

الجمهورية الجزائرية الديمقراطية الشعبية  
وزارة التعليم العالي و البحث العلمي

République Algérienne Démocratique et Populaire  
Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique

Université de RELIZANE  
Faculté des Sciences et de la Technologie  
Département d'Electrotechnique et d'Automatique



Projet de Fin de Cycle  
En vue de l'obtention du diplôme de MASTER en :  
Électrotechnique Industrielle  
Intitulé

**Amélioration de la stabilité des réseaux électriques par  
l'utilisation des systèmes FACTS**

**Présenté par :**

Mr :Daoudi Chemseddine

**Devant les membres de jury :**

<b>Président :</b> Mr benmiloude Tarek	Maître de conférences (A)	(U. Relizane)
<b>Encadrant :</b> Mme Reriballah Hafidha	Maître de conférences (B)	(U. Relizane)
<b>Co-Encadrant :</b> Mlle Bezzine Karima	Maître de conférences (B)	(U. Relizane)
<b>Examineur :</b> Mr Rahmouni Walid	Maître de conférences (B)	(U. Relizane)

**Année universitaire : 2024/2025**

# *Remerciements*

*Je remercie mon encadrante, Dr. RERIBALLAH Hafidha, pour son aide, son encouragement, sa patience ainsi que pour ses orientations et ses conseils judicieux.*

*Nos plus vifs remerciements vont à tous les membres du jury qui ont accepté de juger notre travail, ainsi qu'à tous les enseignants du département d'électrotechnique et d'automatique.*

# *Dédicace*

*Je dédie ce modeste travail à mes très chers parents qui m'ont vivement soutenu et encouragé à poursuivre mes rêves.*

*Mon ami dahmane radia et ebaye bahia  
À toute ma famille, grande et petite.*

*À tous ceux qui ont contribué de près ou de loin et ont été d'un grand soutien.*

## Résumé

Les réseaux électriques sont de plus en plus sollicités et exposés à divers problèmes liés à la stabilité et à la qualité de l'énergie. Pour y remédier, l'utilisation des dispositifs FACTS (Flexible AC Transmission Systems) offre des solutions efficaces en matière de compensation d'énergie réactive, de régulation de la tension et d'amélioration du transit de puissance. Ce mémoire s'intéresse particulièrement à l'impact du TCSC (Thyristor Controlled Series Capacitor) et du SVC (Static Var Compensator) sur la stabilité d'un réseau électrique. L'étude a été réalisée sur un réseau test IEEE à 6 bus. Dans un premier temps, l'emplacement optimal du TCSC a été déterminé pour le réseau dans son état initial. Ensuite, une augmentation progressive de la charge de 10 %, 15 % et 20 % a été simulée. Pour chaque niveau de charge, trois scénarios ont été analysés : utilisation du TCSC seul, du SVC seul, puis de la combinaison TCSC + SVC. Enfin, une situation critique a été étudiée en simulant l'ouverture d'une ligne du réseau, avec l'application des mêmes scénarios. Les résultats montrent que l'utilisation combinée du TCSC et du SVC offre les meilleures performances en termes de stabilité de tension, de réduction des pertes et de gestion efficace des flux de puissance..

**Mots clés :** Réseau électrique, IEEE 6 bus, FACTS, TCSC, SVC, stabilité de tension, transit de puissance

## Abstract

Electric power networks are increasingly solicited and exposed to various issues related to stability and power quality. To address these challenges, the use of FACTS (Flexible AC Transmission Systems) devices offers effective solutions for reactive power compensation, voltage regulation, and power flow improvement. This thesis specifically focuses on the impact of the TCSC (Thyristor Controlled Series Capacitor) and the SVC (Static Var Compensator) on the stability of an electric power system. The study was conducted on a 6-bus IEEE test network. Initially, the optimal placement of the TCSC was determined for the network in its original state. Then, a progressive load increase of 10%, 15%, and 20% was simulated. For each load level, three scenarios were analyzed: using the TCSC alone, the SVC alone, and the combination of TCSC + SVC. Finally, a critical situation was studied by simulating the outage of a transmission line, applying the same scenarios. The results show that the combined use of the TCSC and the SVC provides the best performance in terms of voltage stability, loss reduction, and efficient power flow management.

**Keywords :** Power system, IEEE 6-bus, FACTS, TCSC, SVC, voltage stability, power flow.

## ملخص

تعرض الشبكات الكهربائية لضغوط متزايدة وتواجه العديد من المشكلات المتعلقة بالاستقرار وجودة الطاقة. ولمعالجة هذه التحديات، توفر استخدامات أجهزة FACTS أنظمة النقل المرنة للتيار المتردد (حلولاً فعالة لتعويض القدرة غير الفعالة، وتنظيم الجهد، وتحسين تدفق القدرة. يركز هذا البحث بشكل خاص على تأثير كل من TCSC مكثف متسلسل يتحكم في الثايرستور) و SVC (معووض القدرة الساكنة) على استقرار شبكة كهربائية. تم إجراء الدراسة على شبكة اختبار IEEE مكونة من 6 عقد. في البداية، تم تحديد الموقع الأمثل لـ TCSC في حالة الشبكة الأصلية. بعد ذلك، تم محاكاة زيادة تدريجية في الحمل بنسبة 10% و 15% و 20%. ولكل مستوى من الحمل، تم تحليل ثلاثة سيناريوهات: استخدام TCSC فقط، استخدام SVC فقط، ثم استخدام مزيج من TCSC و SVC. وأخيراً، تم دراسة حالة حرجة من خلال محاكاة انقطاع أحد الخطوط في الشبكة، مع تطبيق نفس السيناريوهات. أظهرت النتائج أن الاستخدام المشترك لـ TCSC و SVC يوفر أفضل أداء من حيث استقرار الجهد، وتقليل الخسائر، والإدارة الفعالة لتدفقات الطاقة.

الكلمات المفتاحية: الشبكة الكهربائية، IEEE 6-bus، FACTS، TCSC، SVC، استقرار الجهد، تدفق القدرة.

# SOMMAIRE

## Sommaire

Remerciement.....	I
Dédicace .....	II
Résumé.....	III
Sommaire .....	V
Liste des figures .....	VII
Liste des tableaux .....	IX
 Introduction générale.....	 2
<b>Chapitre I</b>	
<b>Généralités sur les réseaux électriques</b>	
I.1. Introduction.....	5
I.2. Définition du Réseau Electrique .....	5
I.3. niveaux de tension.....	6
I.4. Hiérarchisation du réseau électrique .....	7
a- Production .....	7
b- Transport.....	7
c- Répartition.....	7
d- Distribution .....	7
I.5. Composants physiques du réseau.....	7
I.5.1. Poste de transformation.....	7
I.5.2. Lignes aériennes et câbles souterrains .....	8
a- réseaux HTA aériens.....	9
b- réseaux HTA souterrains .....	9
I.6. stabilité d'un réseau électrique .....	10
I.6.1 étude de la stabilité .....	10
I.6.2. Classification de la stabilité.....	10
6.2.1. stabilité de l'angle du rotor .....	11
I.6.2.2. Stabilité de la fréquence .....	15
I.6.2.3. Stabilité de la tension .....	15
I.7. Problèmes de l'instabilité .....	15
I.7.1. Surtensions .....	15
I.7.2. Perturbations transitoires .....	16
I.7.3. Variations de fréquence.....	17
I.7.4. Puissance réactive .....	17
I.7.5. Perturbations harmoniques .....	18

**I.8. Conclusion .....18**

**Chapitre II  
Systèmes FACTS**

**II.1. Introduction .....20**

**II.2. Définition les dispositifs FACTS .....20**

**II.3. Classification des dispositifs FACTS .....21**

**a- Première génération.....21**

**b- Deuxième génération .....21**

**c- Troisième génération.....21**

**II.4. différents types de compensation .....22**

**II.4.1. FACTS de type parallèle.....22**

**a- Compensateur Statique Synchrone (STATCOM).....23**

**b- Compensateur statique de puissance réactive (SVC) Static Var Compensator (SVC).....24**

**II.4.2. FACTS de type série .....25**

**a- Condensateur série commandé par thyristors.....25**

**b- Réactance Série Contrôlée par Thyristor (TCSR).....26**

**c- Compensateur Série Synchrone Statique (SSSC).....26**

**II.4.3. FACTS de type hybride .....27**

**a- Transformateur déphaseur à base de Thyristors (TCPAR).....27**

**b- Contrôleur de Flux de Puissance d’Interligne (IPFC) .....28**

**c- Variateur de Charge Universel (UPFC – Unified Power Flow Controller).....29**

**II.5. Principe de fonctionnement .....30**

**II.6. Rôle des dispositifs FACTS .....30**

**II.8. Inconvénients des dispositifs FACTS.....31**

**II.9. Comparaison des FACTS .....31**

**II.10. Conclusion.....32**

**Résultat .....33**

**Et simulation.....33**

**III.1. Introduction .....34**

**III.2. Power World.....34**

**III.3. Mode de Power World.....35**

**III.4. Réseaux à 6 nœuds : (avant application du TCSC ).....35**

<b>III.5. Réseau à 6 nœuds : (après application du TCSC) .....</b>	<b>38</b>
<b>III.6. Augmentation de la charge .....</b>	<b>47</b>
<b>III.6.1. Augmentation de la charge (10%).....</b>	<b>47</b>
<b>III.6.2. Augmentation de la charge 15% .....</b>	<b>51</b>
<b>III.6.3. Augmentation de la charge 20% .....</b>	<b>55</b>
<b>III.7. Ouverture de la ligne 3-5.....</b>	<b>59</b>
<b>III.7.1. Application du TCSC .....</b>	<b>59</b>
<b>III.7.2. Application du SVC.....</b>	<b>60</b>
<b>III.7.3. Application du SVC et TCSC .....</b>	<b>60</b>
<b>III.8. Conclusion .....</b>	<b>63</b>
<b>Conclusion générale .....</b>	<b>65</b>
<b>Références bibliographiques.....</b>	<b>67</b>

## Liste des figures

Figure I.1 : Vue globale du réseau électrique.....	6
Figure I.2 : Niveaux de tension normalisés.....	6
Figure I.3 : Schéma général d'un poste source .....	8
Figure I.4 : Réseau HTA aérienne.....	9
Figure I. 5 : Câble HTA souterrain.....	9
Figure.I.6 : Classification des différents types de la stabilité de système de puissance.....	11
Figure I.7 : Variation d'angle de rotor .....	12
Figure I.8 : Relation puissance- angle de rotor .....	13
Figure I.9 : Variation d'angle de rotor .....	14
Figure I.10 : Principales caractéristiques d'une surtension.....	16
Figure I.11 : Les perturbations de la tension électrique .....	16
Figure I.12 : Variation de fréquence .....	17
Figure II.1 : Schéma principe des dispositifs FACTS.....	20
Figure II.2 : Classification des dispositifs FACTS selon la catégorie.....	21
Figure II.3 : Principe de compensation parallèles .....	22
Figure II.4 : Courbe de puissance avec et sans compensation parallèles .....	22
Figure II.5 : Schéma de principe du STATCOM .....	23
Figure II.6 : Schéma de principe d'un SVC .....	23
Figure II.7 : Schéma de principe de TCSC .....	24
Figure II.8 : Structure d'un TCSR .....	25
Figure II.9 : Schéma de principe d'un SSSC .....	26

Figure II.10 : Principe de compensation hybride (série-shunt).....	26
Figure II.11 : Schéma de principe d'un TCPAR.....	27
Figure II.12 : Schéma de principe d'un IPFC .....	28
Figure II.13 : Schéma de principe d'un variateur de charge universel.....	29
Figure III.1 : Simulateur POWER WORLD Analyse de Réseau.....	33
Figure III.2 : réseau électrique à 6 buses.....	34
Figure III.3 : Profil de tension au niveau de chaque bus.....	36
Figure III.4 : Taux de transit de puissance des lignes .....	37
Figure III.5 : Réseau électrique à 6 noeuds avec tcsc dans la ligne 1-2.....	38
Figure III.6 : Réseau électrique à 6 buses avec tcsc dans la ligne 1-4 .....	38
Figure III.7 : Réseau électrique à 6 buses avec tcsc dans la ligne 1-5 .....	39
Figure III.8 : Réseau électrique à 6 buses avec tcsc dans la ligne 2-3 .....	39
Figure III.9 : Réseau électrique à 6 buses avec tcsc dans la ligne 2-4 .....	40
Figure III.10 : Réseau électrique à 6 buses avec tcsc dans la ligne 2-5 .....	40
Figure III.11 : Réseau électrique à 6 buses avec tcsc dans la ligne 2-6 .....	41
Figure III.12 : Réseau électrique à 6 buses avec tcsc dans la ligne 3-5 .....	41
Figure III.13 : Réseau électrique à 6 buses avec tcsc dans la ligne 3-6 .....	42
Figure III.14 : Réseau électrique à 6 buses avec tcsc dans la ligne 4-5 .....	42
Figure III.15 : Réseau électrique à 6 buses avec tcsc dans la ligne 5-6 .....	43
Figure III.16 : profil de tension après l'emplacement optimal du TCSC sur la ligne 3-5.....	44
Figure III.17 : Comparaison entre le cas initial (sans TCSC) et le cas avec TCSC placé sur la ligne 3-5 (cas optimal) .....	45
Figure III.18 : Comparaison des pertes réactives avant et après l'installation du TCSC sur la ligne 3-5 (cas optimal).....	45
Figure III.19 : Réseau électrique à 6 noeuds après augmentation de la charge (10%)... ..	46
Figure III.20 : Réseau électrique à 6 noeuds après augmentation de la charge (10%) avec TCSC.....	46
Figure III.21 : Transit de puissance à travers les ligne après augmentation de la charge (10%) avec SVC.....	47
Figure III.22 : Transit de puissance à travers les ligne après augmentation de la charge (10%) avec TCSC et SVC.....	47
Figure III.23 : Comparaison des taux de transit de puissance avant et après l'application du TCSC, du SVC et de leur combinaison, suite à une augmentation de 10% de la charge .....	48
Figure III.24 : Comparaison des pertes actives et réactives avant et après l'application combinée du TCSC + SVC, suite à une augmentation de 10 % de la charge .....	49
Figure III.25 : Réseau électrique à 6 noeuds après augmentation de la charge (15%)... ..	50
Figure III.26 : Réseau électrique à 6 noeuds après augmentation de la charge (15%) avec TCSC.....	50
Figure III.27 : Réseau électrique à 6 noeuds après augmentation de la charge (15%) avec SVC.....	51
Figure III.28 : Transit de puissance à travers les ligne après augmentation de la charge (15%) avec TCSC et SVC.....	51
Figure III.29 : Comparaison des taux de transit de puissance avant et après l'application du TCSC, du SVC et de leur combinaison, suite à une augmentation de 15% de la charge .....	52
Figure III.30 : Comparaison des pertes actives et réactives avant et après l'application	

combinée du TCSC + SVC, suite à une augmentation de 15% de la charge .....	53
Figure III.31 : Réseau électrique à 6 nœuds après augmentation de la charge (20%)... ..	54
Figure III.32 : Réseau électrique à 6 nœuds après augmentation de la charge (20%) avec TCSC.....	54
Figure III.33 : Réseau électrique à 6 nœuds après augmentation de la charge (20%)avec SVC.....	55
Figure III.34 : Transit de puissance à travers les ligne après augmentation de la charge (20%) avec TCSC et SVC.....	55
Figure III.35 : Comparaison des taux de transit de puissance avant et après l'application du TCSC et SVC et de leur combinaison, suite à une augmentation de 20% de la charge .....	56
Figure III.36 : Comparaison des pertes actives et réactives avant et après l'application combinée du TCSC + SVC, suite à une augmentation de 20 % de la charge .....	57
Figure III.37 : Réseau électrique à 6 nœuds après une ouverture de la ligne (3-5).....	58
Figure III.38 : Réseau électrique à 6 nœuds après ouverture de la ligne (3-5) avec TCSC ....	58
Figure III.39 : Réseau électrique à 6 nœuds après ouverture de la ligne (3-5) avec SVC .....	59
Figure III.40 : Réseau électrique à 6 nœuds après ouverture de la ligne (3-5) avec SVC et TCSC.....	59
Figure III.41 : Comparaison des taux de transit de puissance avant et après l'application du TCSC et SVC et de leur combinaison, suite à une ouverture de la ligne (3-5).....	60
Figure III.42 : Comparaison des pertes actives et réactives avant et l'application combinée du TCSC + SVC, suite à l'ouverture de la ligne 3-5.....	61

### Liste de tableau

Tableau II.1 : bénéfiques techniques des dispositifs FACTS.....	33
Tableau III.1 : tableau des tensions.....	37
Tableau III.2 : tableau de puissance .....	37
Tableau III.3 : taux de transit de puissance des lignes... ..	38
Tableau III.4 : tableau de tension... ..	45
Tableau III.5 : tableau de transit de puissance des lignes... ..	46
Tableau III.6 : tableau de tension.....	50
Tableau III.7 : tableau de tension... ..	54
Tableau III.8 : tableau de tension... ..	57
Tableau III.9 : tableau de tension.....	61





# **Introduction Générale**

## **Introduction générale**

L'amélioration de la qualité de l'énergie électrique est devenue un enjeu majeur dans nos sociétés modernes, de plus en plus dépendantes de systèmes électriques sensibles. Les perturbations de la qualité de l'onde électrique, telles que les baisses de tension, les surtensions, les harmoniques et les coupures, peuvent provoquer des dysfonctionnements coûteux des équipements, réduire leur durée de vie et affecter la productivité dans divers secteurs, allant de l'industrie à la santé, en passant par les technologies de l'information. Pour faire face à ces défis, une attention particulière est accordée au développement et à la mise en œuvre de solutions et de normes visant à assurer une alimentation électrique stable, fiable et conforme aux attentes des utilisateurs. Cette recherche de qualité inclut des éléments tels que la conception robuste des réseaux, l'utilisation de dispositifs de protection avancés, l'établissement de systèmes de surveillance et de diagnostic en temps réel, ainsi que l'adoption de meilleures pratiques. [1] [2]

Aujourd'hui, grâce aux avancées dans le domaine de l'électronique de puissance, de nouveaux équipements appelés FACTS (Systèmes de Transmission de Courant Alternatif Flexible) émergent [3] [4]. Ces dispositifs contribuent à améliorer la stabilité des réseaux électriques et à augmenter la capacité de transport des lignes. Le développement récent des technologies FACTS offre de nouvelles opportunités pour une gestion plus efficace des réseaux électriques, en permettant une action rapide et constante sur divers paramètres tels que la tension, le déphasage et l'impédance. Par conséquent, le contrôle des flux de puissance sera optimisé et la régulation des tensions sera renforcée, ce qui permettra d'élargir les marges de stabilité et d'approcher les limites thermiques des lignes.

Ces convertisseurs selon leur connexion au réseau sont distingués en compensateurs shunt, série et hybride tels que : SVC, TCSC, UPFC respectivement [5]. Les dispositifs FACTS peuvent être utilisés dans la compensation de l'énergie réactive le contrôle des puissances transitées dans les lignes de transport d'énergie électrique au moyen de dispositifs TCSC.

Le bon fonctionnement d'un système électrique est assuré tant que l'écoulement de puissance et les tensions aux nœuds restent dans des limites acceptables, même en cas de variations de la charge ou de la production. Ainsi, la sécurité du système électrique constitue un élément crucial pour garantir la continuité de son fonctionnement.


Le choix de l'emplacement optimal des dispositifs FACTS revêt une grande importance tant sur le plan technique (efficacité) qu'économique (réduction du nombre de dispositifs, étant donné leur coût élevé).

L'objectif principal de ce mémoire est de déterminer l'emplacement optimal des dispositifs FACTS (TCSC et 1 SVC) afin d'améliorer la stabilité des réseaux électriques. En particulier le contrôle du transit de puissance et la régulation de la tension.

Ce travail est reparti comme suit :

- ❖ **Le premier chapitre** offre une présentation générale sur les réseaux électriques .
- ❖ **Le deuxième chapitre** est consacré aux concepts de base des systèmes FACTS (*Flexible AC Transmission Systems*), qui sont largement utilisés pour la compensation de l'énergie réactive et l'amélioration de la stabilité des réseaux électriques. Dans cette étude, le **TCSC** (Compensateur Série à Thyristors) et le **SVC** (Compensateur Statique Var) ont été choisis en raison de leur efficacité dans le contrôle du transit de puissance et la régulation de la tension
- ❖ **Le troisième chapitre** est consacré à l'application des dispositifs FACTS sur un réseau test IEEE à 6 bus. Dans un premier temps, l'emplacement optimal du TCSC a été déterminé pour le réseau dans son état initial. Ensuite, une augmentation progressive de la charge à 10 %, 15 % et 20 % a été simulée. Pour chaque niveau de charge, trois scénarios ont été analysés : l'utilisation du TCSC seul, du SVC seul, puis de la combinaison TCSC + SVC. Enfin, une situation critique a été étudiée en simulant l'ouverture d'une ligne du réseau, avec l'application des mêmes scénarios.

Enfin, on présentera une conclusion générale et proposera des perspectives d'études futures permettant de compléter ce travail.



# **Chapitre I**

## **Généralités sur les réseaux électriques**

**I.1. Introduction**

Divers moyens sont utilisés pour compenser la puissance réactive. Certains contribuent à la stabilité des systèmes électriques compensés, tandis que d'autres peuvent, au contraire, introduire de nouvelles contraintes au sein du réseau. Le choix de la méthode de compensation doit donc répondre aux exigences fixées dès le départ et permettre d'atteindre les objectifs visés, qu'il s'agisse de la compensation proprement dite, de la régulation ou du maintien de la tension à un niveau proche des conditions idéales de fonctionnement.

Ces dispositifs de compensation diffèrent par leur conception et leurs performances. Avec l'évolution technologique des charges et l'augmentation constante de la consommation énergétique des utilisateurs, la rapidité dans les échanges d'énergie réactive devient une exigence incontournable. Cela justifie le recours à des moyens à hautes performances dynamiques, tels que les systèmes FACTS (Flexible AC Transmission Systems).

Les dispositifs FACTS offrent, en plus, des avantages notables en matière de sécurité et de flexibilité du réseau électrique. La sécurité peut être améliorée par le renforcement de la stabilité dynamique et transitoire, ou encore par l'amortissement des oscillations de résonance synchrone. Quant à la flexibilité, elle est assurée grâce au contrôle de l'écoulement des puissances active et réactive, de la tension, ainsi que du niveau de courant de court-circuit. [6]

Dans ce chapitre, nous analyserons l'architecture d'un réseau électrique en explorant ses différentes structures hiérarchiques et les niveaux de tension associés. Nous aborderons également les diverses classifications de la stabilité du réseau et les problèmes liés à son instabilité.

**I.2. Définition de Réseau Electrique**

Un réseau électrique se caractérise tout d'abord par un ensemble de fonctions et de comportements globaux qu'il est essentiel de définir, de mettre en œuvre et de maîtriser à travers une conception rigoureuse et une exploitation adaptée. Il repose ensuite sur un ensemble d'infrastructures et d'équipements lignes aériennes ou souterraines, postes, câbles, appareillages, transformateurs, parafoudres, etc. qui, une fois assemblés, constituent le réseau physique. La qualité de ces éléments conditionne largement celle du réseau et, par conséquent, la fiabilité de l'alimentation électrique fournie aux usagers. Enfin, le réseau comprend tout un système automatisé de transmission d'informations et de commandes, véritable système nerveux du réseau. Ce système coordonné est essentiel pour assurer la protection des infrastructures, garantir la résilience du réseau face aux défaillances internes et aux agressions extérieures (telles que la foudre ou les conditions climatiques extrêmes), et permettre à l'exploitant de contrôler efficacement un outil technique étendu, qui, dans le cas des réseaux publics, s'étale sur des milliers, voire des centaines de milliers de kilomètres carrés [7][8]

La figure I.1 représente une vue globale du réseau électrique :

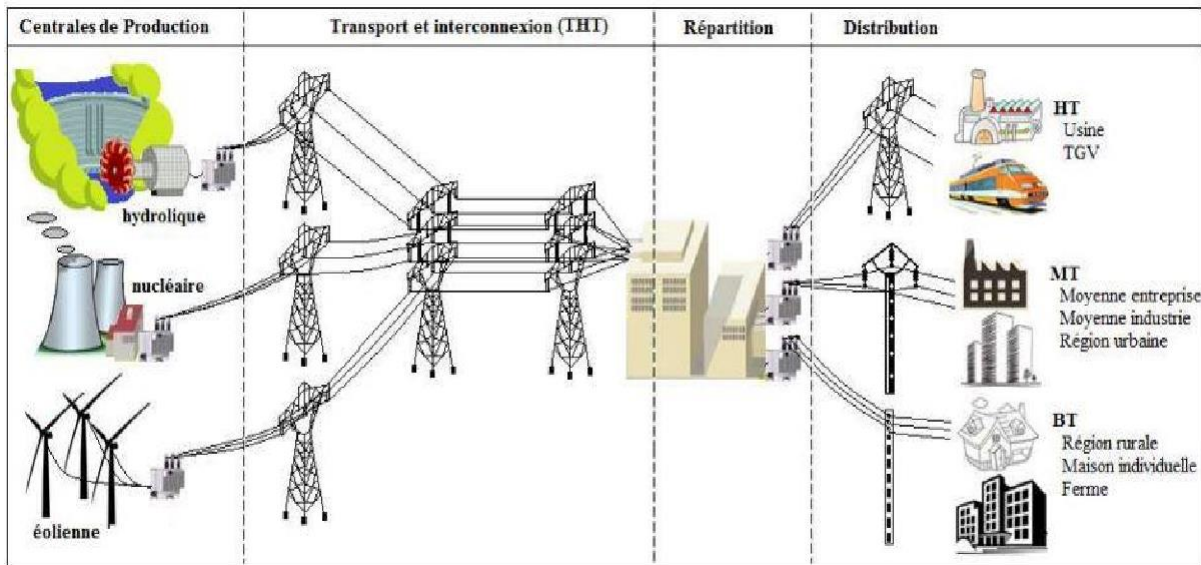


Figure I.1 : Vue globale du réseau électrique.

### I.3. Niveaux de tension

La norme française en vigueur, UTE C18-510, classe les niveaux de tension alternative selon les catégories suivantes :

- ⚡ **HTB** (Haute Tension B) : tension composée supérieure à 50 kV
- ⚡ **HTA** (Haute Tension A) : tension composée comprise entre 1 kV et 50 kV
- ⚡ **BTB** (Basse Tension B) : tension composée comprise entre 500 V et 1 kV
- ⚡ **BTA** (Basse Tension A) : tension composée comprise entre 50 V et 500 V
- ⚡ **TBT** (Très Basse Tension) : tension composée inférieure ou égale à 50 V

Dans certains cas, les notations issues de la norme CEI 38 peuvent être employées. Elles définissent les niveaux de tension comme suit :

- ⚡ **HT** (Haute Tension) : tension composée comprise entre 35 kV et 220 kV  
Valeurs normalisées : 45 kV, 66 kV, 110 kV, 132 kV, 150 kV, 220 kV
- ⚡ **MT** (Moyenne Tension) : tension composée comprise entre 1 kV et 35 kV  
Valeurs normalisées : 3,3 kV, 6,6 kV, 11 kV, 22 kV, 33 kV
- ⚡ **BT** (Basse Tension) : tension composée comprise entre 100 V et 1000 V  
Valeurs normalisées : 400 V, 690 V, 1000 V (à 50 Hz) [9]

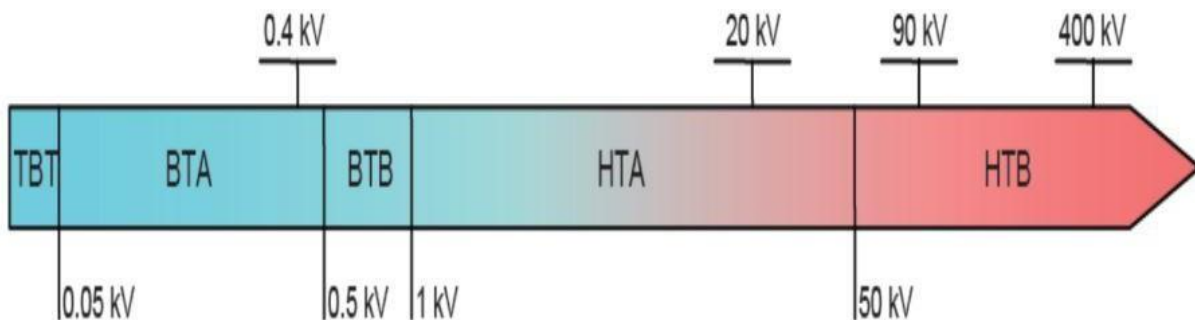


Figure I.2 : Niveaux de tension normalisés

## I.4. Hiérarchisation du réseau électrique

### a- Production

La production d'énergie électrique repose sur l'utilisation de turbo-alternateurs, qui convertissent l'énergie mécanique des turbines en énergie électrique à partir de sources primaires telles que le gaz, le pétrole ou l'hydraulique. Ces sources varient selon les pays. Par exemple, en Algérie, le gaz naturel représente plus de 70 % de la production électrique, tandis qu'en France, environ 75 % de l'électricité provient du nucléaire. En général, chaque centrale électrique regroupe plusieurs unités de production (groupes turbo-alternateurs) afin de garantir une disponibilité continue, même pendant les opérations de maintenance. Dans les pays industrialisés, les puissances installées sont souvent très élevées pour répondre à une demande croissante. On peut citer, à titre d'exemple, la centrale nucléaire de Gravelines en France ( $6 \times 900$  MW) ou la centrale hydroélectrique des Trois-Gorges en Chine ( $34 \times 700$  MW et  $2 \times 50$  MW), qui est devenue la plus grande au monde en 2014

### b- Transport

Le réseau de transport permet l'acheminement de l'énergie électrique sur de longues distances à très haute tension (généralement de 63 kV à 400 kV). Sur le plan topologique, ces réseaux sont souvent maillés pour assurer la sécurité et la fiabilité du fonctionnement. Cela permet de répartir les flux de puissance sur l'ensemble des lignes du réseau. Cependant, leur gestion reste complexe, car les transferts d'énergie entre les zones de production et de consommation sont importants et souvent variables. Cette variabilité rend difficile l'optimisation technico-économique. Ainsi, contrairement aux réseaux de distribution, les réseaux de transport font l'objet d'une supervision étroite, notamment pour le contrôle de la tension, de la fréquence, des flux de puissance, ainsi que des coûts de production

### c- Répartition :

Le réseau de répartition constitue l'interface entre le transport et la distribution. Il démarre à partir des postes d'interconnexion THT/HT (ou MT) et alimente directement les grands consommateurs industriels en haute ou moyenne tension. Il permet également de répartir l'énergie dans différentes régions, qu'elles soient urbaines ou rurales. Les niveaux de tension typiques dans ces réseaux sont de 60 kV et 30 kV

### d- Distribution :

Le réseau de distribution assure l'alimentation des utilisateurs finaux en moyenne ou basse tension (typiquement 400 V). Cette étape est rendue possible grâce à des postes de transformation MT/BT, qui adaptent la tension aux besoins des consommateurs [10]

## I.5. Composants physiques du réseau

### I.5.1. Poste de transformation

Le poste de transformation constitue un maillon essentiel du réseau électrique, chargé d'assurer la transmission et la distribution de l'électricité. En général, il est équipé de dispositifs de protection tels que des disjoncteurs, permettant l'interruption du courant en cas de besoin. On y trouve également des parafoudres, destinés à le protéger contre les surtensions causées notamment par la foudre. Il existe différents types de postes de transformation, classés selon leur puissance en kilovoltampères (kVA).

