساهم بقوة في الرد على الاضطرابات الشديدة التي لوحظت في نقاط اتصالات للمعوضات.

في هذا العمل، نقوم بدراسة الأداء المتكامل بين معوض ذكي و النظم الألية لضبط التوتر في مولدات محطات التوليد إضافة إلى أجهزة القطع في محطات الربط . لقد اخترنا الناحية الشرقية لشبكة نظام نقل الكهرباء الجزائرية حيث يتم توصيل معوض ذكي إلى منتصف خط 400 كيلو فولت.

إبتداءا من عناصر تحليل الحوادث وتجربة ردود الفعل الفعلية تمت محاكاة وتحليل سلوك مكونات الشبكة المدروسة ، ومن المؤمل أن هذا الاختيار هو بداية فلسفة جديدة للإدارة التدفق الطاقة.

Abstract

The maintaining of a voltage plan in the production and transmission of electrical energy systems is one of the most severe constraints and depending on the balance of reactive power. FACT systems have very well dynamic and transitory performance and contribute very strongly to response to the most severe disturbances observes in static compensators connections points.

In this work, we will study the performance of a combined control between I-STATCOM, AVR systems of power plants generators and substations switchgear. We chose the eastern region of the Algerian electric power system where I-STATCOM is connected to the middle of a 400 kV transmission line. From the actual incident analysis and elements of experience feedback, we simulated and analyzed the behavior of I-STATCOM, it is hoped that this choice is the beginning of a new power flow management philosophy.

Résumé

Le maintien d'un plan de tension dans des systèmes de production et de transmission d'énergie électrique est l'une des contraintes les plus sévères et qui dépend de la balance de la puissance réactive. Les systèmes FACT ont de très bonnes performances dynamique et transitoire et contribuent très fortement à la réponse aux perturbations les plus sévères observées aux points de raccordements des compensateurs.

Dans ce travail, nous allons étudier la performance d'un contrôle combiné entre I-STATCOM, les systèmes d'AVR des générateurs des centrales électriques et les appareils de coupure des postes sources. Nous avons choisi la région EST du système de production et de transport d'électricité Algérien où le I-STATCOM est raccordé au milieu d'une ligne 400 kV. A partir de l'analyse d'incident réel et des éléments de retour d'expérience, nous avons simulé et analysé le comportement du I-STATCOM, on espère que ce choix est le début d'une nouvelle philosophie de gestion de flux d'énergie.

« ... Tout ce que peut l'homme, souffrir dans le silence, adorer et mourir, une seule consolation pourtant lui reste offerte : l'espérance... » - Mouloud Mammeri.

« ... Quand un parfum plaît, on cherche à le retenir, à le retrouver ; on ne s'en laisse pas complètement griser, afin de pouvoir l'analyser et s'en imprégner peu à peu, au point d'en avoir la sensation physique rien que par le souvenir ; quand le parfum revient, on le respire plus lentement, plus doucement, pour sentir les effluves les plus ténus. Une bouffée brutale de parfum fait tourner la tête, mais laisse une sensation irritante d'incomplet, d'inachevé. Ou bien c'est une suffocation désagréable dont on voudrait se débarrasser afin de respirer librement, ou bien c'est une griserie brutale trop tôt finie parce que seul l'être nerveux a été touché. C'est du bonheur d'être bouleversé et de ne plus rien savoir. Mais avoir encore un petit coin de conscience qui toujours sait ce qui se passe, qui, parce qu'il sait, permet à tout l'être intellectuel et raisonnable d'avoir aussi à chaque seconde quelque chose du bonheur qui arrive, avoir ce petit coin de conscience qui apprécie lentement l'évolution de la joie, la suit jusqu'à ses fins les plus extrêmes, n'est-ce pas du bonheur ? Il y a un petit coin qui ne vibre pas, mais ce petit coin reste le témoin de la joie ressentie. C'est lui qui se souvient et qui peut dire : j'ai été heureux et je sais pourquoi. Je veux bien perdre la tête, mais je veux saisir le moment où je perds la tête et pousser la connaissance au plus loin de la conscience qui abdique. Il ne faut pas être absent de son bonheur... » - Marcelle Sauvageot.

***Je dédie ce travail
A mes parents,
A mon épouse,
A mes filles,
A mes beaux parents,
A mes amis,
A mes collègues
A tous ceux qui m'ont soutenu***

.....

Remerciement

Le travail présenté dans cette thèse a été effectué au sein département d'Electrotechnique de l'Université de Badji Mokhtar d'ANNABA sous la direction de Monsieur M. ADJABI, Docteur et Maitre de conférences de l'UMBA que je tiens à assurer ma gratitude.

Je tiens à remercier Monsieur Amar OMEIRI, Prof de l'Université d'ANNABA, pour avoir présidé mon jury.

J'exprime aussi mes sincères remerciements à Messieurs, Hocine LABAR Prof de l'Université d'ANNABA, Ahcene LEMZADMI Prof de l'Université de GUELMA, Lazhar RAHMANI Prof de l'Université de SETIF et Redjai HAMOUD Prof de l'Université de SETIF , pour l'intérêt qu'ils ont manifesté pour ce travail en acceptant de faire partie de mon jury de thèse.

J'exprime toute ma reconnaissance à Monsieur P.O.LOGERAIS, Maître de conférences en Énergétique, Directeur des études DUT GIM, Université Paris-Est Créteil – CERTES, pour sa collaboration, ses précieux conseils et son hospitalité.

J'exprime mes sincères remerciements pour Monsieur M.KHEROUF de l'opérateur système électrique pour sa collaboration et ses précieux conseils.

Je remercie chaleureusement mes collègues Y. BICHA, N. FENGHOUR, M. BOUKANDOURA, K. KOBSI et A. NADJI pour leur valeureux soutien dans les moments très difficiles.

Enfin, je ne saurai oublier mon épouse qui m'a apporté soutien et encouragement durant toutes ces années.

Liste des figures

Fig.(1.1) : Ilotage régional du réseau par stades de minimum de fréquence.....	21
Fig.(1.2) : Capacités de production additionnelles décidées sur la période 2013-2017.....	25
Fig.(1.3) : Programme national des EnR 2013-2023.....	26
Fig (1.4) : Evolution de la longueur du réseau de transport à l’horizon 2023.....	28
Fig (1.5) : Prise photo de la zone d’incident	30
Fig (1.6) : Chambre de coupure du pole ph0 400 kV complètement détruit	30
Fig (1.7) : Relevé de signaux (P, Vb,f Alt) = f(t)	31
Fig (1.8) : Relevé de signaux (In, Iph3, Iph2, Iph1, Vph3, Vph2, Vph1) = f(t)	32
Fig (1.9) : Relevé de signaux (Iexc, Uexc) = f(t)	33
Fig (1.10) : Relevé de signaux (P, Vb,f Alt) = f(t)	33
Fig (1.11) : Relevé de signaux(In, Iph3, Iph2, Iph1, Vph3, Vph2, Vph1) = f(t).....	33
Fig (1.12) : Relevé de signaux (Iexc, Uexc) = f(t)	34
Fig (1.13) : Rotor de l’alternateur GR4 centrale Annaba retiré de l’exploitation en février 2008	34
Fig (1.14) : Stator GR4 de la centrale Annaba : usure d’une partie du noyau ferromagnétique par échauffement excessif	35
Fig (2.1) : Condensateur commandé par thyristor	38
Fig (2.2) : Inductance commandée par thyristor	38
Fig (2.3) : Caractéristique V-I d’un SVC	39
Fig (2.4) : Schéma du SVC et TCBR.....	39
Fig (2.5) : schéma de base du « STATCOM ».....	41
Fig (2.6) : Diagrammes vectoriels du « STATCOM ».....	41
Fig (2.7) : Caractéristique V-I (a) et V-Q (b) d’un « STATCOM ».....	42

Fig (2.8): une phase d'une ligne triphasée avec compensation série TCSC.....	43
Fig (2.9): Structure du TSSC.....	43
Fig (2.10) : Schéma de principe du TCSR	43
Fig (2.11) : Schéma de principe du SSSC.....	44
Fig (2.12) : Caractéristique statique du SSSC.....	45
Fig (2.13) : Schéma du régulateur déphaseur à thyristors.....	45
Fig (2.14) : Diagramme vectoriel du régulateur déphaseur à thyristors	46
Fig (2.15) : Principe d'utilisation de l'IPFC	46
Fig (2.16) : Schéma général d'un UPFC.....	47
Fig (2.17) : Diagramme vectoriel d'un UPFC	47
Fig (3.1) : Principe du I-STATCOM	51
Fig(3-2) : Réseau d'étude	51
Fig(2-3): Schema bloc d'une unite TV/TG avec les strategies de contrôle proposées.....	52
Fig(3-4) : Schema simplifié de système cycle combine single shaft	53
Fig(3-5) : Schema bloc AVR type ST4-B	54
Fig(3-6) : Schema réduit d'un AVR	55
Fig (3.7) : schema bloc PSS type PSS2B.....	55
Fig (3.8) : schéma équivalent du STATCOM.....	56
Fig (3.9) : structure de contrôle du STATCOM.....	57
Fig (4.1) : Schema de principe de l'étage 400 kV.....	67
Fig (4.2) : Allures des tensions et des courants de phases suite au couplage des deux réseaux au niveau du poste 63 kV ANNABA.....	72
Fig (4.3) : Tensions des nœuds 1, 2, 6 dans le cas de réglage non combiné.....	74
Fig (4.4) : Zoom des tensions des nœuds 1, 2, 6	75

Fig (4.5): Tensions de nœuds 1, 2, 6, cas de pilotage I-STATCOM.....	75
Fig (4.6): Variation de la puissance active au noeuds 1, 2, 6 cas de réglage non combine.....	76
Fig (4.7): Puissance active coté noeud 1, cas du pilotage I-STATCOM.....	77
Fig (4.8): Puissance reactive du coté des nœuds 1, 2, 6 cas de réglage non combiné.....	77
Fig (4.9) : Puissance reactive du coté des nœuds 1, 2, 6 cas du pilotage I-STATCOM.....	78
Fig (4.10): Angle de transport de la ligne 1-6, cas de réglage non combine.....	78
Fig (4.11): angle de transport de la ligne 1-6, cas du pilotage I-STATCOM.....	79

Liste des tableaux

Référence	Titre	Page
Tab (1.1)	Plan de délestage par minimum de fréquence de l'année 2011.	20
Tab (1.2)	Historique de la PMA au R.I.N.	22
Tab (1.3)	Prévision de la PMA 2011-2021 pour les scénarios moyen et fort.	23
Tab (1.4)	Prévision de la PMA 2013-2023.	23
Tab (1.5)	Puissance EnR à installer à horizon 2023 par an et par filière	27
Tab (1.6)	Caractéristiques du réseau de transport national à l'horizon 2023	29
Tab (4.1)	Paramètres des lignes du réseau d'étude	65
Tab (4.2)	Paramètres des alternateurs des centrales	65
Tab (4.3)	Paramètres des systèmes d'excitation:	66
Tab (4.4)	Puissances des nœuds de réseau d'étude avant D ^T	68
Tab (4.5)	Transits des lignes et pertes de puissance avant D ^T	69
Tab (4.6)	Puissances des nœuds après D ^T	70
Tab (4.7)	Transits des lignes et pertes de puissance après D ^T	71

Liste des Symboles

- STATCOM : STATic COMPensator.
- SSSC : Static Synchronous Series Compensator.
- FACTS : Flexible Alternative Current Transmission Systems.
- AVR : Automatic Voltage Regulator.
- VSC : Voltage Source Converter.
- NPC : Neutral Point Clamped-Type
- VSC : Voltage Source Inverter.
- SMIB : Single Machine Infinite Bus.
- SV-PWM : Space Vector – Pulse Width Modulation.
- PSS : Power System Stabiliser.
- SPTE : Système de Production et de Transport d'Electricité.
- PMA : Puissance Maximale Appelée.
- TCA : Taux de croissance Annuel.
- SPE : Société Algérienne de Production d'Electricité (filiale SONELGAZ).
- GRTE : Société Algérienne de Gestion du Réseau de Transport d'Electricité (filiale SONELGAZ).
- D^T : Déclenchement.
- δ_i : Angle qui représente la position du rotor (radian électrique) par rapport au système de référence synchrone.
- ω_i : Vitesse angulaire du rotor (rd élect/s).
- ω_0 : Vitesse angulaire nominale.
- H_i : Constante d'inertie de la ligne d'arbre turbo alternateur.
- S_b : Puissance apparente de base.
- P_{mi}, P_{ei} : Puissances mécaniques et électromagnétiques des machines en (p.u).
- D_i : Coefficient d'amortissement.
- E'_{di} : F.e.m transitoires proportionnelles aux flux des circuits d'amortissement.
- E'_{qi} : F.e.m proportionnelles aux flux des enroulements d'excitation.
- X_{di} : Réactances synchrones longitudinales.
- X_{qi} : Réactances synchrones transversales.
- X'_{di} : Réactances synchrones transitoires longitudinales.
- X'_{qi} : Réactances synchrones transitoires transversales.
- T'_{doi} : Constantes de temps des enroulements d'excitation.
- T'_{qoi} : constantes de temps des enroulements d'amortissement.
- I_{di} : Composantes des axes d des courants statoriques des machines.

- I_{qi} : Composantes des axes q des courants statoriques des machines.
- $K_{GT,ST}$: les gains des gouverneurs turbine à gaz, turbine à vapeur.
- $T_{(GT,ST)C}$: constantes de temps des gouverneurs TG, TV.
- E : F.E.M du générateur à vide.
- E_{fd} : F.E.M d'excitation.
- T'_{d0} : constante de temps du générateur à vide.
- K_{EX} : le gain du circuit d'excitation.
- E_0 : Valeur initiale de la F.E.M du générateur.
- V_G^0 : Valeur initiale de la tension du générateur.
- I_{sh} : Courant réactif échangé avec le réseau par le STATCOM.
- v_{ref} : Tension de référence du régulateur du STATCOM.
- K_{sh} : Gain du régulateur STATCOM.
- T_{sh} : Constante de temps du régulateur STATCOM.
- P_{GTVi} : l'image en puissance active des gouverneurs turbine à gaz.
- $STVi$: l'image en puissance active des gouverneurs turbine à vapeur.
- P_{GTi} : L'apport en puissance de la turbine à gaz dans une tranche de production.
- STi : l'apport en puissance de la turbine à vapeur dans une tranche de production.
- P_T : Puissance installé d'une centrale.
- *ANA* : Annaba (600 km de la capitale Alger vers l'Est).
- *EHD* : El-Hadjar (10 km d'Annaba vers l'ouest).
- *SKD* : Station Koudiet Draouch – El Tarf (45 km d'Annaba vers l'Est).
- *RAD* : Ramdane Djamel – SKIKDA (85 km d'Annaba vers l'ouest).
- *CHF* : Echafia – El Tarf (50 km d'Annaba vers l'Est).
- *FKR* : Fkirina – Oum El Bouaghi (170 km d'Annaba vers le sud-ouest).
- *ABE* : Ain el Beida – Oum El Bouaghi (170 km d'Annaba vers le sud-ouest).
- *OAT* : Oued El Athmania – Mila (200 km d'Annaba vers l'ouest).
- *KHB* : El-Kheroub – Constantine (150 km d'Annaba vers l'ouest).
- *AML* : Ain Mlila – Oum El Bouaghi (180 km d'Annaba vers le sud ouest).
- *DJR* : Ain Djasser – Batna (270 km d'Annaba vers le sud ouest).
- *SKS* : Station Kahraba Skikda (100 km d'Annaba vers l'ouest).
- *SKP* : Skikda Port (100 km d'Annaba vers l'ouest).
- *EAO* : El-AOuinnet – Tebessa (270 km d'Annaba vers le sud).

Sommaire

Introduction générale.....	14
Chapitre 1 : Etat de l'art.....	19
Introduction	20
1.1. Le plan de défense du système électrique national.....	20
1.2. Plans de développement des réseaux électriques algériens	21
1.2.1. Evolution de la puissance demandée au réseau interconnecté national.....	22
1.2.2. Prévision de la demande	23
1.3. Evolution des moyens de production	23
1.3.1. Période 2013-2017	24
1.3.2. Période 2018-2023	26
1.3.3. Passage de l'été 2013	26
1.4. Les EnR	27
1.5. Evolution des moyens de transport d'électricité	27
1.5.1. Situation actuelle et prévisions lignes	27
1.5.2. Situation actuelle et prévisions postes	27
1.5.3. Moyens de compensation du réactif	28
1.6. Analyse de quelques incidents d'exploitation	29
1.6.1. L'incident du 05/05/2014 à 19h34'	29
1.6.2. L'incident du 05/12/2014 à 10h29'59''	31
1.6.3. L'incident du 16/01/2015 à 10h44'45''	33
Conclusion.....	35
Chapitre 2 : Moyens de compensation du réactif.....	36
Introduction	37
2.1. Compensateurs parallèles	37
2.1.1. Compensateurs parallèles à base de thyristors	37
2.1.1.1. Condensateurs commandés par thyristors (CCT)	37
2.1.1.2. Inductance commandée par thyristor (LCT)	38
2.1.1.3. Compensateur statique SVC (Static Var Compensator)	38
2.1.1.4. Le TCBR (Thyristor Control Breaking Resistor).....	39
2.1.2. Compensateurs parallèles à base de GTO thyristors	41
2.2. Compensateurs série	42

2.2.1. Compensateur série contrôlé par thyristor	42
2.2.1.1. Le TCSC (Thyristor Controlled Series Capacitor)	42
2.2.1.2. Le TSSC (Thyristor Switched Series Capacitor).....	43
2.2.1.3. Le TCSR (Thyristor Controlled Series Reactor).....	43
2.2.1.4. Le TSSR (Thyristor Switched Series Reactor).....	43
2.2.2. Compensateur série à base de GTO Thyristors (Le SSSC).....	44
2.3. Compensateurs hybrides série – parallèle	45
2.3.1. Compensateurs commandés par thyristors	45
2.3.1.1. Transformateur déphaseur à thyristor	45
2.3.2. Compensateurs hybrides à base de GTO Thyristors	46
2.3.2.1. IPFC (Interline Power Flow Controller).....	46
2.3.2.2. L'UPFC (Unified Power Flow Controller)	46
Conclusion	48
Chapitre 3: Modélisation du système étudié.....	49
Introduction.....	50
3.1. Réseau d'étude	50
3.2. Modélisation des éléments du système étudié	50
Conclusion	63
Chapitre 4: Etude du comportement du I-STATCOM en regimes perturbés.....	64
Introduction.....	65
4.1. Cas de déclenchement d'une ligne de fort transit	66
4.1.1. Situation avant le déclenchement	67
4.1.2. Situation à partir du déclenchement	68
4.2. Cas de couplage de deux réseaux	72
Conclusion	80
Conclusion générale et perspectives.....	82
Références.....	87

Introduction

générale

Introduction générale

Le maintien d'un plan de tension dans un réseau interconnecté est réalisé par différents artifices de réglage : les plus influents sont les systèmes d'excitation des alternateurs des centrales pilotés par des AVR (automatic voltage regulator) et les compensateurs sous forme self inductances pour atténuer les surtensions engendrées par le fonctionnement à basses charges, ou des batteries de condensateurs pour le maintien de la tension à des limites acceptables dans les régimes à charges maximales [1]. Ces compensateurs dits classiques qui sont employés dans le réseau interconnecté Algérien n'offrent pas une flexibilité dans le réglage en plus des phénomènes transitoires occasionnés par les fermetures et ouvertures de disjoncteurs. Les systèmes FACTS (Flexible Alternative Current Transmission systems) qui permettent une exploitation plus efficace des réseaux par l'action continue et rapide sur différents paramètres dont la tenue de la tension, ainsi, les transits de puissance seront mieux contrôlés. Nous avons ciblé dans ce travail le STATCOM qui a fait objet par le passé de plusieurs travaux dans divers axes, à commencer par la recherche des meilleurs modèles mathématiques des systèmes FACTS basés sur des (voltage source converter) [2] ainsi que le D-STATCOM fonctionnant en régimes perturbés [3]. Pour justifier la nécessité de l'emploi des systèmes FACTS, il fallait présenter les meilleurs modèles de contrôleurs, les problèmes formulés avec des structures multi variables aboutissent souvent à une certaine flexibilité de contrôle des tensions continue et alternative et par conséquent les échanges de puissance réactive afin d'amortir les oscillations pouvant affecter un système SMIB (Single Machine Infinite Bus) [4] [5]. Ces approches éprouvent une certaine complémentarité avec des recherches des meilleurs schémas de compensateurs et stratégies de contrôle utilisant de diverses techniques dont on peut citer : l'adoption de contrôleur PID robuste dont les gains sont calculés à l'aide d'une technique de placement de pôles robustes et ceux pour amortir les oscillations occasionnées par le changement du point de fonctionnement d'un ensemble SMIB [6]. Une autre technique basée sur un schéma STATCOM intégré avec stockage d'énergie électromagnétique SMES (superconducting magnetic energy storage) pour les applications de réseaux de transport de grandes puissances. La topologie du contrôleur du STATCOM est de conception multi niveaux multi pulsations à point milieu neutre (NPC) (neutral-point clamped-type) convertisseurs sources de tension (VSI) en utilisant la technique de neutralisation des harmoniques [7], cette configuration a offert la faculté d'échange des puissances actives et réactives avec le réseau électrique et un meilleur comportement face à l'apparition de défauts proches du point de raccordement au réseau infini.

Introduction générale

On retrouve un système couplé à un réseau infini dans [8] avec des charges réparties afin de mettre en évidence l'aspect de la compensation locale à l'aide d'un STATCOM obéissant à une nouvelle stratégie de modulation de largeur d'impulsion. Bien que les études effectuées dans le même sens aient de l'impact sur le développement des contrôleurs statiques, le caractère réseau infini avec lequel sont couplés les systèmes étudiés reste incertain en matière de sévérité des perturbations donc oscillations de ces systèmes. Une étude [9] qui s'est orienté vers une comparaison entre effets des compensations parallèle (STATCOM) et série (SSSC) raccordés à un système couplé à un réseau infini avec une projection sur un système à 10 machines du « New England » avec analyse de défauts spéciaux. Un système IEEE 30 bus a connu l'introduction du STATCOM avec différents modes de fonctionnement [10] ce qui a apporté une solution au problème de contrôle du courant échangé avec le point de raccordement. Pour mieux cerner le problème des temps de réponse aux perturbations, on a opté pour des systèmes générateur-ligne de transport-charge à plusieurs niveaux [11] [12] avec une évaluation comparative entre effets du STATCOM et SSSC multipulses d'une part et un système à génération et charge réparties intégrant l'énergie verte illustrée dans des panneaux photo voltaïque [13]. En plus de sa réputation de compensateur de puissance réactive, le STATCOM associé à une stratégie SV-PWM peut contribuer à amortir la distorsion des ondes de courants et tensions d'un réseau électrique [14] [15].

Les travaux suscités en référence ont traité le cas de compensateurs raccordés à un système AC, les systèmes FACTS livrés à eux même pour amortir les oscillations d'un système électrique s'avèrent impuissants devant des variations trop brusques et/ou longues, ce qui ferait appel à des évolutions permanentes des puissances installées des contrôleurs statiques chose qui affecterait l'aspect économique des installations.

A cet effet il fallait compter sur une répartition des actions de régulation, amortissement et contrôle d'un système sur les contrôleurs robustes des systèmes FACTS et ceux des groupes de production dans des réseaux électriques larges, complexes et non linéaires [16]. Plusieurs approches ont ciblé la combinaison de PSS (Power System Stabilizer) avec SVC [17] et TCSC [18], les gradateurs qui sont les interrupteurs qui commandent les échanges avec le système sont réputés pour les convertisseurs statiques les plus polluants en matière de génération d'harmoniques, ces systèmes font appel à l'utilisation des filtres actifs dont les schémas sont similaires à ceux des systèmes FACTS à base d'interrupteurs commandés à la fermeture et à l'ouverture.

Introduction générale

La coordination des AVR-PSS/FACTS dans des systèmes SMIB avec emploi de schémas de contrôle non linéaires ont abouti à ressortir de bonnes performances en matière d'amélioration des limites de transmission [19] et d'amortissement des oscillations électromécaniques d'un générateur synchrone [20], mais ces schémas d'études restent spécifiques à des centrales dont les postes d'évacuation d'énergie sont implantés loin du réseau interconnecté. Des études récentes utilisant plusieurs techniques de contrôle combiné et projetées sur des systèmes multi machines multi bus aboutissant aux mêmes fins : l'amortissement des effets de perturbations par l'emploi du SSDC (subsynchronous damping controller) à un STATCOM [21], ou du POD (Power Oscillation Damping) par le placement de pôles robustes avec une évaluation comparative entre UPFC et STATCOM [22].

D'autres visions cherchaient les meilleurs emplacements d'un STATCOM entre deux régions de production-consommation satisfaisant les meilleurs critères de stabilité [23], un bon compromis contrôle combiné multi machine multi FACTS (STATCOM, SSSC et UPFC) [24] ou plus loin l'intégration de la notion du SFCL (Superconducting Fault Current Limiter) à coordination du contrôle AVR-FACTS [25].

Notre vision s'oriente vers un nouveau concept I-STATCOM (Intelligent STATCOM) installé dans un système multi machines multi bus. Le I-STATCOM, et en plus de ses fonctions habituelles de compensateur de puissance réactive et contrôleur de tension sera en relation directe avec les systèmes d'excitation et variateurs de charges des groupes de production répartis dans le réseau étudié et ceux par des actions de changements de consignes de P, Q, V, leur maintient ou bien imposer des consignes afin de garder des réserves chaudes susceptibles de répondre à d'éventuelles perturbations, Le I-STATCOM aura à recevoir les paramètres essentiels des groupes de production les plus proches, ainsi que les lignes de transport, les états des appareils de coupures, ainsi que toutes les alarmes qui s'affichent aux opérateurs du système de production et transport d'électricité et qui ont un rapport direct avec le déclenchement d'ouvrages ou des limitations de charges. Les actions de cet opérateur système intelligent ne se limiteront pas à amortir les oscillations brusques mais à éviter leur apparition, il aura aussi à dévier des flux de puissance vers d'autres issues en cas de changement de topologie du réseau suite à des situations d'avaries. Cette solution soulagerait également les opérateurs du système électrique en évitant les attitudes de paniques qui résultent d'incidents inattendus, et donnerait par conséquent une certaine marge de réflexion et de manœuvre à

Introduction générale

l'acteur humain à qui on a confié la lourde tâche de la conduite du système de production et transport d'électricité (SPTE).

Nous allons faire dans ce qui suit une brève présentation des plans de développement du SPTE Algérien, où les systèmes FACTS n'y figurent toujours pas, l'analyse de quelques incidents d'exploitation réels de groupes de production et compensateurs classiques pour justifier l'emploi des systèmes FACTS, une modélisation du système étudié suivie d'une simulation de fonctionnement en régimes spéciaux tirés d'incidents d'exploitation réels et enfin une vue avenir et perspectives.

Chapitre 1

Etat de l'Art

Introduction :

Le développement des infrastructures électriques qu'elles soient de production, transport ou distribution obéit à différents critères, dans ce chapitre, nous allons présenter une synthèse des plans de développement de l'opérateur Algérien qui est le groupe SONELGAZ.

Le point de départ au changement de la politique de planification a été incontestablement le black out du 03 Février 2003, la cause principale de cet incident fût un dysfonctionnement des lignes de détente de la station gaz de la centrale El-Hamma à Alger, ce qui a causé le déclenchement de deux groupes de production d'une capacité de 350 MW, à cet instant 19h04'05'', la réserve chaude était nettement inférieure à la puissance perdue. Avec la baisse rapide de la fréquence et le système de délestage automatique qui n'a pu fonctionner à temps, le réseau national nord s'est effondré au bout de 15 secondes. [26]

Cet évènement a tiré la sonnette d'alarme et a fait déclencher un plan d'urgence et différents plans de développement à court, moyen et long terme.

1.1. Le plan de défense du système électrique national :

Le plan de défense du réseau prévoit à l'avance les incidents et les mesures à prendre en compte pour les éviter ou réduire leurs impacts. Ainsi, Il y a des mesures contre les baisses de fréquence, les ruptures de synchronisme et le manque de tension : [27]

- Contre les baisses de fréquence, on appliqué le plan de délestage technique si le manque de production découle d'incidents inopinés ou si ce manque était volontaire et prévisible, il donne recours au délestage préventif pour réduire les contraintes sur le réseau et assurer le service minimum (Tab.(1.1)).

	Région Est	Région Centre	Région Ouest	Région Sud
1 ^{er} stade	175 MW	157 MW	81 MW	13 MW
2 ^{ème} stade	109 MW	154 MW	86 MW	70 MW
2 ^{ème} stade temporisé	163 MW	128 MW	98 MW	30 MW
3 ^{ème} stade	127 MW	133 MW	83 MW	30 MW
4 ^{ème} stade	44 MW	82 MW	62 MW	17 MW

Tab.(1.1) : Plan de délestage par minimum de fréquence de l'année 2011. [28]

- Pour les perturbations de grande amplitude: le plan de défense cherche à limiter l'étendue de la zone perturbée. Pour cela, le réseau est progressivement découpé jusqu'à retrouver la stabilité dans chaque partie isolée. Ce découpage sacrifie la région en détresse pour préserver le reste du réseau.

Chapitre 1 : Etat de l'Art

- En cas de perturbation très importante, l'action du plan de défense consistera :
 - Ouverture en premier des lignes d'interconnexion internationales et celles reliant les réseaux de Hassi Messaoud et Hassi R'Mel au réseau Nord à 48,2 Hz.
 - Îlotage inter – régional à 46,5 Hz (Fig.(1.1)).
 - Séparation de la région perturbée et îlotage des groupes de production à 46 Hz. [28]

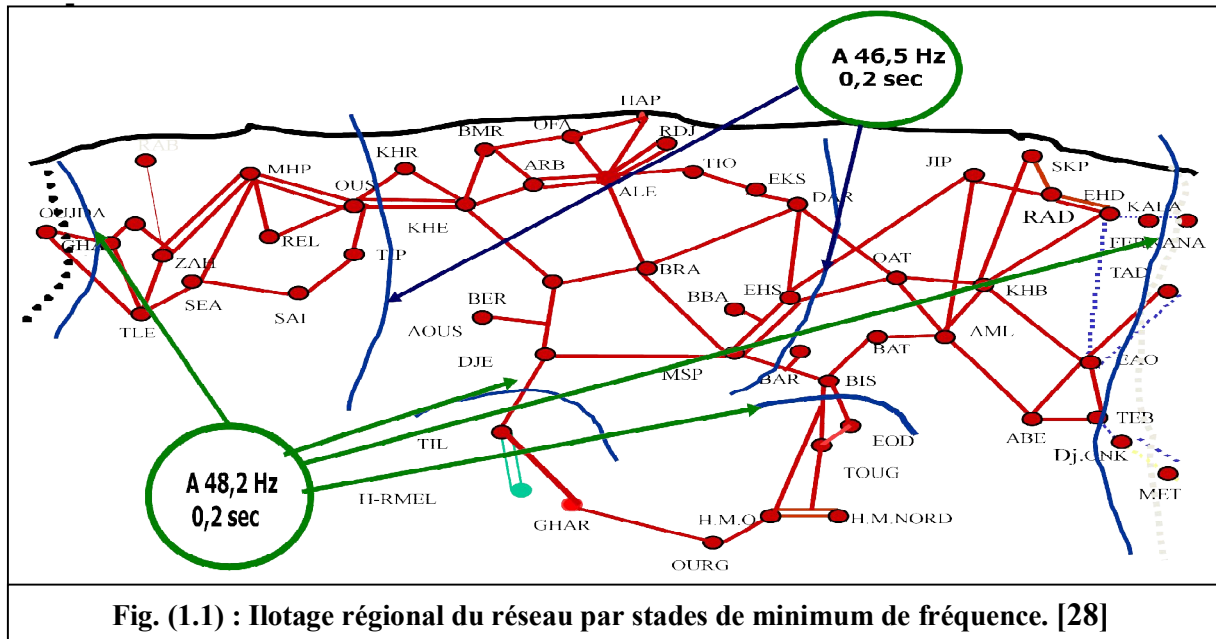


Fig. (1.1) : Îlotage régional du réseau par stades de minimum de fréquence. [28]

1.2. Plans de développement des réseaux électriques algériens :

Les documents «Plans de Développement» pour différentes filiales du groupe SONELGAZ, donnent les programmes de développement des ouvrages du réseau électrique Algérien prévus pour la période année “n” – “n+10”. Ils intègrent :

- Les ouvrages mis en service durant l'année “n-1” jusqu'au 31 mars “n”;
- Les ouvrages en cours de construction;
- Les ouvrages décidés non encore entamés;
- Les ouvrages en idée de projet;
- Les équipements en cabines mobiles et le parc de transformateurs de réserve;
- Les équipements en moyens de compensation de l'énergie réactive;
- Les investissements du réseau de télécommunication ;
- Les infrastructures immobilières d'accompagnement.
- D'une manière spécifique, le 'Plan de développement' du réseau de transport de l'électricité est élaboré sur la base des décisions d'investissements prises par les Comités Investissements et Raccordement de la clientèle haute tension.

