

## **II.1 Introduction**

La gestion du réseau électrique ne consiste pas seulement à faire en sorte que les transits de puissance soient inférieurs aux capacités de transport du réseau. Il faut également surveiller plusieurs paramètres techniques, dont le niveau de tension: la tension électrique doit rester dans une plage autorisée en tout point du réseau, dans toutes les situations de production et de consommation prévisibles. En effet, la tension peut localement être dégradée, en surtension ou sous-tension selon que le système soit sous chargé ou surchargé [13].

Ce chapitre traite de la stabilité de tension en régime permanent. Le réglage de la tension peut se faire par différents procédés soit par des outils conventionnels existants dans le réseau ou par des dispositifs facts. Un réseau test de 3machines-9noeuds a été retenu pour l'examen de ce type de stabilité.

## **II.2 Stabilité de tension**

La stabilité d'un réseau électrique est la propriété qui lui permet de rester dans un état d'équilibre, pour des conditions de fonctionnement normales, et de retrouver un état d'équilibre acceptable, suite à une perturbation. Cette stabilité concerne donc la stabilité angulaire, la stabilité de fréquence et la stabilité de tension. Celle-ci porte sur la capacité d'un système de puissance électrique à maintenir des tensions acceptables au niveau de tous les nœuds d'un réseau, dans des conditions de fonctionnement normal du réseau ou suite à une perturbation quelconque. Selon l'amplitude de la perturbation : petite pour les variations de charge par exemple ou grande pour les courts circuits ou rupture d'ouvrage par exemple, on distingue la stabilité de tension de petite perturbation et celle de grande perturbation [1,14]. Les variations de puissances consommées sur le réseau sont inévitables et dépendantes de plusieurs facteurs comme la période de la journée, les saisons ou encore les secteurs de consommation (tertiaires, industriels ou résidentiels). Or, cet équilibre entre la production et la consommation est un facteur de fluctuation de l'onde de tension. Ainsi, plus la production est importante par rapport à la consommation plus la tension sera élevée et inversement. La tension évolue donc également en permanence.

Les fabricants d'appareils électriques conçoivent leurs produits pour fonctionner avec une certaine tension nominale pour réaliser une performance efficace et se conformer aux normes de sécurité. Ainsi par exemple en vertu de l'harmonisation de la tension, les approvisionnements en électricité au sein de l'Union européenne sont nominalement de 230 V  $\pm$  6% à 50 Hz. Faire fonctionner des appareils en dehors de la plage de niveau de tension spécifiée peut mener à une surchauffe, à des dysfonctionnements, à des réductions de la durée

de vie attendue de l'équipement, etc. Ainsi par exemple, les groupes et moteurs électriques sont affectés par des tensions en dessous et au-dessus des tensions de la plaque signalétique :

- Comme la puissance est proportionnelle à la production de courant et à la tension, quand des moteurs électriques sont soumis à des tensions inférieures à la mention de la plaque signalétique, le courant doit augmenter pour fournir la même quantité de puissance, en augmentant l'accumulation de chaleur dans le moteur. En outre, le couple mécanique est inversement proportionnel au carré de la tension. Donc une réduction de 10 % de la tension de la plaque signalétique réduirait le couple d'un facteur de  $0.9 \times 0.9$ , c'est-à-dire que le couple qui en résulterait serait de 81% de la valeur d'origine.
- Contrairement à ce qui est attendu, une tension supérieure à la tension nominale conduit aussi à des surtensions. La tension élevée appliquée à un moteur a tendance à saturer la partie magnétique du moteur. Cela amène le moteur à prendre du courant en excès dans un effort pour magnétiser le fer au-delà du point où il peut aisément être magnétisé.

Augmenter la tension réduit le courant dans les lignes de transmission et de ce fait, la taille des conducteurs et pertes de distribution, ce qui rend la distribution de puissance électrique plus économique sur de longues distances [15].

### II.3 Réglage de tension

La tension est un critère de qualité de service dans la fourniture d'électricité. L'Union pour la Coordination de la Transmission d'Electricité (UCTE) recommande une tolérance égale à  $\pm 6\%$  sur la tension BT 400V et  $\pm 5\%$  sur la tension HTA 20kV [4]. Selon le niveau d'intervention dans le réseau, le réglage de tension est soit primaire, secondaire ou tertiaire [4].