Ces postes appartiennent à l'une des deux grandes catégories de postes haute tension. Leur rôle est double : ils élèvent la tension pour permettre le transport de l'électricité sur de longues distances, puis la réduisent afin qu'elle soit adaptée à la consommation des usagers. Ainsi, avant d'alimenter un foyer, l'électricité transite toujours par un poste de transformation, également appelé poste source. [11]

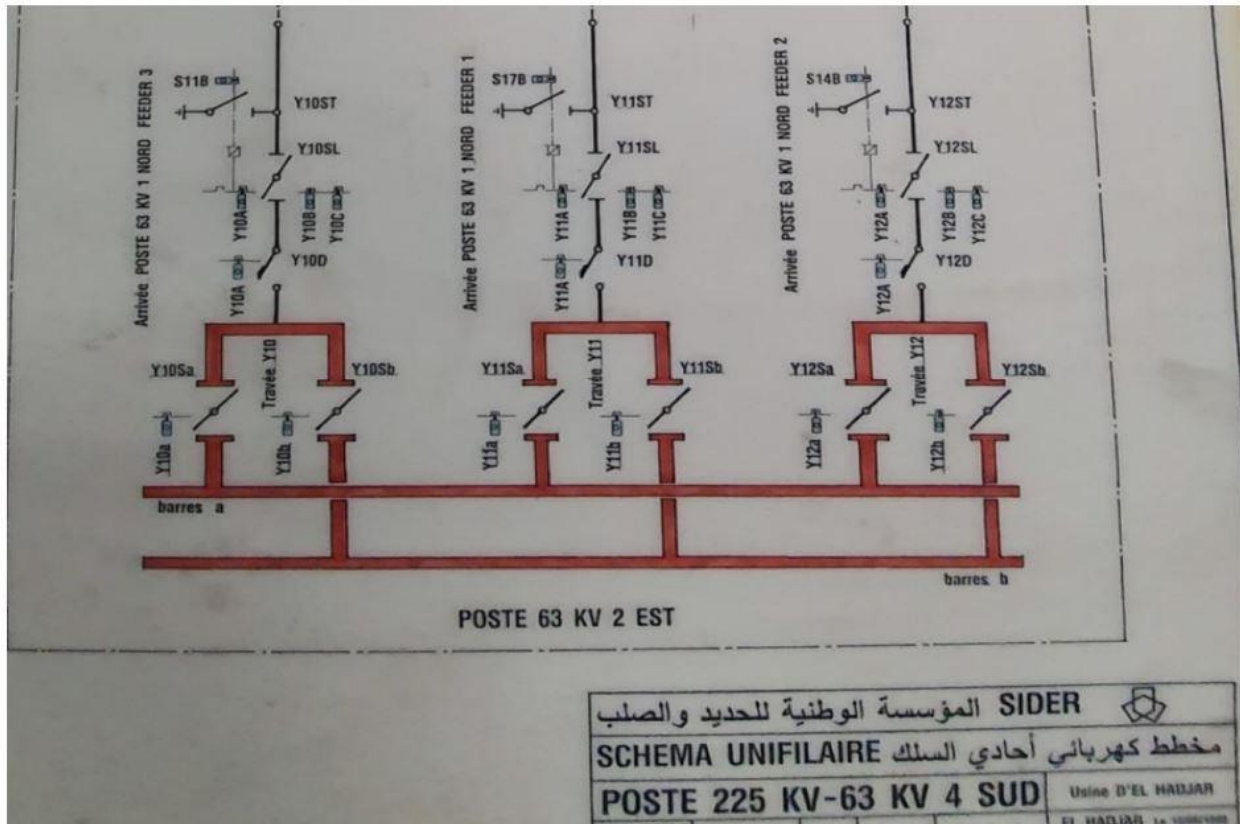


Figure I.3 : Schéma général d'un poste source.

### I.5.2. Lignes aériennes et câbles souterrains

L'électricité est acheminée et distribuée par des lignes électriques, soit aériennes soit souterraines, généralement à haute tension. Les sites de production sont sélectionnés en fonction des ressources naturelles disponibles, comme la proximité d'un cours d'eau pour le refroidissement des centrales ou pour la production hydraulique, ou encore la présence de minerais ou de gaz. Il est donc nécessaire d'acheminer l'électricité depuis ces lieux vers les zones de consommation.

En électricité, plus la tension est élevée, plus l'intensité du courant diminue. Cela permet de limiter les pertes d'énergie et de réduire la section des conducteurs nécessaires. En effet, c'est la tension qui transporte l'intensité, laquelle se transforme ensuite en énergie thermique et mécanique. Malgré une apparente simplicité, le transport de l'électricité fait face à de nombreuses contraintes. L'une des principales est le risque d'amorçage (formation d'un arc électrique dans l'air) au-delà de 1000 volts.

De plus, tandis que les conducteurs des lignes aériennes sont généralement « nus », les câbles souterrains nécessitent un isolant spécifique, dont l'épaisseur augmente avec la tension

**a- Réseaux HTA aériens**

Les lignes électriques aériennes sont des infrastructures essentielles pour le transport et la distribution d'énergie sur de longues distances. Elles se composent d'un ou plusieurs conducteurs suspendus à des pylônes ou des supports spécifiques. Ces conducteurs sont généralement en alliage d'aluminium, un matériau certes moins conducteur que le cuivre, mais beaucoup plus léger, ce qui permet de réduire les contraintes mécaniques sur les structures porteuses. Aujourd'hui, les câbles à isolants synthétiques sont les plus largement utilisés. Leur composition pouvant inclure du plomb, de l'aluminium ou du cuivre influence à la fois leur poids et leur capacité à transporter des courants électriques de différentes intensités



Figure I. 4 : Réseau HTA aérienne.

**b- Réseaux HTA souterrains :**

Les réseaux électriques souterrains sont généralement limités à des tensions ne dépassant pas 225 kV. En effet, à 400 kV, la mise en œuvre de câbles souterrains devient complexe en raison de l'emprise au sol importante, des difficultés liées au refroidissement des câbles et de l'inadéquation avec les exigences d'exploitation du réseau interconnecté. Un câble souterrain se compose de plusieurs éléments essentiels :

- ✚ Une âme conductrice en cuivre ou en aluminium.
- ✚ Une isolation en polyéthylène de haute qualité, conçue pour résister aux contraintes électriques des hautes tensions.
- ✚ Un écran destiné à éliminer le champ électrique et à évacuer les courants de défaut.
- ✚ Une gaine extérieure assurant la protection mécanique du câble



Figure I. 5 : Câble HTA souterrain.

### I.6. Stabilité d'un réseau électrique

La stabilité d'un réseau électrique haute tension (HT) est la capacité du système de puissance à maintenir un état d'équilibre en conditions normales de fonctionnement, ainsi qu'à retrouver un équilibre acceptable après avoir subi une perturbation. [12]

#### I.6.1 Etude de la stabilité

Peut se faire en analysant la topologie du réseau sous différents aspects. L'état de fonctionnement du réseau est caractérisé par des grandeurs physiques telles que l'amplitude et l'angle de phase de la tension à chaque nœud (bus), les puissances active et réactive circulant dans les lignes, ainsi que la vitesse de rotation des génératrices synchrones. Lorsque ces grandeurs varient de manière significative, on considère que le réseau est en situation perturbée. [13]

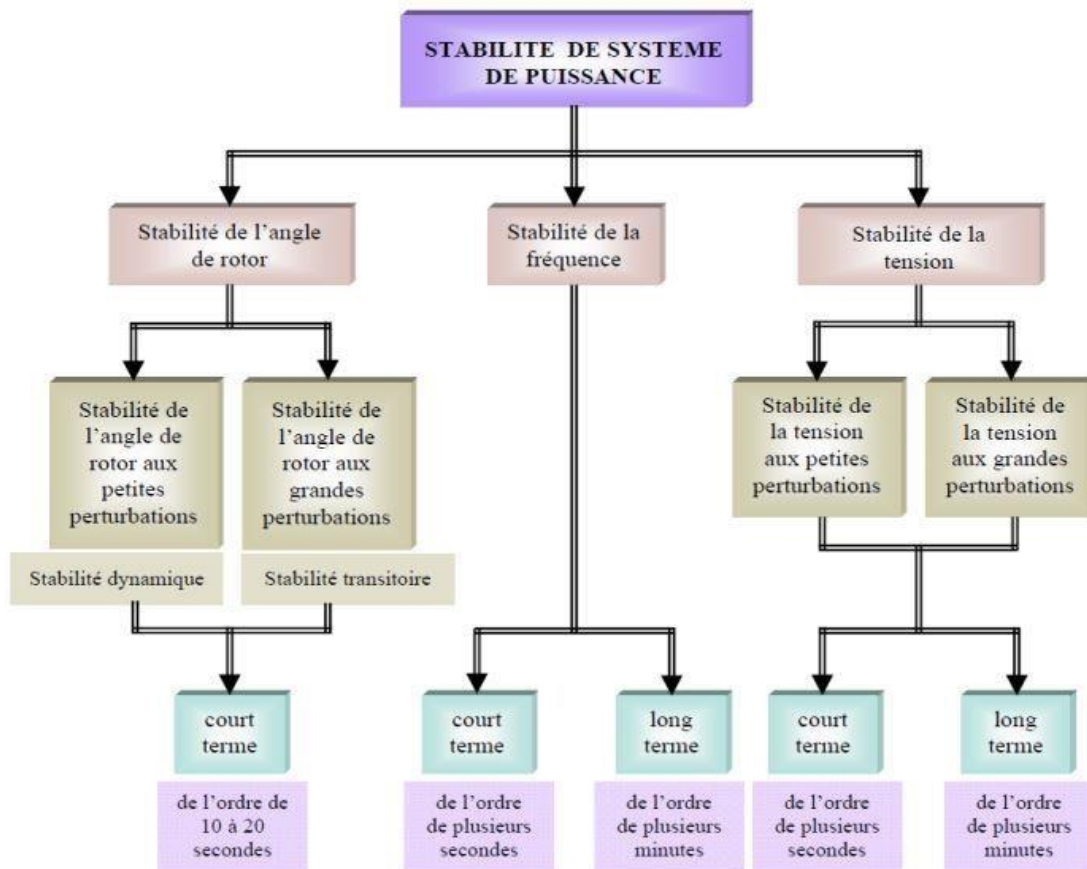
#### I.6.2. Classification de la stabilité

L'instabilité dans un réseau électrique peut se manifester sous différentes formes, en fonction des conditions d'exploitation et de la configuration du réseau. Dans ce contexte, identifier les causes de l'instabilité et mettre en œuvre des méthodes permettant d'assurer une exploitation stable du réseau électrique constituent des enjeux essentiels.

- ✚ La nature physique de l'instabilité.
- ✚ L'amplitude de la perturbation subie par le système.
- ✚ L'échelle de temps requise pour restaurer la stabilité.
- ✚ Les méthodes de calcul et de prédiction utilisées pour analyser le comportement du réseau

La stabilité est généralement classée en fonction de la nature des perturbations : Stabilité de l'angle du rotor Stabilité de la tension Stabilité de la fréquence Elle peut aussi être distinguée selon

L'amplitude de la perturbation (petite ou grande) et selon la durée d'observation (stabilité court terme ou à long terme), comme illustré dans la figure suivante :



**Figure.I.6.** Classification des différents types de la stabilité de système de puissance.

### 6.2.1. Stabilité de l'angle du rotor

La production d'électricité repose principalement sur les machines synchrones, d'où l'importance cruciale de leur fonctionnement en régime synchrone [14]

. Dans ce régime, les rotors de toutes les machines synchrones du système tournent à la même vitesse électrique, et les angles entre les champs magnétiques du rotor et du stator demeurent constants.

En conditions nominales équilibrées, la puissance électrique fournie par le générateur aux charges en négligeant les pertes est équivalente à la puissance mécanique transmise par la turbine.

Lorsqu'une perturbation survient dans le système, la puissance électrique varie de manière rapide, tandis que la puissance mécanique réagit plus lentement. Cette différence de dynamique engendre un déséquilibre temporaire entre les puissances, ce qui modifie les couples exercés sur le rotor.

Il en résulte une accélération ou une décélération de ce dernier, selon le sens du déséquilibre, pouvant aller jusqu'à un glissement par rapport au champ de synchronisme, causant une perte de synchronisme entre le générateur et le reste du système. [15]

Si cet équilibre n'est pas rapidement rétabli, des dispositifs de protection contre la survitesse ou la perte de synchronisme désactivent la machine, menaçant ainsi la stabilité du système global. À la

suite d'une perturbation, l'évolution de l'état du système dépend principalement de la variation des angles des rotors, mesurés par rapport à un repère tournant synchrone.

L'évolution de ces angles peut suivre deux scénarios : [16]

Les angles de rotor augmentent simultanément et oscillent à l'unisson, pouvant atteindre de nouvelles valeurs stables. Tant que les écarts entre les angles restent constants, le système conserve sa stabilité et demeure synchrone.

Un ou plusieurs angles de rotor augmentent plus rapidement que les autres, provoquant une divergence des écarts angulaires au fil du temps. Le système devient alors instable et perd le synchronisme. En fonction de l'intensité de la perturbation, la stabilité de l'angle du rotor peut être classée en deux sous-catégories :

#### **a- Stabilité angulaire en présence de fortes perturbations (stabilité transitoire)**

La stabilité transitoire désigne la capacité d'un système électrique à maintenir le synchronisme à la suite d'une perturbation sévère et soudaine, telle qu'un court-circuit sur une ligne de transport, une perte importante de charge ou de génération.

Ce type de stabilité implique généralement de grandes variations des angles de rotor et est fortement influencé par la relation non linéaire entre le couple électromagnétique et l'angle du rotor. Elle dépend non seulement de l'ampleur de la perturbation et du point de fonctionnement initial du système, mais également de ses caractéristiques dynamiques (inertie, amortissement, configuration du réseau, etc.).

La réponse du système se manifeste à court terme par une divergence aperiodique des angles de rotor. Si l'instabilité apparaît immédiatement après la perturbation, typiquement dans la première seconde suivant l'élimination du défaut, on parle alors d'instabilité de première oscillation (First Swing Instability), comme illustré dans le cas 1 de la figure I.6.

Cette instabilité transitoire se développe généralement dans un intervalle de 3 à 5 secondes. Dans d'autres situations, l'instabilité peut survenir plus tard, résultant de la superposition de plusieurs modes d'oscillations lentes activés par la perturbation.

Cela entraîne une déviation progressive et significative de l'angle de rotor au-delà de la première oscillation, phénomène connu sous le nom d'instabilité à oscillations multiples (Multi-Swing Instability), comme montré dans le cas 2 de la figure I.7. Cette forme d'instabilité se manifeste typiquement dans une plage de temps de 10 à 20 secondes [18]

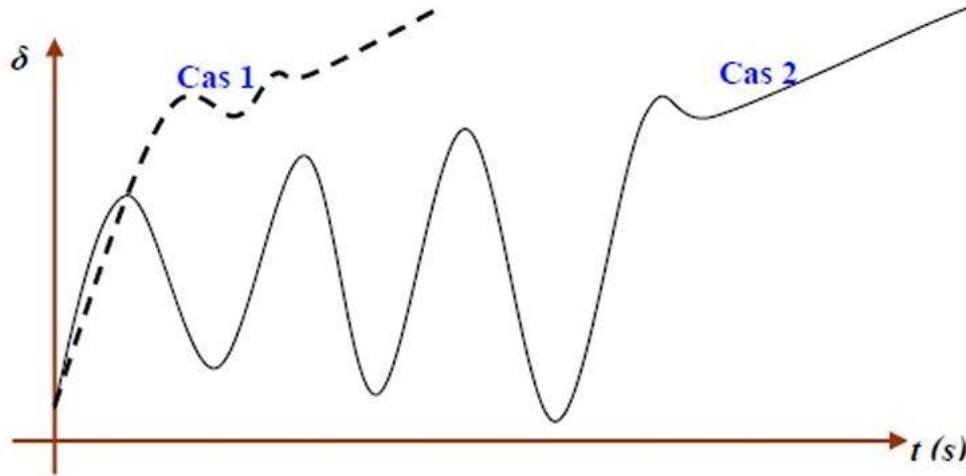


Figure I.7. Variation d'angle de rotor.

Dans le Cas 1 : instabilité de première oscillation, et dans Cas 2 : instabilité de multi-oscillations.

### b- Relation puissance-angle de rotor

En régime équilibré, la puissance électrique produite par le générateur, notée, est exprimée par la relation suivante :

$$P_e = \frac{E_g E_0}{X_g + X_l} \sin \delta \quad \{(I.1)\}$$

Où  $\delta$  est l'angle de rotor, également appelé angle de puissance, représentant le déphasage entre la tension interne du générateur  $E_g$  et la tension du réseau infini  $E_0$ . L'équation (I.1) est représentée graphiquement dans la figure suivante

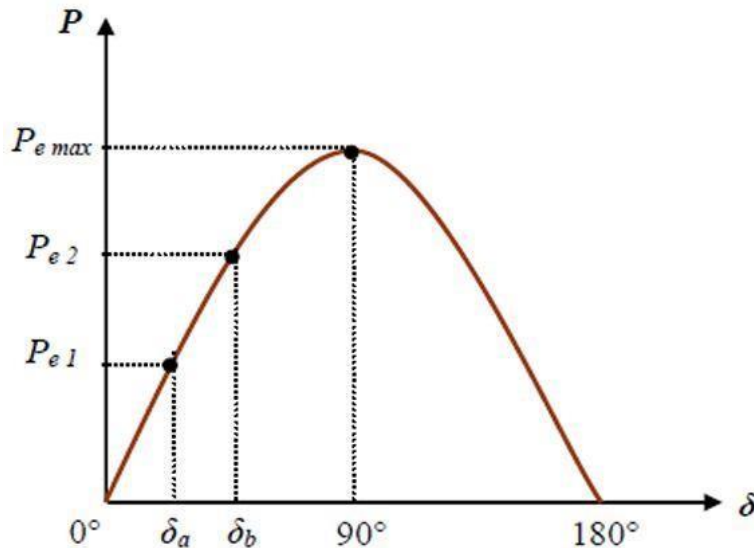


Figure I.8. Relation puissance- angle de rotor.

En régime d'équilibre, la puissance électrique est égale à la puissance mécanique appliquée, pour un angle de rotor correspondant.

Lorsqu'un changement brusque survient sur la charge du générateur, cela entraîne une variation de la puissance mécanique, et par conséquent, de la puissance électrique passant par exemple de  $P_{e1}$  à  $P_{e2}$ , (voir figure I.8)

Pour compenser cette variation, le rotor s'accélère, ce qui provoque une augmentation de l'angle de puissance, de  $\delta_a$ , afin de délivrer davantage de puissance à la charge. Toutefois, cette accélération ne peut s'arrêter immédiatement.

Ainsi, même lorsque l'angle permet de fournir la puissance nécessaire, le rotor continue à accélérer, dépassant, jusqu'à ce qu'un couple électromagnétique opposé suffisant se développe pour freiner cette accélération.

L'énergie cinétique accumulée conduit ensuite à un ralentissement du rotor, ce qui entraîne une diminution de l'angle de puissance. En fonction de l'inertie et de l'amortissement du système, les oscillations de l'angle de rotor qui en résultent peuvent soit s'amortir progressivement le système reste alors stable (cas 1, figure I.9) soit s'amplifier, menant à une instabilité et à une perte de synchronisme avec le reste du système (cas 2, figure I.9) [15]

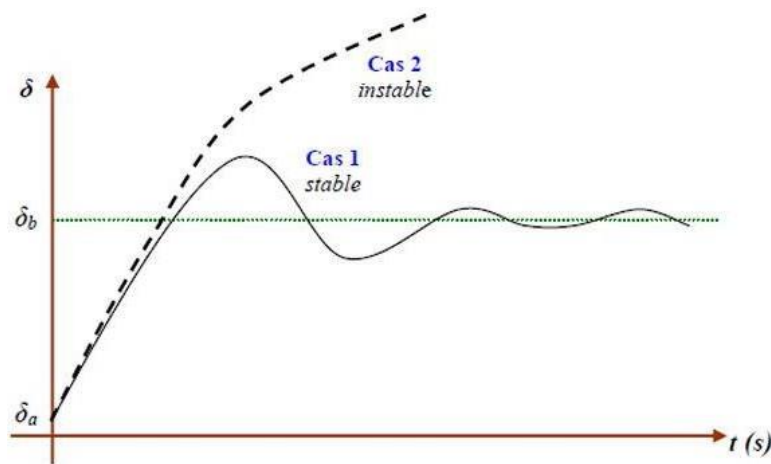


Figure I.9. Variation d'angle de rotor.

### c- Stabilité angulaire face aux petites perturbations (stabilité dynamique)

La stabilité dynamique désigne la capacité d'un système de puissance à maintenir le synchronisme lorsqu'il est soumis à de petites perturbations.

L'instabilité qui peut en résulter se manifeste par un écart croissant entre les angles de rotor, de manière oscillatoire ou non oscillatoire. Cette forme de stabilité dépend principalement du point d'équilibre initial du système ainsi que de ses caractéristiques dynamiques.

Contrairement à la stabilité transitoire, elle n'est pas liée à l'amplitude des perturbations, celles-ci étant considérées comme arbitrairement petites et de nature infinitésimale. [14]

La relation entre la puissance et l'angle (équation I.1) est intrinsèquement non linéaire, de type sinusoïdal.

Toutefois, dans le cas de petites perturbations, la variation de puissance peut être approximée comme étant proportionnelle à la variation de l'angle.

Des exemples typiques de ce type de perturbations incluent des variations de l'ordre de 10 % de la puissance mécanique appliquée à une machine ou de sa charge. [16][17]

Alors que la stabilité transitoire est assurée par la présence d'un couple synchronisant suffisant immédiatement après la perturbation, la stabilité dynamique repose quant à elle sur la présence

d'un couple d'amortissement après la première oscillation. Si cet amortissement est suffisant, les oscillations de l'angle de rotor s'atténueront progressivement (amortissement positif).

En revanche, en cas d'amortissement insuffisant, les oscillations persisteront, voire s'amplifieront (amortissement négatif), ce qui peut mener à une perte de synchronisme. Cette perte peut se produire à l'échelle locale entre une machine et le reste du système ou à l'échelle globale, entre différents groupes de machines qui conservent chacun leur synchronisme interne.

La stabilité dynamique se manifeste généralement à court terme, dans une plage temporelle de l'ordre de 10 à 20 secondes

### **I.6.2.2. Stabilité de la fréquence**

La stabilité de la fréquence désigne la capacité d'un système électrique à maintenir sa fréquence nominale (50 Hz ou 60 Hz) à la suite de perturbations. Une instabilité de fréquence peut survenir, par exemple, en cas de perte d'un générateur majeur, suivie d'un rejet de production ou d'un délestage de charge inefficace

### **I.6.2.3. Stabilité de la tension**

La stabilité de la tension se manifeste sur une période plus longue que celle de la stabilité angulaire. Elle correspond à la capacité d'un réseau électrique à maintenir la tension de fonctionnement dans des limites admissibles sur l'ensemble des jeux de barres, même après des perturbations.

Cette forme de stabilité est étroitement liée aux caractéristiques des charges électriques. Par exemple, à la suite de la perte d'une ligne d'interconnexion majeure, si la demande en puissance réactive des charges n'est pas réduite, les générateurs doivent accroître leur production.

Cette augmentation des flux de puissance fragilise davantage le réseau, ce qui entraîne une baisse continue des tensions. Ce processus peut aboutir à un effondrement de tension, considéré comme l'une des principales causes des coupures générales (black-out) dans les réseaux électriques.

La stabilité de la tension peut être classée en deux catégories : la stabilité en présence de grandes perturbations et celle liée aux petites perturbations [19]

#### **a- Stabilité de la tension aux grandes perturbations**

La stabilité de la tension aux grandes perturbations correspond à la capacité du système électrique à maintenir des tensions stables après des événements majeurs, tels que la perte de production, un court-circuit ou la défaillance d'une ligne de transport

#### **b- Stabilité de la tension aux petites perturbations**

La stabilité de la tension aux petites perturbations fait référence à la capacité du système électrique à maintenir des tensions stables à la suite de perturbations mineures, telles que des variations progressives de la charge

## **I.7. Problèmes de l'instabilité**

### **I.7.1. Surtensions**

Lorsqu'un déséquilibre survient dans le réseau électrique, tel qu'une réduction soudaine de la charge ou une coupure de lignes de transport, une surtension peut apparaître. Ce phénomène se traduit par une élévation anormale de la tension au-delà des valeurs nominales prévues. Plus la chute de charge est importante ou le déséquilibre marqué, plus l'amplitude de la surtension sera élevée.

Dans un réseau où la production reste supérieure à la consommation locale, notamment après un délestage massif, le profil de tension s'écarte considérablement de celui d'un réseau en régime

équilibré. Chaque centrale impose sa tension à la sortie, mais en cas de faible appel de puissance, la tension a tendance à s'élever sur l'ensemble du réseau.

Ainsi, dans les réseaux maillés de très haute tension (THT), la tension peut présenter des excédents significatifs selon les zones. Lors des périodes de faible consommation, la tension reste particulièrement élevée dans les zones proches des unités de production, tandis qu'elle peut également atteindre des niveaux anormalement élevés même dans les secteurs éloignés si la régulation n'est pas correctement assurée [20]

Les surtensions peuvent être de trois types :

- ✚ D'origine atmosphérique (foudre)
- ✚ Temporaires à fréquences industrielles
- ✚ De manœuvre [21]

Elles peuvent se manifester :

- ✚ En mode différentiel :

(Entre conducteurs actifs, tels que phase/phase ou phase/neutre)

- ✚ En mode commun :

(Entre conducteurs actifs et la masse ou la terre) [22]

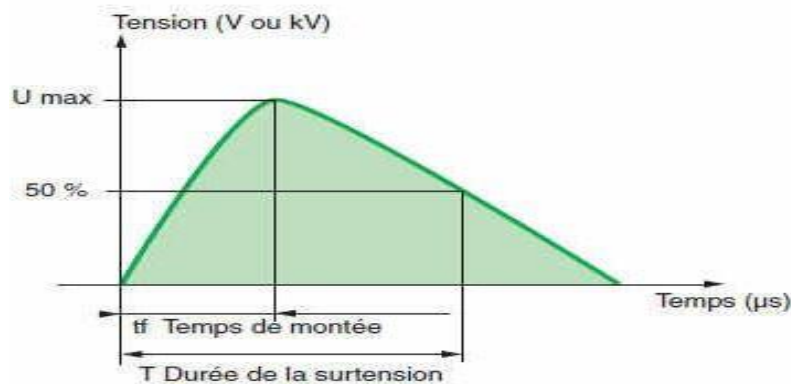


Figure I.10. Principales caractéristiques d'une surtension

### I.7.2. Perturbations transitoires :

Les perturbations transitoires dans un réseau électrique sont des variations brusques et de courte durée des grandeurs électriques, principalement la tension et le courant. Elles sont généralement provoquées par des événements soudains tels que les coups de foudre, les manœuvres de commutation, les courts-circuits ou encore les défauts d'isolement. Ces perturbations se traduisent par des pics de tension de forte amplitude pouvant endommager les équipements sensibles ou perturber le fonctionnement des installations électriques.

Dans un réseau étendu, les caractéristiques des perturbations transitoires varient en fonction de la distance à l'événement déclencheur et des propriétés des lignes électriques. Plus l'équipement est proche de la source de la perturbation, plus l'impact est important.

À l'inverse, des dispositifs de protection et l'effet d'amortissement des lignes peuvent atténuer leur intensité à distance. Ainsi, dans les réseaux de très haute tension (THT) maillés, les perturbations transitoires peuvent se propager rapidement d'un point à un autre, affectant temporairement la stabilité locale du système.