Chapitre 1 : Etat de l'Art

En outre il intègre, les ouvrages décidés pour la levée des contraintes d'exploitation.

Les ouvrages en idée de projet, sont les ouvrages proposés dans le schéma directeur de transport de l'électricité à l'horizon 2030 et les études de développement de réseau à moyen terme et dont la confirmation se fera lors des prochaines études de développement du réseau de transport de l'électricité. Les projets structurants 400 kV, concernent :

- ✓ La dorsale Nord-sud qui est en cours de réalisation pour une mise en service en 2013 – 2014.
- ✓ La dorsale 400 kV Grand Sud, considérée en idée de projet pour 2020 et 2025, conformément aux résultats du schéma directeur de transport de l'électricité à l'horizon 2030.

Afin de faire une approche la plus lucide qu'elle peut être de la justesse des prévisions, les évolutions d'appels de puissance, les écarts enregistrés entre prévisions et courbes de charges réelles, nous avons choisi trois documents référence: les plans de développement transport d'électricité (Gestionnaire du Réseau de Transport d'Electricité: GRTE) 2011-2021 et 2013-2023 et le plan de développement du groupe SONELGAZ 2013-2023. [29]

1.2.1. Evolution de la puissance demandée au réseau interconnecté national:

Depuis 2001, la puissance maximale appelée du réseau national interconnecté (R.I.N) est passée de 4791 MW à 9 777 MW en 2012, soit une évolution moyenne de 7,3%/année (en tenant compte du délestage, la PMA aurait été de 10 363 MW). A noter que la pointe 2012 a été enregistrée en été (9 777 MW, le 02 août 2012 à 21h00). [29]

	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Pmax (MW)	4791	4965	5206	5541	5921	6057	6411	6925	7280	7718	8606 ⁽²⁾	9777 ⁽²⁾
T.C.A⁽¹⁾ (%)	3.8	3.6	4.8	6.4	5.4	2.3	5.8	8.0	5.1	6.0	11.5	13.6

Tab. (1.2). Historique de la PMA au R.I.N.

⁽¹⁾ : Taux de Croissance Annuel de la PMA: puissance maximale appelée.

⁽²⁾ : 8746 MW en 2011 et 10 363 MW en 2012 en tenant compte du délestage.

Les statistiques du Tableau. (1.2) sont très intéressants, en effet, la PMA a connu une évolution annuelle d'une moyenne de 6 % et a connu un saut dès l'année 2011 pour atteindre 13.6% en 2012 (ce qui représente plus de 1150 MW), les causes de cette évolution rapide sont diverses dont on peut citer :

Chapitre 1 : Etat de l'Art

- Le lancement de plusieurs projets nationaux dans le cadre du développement économique et social : nouvelles cités, les projets de tramway au niveau de plusieurs wilayas....etc.
- Les augmentations de salaires des employés de différents secteurs avec effets rétroactifs ce qui a incité pas mal de particuliers à acquérir des appareils électroménager à forte consommation d'énergie (conditionneurs d'air en premier lieu).
- Les clients clandestins dont le nombre ne cesse d'augmenter : ces clients qui sont en premier lieu les habitants de constructions illicites et sachant qu'ils n'auront à payer leurs consommations, se permettent même de gaspiller. Ces clients provoquent des pertes énormes au gestionnaire du système électriques et des défauts le plus souvent résistants sur le réseau. [30]

1.2.2. Préviation de la demande :

Nous avons jugé intéressant de comparer les prévisions qui datent de 2011 et celle de 2013 pour en connaître les écarts, ce qui montré dans les tableaux ci-dessous :

Scénarios	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	TCA
Moyen	8630	9140	9660	10200	10770	11330	11870	12515	13210	13930	14520	5.34%
fort	8900	9525	10160	10830	11545	12260	12980	13850	14790	15785	17410	6.94%

Tab (1.3) : Préviation de la PMA 2011-2021 pour les scénarios moyen et fort.

	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	TCA
PMA	11810	13470	15350	17500	19950	21950	24140	26650	28420	30410	32530	10.7%

Tab.(1.4) : Préviation de la PMA 2013-2023.

On voit très bien que les prévisions étaient sûrement fiables jusqu'à l'année 2011, mais à partir de 2012 on dépasse nettement la PMA prévisionnelle du pire des scénarios, c'est ce qui a mené à l'accroissement remarquable dans le TCA moyen qui passe de 6.94% pour le scénario fort des prévisions de 2011 à 10.7% pour les prévisions de 2013. [29] [30]

Pour faire face à l'appel de puissance qui ne cesse d'accroître, les moyens de production ont connu une évolution considérable dans le passé, le défi à relever dans le futur serait de couvrir assez largement la demande nationale et pouvoir exporter de l'énergie électrique aux partenaires interconnectés aux rives du bassin méditerranéen.

1.3. Evolution des moyens de production :

La puissance totale thermique installée à fin février 2013 sur le R.I.N (SPE « Société Algérienne de Production d'Electricité » et « Autres Producteurs »), s'élève à 10 466 MW. La

Chapitre 1 : Etat de l'Art

puissance nationale (RIN) disponible en été est de 9 674 MW (tenant compte de l'effet de température). La puissance installée se répartie comme suit :

- SPE : Puissance disponible 6 308 MW.

Le parc a été renforcé par la mise en service de quatre turbines à gaz mobile à El Oued d'une puissance de 68 MW (conditions site) durant la période estivale 2012. La capacité disponible de SPE tient compte du déclassement d'une puissance de l'ordre de 1 648 MW sur la période 2006-2012 ainsi que de la limitation quasi permanente de certains groupes, essentiellement les groupes turbines à vapeur.

- Autres producteurs : la puissance installée est de 4 158 MW répartie comme suit:

SKS (Skikda) : 825 MW, Kahrama : 345 MW, SKB (Berrouaghia) : 489 MW, SKH (Hadjret Ennos) : 1 227 MW, SPP1 (Hassi R'Mel) : 150 MW et SKT (Terga) : 1 122 MW.

La capacité de production additionnelle nationale prévue sur la période 2013-2023 est de 35 505 MW (tous réseaux confondus) dont 21 305 MW décidés et 14 200 MW en idée de projet (conventionnel). Les 21 305 MW déjà décidés sont réparties comme suit :

- ✓ 14 370 MW en conventionnel pour le réseau interconnecté nord (RIN), 50 MW (turbines à gaz TG) pour le Pôle In Salah-Adrar-Timimoune, 421 MW (TG+diesel) pour les réseaux isolés des localités du Sud,
- ✓ 5 539 MW en EnR, et 925 MW pour la réserve stratégique et mobile. [29] [30]

Réseau interconnecté nord (RIN) :

1.3.1. Période 2013-2017 :

- 14 370 MW de capacité de production additionnelle développable sont en cours de construction sur la période 2013-2017, dont 1 140 MW de la centrale Koudiet Eddraouech (SKD).

Hormis la centrale SKD, le reste de la capacité sera réalisé par la société de production de l'électricité (SPE) et intègre :

- Les centrales décidées sur la base du plan indicatif des moyens de production "2008-2017", complété par la feuille de route élaborée en 2011, soit une puissance totale de 4 306 MW. Il s'agit des centrales TG de Labreg, Ain Djasser2, Boutlelis, Hassi Messaoud et Hassi R'Mel et des centrales à cycle combiné de Ras Djinet et Ain Arnat, dont la mise en service interviendra sur la période 2014-2016.
- Les centrales décidées dans le cadre du plan d'urgence des moyens de production "2012-2017", d'une puissance totale de 8 924 MW aux conditions sites. Il s'agit des centrales TG de Boufarik et AinDjasser3, Boutlelis (passage en Cycle Combiné CC

Chapitre 1 : Etat de l'Art

de la centrale TG) et les centrales à cycle combiné de Mostaganem, Oumèche (Biskra), Kais (Khenchela), Naama, Ain Oussera (Djelfa) et Bellara (Jijel), dont les mises en service sont prévues sur la période 2015-2017.

Les mises en service de ces nouvelles capacités sont prévues comme suit :

- ✓ **Année 2013** : Mise en service de la centrale cycles combinés 3x380 MW de Koudiet Eddraouech (1 140 MW).
- ✓ **Année 2014** : Mise en service de 906 MW en turbines à gaz, par SPE. Cette capacité est répartie comme suit : Centrale TG 2x132 MW à Ain Djasser2, centrale TG 3x141 MW à Labreg et centrale TG 1x220 MW à Hassi Messaoud (1er groupe).
- ✓ **Année 2015** : Mise en service de 7 187 MW en turbines à gaz par SPE. Il s'agit essentiellement de la mise en service de la partie TG des centrales à cycle combiné, décidées dans le cadre du plan d'urgence 2012 - 2017, à savoir : Centrale TG 2x220 MW à Hassi Messaoud (2^{ème} & 3^{ème} groupe), centrale TG 2x184 MW à Hassi R'Mel, centrale TG 250 MW - Ain Djasser3, centrale TG 300 MW à Boufarik, centrale TG 2x223 MW à Boutlelis. Partie TG 2x493 MW à Mostaganem, partie TG 2x401 MW à Naama, partie TG 2x427 MW à Ain Ouessara, partie TG 2x433 MW à Kais.

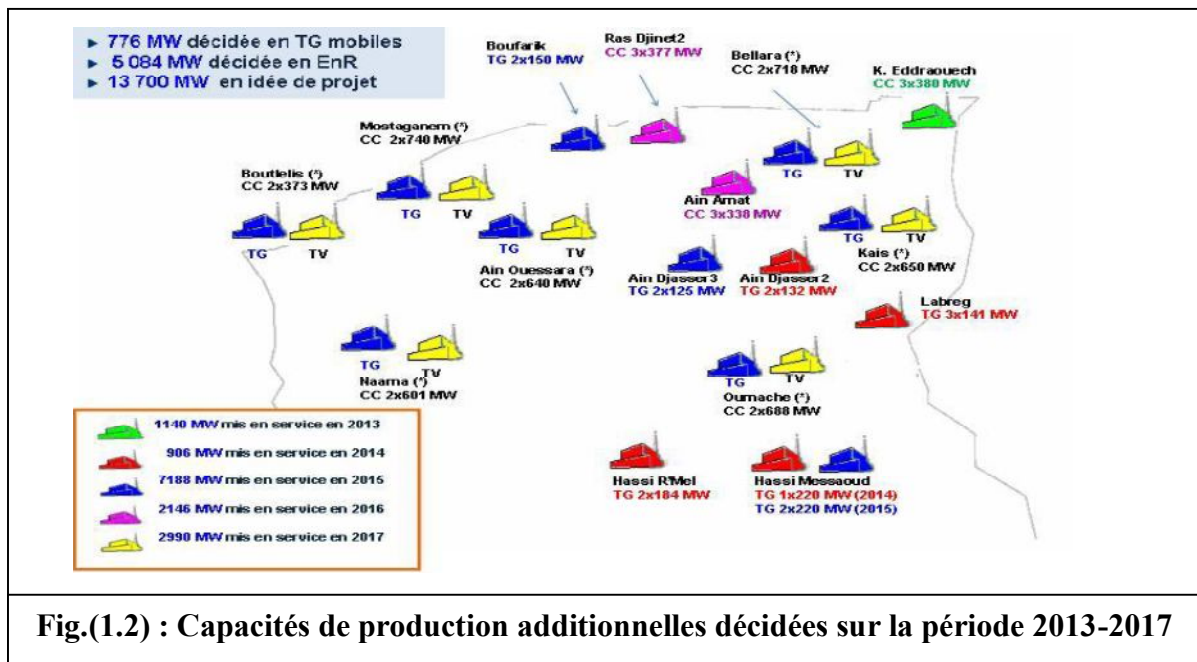


Fig.(1.2) : Capacités de production additionnelles décidées sur la période 2013-2017

Partie TG 2x459 MW à Oumèche et partie TG 2x479 MW à Bellara.

- ✓ **Année 2016** : Mise en service de 2 146 MW en cycles combinés par SPE. Cette capacité est répartie comme suit : Centrale CC 3x377 MW à Ras Djinet2, centrale CC 3x338 MW à Ain Arnat.

Chapitre 1 : Etat de l'Art

- ✓ **Année 2017** : Mise en service par SPE de 2 991 MW, relatifs à la partie Turbines à Vapeur (TV) des centrales à cycle combiné du plan d'urgence 2012-2017. Cette capacité est répartie comme suit : Partie TV 300 MW à Boutlelis (passage en CC de la centrale TG en cours de construction), partie TV 2x247 MW à Mostaganem, partie TV 2x200 MW à Naama, partie TV 2x213 MW à Ain Ouessara, partie TV 2x217 MW à Kais, partie TV 2x229 MW à Oumeche, partie TV 2x239 MW à Bellara. [29] [30]

1.3.2. Période 2018-2023 :

Durant la période 2018-2023, il y a nécessité d'installer 13 700 MW pour assurer la couverture de la demande prévisionnelle. Cette capacité est en idée de projet et n'est pas encore décidée. [29] [30]

1.3.3. Passage de l'été 2013 :

Pour le passage de l'été 2013, il a été prévu la mise en service de 640 MW en TG mobiles (décidés en 2012) dont l'installation s'est faite au niveau des sites de M'Sila (12x20 MW), F'Kirina (12x20 MW) et Amizour (Bejaia) (8x20 MW). Les 136 MW restant (8x17 MW) sont installés en 2013 au niveau de Hassi Messaoud (4x17 MW) et El Oued (4x17 MW).

Il est à noter que nous nous sommes limités à énumérer les ouvrages existants ou à réaliser au niveau du réseau interconnecté nord, car la puissance installée actuelle au RIS (Réseau Isolé Sud) et au PIAT (Pole In-Salah Adrar Timimoune) est destinée pour alimenter des réseaux réparés à partir de turbines à gaz mobiles ou des groupes diesel, on va remarquer la même chose dans le programme national des EnR 2013-2023. [29] [30]

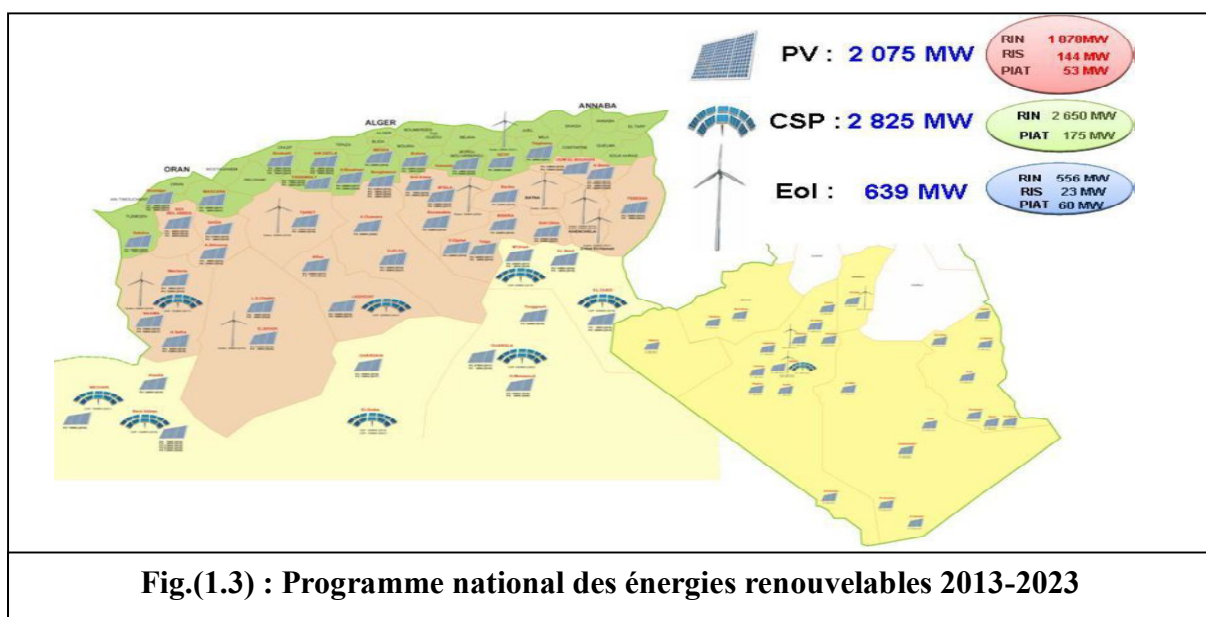


Fig.(1.3) : Programme national des énergies renouvelables 2013-2023

Chapitre 1 : Etat de l'Art

1.4. Les Energies renouvelables :

La puissance EnR à installer jusqu'à 2014 est de 445 MW pour atteindre 5 539 MW en 2023 : 2 075 MW en Photovoltaïque, 2 825 MW en CSP et 639 MW en Eolien.

Une centrale pilote de 1,1 MW (non prise en considération dans le parc) est prévue au niveau de Ghardaïa pour 2014, en vue de tester les différentes technologies PV dans l'environnement saharien (silicium monocristallin, silicium poly cristallin, amorphes, couches minces).

La répartition annuelle des puissances à installer sur le RIN pour les différents filières d'EnR est présentée au tableau qui suit :

	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	Total
PV	363	65	122	180	181	184	190	193	200	200	1878
CSP	-	60	120	120	200	150	500	500	500	500	2650
EOL	20	20	20	-	50	50	50	100	123	123	556
Total	383	145	262	300	431	384	740	793	823	823	5084

Tab.(1.5). Puissance EnR à installer à horizon 2023 par an et par filière

La puissance totale EnR ne tient pas compte des 5 MW en géothermie qui seront installés dans la région de Guelma (étude en cours), des 1,1 MW de la centrale pilote de Ghardaia (en cours) et des 5 MW du programme d'électrification rurale (en cours). [29] [30]

1.5. Evolution des moyens de transport d'électricité :

Les plans de développements du réseau de transport national touchent en plus de ce qui a été cité dans la section 1.2., les axes : Ouvrages mis en service du 01/01/année n-1 à la fin du premier trimestre de l'année n, ouvrages Raccordement clientèle nouvelle (R.C.N), ouvrages à réhabiliter, décisions d'ouvrages annulées, plan Infrastructures d'accompagnement, postes alimentés en antenne.

1.5.1. Situation actuelle et prévisions lignes :

La longueur actuelle du réseau de transport national est de l'ordre de 23898 km.

La longueur globale du réseau de transport de l'électricité à réaliser sur la période 2013- 2023 est de l'ordre de 21240 km déjà décidé dont 1765 km en réhabilitation en plus de 5805 km de lignes en idée de projet soit un total de 27045 km.

Ainsi la longueur du réseau GRTE pourrait atteindre 49178 km en 2023. [29] [30]

1.5.2. Situation actuelle et prévisions postes :

Le nombre total existant s'élève à 264 postes tous niveaux de tension confondus.

Le nombre de postes électriques de transformation à réaliser sur la période 2013-2023 est de 479 postes dont : 373 postes déjà décidés (04 en réhabilitation), 106 postes en idée de projet.

Le nombre des avant postes électriques à réaliser sur la période 2013-2023 est de 10 dont :

07 avant postes déjà décidés (05 en 400 kV et 02 en 220 kV) et 03 avant postes en idée de projet.

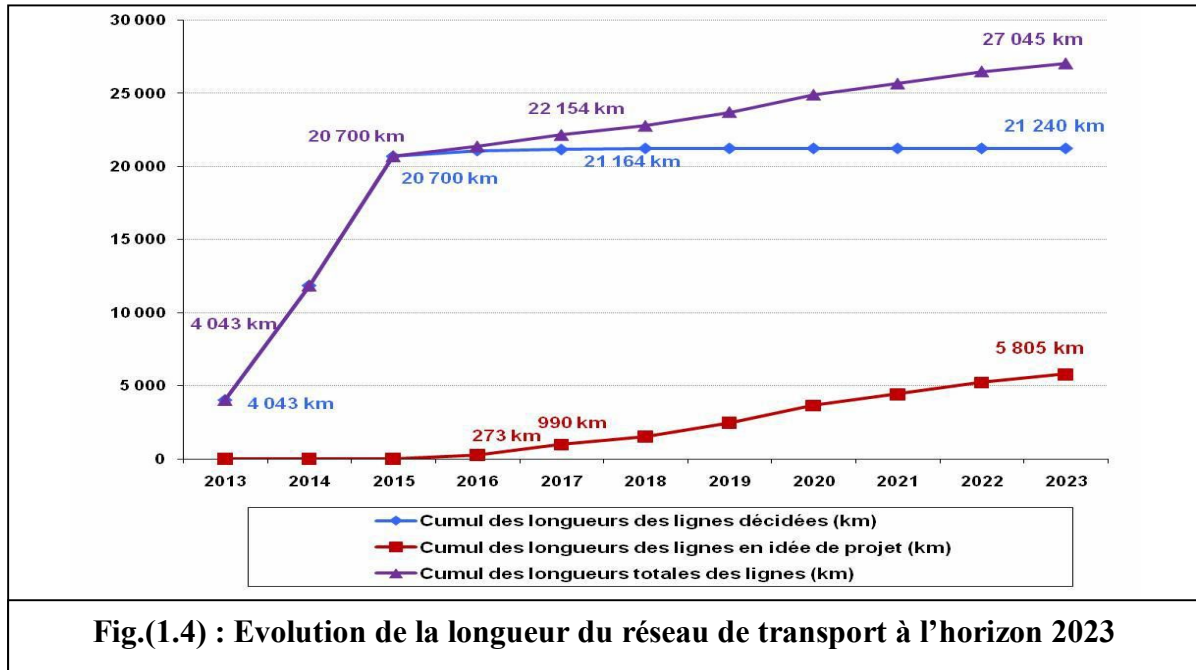


Fig.(1.4) : Evolution de la longueur du réseau de transport à l'horizon 2023

Le nombre total de postes et avant postes sera de 750 à l'horizon 2023 avec une puissance installée de 124 800 MVA.

Par rapport au plan de développement 2012, les nouveaux ouvrages concernent :

6 640 km de lignes décidées dont 440 km pour les raccordements de clientèle nouvelle et 156 postes décidés totalisant 26 020 MVA de puissance installée.

Cette évolution importante des ouvrages à réaliser est induite par la prise en considération d'un niveau plus important de la demande, ce qui a engendré le plan d'urgence des moyens de production et par conséquent le réseau de transport correspondant.

Le tableau (1.6). présente une récapitulation des caractéristiques du réseau de transport d'électricité sur la période 2013 – 2023. [29] [30]

1.5.3 : Moyens de compensation du réactif :

Les moyens de compensation de la puissance réactive évoqués dans les plans de développement du SPTE algérien occupent un rayon moins important que celui des volets cités ci-dessus. On les retrouve sous le nom des « selfs de compensation » sans pour autant en préciser la nature. Des informations que nous avons pu récolter au près des collègues que se soit sous forme de données du SPTE, rapports d'incidents... etc nous ont constitué un point de départ de notre étude car il fallait se baser sur le réseau existant pour en ressortir les contraintes d'exploitation, des incidents qu'il fallait analyser minutieusement pour pouvoir proposer les solutions les plus adéquates. Nous avons prélevé quelques incidents que nous

Chapitre 1 : Etat de l'Art

allons analyser dans ce qui suit et retrouver dans les chapitres qui suivent les solutions proposées pour éviter dans l'avenir des mises à l'épreuve similaires et du système électro énergétique et des opérateurs des différents nœuds de production et/ou de charges. [29] [30]

		Ouvrage existant 31/03/2013	Ouvrage décidé sur la période 2013-2023	Ouvrage en idée de projet entre 2013 - 2023	Total à l'horizon 2023^(*)
Lignes (km)	400 kV	3629	4458	3040	11127
	220 kV	11112	7372	1425	19909
	150 kV	69	0	0	69
	90 kV	565	3	0	568
	60 kV	8523	7642	1340	17505
	Total	23898	19475	5805	49178
Postes	Poste 400 / 220 kV	11	21	13	45
	Avant poste 400 kV	1	5	3	9
	Poste 220/90-60-30 kV	89	86	25	200
	Avant poste 220 kV	4	2	0	6
	Poste 150/90/30 kV	1	0	0	1
	Poste 90-60/30-10 kV	157	263	68	488
	Avant poste 60 kV	1	0	0	1
	Total	264	377	109	750
	Puissance installée (MVA)	44080	58420	22300	124800

^(*) : Les ouvrages GRTE en réhabilitation ne sont pas intégrés dans l'évolution du réseau.

Tab.(1.6). Caractéristiques du réseau de transport national à l'horizon 2023

1.6 : Analyse de quelques incidents d'exploitation :

1.6.1 : L'incident du 05/05/2014 à 19h34' :

L'incident est survenu au poste 400/220 kV de FKIRINA qui dépend de la région EST du réseau de transport national (à 450 km au sud-est d'Alger) le pole de la phase 0 du disjoncteur 400 kV de la travée self de compensation 50 MVAR a explosé après ordre d'ouverture par télécommande à partir du centre national de conduite. L'incident ne fût pas le premier car le pole de la phase4 du disjoncteur de la même travée a explosé le 18/04/2014 à 19h20' [31].

Chapitre 1 : Etat de l'Art

Pendant la manœuvre qui a précédé l'explosion, il est probable que le phénomène d'arrachement du courant de la self qui a maintenu le pôle de la ph0 du disjoncteur en position intermédiaire pendant 51s60ms, ce qui fait perdre les propriétés diélectriques du gaz SF₆ et donc l'explosion. A cet effet, nous pouvons dire qu'une orientation vers les systèmes FACTS en terme de compensation de la puissance réactive dans le SPTE Algérien serait souhaitable ce qui minimiserait les manœuvres de disjoncteurs THT susceptibles de causer des dégâts et des indisponibilités d'ouvrages durant de longues périodes.



Fig (1.5) : Prise photo de la zone d'incident, a- pôle saint de disjoncteur 400kV, b- pôle ph0 explosé et calciné, c- fragments de porcelaine, d- armoire de commande de la self [31].

La cause principale de ce genre d'incident est la multitude de manœuvres du disjoncteur 400 kV (3 à 4 fois par jour). D'autre part, la coordination de contrôle avec les groupes de production s'avère incontournable, des incidents d'exploitation ont toujours lieux dans les centrales de production et qui ont pour cause diverses perturbations :



Fig 1.6 : Chambre de coupure du pôle ph0 400 kV complètement détruit [31].

Chapitre 1 : Etat de l'Art

mise sous tension ou hors tension d'un client potentiel, perte de production ou de ligne de fort transit, des couplages délicats voire interdits de réseaux...Etc. Nous allons citer dans ce qui suit quelques incidents que nous avons vécu avec une analyse afin d'en tirer des conclusions qui pourraient nous orienter vers de meilleures perspectives dans notre travail.

1.6.2- L'incident du 05/12/2014 à 10h29'59'' :

Pendant l'essai black-start annuel du groupe 2 de la centrale 2x36 MW ANNABA PORT, un déclenchement par protection différentielle alternateur (87G) [32] et ceux suite au couplage du groupe avec le réseau interconnecté. Cet essai est une simulation du renvoi de tension vers le réseau après un black-out, avec de tels incidents, on peut très bien imaginer le temps que prendrait la reconstitution du système et le risque d'un autre effondrement de ce dernier. Nous présentons les enregistrements de l'oscillo-perturbographe de l'incident, nous ne reportons l'intégralité des figures pour ne pas trop encombrer le travail, nous discuterons les variations de chaque paramètre.

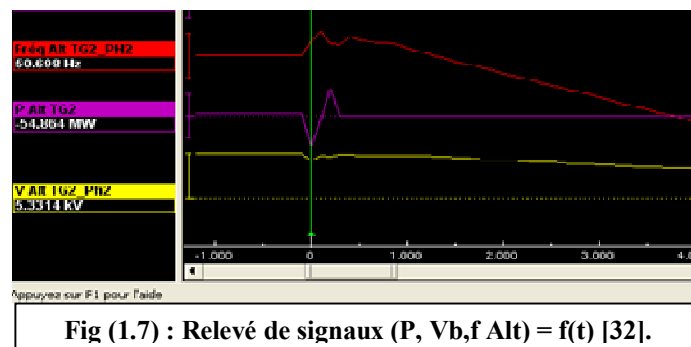


Fig (1.7) : Relevé de signaux (P, Vb,f Alt) = f(t) [32].

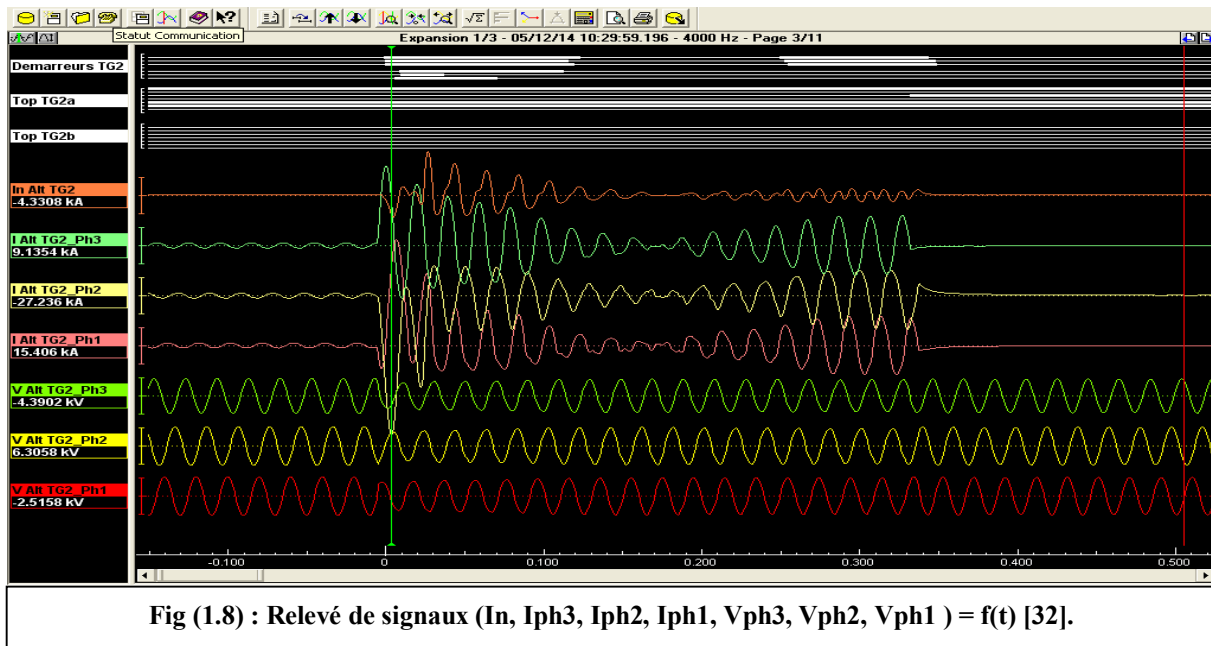
La figure (1.7) représente les courbes de la puissance active sortie alternateur groupe turbine à gaz 2 (P Alt TG2), la fréquence (Fréq Alt TG2_PH2) et la tension de la phase 2 (V Alt TG2_Ph2). Avant le couplage avec le système ($t=0$), les paramètres du régime stable étaient : $P=5.328$ MW, $f=50.06$ Hz, $V=6.4155$ kV (11kV entre phases). A $t=0$, $P=-54,86$ MW ($P_n=36$ MW), $f= 50,698$ Hz, $V=5,3314$ kV (9.22 kV entre phases), ce retour de puissance avec un écart de 1.67 P_n et une déviation de tension de 16,8% s'est fait en 100 ms.