#### II.3.1 Réglage primaire de tension

Le réglage primaire de tension est assuré par les groupes de production équipés d'un régulateur primaire de tension. Grâce à ce régulateur, les alternateurs fixent la tension à une valeur de consigne sur leur point de raccordement. Le principe est d'agir sur l'excitation d'alternateur pour garder le niveau de tension désiré. En effet, si l'alternateur est surexcité celui-ci va produire de la puissance réactive ce qui aura pour effet d'accroître la tension à son point de connexion. Inversement, dans le cas d'une sous excitation de l'alternateur, celui-ci va diminuer la tension à ses bornes. Ceci est réalisable dans les limites propres de chaque alternateur [4].

### **II.3.2 Réglage secondaire de tension (RST)**

Le réglage primaire de tension est réalisé localement par chacun des groupes de production concernés. Il agit rapidement mais doit être coordonné avec les autres réglages de groupes pour éviter toute dérive ou encore pour optimiser la puissance réactive débitée ou absorbée par les groupes selon les besoins de réglage.

Le réglage secondaire de tension est envisagé par région ou zone. Ces zones sont des parties de réseau dont les évolutions du plan de tension sont sensiblement différentes. Sur la zone est défini un nœud particulièrement représentatif de l'évolution de la tension, ce nœud est appelé « point pilote ». Le principe du RST est de réguler la tension en ce point pilote du réseau en agissant sur les productions de puissance réactive des groupes participants au réglage. Les mesures de tension sont fournies au RST qui calcule de nouvelles consignes de tension pour les groupes réglant dans le but de fixer la tension au point pilote du réseau en agissant sur les productions de puissance réactive des groupes participants au réglage [4].

### **II.3.3 Réglage tertiaire de tension**

Le réglage tertiaire est nécessaire pour coordonner les actions entre deux zones régies par des RST différents. Ce réglage est effectué par les opérateurs de dispatching régional et comprend le calcul des tensions aux points pilotes. Ces réglages hiérarchisés permettent de réguler la tension sur les réseaux HTB (transport et répartition). Pour le réseau de distribution, le contrôle se fait localement à l'aide de systèmes gérant l'apport en puissance réactive nécessaire afin de limiter le transit de cette puissance sur les réseaux amont via les postes HTB/HTA qui occasionnent des pertes supplémentaires [4].

### **II.4 Causes d'instabilité de tension**

Les problèmes d'apparition du phénomène d'écroulement de tension sont toujours liés à la difficulté de régler la tension au-dessus d'une certaine valeur appelée tension critique. Généralement, l'effondrement de la tension se produit dans les réseaux électriques qui sont fortement chargés, court-circuités, ou en manque de puissance réactive.

Dans cette situation le réseau électrique ne peut pas assurer la puissance réactive demandée par la charge. Ceci est dû à des limitations sur la production et la transmission de la puissance réactive de telle sorte que la puissance réactive des générateurs et des systèmes FACTS est limitée par des contraintes physiques. En plus, la puissance réactive générée par des bancs de condensateurs est relativement réduite à des tensions basses [1].

En générale, les sources d'énergie électrique se trouvent loin des zones de consommation. Cette situation rend le transport de l'énergie réactive très difficile à cause des pertes actives très élevées. Cette difficulté de transport d'énergie augmente la probabilité d'apparition d'une instabilité ou d'un effondrement de tension (chute de tension) [13].

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

- **Défauts dans le réseau électrique ou dans les installations des clients** : court-circuit dans un poste, dans une ligne aérienne, dans un câble souterrain, etc., ces défauts pouvant résulter de causes atmosphériques (foudre, givre, tempête...), matérielles (vieillessement d'isolants...) ou humaines (fausses manœuvres, travaux de tiers...) [13].
- **Installations perturbatrices** : fours à arc, soudeuses, variateurs de vitesse et toutes applications de l'électronique de puissance, téléviseurs, éclairage fluorescent, démarrage ou commutation d'appareils, etc... [13].

Les principaux phénomènes pouvant affecter la qualité de la tension lorsque celles-ci sont présentes sont brièvement décrits ci-après [13].

- **Variation ou fluctuation de la fréquence** : Les fluctuations de fréquence sont observées le plus souvent sur des réseaux non interconnectés ou des réseaux sur groupe électrogène. Dans des conditions normales d'exploitation, la valeur moyenne de la fréquence fondamentale doit être de 50 Hz avec une marge  $\pm 1\%$  [13].
- **Fluctuation de tension** : Des variations rapides de tension répétitives ou aléatoires (figure II.1), sont provoquées par des variations rapides de puissance absorbée ou produite par des installations telles que les soudeuses, fours à arc, éoliennes, etc.