L'installation d'équipements de protection comme les parafoudres et les filtres transitoires est donc essentielle pour limiter leurs effets et préserver l'intégrité du réseau

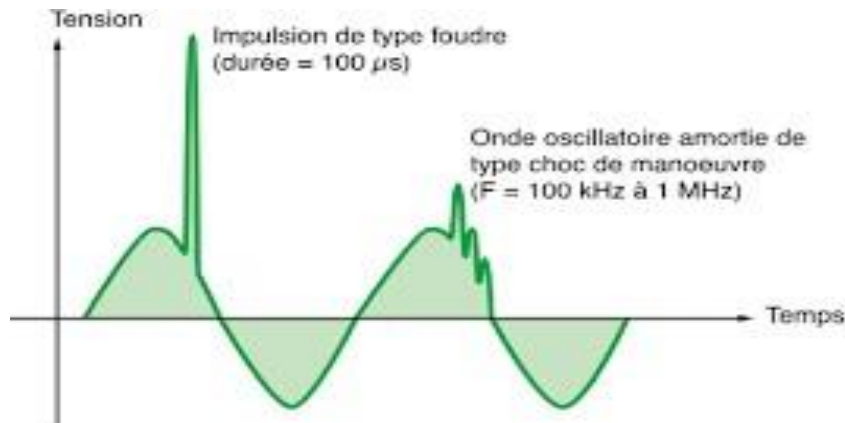


Figure I.11. Les perturbations de la tension électrique

### I.7.3. Variations de fréquence :

Les fluctuations de fréquence au sein du réseau synchrone européen restent très limitées (inférieures à 1 %) en conditions normales d'exploitation, et n'engendrent généralement aucun dommage aux équipements électriques ou électroniques

Toutefois, la situation peut être différente dans le cas d'un petit réseau isolé. Certains procédés industriels, qui exigent un contrôle très précis de la vitesse des moteurs, peuvent être affectés lorsqu'ils sont alimentés par un groupe de secours mal dimensionné [23]

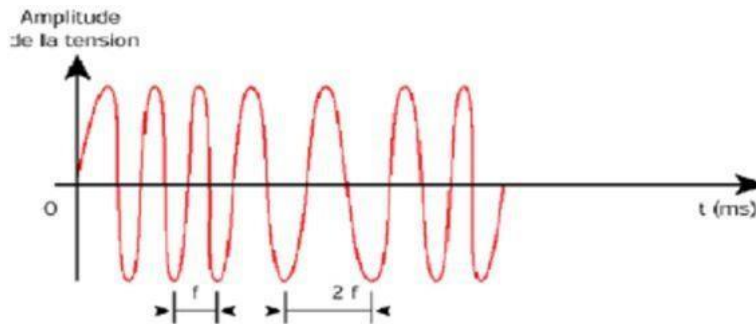


Figure I.12. Variation de fréquence

### I.7.4. Puissance réactive :

Le transport de la puissance réactive sur de longues distances présente plusieurs inconvénients, notamment d'importantes chutes de tension, des pertes en ligne dues à l'effet Joule, ainsi qu'une diminution de la capacité à transporter la puissance active. Au-delà de ces considérations statiques, la puissance réactive joue également un rôle majeur dans les phénomènes dynamiques, tels que les fluctuations de tension causées par des variations brusques de charge, ainsi que dans l'amélioration de la marge de stabilité du réseau. Avec l'accroissement de la complexité des réseaux électriques, la contribution des générateurs à la production d'énergie réactive s'est révélée insuffisante.

De nos jours, l'essentiel de cette production est assuré par des dispositifs de compensation ou, en période de faible consommation, par les lignes de transport elles-mêmes. Pour garantir une qualité optimale de l'énergie électrique, il est indispensable de maintenir l'équilibre entre l'offre et la

demande en énergie réactive, d'assurer une tension aussi stable que possible et de respecter plusieurs contraintes techniques

Autres problèmes associés aux réseaux électriques actuels :

Le vieillissement des infrastructures du réseau, accentué par des contraintes budgétaires ayant freiné leur renouvellement, ainsi que les problèmes de sécurité qui en découlent.

La capacité limitée et insuffisante des centrales de production existantes, qui reposent presque exclusivement sur de grands générateurs à combustibles fossiles.

La centralisation excessive de la production d'énergie dans des zones uniques, ce qui engendre des risques en cas de défaillance.

L'augmentation des pertes énergétiques dans le réseau, couplée à un faible rendement des centrales de production.


La croissance continue de la demande en énergie, réduisant la compétitivité à l'échelle mondiale. Les pertes non techniques, telles que les fraudes, et l'absence d'une stratégie de contrôle efficace. Ces bouleversements, à la fois comportementaux et structurels, ont conduit à la nécessité de développer une nouvelle génération de réseaux [24]

#### **I.7.5. Perturbations harmoniques**

Les harmoniques sont des composantes de fréquence multiple de la fréquence fondamentale, responsables de la distorsion de la forme d'onde sinusoïdale. Elles sont principalement générées par des équipements non linéaires, tels que les convertisseurs électroniques, les fours à arc, et d'autres dispositifs similaires

#### **I.8. Conclusion :**

Dans ce chapitre, nous avons présenté l'architecture d'un réseau électrique, en détaillant les Niveaux de tension, la hiérarchisation du réseau, ainsi que les composants physiques essentiels. Nous avons également abordé la stabilité du réseau, en expliquant les différentes classifications, Telles que la stabilité angulaire, de la fréquence et de la tension, en fonction des perturbations. Enfin, nous avons discuté des problèmes liés à l'instabilité, tels que les surtensions, les Perturbations transitoires, les variations de fréquence, la gestion de la puissance réactive, ainsi Que les perturbations harmoniques



**Chapitre II**  
**Systemes**  
**FACTS**

## II.1. Introduction

Les systèmes FACTS (Flexible AC Transmission Systems) sont des dispositifs basés sur l'électronique de puissance, conçus pour améliorer la performance, la stabilité et la flexibilité des réseaux électriques à courant alternatif. Leur objectif principal est de contrôler dynamiquement le flux de puissance, de réguler la tension et de renforcer la stabilité du réseau. [25]

Dans ce chapitre, nous allons d'abord introduire la définition et la classification des dispositifs FACTS, puis examiner les trois grandes catégories de compensation : parallèle (shunt), série et hybride. Ensuite, nous analyserons les rôles, les avantages et les inconvénients de ces dispositifs. Enfin, une comparaison des dispositifs FACTS les plus utilisés sera présentée, afin de mieux comprendre les critères de choix et les performances relatives de chaque technologie dans différents contextes d'application

## II.2. Définition des dispositifs FACTS

Un système FACTS (Flexible Alternating Current Transmission System) est un dispositif d'électronique de puissance auxiliaire utilisé dans les réseaux de transport d'électricité. Il permet de contrôler la tension, d'augmenter les capacités de transit de puissance et d'assurer la stabilité dynamique des réseaux.

Ce système agit en injectant ou en absorbant dynamiquement de la puissance réactive, selon les besoins du réseau. Cette action modifie l'amplitude de la tension au point de connexion, ce qui influe directement sur la puissance active maximale que la ligne peut transmettre.

Les condensateurs shunt, en fournissant de la puissance réactive, permettent de relever localement la tension du réseau. Ils sont particulièrement utiles en période de forte consommation ou dans les zones éloignées des centres de production.

À l'inverse, les réactances shunt consomment de la puissance réactive et contribuent à abaisser la tension du réseau, ce qui est avantageux en période de faible consommation.

Les condensateurs série ont pour rôle de réduire l'impédance des liaisons électriques, ce qui permet d'augmenter la puissance transmissible, notamment dans les lignes à haute tension, généralement de nature inductive.

Les réactances série, quant à elles, sont utilisées pour accroître l'impédance d'une liaison dans le but de mieux répartir les courants entre différentes lignes du réseau [26]

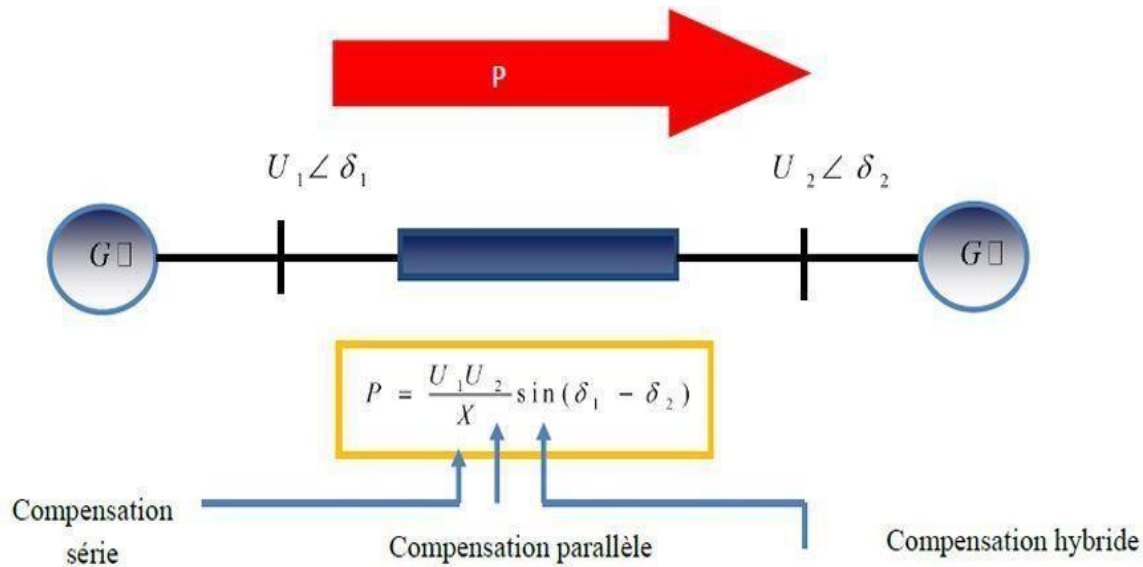


Figure II.1 Schéma principe des dispositifs FACTS

### II.3. Classification des dispositifs FACTS :

Les systèmes FACTS peuvent être classés en trois grandes catégories selon leur mode de connexion au réseau électrique : [27]

- ✚ Les compensateurs parallèles,
- ✚ Les compensateurs séries,
- ✚ Les compensateurs hybrides (combinant série et parallèle).

Par ailleurs, ces dispositifs se divisent en trois générations en fonction de la technologie d'électronique de puissance utilisée :

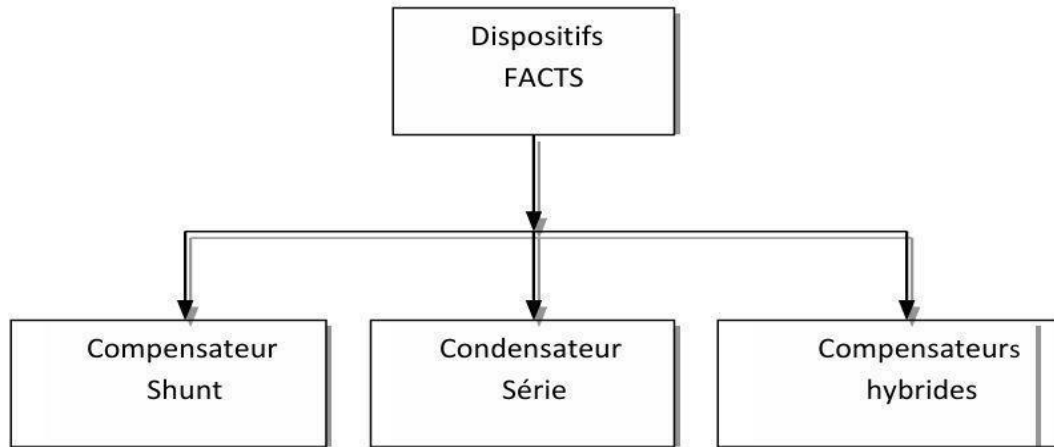
**a- Première génération** : basée sur les thyristors classiques :

TCSC (Thyristor Controlled Series Capacitor) : compensateur série commandé par thyristors, SVC (Static Var Compensator) : compensateur statique parallèle.

**b- Deuxième génération** : utilisant des thyristors de type GTO (Gate Turn-Off) :

STATCOM (Static Compensator) : compensateur statique à haute performance, TCPAR (Thyristor Controlled Phase Angle Regulator) : régulateur d'angle de phase commandé par thyristors

**c- Troisième génération** : de dispositifs FACTS, reposant sur des composants hybrides, a été développée pour offrir une solution mieux adaptée à chaque cas spécifique. Contrairement aux deux premières générations, cette nouvelle approche élimine le recours à des équipements auxiliaires volumineux tels que les transformateurs de couplage avec le réseau. Les dispositifs FACTS peuvent ainsi être classés en trois grandes catégories, comme illustré à la figure II.1



**Figure II.2:** Classification des dispositifs FACTS selon la catégorie.

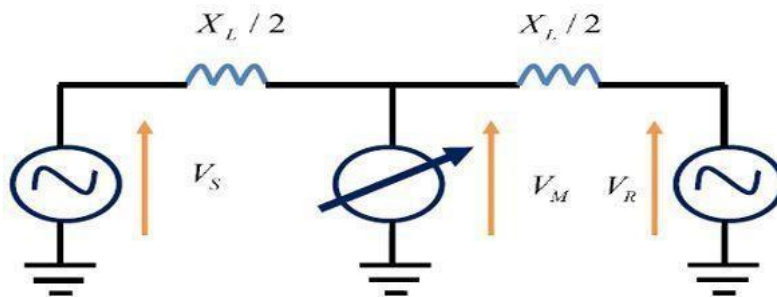
#### II.4. Différents types de compensation

Il existe trois topologies principales de compensation dans les systèmes électriques. Les dispositifs FACTS (Flexible AC Transmission Systems) utilisés aujourd'hui peuvent être classés en trois catégories principales :

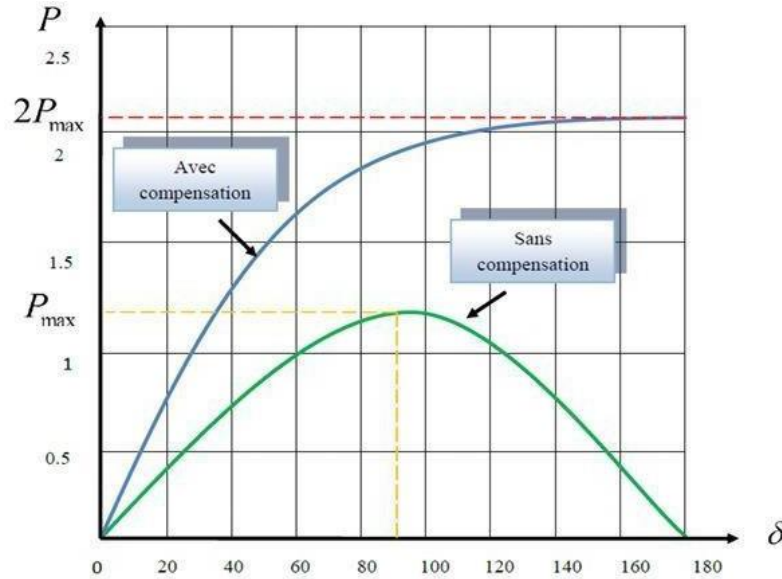
##### II.4.1. FACTS de type parallèle

On insère maintenant, un compensateur d'énergie réactive idéal. Ce dispositif permet de maintenir la tension, en contrôlant le flux de puissance (voir Figure II.3). En effet, la chute de tension à travers une ligne de transmission, en négligeant le terme résistif de la ligne, peut être approximée par une relation simplifiée.

Pour compenser cette chute, les compensateurs parallèles (ou shunt) sont souvent utilisés. Parmi ces derniers, le SVC (Static Var Compensator) est l'un des dispositifs les plus répandus. Il permet une régulation rapide de la tension en injectant ou en absorbant de la puissance réactive [28]



**Figure II.3** Principe de compensation parallèles



**Figure II.4** Courbe de puissance avec et sans compensation parallèles

En fonction de l'angle de transmission

#### a- Compensateur Statique Synchrone (STATCOM)

Le STATCOM (Static synchronous compensator) : est un compensateur statique synchrone composé principalement d'un convertisseur à source de tension, d'un transformateur d'accouplement et d'un circuit de commande. Dans cette configuration, la source d'énergie continue peut-être remplacée par un condensateur, permettant un échange purement réactif d'énergie avec le réseau en régime permanent.

Le courant de sortie du convertisseur est en quadrature avec sa tension de sortie. L'amplitude de la tension ainsi que la puissance réactive fournie ou absorbée sont réglables. Si est supérieure à la tension du réseau, le STATCOM injecte de la puissance réactive dans le système ; à l'inverse, s'il est inférieur, il en absorbe. [29]

Dans sa modélisation simplifiée, le STATCOM est représenté comme une source de tension variable automatiquement ajustée pour atteindre une tension cible. Le nœud auquel il est connecté est alors considéré comme un jeu de barres dont la tension ainsi que les puissances active et réactive sont spécifiées [30]

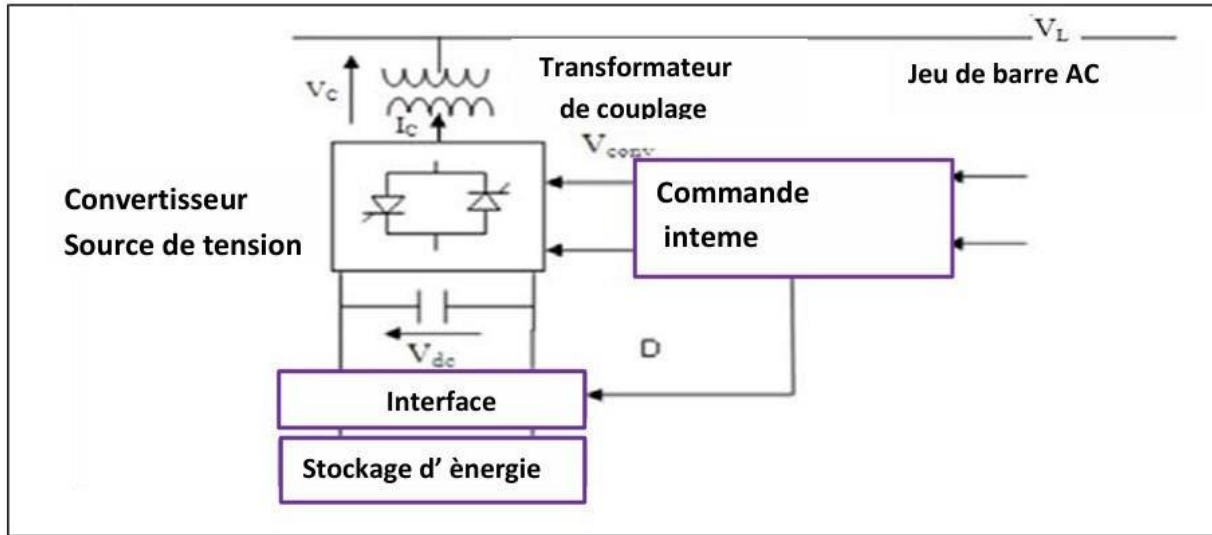


Figure II.5: Schéma de principe du STATCOM.

**b- Compensateur statique de puissance réactive (SVC) Static Var Compensator (SVC)**

En pratique, il existe plusieurs types de SVC. Le modèle adopté par la Conférence Internationale des Grands Réseaux Électriques (CIGRÉ) assimile le SVC à un générateur synchrone ne produisant aucune puissance active. Il est équivalent à un condensateur synchrone connecté en parallèle avec une réactance inductive. Le jeu de barres au point de raccordement est modélisé comme un nœud de type PV, mais il devient un nœud de type PQ lorsque le SVC atteint ses limites de fonctionnement. [30]

Le SVC permet un contrôle rapide et efficace de la tension. La figure II.7 ci-dessous présente le schéma typique d'un tel dispositif

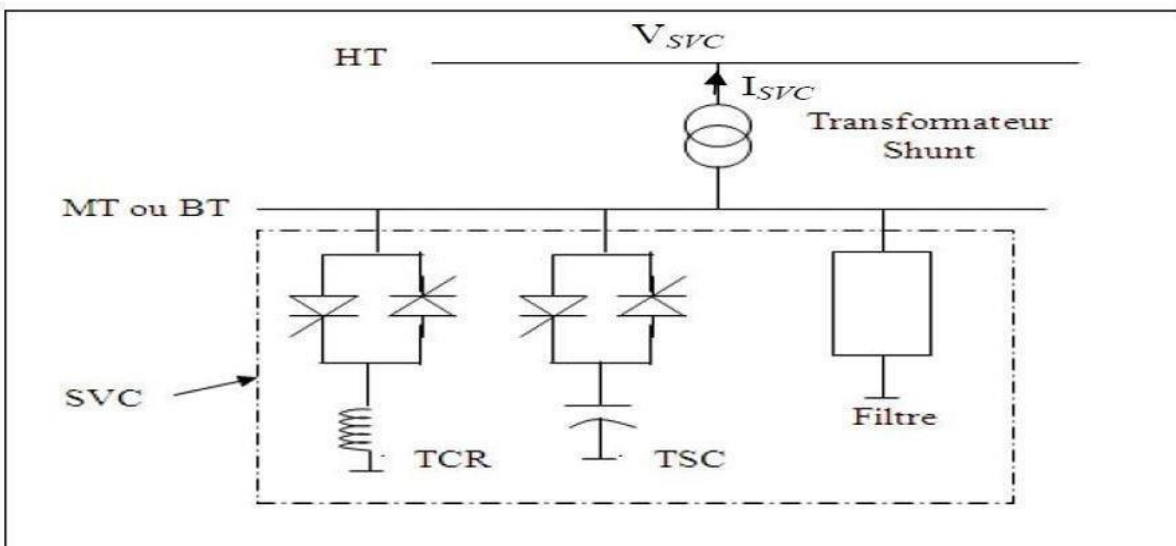


Figure II.6. Schéma de principe d'un SVC.

### II.4.2. FACTS de type série

Les compensateurs de type série sont raccordés en série au réseau électrique, agissant comme une impédance variable (inductive ou capacitive) ou comme une source de tension variable. Ils sont principalement utilisés pour la compensation série de la puissance réactive.

En modifiant l'impédance effective des lignes, ces dispositifs jouent un rôle essentiel dans le contrôle du flux de puissance et l'amélioration de sa stabilité. En règle générale, ils injectent une tension en série avec la ligne de transmission [31]

#### a- Condensateur série commandé par thyristors

Ce type de dispositif peut être mis en œuvre de deux façons :

✚ Par une commande continue :

Un module TCSC (Thyristor Controlled Series Capacitor), illustré à la figure II.8, est constitué d'un banc de condensateurs connecté en parallèle avec une inductance dont le contrôle est assuré par deux thyristors.

L'impédance totale perçue par la ligne résulte de la combinaison parallèle entre la capacité et l'inductance équivalente, cette dernière variant en fonction de l'angle d'amorçage des thyristors. Plusieurs modules de ce type peuvent être connectés en série le long de la ligne à compenser.

Ce système permet notamment:

- D'augmenter la longueur électrique d'une ligne de transmission en courant alternatif ;
- D'amortir les oscillations de puissance ;
- De stabiliser la tension;
- De répartir les flux de charge de manière équilibrée dans les réseaux de transmission ;
- D'offrir une large plage de variation de l'impédance équivalente, qu'elle soit capacitive ou inductive ;
- De réduire les effets liés aux phénomènes de résonance sous-synchrone

✚ Par une commande discrète :

La principale différence entre le TSSC (Thyristor Switched Series Capacitor), illustré à la figure II.1.b, et le TCSC réside dans l'angle d'amorçage, qui est ici limité à deux valeurs fixes :  $90^\circ$  ou  $180^\circ$

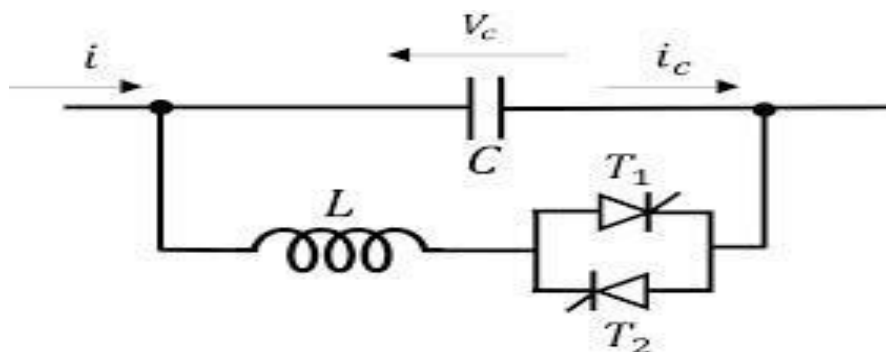


Figure II.7 : Schéma de principe de TCSC

### b- Réactance Série Contrôlée par Thyristor (TCSR)

Le TCSR (Figure II.9) est un dispositif de compensation inductive placé en série avec la ligne de transmission. Il se compose d'une inductance  $X_{ind1}$  fixe montée en parallèle avec une inductance  $X_{ind2}$  commandée, dont la conduction est contrôlée par des thyristors, permettant ainsi de fournir une réactance inductive série variable.

Lorsque l'angle d'amorçage des thyristors est de  $180^\circ$ , ces derniers ne conduisent pas, et seule l'inductance fixe est active, jouant alors le rôle de limiteur de courant en cas de défaut. À mesure que l'angle d'amorçage diminue en dessous de  $180^\circ$ , la conduction commence, réduisant la réactance équivalente du système. Lorsque l'angle atteint  $90^\circ$ , la réactance totale devient la combinaison parallèle de  $X_{ind1}$  et  $X_{ind2}$  [32]

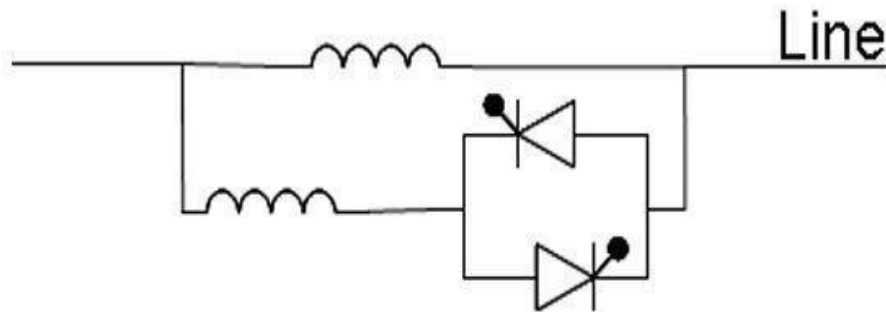


Figure II.8: Structure d'un TCSR.

### c- Compensateur Série Synchrone Statique (SSSC)

Le SSSC (Static Synchronous Series Compensator) : est un dispositif constitué d'un convertisseur statique alimenté par une source d'énergie continue, connecté en série avec la ligne de transmission au moyen d'un transformateur de tension, comme illustré à la figure II.10.

Il injecte une tension alternative en quadrature avec le courant de ligne, via ce transformateur série. Le SSSC est capable de produire ou d'absorber de la puissance réactive, selon les ordres de commande envoyés au convertisseur statique. Ce dernier s'appuie sur des mesures effectuées à l'aide d'un transformateur de tension (TT) et d'un transformateur de courant (TC).

Le fonctionnement du SSSC est comparable à celui du TCSC, mais il s'en distingue par l'absence de zone morte liée à la résonance parallèle, ce qui permet un réglage continu. Par ailleurs, grâce à la technologie du convertisseur à source de tension (VSC), il est possible d'intégrer un système de stockage d'énergie.

En distribution, bien que le SSSC fonctionne à des niveaux de puissance plus faibles, sa topologie est particulièrement adaptée à la protection des charges sensibles contre les microcoupures. Dans ce cas, il est connu sous le nom de DVR (Dynamic Voltage Restorer ou stockage dynamique de tension) [32]

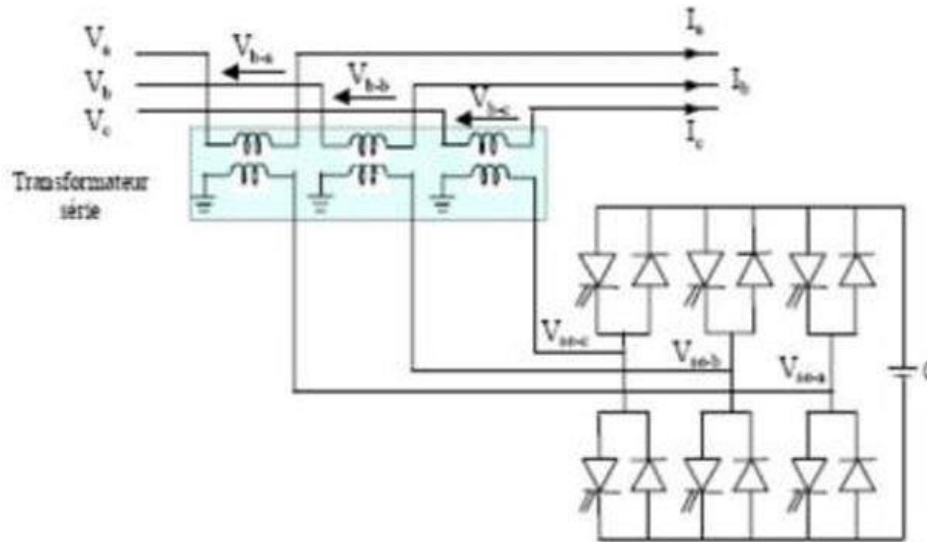


Figure II.9: Schéma de principe d'un SSSC.