La réaction du groupe turbo-alternateur qui dure 200 ms avec un écart de puissance de 2.90 P_n pour atteindre +49.75 MW, et la fréquence qui atteint 51.133Hz au passage par zéro de la puissance à $t=100$ ms. Le disjoncteur groupe déclenche à $t=350$ ms.

La figure (1.8) à sept voies : courant du point neutre alternateur (In Alt TG2), les courants de phases de l'alternateur (I Alt TG2_PH3, PH2, PH1) et les tension des phases alternateur (V Alt TG2_PH3, PH2, PH1). 150 ms avant le couplage du groupe au réseau interconnecté, un déséquilibre était enregistré (50 A au point neutre) par rapport à 420 A max comme courant

Chapitre 1 : Etat de l'Art

de phase (297A rms) ce qui représente 11,90%, ce taux passe à 39,35% quelques millisecondes plus tard.



Le courant nominal étant de 2100 A rms. Après 3.75 ms de la fermeture du disjoncteur de couplage, la phase 2 affiche -27,236 kA max (9,2 Inom), à cet instant, le courant du neutre affiche 4,33 kA qui monte encore à 9.934 kA à t=27 ms, ce choc a été accompagné d'une déformation des ondes de tension. L'atténuation des amplitudes des courants s'est fait en 170 ms, la tension qui a pu atteindre 16 kV, souvenons nous que ce régime était caractérisé par un retour de puissance brusque. Le changement du sens d'écoulement de la puissance est caractérisé par une nouvelle augmentation des amplitudes des courants de phases, mais ce qui est intéressant à connaître c'est qu'à partir de t=281 ms et après que la tension d'excitation ait atteint sa valeur maximale de 152.74 V (23V à la charge de base) Fig.(1.9), le courant du neutre se stabilise pendant près de 100 ms aux alentours de 1.5 kA accompagné d'un accroissement rapide des courants de phases, ce qui a mené au déclenchement du disjoncteur groupe par protection différentielle alternateur (87G) à 10h29'59''196ms.

La Fig (1.9) appuie l'hypothèse de l'impuissance des systèmes AVR-PSS à répondre dans les délais à des variations ci brusques. On voit très bien la tension d'excitation qui change de polarité à quatre reprise entre t=[82.5 180] ms et ceux rien que pour atténuer le choc du au faux couplage. A t=180 ms, Uexc= 39V ce qui est supérieur à la normale pour des courants de phases de l'alternateur avoisinant le zéro. Pour inciter l'alternateur à évacuer de la puissance, l'AVR est passé en régime de surexcitation, ce qui a fait accroître très rapidement les courants de phases de l'alternateur donc déclenchement de ce dernier.

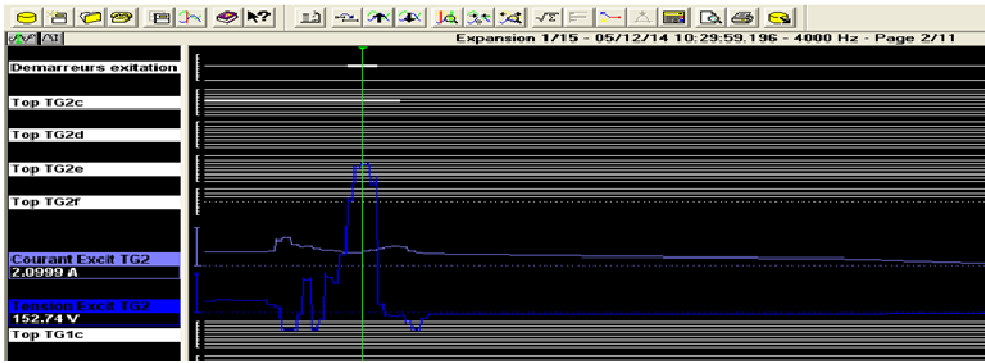


Fig (1.9) : Relevé de signaux (Iexc, Uexc) = f(t) [32]

A $t=180$ ms, $U_{exc}= 39V$ ce qui est supérieur à la normale pour des courants de phases de l'alternateur avoisinant le zéro. Pour inciter l'alternateur à évacuer de la puissance, l'AVR est passé en régime de surexcitation, ce qui a fait accroître très rapidement les courants de phases de l'alternateur donc déclenchement de ce dernier.

1.6.3 L'incident du 16/01/2015 à 10h44'45''[33]:

L'essai black-start annuel du groupe 1 de la centrale 2x36 MW d'ANNABA Port, cette fois, le choc était plus accentué que celui de l'essai précédent et à la surprise générale aucune

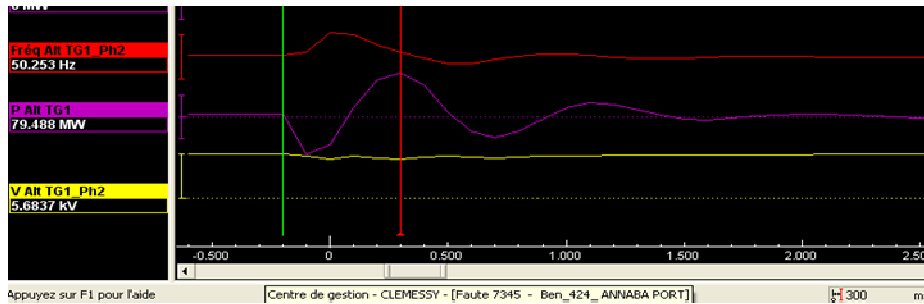


Fig (1.10) : Relevé de signaux (P, Vb,f Alt) = f(t) [33].

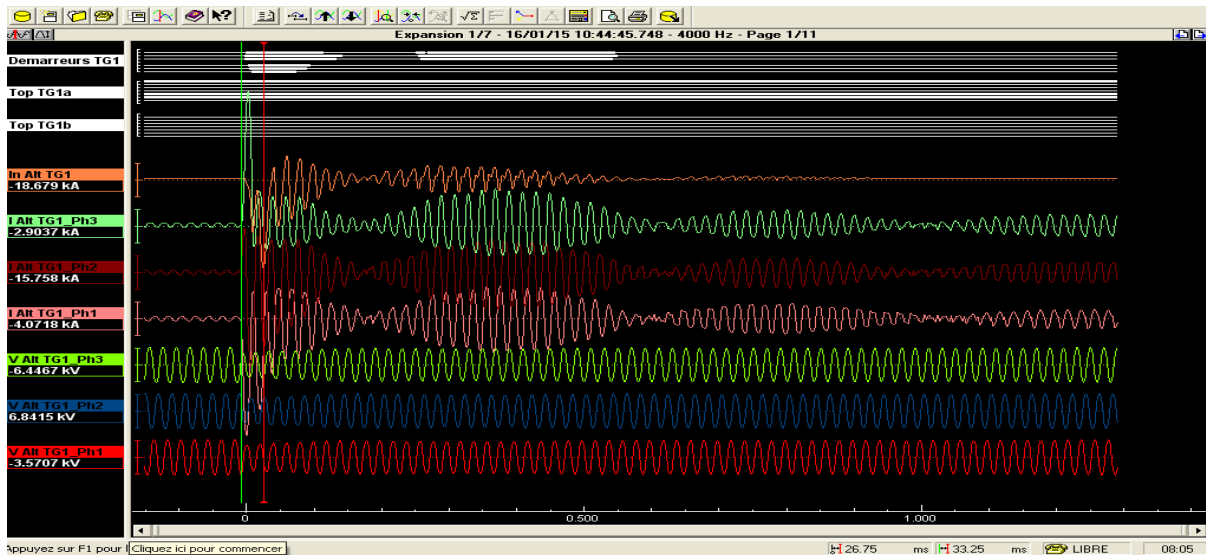


Fig (1.11) : Relevé de signaux (In, Iph3, Iph2, Iph1, Vph3, Vph2, Vph1) = f(t) [33]

Chapitre 1 : Etat de l'Art

protection n'a réagi ! La figure (1.10) illustre les mêmes paramètres que dans la fig (1.7), le premier retour de puissance après couplage avec le réseau interconnecté dure plus de 250 ms avec un pique de $-67,46 \text{ MW}$ ($-1,87 P_n$), la réaction du groupe le fait remonter à $79,48 \text{ MW}$. ($2.21 P_n$) à $t=500 \text{ ms}$. Le deuxième retour de puissance dure plus de 400 ms avec -36.65 MW crête ($1.02 P_n$). le maximum de fréquence enregistré a été de $51,12 \text{ Hz}$ à $t=200 \text{ ms}$. La perturbation a duré près de 3s. La figure (1.11) analogue à la figure (1.8) est plus significative car 33ms après le couplage, le courant du point neutre alternateur atteint $-18,68 \text{ kA}$ et ceux après que les courants des phases 1 et 3 atteignent $28,57 \text{ kA}$ et $-24,78$ à $t=8,75 \text{ ms}$ avec la tension qui s'écrase à 0.61 p.u. La figure (1.12) est encore plus impressionnante puisqu'elle montre bien les variations brusques de la tension d'excitation durant la première seconde de la perturbation.

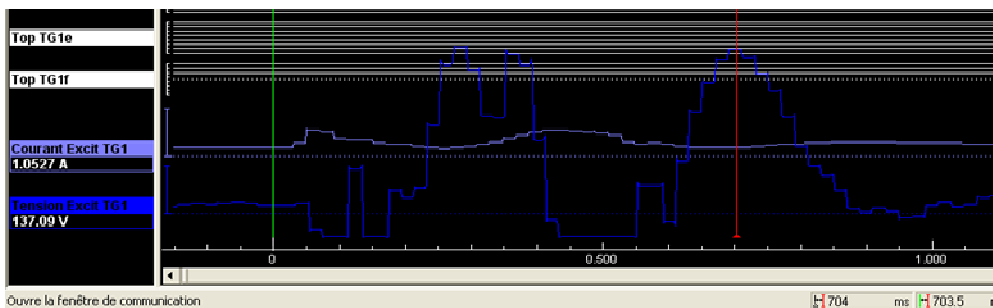


Fig (1.12) : Relevé de signaux (I_{exc} , U_{exc}) = $f(t)$ [33]

Ce type de fonctionnements qui ne fait réagir les protections peut avoir des conséquences dramatiques à court ou moyen terme, des éléments de retours d'expériences nous ont appris les risques suivants :



Fig (1.13) Rotor de l'alternateur GR4 centrale Annaba retiré de l'exploitation en février 2008 [34]

- La destruction du bobinage rotorique de l'alternateur et/ou fusion du fer par surexcitation Fig (1.13), Fig (1.14).



Fig (1.14) : Stator GR4 de la centrale Annaba : usure d'une partie du noyau ferromagnétique par échauffement excessif [34].

Conclusion :

Le développement du SPTÉ Algérien suit une politique quantitative, le black-out de 2003 a été un point de départ à une extension de grande envergure de la puissance installée du système électrique de notre pays. L'évolution rapide de la demande et les incidents dus à des pertes de productions inattendues constituent des facteurs qui appuient cette évolution d'ordre quantitatif.

Des incidents d'exploitations courants viennent chaque fois nous rappeler la nécessité de mettre en premier plan les aspects qualité de l'énergie électrique qui sont affectés par des phénomènes semi permanents ou transitoires dont ceux qui dépendent de la balance du réactif.

Chapitre II

***Moyens
de
compensation du
réactif***

Introduction :

Tout ce qui a été dit avant, justifie l'emploi des systèmes FACTS. Dans ce qui suit, on va énumérer les différents types de compensateurs statiques existant dans la littérature.

Devant ces problèmes et ceux du transit de puissance, la compagnie américaine « EPRI » (Electric Power Research Institute) a lancé un projet d'étude des systèmes FACTS (Flexible AC Transmission Systems) afin de mieux maîtriser le transit de puissance dans les lignes électriques [35]. Le concept FACTS regroupe tous les dispositifs d'électronique de puissance qui permettent d'améliorer l'exploitation du réseau électrique. La technologie de ces systèmes (Thyristors ou GTO) leur assure une vitesse et une fiabilité supérieure à celle des systèmes électromécaniques classiques [37]. Ils agissent sur le réseau par le contrôle du réactif, l'échange d'énergie active ou réactive, le contrôle de l'impédance d'une ligne pour un but d'augmenter la capacité efficace de transport tout en maintenant voire en améliorant la stabilité des réseaux [35] [37]. Les systèmes FACTS peuvent être classés en trois catégories:

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

2.1- Compensateurs parallèles :

Les équipements utilisant l'électronique de puissance ont l'avantage d'éliminer les parties mécaniques et d'avoir un temps de réponse très court.

Les compensateurs parallèles injectent du courant au réseau via le point de raccordement. Quand une impédance variable est connectée en parallèle sur un réseau, elle consomme ou injecte un courant variable. Cette injection de courant modifie les puissances actives et réactives qui transitent dans la ligne [35]. Les compensateurs parallèles les plus utilisés sont :

2.1.1 Compensateurs parallèles à base de thyristors :

2.1.1.1 Condensateurs commandés par thyristors (CCT) :

Le circuit de puissance de base d'un CCT (TSC : Thyristor Switched Capacitor [35]) consiste en une batterie de condensateurs, une bobine limitant le courant et un commutateur à thyristors (Fig (2.1.a)). les condensateurs sont commutés par fonctionnement des thyristors en interrupteurs. La plus part de ces valves à thyristors sont protégées par la tension d'amorçage d'un parafoudre à oxyde de zinc, raccordé en parallèle sur la valve à thyristors et en série avec la batterie de condensateurs [37]. Les thyristors fonctionnent en pleine conduction [35].

Chapitre 2 : Moyens de compensation du réactif

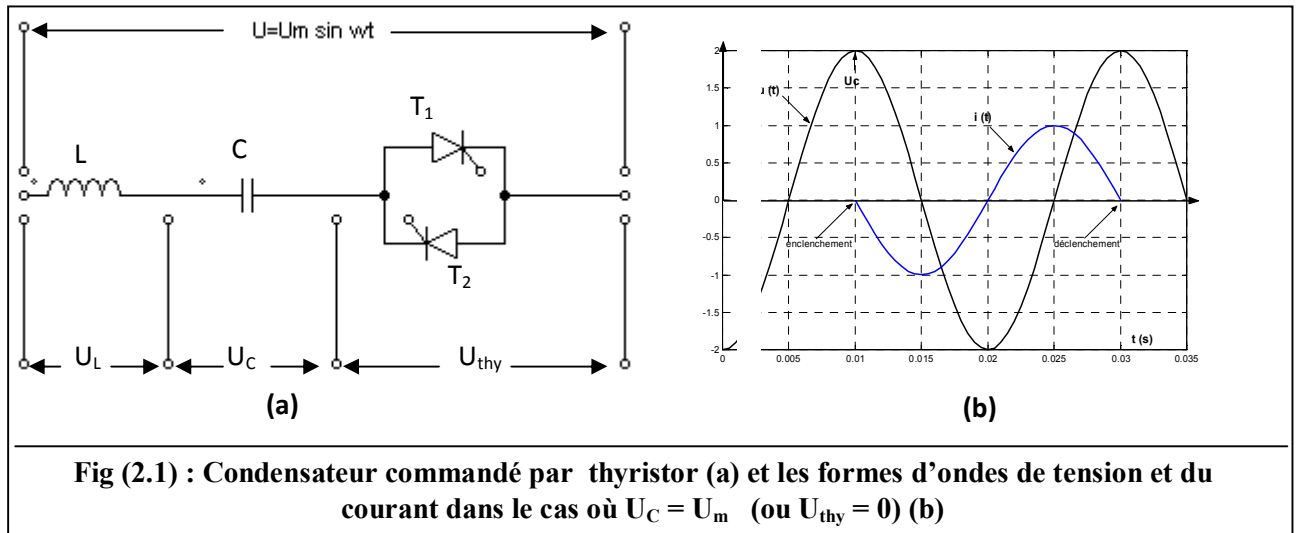


Fig (2.1) : Condensateur commandé par thyristor (a) et les formes d'ondes de tension et du courant dans le cas où $U_C = U_m$ (ou $U_{thy} = 0$) (b)

2.1.1.2 Inductance commandée par thyristor (LCT) :

Un LCT (TCR : Thyristor Controlled Reactor) est constitué d'un variateur de courant alimentant une charge inductive : une bobine permettant la variation de la puissance réactive absorbée (Fig (2.2))

Le LCT se comporte comme une inductance variable car on peut varier de façon continue la valeur du courant dans l'inductance, de la conduction maximale jusqu'à la valeur nulle.

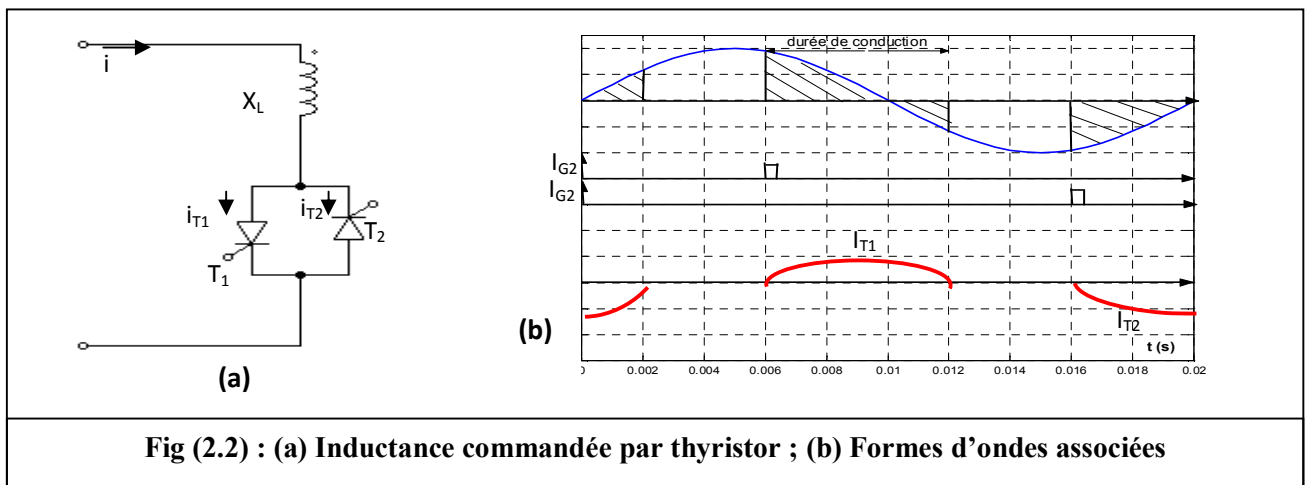


Fig (2.2) : (a) Inductance commandée par thyristor ; (b) Formes d'ondes associées

2.1.1.3 Compensateur statique SVC (Static Var Compensator) :

L'association des dispositifs CCT, LCT, banes de capacités fixes et filtres d'harmoniques constituent un SVC (compensateur statique d'énergie réactive)[35]. En régime stationnaire, le domaine de fonctionnement d'un compensateur statique a trois zones [37]:

a-/ domaine des tensions basses (OA) : Dans lequel la tension du réseau est si basse que le compensateur statique fonctionne au maximum en capacitif ($Y_C > Y_L$).

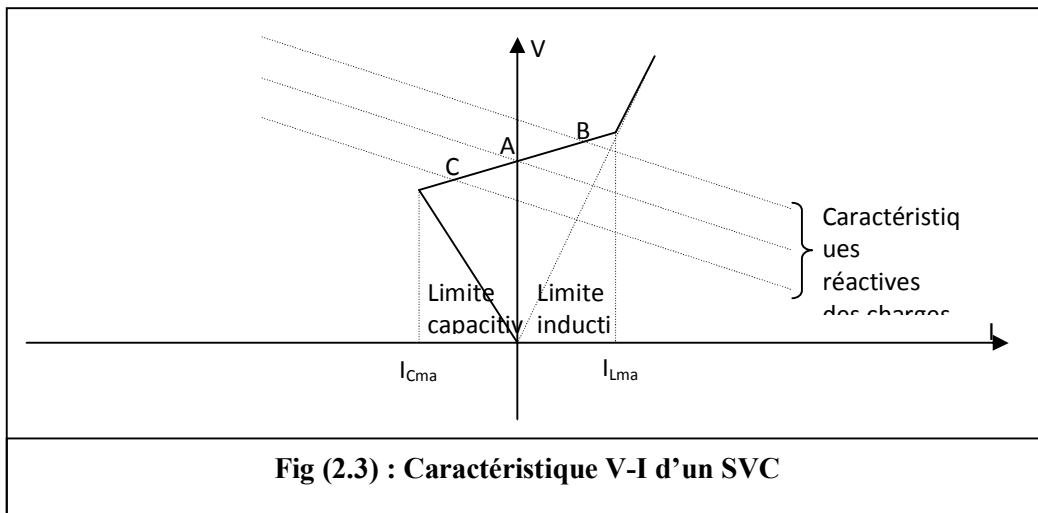
Chapitre 2 : Moyens de compensation du réactif

b-/ domaine de réglage linéaire :

Dans lequel la puissance doit être compensée à une valeur qui permet l'établissement du point de fonctionnement sur la caractéristique (AB).

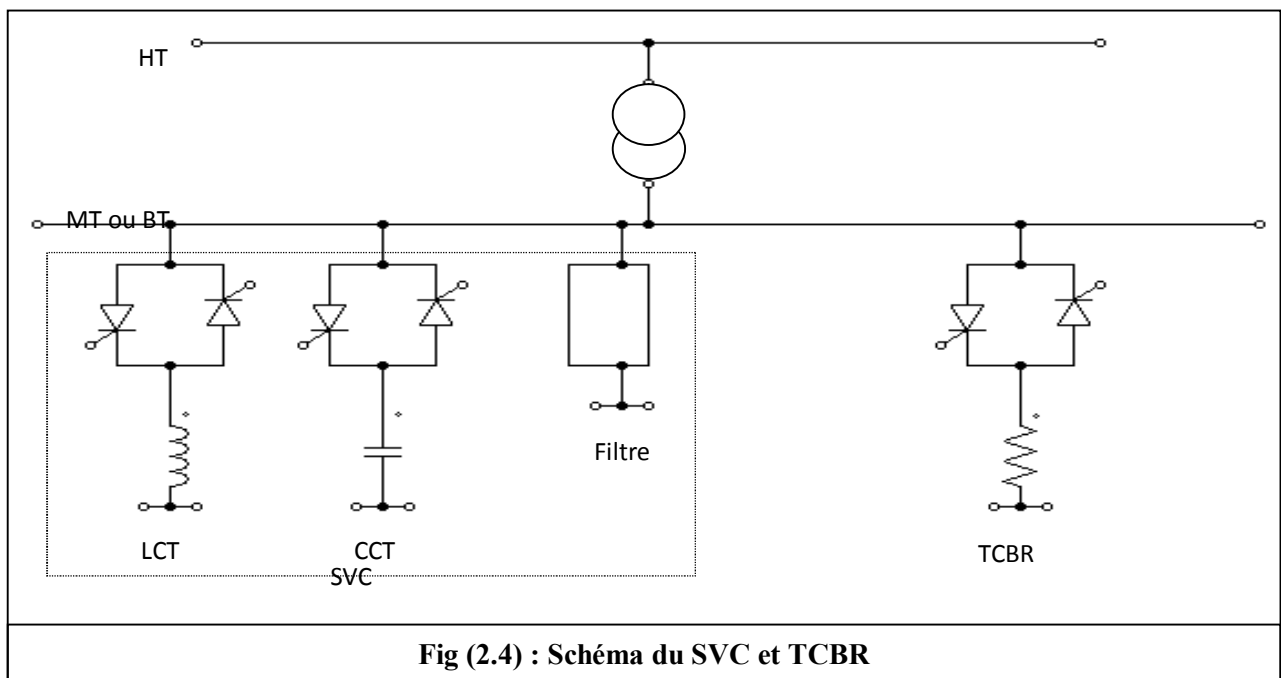
c-/ domaine des sursensions (BC) :

Dans lequel le compensateur statique fonctionne au maximum inductif ($Y_L > Y_C$) [35] [37] [39]. La caractéristique statique est donnée sur la (Fig (2.3)).



2.1.1.4- Le TCBR (Thyristor Control Breaking Resistor):

Ce type de compensateurs connecté en parallèle est utilisé pour améliorer la stabilité du réseau pendant la présence de perturbations [35]



2.1.2. Compensateurs parallèles à base de GTO thyristors :

Il s'agit du compensateur statique synchrone (STATCOM : STATic COMPensator) désigné auparavant par compensateur statique de puissance réactive avancé (CSPRA). Ce dispositif est capable d'échanger de l'énergie réactive avec le réseau électrique en fourniture ou en absorption. Les termes « synchrone » et « compensateur » indiquent qu'il est équivalent à un compensateur synchrone tournant mais sans inertie mécanique puisqu'il n'a pas de partie tournante. [37] [38]

Le STATCOM possède plusieurs avantages sur les compensateurs conventionnels :

- Il réagit plus vite pouvant répondre en moins d'un cycle à des variations de la tension.
- Lorsque la tension est basse, il peut produire plus de puissance réactive donc il sert principalement à la compensation dynamique des réseaux afin de faciliter la tenue en tension, d'accroître la stabilité en régime transitoire et l'amortissement des oscillations. [37]

Cependant, le STATCOM de base engendre de nombreux harmoniques. Il faut donc utiliser pour résoudre ce problème, des compensateurs multi – niveaux à commande MLI ou encore utiliser des filtres [38]. La figure (2.5) représente le schéma de base d'un STATCOM.

L'échange de l'énergie réactive se fait par le contrôle de la tension de sortie de l'onduleur V_s , laquelle est en phase avec la tension du réseau V . Le fonctionnement peut être décrit de la façon suivante :[38]

1-/ Si $V_s=V$ (Fig 2.6-a), le courant I_s est nul donc la compensation est nulle.

2-/ Si V_s est inférieure à V , un courant I_s circulant dans la réactance « x » (inductance de fuite du transformateur de couplage) est déphasée de $(-\pi/2)$ par rapport à V . Sa valeur est donnée par :[39]

$$I_s = (V - V_s) / x \quad (2.1)$$

Ce courant sera inductif (Fig 2.6-b) donc le compensateur se comporte comme une grosse inductance.

3-/ Si V_s est supérieure à V , le courant I_s sera $\pi/2$ en avance sur V (Fig (2.6-c)) sa valeur est donnée par l'équation (1.1) sauf que I_s est négatif. Par conséquent, le convertisseur fournit de la puissance réactive à la ligne de transport. [39]

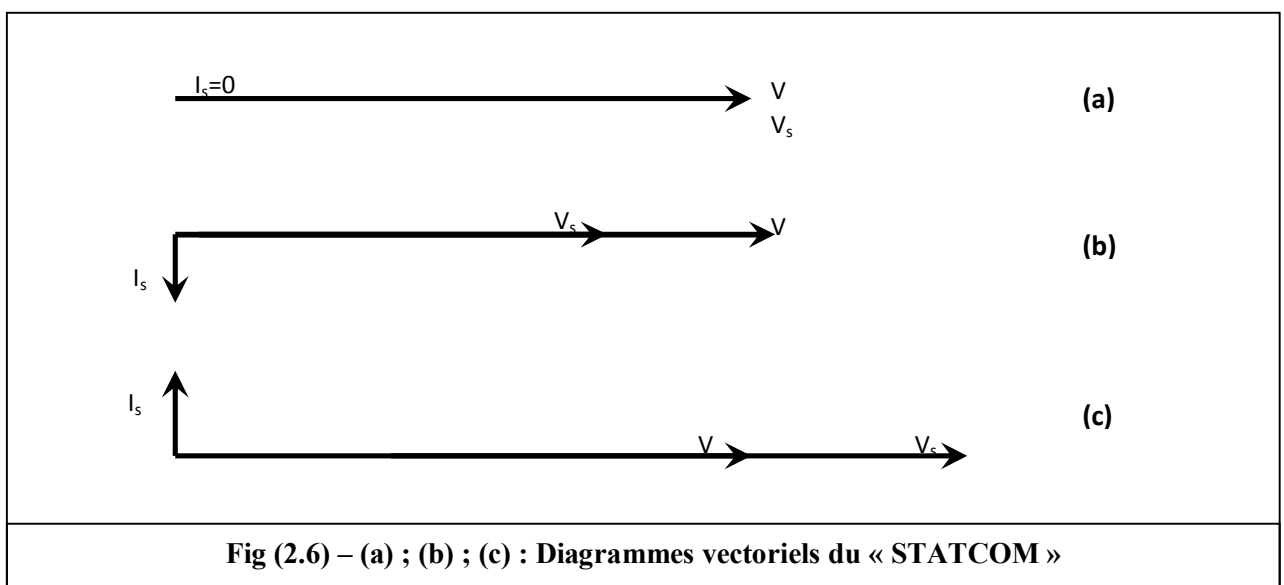
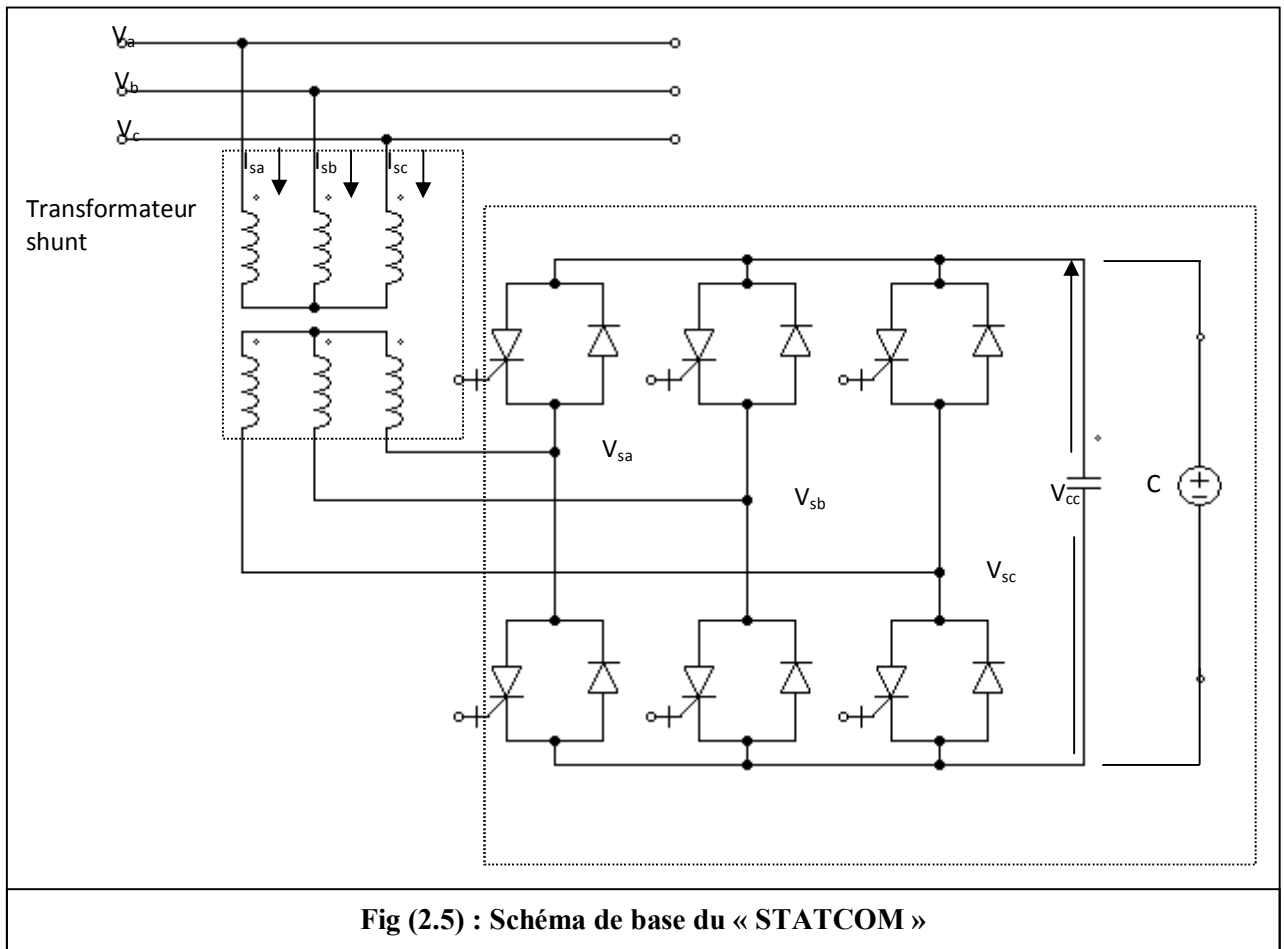
La grandeur de la tension V_s dépend du potentiel V_{cc} aux bornes du condensateur de stockage. [37]