**II.4.3. FACTS de type hybride**

Il s'agit d'une combinaison de dispositifs série et shunt, commandés de manière coordonnée afin de réaliser un contrôle prédéfini du système. Ces dispositifs permettent un contrôle multivariable, en agissant simultanément sur le flux de puissance active et réactive, la tension ainsi que l'angle de transport de l'énergie

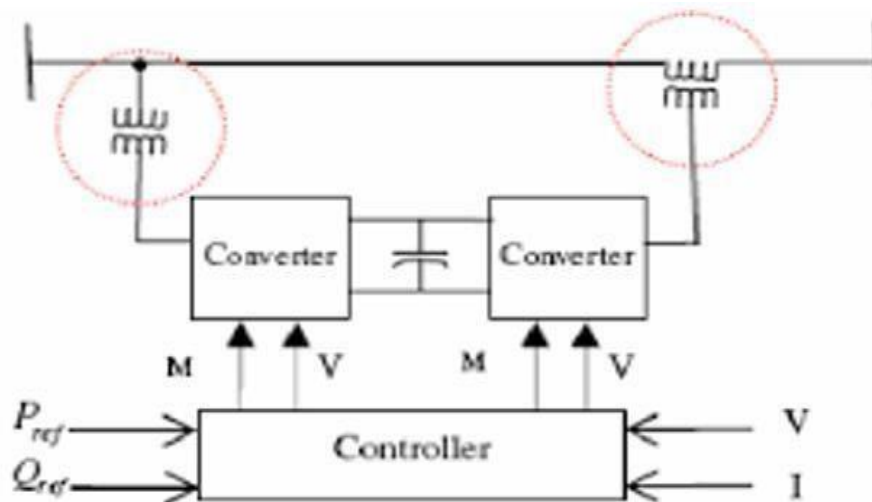
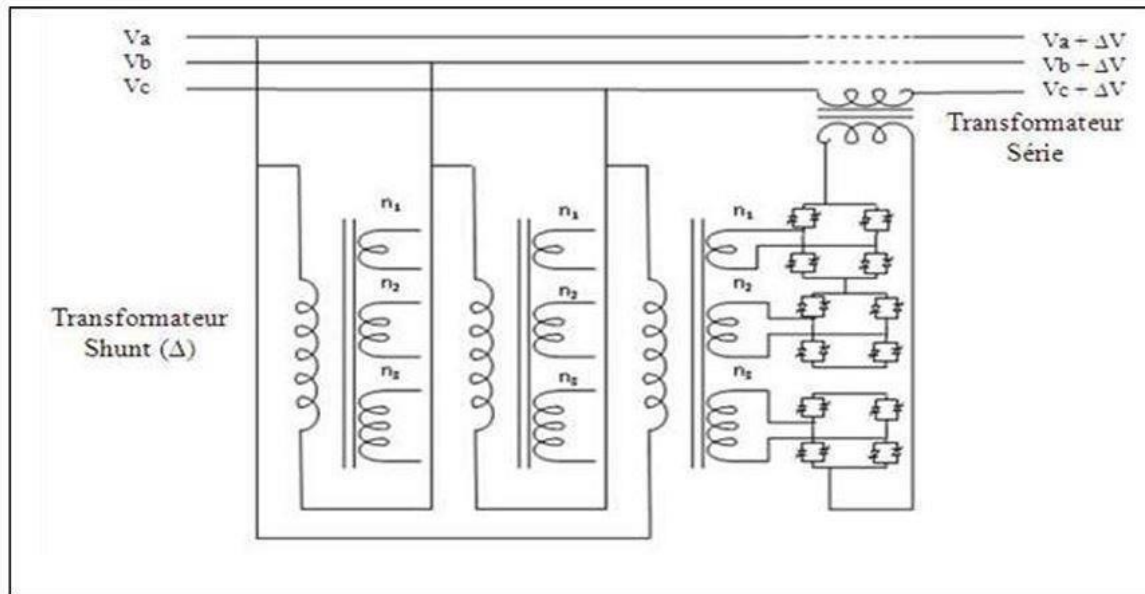


Figure I.10 Principe de compensation hybride (série-shunt)

**a- Transformateur déphaseur à base de Thyristors (TCPAR) (Thyristor Controlled Phase Angle Regulator) :**

La figure II.12, montre le schéma d'un TCPAR :



**Figure II.11:** Schéma de principe d'un TCPAR.

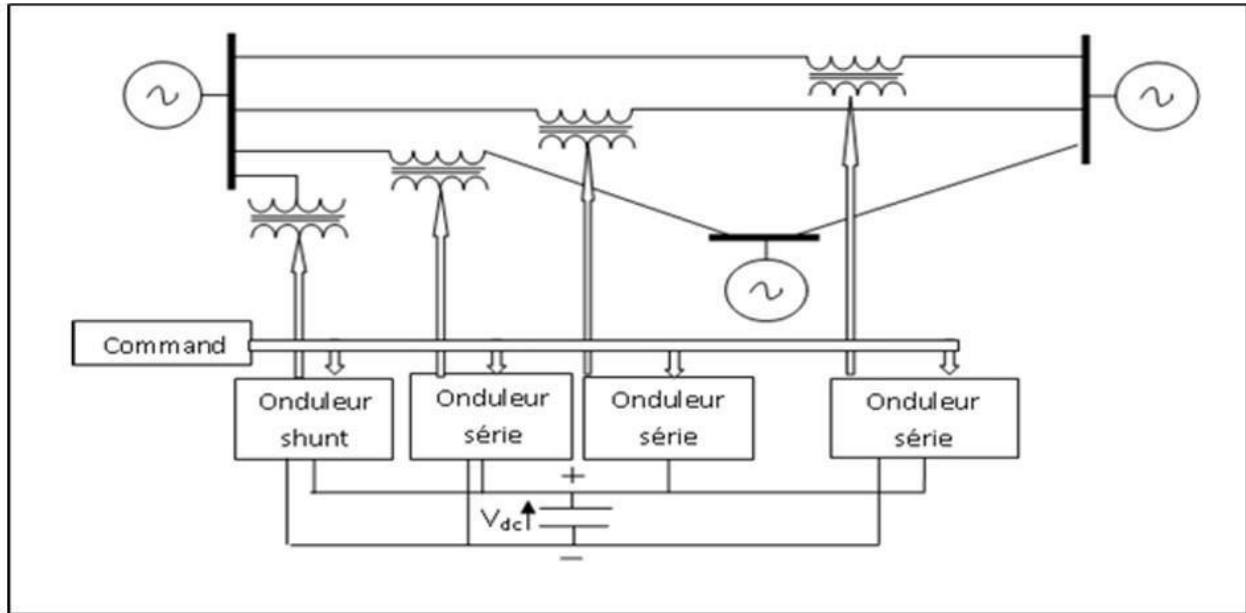
Il s'agit d'un transformateur déphaseur basé sur l'utilisation de thyristors, conçu pour remplacer les déphaseurs classiques à transformateurs à régulateur en charge (LTC), traditionnellement actionnés de manière mécanique. Ce dispositif se compose de deux transformateurs : l'un est connecté en série avec la ligne de transmission, tandis que l'autre est connecté en parallèle. Ce transformateur parallèle dispose de plusieurs rapports de transformation ( $n_1$ ,  $n_2$ ,  $n_3$ ), permettant d'ajuster la tension injectée. Les deux transformateurs sont interconnectés via un ensemble de thyristors.

Le principe de fonctionnement repose sur l'injection, dans les trois phases de la ligne, d'une tension en quadrature avec la tension à déphaser. Ce système présente l'avantage de ne pas produire d'harmoniques, car les thyristors fonctionnent en mode interrupteur à pleine conduction. Toutefois, le déphasage ne pouvant pas être réglé de manière continue, l'ajout d'un compensateur shunt est souvent nécessaire, engendrant un surcoût d'installation. L'amplitude de la tension injectée résulte de la combinaison des tensions secondaires issues du transformateur parallèle, selon les rapports de transformation  $n_1$ ,  $n_2$ ,  $n_3$ . [33]

#### **b- Contrôleur de Flux de Puissance d'Interligne (IPFC)**

L'IPFC (Interline Power Flow Controller) a été conçu pour permettre la compensation simultanée de plusieurs lignes de transmission au sein d'une même sous-station. Dans sa configuration générale, l'IPFC intègre plusieurs convertisseurs de type DC-DC, connectés en série avec les lignes à compenser.

Autrement dit, il se compose de plusieurs SSSC (Static Synchronous Series Compensators) et peut, selon les besoins, inclure un STATCOM pour renforcer ses capacités de régulation



**Figure II.12:** Schéma de principe d'un IPFC.

### c- Variateur de Charge Universel (UPFC – Unified Power Flow Controller)

L'UPFC est un dispositif polyvalent qui regroupe les fonctionnalités des principaux compensateurs FACTS, qu'ils soient de type parallèle, série ou déphaseur. Il permet ainsi de réguler la tension, de contrôler le flux de puissance active et réactive, de réduire les oscillations de puissance et d'améliorer la stabilité du système électrique.

L'élément distinctif de l'UPFC réside dans sa capacité à agir simultanément sur les trois paramètres fondamentaux du transfert de puissance dans une ligne : la tension, l'impédance de la ligne et le déphasage entre les tensions à ses extrémités.

Sa configuration combine un compensateur parallèle de type STATCOM et un compensateur série de type SSSC, tous deux reliés par un bus en tension continue, comme illustré à la figure II.13. [33]

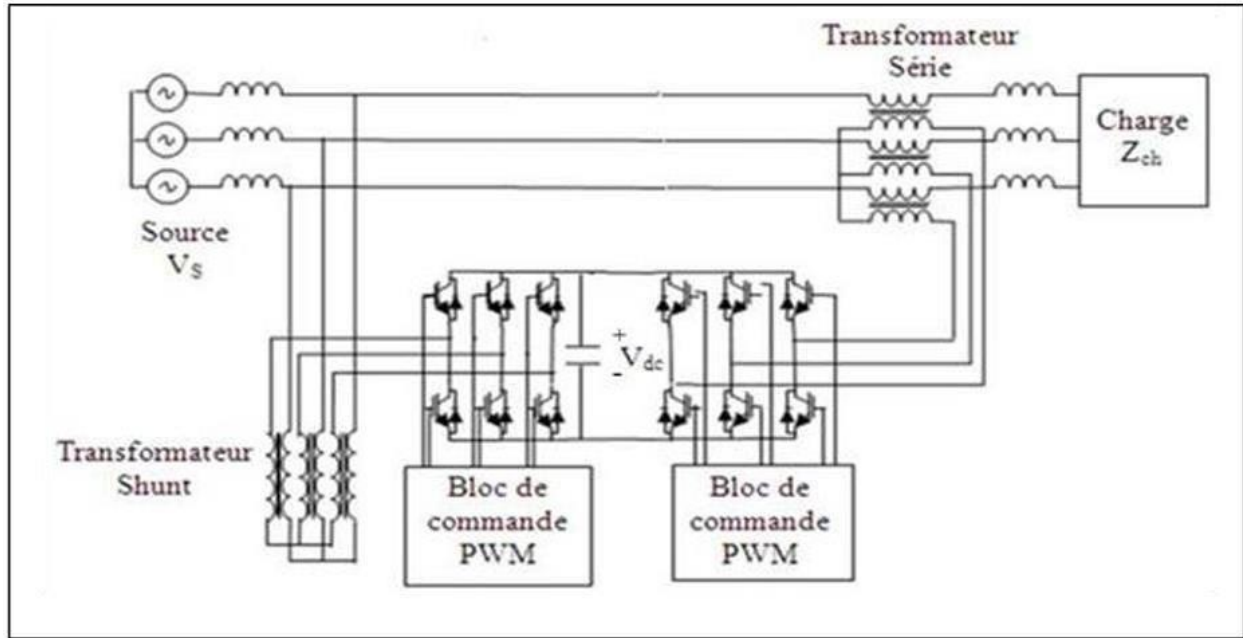


Figure II.13: Schéma de principe d'un variateur de charge universel.

## II.5. Principe de fonctionnement

La compensation série exerce plusieurs effets bénéfiques sur un système énergétique. La tension injectée par un condensateur série est proportionnelle au courant de la ligne et lui est perpendiculaire.

Par conséquent, la puissance réactive fournie par ce condensateur est proportionnelle au carré du courant, conférant au dispositif un effet d'autorégulation : plus la charge du système augmente, plus la puissance réactive délivrée croît. En régime permanent, la compensation série permet une régulation efficace de la tension et contribue à prévenir les chutes de tension.

Le condensateur série compense les pertes de tension engendrées par l'inductance série de la ligne de transport. À faible charge, la chute de tension est limitée, donc la tension injectée par le condensateur est relativement faible. En revanche, lorsque la charge augmente, la chute de tension s'intensifie, et la compensation devient plus significative, maintenant ainsi la tension du système à un niveau satisfaisant.

En réduisant la réactance de la ligne, la compensation série élargit la zone de stabilité de la tension. Elle joue donc un rôle crucial dans la prévention des chutes de tension soudaines et contribue à améliorer la stabilité globale du système.

On observe ainsi une amélioration de la stabilité de la tension passant d'un niveau P1 à un niveau supérieur P2. [34]

## II.6. Rôle des dispositifs FACTS

Le développement des dispositifs FACTS (Flexible AC Transmission Systems) est étroitement lié aux avancées technologiques dans le domaine des semi-conducteurs de puissance, notamment grâce à l'introduction de composants commandables tels que le thyristor et le GTO (Gate TurnOff thyristor).

Ces dispositifs constituent une alternative moderne aux méthodes traditionnelles de réglage de la puissance basées sur des techniques passives, telles que les bobines d'induction, les condensateurs commandés par disjoncteurs, ou encore les transformateurs déphaseurs à régler en charge mécanique.

Contrairement à ces systèmes classiques, les dispositifs FACTS utilisent des interrupteurs électroniques, ce qui leur confère une vitesse de commande très élevée et élimine les problèmes d'usure mécanique. Ils offrent ainsi une fiabilité accrue et une flexibilité quasi illimitée.

Dans un réseau électrique, les dispositifs FACTS interviennent aussi bien en régime stationnaire qu'en régime transitoire. Ils permettent notamment : D'absorber ou de fournir de la puissance réactive ;

De contrôler l'impédance des lignes de transmission ;

De modifier les angles de tension aux bornes des lignes. En régime permanent, leur rôle se manifeste principalement dans deux domaines :

- ✚ Régulation de la tension : en injectant de la puissance réactive lorsque la charge est élevée (tension trop basse) ou en l'absorbant lorsque la tension est trop élevée ;

- ✚ Contrôle des flux de puissance : pour limiter voire supprimer les surcharges sur les lignes et les transformateurs, et pour maîtriser les flux de bouclage au sein du réseau, en ajustant la réactance des lignes et les déphasages. Grâce à leur rapidité de réponse, les FACTS présentent également des avantages significatifs en régime dynamique [35], notamment :

- ✚ L'augmentation de la réserve de stabilité transitoire ;

- ✚ L'amortissement des oscillations de puissance ;

- ✚ Le soutien dynamique de la tension en période de perturbation.

Enfin, les dispositifs FACTS contribuent également à la réduction des courants de court-circuit et à la gestion des phénomènes de résonance hypo-synchrone. [36]

### II.7. Avantages des dispositifs FACTS

- ✚ Permettent un contrôle précis du transit de la puissance active dans les lignes de transmission.

- ✚ Contribuent à renforcer la sécurité des systèmes électriques, notamment par l'augmentation de la limite de stabilité transitoire et l'amortissement des oscillations de puissance.

- ✚ Réduisent les échanges inutiles de puissance réactive, ce qui améliore l'efficacité globale du réseau.

- ✚ Optimisent l'exploitation des moyens de production, ce qui permet une réduction des coûts de production énergétique.

- ✚ Peuvent jouer le rôle de filtre actif, contribuant à l'amélioration de la qualité de l'énergie.

- ✚ Facilitent l'interconnexion entre réseaux et favorisent les échanges d'énergie Entre différentes Zones géographiques [37]

### II.8. Inconvénients des dispositifs FACTS

Génération d'harmoniques dans le réseau électrique, ce qui entraîne une distorsion du signal et le rend non sinusoïdal, affectant ainsi la qualité de l'énergie. Vulnérabilité accrue aux surtensions, notamment en raison des commutations électroniques fréquentes, pouvant engendrer des pics de tension nuisibles aux équipements sensibles

### II.9. Comparaison des FACTS

Les plus utilisés Le tableau suivant montre les performances qui guident l'utilisateur dans son choix pour chaque compensateur.

**Tableau II.1** Bénéfices techniques des dispositifs FACTS

FACTS \ Performance	SV	SVC	STATCOM	TCSC	SSSC	UPFC
Transit de puissance active	+	+	+	+++	+++	+++
Contrôle de la puissance réactive	+++	+++	+++	/	/	+++
Contrôle de la tension	+++	+++	+++	+	+	+++
Contrôle de l'angle de transport	/	/	/	+++	+++	+++
Contrôle dynamique de la tension	/	++	+++	/	/	+++
Stabilité	/	++	+++	++	+++	+++
Oscillation de puissance	/	++	+++	+++	+++	+++

## II.10. Conclusion

Ce chapitre a permis de définir les dispositifs FACTS, de les classer et d'analyser leurs types de compensation ainsi que leurs rôles, avantages et inconvénients. Ces systèmes sont essentiels pour améliorer la stabilité, la régulation de la tension et le contrôle du flux de puissance dans les réseaux électriques. Parmi les dispositifs étudiés, le SVC (Static Var Compensator) et le TCSC (Thyristor Controlled Series Capacitor) ont été brièvement présentés. Dans le cadre de notre travail, nous nous concentrerons sur l'utilisation de ces deux dispositifs



# **Chapitre III**

## **Résultats**

### **De simulation**

### III.1. Introduction

Les systèmes FACTS (*Flexible AC Transmission Systems*) jouent un rôle essentiel dans l'amélioration de la stabilité, de la régulation de la tension, du contrôle de puissance et de la flexibilité des réseaux électriques. Grâce à ces dispositifs, il est possible d'optimiser le flux de puissance, de réduire les pertes, de réguler la tension et d'atténuer les surcharges dans les lignes de transport.

Dans ce chapitre, nous avons étudié l'utilisation de deux compensateurs FACTS, le TCSC (*Thyristor Controlled Series Capacitor*) et le SVC (*Static Var Compensator*), dans le but principal de réduire la surcharge des lignes et d'assurer une meilleure régulation de la tension. L'étude a été réalisée sur un réseau test IEEE à 6 bus. Nous avons d'abord déterminé l'emplacement optimal du TCSC dans le réseau. Ensuite, nous avons simulé une augmentation de charge à 10 %, 15 % et 20 %. Pour chaque niveau de charge, trois cas ont été analysés : application du TCSC seul, du SVC seul, puis de la combinaison TCSC + SVC. Enfin, une situation critique a été examinée avec l'ouverture d'une ligne, en répétant les mêmes scénarios d'application.

Cette étude permet d'évaluer l'impact de ces dispositifs FACTS sur la performance du réseau, notamment en termes de réduction des surcharges, de régulation de la tension et d'amélioration de la stabilité.

### III.2. Power World

Le Power World Simulator (Simulateur de puissance mondiale) est un outil interactif permettant de simuler les systèmes d'alimentation haute tension sur des périodes allant de quelques minutes à plusieurs jours. Il intègre un module d'analyse de flux de puissance particulièrement performant, capable de détecter et de corriger efficacement des défauts sur des réseaux comportant jusqu'à 100 000 ensembles de barres [38].

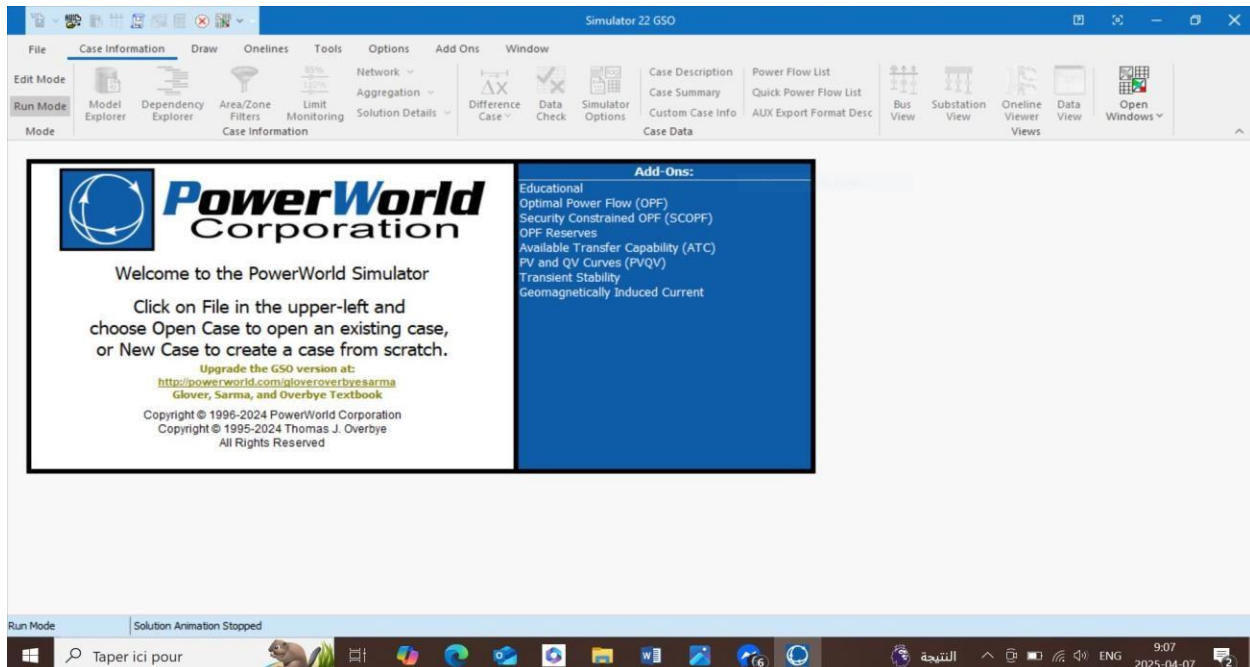


Figure III.1: Simulateur POWER WORLD Analyse de Réseau.

**III.3. Mode de Power World**

Dans le simulateur, le module d'écoulement de puissance est déployé en deux modes distincts :

- ❖ Edit mode

Il permet de modifier des cas existants ou de créer un nouveau cas.

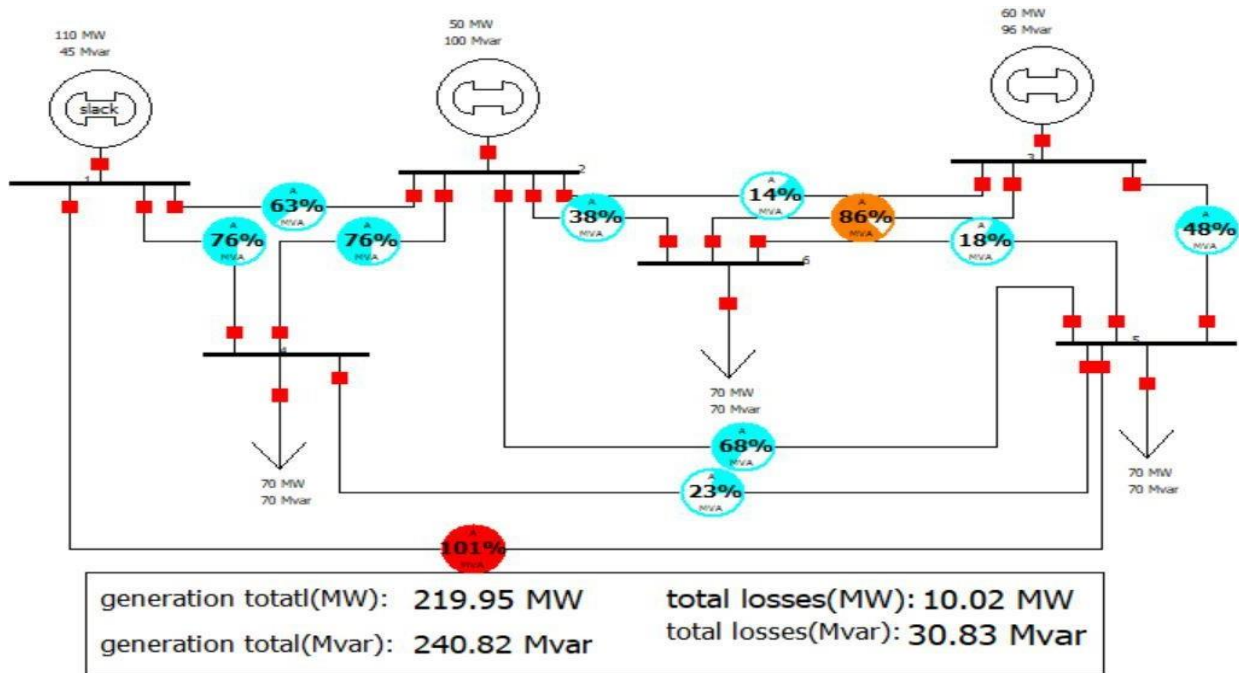
- ❖ Run mode

Elle est utilisée pour :

- ✓ Trouver une solution unique de l'écoulement de puissance.
- ✓ Lancer l'un des outils disponibles pour l'analyse du flux de charge.
- ✓ Effectuer une simulation temporelle du système électrique.

**III.4. Réseaux à 6 nœuds :** (avant application du TCSC)

Le système électrique qui va être la base de notre étude est issu d'un réseau réel simplifié qui est le réseau test IEEE 6-buses. Ce dernier est constitué de 6 jeux de barres et 3 générateurs connectés aux jeux de barres injectant leurs puissances dans un système alimentant 3 charges connectées à travers 11 lignes de transport, formant une topologie représentative pour l'analyse des flux de puissance.



**Figure III.2 :** réseau électrique à 6 buses

On constate que :

- La surcharge dans la ligne (1-5) est 101%
  - La surcharge dans la ligne (3-6) est 86%
  - La demande : 219.95 MW
  - Les pertes : 30.83MW

En appliquant les étapes de l'algorithme de Newton-Raphson dans la simulation sur notre micro réseau à 6 buses, nous obtenons les solutions de l'écoulement de puissance illustrées dans le tableau (III.1), (III.2) et le tableau (III.3) :

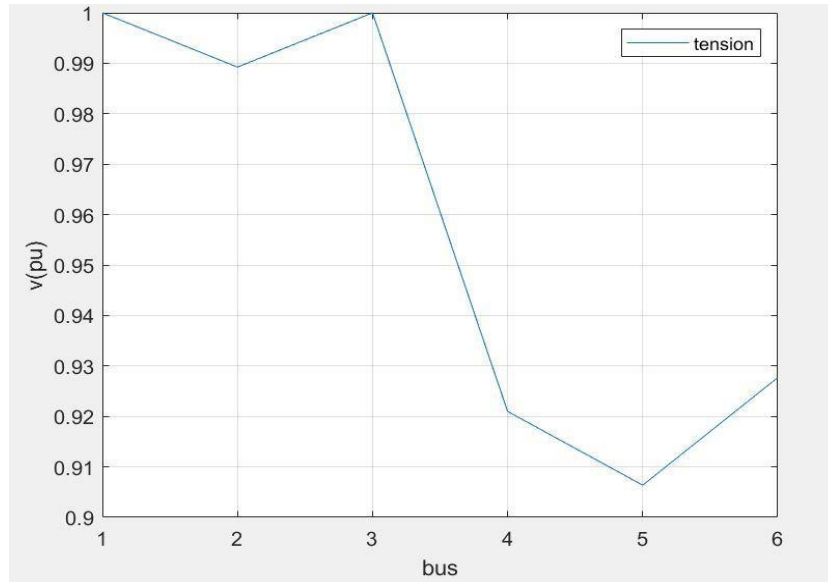
**Tableau III.1** : Tableau des tensions.

Nom	Tension(pu)	ANGLE	GE MW	GE MVAR
1	1,00000	0,00	109,99	44,54
2	0,98924	-4,01	50,00	100,00
3	1,00000	-4,54	60,00	96,19
4	0,92098	-4,54	/	/
5	0,90637	-5,62	/	/
6	0,92770	-6,43	/	/

**Tableau III.2** : TABLEAU DE PUISSANCE

nom de ligne	MW From	MvarFrom	MVA From	MW Loss	MvarLoss
1_2	30.3	-8.6	31.5	0.99	1.98
1_4	44	30	53.2	1.42	5.66
1_5	35.8	23.1	42.6	1.45	5.44
2_3	2.7	-4.8	5.5	0.02	0.08
2_4	33.9	50.6	60.9	1.9	3.79
2_5	15.8	22.2	27.2	0.76	2.27
2_6	26.9	21.4	34.4	0.85	2.42
3_5	19.2	27.2	33.3	1.33	2.88
3_6	43.5	64.1	77.5	1.2	6
4_5	4.5	1.2	4.6	0.05	0.1
5_6	1.7	-7	7.2	0.06	0.19

La figure ci-dessous Présente le profil de tension au niveau de chaque bus :



**Figure III.3** : Profil de tension au niveau de chaque bus.

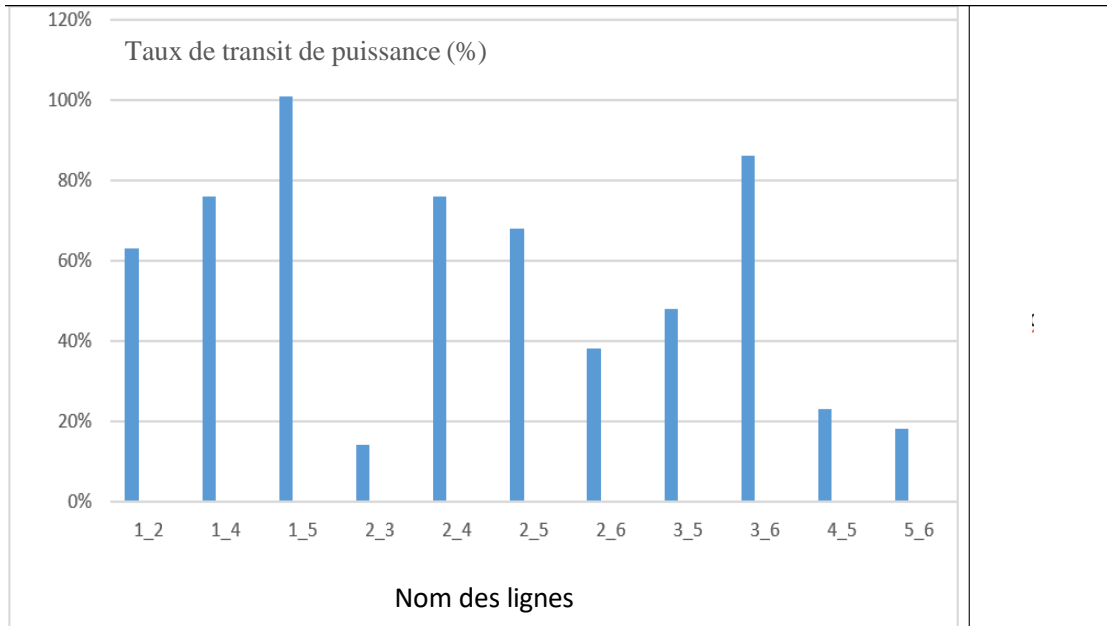
À travers les résultats obtenus (figure III.3), nous remarquons que les bus 1 et 3 présentent la tension la plus élevée, atteignant 1 pu, suivis par le bus 2. En revanche, la tension la plus basse est observée au bus 5.

Le tableau III.2 ci-dessous représente le taux de transit de puissance dans chaque ligne du réseau.

**Tableau III.3:** Taux de transit de puissance des lignes

nom de ligne	Taux de transit de puissance(%)
1_2	63%
1_4	76%
1_5	101%
2_3	14%
2_4	76%
2_5	68%
2_6	38%
3_5	48%
3_6	86%
4_5	23%
5_6	18%

L'histogramme suivant illustre visuellement ces taux, permettant d'identifier les lignes les plus sollicitées.