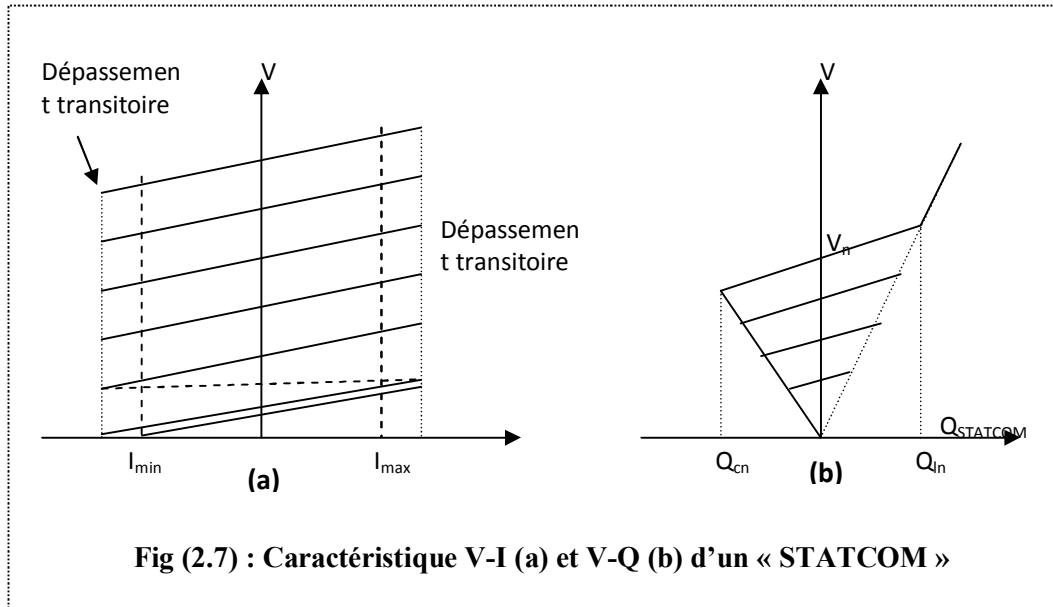
L'avantage de ce dispositif est de pouvoir échanger de l'énergie de nature inductive ou capacitive uniquement à l'aide d'une inductance. Contrairement au SVC, il n'y a pas

Chapitre 2 : Moyens de compensation du réactif

d'élément capacitif qui puisse provoquer des résonances avec des éléments inductifs du réseau. [38]

La (Fig (2.7)) représente les caractéristiques (V-I) ; (V-Q) d'un STATCOM. [9]





2.2. Compensateurs série :

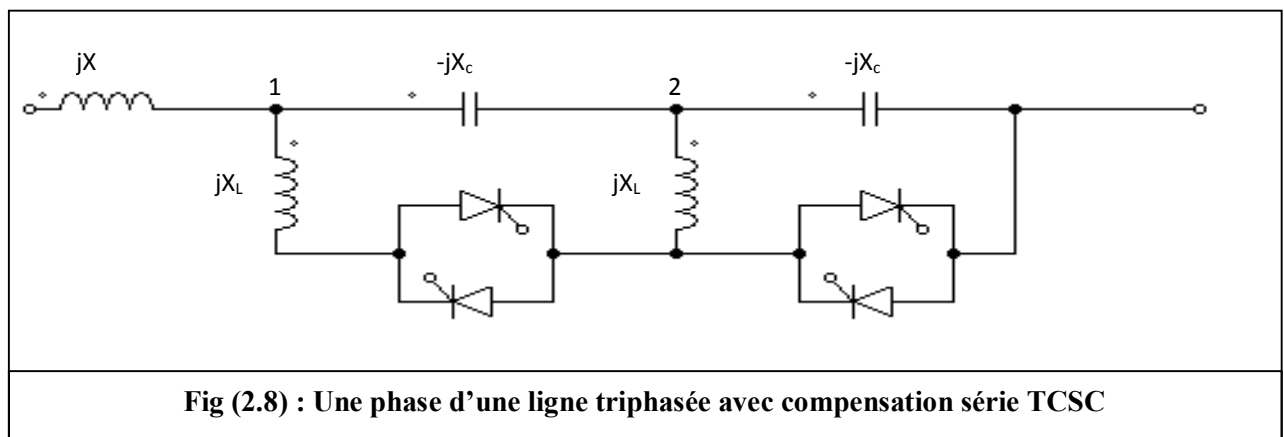
Ces compensateurs sont connectés en série avec le réseau et peuvent être utilisés comme une impédance variable (inductance ou capacité) ou une source de tension variable. En général, ces compensateurs modifient l'impédance des lignes de transport. [35]

Compensateurs série à base de thyristors :

2.2.1. Compensateur série contrôlé par thyristor :

2.2.1.1. Le TCSC (Thyristor Controlled Series Capacitor) :

Il est composé d'une inductance en série avec un gradateur à thyristor, le tout en parallèle avec un condensateur [35] (Fig 2.8). Ces dispositifs auront pour effet de réduire la réactance inductive de la ligne donc augmenter la capacité de transport de cette dernière.



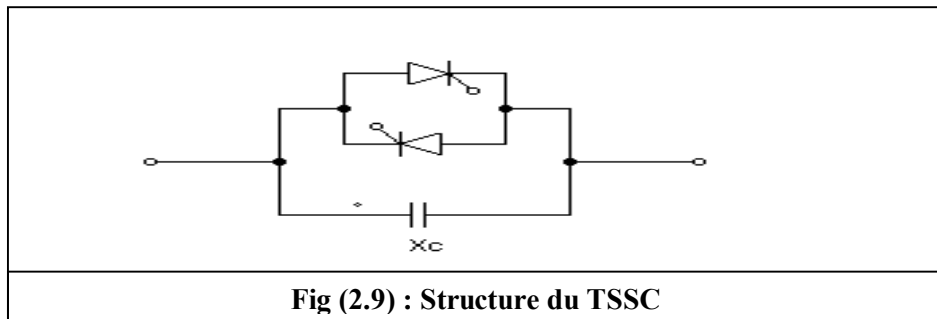
Chapitre 2 : Moyens de compensation du réactif

Si les thyristors sont bloqués, le TCSC a une impédance fixe qui est celle du condensateur. Si les thyristors sont commandés en interrupteurs électroniques et en pleine conduction, l'impédance du TCSC est encore fixe et vaut l'impédance équivalente du condensateur en parallèle avec l'inductance. L'expression de l'impédance est donnée par l'expression suivante où « α » représente l'angle de retard à l'amorçage des thyristors. [38]

$$X(\alpha) = jL\omega / [((2/\pi).(\pi - \alpha + \sin(\alpha))) - Lc\omega^2] - Lc\omega^2 \quad (2.2)$$

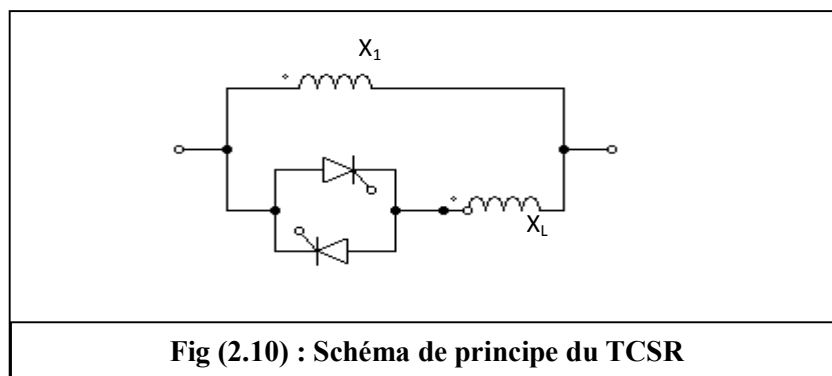
2.2.1.2. Le TSSC (Thyristor Switched Series Capacitor):

La différence entre ce système et le TCSC est que l'angle d'amorçage est soit de 90° soit de 180° . [35] voir (Fig 2.9).



2.2.1.3. Le TCSR (Thyristor Controlled Series Reactor):

C'est un compensateur qui est commandé pour fournir une réactance inductive variable (Fig (2.10)).



2.2.1.4 Le TSSR (Thyristor Switched Series Reactor):

La différence entre ce système et le TCSR est que l'angle d'amorçage est soit de 90° soit de 180° . [35]

2.2.2. Compensateur série à base de GTO Thyristors :

Le SSSC (Static Synchronous Series Compensator) :

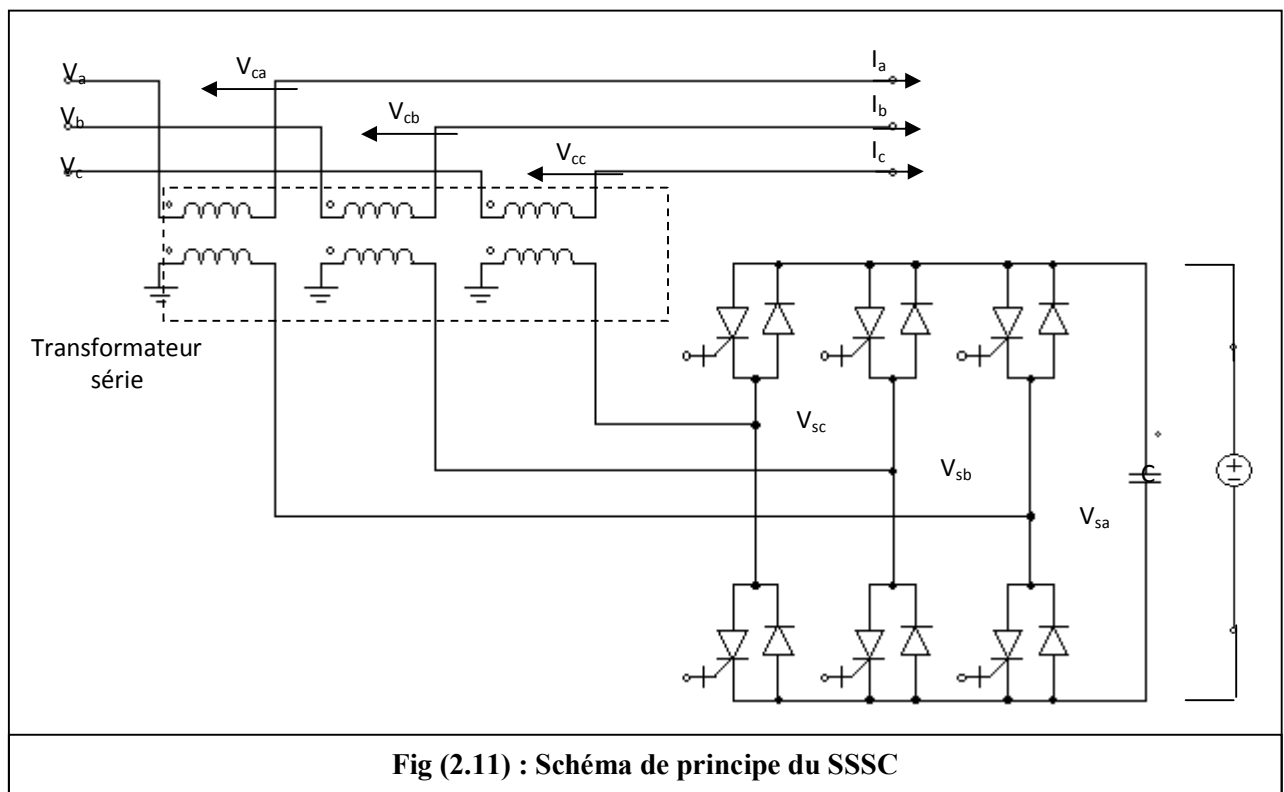
Ce type de compensateur série (Compensateur Synchrone Statique Série) est le plus important dispositif de cette famille. Il est constitué d'un onduleur triphasé couplé en série avec la ligne électrique à l'aide d'un transformateur [38] (Fig (2.11)).

Son rôle est d'introduire une tension triphasée, à la fréquence du réseau, en série avec la ligne de transport. Cette tension est en quadrature avec le courant de la ligne.

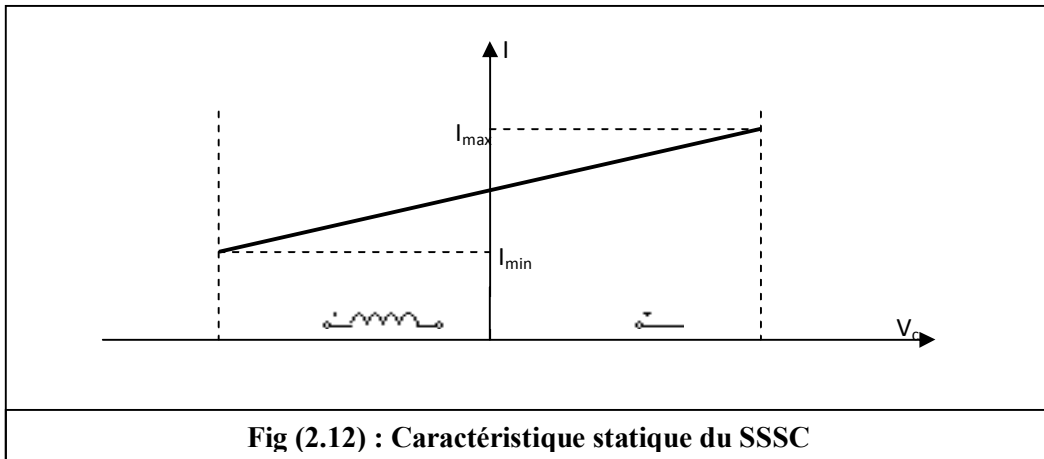
$$V_c = -j K.X.I \Rightarrow I = j V_c / K.X \quad (2.3)$$

Nous pouvons régler continuellement la valeur apparente de la capacité ou de l'inductance ainsi introduite dans la ligne sans pour autant craindre l'apparition d'oscillations dues à des résonances avec les éléments du réseau.

La caractéristique statique d'un compensateur synchrone statique série est donnée sur la (Fig (2.12))



Si l'on utilise un système de stockage d'énergie, le SSSC pourrait échanger la puissance active avec le réseau. Ceci peut contribuer à améliorer la stabilité du réseau. [35]

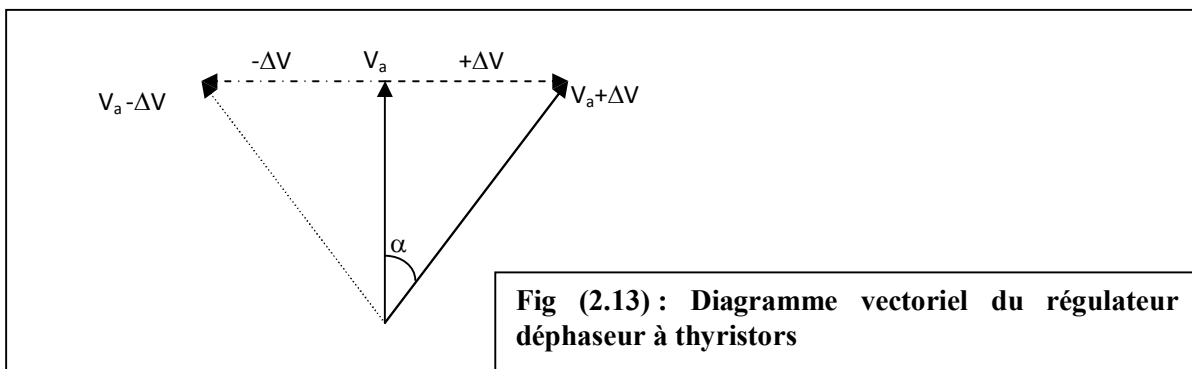


2.3. Compensateurs hybrides série – parallèle :

2.3.1. Compensateurs commandés par thyristors :

2.3.1.1. Transformateur déphaseur à thyristor :

Ce type de compensateur [Fig (2.14)] a connu plusieurs appellations :TCPAR (Thyristor Controlled Phase Angle Regulator),TCPST (Thyristor Controlled Phase Shifting Transformer) Ce dispositif a remplacé le régleur en charge mécanique classique (LTC : Load Tap Changer) par un commutateur de prises de réglage à thyristors [37]. Il est constitué de deux transformateurs, l'un est branché en série avec la ligne et l'autre en parallèle. Ce dernier possède différents rapports de transformations [35]. Les deux transformateurs sont reliés par l'intermédiaire des thyristors. Le transformateur branché en série dans la ligne injecte une tension ($V\alpha$) en quadrature, réglable par changement de prises [37]. L'amplitude de cette tension injectée est une combinaison des secondaires du transformateur parallèle disposant de trois bobinages ayant des tensions en proportions de 1 :3 :9. ainsi, on obtient une tension réglable en 27 pas (entre -13 et +13). Un déphasage α est alors introduit et l'angle de transport total de la ligne devient ($\delta \pm \alpha$) [Fig (2.13)]. [37] [38].



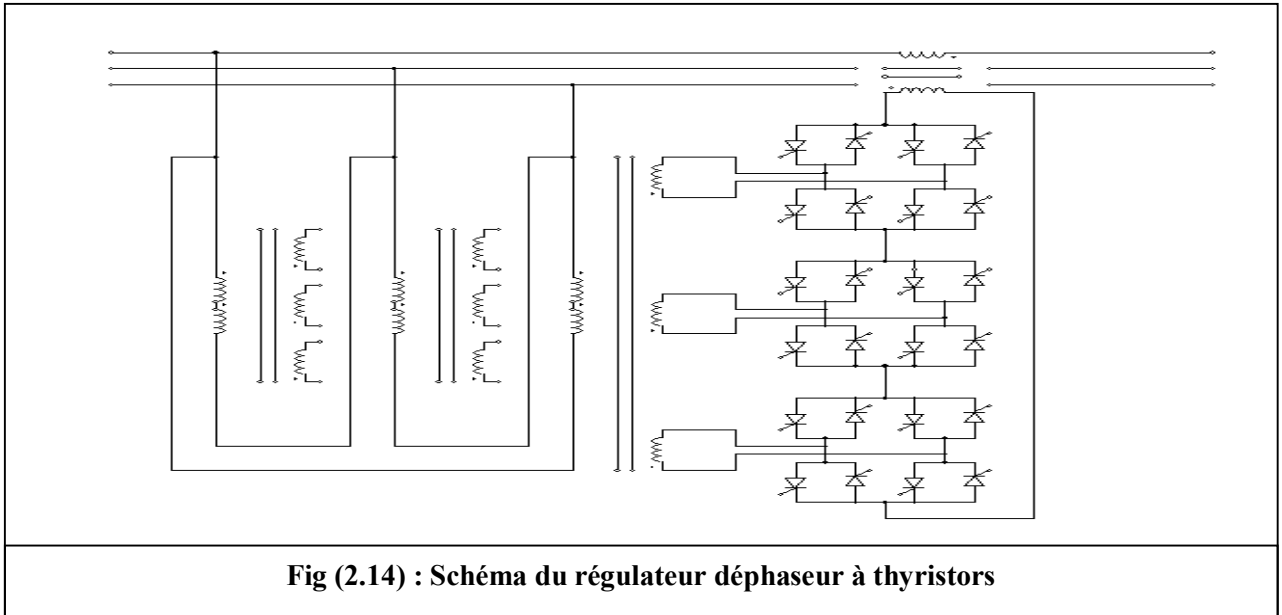


Fig (2.14) : Schéma du régulateur déphaseur à thyristors

2.3.3. Compensateurs hybrides à base de GTO Thyristors :

2.3.2.1. IPFC (Interline Power Flow Controller):

Appelé aussi contrôleur de transit de puissances entre lignes. Il contrôle les transits dans un système multi lignes, dans lequel au moins deux lignes possèdent une compensation série par SSSC. Il fournit la possibilité d'égaliser les transits de puissances actives et réactives sur les lignes ou de décharger une ligne en surcharge vers une autre moins chargée.

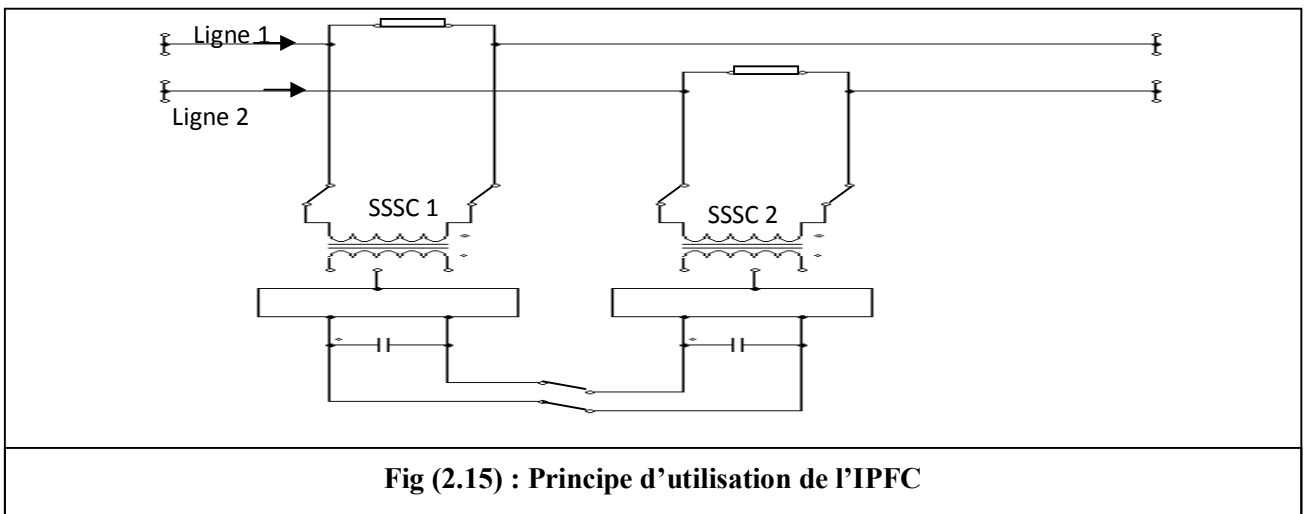


Fig (2.15) : Principe d'utilisation de l'IPFC

2.3.2.2. L'UPFC (Unified Power Flow Controller) :

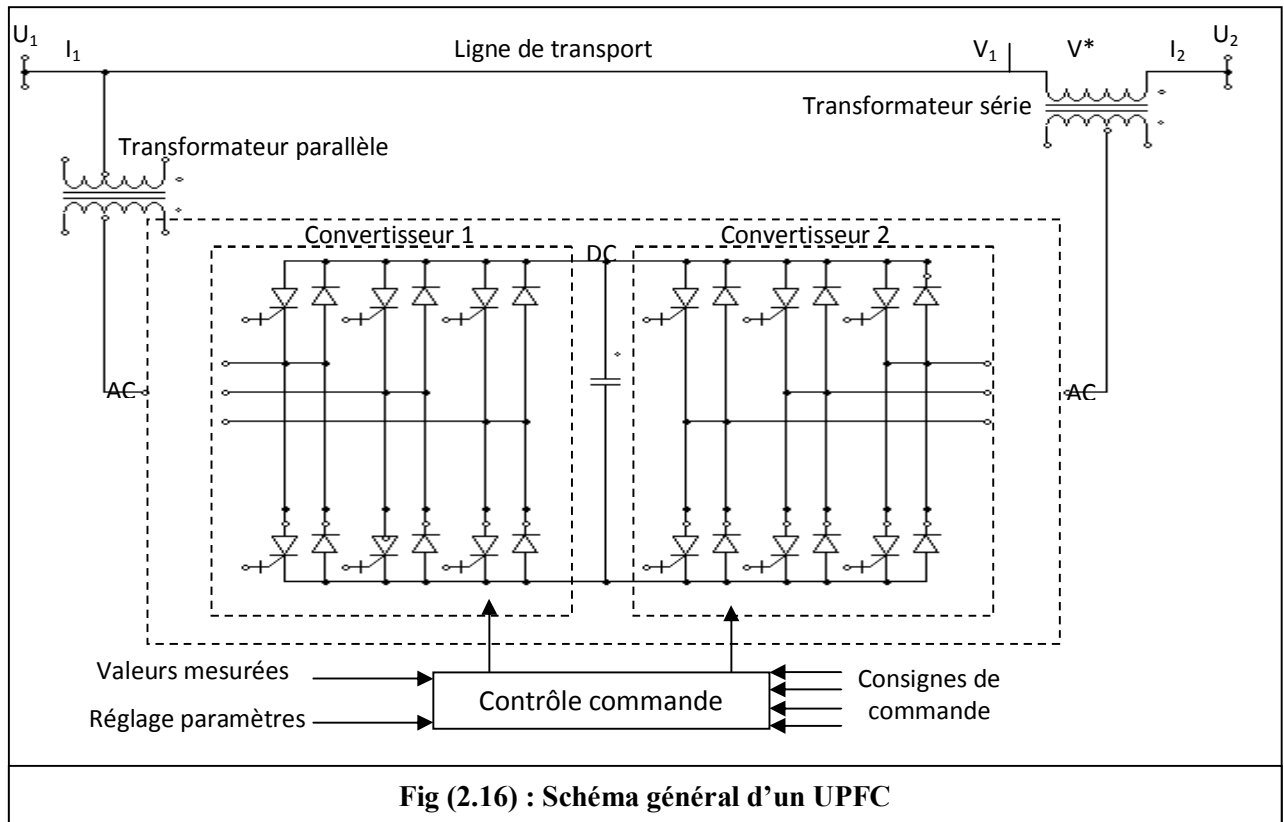
L'UPFC est l'un des systèmes les plus performants. Il est capable de contrôler les paramètres associés au transit de la puissance dans une ligne électrique :[35] [36]

- la tension
- le déphasage des tensions aux extrémités d'une ligne

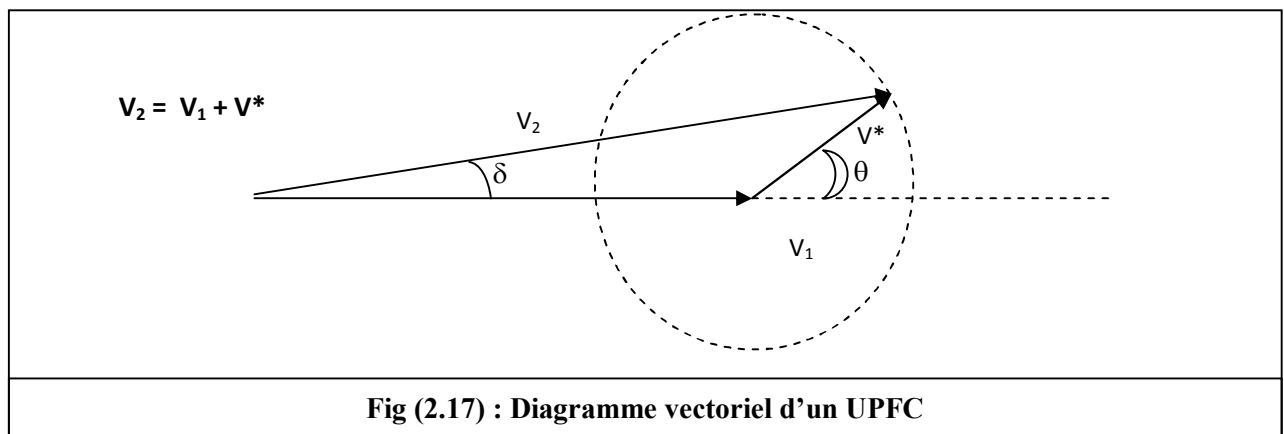
Chapitre 2 : Moyens de compensation du réactif

- l'impédance de la ligne.

Il peut aussi fournir de la puissance réactive. [36]



Son mode opératoire s'appuie sur un transformateur parallèle, un transformateur en série, chacun des deux connecté à un onduleur, le tout relié par un condensateur coté DC (voir Fig (2.16)). injectée avec une phase appropriée. Le convertisseur « 1 » prélève cette énergie et la délivre au convertisseur « 2 ». Ce dernier génère une tension complexe V^* qui est ajoutée vectoriellement à la tension CA. Le contrôle de tension peut changer l'amplitude et l'angle entre les tensions V_1 et V_2 . [37] (Fig 2.17)



Chapitre 2 : Moyens de compensation du réactif

A l'aide d'un tel montage, on peut obtenir une tension injectée V^* en série variable en amplitude et en phase. La composante de la puissance réactive requise pour produire l'amplitude et la phase de V^* est fournie par le convertisseur « 2 ». Comme le convertisseur « 1 » peut aussi générer la puissance réactive, il peut faire fonction d'un STATCOM pour contrôler la tension V_1 . [36] [37]. Donc un UPFC peut jouer le rôle de :

- compensateur shunt
- compensateur série
- un déphaseur
- un contrôleur multi fonctions, permettant de gérer les puissances actives et réactives dans la liaison, soutenir la tension et amortir les oscillations de puissances. [35] [37].

Conclusion :

Le problème de compensation de puissance réactive, peut devenir un facteur de limitation de puissance transitée dans les lignes de transport d'énergie. Les équipements à base d'électronique de puissance, y compris leurs commandes appropriées, offrent des solutions efficaces à ce problème. En effet les systèmes FACTS ont la capacité d'améliorer la stabilité des réseaux électriques.

Dans ce qui va suivre, nous allons essayer et à partir des analyses des plans de développements du SPTE national et des incidents cités en référence, la prise comme modèle de réseau d'étude des éléments concrets, d'aboutir à ce qu'on pourrait qualifier de nouvelle aire de la gestion des systèmes électriques.

Chapitre 3
Modélisation
du système
étudié

Chapitre 3 : Modélisation du système étudié

Introduction :

La complexité des problématiques réelles exprimées précédemment nous incitent à nous orienter vers variante réelle de schéma d'étude.

Les phénomènes à étudier dans ce qui va suivre seront d'autant plus sévères qu'il va falloir adopter un modèle qui aura à adapter les résultats à obtenir avant et après amélioration qui seraient les plus proches des observations des incidents déjà analysés.

La carte du réseau national interconnecté à l'horizon 2014 sera prise comme référence, pour consolider un aspect crédible des résultats obtenus plus loin.

3.1. Réseau d'étude :

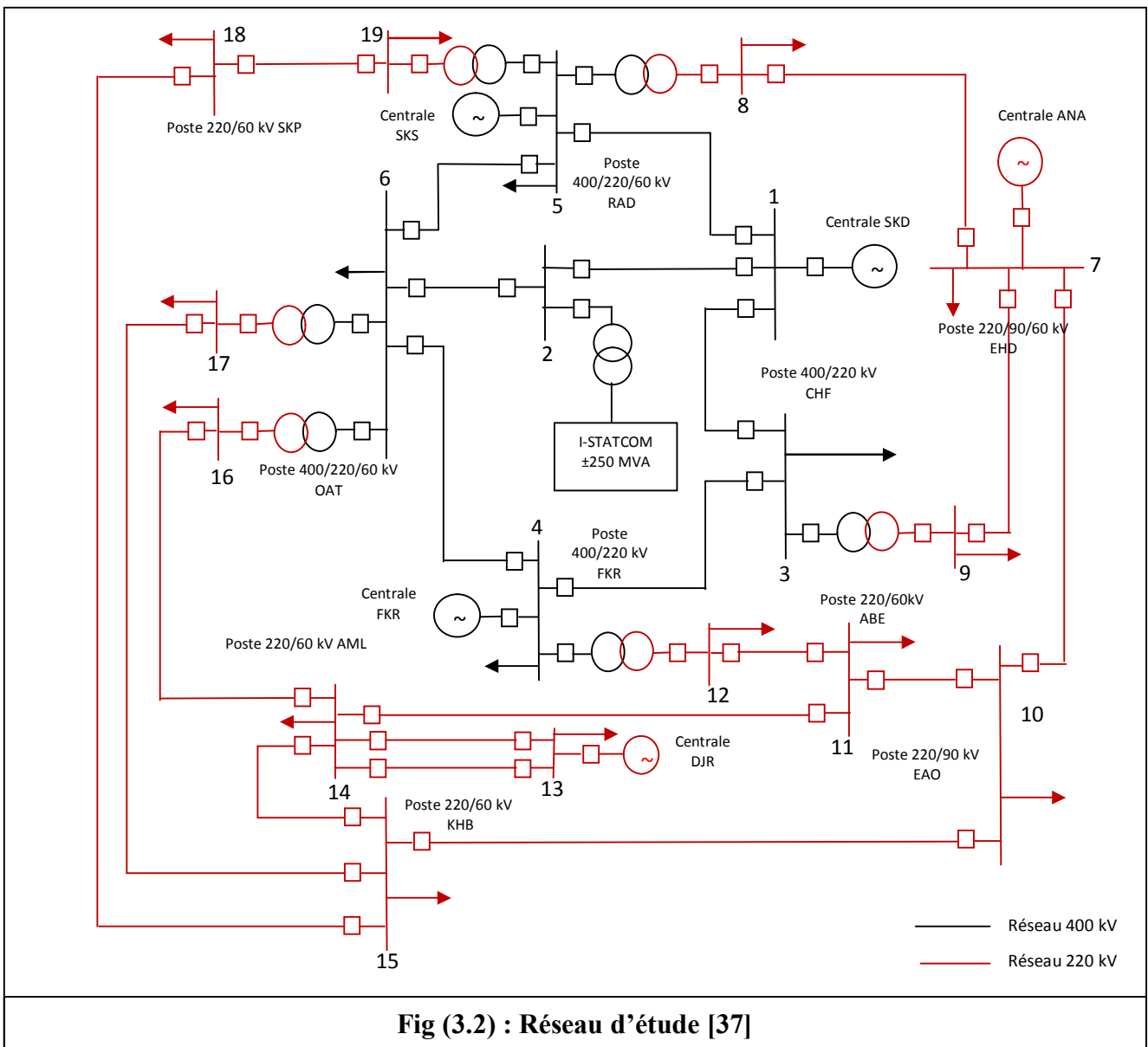
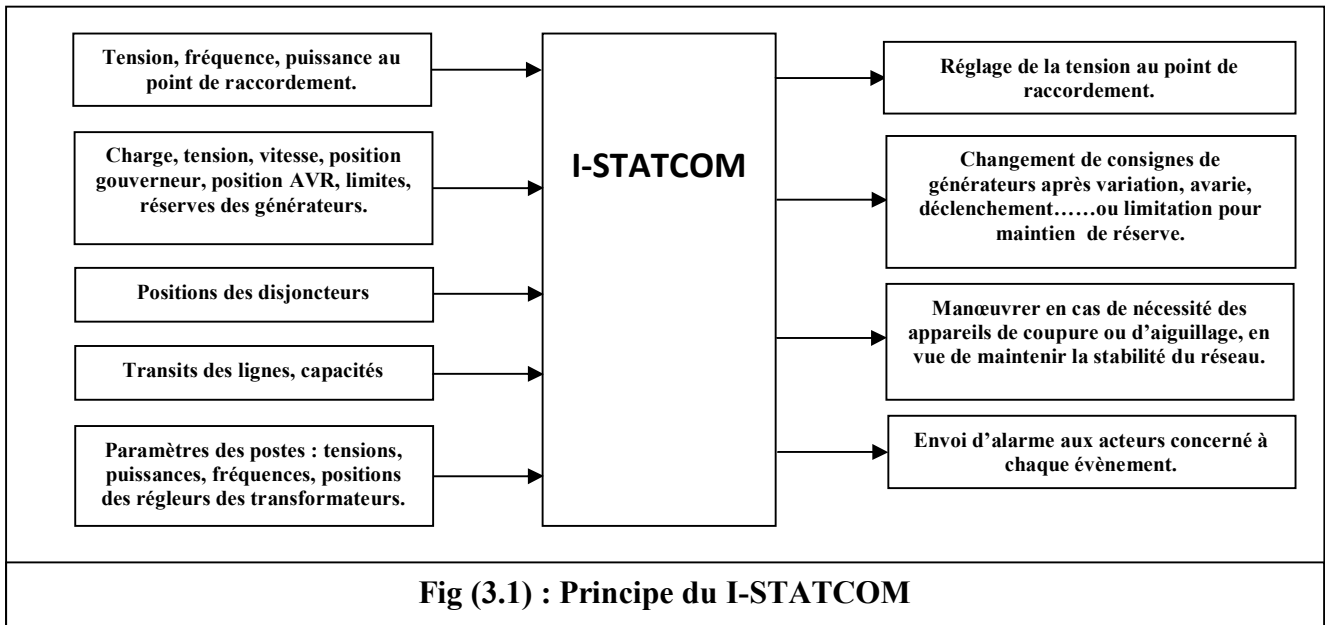
Le schéma du réseau d'étude est représenté à la fig (3.2), ce schéma représente la région EST du SPTE Algérien que nous avons simplifié au maximum pour en faire un circuit test, à cette fin nous avons considéré la boucle 400 kV actuelle avec une ligne (SKD-OAT) en idée de projet où est placé au milieu le I-STATCOM, le réseau maillé 220 kV a été simplifié considérant les zones de fort transit. Les interconnexions avec la Tunisie et les autres régions ainsi que les charges ont été représentées par des flèches partants des nœuds 400 kV et 220 kV. Cette configuration a été choisie sur la base d'éléments réels par le recueil de donnée des centrales de production dont la centrale ANA, des lignes de transport et des postes sources et d'interconnexion. Le I-STATCOM dans ce réseau par la réception paramètres des centrales de production, des transits des lignes de transport, des paramètres des postes d'interconnexion, des alarmes affichées pour tous les acteurs à différents stades, aurait à agir directement sur les différents actionneurs, régulateurs, appareils de coupure afin de maintenir à tout instant la répartition la plus optimale des puissances actives et réactives donc la stabilité de la fréquence et la tension dans tous les points du système (figure (3.1)). Ces actions sont complémentaires à celles des agents de conduite nationaux et régionaux.

Afin de bien analyser le fonctionnement de ce réseau dans des conditions un peu particulières, il faut commencer par la modélisation de chaque élément à part : alternateur piloté par gouverneur, exciteur, AVR-PSS, lignes de transport, STATCOM et les modalités de commande proposées dans ce travail.

3.2. Modélisation des éléments du système étudié :

Nous avons à modéliser des groupes turbo-alternateurs couplés au réseau interconnecté. Le schéma simplifié proposé des centrales électriques est illustré à la fig.(3.3).

Chapitre 3 : Modélisation du système étudié



Chapitre 3 : Modélisation du système étudié

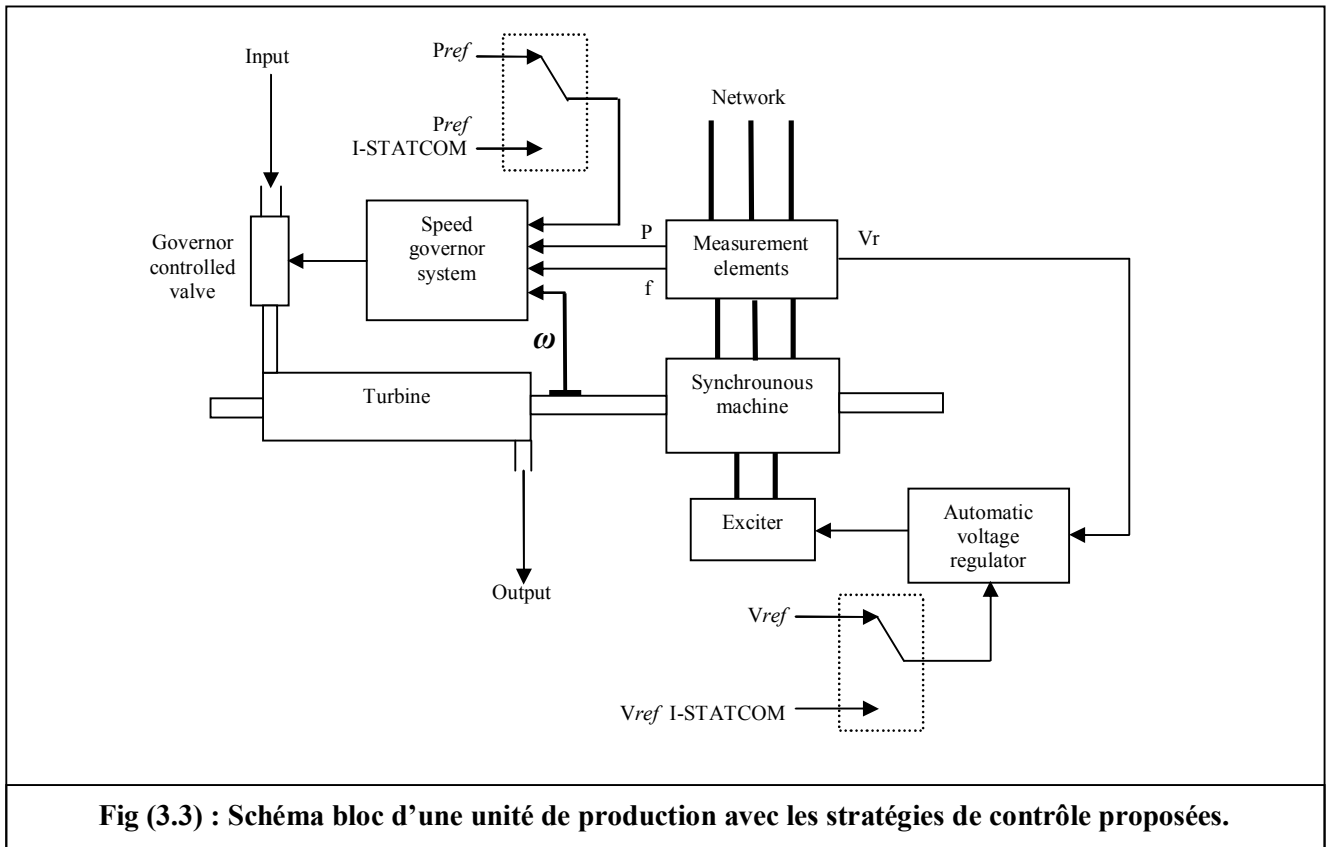
Les centrales implantées aux nœuds 1 et 5 sont constituées d'unités de production à cycles combinés (CCPP) turbine à gaz (GT) et turbine à vapeur (ST) avec chaudières de récupération (HRSG). Les autres centrales incluent des unités turbines à gaz. On retrouve le modèle dynamique d'un alternateur synchrone dans les équations suivantes [43] :

$$\dot{\delta}_i = \omega_i - \omega_0 \quad (3.1)$$

$$\dot{\omega}_i = \frac{1}{2H_i} \left[P_{mi} - P_{ei} - D_i \frac{(\omega_i - \omega_0)}{\omega_0} \right] \quad (3.2)$$

$$\dot{E}'_{qi} = \frac{1}{T'_{doi}} \left[E_{fdi} - (X_{di} - X'_{di})I_{di} - E'_{qi} \right] \quad (3.3)$$

$$\dot{E}'_{di} = \frac{1}{T'_{qoi}} \left[(X_{qi} - X'_{qi})I_{qi} - E'_{di} \right] \quad (3.4)$$



Où δ_i est l'angle qui représente la position du rotor (radian électrique) par rapport au système de référence synchrone, ω_i est la vitesse angulaire du rotor (rd élect/s), ω_0 vitesse angulaire nominale, H_i constante d'inertie de la ligne d'arbre turbo alternateur avec :

Chapitre 3 : Modélisation du système étudié

$H = j\omega_0^2 / 2.S_b$ où S_b : puissance apparente de base. P_{mi}, P_{ei} sont les puissances mécaniques

et électromagnétiques des machines en (p.u), D_i coefficient d'amortissement, E'_{di} représente les f.e.m transitoires proportionnelles aux flux des circuits d'amortissement, E'_{qi} proportionnelles aux flux des enroulements d'excitation.

X_{di}, X_{qi}, X'_{di} et X'_{qi} sont respectivement les réactances synchrones longitudinales et transversales, transitoires longitudinales et transversales. T'_{doi} et T'_{qoi} sont les constantes de temps des enroulements d'excitation et d'amortissement. I_{di} et I_{qi} sont les composantes des axes d et q des courants statoriques des machines.

Dans le réseau d'étude, différents types de centrales sont implantées : turbines à gaz et cycles combinés TV/TG sigle et double shaft. Pour étudier l'influence des systèmes gouverneurs nous présentons un schéma simplifié d'une tranche cycle combiné single shaft Fig (3.4).

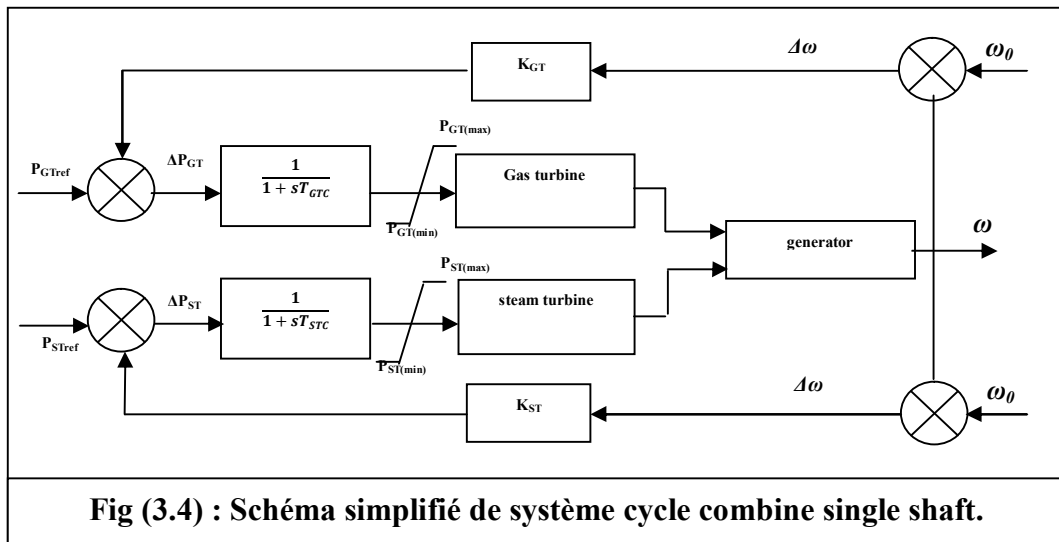


Fig (3.4) : Schéma simplifié de système cycle combiné single shaft.

On peut écrire les équations du modèle adopté :

$$\Delta\omega = \omega - \omega_0 \quad (3.5)$$

$$\Delta P_{GT,ST} = P_{refGT,ST} - K_{GT,ST} \cdot \Delta\omega \quad (3.6)$$

$$\frac{dP_{G(GT,ST)V}}{dt} = \frac{\Delta P_{(GT,ST)} - P_{G(GT,ST)V}}{T_{(GT,ST)C}} \quad (3.7)$$

Où :

$K_{GT,ST}$: les gains des gouverneurs turbine à gaz, turbine à vapeur.

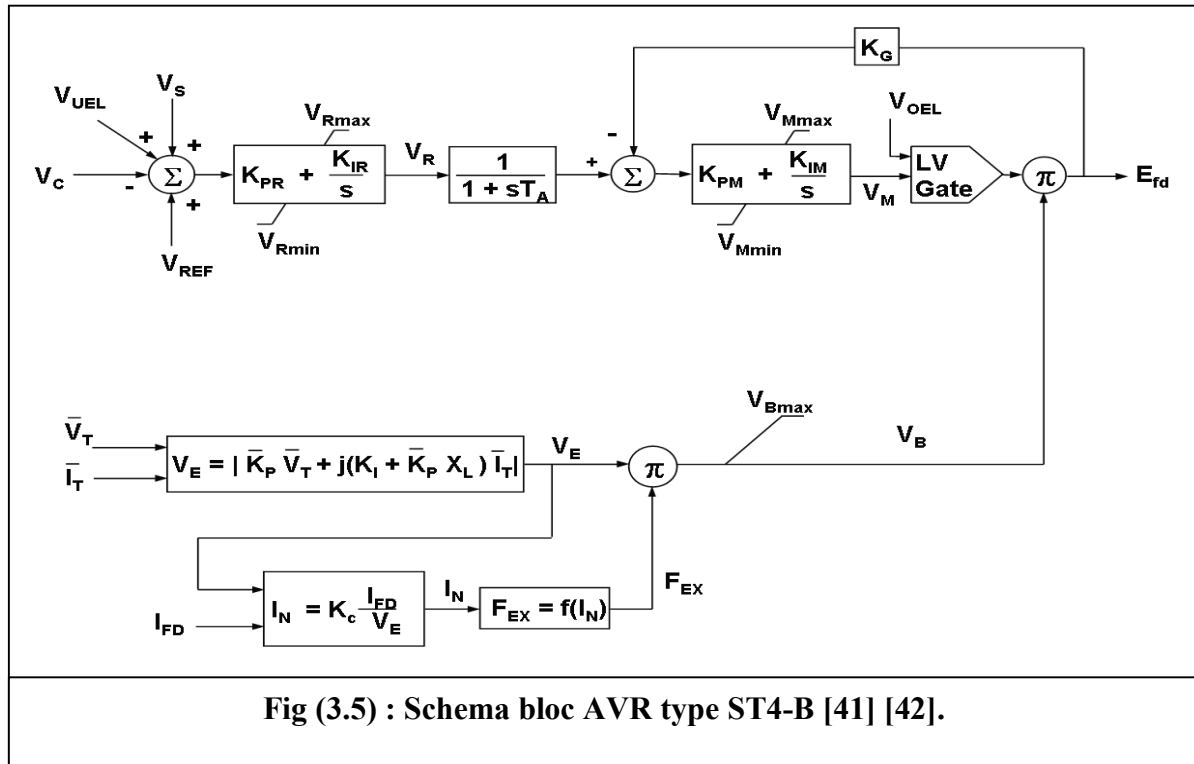
$T_{(GT,ST)C}$: constantes de temps des gouverneurs TG, TV.

Chapitre 3 : Modélisation du système étudié

Le schéma de la Fig (3.4) est valable pour la centrale 3*400 MW implantée au nœud 1. La centrale du nœud 5 est constituée de deux groupes de 400 MW double shaft, chaque turbine est couplé à un alternateur. Les autres centrales sont des turbines à gaz.

Les générateurs des nœuds 1,5,7,13 sont pilotés par le même modèle d'AVR qui est de type ST4-B avec le PSS2B qui relèvent du IEEE Std. 421.5 -2005 [41] [42]. Les figures (3.5) et (3.7) montrent les schémas blocs des AVR et PSS utilisés.

Il est à noter que les références des tensions V_{ref} des systèmes AVR sont fixées conformément à ce qui est montré à la fig (3.3) en régimes normaux et perturbés. Tout schéma AVR peut être réduit à celui de la Fig (3.6).



Avec :

$$\Delta V = V_{ref} - V_G \quad (3.8)$$

$$E_{fd} = K_{EX} \cdot \Delta V ; \text{ Avec } E_{fdmin} \leq E_{fd} \leq E_{fdmax} \quad (3.9)$$

$$\frac{dE}{dt} = \frac{K_{EX}(V_{ref}-V_G)-E}{T'_{do}} \quad (3.10)$$

Chapitre 3 : Modélisation du système étudié

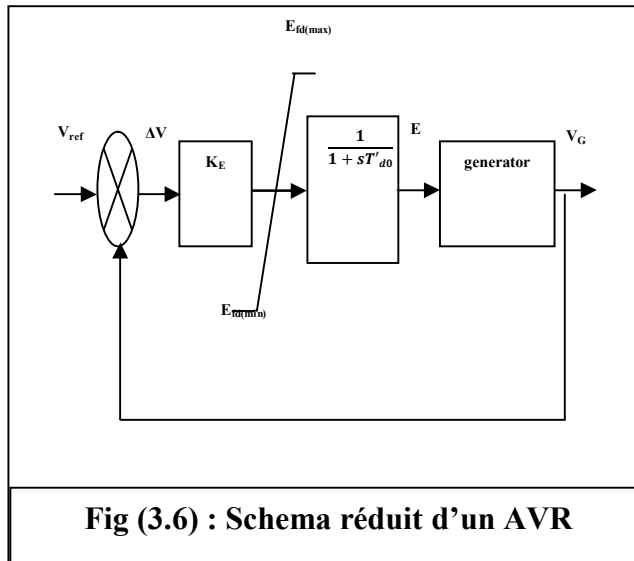


Fig (3.6) : Schema réduit d'un AVR

Où :

E : F.E.M du générateur à vide.

E_{fd} : F.E.M d'excitation.

T'_{d0} : constante de temps du générateur à vide.

K_{EX} : le gain du circuit d'excitation.

La référence de la tension V_{ref} , peut être calculée de la manière suivante:

$$V_{ref} = \frac{E^0}{K_{EX}} + V_G^0 \quad (3.11)$$

Où : E_0, V_G^0 valeurs initiales des F.E.M et tension du générateur.

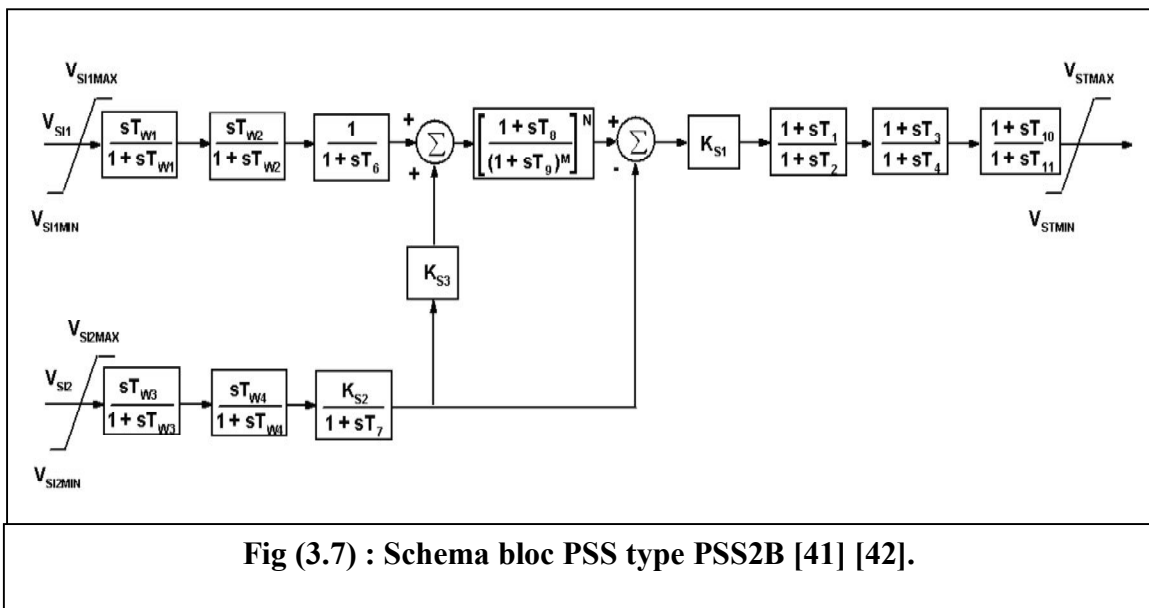


Fig (3.7) : Schema bloc PSS type PSS2B [41] [42].

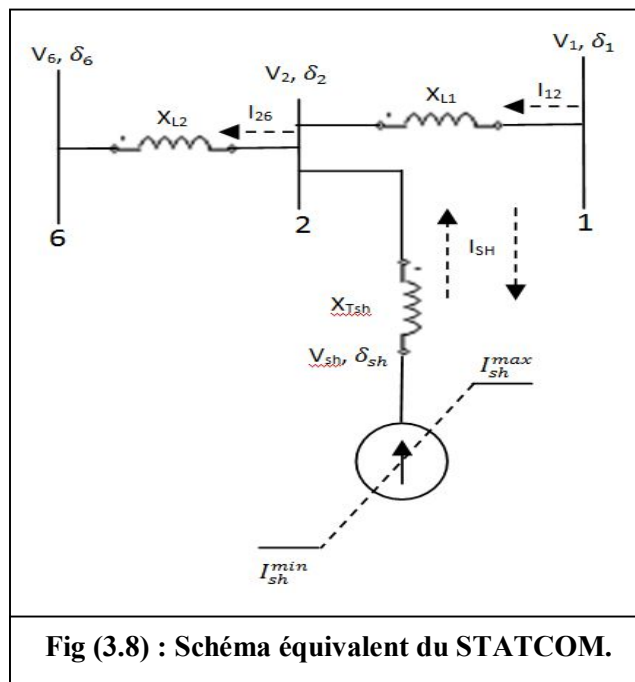
Chapitre 3 : Modélisation du système étudié

Le STATCOM placé sur une ligne de transport via une réactance qui n'est que celle du transformateur de couplage peut être modélisé à n'importe quel régime comme une source de tension shunt placée entre deux régions. Pour décrire les performances du STATCOM on utilise l'équation différentielle du premier ordre comme suit [16] [25]:

$$i_{sh} = \frac{1}{T_{sh}} (I_{sh}^{ref} - I_{sh}) \quad (3.12)$$

$$i_{sh} = \frac{1}{T_{sh}} [K_{sh}(v_{ref} - v_2) - I_{sh}] \quad (3.13)$$

Où I_{sh} est le courant réactif échangé avec le réseau, v_{ref} est la tension de référence du régulateur du STATCOM, K_{sh} et T_{sh} sont respectivement le gain et la constante de temps du régulateur.



La logique de contrôle est basé sur une stratégie de commande de courant en utilisant les deux composantes de courant d-q découplés du courant alternatif du STATCOM. Le système de contrôle est mis en œuvre comme le montre la Fig. (3.9). Une boucle à verrouillage de phase (PLL) qui se synchronise avec la séquence positive de la tension triphasée au point de raccordement. La sortie de la PLL est l'angle (θ) qui permet déterminer les composantes directe et en quadrature du courant de la tension alternatives. La boucle de régulation extérieure comprenant le régulateur de tension en courant alternatif qui fournit le courant de

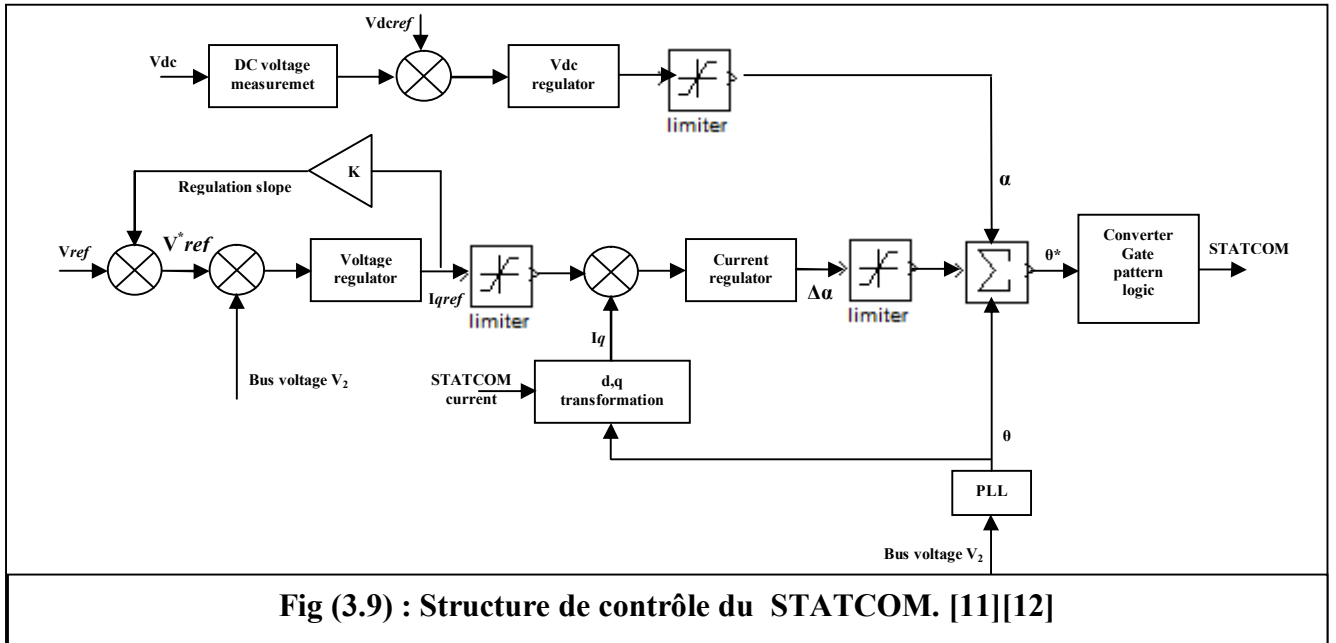


Fig (3.9) : Structure de contrôle du STATCOM. [11][12]

référence (I_{qref}) pour le régulateur de courant qui est toujours en quadrature avec la tension de sortie afin de contrôler la puissance réactive échangée. Le système boucle de verrouillage de phase (PLL) génère le signal de synchronisation de base qui est l'angle de phase de la tension du réseau de transport V_s , θ , et le gradient sélectionnée, k , détermine le comportement de compensation du STATCOM. Pour améliorer la performance dynamique du modèle, une boucle de régulation supplémentaire est ajoutée en utilisant la tension du condensateur courant continu. La tension de charge du condensateur est déterminée en fonction de la variation de la tension à ses bornes. Cette stratégie consiste à corriger l'angle de phase de la tension du STATCOM, θ^* , en respectant le signe positif ou négatif de cette variation.

$$I_{sh} = \frac{V_{sh} - V_2}{jX_{Tsh}} \quad (3.14)$$

La puissance échangée avec le point de raccordement s'écrit comme suit :

$$S = V_2 \cdot I_{sh}^* = \frac{V_2 \cdot (V_{sh}^* - V_2^*)}{-jX_{Tsh}} \quad (3.15)$$

$$P_{sh} = \frac{V_2 \cdot V_{sh}}{X_{Tsh}} \sin(\delta_2 - \delta_{sh}) \quad (3.16)$$

$$Q_{sh} = \frac{V_2^2}{X_{Tsh}} \left[\frac{V_{sh}}{V_2} \cos(\delta_2 - \delta_{sh}) - 1 \right] \quad (3.17)$$

Chapitre 3 : Modélisation du système étudié

Si on considère le STATCOM sans pertes donc $P_{sh}=0$ ce qui fait que $\delta_2 = \delta_{sh}$ donc les tensions V_2 et V_{sh} en phase [39]. Ce qui fait que $V_{shd} = V_{sh}$; $V_{shq} = 0$ et $I_{sh} = I_{shq} = \frac{V_{sh}-V_2}{jX_{Tsh}}$

$$Q_{sh} = V_{sh} \cdot I_{shq} = \frac{V_{sh}^2}{X_{Tsh}} \left[1 - \frac{V_2}{V_{sh}} \right] \quad (3.18)$$

A partir de l'équation (18), on définit les trois modes de fonctionnements possibles du STATCOM :

- $V_{sh} = V_2$ donc $Q_{sh} = 0$: aucun échange de puissance.
- $V_{sh} > V_2$ donc $Q_{sh} > 0$: le STATCOM est en mode capacitif et fournit de l'énergie au réseau.
- $V_{sh} < V_2$ donc $Q_{sh} < 0$: le STATCOM est en mode inductif et absorbe de l'énergie du réseau.