**Figure III.4 :** Taux de transit de puissance des lignes

L'histogramme (**Figure III.4**) montre que les lignes 1-5 et 3-6 présentent les valeurs les plus élevées en termes de pourcentage de puissance transitée. La ligne 1-5 atteint 101%, tandis que la ligne 3-6 transporte 86% de la puissance. Cela indique que ces deux lignes sont les plus sollicitées dans le réseau

### III.5. Réseau à 6 nœuds (après application du TCSC) :

- ❖ Dans cette partie de notre étude, un TCSC est appliqué successivement sur chaque ligne du réseau, en commençant par la ligne 1-2, puis déplacé vers la ligne 1-4, ensuite 1-5, et ainsi de suite jusqu'à la ligne 5-6. L'objectif principal de cette démarche est d'identifier l'emplacement optimal du TCSC permettant de réduire au mieux les surcharges dans les lignes de transmission, tout en contribuant à la diminution des pertes réactives.
- ❖ Avant l'emplacement du TCSC pour chaque cas, on doit déterminer l'impédance totale de la ligne, en supposant que la compensation est 70%, nous pourrions trouver les valeurs totales des impédances ( $X_{total}$ ) de lignes en utilisant l'équation (III.1) :

$$X_{total} = X_{ligne} - X_{tcsc} \quad (III.1)$$

$$X_{tcsc} = 70\% X_{ligne} \quad \text{ou} \quad X_{tcsc} = 0.7 X_{ligne}$$

**Donc :**

$$X_{totale} = X_{ligne} - 0,7 X_{ligne} = 0,3 X_{ligne}$$

#### Exemple :

Les nouvelles impédances des lignes suivantes sont :

- $X_{totale}(2-5) = 0,3 * 0,3 = 0,09$
- $X_{totale}(3-5) = 0,26 * 0,3 = 0,078$

❖ TCSC à la ligne 1-2

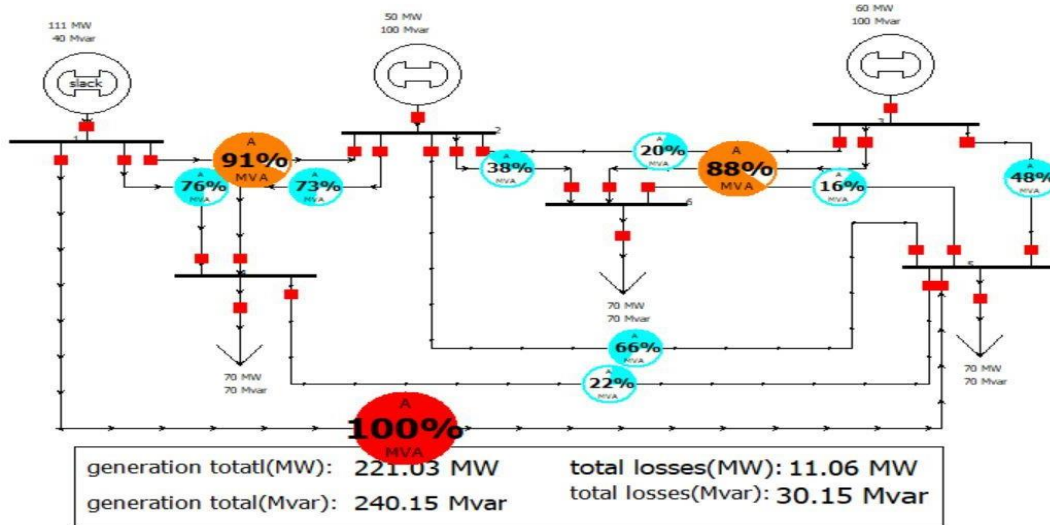


Figure III.5 : Réseau électrique à 6 noeuds avec tcsc dans la ligne 1-2.

L'emplacement du TCSC sur la ligne 1-2 a permis une légère réduction de la surcharge sur la ligne 1-5 (101 % à 100 %), mais a causé une augmentation sur les lignes 1-2 (63 % à 91 %) et 3-6 (86 % à 88 %).

❖ TCSC à la ligne 1-4

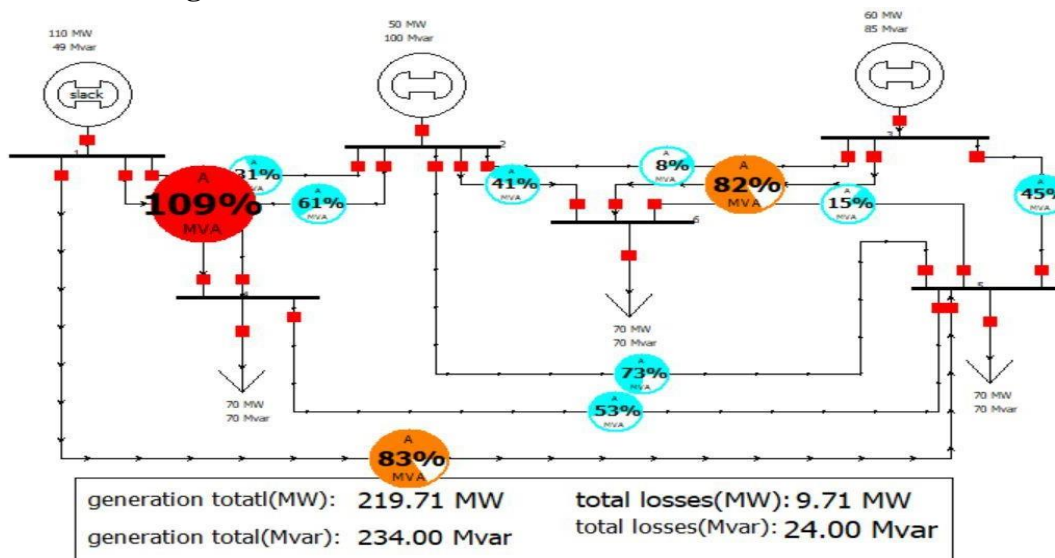


Figure III.6 : Réseau électrique à 6 buses avec tcsc dans la ligne 1-4.

L'emplacement du TCSC sur la ligne 1-4 a permis de réduire significativement la surcharge sur les lignes 1-5 (101 % à 83 %) et 3-6 (86 % à 82 %). Cependant, il a entraîné une augmentation notable sur la ligne 1-4 (76 % à 109 %).

❖ TCSC à la ligne 1-5

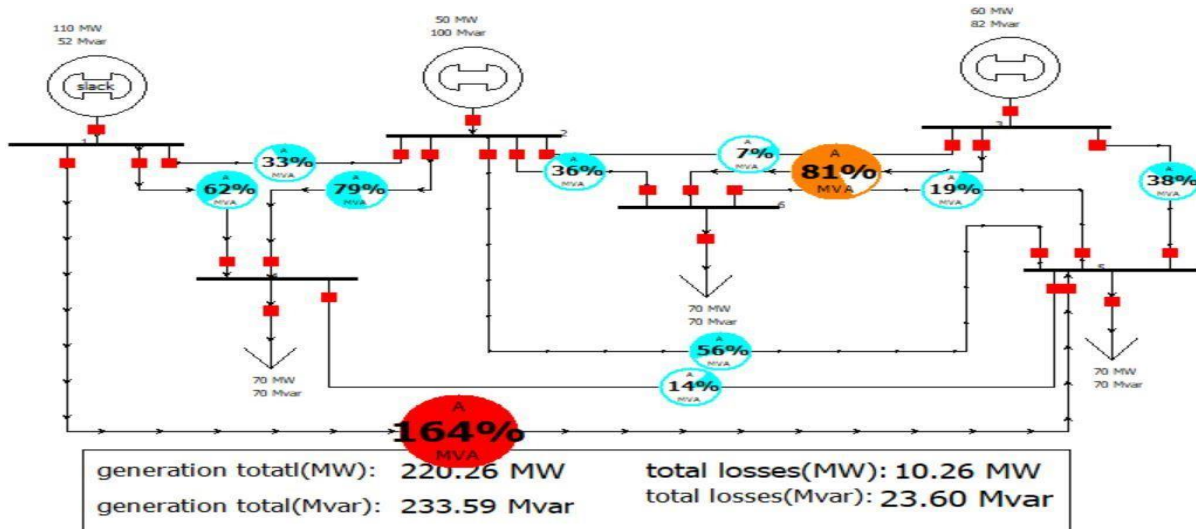


Figure III.7 : Réseau électrique à 6 buses avec tcsc dans la ligne 1-5.

L'application du TCSC à la ligne 1-5 a entraîné une réduction de la surcharge de la ligne 3-6, passant de 86 % à 81 %, mais a provoqué une augmentation de la surcharge dans la ligne 1-5, passant de 101 % à 164 %.

❖ TCSC à la ligne 2-3

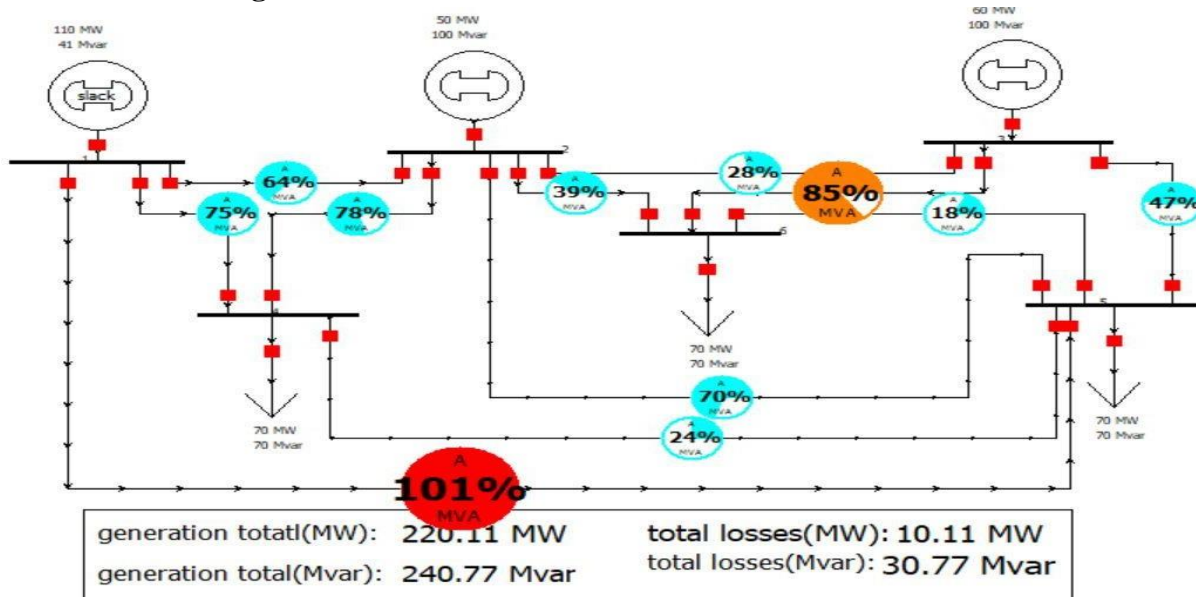


Figure III.8 : Réseau électrique à 6 buses avec tcsc dans la ligne 2-3.

L'application du TCSC à la ligne 2-3 a entraîné une légère diminution de la surcharge dans la ligne 3-6, passant de 86 % à 85 %, tandis que la surcharge dans la ligne 1-5 est restée inchangée à 101 %.

❖ TCSC à la ligne 2-4

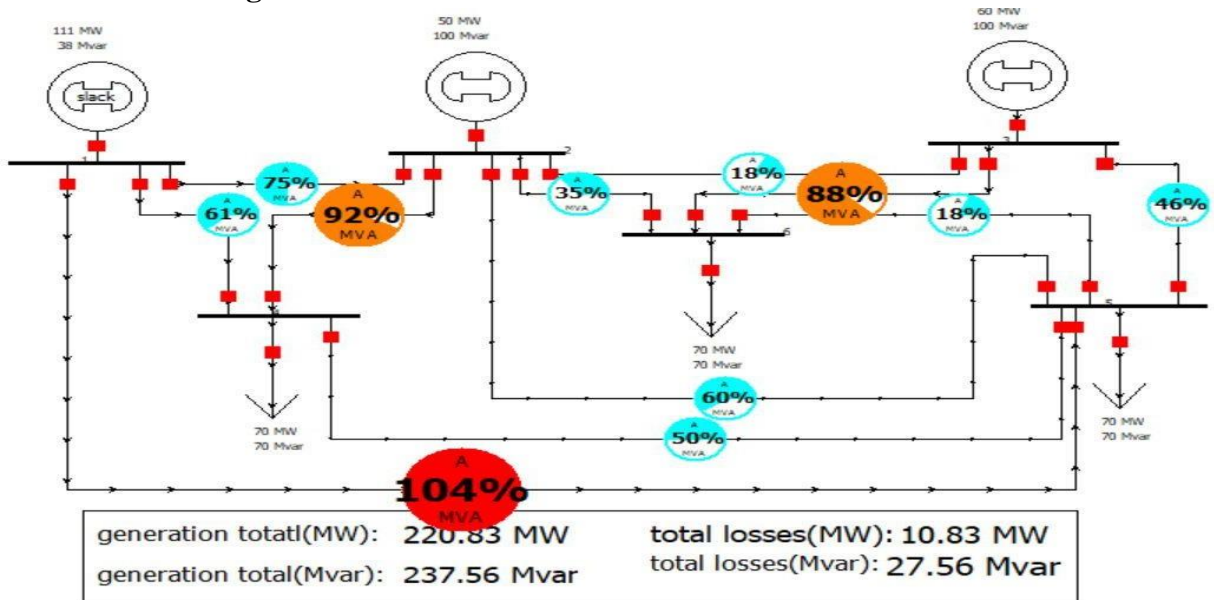


Figure III.9 : Réseau électrique à 6 buses avec tcsc dans la ligne 2-4.

L'application du TCSC à la ligne 2-4 a entraîné une augmentation de la surcharge dans la ligne 1-5, passant de 101 % à 104 %, ainsi que dans la ligne 3-6, de 86 % à 88 %. De plus, la surcharge dans la ligne 2-4 est passée de 76 % à 92 %

❖ TCSC à la ligne (2-5)

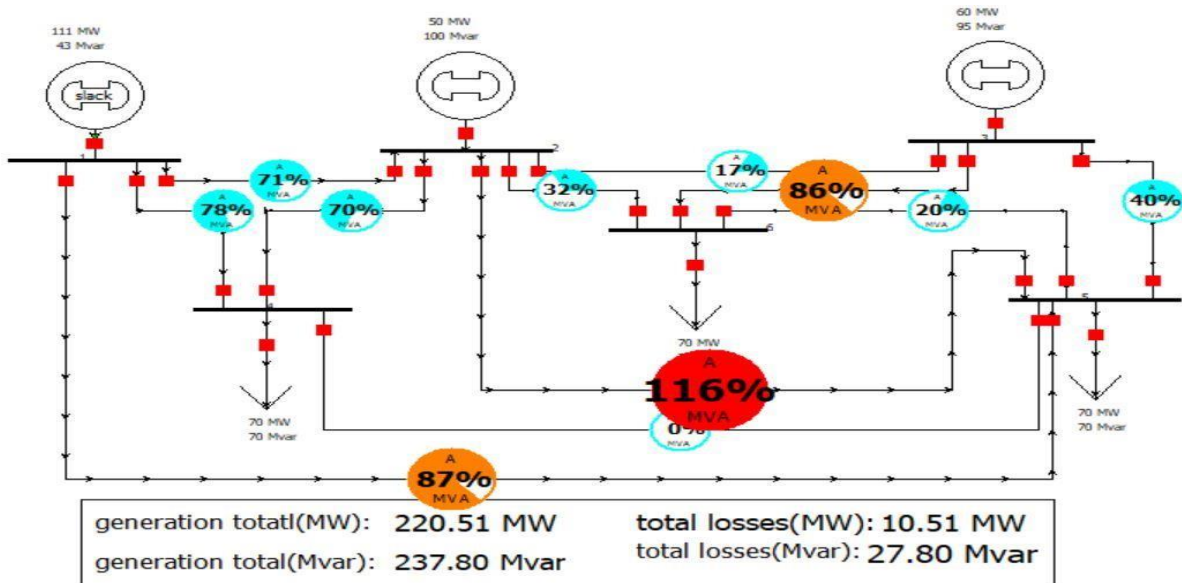


Figure III.10 : Réseau électrique à 6 buses avec tcsc dans la ligne 2-5.

L'application du TCSC à la ligne 2-5 a entraîné une diminution de la surcharge dans la ligne 1-5, passant de 101 % à 87 %, tandis que la surcharge dans la ligne 2-5 a augmenté, passant de 23 % à 116 %.

❖ TCSC à la ligne (2-6)

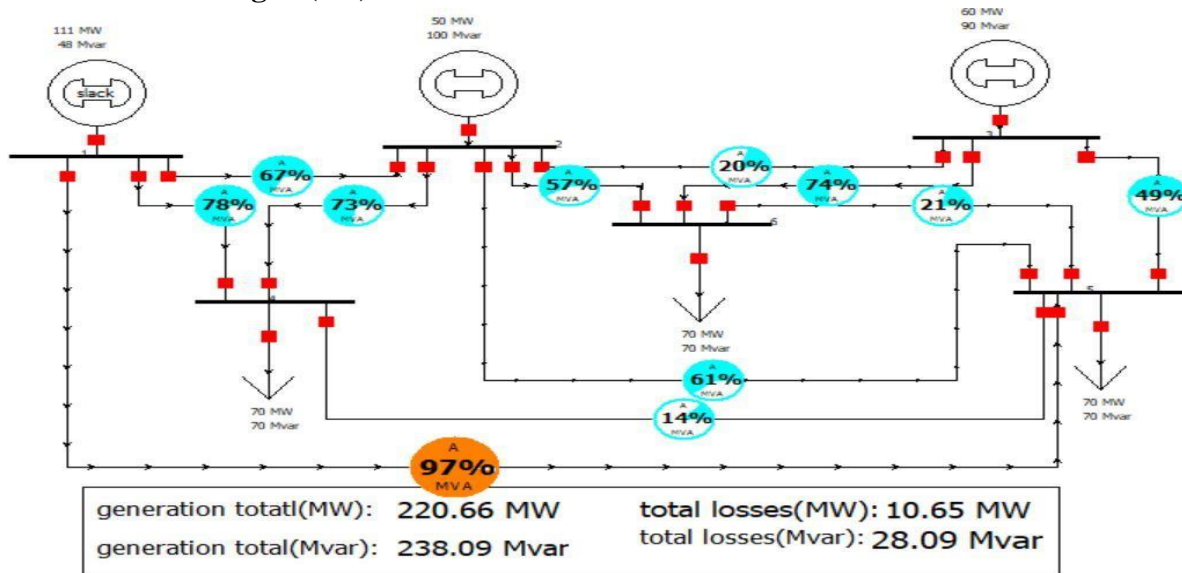


Figure III.11 : Réseau électrique à 6 buses avec tcsc dans la ligne 2-6.

L'application du TCSC à la ligne 2-6 a entraîné une diminution de la surcharge dans la ligne 1-5, passant de 101 % à 97 %, et dans la ligne 3-6, passant de 86 % à 74 %.

❖ TCSC à la ligne (3-5)

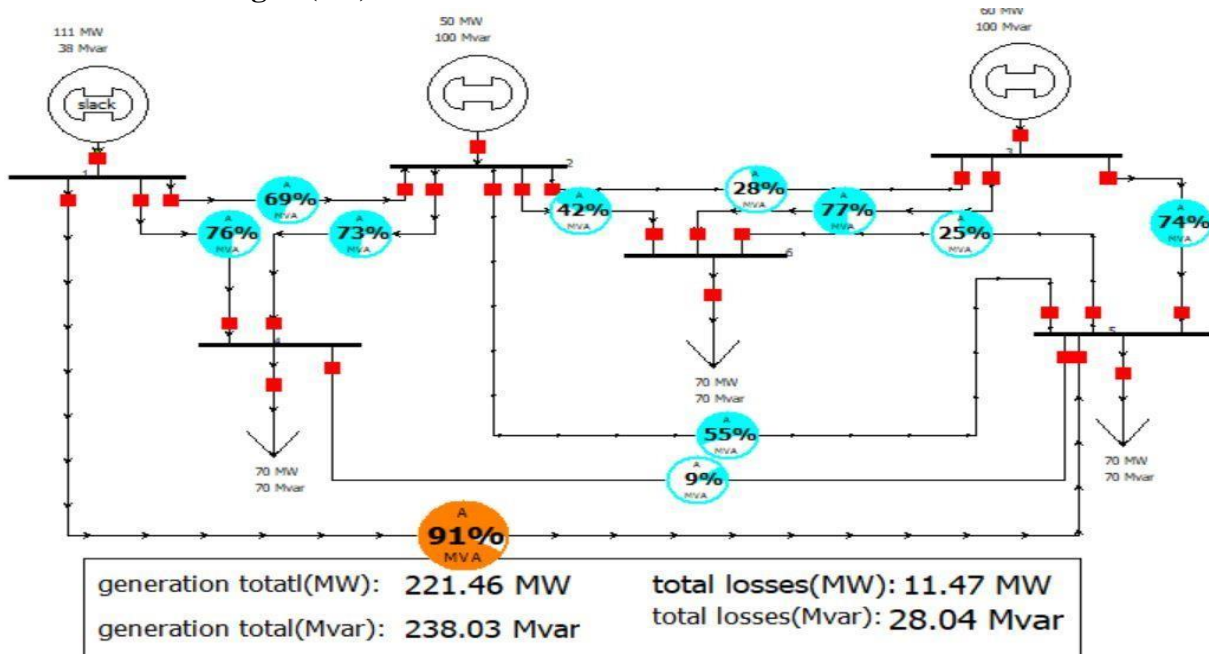


Figure III.12 : Réseau électrique à 6 buses avec tcsc dans la ligne 3-5.

L'application du TCSC à la ligne 3-5 a entraîné une diminution de la surcharge dans la ligne 1-5, passant de 101 % à 91 %, et dans la ligne 3-6, passant de 86 % à 77 %.

❖ TCSC à la ligne (3-6)

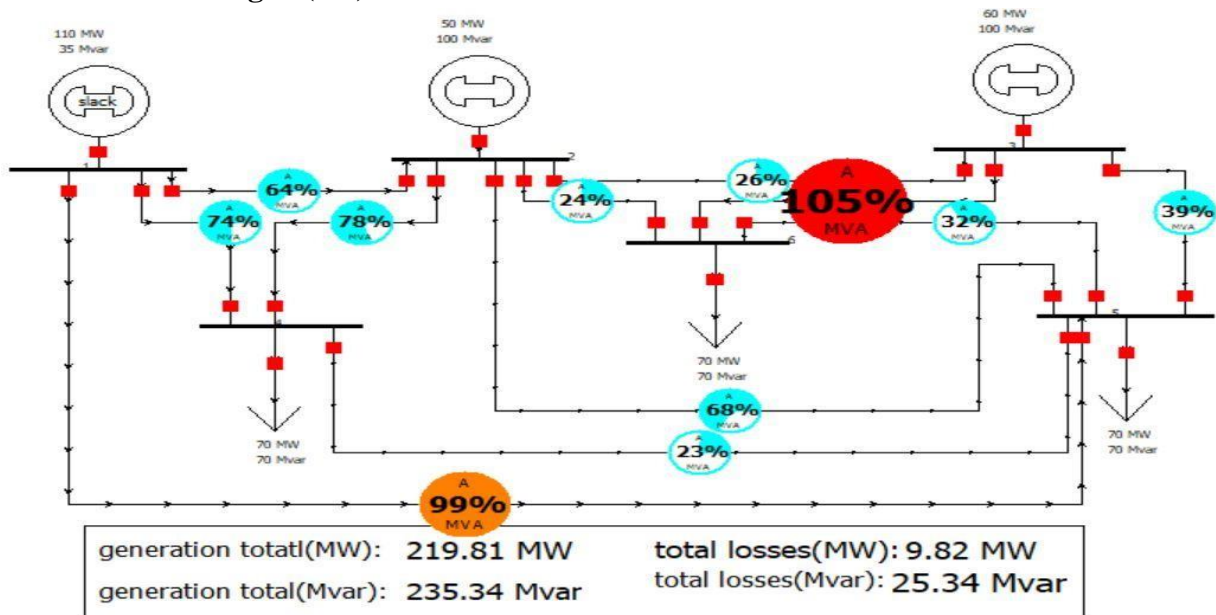


Figure III.13 : Réseau électrique à 6 buses avec tcsc dans la ligne 3-6.

L'application du TCSC à la ligne 3-6 a provoqué une diminution de la surcharge dans la ligne 1-5, passant de 101 % à 99 %, et une augmentation de la surcharge dans la ligne 3-6, passant de 86 % à 105 %.

❖ TCSC à la ligne (4-5)

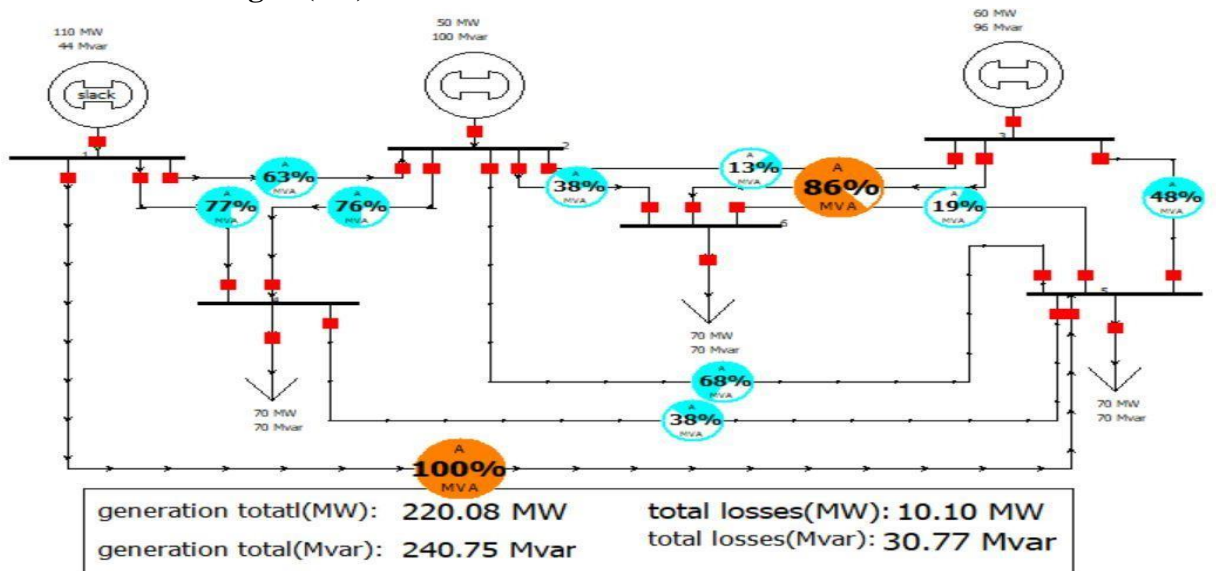
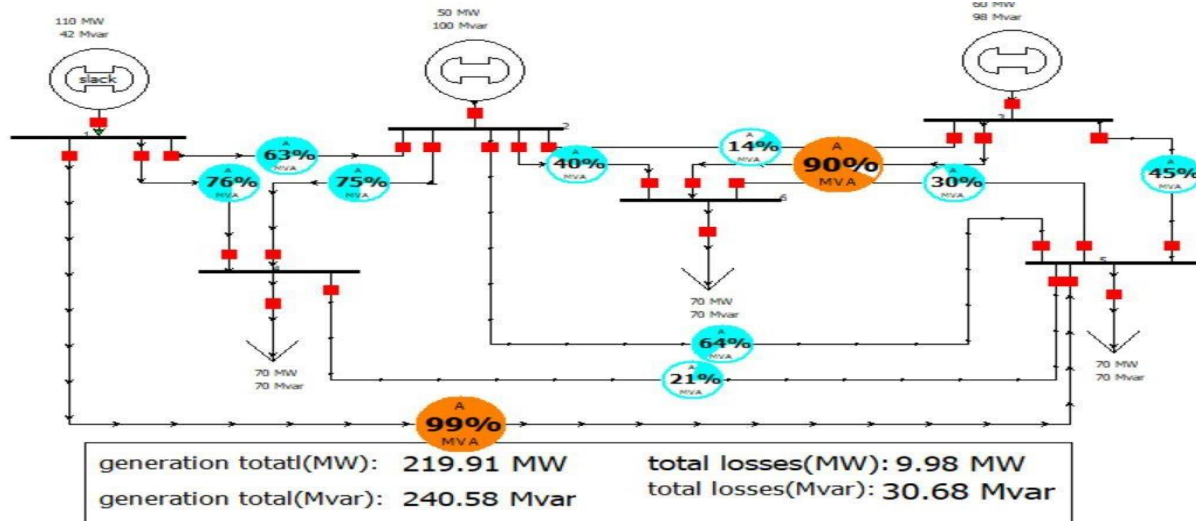


Figure III.14 : Réseau électrique à 6 buses avec tcsc dans la ligne 4-5.

L'application du TCSC à la ligne 3-6 a entraîné une légère réduction de la surcharge dans la ligne 1-5, passant de 101 % à 100 %, tandis que la charge sur la ligne 3-6 reste inchangée.

❖ TCSC à la ligne (5-6)



**Figure III.15 :** Réseau électrique à 6 buses avec tcsc dans la ligne 5-6.

L'application du TCSC sur la ligne 5-6 a permis de réduire légèrement la surcharge sur la ligne 1-5 (de 101 % à 99 %), accompagnée d'une augmentation de la surcharge sur la ligne 3-6 (de 86 % à 90 %).

L'application du TCSC sur la **ligne 3-5** réduit la surcharge de la ligne 1-5 de 101 % à 91 % et celle de la ligne 3-6 de 86 % à 77 %. Cet emplacement est donc considéré comme optimal pour l'amélioration du flux de puissance.

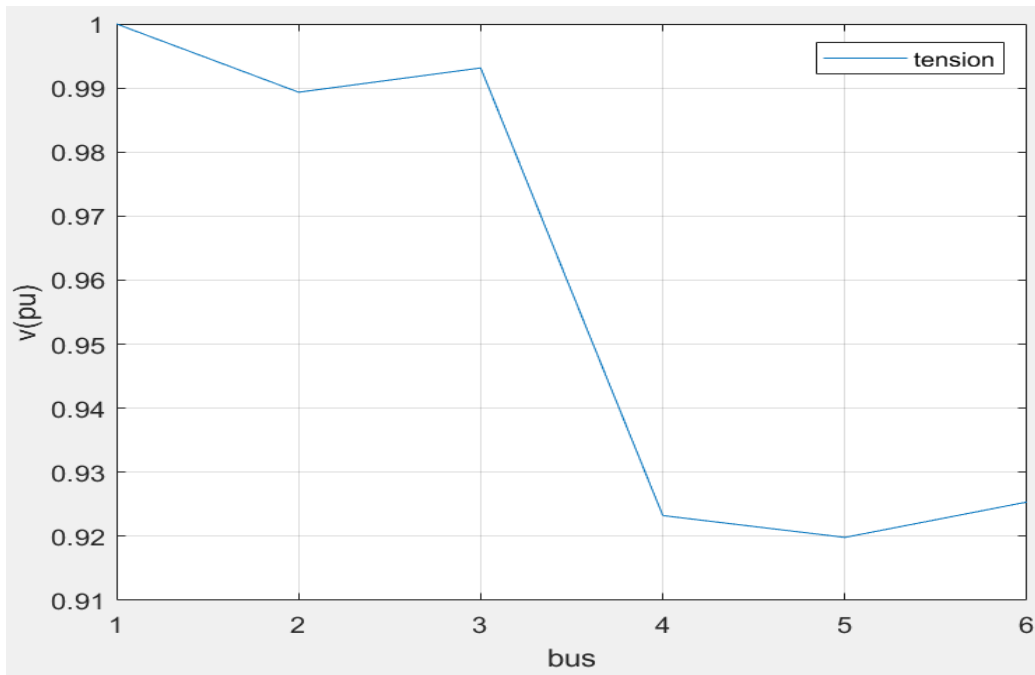
Le tableau **III.3** ci-dessous présente le profil de tension au niveau de chaque bus à l'état initial, ainsi qu'après l'emplacement optimal du TCSC sur la ligne 3-5.

**Table III.4:** Tableau des tensions.

Nom	Tension(Pu)Avant tcsc	Tension(Pu) après tcsc
1	1	1
2	0,98924	0,98934
3	1	0,99313
4	0,92098	0,92324
5	0,90637	0,91983
6	0,92770	0,92536

D'après le tableau, on remarque une amélioration de la tension au niveau du bus 5, passant de 0,90 pu à 0,91 pu après l'emplacement du TCSC

La figure ci-dessous présente le profil de tension au niveau de chaque bus après l'emplacement optimal du TCSC sur la ligne 3-5



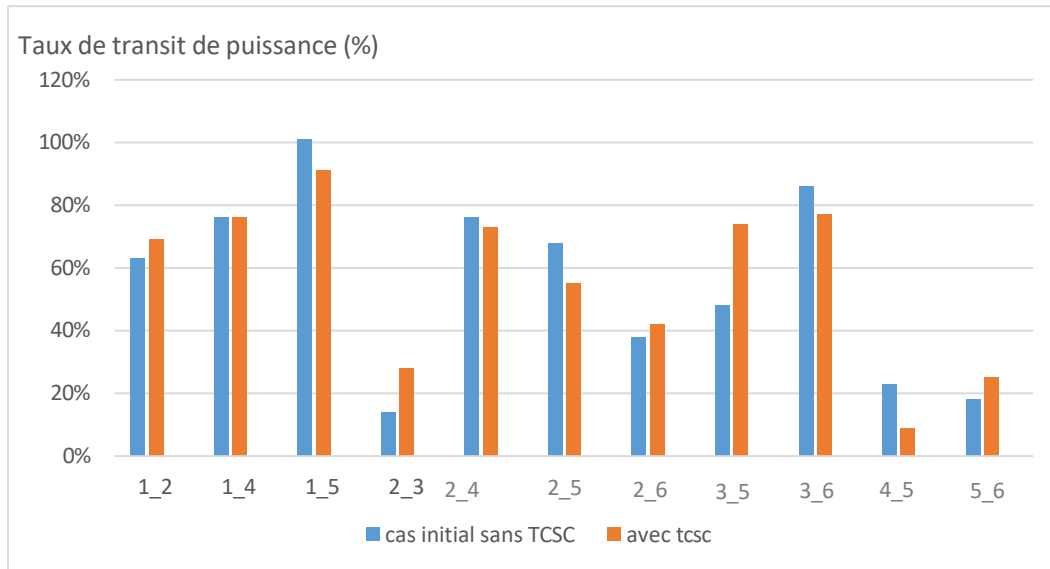
**Figure III.16 :** profil de tension après l'emplacement optimal du TCSC sur la ligne 3-5.

Le tableau III.4 ci-dessous présente le taux de transit de puissance dans chaque ligne du réseau à l'état initial (sans TCSC) ainsi qu'après l'installation du TCSC sur la ligne 3-5 (cas optimal)

**Tableau III.5 :** Taux de transit de puissance des lignes :

nom de ligne	cas initial(sans tcsc)	avec tcsc
1_2	63%	69%
1_4	76%	76%
1_5	101%	91%
2_3	14%	28%
2_4	76%	73%
2_5	68%	55%
2_6	38%	42%
3_5	48%	74%
3_6	86%	77%
4_5	23%	9%
5_6	18%	25%

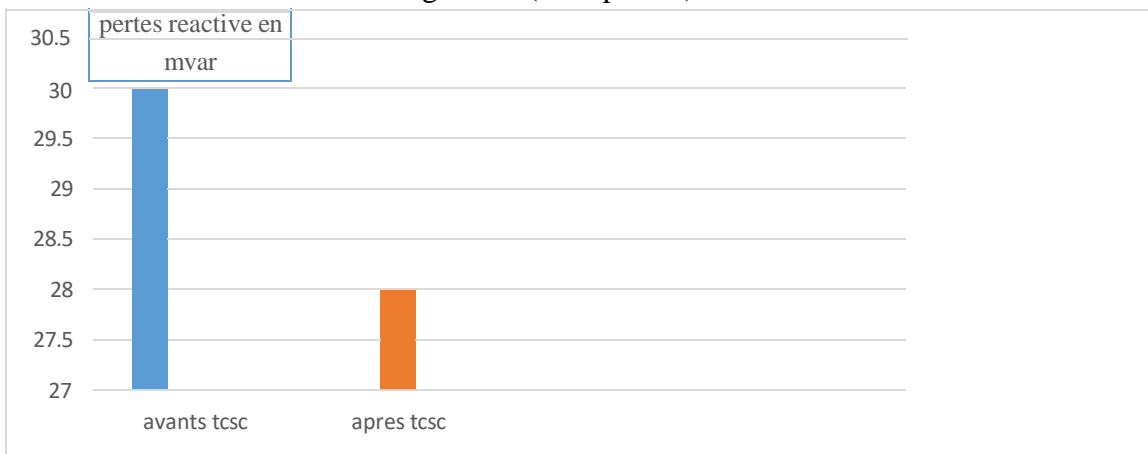
L'histogramme ci-dessous illustre la comparaison entre le cas initial (sans TCSC) et le cas avec TCSC placé sur la ligne 3-5, considéré comme l'emplacement optimal



**Figure III.17** : Comparaison entre le cas initial (sans TCSC) et le cas avec TCSC placé sur la ligne 3-5(cas optimal)

L’histogramme de la figure (III.17) montre une réduction notable du taux de transit de puissance sur plusieurs lignes après l’installation du TCSC sur la ligne 3-5. Notamment, la surcharge initiale observée sur la ligne 1-5 (101 %) et 3-6 (86 %) a été réduite respectivement à 91 % et 77 %. Cette amélioration confirme l’efficacité de l’emplacement optimal du TCSC dans la ligne 3-5 pour alléger les surcharges du réseau

La figure ci-dessous illustre les pertes réactives totales du réseau à l’état initial (sans TCSC) et après l’installation du TCSC sur la ligne 3-5 (cas optimal).



**Figure III.18** : Comparaison des pertes réactives avant et après l’installation du TCSC sur la ligne 3-5 (cas optimal)

L’histogramme de la figure (III.18) montre une diminution des pertes réactives de 30.8 MVAR à 28.04 MVAR après l’installation du TCSC sur la ligne 3-5.

### III.6. Augmentation de la charge

#### III.6.1. Augmentation de la charge (10%)

La figure ci-dessous illustre la variation des surcharges des lignes après l'augmentation de la charge de 10%, avant l'application du TCSC, du SVC, et de leur combinaison

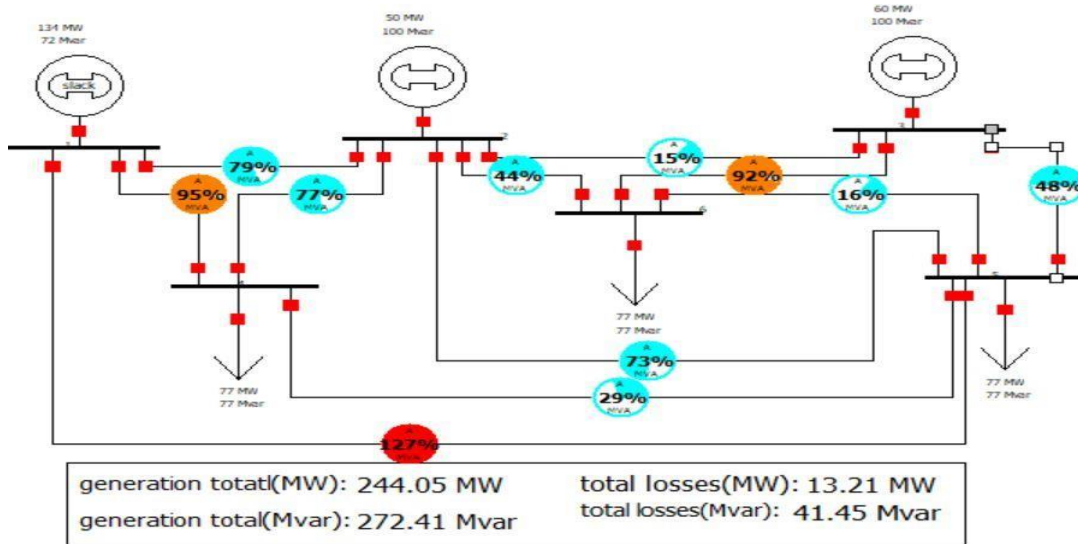


Figure III.19: Réseau électrique à 6 nœuds après augmentation de la Charge (10%).

#### III.6.1.1. Augmentation de la charge (10%) : avec TCSC

La figure ci-dessous représente l'emplacement optimal du TCSC, après plusieurs essais sur les lignes, illustrant le taux de transit de puissance

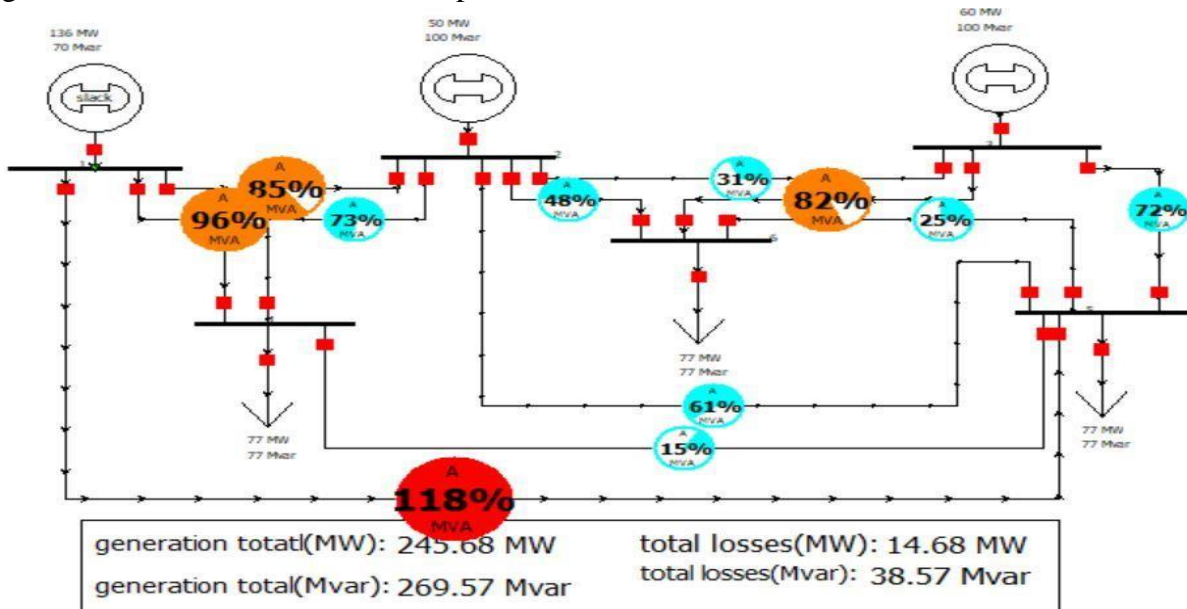
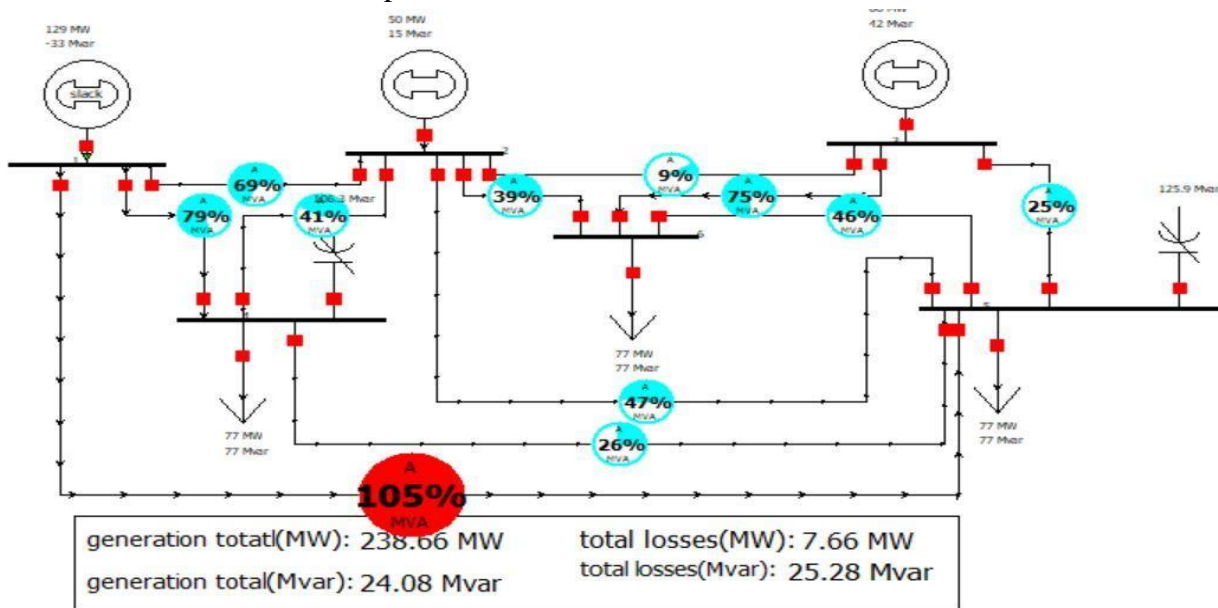


Figure III.20 : Réseau électrique à 6 nœuds après augmentation de la Charge (10%) avec TCSC.

**III.6.1.2. Augmentation de la charge (10%) : avec SVC**

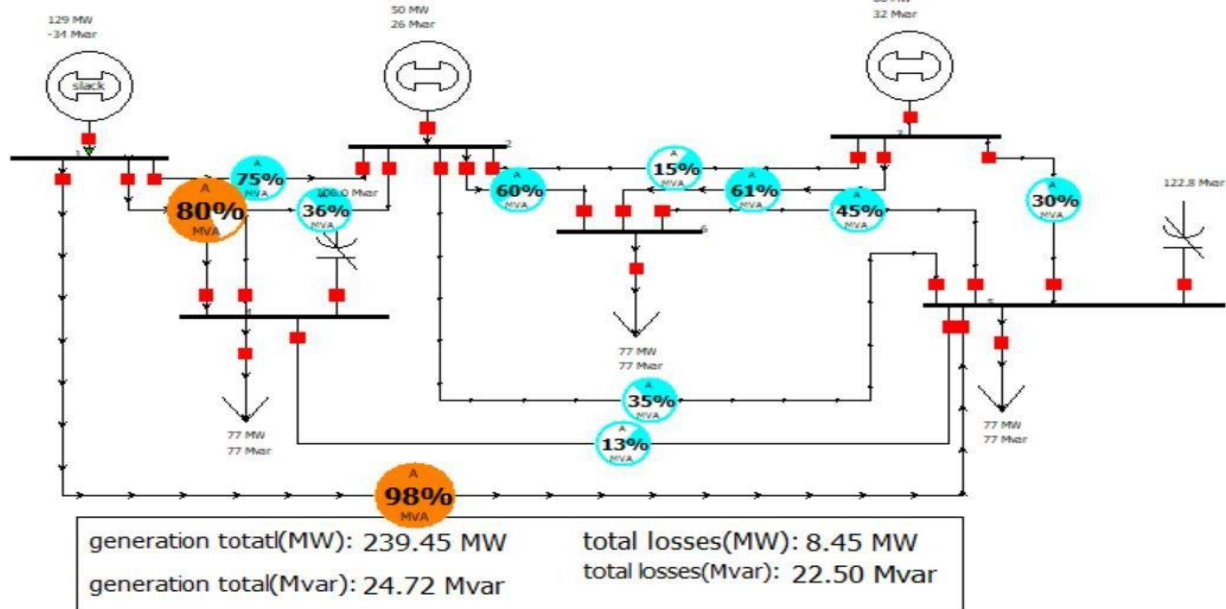
La figure ci-dessous représente l'emplacement optimal du SVC, déterminé après plusieurs essais, illustrant le taux de transit de puissance.



**Figure III.21 :** Transit de puissance à travers les ligne après augmentation de la Charge (10%) avec SVC.

**III.6.1.3. Augmentation de la charge (10%) : avec TCSC et SVC.**

La figure ci-dessous représente l'emplacement optimal du SVC et du TCSC (en combinaison), déterminé après plusieurs essais, illustrant le taux de transit de puissance



**Figure III.22:** Transit de puissance à travers les ligne après augmentation de la Charge (10%) avec TCSC et SVC.

Le tableau III.6 présente les tensions au niveau de chaque bus lors de l'augmentation de la charge de 10 %, ainsi qu'après l'emplacement optimal combiné du TCSC et du SVC

Tableau III.6 : Tableau de tension(pu)

bus	Tension (+10%)	Tension (SVC+TCSC)
	Pu	Pu
1	1	1
2	0.9659	1
3	0.97235	1
4	0.89562	1
5	0.87503	1
6	0.89277	0.9518

D'après le tableau III.6, on remarque une amélioration des tensions au niveau des bus 1 à 5, atteignant 1 pu, et au niveau du bus 6, passant de 0,89 pu à 0,95 pu, après l'emplacement combiné du TCSC et du SVC.

L'histogramme suivant montre la comparaison des taux de transit de puissance à l'état initial avec une augmentation de 10%, ainsi qu'après l'application du TCSC, du SVC et de la combinaison TCSC+SVC.

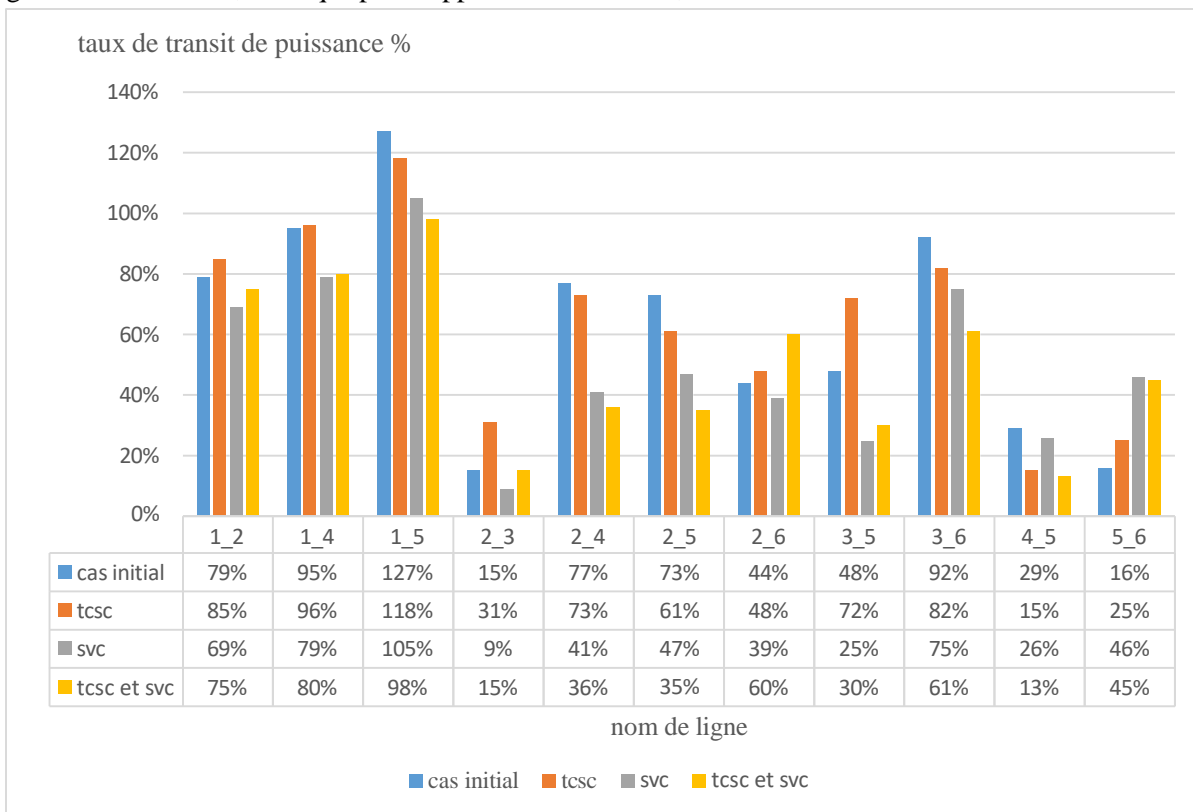
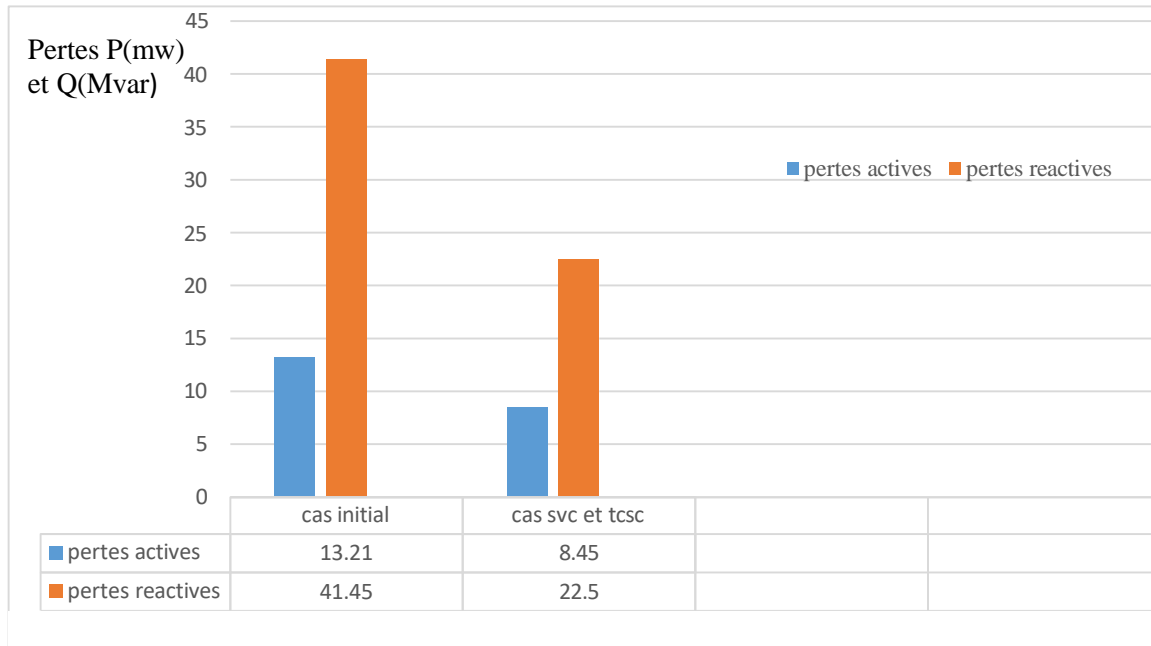


Figure III.23 : Comparaison des taux de transit de puissance avant et après l'application du TCSC, du SVC et de leur combinaison, suite à une augmentation de 10% de la charge

D'après l'analyse des resultants de la figure (III.23), suite à une augmentation de charge de 10 %, les lignes les plus surchargées sont la ligne 1-5 (127 %), la ligne 1-4 (95 %) et la ligne 3-6 (92 %). L'application du TCSC seul permet de réduire ces surcharges à 118 %, 96 % et 82 %, tandis que le SVC seul les abaisse à 105 %, 79 % et 75 %. Cependant, la combinaison TCSC + SVC s'avère la plus optimale et la plus efficace, en réduisant considérablement les surcharges à 98 % (1-5), 80 % (1-4) et 61 % (3-6)

L'histogramme ci-dessous montre les pertes actives et réactives dans le réseau à l'état initial (augmentation de 10 %) et après l'application combinée du TCSC et du SVC.



**Figure III.24 :** Comparaison des pertes actives et réactives avant et après l'application combinée du TCSC + SVC, suite à une augmentation de 10 % de la charge

D'après la figure III.24, on remarque qu'à l'état initial, les pertes actives sont de 13,21 MW. Après l'application du TCSC + SVC, les pertes actives sont réduites à 8,45 MW, ce qui démontre l'efficacité de cette combinaison pour limiter les pertes actives par rapport à l'état initial

III.6.2. Augmentation de la charge (15%)

La figure ci-dessous illustre la variation des surcharges des lignes après l'augmentation de la charge de 15%, avant l'application du TCSC, du SVC, et de leur combinaison

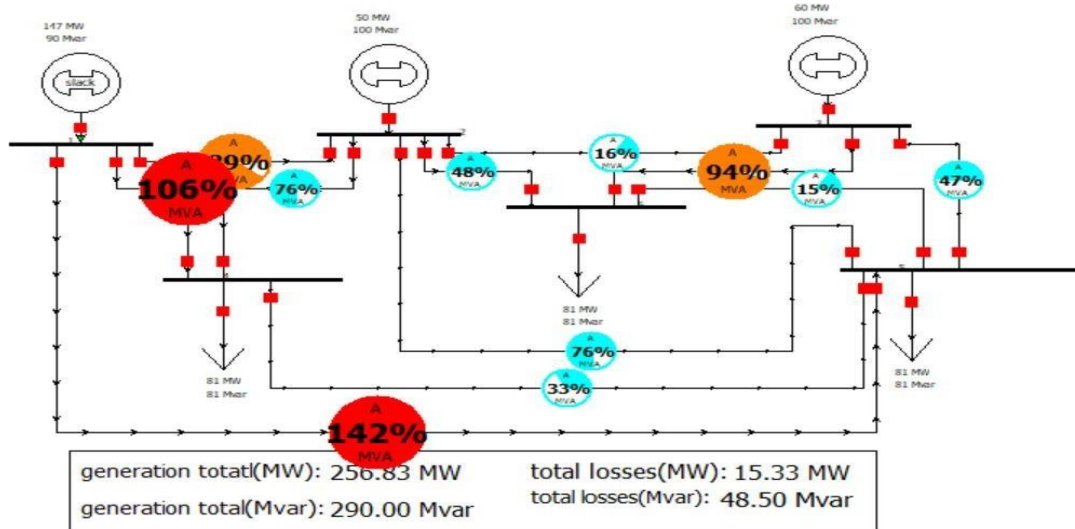


Figure III.25: Réseau électrique à 6 nœuds après augmentation de la Charge (15%).

III.6.2.1. Augmentation de la charge (15%) : avec TCSC

La figure ci-dessous représente l'emplacement optimal du TCSC, après plusieurs essais sur les lignes, illustrant le taux de transit de puissance

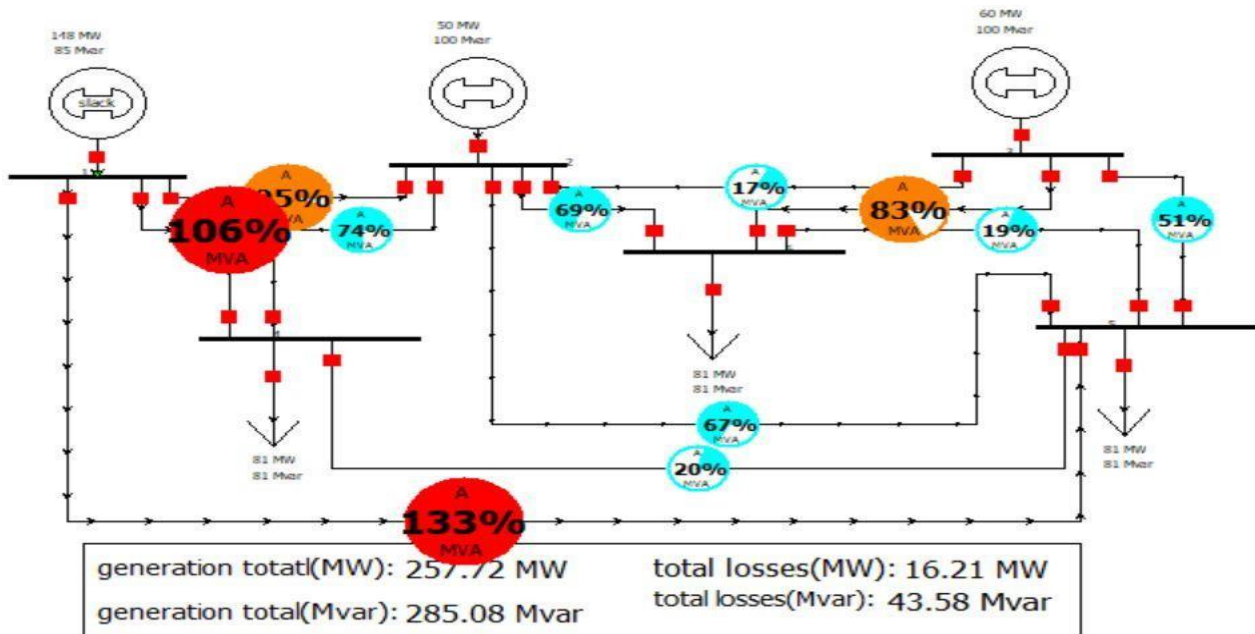
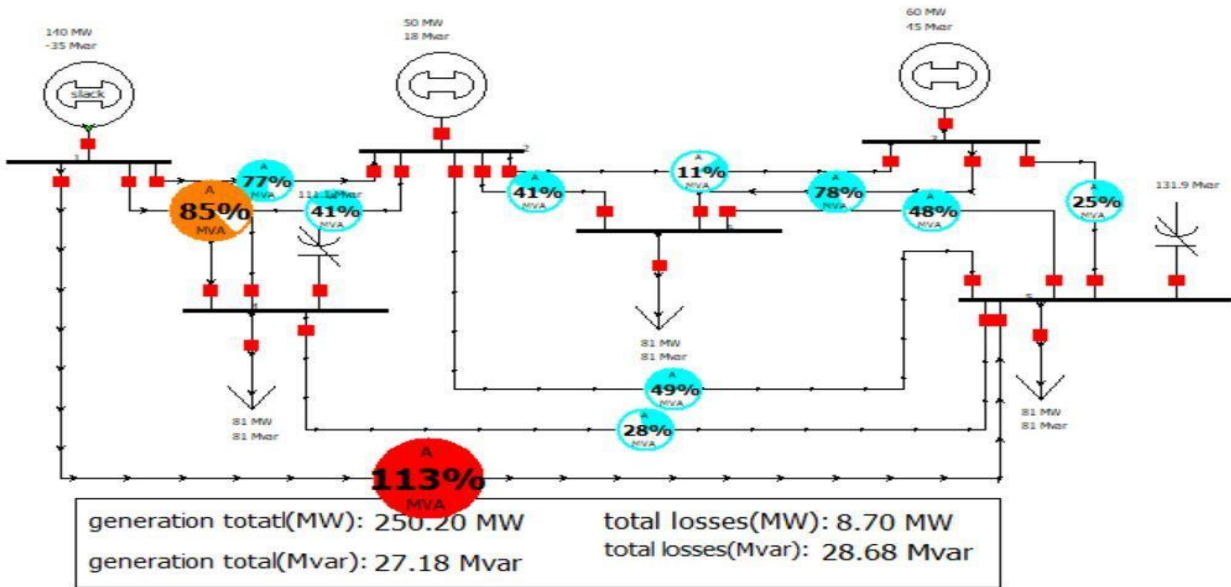


Figure III.26: Réseau électrique à 6 nœuds après augmentation de la Charge (15%) avec TCSC.