Les effets de la compensation du STATCOM le schéma de la Fig (3.8) se traduisent comme suit :

$$I_{12} = \frac{(X_{L2}+jX_{Tsh})V_1 - X_{L2}V_{sh} - jX_{Tsh}V_6}{X_{L1}X_{L2} + jX_{Tsh}(X_{L1}+X_{L2})} \quad (3.19)$$

$$I_{sh} = \frac{X_{L2}V_1 - (X_{L1}+X_{L2})V_{sh} - X_{L1}V_6}{X_{L1}X_{L2} + jX_{Tsh}(X_{L1}+X_{L2})} \quad (3.20)$$

$$I_{26} = \frac{jX_{Tsh}V_1 - X_{L1}V_{sh} - (X_{L2}+jX_{Tsh})V_6}{X_{L1}X_{L2} + jX_{Tsh}(X_{L1}+X_{L2})} \quad (3.21)$$

La puissance fournie par le nœud 1 serait :

$$P_1 = Re [V_1 I_{12}^*] \quad ; \quad Q_1 = Im [V_1 I_{12}^*] \quad (3.22)$$

Il est évident que la puissance réactive fournie par le nœud 1 diminue avec l'augmentation de la valeur de V_{sh} donc le degré de compensation du STATCOM.

$$P_{sh} = Re [V_{sh} I_{sh}^*] \quad ; \quad Q_{sh} = Im [V_{sh} I_{sh}^*] \quad (3.23)$$

Afin de cerner le problème de stabilité du réseau étudié, il faut formuler le problème sous forme de « dynamic power flow », pour cela il faut en définir les entrées, sorties et contraintes [1] [32] [44] [45].

L'objectif est de déterminer les tensions complexes des jeux de barres à partir desquelles toutes les autres grandeurs telles que les courants dans les lignes de transports, les puissances et les pertes de puissances peuvent être dérivées. Dans le réseau d'étude de la Fig (3.1), nous constatons trois types de nœuds :

Chapitre 3 : Modélisation du système étudié

Nœuds PV : qui sont des nœuds connectés à des générateurs (1, 4, 5, 7, 13) où la tension et la puissance active sont sensées connues. La puissance réactive obéit à la contrainte $Q_{qi}^{min} \leq Q_{gi} \leq Q_{qi}^{max}$ déterminée par les limites d'échauffement rotoriques et de stabilités des générateurs.

Nœuds PQ : qui sont des nœuds de charges où P,Q sont sensées déterminées par des courbes de charges.

Slack bus : qui est le nœud de référence connecté à un générateur puissant (nœud 1), où l'amplitude et l'argument de la tension est connu.

Pour tous les jeux de barres, les courants et les tensions sont liés par l'expression suivante :

$$I_{bus} = Y_{bus} * U_{bus} \quad (3.24)$$

Où $Y_i = G_i + jB_i$: admittance dans un nœud i.

Les puissances des jeux de barres s'expriment comme suit :

$$S_{bus} = P_{bus} + jQ_{bus} = U_{bus} * I_{bus}^* \quad (3.25)$$

Dans une ligne ij, la puissance dans le nœud j prend la forme suivante :

$$S_j = P_j + jQ_j = V_j * \sum_{i=1}^n Y_{ij} * V_i \quad (3.26)$$

Où $Y_{ij} = G_{ij} + jB_{ij}$: admittance de ligne ij.

D'où on peut ressortir les expressions des puissances actives et réactives :

$$P_j = V_j \sum_{i=1}^n V_j [G_{ij} \cos(\delta_j - \delta_i) + B_{ij} \sin(\delta_j - \delta_i)] \quad (3.27)$$

$$Q_j = V_j \sum_{i=1}^n V_j [G_{ij} \sin(\delta_j - \delta_i) - B_{ij} \cos(\delta_j - \delta_i)] \quad (3.28)$$

Les équations (27) et (28) s'appliquent au nœud 2 :

$$P_2 = V_2^2 G_{sh} - V_2 V_{sh} [G_{sh} \cos(\delta_2 - \delta_{sh}) + B_{sh} \sin(\delta_2 - \delta_{sh})] \quad (3.29)$$

$$Q_2 = V_2^2 B_{sh} - V_2 V_{sh} [G_{sh} \sin(\delta_2 - \delta_{sh}) + B_{sh} \cos(\delta_2 - \delta_{sh})] \quad (3.30)$$

Avec les contraintes qui s'appliquent au STATCOM :

$$Q_{sh}^{min} \leq Q_{sh} \leq Q_{sh}^{max} ; \quad V_{sh}^{min} \leq V_{sh} \leq V_{sh}^{max}$$

Pour construire le système matriciel de calcul itératif défini comme suit :

$$\begin{bmatrix} X \\ Y \end{bmatrix}^{it} = \begin{bmatrix} X \\ Y \end{bmatrix}^{it-1} - \begin{bmatrix} A & B \\ C & D \end{bmatrix}^{it-1} \begin{bmatrix} F(X) \\ F(Y) \end{bmatrix}^{it-1} \quad (3.31)$$

Où : $X = [V_i \quad \delta_i]^T$

$$Y = [\omega_i \quad \delta_{Gi} \quad E_{Gi} \quad P_{GTVi} \quad P_{STVi} \quad P_{GTi} \quad P_{STi} \quad Q_{sh}]^T$$

$$F(X) = [\Delta P_i \quad \Delta Q_i]^T$$

Chapitre 3 : Modélisation du système étudié

$$F(Y) = [F(\omega_i) \quad F(\delta_{Gi}) \quad F(E_{Gi}) \quad F(P_{GTVi}) \quad F(P_{STVi}) \quad F(P_{GTi}) \quad F(P_{STi}) \quad F(Q_{sh})]^T$$

Avec

$P_{GTVi}, STVi$: l'image en puissance active des gouverneurs turbine à gaz et à vapeur.

P_{GTi}, STi : l'apport en puissance des GT ;ST dans une tranche de production. Pour les tranches cycle combiné et aux conditions nominales $P_{GT} = 0.625 P_T$; $P_{ST} = 0.375 P_T$.

Dans les centrales TG : $P_{GT} = P_T$; $P_{ST} = 0$. Avec P_T qui représente la puissance installé d'une centrale.

La matrice A représente les entités relatives au réseau de transport, la matrice D les entités relatives aux éléments d'injection, les matrices B et C représentent les éléments jacobiens reliant les injecteurs au réseau de transport.

$$A = \begin{bmatrix} \frac{\partial P_i}{\partial V_i} & \frac{\partial P_i}{\partial \delta_i} & & \frac{\partial P_i}{\partial V_n} & \frac{\partial P_i}{\partial \delta_n} \\ \frac{\partial Q_i}{\partial V_i} & \frac{\partial Q_i}{\partial \delta_i} & \dots & \frac{\partial Q_i}{\partial V_n} & \frac{\partial Q_i}{\partial \delta_n} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots & \vdots \\ \frac{\partial P_n}{\partial V_i} & \frac{\partial P_n}{\partial \delta_i} & & \frac{\partial P_n}{\partial V_n} & \frac{\partial P_n}{\partial \delta_n} \\ \frac{\partial Q_n}{\partial V_i} & \frac{\partial Q_n}{\partial \delta_i} & \dots & \frac{\partial Q_n}{\partial V_n} & \frac{\partial Q_n}{\partial \delta_n} \end{bmatrix} \quad (3.32)$$

$$B = \begin{bmatrix} \frac{\partial P_i}{\partial \omega_i} & \frac{\partial P_i}{\partial \delta_{Gi}} & \frac{\partial P_i}{\partial E_{Gi}} & \frac{\partial P_i}{\partial P_{GTVi}} & \frac{\partial P_i}{\partial P_{STVi}} & \frac{\partial P_i}{\partial P_{GTi}} & \frac{\partial P_i}{\partial P_{STi}} & \frac{\partial P_i}{\partial Q_{sh}} \\ \frac{\partial Q_i}{\partial \omega_i} & \frac{\partial Q_i}{\partial \delta_{Gi}} & \frac{\partial Q_i}{\partial E_{Gi}} & \frac{\partial Q_i}{\partial P_{GTVi}} & \frac{\partial Q_i}{\partial P_{STVi}} & \frac{\partial Q_i}{\partial P_{GTi}} & \frac{\partial Q_i}{\partial P_{STi}} & \frac{\partial Q_i}{\partial Q_{sh}} \\ \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots \\ \frac{\partial P_n}{\partial \omega_i} & \frac{\partial P_n}{\partial \delta_{Gi}} & \frac{\partial P_n}{\partial E_{Gi}} & \frac{\partial P_n}{\partial P_{GTVi}} & \frac{\partial P_n}{\partial P_{STVi}} & \frac{\partial P_n}{\partial P_{GTi}} & \frac{\partial P_n}{\partial P_{STi}} & \frac{\partial P_n}{\partial Q_{sh}} \\ \frac{\partial Q_n}{\partial \omega_i} & \frac{\partial Q_n}{\partial \delta_{Gi}} & \frac{\partial Q_n}{\partial E_{Gi}} & \frac{\partial Q_n}{\partial P_{GTVi}} & \frac{\partial Q_n}{\partial P_{STVi}} & \frac{\partial Q_n}{\partial P_{GTi}} & \frac{\partial Q_n}{\partial P_{STi}} & \frac{\partial Q_n}{\partial Q_{sh}} \end{bmatrix} \quad (3.33)$$

$$C = \begin{bmatrix} \frac{\partial F_i(\omega)}{\partial V_i} & \frac{\partial F_i(\delta)}{\partial V_i} & \frac{\partial F_i(E)}{\partial V_i} & \frac{\partial F_i(P_{GTV})}{\partial V_i} & \frac{\partial F_i(P_{STV})}{\partial V_i} & \frac{\partial F_i(P_{GT})}{\partial V_i} & \frac{\partial F_i(P_{ST})}{\partial V_i} & \frac{\partial F_i(Q_{sh})}{\partial V_i} \\ \frac{\partial F_i(\omega)}{\partial \delta_i} & \frac{\partial F_i(\delta)}{\partial \delta_i} & \frac{\partial F_i(E)}{\partial \delta_i} & \frac{\partial F_i(P_{GTV})}{\partial \delta_i} & \frac{\partial F_i(P_{STV})}{\partial \delta_i} & \frac{\partial F_i(P_{GT})}{\partial \delta_i} & \frac{\partial F_i(P_{ST})}{\partial \delta_i} & \frac{\partial F_i(Q_{sh})}{\partial \delta_i} \\ \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots \\ \frac{\partial F_i(\omega)}{\partial V_n} & \frac{\partial F_i(\delta)}{\partial V_n} & \frac{\partial F_i(E)}{\partial V_n} & \frac{\partial F_i(P_{GTV})}{\partial V_n} & \frac{\partial F_i(P_{STV})}{\partial V_n} & \frac{\partial F_i(P_{GT})}{\partial V_n} & \frac{\partial F_i(P_{ST})}{\partial V_n} & \frac{\partial F_i(Q_{sh})}{\partial V_n} \\ \frac{\partial F_i(\omega)}{\partial \delta_n} & \frac{\partial F_i(\delta)}{\partial \delta_n} & \frac{\partial F_i(E)}{\partial \delta_n} & \frac{\partial F_i(P_{GTV})}{\partial \delta_n} & \frac{\partial F_i(P_{STV})}{\partial \delta_n} & \frac{\partial F_i(P_{GT})}{\partial \delta_n} & \frac{\partial F_i(P_{ST})}{\partial \delta_n} & \frac{\partial F_i(Q_{sh})}{\partial \delta_n} \end{bmatrix}^T \quad (3.34)$$

Chapitre 3 : Modélisation du système étudié

$$D = \begin{bmatrix} \frac{\partial F_i(\omega)}{\partial \omega_i} & \frac{\partial F_i(\omega)}{\partial \delta_i} & \frac{\partial F_i(\omega)}{\partial E_i} & \frac{\partial F_i(\omega)}{\partial GTV_i} & \frac{\partial F_i(\omega)}{\partial STV_i} & \frac{\partial F_i(\omega)}{\partial GT_i} & \frac{\partial F_i(\omega)}{\partial ST_i} & \frac{\partial F_i(\omega)}{\partial Q_{shi}} \\ \frac{\partial F_i(\delta)}{\partial \omega_i} & \frac{\partial F_i(\delta)}{\partial \delta_i} & \frac{\partial F_i(\delta)}{\partial E_i} & \frac{\partial F_i(\delta)}{\partial GTV_i} & \frac{\partial F_i(\delta)}{\partial STV_i} & \frac{\partial F_i(\delta)}{\partial GT_i} & \frac{\partial F_i(\delta)}{\partial ST_i} & \frac{\partial F_i(\delta)}{\partial Q_{shi}} \\ \frac{\partial F_i(E)}{\partial \omega_i} & \frac{\partial F_i(E)}{\partial \delta_i} & \frac{\partial F_i(E)}{\partial E_i} & \frac{\partial F_i(E)}{\partial GTV_i} & \frac{\partial F_i(E)}{\partial STV_i} & \frac{\partial F_i(E)}{\partial GT_i} & \frac{\partial F_i(E)}{\partial ST_i} & \frac{\partial F_i(E)}{\partial Q_{shi}} \\ \frac{\partial F_i(GTV)}{\partial \omega_i} & \frac{\partial F_i(GTV)}{\partial \delta_i} & \frac{\partial F_i(GTV)}{\partial E_i} & \frac{\partial F_i(GTV)}{\partial GTV_i} & \frac{\partial F_i(GTV)}{\partial STV_i} & \frac{\partial F_i(GTV)}{\partial GT_i} & \frac{\partial F_i(GTV)}{\partial ST_i} & \frac{\partial F_i(GTV)}{\partial Q_{shi}} \\ \frac{\partial F_i(STV)}{\partial \omega_i} & \frac{\partial F_i(STV)}{\partial \delta_i} & \frac{\partial F_i(STV)}{\partial E_i} & \frac{\partial F_i(STV)}{\partial GTV_i} & \frac{\partial F_i(STV)}{\partial STV_i} & \frac{\partial F_i(STV)}{\partial GT_i} & \frac{\partial F_i(STV)}{\partial ST_i} & \frac{\partial F_i(STV)}{\partial Q_{shi}} \\ \frac{\partial F_i(GT)}{\partial \omega_i} & \frac{\partial F_i(GT)}{\partial \delta_i} & \frac{\partial F_i(GT)}{\partial E_i} & \frac{\partial F_i(GT)}{\partial GTV_i} & \frac{\partial F_i(GT)}{\partial STV_i} & \frac{\partial F_i(GT)}{\partial GT_i} & \frac{\partial F_i(GT)}{\partial ST_i} & \frac{\partial F_i(GT)}{\partial Q_{shi}} \\ \frac{\partial F_i(ST)}{\partial \omega_i} & \frac{\partial F_i(ST)}{\partial \delta_i} & \frac{\partial F_i(ST)}{\partial E_i} & \frac{\partial F_i(ST)}{\partial GTV_i} & \frac{\partial F_i(ST)}{\partial STV_i} & \frac{\partial F_i(ST)}{\partial GT_i} & \frac{\partial F_i(ST)}{\partial ST_i} & \frac{\partial F_i(ST)}{\partial Q_{shi}} \\ \frac{\partial F_i(Q_{shi})}{\partial \omega_i} & \frac{\partial F_i(Q_{shi})}{\partial \delta_i} & \frac{\partial F_i(Q_{shi})}{\partial E_i} & \frac{\partial F_i(Q_{shi})}{\partial GTV_i} & \frac{\partial F_i(Q_{shi})}{\partial STV_i} & \frac{\partial F_i(Q_{shi})}{\partial GT_i} & \frac{\partial F_i(Q_{shi})}{\partial ST_i} & \frac{\partial F_i(Q_{shi})}{\partial Q_{shi}} \end{bmatrix} \quad (3.35)$$

Le vecteur F (X) est formé par le réseau générique puissance active et réactive injecté au noeud i, en raison de la contribution de tous les composants de l'installation d'alimentation se terminant à ce bus; ex : le générateur, des lignes de transmission, des charges, etc., où :

$$F(P_i) = P_{Gi} - P_{Li} - \sum_{i=1}^n P_{cali} = 0 \quad (3.36)$$

$$F(Q_i) = Q_{Gi} - Q_{Li} - \sum_{i=1}^n Q_{cali} = 0 \quad (3.37)$$

Le vecteur F(Y) est formé par les équations dynamiques d'une station de production connectée au nœud approprié :

$$F(\omega) = F_{(t)}(\omega) + F_{(t-\Delta t)}(\omega) + k_{(\omega)} = 0 \quad (3.38)$$

A partir de l'équation (2) :

$$F_{(t)}(\omega) = \omega_{(t)} + \frac{\Delta t \pi f_0}{2H} \left(P_{GT(t)} F_{GT} + P_{ST(t)} F_{ST} - \frac{E_{(t)} V_{G(t)}}{X_d} \sin(\delta_{G(t)}) - D \omega_{(t)} \right) \quad (3.39)$$

De même pour $F_{(t-\Delta t)}(\omega)$ ce qui nous donne :

$$k_{(\omega)} = -\frac{\Delta t \pi f_0}{H} D \omega_0 \quad (3.40)$$

$$\frac{\partial F(\omega)}{\partial \omega} = 1 + \left(\frac{\Delta t \pi f_0}{2H} \right) D \quad (3.41)$$

$$\frac{\partial F(\omega)}{\partial P_{GT,ST}} = \left(\frac{\Delta t \pi f_0}{2H} \right) F_{GT,ST} \quad (3.42)$$

Pour l'angle rotorique, on a :

$$F_{(t)}(\delta) = \delta_{(t)} - \frac{\Delta t}{2} \omega_{(t)} \quad (3.43)$$

$$F_{(t-\Delta t)}(\delta) = -\delta_{(t-\Delta t)} - \frac{\Delta t}{2} \omega_{(t-\Delta t)} \quad (3.44)$$

$$\text{Donc : } k_{(\delta)} = 2\Delta t \pi f_0 \quad (3.45)$$

$$\frac{\partial F(\delta)}{\partial \omega} = \left(-\frac{\Delta t}{2} \right) \text{ et } \frac{\partial F(\delta)}{\partial \delta} = 1 \quad (3.46)$$

Chapitre 3 : Modélisation du système étudié

En appliquant (38) aux systèmes AVR on aura :

$$F_{(t)}(E) = E_{(t)} - \frac{\Delta t}{2} \left[\frac{-K_{EX}(V_{ref(t)} - V_{G(t)}) - E_{(t)}}{T'_{do}} \right] \quad (3.47)$$

$$F_{(t-\Delta t)}(E) = -E_{(t-\Delta t)} - \frac{\Delta t}{2} \left[\frac{-K_{EX}(V_{ref(t-\Delta t)} - V_{G(t-\Delta t)}) - E_{(t-\Delta t)}}{T'_{do}} \right] \quad (3.48)$$

$$\text{Donc : } k_{(E)} = -\Delta t \left[\frac{K_{EX} V_{ref}}{T'_{do}} \right] \quad (3.49)$$

$$\frac{\partial F(E)}{\partial E} = 1 + \frac{\Delta t}{2T'_{do}} \quad (3.50)$$

De même pour les gouverneurs :

$$F_{(t)}(P_{GTV}) = P_{GTV(t)} - \frac{\Delta t}{2} \left[\frac{-K_{GT} \omega_{(t)} - P_{GTV(t)}}{T_{GTC}} \right] \quad (3.51)$$

$$F_{(t-\Delta t)}(P_{GTV}) = -P_{GTV(t-\Delta t)} - \frac{\Delta t}{2} \left[\frac{-K_{GT} \omega_{(t-\Delta t)} - P_{GTV(t-\Delta t)}}{T_{GTC}} \right] \quad (3.52)$$

$$k_{(P_{GTV})} = -\Delta t \left(\frac{P_{ref} + K_{GT} \omega_0}{T_{GTC}} \right) \quad (3.53)$$

Les éléments jacobiens pour les gouverneurs s'écrivent :

$$\frac{\partial F(P_{GTV})}{\partial \omega} = \frac{\Delta t K_{GT}}{2T_{GTC}} \quad ; \quad \frac{\partial F(P_{GTV})}{\partial P_{GTV}} = 1 + \frac{\Delta t}{2T_{GTC}} \quad (3.54)$$

Les formules (3.51), (3.52), (3.53), (3.54) s'appliquent aux gouverneurs de la turbine à vapeur.

A partir des équations (3.13), (3.14), (3.17), (3.18) du STATCOM on peut déduire les équations de Q_{sh} :

$$F_{(t)}(Q_{sh}) = Q_{sh(t)} - \frac{\Delta t}{2} \left(\frac{K_{sh} X_{Tsh}^{-1}}{T_{sh} X_{Tsh}^2} [V_{sh(t)} (V_{ref(t)} - V_{2(t)})] \right) \quad (3.55)$$

$$\text{Donc } k_{(Q_{sh})} = \Delta t \left[\frac{1 - K_{sh} X_{Tsh}}{T_{sh} X_{Tsh}^2} V_{ref} \right] \quad (3.56)$$

Les éléments jacobiens pour le STATCOM s'écrivent :

$$\frac{\partial F(Q_{sh})}{\partial V} = 1 + \frac{\Delta t}{2} \frac{K_{sh} X_{Tsh}^{-1}}{T_{sh} X_{Tsh}^2} \quad (3.57)$$

Le processus itératif de calcul des variables est comme suit :

$$(X)^{it+1} = (X)^{it} + (\Delta X)^{it} \quad (3.58)$$

$$(Y)^{it+1} = (Y)^{it} + (\Delta Y)^{it} \quad (3.59)$$

Conclusion:

Dans ce chapitre, nous avons essayé de présenter un schéma d'étude tiré de la réalité avec des ouvrages en idées de projets à moyen terme, de modéliser chaque élément de ce réseau à part pour arriver à une approche approfondie du système en question.

Chapitre 3 : Modélisation du système étudié

Le processus itératif de calcul du réseau dans différents modes de fonctionnement sera appuyé dans ce qui suit par des objectifs à atteindre et cerné par des contraintes inévitables constitués des limites de fonctionnement des différents ouvrages et ceux pour atteindre des résultats de calculs et de simulations obéissant à la contrainte majeure de la continuité de service.

Nous allons essayer dans ce qui suit, de ressortir les réactions les plus optimales du système étudié face à des incident voire des avaries qualifiés de sévères et tirés de la réalité à l'image des incidents d'exploitation les plus courants.

Nous espérons projeter les résultats de calculs aux analyses des incidents d'exploitation analysés dans le chapitre précédent ce qui constituerait un point de départ aux éventuels procédés qui pourront remédier dans le futur à des situation inconfortables pour les différents acteurs qui gèrent un SPTE.

Chapitre 4

Etude du

comportement du

I-STATCOM en

régimes perturbés

Introduction :

Avant de discuter les deux cas de figures que nous allons étudier un peu plus loin, présentons les données du système étudié.

La table (4.1) illustre les paramètres linéiques des lignes de transport ainsi que le courant maximum du transformateur de courant de la travée départ ligne.

Table (4.1) : Paramètres des lignes du réseau d'étude [42]

Bus-Bus	Un (kV)	L (km)	$R_{ij}(\Omega)$	$X_{ij}(\Omega)$	$I_{max}(A)$
1-2	400	200	5,83	66,9	2400
1-5	400	135	3,93	45,17	2400
1-3	400	40	1,17	13,38	2400
2-6	400	200	5,83	66,9	2400
3-4	400	150	4,37	50,19	2400
4-6	400	120	3,5	40,15	2400
5-6	400	80	2,33	26,77	2400
7-8	220	80	9,82	61,99	1600
7-9	220	40	1,79	14,4	1440
7-10	220	140	6,28	50,4	1440
10-11	220	55	4,49	20,5	1200
10-15	220	120	6,79	48	1200
11-12	220	7	0,31	2,38	1440
11-14	220	85	3,82	28,9	1440
13-14	220	65	2,92	22,1	1440
14-15	220	30	2,69	12,3	1200
14-16	220	52	4,67	21,32	1200
15-17	220	50	4,49	20,5	1200
15-18	220	78	7	31,98	1440
18-19	220	20	1,79	8,2	1440

La table (4.2) nous donne les paramètres des alternateurs couplés aux nœuds de génération.

Table (4.2) : Paramètres des alternateurs des centrales

Noeuds	1	4	5	7	13
MVA	1400	700	940	600	760
f	50	50	50	50	50
Q_{max}	750	370	500	320	400
Q_{min}	-600	-300	-400	-250	-320
X_d	1,85	2,53	1,85	1,86	2,38
X'_d	0,245	0,25	0,245	0,189	0,234
X''_d	0,22	0,19	0,22	0,156	0,177
X_q	1,78	2,36	1,78	1,70	2,21
X'_q	0,455	0,40	0,455	0,368	0,378
X''_q	0,22	0,20	0,22	0,21	0,189
T'_{d0}	6,7	10,12	6,7	7,66	10,8
T'_{q0}	0,58	0,93	0,58	0,975	0,987
H	-	1,288	-	-	-

La table (4.3) comporte les données des systèmes AVR et PSS des alternateurs centrales.

Table (4.3) : Paramètres des systèmes d'excitation

Noeuds	1	4	5	7	13
$T_E (s)$	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01
$E_{fd}^{max} (p.u)$	7,68	370	500	320	400
$E_{fd}^{min} (p.u)$	6,65	-300	-400	-250	-320
v_t	1,85	2,53	1,85	1,86	2,38
K_s	0,245	0,25	0,245	0,189	0,234
T_{w0}	0,22	0,19	0,22	0,156	0,177
T_1	0,15	2,36	1,78	1,70	2,21
T_2	0,03	0,40	0,455	0,368	0,378
T_3	0,15	0,20	0,22	0,21	0,189
T_4	0,03	10,12	6,7	7,66	10,8
T'_{q0}	0,58	0,93	0,58	0,975	0,987
H					

Nous allons dans ce qui suit simuler dans l'environnement MATLAB/Simulink deux types de perturbations avec un réseau opérant sans et avec I-STATCOM :

4.1- Cas de déclenchement d'une ligne de fort transit :

Nous allons simuler le déclenchement de la ligne (5-6) avec une puissance transitée de 500 MVA. Les contraintes qui se présentent dans ce cas sont les suivantes :

Contrainte1 : La centrale implantée au nœud 5 qui débite à l'instant qui précède le déclenchement une puissance de 2×350 MW, le chemin susceptible d'acheminer le flux de puissance de la ligne (5-6) est la ligne (18-19) dont la capacité est limitée par le TC ($I_{max} = 1440A$ donc $S_{max} = 548$ MVA, la puissance admissible serait $548/1.1 \approx 498$ MVA avec le $\cos\phi = 0,9$, $P_{adm} = 448$ MW).

Contrainte 2 : Comment assurer le flux de puissance plus ou moins constant à travers la ligne (18-19), pour éviter son déclenchement ce qui va aggraver encore la situation.

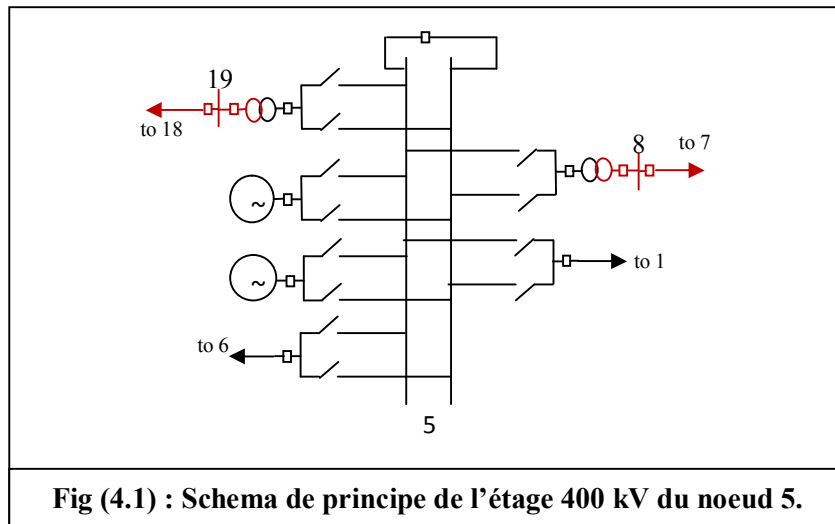
Contrainte 3 : Quels sont les groupes qui vont réagir pour compenser le déficit de puissance et dans quel chemin ? La réserve chaude est-elle suffisante et évacuable ?

Contrainte 4 : si les grands flux d'énergie ne sont pas déviés à temps, des déclenchements successifs auront lieu par max ou mini f , max ou mini U , max I ... Etc, pouvant donner lieu à des fonctionnements en ilotage pour des centrales, le fonctionnement de plan de délestage ou

Chapitre 4 : Etude du comportement du I-STATCOM en régimes perturbés

le plan de défense du réseau interconnecté. A titre d'exemple, la ligne (18-19) dont seuil de déclenchement par max I est de 1200 A [Table (4.1)] avec une temporisation de 2,5 s.

Contrainte 5 : les sectionneurs d'aiguillage qui ne peuvent être manœuvrés en charge.



La figure (4.1) répond aux interrogations posées par les cinq contraintes citées ci-dessus. Le schéma d'un étage d'un poste d'interconnexion est composé de deux jeux de barres identiques qu'on peut coupler avec un disjoncteur de couplage, les travées sont constituées d'un disjoncteur de ligne et deux sectionneurs d'aiguillage pour placer un générateur, transformateur ou une ligne sur l'une des barres. Les seuls éléments manœuvrables en charge sont les disjoncteurs. Nous proposons de remplacer les sectionneurs d'aiguillage par des **disjoncteurs aiguilleurs** dont les dispositifs de commande sont identiques à ceux des sectionneurs. Bien que du point de vue cout, un disjoncteur aiguilleur coute environ 3 à 4 fois le prix d'un sectionneur d'aiguillage [43], mais il a l'avantage d'être manœuvré en charge ce qui permettrait le changement de la topologie du réseau en fonction des urgences signalées. Rappelons-nous de l'incident cité dans la section 1.6.1, le pole du disjoncteur n'aurait pas explosé après s'être maintenu en position intermédiaire pendant plus de 51s s'il y avait des disjoncteurs à la place de sectionneurs d'aiguillage.

4.1.1- Situation avant le déclenchement :

Nous allons considérer une répartition de puissance à la base de statistiques de la pointe d'été 2013 [44] et les prévisions de l'évolution des puissances appelées à l'horizon de l'année 2024 [45] à raison de 6% de hausse moyenne par an.

Chapitre 4 : Etude du comportement du I-STATCOM en régimes perturbés

La table (4.4) donne l'état des puissances des nœuds de charge d'un régime établi, la production doit obéir à une répartition optimale afin de minimiser les pertes actives. La Table (4.5) représente les transits des lignes et pertes de puissance correspondant au régime étudié avec la contrainte de la tension $0,98 Un \leq U \leq 1,03 Un$.

A noter que nous avons pris en considération la compensation locale de la puissance réactive des étages de tension des réseaux de distribution (60/30/10 kV), nous avons procédé à la soustraction des puissances réactives de compensation locale des puissances de charge.

Les puissances seront exprimés en (p.u) prenant comme valeurs de base : $S_B = 1000 \text{ MVA}$; $U_B = 400 \text{ kV}$.

Table (4.4) : Puissances des nœuds de réseau d'étude avant D^T

Noeud	S = P+jQ générée	S = P+jQ charge	U _i (p.u)
1	1,01 = 0,98 + j0,25		1,02
2			1,01
3		0,102 = 0,1 + j0,02	1
4	0,45 = 0,42 + j0,15	0,126 = 0,12 + j0,04	1,01
5	0,75 = 0,73 + j0,18	0,126 = 0,12 + j0,04	1,01
6		0,43 = 0,4 + j0,1	1
7	0,60 = 0,57 + j0,2	0,45 = 0,42 + j0,15	1,02
8		0,155 = 0,15 + j0,04	1,02
9		0,184 = 0,18 + j0,04	1,01
10		0,2 = 0,18 + 0,09	1
11		0,22 = 0,21 + j0,07	1,01
12		0,06 = 0,06 + j0,01	1,02
13	0,51 = 0,48 + j0,18	0,126 = 0,12 + j0,04	1,02
14		0,21 = 0,2 + j0,07	1
15		0,28 = 0,25 + j0,1	0,99
16		0,165 = 0,15 + j0,03	0,99
17		0,15 = 0,14 + j0,035	0,99
18		0,23 = 0,21 + j0,1	0,99
19		0,102 = 0,1 + j0,02	1,01

Les pertes totales sont égales à 15,64 MW ce qui correspond à 0,49% de la puissance totale produite en bornes usines qui est de 3180 MW.