**III.6.2.2. Augmentation de la charge (15%) : avec SVC**

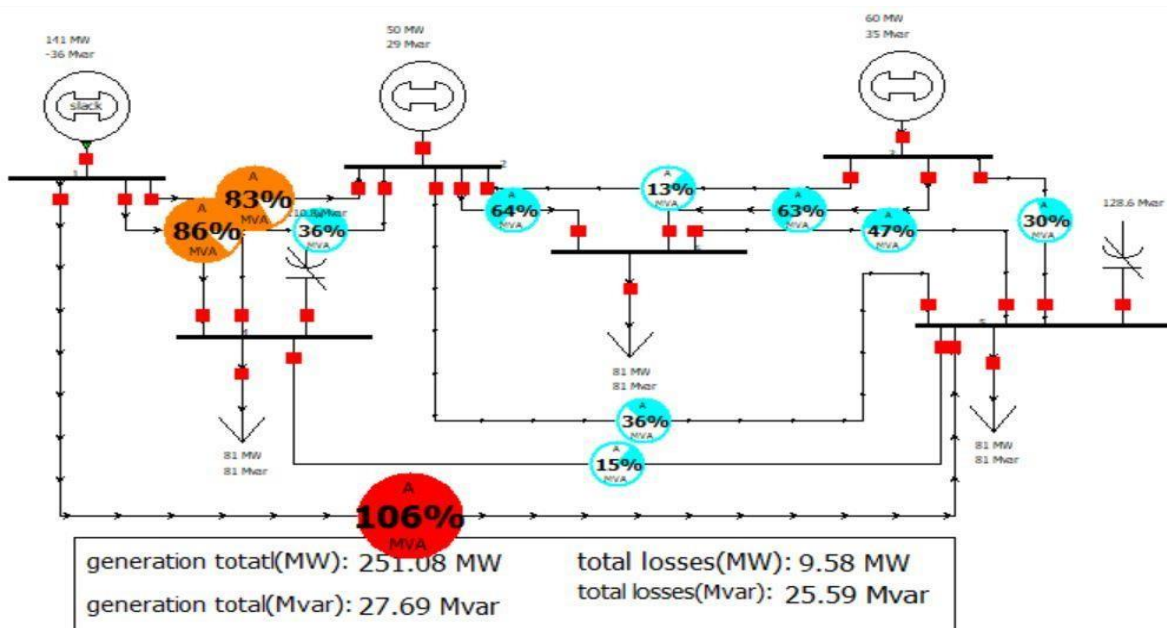
La figure ci-dessous représente l'emplacement optimal du SVC, déterminé après plusieurs essais, illustrant le taux de transit de puissance



**Figure III.27 :** Réseau électrique à 6 nœuds après augmentation de la Charge (15%) avec SVC.

**III.6.2.3. Augmentation de la charge (15%) : avec SVC et TCSC**

La figure ci-dessous représente l'emplacement optimal du SVC et du TCSC (en combinaison), déterminé après plusieurs essais, illustrant le taux de transit de puissance



**Figure III.28:** Transit de puissance à travers les ligne après augmentation de la Charge (15%) avec TCSC et SVC.

Le tableau III.7 présente les tensions au niveau de chaque bus lors de l'augmentation de la charge de 15 %, ainsi qu'après l'emplacement optimal combiné du TCSC et du SVC

Tableau III.7 : tableau de tension(Pu)

Name	Tension(+15%)	Tension (Tcsc + svc)
	Pu	Pu
1	1	1
2	0.95143	1
3	0.95379	1
4	0.88043	1
5	0.85571	1
6	0.87068	0.94924

D’après le tableau III.7 on remarque une amélioration des tensions au niveau des bus 1 à 5, atteignant 1 pu, et au niveau du bus 6, passant de 0,87 pu à 0,94 pu, après l’emplacement combiné du TCSC et du SVC.

L’histogramme suivant montre la comparaison des taux de transit de puissance à l’état initial avec une augmentation de 15 %, ainsi qu’après l’application du TCSC, du SVC et de la combinaison TCSC+SVC.

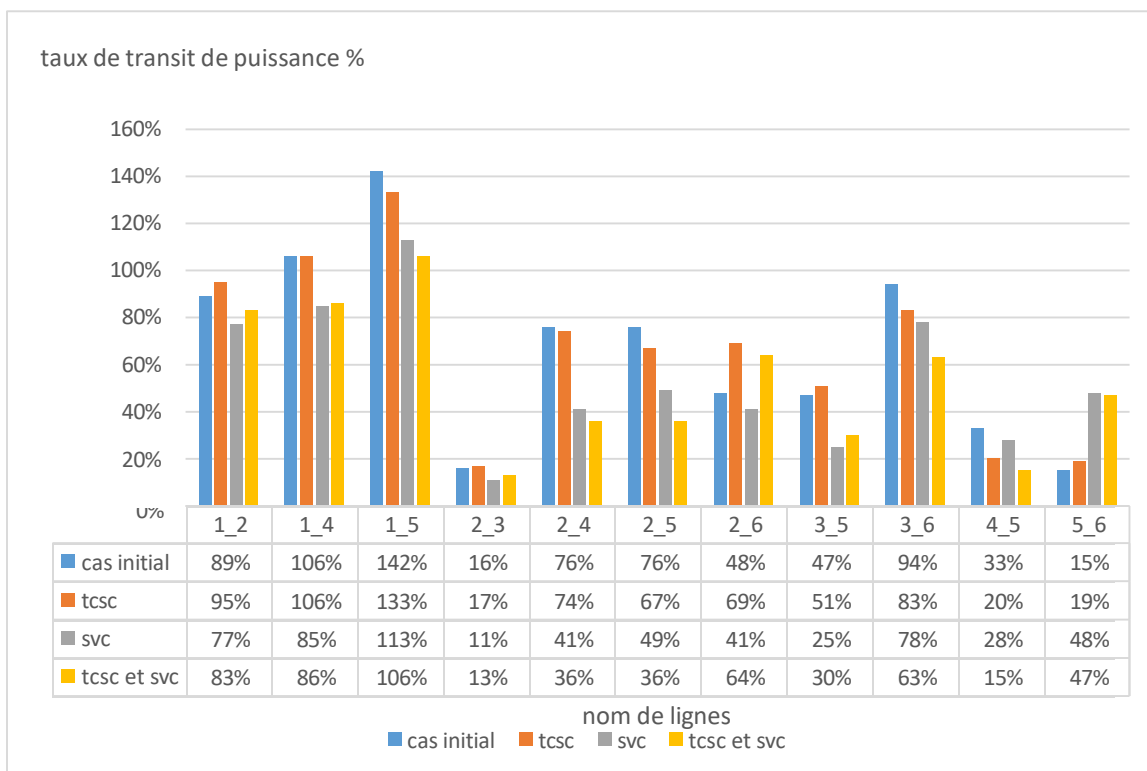
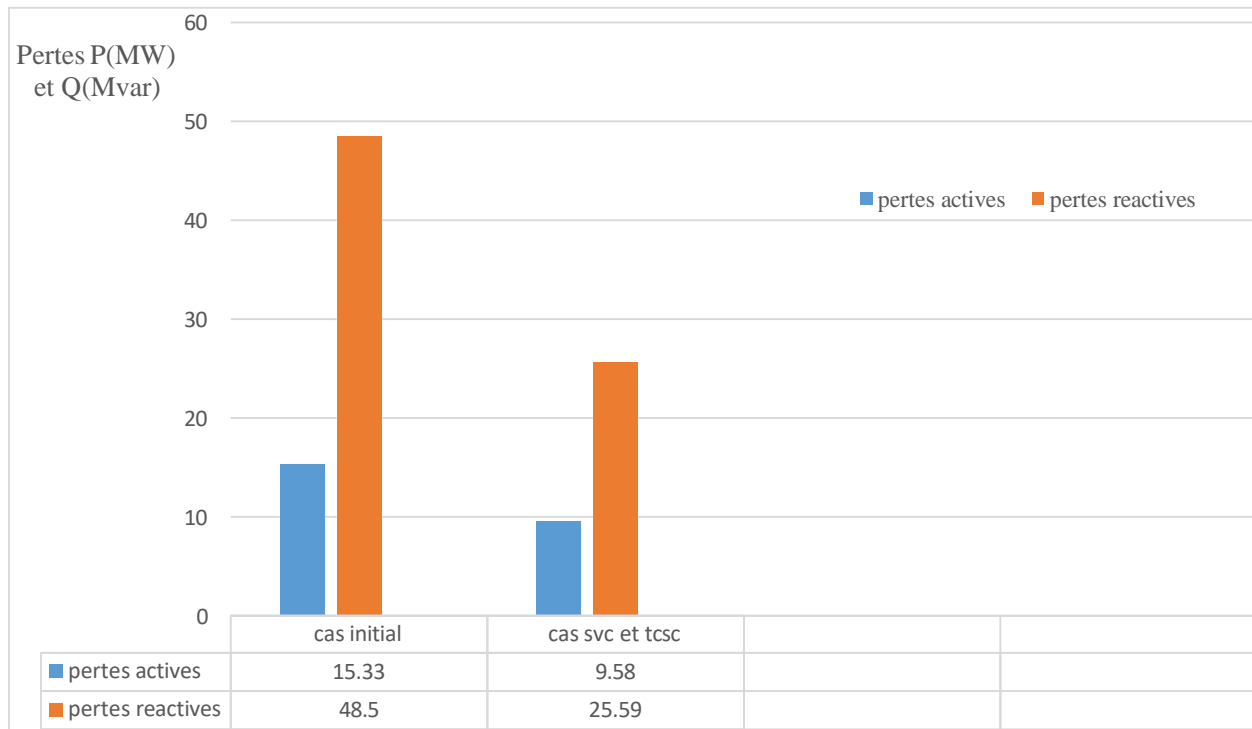


Figure III.29: Comparaison des taux de transit de puissance avant et après l’application du TCSC, du SVC et de leur combinaison, suite à une augmentation de 15% de la charge

D’après les figures (III.29), suite à une augmentation de la charge de 15 %, les lignes les plus surchargées sont la ligne 1-5 (142 %), la ligne 1-4 (106 %) et la ligne 3-6 (94 %). L’application du TCSC seul réduit ces surcharges respectivement à 133 % (ligne 1-5), 106 % (ligne 1-4) et

**83 % (ligne 3-6).** Le SVC seul permet une meilleure réduction : **113 % (ligne 1-5)**, **85 % (ligne 1-4)** et **78 % (ligne 3-6)**. Cependant, la **combinaison du TCSC + SVC** est la plus efficace, réduisant les surcharges à **106 % (ligne 1-5)**, **86 % (ligne 1-4)** et **63 % (ligne 3-6)**, tout en améliorant l'équilibre global du réseau

L'histogramme ci-dessous montre les pertes actives et réactives dans le réseau à l'état initial (augmentation de 15%) et après l'application combinée du TCSC et du SVC.

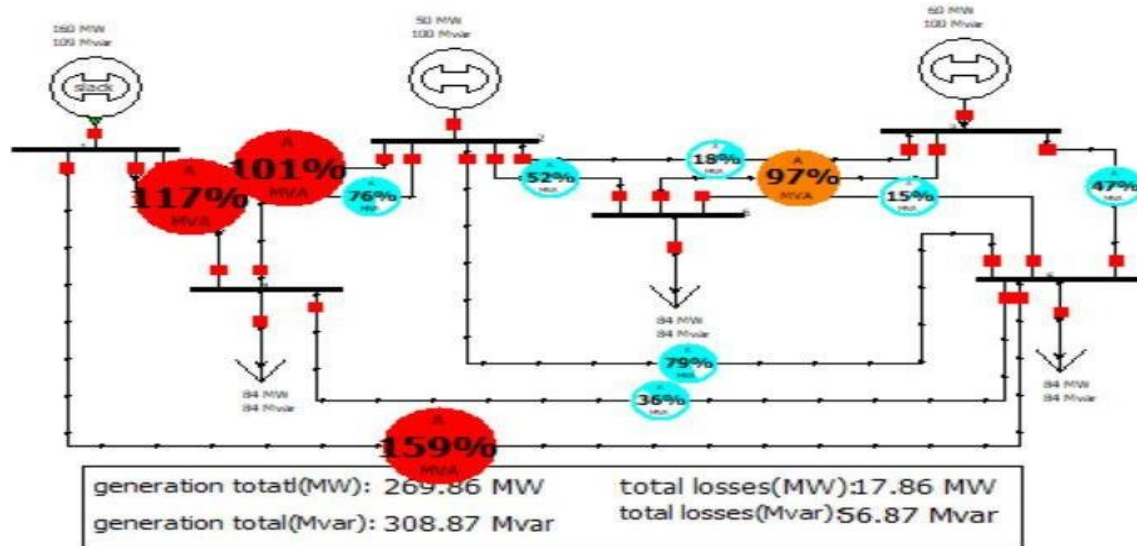


**Figure III.30 :** Comparaison des pertes actives et réactives avant et après l'application combinée du TCSC + SVC, suite à une augmentation de 15% de la charge

D'après la figure **III.30**, on remarque qu'à l'état initial, les pertes actives sont de 15,33 MW. Après l'application du TCSC + SVC, les pertes actives sont réduites à 9,56 MW, ce qui démontre l'efficacité de cette combinaison pour limiter les pertes actives par rapport à l'état initial

**III.6.3. Augmentation de la charge (20%)**

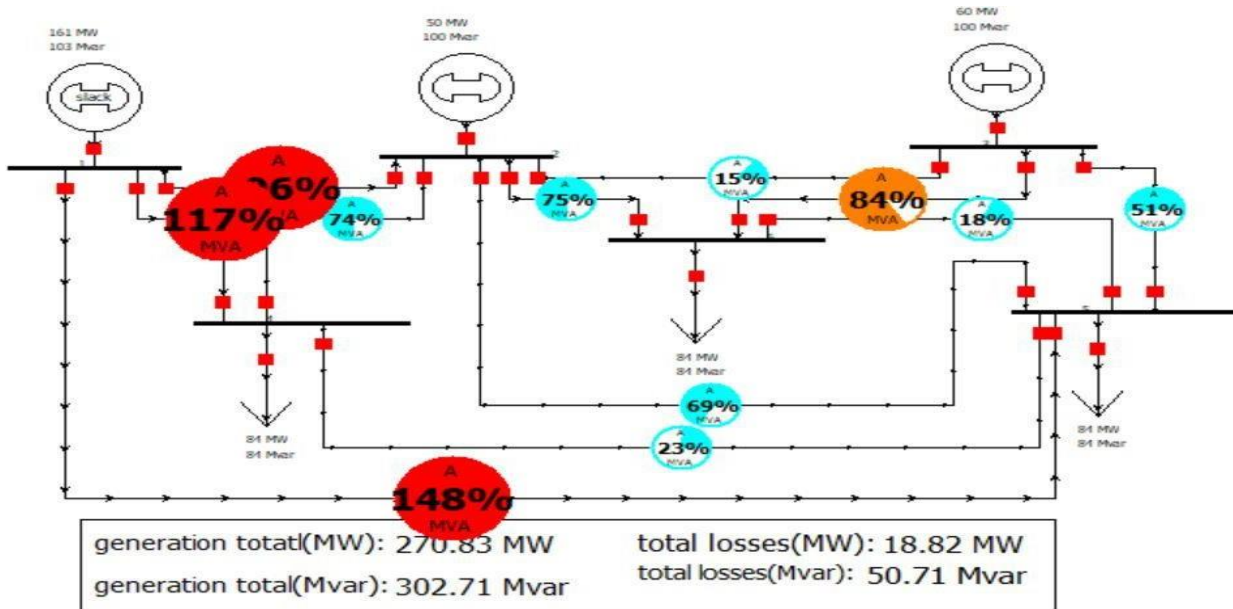
La figure ci-dessous illustre la variation des surcharges des lignes après l'augmentation de la charge de 20%, avant l'application du TCSC, du SVC, et de leur combinaison



**Figure III.31:** Réseau électrique à 6 nœuds après augmentation de la Charge (20%).

**III.6.3.1. Augmentation de la charge (20%) : avec TCSC**

La figure ci-dessous représente l'emplacement optimal du TCSC, après plusieurs essais sur les lignes, illustrant le taux de transit de puissance.



**Figure III.32:** Réseau électrique à 6 nœuds après augmentation de la Charge (20%) avec TCSC.

III.6.3.2. Augmentation de la charge (20%) : avec SVC

La figure ci-dessous représente l'emplacement optimal du SVC, déterminé après plusieurs essais, illustrant le taux de transit de puissance

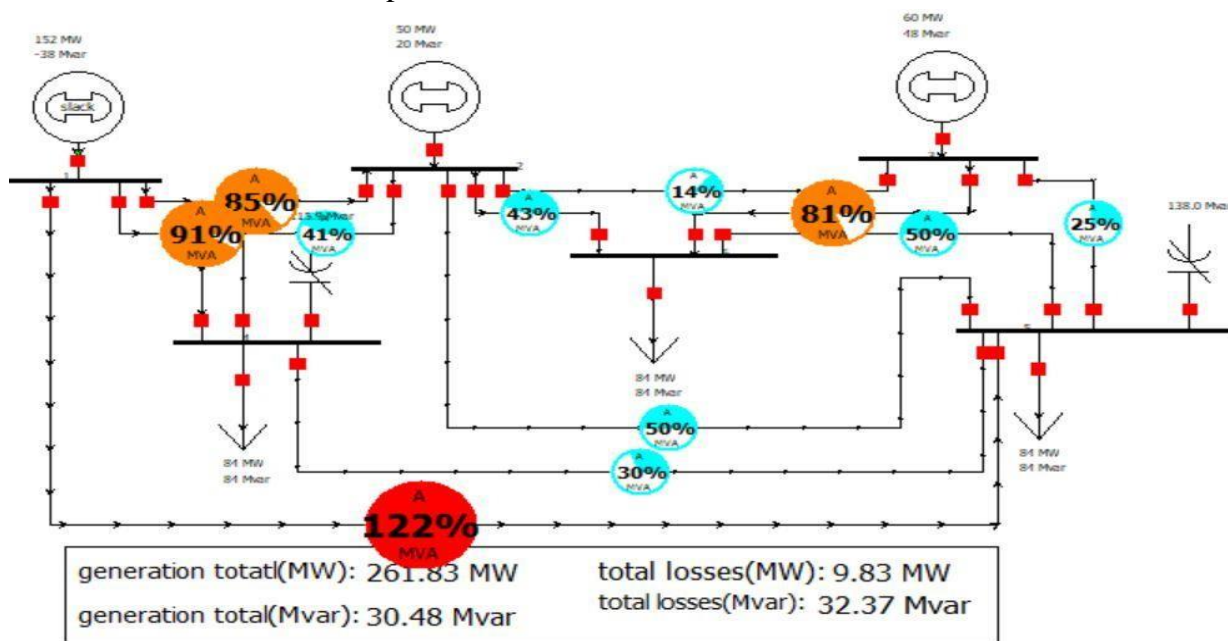


Figure III.33: Réseau électrique à 6 nœuds après augmentation de la Charge (20%) avec SVC.

III.6.3.3. Augmentation de la charge (20%) : avec SVC et TCSC

La figure ci-dessous représente l'emplacement optimal du SVC et du TCSC (en combinaison), déterminé après plusieurs essais, illustrant le taux de transit de puissance

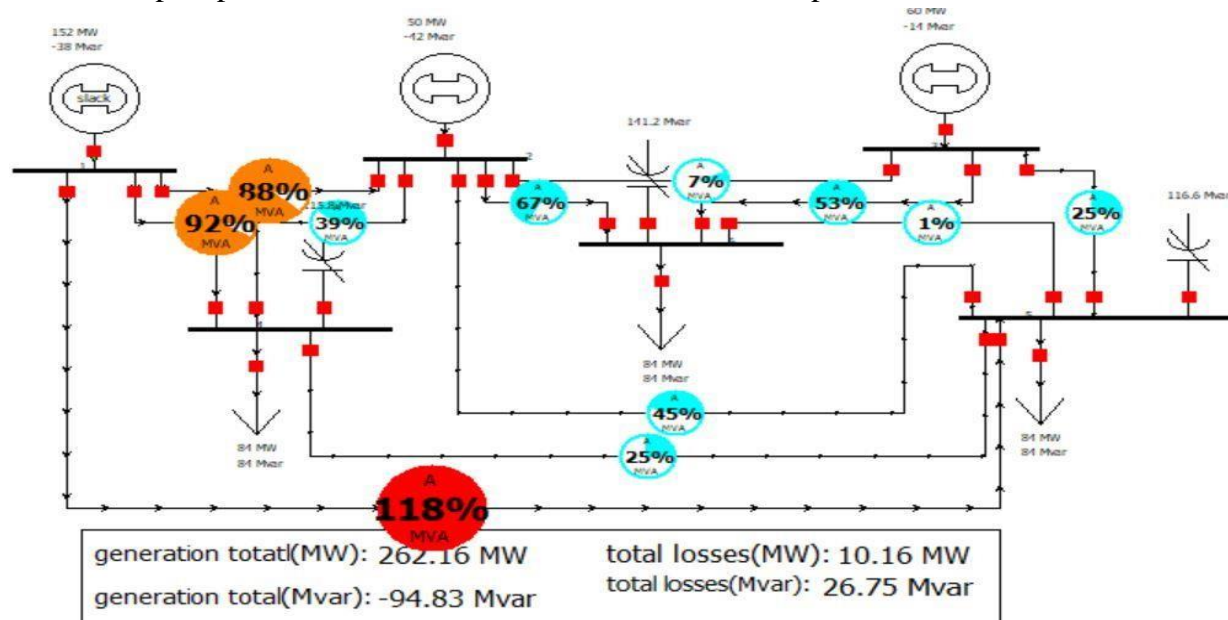


Figure III.34: Transit de puissance à travers les ligne après augmentation de la Charge (20%) avec TCSC et SVC.

Le tableau III.8 présente les tensions au niveau de chaque bus lors de l'augmentation de la charge de 20 %, ainsi qu'après l'emplacement optimal combiné du TCSC et du SVC

Tableau III.8 : Tableau de tension(Pu)

Name	Tension(+20%)	Tension(Tcsc + svc)
	Pu	Pu
1	1	1
2	0.93609	1
3	0.93411	1
4	0.86433	1
5	0.83517	1
6	0.84718	0.94665

D'après le tableau III.8, on remarque une amélioration des tensions au niveau des bus 1 à 5, atteignant 1 pu, et au niveau du bus 6, passant de 0,84 pu à 0,94 pu, après l'emplacement combiné du TCSC et du SVC.

L'historgramme suivant montre la comparaison des taux de transit de puissance à l'état initial avec une augmentation de 20 %, ainsi qu'après l'application du TCSC, du SVC et de la combinaison TCSC+SVC.

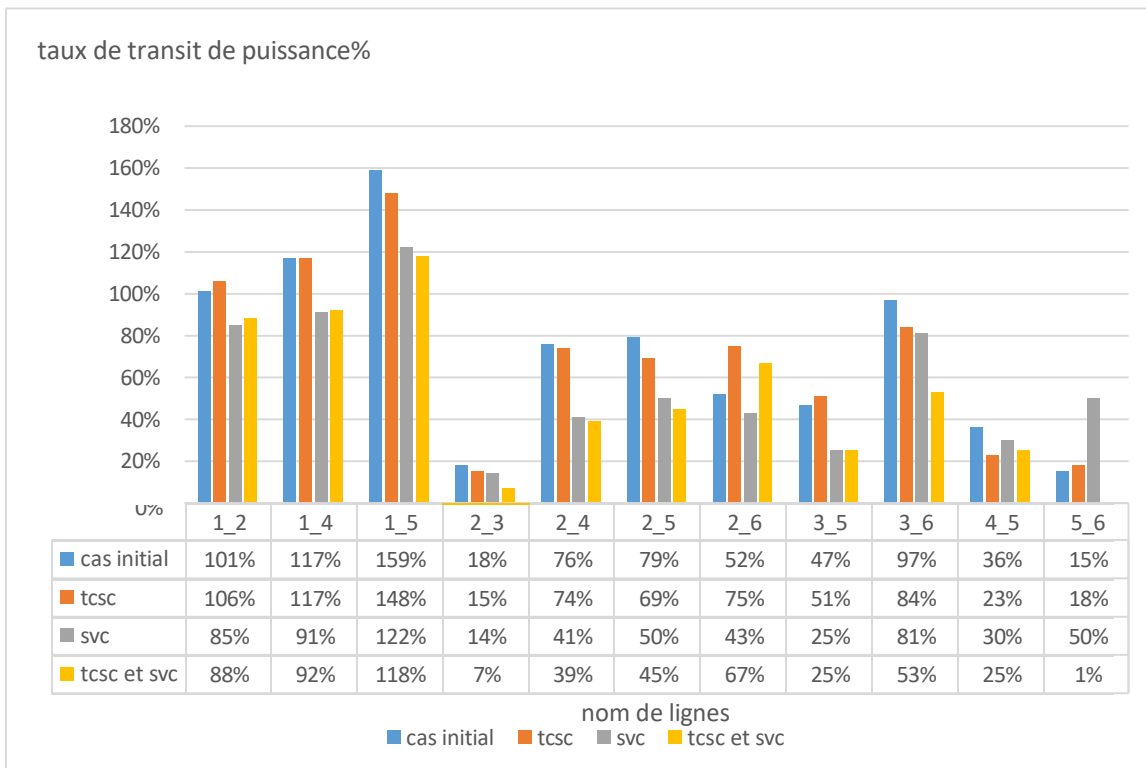


Figure III.35: Comparaison des taux de transit de puissance avant et après l'application du TCSC et SVC et de leur combinaison, suite à une augmentation de 20% de la charge

D’après la figure III.35, on remarque :

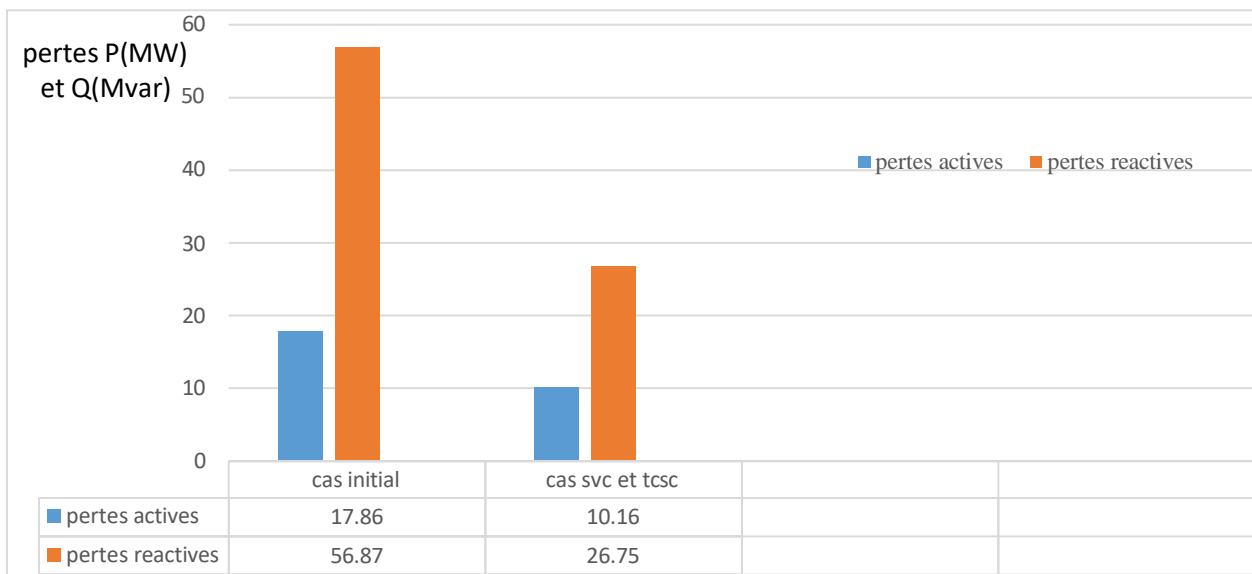
- Avant l'application du TCSC et du SVC, les lignes les plus surchargées sont la ligne 1-5 (159%), la ligne 1-4 (117%), la ligne 3-6 (97%) et la ligne 1-2 (101%).

-Après l'application du TCSC seul, les surcharges diminuent légèrement à 148% pour la ligne 1-5, 117% pour la ligne 1-4, 84% pour la ligne 3-6, et 106% pour la ligne 1-2.

-Avec le SVC seul, une réduction plus significative est observée : 122% pour la ligne 1-5, 91% pour la ligne 1-4, 81% pour la ligne 3-6, et 85% pour la ligne 1-2.

-Cependant, la combinaison TCSC + SVC est la solution la plus efficace, réduisant les surcharges à 118% pour la ligne 1-5, 92% pour la ligne 1-4, 53% pour la ligne 3-6, et 88% pour la ligne 1-2.

L’histogramme ci-dessous montre les pertes actives et réactives dans le réseau à l'état initial (augmentation de 20 %) et après l'application combinée du TCSC et du SVC.



**Figure III.36 :** Comparaison des pertes actives et réactives avant et après l'application combinée du TCSC + SVC, suite à une augmentation de 20 % de la charge.

D’après la figure III.36, on remarque qu’à l'état initial, les pertes actives sont de 17,86 MW. Après l'application du TCSC + SVC, les pertes actives sont réduites à 10,16 MW, ce qui démontre l’efficacité de cette combinaison pour limiter les pertes actives par rapport à l'état initial

III.7. Ouverture de la ligne (3-5)

La figure ci-dessous illustre la variation des surcharges des lignes après l'ouverture de la ligne 3-5

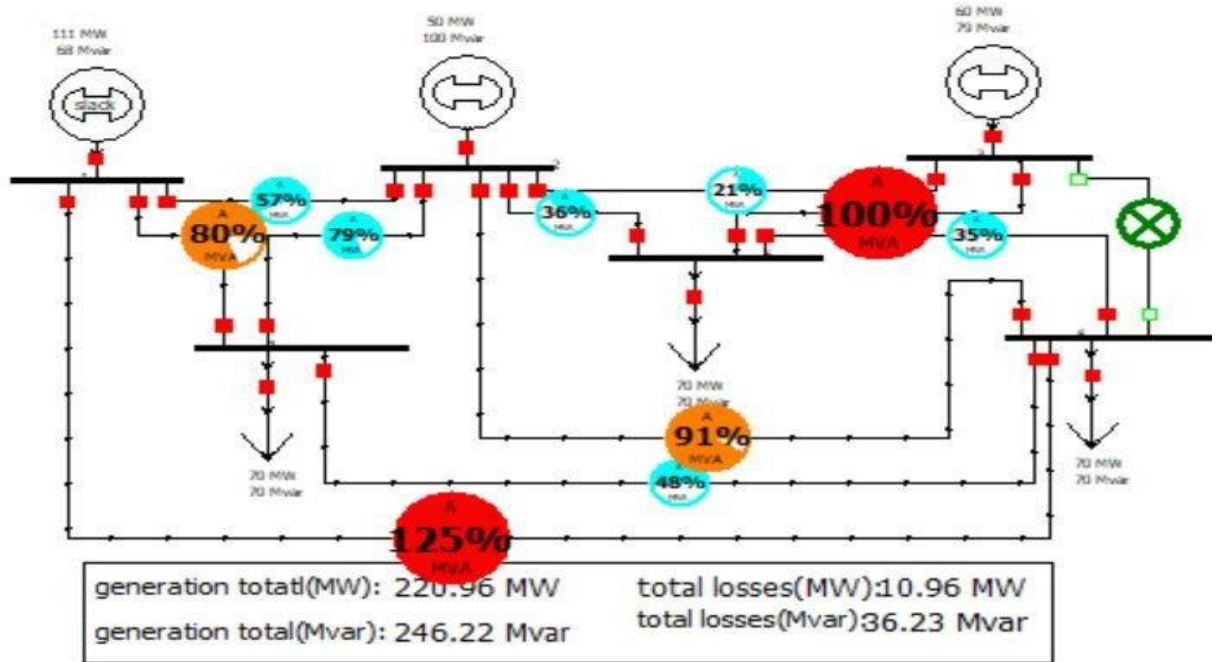


Figure III.37: Réseau électrique à 6 nœuds après une ouverture de la Ligne (3-5).

III.7.1. Application du TCSC

La figure ci-dessous représente l'emplacement optimal du TCSC lors de l'ouverture de la ligne 3-5, déterminé après plusieurs essais sur différentes lignes, en illustrant le taux de transit de puissance

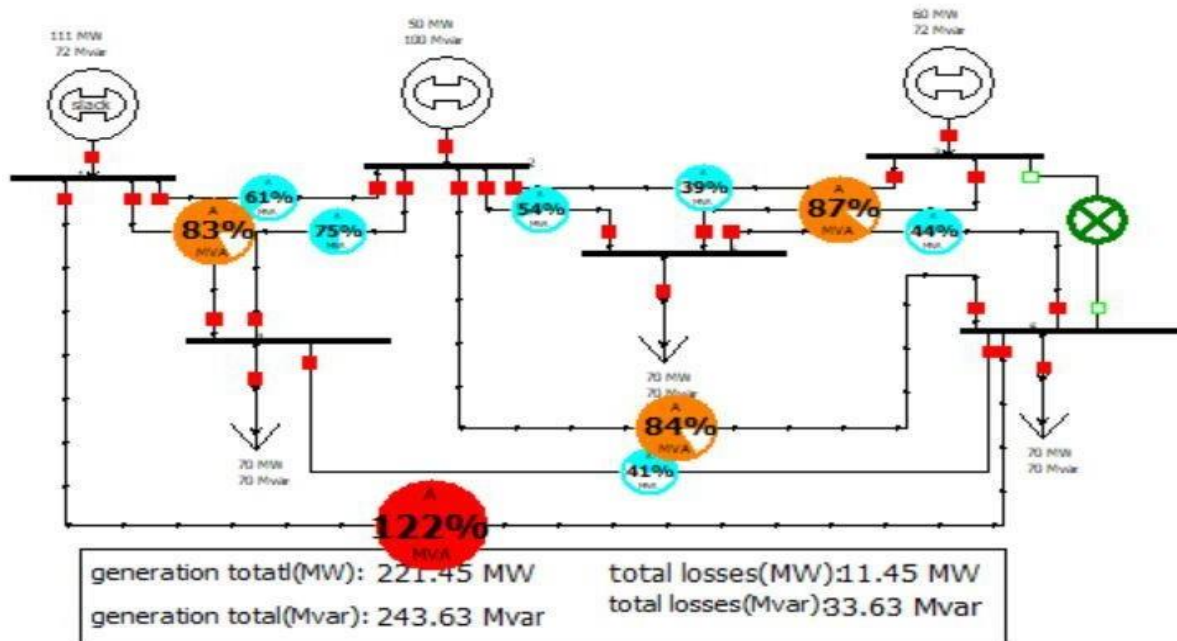


Figure III.38: Réseau électrique à 6 nœuds après ouverture de la ligne (3-5) avec TCSC.

### III.7.2. Application du SVC

La figure ci-dessous représente l'emplacement optimal du SVC lors de l'ouverture de la ligne 3-5, déterminé après plusieurs essais sur différentes lignes, en illustrant le taux de transit de puissance

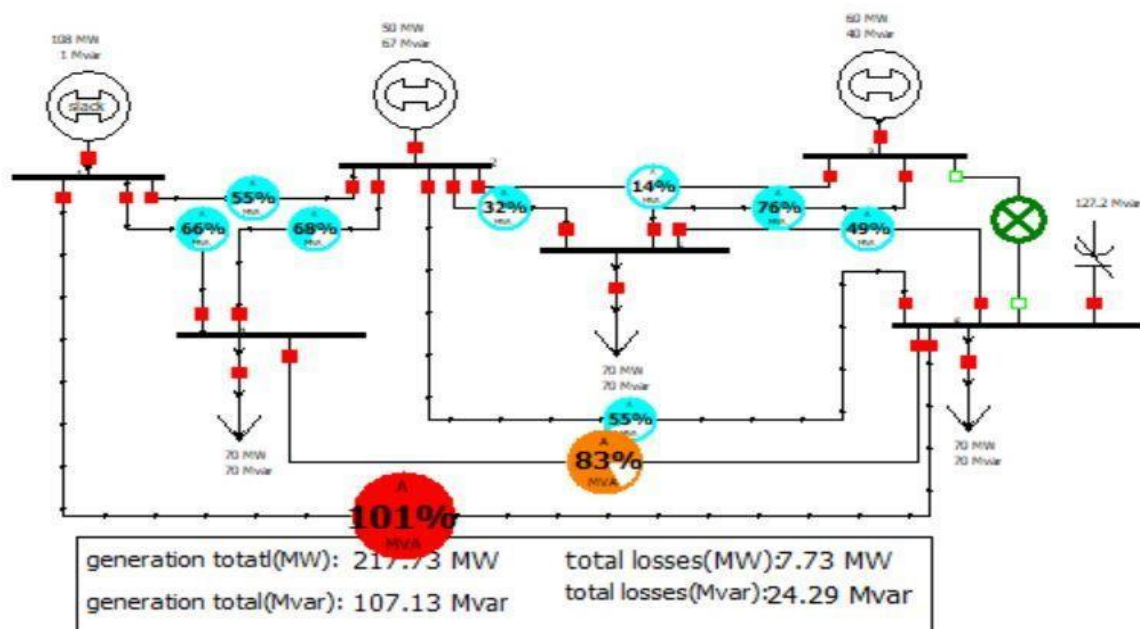


Figure III.39 : Réseau électrique à 6 nœuds après ouverture de la ligne (3-5) avec SVC.

### III.7.3. Application du SVC et TCSC

La figure ci-dessous représente l'emplacement optimal du SVC et du TCSC (en combinaison) lors de l'ouverture de la ligne 3-5, déterminé après plusieurs essais, et illustre le taux de transit de puissance

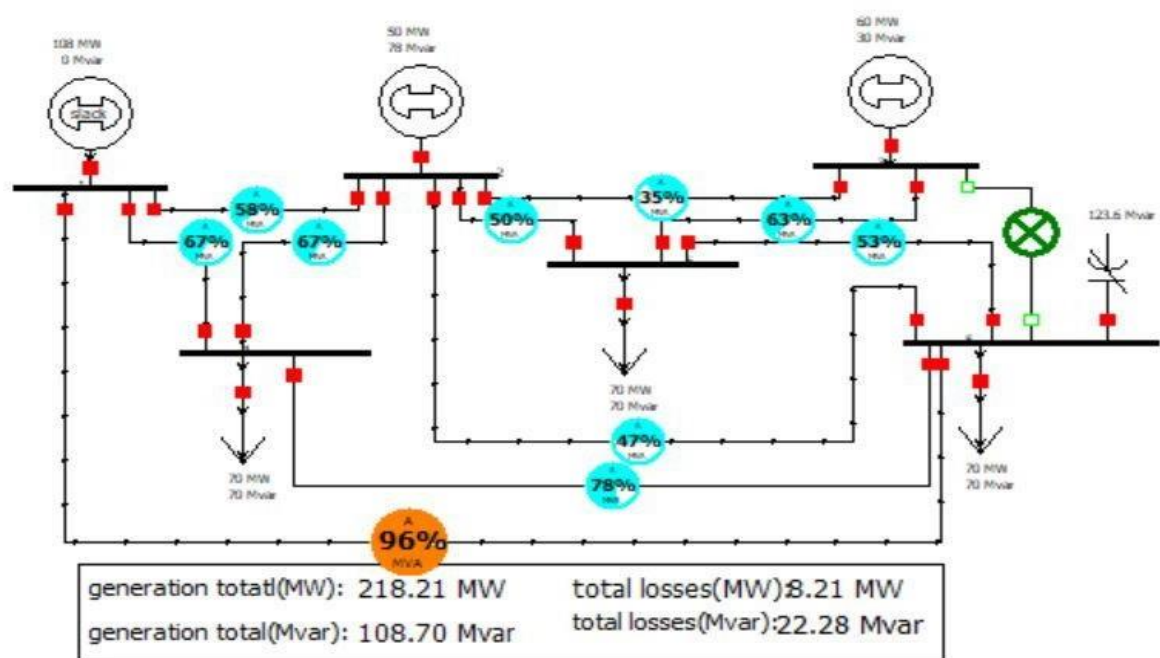


Figure III.40 : Réseau électrique à 6 nœuds après ouverture de la ligne (3-5) avec SVC et TCSC.

Tableau III.9 : Tableau de tension(Pu)

Name	Tension(louverture de ligne)	Tension(Tcsc + svc)
	Pu	Pu
1	1	1
2	0.97983	1
3	1	1
4	0.90931	0.9414
5	0.86812	1
6	0.91838	0.95869

D’après le tableau III.9, on remarque une amélioration des tensions au niveau des bus 1 à 3, et 5 atteignant 1 pu, et au niveau du bus 4 à 6, passant de 0,90 pu à 0,94 pu, 0,91pu à 0,95 après l’emplacement combiné du TCSC et du SVC.

L’histogramme suivant montre la comparaison des taux de transit de puissance à l’état initial lors de l’ouverture de la ligne 3-5, ainsi qu’après l’application du TCSC, du SVC et de la combinaison TCSC+SVC.

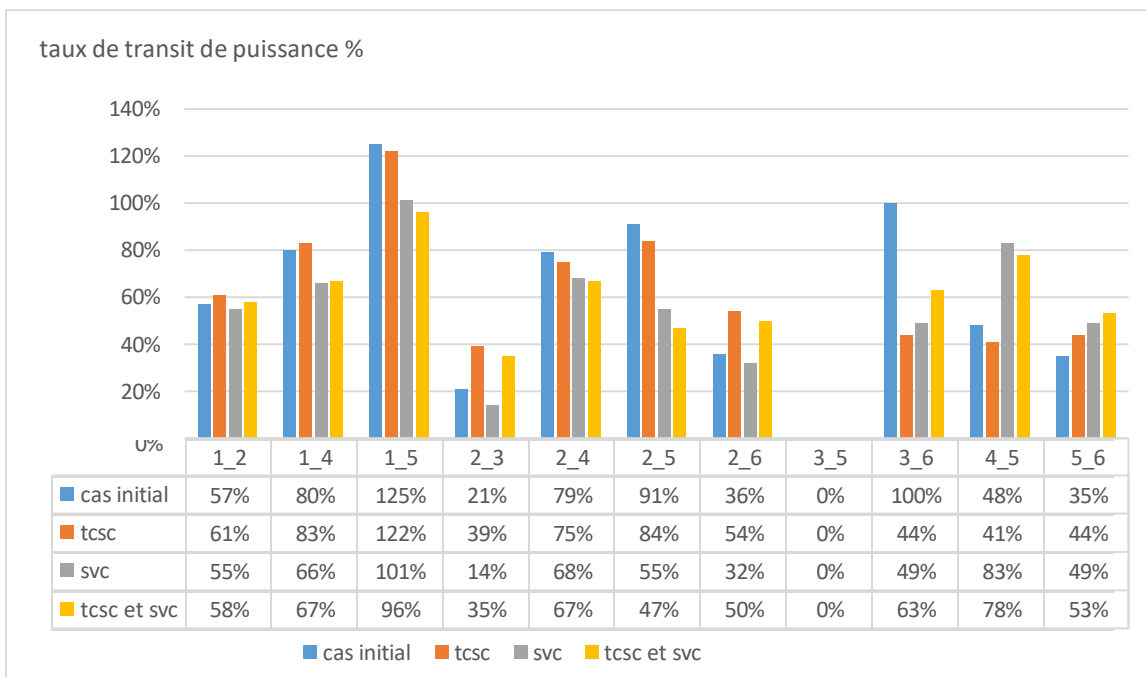


Figure III.41: Comparaison des taux de transit de puissance avant et après l’application du TCSC et SVC et de leur combinaison, suite à une ouverture de la ligne (3-5).

D’après la figure III.41, on remarque :

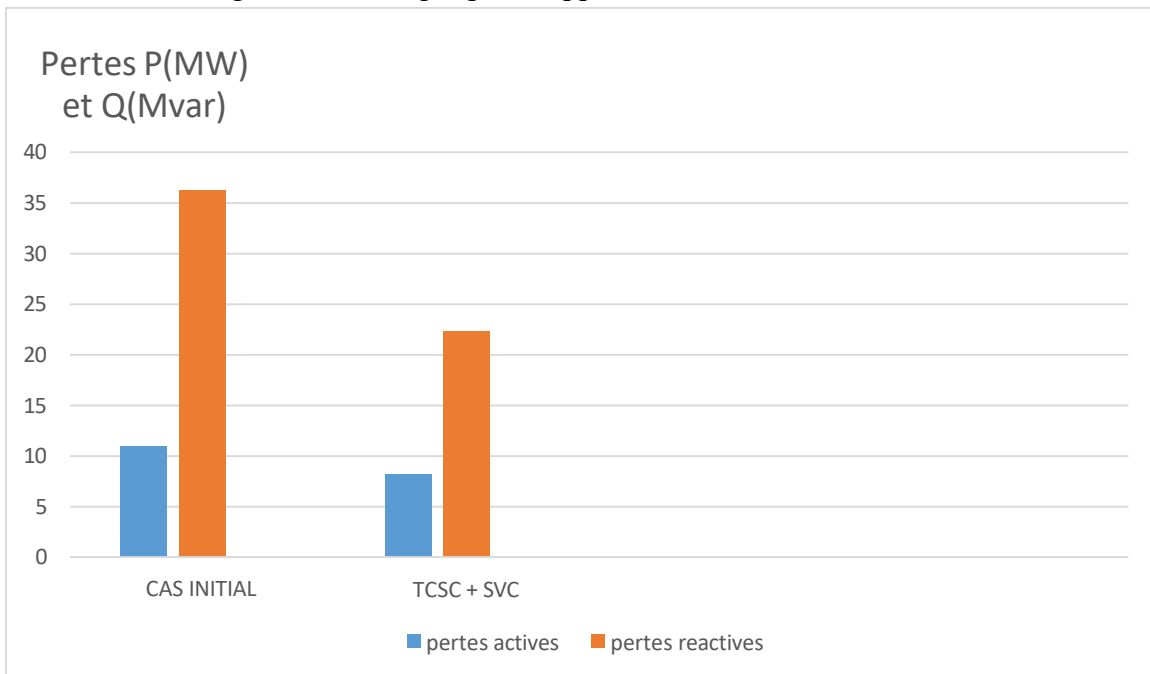
- lors de l’ouverture de la ligne 3-5, les lignes les plus surchargées sont la ligne 1-5 (125%), la ligne 3-6(100%), la ligne 1-4 (80%) et la ligne 2-5 (91%).

-Après l'application du TCSC seul, les surcharges diminuent légèrement à 122% pour la ligne 1-5, 44% pour la ligne 3-6, 83% pour la ligne 1-4, et 84% pour la ligne 2-5. En revanche, une augmentation est constatée sur la ligne 1-4, passant de 80 % à 83 %.

-Avec le SVC seul, une réduction plus significative est observée : 101 % pour la ligne 1-5, 49% pour la ligne 3-6, 66% pour la ligne 1-4, et 55% pour la ligne 2-5. En revanche, une augmentation est constatée sur la ligne 4-5, passant de 48 % à 83 %.

-Cependant, la combinaison TCSC + SVC est la solution la plus efficace, réduisant les surcharges à 96% pour la ligne 1-5, 63% pour la ligne 3-6, 67% pour la ligne 1-4, et 47% pour la ligne 2-5.

L'histogramme ci-dessous montre les pertes actives et réactives dans le réseau à l'état initial, lors de l'ouverture de la ligne 3-5, ainsi qu'après l'application combinée du TCSC et du SVC.




**Figure III.42:** Comparaison des pertes actives et réactives avant et l'application combinée du TCSC + SVC, suite à l'ouverture de la ligne 3-5.

D'après la figure III.42, on remarque qu'à l'état initial, lors de l'ouverture de la ligne 3-5, les pertes actives s'élèvent à 10,96 MW. Après l'application combinée du TCSC et du SVC, elles sont réduites à 8,21 MW, ce qui démontre l'efficacité de cette combinaison pour limiter les pertes actives par rapport à l'état initial.

Ces résultats confirment que l'application combinée du TCSC et du SVC constitue une solution performante pour atténuer les surcharges, limiter les pertes d'énergie et assurer une meilleure régulation de la tension dans le réseau électrique.

**III.8. Conclusion**

Dans ce chapitre, nous avons analysé l'impact du TCSC et du SVC sur un réseau IEEE 6 bus, sous différentes conditions : augmentation de la charge et ouverture d'une ligne. Les résultats ont montré que la combinaison TCSC + SVC permet de mieux réduire les surcharges, réguler la tension et minimiser les pertes par rapport à l'utilisation de chaque dispositif seul. Ainsi, nous concluons que l'application conjointe du TCSC et du SVC représente la meilleure solution pour améliorer les performances du réseau.



# **Conclusion Générale**

## Conclusion générale

En conclusion, ce mémoire se concentre principalement sur l'étude et la simulation de l'utilisation des dispositifs FACTS pour améliorer la stabilité et la qualité de l'énergie dans les réseaux électriques. L'objectif de ce travail était de déterminer l'emplacement optimal de ces dispositifs afin d'optimiser le contrôle du transit de puissance et la régulation de la tension, tout en évitant la surcharge des lignes.

La croissance des besoins en énergie et la complexité croissante des réseaux électriques nous ont conduits à explorer les systèmes FACTS, qui apportent des solutions efficaces pour le renforcement de la sécurité des réseaux. Parmi les différents dispositifs disponibles, le TCSC (compensateur série) et le SVC (compensateur shunt) ont été choisis dans notre étude pour leur performance.

La conclusion de ce travail peut être formulée ainsi : la simulation d'un réseau test IEEE à 6 nœuds nous a permis d'étudier plusieurs scénarios impliquant l'intégration du TCSC et du SVC dans différentes situations. Dans un premier temps, l'emplacement optimal du TCSC a été identifié dans les conditions normales de charge. Ensuite, des augmentations progressives de la charge à 10 %, 15 % et 20 % ont été simulées. Pour chaque niveau de charge, nous avons comparé les effets de l'utilisation du TCSC seul, du SVC seul, puis de leur combinaison. Une dernière phase a consisté à simuler une situation critique d'ouverture de ligne, en réévaluant les mêmes configurations. La combinaison des deux dispositifs a montré les meilleures performances en termes de stabilité et de réduction des surcharges.

### a) Principales études effectuées

- Étude et simulation d'un réseau test IEEE à 6 nœuds avant l'intégration des dispositifs FACTS
- Détermination de l'emplacement optimal du TCSC dans les conditions normales
- Analyse de l'effet de l'augmentation progressive de la charge sur la stabilité du réseau
- Simulation de trois scénarios : TCSC seul, SVC seul, combinaison TCSC + SVC pour chaque niveau de charge
- Étude d'une situation critique (ouverture de ligne) avec les mêmes scénarios

### b- Perspectives

Les perspectives de ce mémoire incluent l'extension de l'étude à d'autres types de dispositifs FACTS, comme le STATCOM ou l'UPFC, ainsi que l'analyse sur des réseaux plus complexes. L'intégration des dispositifs FACTS dans un environnement de simulation en temps réel ou sur un banc d'essai physique constitue également un axe prometteur pour valider les performances observées dans ce travail.



# **Références bibliographiques**

## Reference bibliographique

---

- [1] **KECHIDA, Ridha.** Qualité de l'énergie électrique. Université de El Oued, 2024/2025.
- [2] **Sebbak Med Abdelaziz, Rahal Oussama, Becer Ridha, Guerfi Ali.** *La sécurité préventive des réseaux électriques en présence du TCSC*, 2021/2022.
- [3] **Hingorani, N. G., & Gyugyi, L.** (2000). Understanding FACTS: Concepts and Technology of Flexible AC Transmission Systems. IEEE Press.
- [4] **Aouadi Adnane, Chehouba Sami, Douis Oualid.** L'impact technique et économique du système de compensation dynamique série (TCSC) sur le réseau électrique, Université Echahid Hamma Lakhdar d'El-Oued, 2021/2022.
- [5] **Zoubeidi Messoud.** (2021). Amélioration de la sécurité des systèmes électriques à travers l'approche de sensibilité pour l'emplacement optimal des dispositifs FACTS. Université Djilali Liabès de Sidi-Bel-Abbès.
- [6] **BENAHMED Aïcha :** Impact des Dispositifs FACTS parallèle sur les tensions et les puissances réactives.
- [7] **L. Boufenneche :** RESEAUX ELECTRIQUES ; Université des Frères Mentouri Constantine 1.
- [8] **Sebbak Med Abdelaziz, Rahal Oussama, Becer Ridha, Guerfi Ali.** *La sécurité préventive des réseaux électriques en présence du TCSC*, 2021/2022.
- [9] **BELLAREDJ Amina et GAOUAR Youcef ;** Conception et simulation d'une ligne aérienne de transport électrique 220KV ; Université AboubakrBelkaïd– Tlemcen – Faculté de TECHNOLOGIE ; 06/2016
- [10] **F. HAMOUDI.,** RÉSEAUX DE TRANSPORT ET DE DISTRIBUTION ÉLECTRIQUE, université de Bejaïa
- [11] **BRAHMIA Tarek et KOUADRIA Faris :** Modélisation des paramètres des lignes électriques ;université 8 Mai 1945 – Guelma
- [12] **Kundur, 1994 Kundur P.,** Power System Stability and Control. The EPRI Power System Engineering Series, McGraw-Hill. Inc.1994.
- [13] **P. Kundur, J. Paserba, V. Ajarapu, G. Andersson, A.Bose, C. Canizares, N. Hatziargyriou , D. Hill, A. Stankovic, C. Taylor, T.V. Cutsem , and V. Vittal,** "Definition and classification of power system stability", IEEE Trans, actions on Power Syst., 19-2-2004/1387-1401.
- [14] **Custem T.V.,** Systèmes électriques de Puissance II. Cours ELEC 047, Département d'Electricité, Electronique et Informatique : Institut Montefiore, Université de Liège, 2002.
- [15] **(Basler et al., 2005) Basler M.J. and Schaefer, R.C.,** « Understanding power system stability », Proceedings of the 58th Annual Conference for Protective Relay Engineers, pp. 46-67, April 2005.

## Reference bibliographique

---

- [16] **Aouadi Adnane, Chehouba Sami, Douis Oualid.** L'impact technique et économique du système de compensation dynamique série (TCSC) sur le RE, Université Echahid Hamma Lakhdar d'El-Oued, 2021/2022.
- [17] (**Anderson et al., 2003**) **Anderson P.M. and Fouad A.A.**, Power System Control and Stability, IEEE. Press. 2003.
- [18] (**Hasan ALKHATIB, 2008**) «Etude de la stabilité aux petites perturbation dans la grands réseaux électriques» Doctorat de l'université paul-Cézanne D'aix Marseille.
- [19] **Bendecheche Nora**, "Influence combinée des UPFC et des PSS sur la stabilité transitoire des réseaux électriques" Thèse de doctorat, Université Ferhat Abbas– Setif 1, Faculté de Technologie, 12 décembre 2013.
- [20] **Mr RAHALI Takyeddine** : la balance de la station de transfert d'énergie et pompage STEP ; UNIVERSITE IBN-KHALDOUN DE TIARET
- [21] **Mr ABDelmalek, Meftouhi** . "Influence des FACTs sur l'écoulement de puissance dans les réseaux d'énergie électriques ", mémoire de magister ,université des Mohamed Boudiaf ORAN 2012/2013
- [22] **S. Boutaba** ."Amélioration de la stabilité d'un réseau électrique par l'utilisation d'un SVC". mémoire de magister ,université Hassiba ben Bouali .soutenu le 09/06/2009
- [23] **N. Azzoug , F.Ben hamama** , "Amélioration de la qualité la tension d'un réseau électrique par l'utilisation d'un statcom ", mémoire de master, université de Bejaia 2016/2017
- [24] **A. Senni et F.Azizi** ."control de tension de réseau de transport par les dispositif FACTs (SVC)".projet fine d'étude Pour l'obtention du diplôme de licence LMD, université d'Adrar le 6/6/2013.
- [25] **Lamia Kartobi** « Optimisation de la Synthèse des FACTS par les Algorithmes Génétiques et les Essais Particulaires pour le contrôle des Réseaux Electriques » Ecole Nationale Polytechnique – Alger.
- [26] **K. Belacheheb** « Contribution à l'étude des systèmes de compensation FACTS en général, UPFC en particulier, pour le contrôle du transit de puissance dans un réseau de transport » , Thèse de doctorat de l'université de HENRI POINCARÉ NANCY I, 21 Juin 2001.
- [27] **Tarik ZABAIYOU** « Coordination Des Régulateurs Conventionnels Des Machines Synchrones Et Des Compensateurs Statiques (SVCS) », Thèse de Doctorat, UNIVERSITÉ DU QUÉBEC, Cannada, 2010.
- [28] **Nabil Mancer** « Contribution à l'optimisation de la puissance réactive en présence de dispositifs de compensation dynamique », mémoire de magister, université Mohamed khider – Biskra 2012
- [29] **Derdouri Abdelghani** "Compensation dynamique de la puissance réactive (Etude comparative SVC et TCSC) ", Mémoire MASTER ACADEMIQUE, Université Echahid Hamma Lakhdar d'El-Oued 2018/2019.
- [30] **Gyu-ha Choe, K Wallace, Min ho Park** "An improved PWM techniques for ac- chopper" IEEE transaction on power electronic vol 4 NO 1 October 1989.
- [31] **Théodore WILDI, Gilbert SYBILLE** ,, „Electrotechnique““ 3eme edition Edition de Boeck Université 2000.

## Reference bibliographique

---

[32] **Gabriela, Glanzmann**, " Flexible Alternating Current Transmission Systems ", EEH – Power Systems Laboratory, 14. January 2005.

[33] **Mohamed.E,Elhawari** "Thyristor-Based FACTS Controllers and Electrical Transmission System ", A John Wiley & sons inc publication,

[34] **AOUADI Adnane, CHEHOUBA Sami, DOUIS Oualid**, L'impact technique et économique du système de compensation dynamique série (TCSC) sur le réseau électrique, Université Echahid Hamma Lakhdar d'El-Oued, 2021/2022.

[35] **Stéphane GERBEX**, «Meta heuristique Appliquées Au Placement Optial De Dispositifs FACTS dans un Réseau Electrique», thèse PHD, Ecole poly technique de Lausanne, Lausanne 2003.

[36] **Rabah BENABID** «Optimisation Multi objectif de la Synthèse des FACTS par les Particules en Essaim pour le Contrôle de la Stabilité de Tension des Réseaux Electriques» Mémoire de Magister, Université Amar Telidji,2007.

[37] **Ph. CARRIVE** « Réseaux de Distribution - Structure et Planification », Techniques de l'Ingénieur, Traité Génie électrique D 4210, 2006.

[38] **NAAMA Bakhta, BOUZEBOUDJA Hamid, ASRAOUI Abderrahmane** «Simulation des Réseaux Electriques par le Logiciel Power World Version 17» Travaux Pratiques, Université M .BOUDIAF de Oran