4.1.2- Situation à partir du déclenchement :

Après le déclenchement de la ligne 5-6 qui l'une des lignes les plus chargées, plusieurs scénarios sont envisageables et qui peuvent aboutir à l'effondrement de tout le réseau. On

Table (4.5) : Transits des lignes et pertes de puissance avant D^T

Bus-Bus	Power flow (p.u)	Pertes actives (MW)
1-2	0,155 + j0,07	0,35
1-5	0,4 + j0,08	1,36
1-3	0,425 +j0,1	0,46
2-6	0,1 + j0,18	0,51
3-4	0,065 + j0,05	0,06
4-6	0,15 – j0,02	0,17
5-6	0,48 – j0,03	1,12
7-8	–0,03 – j0,05	0,23
7-9	–0,080 – j0,01	0,08
7-10	0,23 + j0,09	2,6
10-11	–0,17 – j0,08	1,09
10-15	0,22 + j0,07	2,49
11-12	–0,235 – j0,1	0,14
11-14	–0,15 – j0,07	0,72
13-14	0,48 + j0,14	2,5
14-15	–0,06 – j0,03	0,08
14-16	0,095 + j0,05	0,37
15-17	–0,03 – j0,06	0,14
15-18	–0,04 – 0,025	0,13
18-19	–0,280 – j0,08	1,04

peut très bien deviner que les centrales les plus proches (nœud 4 et 13) peuvent se retrouver en ilotage ou voir leurs alternateurs déclencher l'un après l'autre suite à l'appel brusque de puissance. Le transit de la ligne 5-6 qui va être naturellement dévié vers les lignes 18-19, 15-18 dont les capacités sont trop inférieurs à la puissance perdue. Cette situation ne peut être gérable par l'être humain qui va se retrouver dépassé par les évènements.

En se référant à la Fig (4.1) et en supposant le disjoncteur de couplage des deux jeux de barres 400 kV était fermé avant le déclenchement de la travée de départ ligne 5-6, rappelons nous que les éléments d'aiguillage sont des disjoncteurs dont l'ordre de manœuvre peut provenir du I-STATCOM. La séquence des manœuvres se déroule comme suit :

- Dans le nœud 5 il y a un surplus de 480 MW et dans le nœud 6 il y a un déficit de 480 MW, donner un ordre d'aiguillage d'un groupe sur la ligne 1-2 et le limiter à 250 MW. Les deux autres groupes seront aiguillés sur les lignes 1-3 et 1-5 avec des consignes de 220 MW chacun, puis ouvrir le disjoncteur de couplage des barres 400 kV du poste nœud 1.
- Afin d'éviter tout comportement oscillatoire, verrouillage des gouverneurs et AVR de tous les alternateurs des centrales sauf ceux du nœud 4 qui disposent d'une réserve de

Chapitre 4 : Etude du comportement du I-STATCOM en régimes perturbés

(210 + j150) MVA, dont on utilisera 200 MW de la réserve active, la limitation de charge est une mesure de précaution car la libération de la consigne vers la charge de base peut entraîner le déclenchement des alternateurs, les AVR de ces alternateurs seront aussi verrouillés puisque le STATCOM dispose de réserve suffisante de puissance réactive. A cet instant, on a comblé 300 MW des 480 MW qu'a perdu le nœud 6.

- Mettre un groupe de la centrale nœud 5 sur la même barre de la travée départ bus 19.
- Ouvrir le disjoncteur de couplage 400 kV.
- Mettre le groupe couplé au nœud 19 à la charge de base (sera uniquement limité par la boucle de température).
- Le déficit de puissance à combler est de :

$480 - 100 - 200 - 140 + 30 = 70$ MW. La réserve tournante de la centrale nœud 13 est de $640 - 480 = 160$ MW. La réserve chaude au nœud 1 est de :

$1320 - 690 = 630$ MW. Il serait prudent de garder de la réserve au nœud 13. Les 70 MW qui restent à fournir au nœud 6 seront soutirés du nœud 1.

Table (4.6) : Puissances des nœuds après D^T

Noeud	S = P+jQ générée	S = P+jQ charge	U _i (p.u)
1	0,8 = 0,76 + j0,25		1,01
2			1
3		0,102 = 0,1 + j0,02	1
4	0,64 = 0,62 + j0,15	0,126 = 0,12 + j0,04	1
5	0,77 = 0,75 + j0,18	0,126 = 0,12 + j0,04	1
6		0,43 = 0,4 + j0,1	0,99
7	0,60 = 0,57 + j0,2	0,45 = 0,42 + j0,15	1,02
8		0,155 = 0,15 + j0,04	1
9		0,184 = 0,18 + j0,04	1
10		0,2 = 0,18 + 0,09	1
11		0,22 = 0,21 + j0,07	1,01
12		0,06 = 0,06 + j0,01	1,01
13	0,53 = 0,48 + j0,23	0,126 = 0,12 + j0,04	1,02
14		0,21 = 0,2 + j0,07	1
15		0,28 = 0,25 + j0,1	0,99
16		0,165 = 0,15 + j0,03	0,99
17		0,15 = 0,14 + j0,035	0,99
18		0,23 = 0,21 + j0,1	0,99
19		0,102 = 0,1 + j0,02	1

La totalité des pertes actives est passée à 17,67 MW ce qui correspond à 0,55%, malgré que la répartition est la plus optimale dans ces conditions. Remarquons aussi que les tensions de la

Chapitre 4 : Etude du comportement du I-STATCOM en régimes perturbés

plupart des nœuds qui a changé avec la nouvelle répartition des puissances, des lignes plus chargées occasionnent des chutes de tension plus importantes, donc des tensions nœuds d'arrivées plus basses. Les opérations qu'on a évoquées ci-dessus sont gérées par le I-STATCOM et durent quelques secondes évitant ainsi des déclenchements par mini et maxi f , tout en maintenant, pour tout régime de fonctionnement la répartition la plus optimale des puissances.

Table (4.7) : Transits des lignes et pertes de puissance après D^T

Bus-Bus	Power flow (p.u)	Pertes actives (MW)
1-2	$0,325 + j0,07$	1,34
1-5	$0,01 + j0,08$	0,006
1-3	$0,425 + j0,1$	0,46
2-6	$0,275 + j0,19$	1,36
3-4	$0,065 + j0,05$	0,06
4-6	$0,35 - j0,02$	0,9
5-6	0	0
7-8	$-0,03 - j0,05$	0,23
7-9	$-0,080 - j0,01$	0,08
7-10	$0,23 + j0,09$	2,6
10-11	$-0,17 - j0,08$	1,09
10-15	$0,22 + j0,07$	2,49
11-12	$-0,235 - j0,1$	0,14
11-14	$-0,15 - j0,07$	0,72
13-14	$0,48 + j0,19$	2,7
14-15	$-0,06 - j0$	0,067
14-16	$0,095 + j0,06$	0,4
15-17	$0,12 - j0,04$	0,49
15-18	$-0,18 - 0,025$	1,5
18-19	$-0,280 - j0,08$	1,04

4.2- Couplage de deux réseaux :

Les opérations de couplage de réseaux interviennent suite à des avaries ou en régimes d'essais comme le cas étudié dans les sections 1.6.2 et 1.6.3 ou bien précédemment dans (3.1). Nous voudrions revenir à la question de couplage d'un alternateur déjà chargé au réseau interconnecté en vue de la brutalité des contraintes imposées au matériel suite aux couplages jugés interdits. Nous avons encore assisté le 11/03/2016 à 10h52'03''. Une surintensité de courant de phase de 41 KA a été enregistrée avec un écrasement des tensions de phases, suite au couplage, cette valeur est très proche du courant de court-circuit maximal de l'installation qui est équivalente au courant thermique de courte durée (1s) du disjoncteur groupe.



Fig (4.2) : Allures des tensions et des courants de phases suite au couplage des deux réseaux au niveau du poste 63 kV ANNABA

Nous avons déduit que la concordance de phases au moment du couplage a été violée, ce qui donne un régime de court-circuit triphasé Fig (4.2). cet incident s’est suivi d’une interdiction de remise sous tension du générateur du groupe TG1, une mesure d’isolement a été effectuée sans résultats défavorables. Les conséquences de la succession de couplages interdits s’est dévoilée sur la ligne d’arbre turboalternateur, la révision qui a débuté le 15/11/2016 a montré une usure du coussinet palier arrière de l’alternateur, ce qui est la conséquence directe des efforts électrodynamiques résultants.

Nous allons étudier dans ce qui suit le couplage d’un groupe de production du nœud 1 précédemment chargé à un groupe de production du nœud 5 chargé et connecté à la ligne la ligne 1-6 dont le milieu est le nœud 2 du I-STATCOM. On suppose que le couplage se fasse manuellement en étant assisté par un synchro-check puis par l’intermédiaire d’un synchro-coupleur assisté par le I-STATCOM. Nous allons donc mettre en évidence les effets d’un couplage de deux réseaux à travers une ligne longue et le comportement du I-STATCOM dans le cas d’un couplage délicat voire interdit, puis l’apport du I-STATCOM dans de telles circonstances. A cette fin, nous avons choisi les nœuds 1, 2 et 6 pour en sortir les différents signaux qui seront discutés dans ce qui suit. La simulation dans l’environnement MATLAB/SIMULINK du couplage d’un groupe au nœud 1 affiche les résultats dans les

Fig (4.3) jusqu'à la Fig (4.11), faisant une évaluation comparative entre réglage STATCOM- Générateurs non combiné et pilotage I-STATCOM.

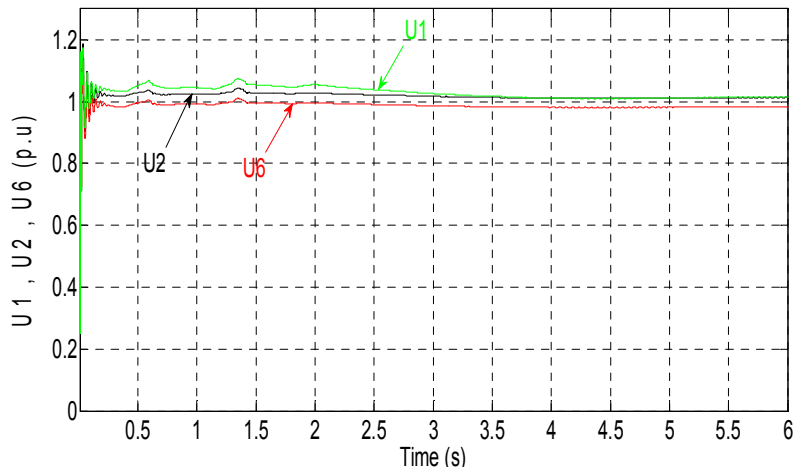


Fig (4.3) : Tensions des nœuds 1, 2, 6 dans le cas de réglage non combiné

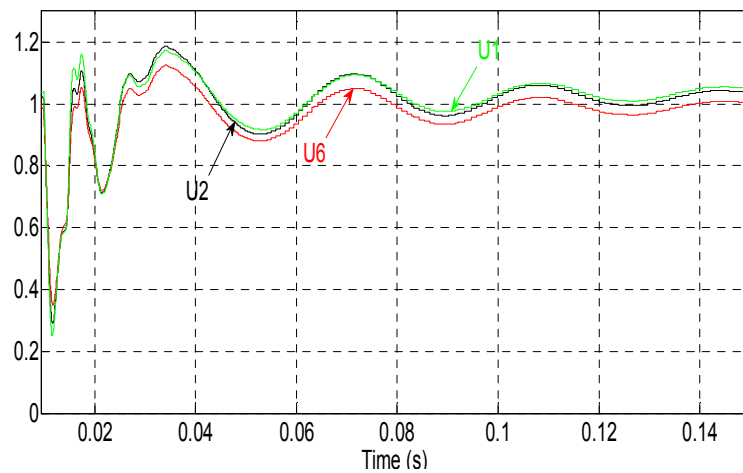


Fig (4.4) : Zoom des tensions des nœuds 1, 2, 6

Souvenons-nous que la contrainte de tension imposée par le I-STATCOM dans le réseau qu'il pilote tourne entre $0,98$ et $1,03 U_n$, il est évident que nous sommes largement sortis même des limites d'exploitabilité d'un réseau de transport, un premier écrasement de la tension à $0,23 U_n$ suivi d'un comportement oscillatoire expliqué par les réactions des générateurs aux extrémités de la ligne de transport qui relève l'amplitude à hauteur de $1,2 U_n$. Bien que le contrôle soit combiné entre STATCOM placé au milieu de la ligne longue et les deux générateurs aux extrémités, l'allure des tensions des nœuds montre bien la difficulté à maintenir stables ces tensions puisque la perturbation est vue par le STATCOM au point de son raccordement. Cette perturbation qui dure plus de 3s lui donnant ainsi un aspect semi

permanent. Notons que nous avons inhibé les fonctions « Trip » qui consistent au déclenchement des différents éléments du réseau d'étude une fois le seuil temporisé d'une protection est atteint, et ceux pour visualiser l'ampleur de la perturbation sur les grandeurs influentes que nous avons choisi pour mettre en évidence à savoir : les tensions des nœuds, les puissances actives et réactives de chaque nœud et l'angle de transport. La Fig (4.4) est le zoom des amplitudes des tensions montrées à la Fig (4.3) durant les premiers instants qui ont suivi le couplage.

Les nœuds qui ont subi les contraintes les plus violentes sont le 1 qui est le point de couplage proche d'un générateur avec une réserve conséquente de puissance active et réactive, le nœud 2 est caractérisé par la réserve de puissance réactive du STATCOM. Le système qui met plus de 3s pour amortir les oscillations engendrées par les régulateurs des générateurs et du STATCOM.

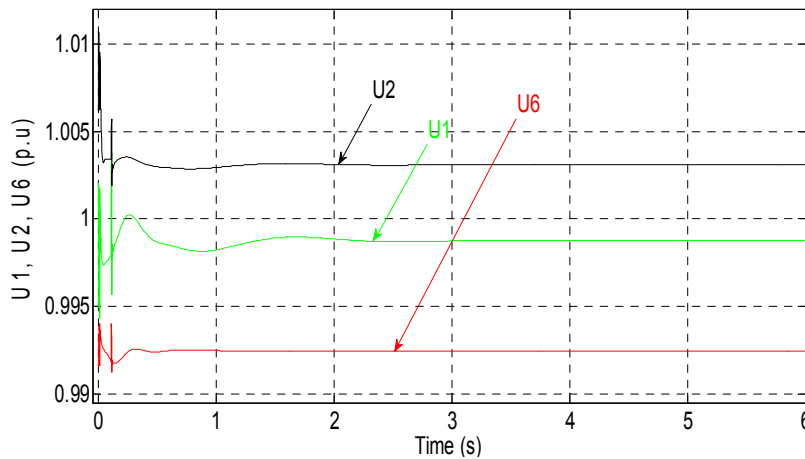


Fig (4.5): Tensions de nœuds 1, 2, 6, cas de pilotage I-STATCOM.

On remarque la différence entre les deux régimes de fonctionnement. Dans la Fig (4.5) qui met en évidence les tensions des nœuds extrêmes de la ligne de transport ainsi que le point de raccordement du I-STATCOM, le contrôle cette fois est combiné entre STATCOM, variateurs de charge et régulateurs automatiques de tension des générateurs conformément à la logique de la fig (3.3). Les tensions qui varient dans une plage entre 0,992 (p.u) dans le nœud 6 qui est le plus chargé et 1,005 (p.u) au point de raccordement du I-STATCOM. La combinaison entre stabilisation du suivi des consignes des charges et tensions, ainsi que l'assistance des synchro-check pour en faire un ensemble synchro-coupleur donne des résultats indiscutables, en effet, et malgré de légères variations dues aux effets des réactances transitoires des générateurs, les tensions sont dans les limites admissibles d'exploitation, un léger saut à près de 1,015 Un est

ressenti au point de raccordement du I-STATCOM ce qui est dû à une injection de puissance réactive en compensation des réactions prédites des deux générateurs et qui étaient la cause principale du comportement oscillatoire inadmissible et semi permanent montré dans les Fig (4.3) et Fig (4.4). Un caractère semi permanent d'une légère variation est maintenu, cependant, il n'est plus question de contrainte brutale.

Les flux de puissances actives et réactives regardés des travées ligne de transport dans les deux extrémités dans les deux régimes de fonctionnement viendront conforter les analyses des courbes des tensions des nœuds. Remarquons aussi l'allure stable de la tension au nœud 6 du fait de la fixation des consignes des gouverneurs et AVR de l'alternateur au nœud 5 d'une part, et de l'éloignement de ce nœud du lieu de couplage.

Les petites variations observées au moment du sont inévitables, elles sont bien loin des seuils de surtensions brutales de manœuvre. Les nœuds qui sont proches du point de couplage (nœud 1) connaissent une allure faiblement oscillante très vite amortie.

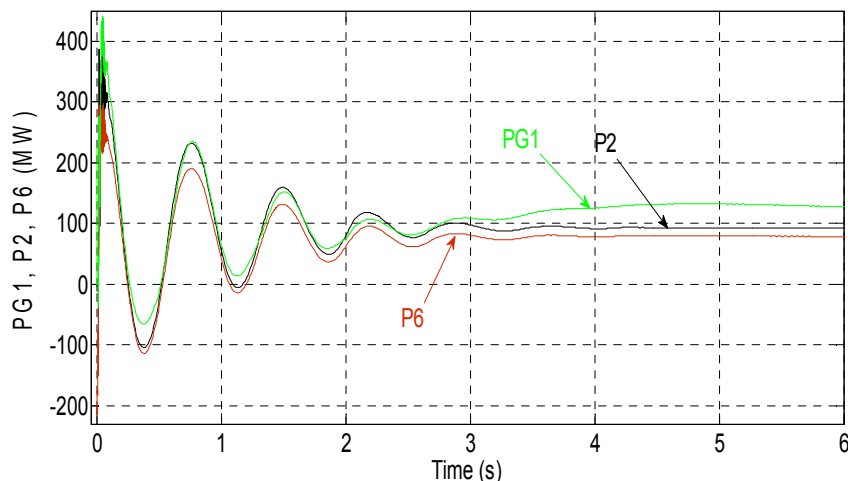


Fig (4.6): Variation de la puissance active aux nœuds 1, 2, 6 cas de réglage non combiné.

Les courbes de puissances actives et réactives dans les trois nœuds viennent encore démontrer l'intérêt de la fixation des consignes et l'injection de puissance réactive au point de raccordement du I-STATCOM pour atténuer les surtensions qui pouvait avoir lieu dans une extrémité de la ligne de transport et l'écrasement de tension qui pouvait survenir au niveau de la deuxième extrémité au moment du couplage précédemment délicat voire interdit.

Les allures des flux puissances actives des nœuds de la Fig (4.6) sont similaires à ce que montre la Fig (1.10) de la section 1.6.3. Le retour de puissance vers le générateur au nœud 1 n'a pu être évité malgré le premier violent appel de puissance de plus de 430 MW qui est

Chapitre 4 : Etude du comportement du I-STATCOM en régimes perturbés

supérieur à la puissance nominale du groupe turboalternateur, cet appel de puissance est un retour de puissance violent observé sur la travée ligne vers le groupe turboalternateur du nœud 5. On peut imaginer la perturbation qu'il peut y avoir en cas de déclenchement par retour de puissance du côté du nœud 1 et 5, en effet, un comportement oscillatoire qui la succession d'appel de puissance d'un côté et retour de puissance dans l'autre, les lignes d'arbres turbo-alternateur ne seront à l'abri de survitesses de part et d'autres qui seraient aussi accompagnées de hausses de fréquence susceptibles de faire réagir les relais maximum de fréquence.

Une simple opération de calcul peut confirmer la crédibilité de la concordance entre résultats graphiques des tensions et des puissances.

L'écart de tension entre $t = 0,02$ s et $t = 0,035$ s est à peu près de 0,5 p.u donc 200 kV.

En revenant à la table (4.1) la somme des impédances des lignes 1-2, 2-6 et 6-5 est de 161 Ω .

Le courant qui résulte de ces paramètres est $I_{1-5} = \frac{200}{\sqrt{3} 161} = 0,717$ kA qui est largement supérieur au courant transité en provenance du groupe en régime nominal qui est de 0,64 kA avec un générateur de 400 MW qui fonctionne sous $\cos\varphi = 0,9$.

La puissance apparente résultante de la circulation de cette intensité de courant est $S = \sqrt{3} * 400 * 0,717 = 500$ MVA.

La fig (4.6) montre une variation de la puissance active du générateur coté travée ligne du nœud 1 entre $t = [0,15 ; 0,4]$ s de 490 MW alors que la puissance réactive (Fig (4.8)) connaît un écart de 120 MVAR.

La puissance apparente transitoire échangée dans ce cas serait $(490^2 + 120^2)^{1/2} = 504$ MVA.

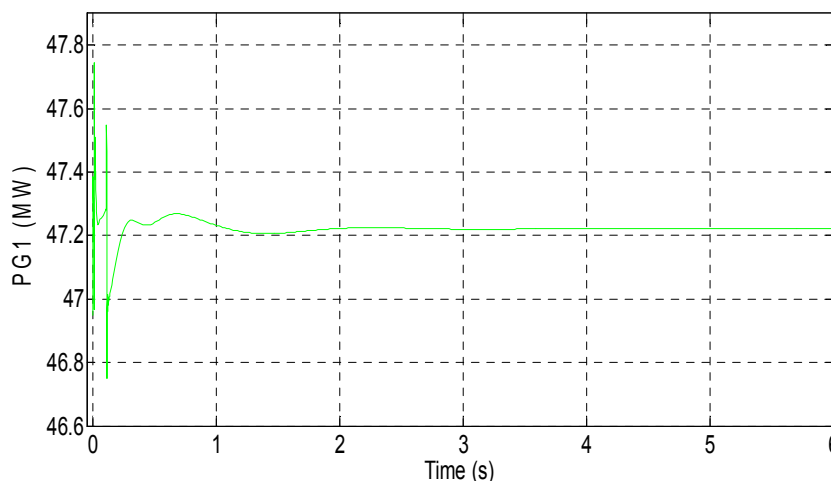


Fig (4.7): Puissance active coté nœud 1, cas du pilotage I-STATCOM.

Chapitre 4 : Etude du comportement du I-STATCOM en régimes perturbés

Le rapprochement entre valeur de la puissance apparente transitée calculée à partir des courbes des tensions nœuds dans un premier temps puis à partir des courbes des puissances actives et réactives coté générateur proche du point de couplage est flagrant.

Dans la Fig (4.7), nous avons choisi de montrer la puissance coté nœud 1, qui est le nœud où le couplage a lieu et qui se fait sans perturbation appréciable, hormis l'effet de la manœuvre sur les réactances transitoires des générateurs entre lesquelles, la ligne longue est intercalée.

Comme nous avons procédé précédemment, le calcul de la puissance apparente échangée suite au couplage des deux réseaux peut confirmer la concordance entre résultats graphiques des tensions et des puissances.

L'écart de tension (Fig (4.5)) entre les deux extrémités de la lignes suite au couplage est à peu près de 0,009 p.u donc 3,6 kV.

Le courant qui résulte de ces paramètres est $I_{1-5} = \frac{3,6}{\sqrt{3} \cdot 161} = 0,0129$ kA qui est largement inférieur au courant transité dans le cas du contrôle STATCOM au point de raccordement.

La puissance apparente résultante de la circulation de cette intensité de courant est $S = \sqrt{3} * 400 * 0,0129 = 9$ MVA.

La fig (4.7) montre une variation de la puissance active du générateur coté travée ligne du nœud 1 de 1 MW alors que la puissance réactive (Fig (4.9)) connaît un écart de près de 9 MVAR. La puissance apparente transitoire échangée dans ce cas serait de $S = (1^2 + 9^2)^{1/2} = 9,05$ MVA.

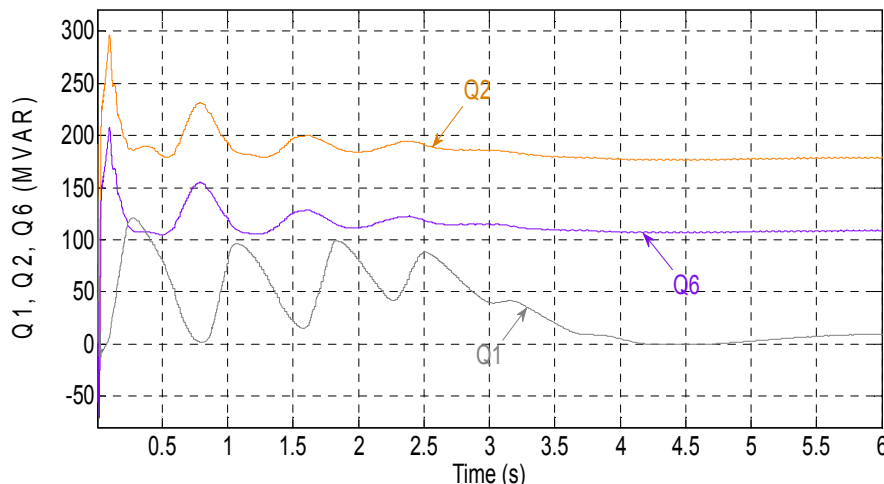


Fig (4.8): Puissance réactive du coté des nœuds 1, 2, 6 cas de réglage non combiné.

La figure (4.8) montre très bien l'effet du couplage trop brusque, en effet, de grands flux de puissance réactive sont mis en jeu par le STATCOM et le groupe turboalternateur du nœud 1

et ceux essentiellement pour compenser suite l'écart de la tension entre les deux régions aux extrémités de la ligne de transport comme montré dans les Fig (4.3) et (4.4). on remarque le même aspect oscillatoire observé dans les courbes de la puissance active, ici il s'agit d'un appel de puissance réactive unidirectionnel mais conditionné par les réactions simultanées des deux groupes de production et du STATCOM intercalé entre eux. On remarque très bien qu'un régime stable est atteint au bout de quelques secondes pour une puissance réactive minimale du côté générateur noeud1. L'appel toujours persistant du nœud 5 est pris en charge par le STATCOM avec un écart qui est du au fonctionnement de la ligne de transport à un régime proche du régime à vide.

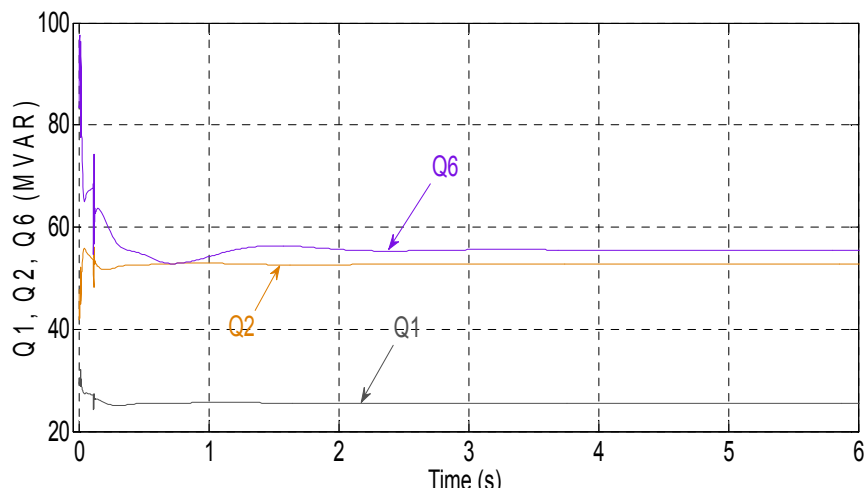


Fig (4.9) : Puissance réactive du coté des nœuds 1, 2, 6 cas du pilotage I-STATCOM.

La Fig (4.9) montre encore une fois l'intérêt du pilotage I-STATCOM, la stabilité des tensions des nœuds qui est la conséquence directe de la stabilité de la balance du réactif, on voit très bien l'allure stable des puissances réactives des nœuds influents. De petites variations inévitables observées au moment du couplage, ceci est du au fonctionnement de la ligne à vide. La puissance réactive mise en jeu par le groupe de production du nœud 1 est très vite amortie pour atteindre un seuil minimal de 26 MVAR, ajouté à cela la puissance réactive injectée au nœud 2 par le I-STATCOM pour assurer la stabilité de la tension de l'autre région de la ligne de transport.

Le dernier indicateur étudié dans notre approche et qui met en évidence l'état de stabilité du système étudié, on retrouve l'angle de transport de la ligne 1-6 dont on affiche la comparaison entre les deux régimes de fonctionnement aux Fig (4.10) et (4.11).

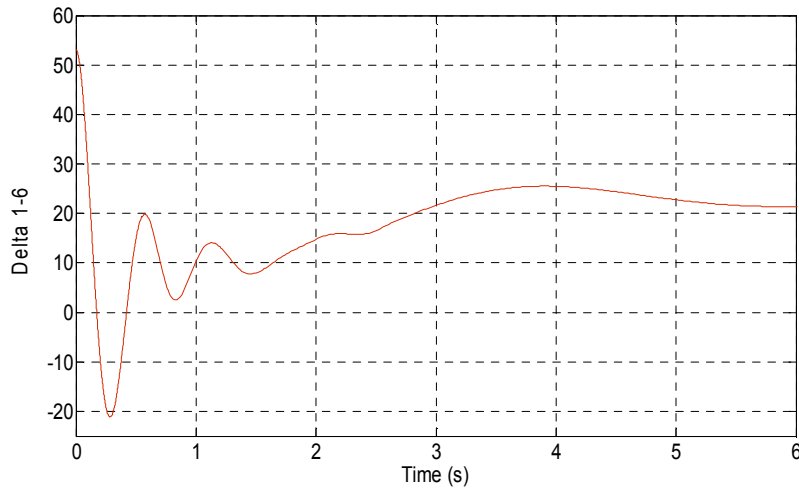


Fig (4.10): Angle de transport de la ligne 1-6, cas de réglage non combine.

Dans la Fig (4.10), on observe très bien l'aspect oscillatoire de la puissance active échangée entre les deux régions extrêmes à la ligne de transport. Rappelons-nous de la Fig (4.6) où nous avons eu un retour de puissance vers le nœud 1 suivi d'un train oscillatoire qui dure un peu plus de 3s. Un angle de transport qui varie brutalement pour atteindre un creux négatif ($\sin(\delta_{1-6}) < 0$) qui est signe de changement du sens de transit en sachant que

$$P_{1-6} = \frac{V_1 \cdot V_6}{X_{1-6}} \sin(\delta_{1-6}).$$

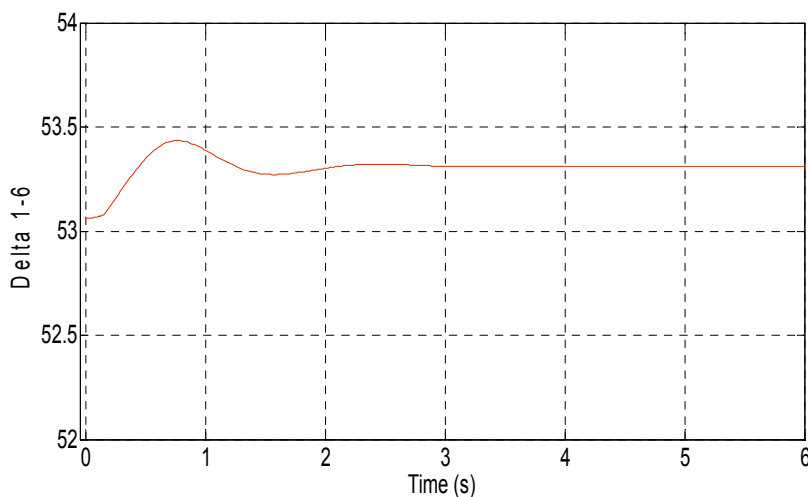


Fig (4.11): Angle de transport de la ligne 1-6, cas du pilotage I-STATCOM.

Le régime plus ou moins permanent atteint, nous avons un angle qui avoisine les 20° qui réduit considérablement la puissance active transmissible par la ligne dans ce genre de régimes.

Chapitre 4 : Etude du comportement du I-STATCOM en régimes perturbés

La Fig (4.11) est une confirmation de ce qui a précédé, avec une stabilité des tensions de nœuds et de la puissance échangée entre les régions, l'angle δ prend un aspect presque constant avec une atteinte d'une valeur optimale dans un délai très court, ce qui optimise la puissance active transmissible par le système dans ce régime.

Conclusion:

Dans ce chapitre, nous avons pu ressortir des résultats très intéressants à savoir :

- Le maintien d'une continuité de service d'un système électroénergétique après une perturbation sévère qui affecte directement la répartition optimale des puissances. En effet, le déclenchement d'une ligne de fort transit peut amener même à un effondrement total d'un système électrique par le déclenchement en cascade de lignes surchargées, ce qui se répercute sur les centrales de production par des déclenchements ou des fonctionnements en ilotage, ce qui est qualifié de réserves chaudes non évacuables.
- L'effondrement partiel ou total d'un système électrique est un événement à éviter à tout prix, l'opération de reconstitution d'un réseau interconnecté est très complexe avec les contraintes imposées par le système à tout moment de couplage de deux fragments de réseau, la difficulté majeure est la réussite de bons couplages rapidement ce qui ne peut se réaliser avec les synch-check.
- Certains résultats de simulation (fig.4.6) qui sont en concordance avec des relevés réels d'oscilloperturbographes (fig.1.10) et ceux en régimes perturbés avant l'adoption des solutions proposées dans ce travail. On confirme très bien la fiabilité des résultats de calcul et de simulation qui sont sur la base de données réelles tirées de la région EST du SPTE Algérien.
- Le contrôle combiné entre STATCOM et régulateurs des générateurs proches avec perturbations vues au point de raccordement du compensateur s'avère incertain, les comportements oscillatoires de tous les paramètres du système le rendent instable .
- Le pilotage du système électrique étudié par un compensateur intelligent qui réduit considérablement les variations brusques de la tension, puissances actives et réactives, ces paramètres du côté générateur peuvent être de conséquences lourdes sur l'état des lignes d'arbres turbo alternateurs, les écarts brusques des grandeurs électriques peuvent avoir des effets néfastes sur l'isolement des différents

Chapitre 4 : Etude du comportement du I-STATCOM en régimes perturbés

équipements (jeux de barres, câbles, lignes, transformateurs et appareils de protection et de sectionnement, armoires de contrôle commande...).

- Le pilotage suscité qui réduit considérablement les puissances mises en jeu pendant les régimes d'avaries, d'après avaries, transitoires. Ce qui met en valeur l'action sur les consignes des générateurs avant l'entrée en jeu des autres actionneurs. On voit très bien le caractère amorti des variations de tension ainsi que les puissances mises en jeu par conséquence.

*Conclusion
générale et
perspectives*

Conclusion générale et perspectives

- La problématique de réglage de la tension ainsi que le maintien d'un plan de tension dans un système électrique reste entièrement posée avec un fonctionnement en permanence affectant la stabilité dynamique et transitoire d'un système électroénergétique.
- Le contrôle des différents paramètres de fonctionnement influents exige des qualités de performance quant aux caractéristiques des moyens de contrôle tels que, ici considérés, compensateurs ; contrôleurs et régulateurs des stations, puisque les performances recherchées pour les régimes de fonctionnement des réseaux électriques sont tributaires de surveillance et de régulation orientées de plus en plus vers des réponses en temps réel.
- La nécessité de résolution de ces deux contraintes, est d'autant plus justifiable que l'on traite des systèmes interconnectés complexes où les variations des puissances appelés sont imprévisibles; puisque ; dans ce cas, on tient compte, encore, des effets impliqués par les variations transitoires, semi permanentes ou permanentes ; mettant en jeu des quantités énormes de puissance réactive ; impliquant une sensibilité considérable de la variation de la tension et posant, par conséquent, un problème sérieux de contrôle.
- Devant la courbe ascendante de la demande en énergie électrique dans notre pays, l'augmentation des puissances installées des parcs de production et de transport d'électricité s'avèrent des solutions momentanées. La mise en œuvre d'une politique lucide de gestion de flux énormes d'énergie s'impose et ceux par la valorisation des artifices de compensation de la puissance réactive qui soient en mesure de relever ce défi.
- L'incident d'exploitation cité dans la section 1.6.1. justifie l'emploi de disjoncteurs dits « aiguilleurs » au lieu des sectionneurs d'aiguillage retrouvés habituellement dans les travées. Cette solution, et malgré des surcoûts enregistrés, prévient des dégâts qui peuvent résulter de défaillances des disjoncteurs de lignes ou les positions intermédiaires de ces derniers. Nous avons vu aussi l'intérêt de cette nouvelle orientation dans le dernier chapitre et ceux en vue d'orienter des flux d'énergie évitant ainsi un éventuel effondrement d'un SPTE suite à une avarie quelconque.

Conclusion générale et perspectives

- Les incidents cités dans les sections 1.6.2 et 1.6.3. mettent en évidence les caractères sévères que peuvent avoir les variations des grandeurs caractéristiques d'un « power flow ». Des phénomènes oscillatoires, des surintensités, surtensions, creux de tension, des variations mettant en danger l'état de fiabilité des lignes d'arbres turbo alternateurs, transformateurs, lignes et câbles. Une triple action du dispositif intelligent proposé à savoir :
 - ✓ L'imposition des consignes des régulateurs des turbo alternateurs afin d'éviter les grand appels de puissances ainsi que les comportements oscillatoires dus aux réponses à des perturbations enregistrées au niveau des points de raccordements des générateurs et des compensateurs.
 - ✓ L'assistance des synchro check conventionnel et en faire des synchro coupleurs.
 - ✓ Le maintien en permanence de réserves chaudes dans tous les points de génération assurant ainsi une répartition optimale des puissances mises en jeu.
- On espère dans le futur aborder le problème de gestion du réseau national par un contrôle combiné entre plusieurs compensateurs intelligents qui rendraient plus flexible la gestion de grands flux d'énergie ce qui soulagerait énormément les opérateurs du système électrique.
- Nous espérons voir dans l'avenir le SPTE Algérien piloté par un système qui chapote plusieurs contrôleurs I-FACTS répartis sur les zones su système électrique.
- Le SPTE National piloté par une variante I-FACTS aura à soulagé le facteur humain, les acteurs qui veillent en temps réel sur le tableau synoptique du réseau interconnecté connaîtront moins de situations stressantes. Les avaries de grandes envergures seront gérées d'une manière efficace en assurant à chaque instant la répartition la plus optimale du « power flow » en mettant la main sur les consignes des variateurs de charges et des AVR ainsi que la topologie du système complexe.
- Les solutions proposées dans ce travail sont dans un stade théorique, le passage à l'expérimentation sur un système électrique réel serait très intéressante et promet des résultats.

Conclusion générale et perspectives

- La situation du système de production et de transport d'électricité Algérien est en permanente évolution :
 - La puissance appelée dont la croissance qui dépasse les prévisions.
 - La montée en puissance des charges non linéaires.
 - Les dispositifs de protection multiples, complexes, sensibles et rapides....
- La contrainte d'exploitation la plus sévère est le maintien d'une continuité de service dans les régimes normaux, sévères et perturbés.
- D'après les incidents évoqués dans le chapitre 1, les améliorations proposées plus loin, une synthèse des visions futures s'imposent.

- **Solution disjoncteurs d'aiguillage :**

Si on revient à l'incident évoqué dans la section 1.6.1, on peut constater de plus près les dégâts qui ont eu lieu et qui pouvait avoir lieu. L'étendue des dégâts dus à l'explosion d'un pôle de disjoncteur 400 kV aux équipements voisins dont le coût de remplacements est estimé à des milliers de millions de DA. Ajouté à cela, la perte humaine qui pouvait avoir lieu s'il y avait présence d'un agent sur les lieux du sinistre. En effet, des fragments de porcelaine issus de l'explosion d'un pôle de disjoncteur 400 kV isolé à l' SF_6 pouvaient avoir des effets prévisibles sur un être humain qui est nettement moins dur que l'enveloppe métallique de l'armoire de commande.

La section 4.1 confirme l'orientation de ce choix compte tenu de la multitude de contraintes dont la plus sévère est la capacité de transport des lignes qui est encore pincée par les dispositifs de protection.

On espère la diminution des coûts des disjoncteurs HTB par rapport aux sectionneurs HTB afin de pouvoir entendre parler de travées à trois disjoncteurs : un de ligne et deux d'aiguillage. Cette variante nous offrira l'opportunité :

- De détourner instantanément de grands flux d'énergie d'une façon similaire aux phénomènes de commutations entre jeux de barres HTA et ceux suite à des incidents majeurs : déclenchements de lignes de grands transits et pourquoi pas dans les cas de perte de gros producteurs. Cette faculté serait d'autant plus intéressante qu'elle pourrait nous éviter dans le futur d'avoir recours au délestage automatique qui n'a jamais fonctionné à 100%.
- Eviter des dégâts matériels et humains susceptibles d'avoir lieu suite au maintien de disjoncteurs en positions intermédiaires.

Conclusion générale et perspectives

- Solution I-FACTS :

En prenant comme références les incidents cités dans les sections 1.6.2 et 1.6.3 et après avoir vécu l'incident du 11/03/2016 cité dans la section 4.2, il serait plus judicieux d'évaluer la sévérité des grandeurs influentes (retour de puissance, courants alternateur).

Il est à mettre en évidence la brutalité des retours de puissance allant à 2,5 fois de la puissance nominale d'un l'alternateur avec des puissances réactionnelles des lignes turboalternateurs allant jusqu'à 5 fois la puissance de ces dernières, ces fonctionnements sont inacceptables compte tenu des dégâts déjà connus.

Les surintensités atteignant même les valeurs des courants de courts-circuits triphasés mettent en péril les modalités du couplage des générateurs au SPTE.

Les travaux de relevage des lignes 60 kV ont eu lieu le 02 et 03/09/2016. Il y a eu quatre tentatives de couplage qui ont tourné à l'échec, et ceux dès 18h45, la cinquième était réussie le 03/09/2016 à 19h42 avec un couplage parfait. [92]

Bien que le problème de la brutalité des couplages soit résolu mais le temps écoulé pour pouvoir coupler deux réseaux en toute sécurité a frôlé l'heure. A ce rythme, la reconstitution du SPTE suite à un black-out durera plusieurs jours !

Le remplacement des synchro-check des postes source par des synchro-coupleurs aurait un coût immense. C'est pour cela que la solution I-STATCOM s'impose :

- Ajustement meilleur des paramètres des extrémités à coupler (tensions, fréquences, déphasages).
- Couplages délicats voire interdits qui seront évités.
- Contrôles des consignes des groupes de production les plus proches afin d'éviter toute forme brutale de régime transitoire.
- Gain de temps appréciable.

Le problème de fonctionnement des systèmes électriques en régimes perturbés restera éternellement posé. La stabilité transitoire des générateurs reste un facteur incontournable qui contribuerait fortement à éviter de moyennes à de longues indisponibilités. Ces dernières susceptibles de réduire les réserves chaudes et froides surtout dans les pointes.

On espère voir valorisés les artifices statiques de compensation de la puissance réactive voire la concrétisation des systèmes FACTS intelligents.

Références

Références

- [1] : HINGORANI, N.G and GYUGYI, L, *Understanding FACTS-Concepts and Technology of Flexible AC Transmission Systems*, 1st ed. Piscataway, N.J: IEEE Press, 2000.
- [2]: I. Papic, Mathematical analysis of FACTS devices based on a voltage source converter Part 1: mathematical models, *Electric Power Systems Research* 56 (2000) 139–148.
- [3]: B. Blažic, I. Papic, A new mathematical model and control of D-StatCom for operation under unbalanced conditions, *Electric Power Systems Research* 72 (2004) 279–287.
- [4] : Feng Liu, Shengwei Mei, Qiang Lu, Yixin Ni, Felix F. Wu, Akihiko Yokoyama: The nonlinear internal control of STATCOM: theory and application, *Electrical Power and Energy Systems* 25 (2003) 421–430.
- [5]: H.F. Wang : Interactions and multivariable design of STATCOM AC and DC voltage control, *Electrical Power and Energy Systems* 25 (2003) 387–394.
- [6]: A.H.M.A. Rahim , M.F. Kandlawala: Robust STATCOM voltage controller design using loop-shaping technique; *Electric Power Systems Research* 68 (2004) 61_ 74.
- [7]: Marcelo G.Molina, Pedro E.Mercado, EdsonH.Watanabe: Analysis of integrated STATCOM-SMES based on three-phase three-level multi-pulse voltage source inverter for high power utility applications; *Journal of the Franklin Institute* 348 (2011) 2350–2377.
- [8]: Claudio A. Canizares, Massimo Pozzi, Sandro Corsi, Edvina Uzunovic : STATCOM modeling for voltage and angle stability studies ; *Electrical Power and Energy Systems* 25 (2003) 431–441.
- [9]: M.H. Haque : Damping improvement by FACTS devices: A comparison between STATCOM and SSSC ; *Electric Power Systems Research* 76 (2006) 865–872.
- [10]: X.-P. Zhang, E. Handschin, M. Yao: Multi-control functional static synchronous compensator (STATCOM) in power system steady-state operations ; *Electric Power Systems Research* 72 (2004) 269–278.
- [11]: Amir H. Norouzi and A. M. Sharaf, Senior Member, IEEE: Two Control Schemes to Enhance the Dynamic Performance of the STATCOM and SSSC ; *IEEE TRANSACTIONS ON POWER DELIVERY*, 435-442, VOL. 20, NO. 1, JANUARY 2005.
- [12]: M.S. El-Moursi, A.M. Sharaf : Novel reactive power controllers for the STATCOM and SSSC ; *Electric Power Systems Research* 76 (2006) 228–241.
- [13]: M.A. Mahmud, H.R. Pota, M.J. Hossain : Nonlinear DSTATCOM controller design for distribution network with distributed generation to enhance voltage stability ; *Electrical Power and Energy Systems* 53 (2013) 974–979.
- [14]: Bingsen Wang, Jimmie J. Cathey : DSP-controlled, space-vector PWM, current source converter for STATCOM application ; *Electric Power Systems Research* 67 (2003) 123_ 131.

Références

- [15]: C.Bharatiraja, Dr.S.Jeevananthan, R.Latha, Dr.S.S.Dash : A Space Vector Pulse Width Modulation Approach for DC Link Voltage Balancing in Diode Clamped Multilevel Inverter ; AASRI Procedia 3 (2012) 133-140.
- [16]: Amin Khodabakhshian, Mohammad Javad Morshed, Moein Parastegari : Coordinated design of STATCOM and excitation system controllers for multi-machine power systems using zero dynamics method ; Electrical Power and Energy Systems 49 (2013) 269–279.
- [17]: M. R. Esmaili, R. A. Hooshmand, M. Parastegari, P. Ghaebi Panah, S. Azizkhani : New Coordinated Design of SVC and PSS for Multi-machine Power System Using BF-PSO Algorithm ; Procedia Technology 11 (2013) 65 – 74.
- [18]: M. Tripathy, S. Mishra : Coordinated tuning of PSS and TCSC to improve Hopf Bifurcation margin in multimachine power system by a modified Bacteria Foraging Algorithm ; Electrical Power and Energy Systems 66 (2015) 97–109.
- [19] : Lihong Gu, Jie Wang : Nonlinear coordinated control design of excitation and STATCOM of power systems ; Electric Power Systems Research 77 (2007) 788–796.
- [20]: N.C. Sahoo, B.K. Panigrahi, P.K. Dash, G. Panda : Multivariable nonlinear control of STATCOM for synchronous generator stabilization ; Electrical Power and Energy Systems 26 (2004) 37–48.
- [21]: Amir Ghorbani , Babak Mozaffari , A.M. Ranjbar : Application of subsynchronous damping controller (SSDC) to STATCOM ; Electrical Power and Energy Systems 43 (2012) 418–426.
- [22] : M.A. Furini, A.L.S. Pereira, P.B. Araujo : Pole placement by coordinated tuning of Power System Stabilizers and FACTS-POD stabilizers ; Electrical Power and Energy Systems 33 (2011) 615–622.
- [23] : Sidhartha Panda, Narayana Prasad Padhy : Optimal location and controller design of STATCOM for power system stability improvement using PSO ; Journal of the Franklin Institute 345 (2008) 166–181.
- [24]: Ghadir Radman, Reshma S. Raje : Dynamic model for power systems with multiple FACTS controllers ; Electric Power Systems Research 78 (2008) 361–371.
- [25]: Belkacem Mahdad, K. Srairi : Application of a combined superconducting fault current limiter and STATCOM to enhancement of power system transient stability ; Physica C 495 (2013) 160–168.
- [26] : Rapport d’incident du 03/02/2003 de l’opérateur du système de production et de transport d’électricité algérien.
- [27] : N°11 3T 2011 ; Publication Trimestrielle éditée par la Société Opérateur du Système Electrique ; société du groupe SONELGAZ – ALGERIE : EL-MONSIF ; Bulletin N°11 du 3^{ème} trimestre de l’année 2011.

Références

- [28] : Direction générale de la stratégie et de la perspective – GSociété Algérienne de gestion du Réseau de Transport d'Electricité – filiale du groupe SONELGAZ – ALGERIE : Plan de développement du réseau de transport d'électricité 2011-2021, document pour le CE du 15 juin 2011.
- [29] : Direction des relations avec les médias de la Société Algérienne de l'électricité et du Gaz SONELGAZ : Newsletter presse N°22, synthèse des plans de développement des sociétés du groupe SONELGAZ 2013-2023, édition électronique juin 2013.
- [30] : Direction générale de la stratégie et de la perspective – Société Algérienne de gestion du Réseau de Transport d'Electricité – filiale du groupe SONELGAZ – ALGERIE : Plan de développement du réseau de transport d'électricité 2013-2023, document pour le CE du 05 mai 2013.
- [31] : Nacer CHEKAL, Mohamed KHEROUF : Rapport d'analyse de l'incident du 05/05/2014 à 19h34' survenu au poste 400/220 kV de FKIRINA « Région de transport d'électricité d'ANNABA ».
- [32] : Division exploitation de l'unité de production d'électricité ANNABA-Port : Rapport d'incident du 05/12/2014 à 10h29'59'' pendant l'essai black-start annuel, rapport du 07/12/2014.
- [33] : Division exploitation de l'unité de production d'électricité ANNABA-Port : Rapport d'incident du 16/01/2015 à 10h44'45'' pendant l'essai black-start annuel, rapport du 18/01/2015.
- [34] : A.Amiar : prises photos le 09/02/2014 du rotor et stator de l'alternateur du groupe turbine à vapeur 4 de la centrale thermique Annaba-port, groupe qui a été retiré de l'exploitation en février 2008 après destruction du bobinage rotorique de l'alternateur par surexcitation, gracieuseté des responsables hiérarchiques.
- [35] C- Angeles – CAMACHO (Univ of GLASGOW) – CR – FUERTE – ESQUIVEL (Univ of MICHOACAN) -- A three phase UPFC model for power control in unbalanced transmission network 01 – 2000.
- [36] Escander GHOLLIPOUR -- Apport de l'UPFC à l'amélioration de la stabilité transitoire des réseaux électriques - Thèse de Doctorat de l'Univ Henri POINCARÉ – NANCY 13 – 10 – 2003.
- [37] : Opérateur du système électrique Algérien : Schéma prévisionnel du système de production-transport d'électricité national à l'horizon 2014, mise à jour janvier 2014.
- [38] Sevngwon AN – Thomas X GERDA -- UPFC ided transformer model – Schod of electrical and computer Engineering Oklahoma state university 11 – 1998.
- [39] Théodore WILDI - Electrotechnique – troisième édition Edition 2000.
- [40] Mircea EREMIA – Jaques TRECAT – Alain GERMOND -- Réseaux électriques : Aspects actuels Edit 2000 .

Références

- [41] : IEEE STD 421.5TM-2005 revision of IEEE STD 421.5-1992 : IEEE recommended practice for excitation systems models for power system stability studies; 21 April 2006.
- [42]: Hal Sanderson: Schéma N° 229A7976_fr Excitation constantes du modèle système de la centrale cycle combiné 3x400 MW SKD, GE Power Generation, GENERAL ELECTRIC COMPANY 09/12/2008.
- [43] : Xia Jiang : Operating modes and their Regulations of voltage source converters based FACTS controllers, Doctorate thesis of Troy New York polytechnic institute, March 2007.
- [44] : César Angeles-Camacho : Phase domain modeling and simulation of large-scale power system with VSC-based FACTS equipment ; A thesis submitted to the department of electronics and electrical engineering of the university of Glasgow for degree of doctor of philosophy, March 2005.
- [45] : Kalyan K.Sen and Mey Ling Sen : Introduction to FACTS controllers : Theory, Modeling and Applications, IEEE press series on power engineering, A John Wiley & Sons, INC Publication. United States of America-2009.
- [46] : Mansour Benyamina, B. Mazari , A. Tahri : Contrôle par Retour d'Etat d'un compensateur statique d'Energie Réactive Avancé, 4th International Conference on Computer Integrated Manufacturing CIP'2007 03-04 November 2007
- [47] : BIN Wu : High-power converters and ac drives, IEEE Press, A John Wiley & Sons, Inc., Publication, Toronto, Canada, December 2005.
- [48] : Amirnaser Yazdani, Resa Iravani : Voltage-Sourced Converters in Power Systems – Modeling, Control and Applications, Copyright 2010 by John Wiley & Sons, Inc.
- [49] : Mohamed E. El-Hawary : Electrical Power Systems - Design and Analysis, Revised printing Copyright 1995 by the Institute of Electrical and Electronics Engineers, Inc - New York.
- [50] : Marx Didier : Contribution à l'étude de la stabilité des systèmes électrotechniques, Thèse de doctorat de l'Institut National Polytechnique de Lorraine, soutenue en public le 12/11/2009.
- [51] : Jean-Sébastien MARIÉTHOZ : étude formelle pour la synthèse de convertisseurs multiniveaux asymétriques - topologies, modulation et commande, thèse de doctorat des sciences techniques, Lausanne, EPFL 2005
- [52] : J. C. Das : Transients in Electrical Systems - Analysis, Recognition, and Mitigation, Copyright 2010 by The McGraw-Hill Companies – USA.
- [53] : Jarnes A. Mornoh, Mohamed E. El-Hawary : Electric Systems, Dynamics, and Stability with Artificial - Intelligence Applications, Copyright 2000 by Marcel Dekker - USA.
- [54] : J. Arrillaga, Y.H. Liu, N.R. Watson : Flexible Power Transmission - The HVDC Options, Copyright 2007 John Wiley & Sons Ltd, England.

Références

- [55] : Enrique Acha, Claudio R. Fuerte-Esquivel, Hugo Ambriz-Pérez, Ce'sar Angeles-Camacho : FACTS - Modelling and Simulation in Power Networks, Copyright 2004 John Wiley & Sons Ltd, England.
- [56] : Vijay K. Sood : HVDC and FACTS Controllers - Applications of Static Converters in Power Systems, Print 2004 Kluwer Academic Publishers – Boston – USA.
- [57] : Xiao-Ping Zhang, Christian Rehtanz, Bikash Pal : Flexible AC Transmission Systems-Modelling and Control, Springer-Verlag Berlin Heidelberg 2006, Germany.
- [58] : Jack Casazza, Frank Delea : Understanding Electric Power Systems - An Overview of the Technology and the Marketplace, Copyright 2003 by The Institute of Electrical and Electronics Engineers. Published by John Wiley & Sons, Inc., Hoboken, New Jersey – USA.
- [59] : Venkataramana Ajjarapu : Computational Techniques for Voltage Stability Assessment and Control, 2006 Springer Science + Business Media, LLC, New York, USA.
- [60] : Roger C. Dugan, Mark F. McGranaghan, Surya Santoso, H. Wayne Beaty : Electrical Power Systems Quality, Second Edition, Copyright 2004 The McGraw-Hill Companies – USA.
- [61] : Alexander Kusko, Marc T.Thompson : Power Quality in Electrical Systems, Copyright 2007 by The McGraw-Hill Companies, Inc – USA.
- [62] : P. M. Anderson, A. A. Fouad : Power System Control and Stability Second Edition, Copyright 2003 by Institute of Electrical and Electronics Engineers, Inc – USA.
- [63] : Bikash Pal, Balarko Chaudhuri : Robust Control In Power Systems, 2005 Springer Science + Business Media, Inc – USA.
- [64] : Roberto Benato · Antonio Paolucci EHV AC Undergrounding Electrical Power Performance and Planning, Springer-Verlag London Limited 2010.
- [65] : Prof. P. S. R. MURTY : Operation and Control in Power Systems, Copyright 2008, by BS Publications Adithya Art Printers - Hyderabad – INDIA.
- [66] : Jizhong Zhu : Optimization Of Power System Operation, Copyright 2009 by Institute of Electrical and Electronics Engineers. Published by John Wiley & Sons, Inc., Hoboken, New Jersey – USA.
- [67] : J. Schlabbach, D. Blume & T. Stephanblome : Voltage Quality in Electrical Power Systems, Published by The Institution of Engineering and Technology, London, United Kingdom. First edition : 1999 VDE-Verlag. Reprint with new cover : 2000 at The Institution of Electrical Engineers.
- [68] : D^r Federico Milano : Power System Modelling and Scripting, Springer-Verlag London Limited 2010.
- [69] : Giovanni. Miano, Antonio Maffucci : Transmission Lines and Lumped Circuits, Copyright 2001 dy Academic Press – California – USA.

Références

- [70] : C.W.Taylor, J.R. Mechenbier & C.E. Matthews : Transient Excitation Boosting at Grand Coulee Third Power Plant : Power System Application and Field Test, Paper 92 SM 533-0 PWRs, presented at the IEEE PES summer meeting, Seattle, July 12-16, 1992.
- [71] : M.Klein, G.J. Rogers, S. Moortly & P. Kundur : Analytical Investigation of Factors Influencing Power Spystem Stabilizer Performance, IEEE Trans, Vol. EC – 7, pp. 382 – 388, September 1992.
- [72] : Canadian Electrical Association Report : Investigation of Low Frequency Inter-Area Oscillation Problem in Large Interconnected Power Systems, Report of Project 294 T 622, prepared by Ontario Hydro, 1993.
- [73] : Giuseppe Fusco & Mario Russo : Adaptive Voltage Control in Power Systems Modeling, Design and Applications, Springer-Verlag London Limited 2007.
- [74] : Mohd. Hasan Ali, Bin Wu, & Roger A. Dougal : An Overview of SMES Applications in Power and Energy Systems, Copyright 2010 IEEE Authorized licensed use limited to Universidade Do PORTO.
- [75] : Ravi Balam, Kotyada.Kalyani, B.Shankar Prasad : Dynamic Performance of 48-pulse STATCOM, SSSC and UPFC controller, International Journal of Engineering Research and Applications (IJERA) ISSN: 2248-9622, Vol. 2, Issue 1, Jan-Feb 2012, pp.156-163.
- [76] : H. Gharavi and M. M. Ardehali : Imperialist competitive algorithm for optimal design of on-grid hybrid green power system integrated with a static compensator for reactive power management, American Institute of Physics - Journal of Renewable and Sustainable Energy 5, 013115 – 2013.
- [77] : Antonio Griffio and Davide Lauria : Two-Leg Three-Phase Inverter Control for STATCOM and SSSC Applications, IEEE Transactions on Power Delivery, vol. 23, NO. 1, January 2008.
- [78] : Taro Kondo, Jumpei Baba and Akihiko Yokoyama : Voltage Control of Distribution Network with a Large Penetration of Photovoltaic Generation Using FACTS Devices, Electrical Engineering in Japan, Vol. 165, No. 3, 2008, Translated from Denki Gakkai Ronbunshi, Vol. 126-B, No. 3, March 2006, pp. 347.
- [79] : N. AouzellagLahaçani, D.Aouzellag, B.Mendil : Static compensator for maintaining voltage stability of wind farm integration to a distribution network, Elsevier – Renewable Energy 35 (2010) 2476 – 2482.
- [80] : P.K. Modi, S.P. Singh, J.D. Sharma : Voltage stability evaluation of power system with FACTS devices using fuzzy neural network, Copyright 2006 Elsevier Ltd, Engineering Applications of Artificial Intelligence 20 (2007) 481–491.
- [81] : Ricardo Da'valos M., Juan M. Ramirez, Rube'n Tapia O : Three-phase multi-pulse converter StatCom analysis, Copyright 2004 Elsevier Ltd, Electrical Power and Energy Systems 27 (2005) 39–51.

Références

- [82] : Jiabing Hu, Xiaoming Yuan : VSC-based direct torque and reactive power control of doubly fed induction generator, Copyright 2011 Elsevier Ltd, Renewable Energy 40 (2012) 13 - 23.
- [83] : Allie E. Auld, Jack Brouwer□, G. Scott Samuelson : Analysis and visualization method for understanding the voltage effect of distributed energy resources on the electric power system, Advanced Power and Energy Program University of California, Irvine, CA 92697-3550, USA, Copyright 2011 Elsevier Ltd, Electric Power Systems Research 82 (2012) 44– 53.
- [84] : M. Tarafdar Hagh, M.B.B. Sharifian, S. Galvani : Impact of SSSC and STATCOM on power system predictability, Electrical and Computer Engineering Department, University of Tabriz, 51666-16471 Tabriz, Iran, Copyright 2013 Elsevier Ltd. Electrical Power and Energy Systems 56 (2014) 159–167.
- [85] : Bhim Singh, Venkata Srinivas Kadagala : A new configuration of two-level 48-pulse VSCs based STATCOM for voltage regulation, Department of Electrical Engineering, Indian Institute of Technology Delhi, New Delhi 110016, India, Copyright 2011 Elsevier B.V, Electric Power Systems Research 82 (2012) 11– 17.
- [86] : N.C. Sahoo, B.K. Panigrahi, P.K. Dash, G. Panda : Multivariable nonlinear control of STATCOM for synchronous generator stabilization, Copyright 2004 Elsevier Ltd. Electrical Power and Energy Systems 26 (2004) 37–48.
- [87] : Hassan Bevrani, Takashi Hiyama, Yasunori Mitani : Power system dynamic stability and voltage regulation enhancement using an optimal gain vector, 2008 Elsevier Ltd, Control Engineering Practice 16 (2008) 1109–1119.
- [88] : Luc Anthony LOWINSKY : Nouvelle topologie de Compensateur de Puissance Réactive pour les Réseaux Ferrés 25 kV / 50 Hz, Doctorat de l'Institut National Polytechnique de Toulouse, Présentée et soutenue Le 27 mai 2010.
- [89] : Abdelhamid Hamadi : Contribution à l'étude des filtres hybrides de puissance utilisés pour améliorer la qualité de l'énergie dans le réseau électrique de distribution, Thèse de Doctorat de l'école de technologie supérieure de l'université du Québec – Montréal le 17/09/2010.
- [90] : Division exploitation de l'unité de production d'électricité ANNABA-Port : Rapport d'incident du 11/03/2016 à 10h52'02'' pendant l'essai black-start annuel, rapport du 12/03/2016.
- [91] : Division exploitation de l'unité de production d'électricité ANNABA-Port : Rapport d'incident du 30/08/2016 à 16h38'26'' pendant l'essai black-start annuel, rapport du 31/08/2016.
- [92] : Division exploitation de l'unité de production d'électricité ANNABA-Port : Rapport d'essai du 03/08/2016 à 19h42'09'' suite aux travaux de relevage des lignes 60 kV partant du poste ANA-Port, rapport du 04/09/2016.