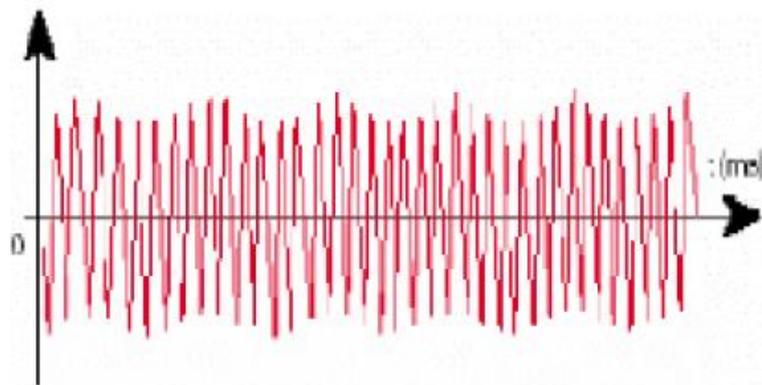


Figure II.1 : Variation rapide de la tension

Ces fluctuations de tension peuvent provoquer un papillotement de l'éclairage (flicker), gênant pour la clientèle, même si les variations individuelles ne dépassent pas quelques dixièmes de pour-cent. Les autres applications de l'électricité ne sont normalement pas affectées par ces phénomènes, tant que l'amplitude des variations reste inférieure à quelque 10 % [13].

- **Creux de tension** : Les creux de tension sont produits par des courts-circuits survenant dans le réseau général ou dans les installations de la clientèle (figure II.2). Seules les chutes de tension supérieures à 10 % sont considérées ici (les amplitudes inférieures rentrent dans la catégorie des «fluctuations de tension»). Leur durée peut aller de 10 ms à plusieurs secondes, en fonction de la localisation du court-circuit et du fonctionnement des organes de protection [13].

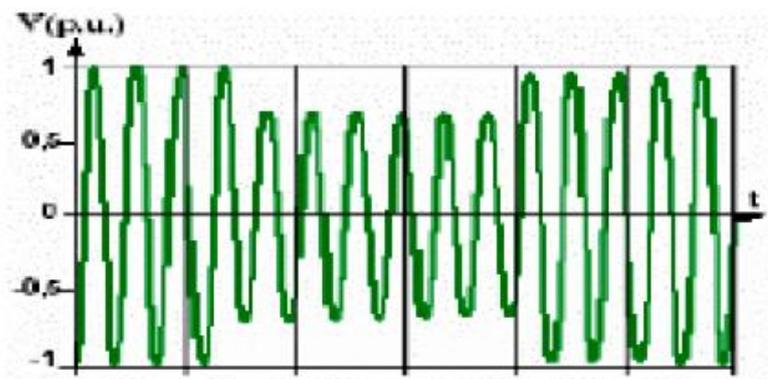


Figure II.2: Creux de tension

Ils sont caractérisés par leurs: amplitude et durée et peuvent être monophasés ou triphasés selon le nombre de phases concerné. Les creux de tension peuvent provoquer le déclenchement d'équipements lorsque leur profondeur et leur durée excèdent certaines limites (dépendant de la sensibilité particulière des charges). Les conséquences peuvent être extrêmement coûteuses (temps de redémarrage se chiffrant en heures, voire en jours ; pertes de données informatiques ; voire aux équipements de production...) [13].

- **Interruption courte ou coupure brève** : L'interruption courte est la perte complète ou la disparition de la tension d'alimentation pendant une période de temps de 1/2 cycle jusqu'à 3 s. Elle se produit quand la tension d'alimentation ou le courant de charge diminue à moins de 0.1 pu [13].
- **surtension** : une surtension est une augmentation de la tension au-dessus de la tension nominale. Elle est caractérisée par son amplitude et sa durée. Elle peut causer l'échauffement et la destruction des composants [13].

- **Chute de tension** : Lorsque le transit dans une ligne électrique est assez important, la circulation du courant dans la ligne provoque une chute de tension. La tension est alors plus basse en bout de ligne qu'en son origine, et plus la ligne est chargée en transit de puissance, plus la chute de tension sera importante [13].

### II.5 Effondrement de la tension

L'effondrement de tension est fortement lié au manque de la puissance réactive requise pour maintenir le profil de tension dans une marge de fonctionnement permise. A un certain niveau de charge, le réseau électrique ne satisfait pas la puissance réactive demandée par la charge à cause des limitations sur la production et la transmission de celle-ci. La limitation de production de la puissance réactive inclut les générateurs et les équipements FACTS ainsi que la puissance réactive limitée des condensateurs.

Pour illustrer l'effondrement de la tension d'un réseau, on considère un réseau simple à deux nœuds de la figure II.3 [1].

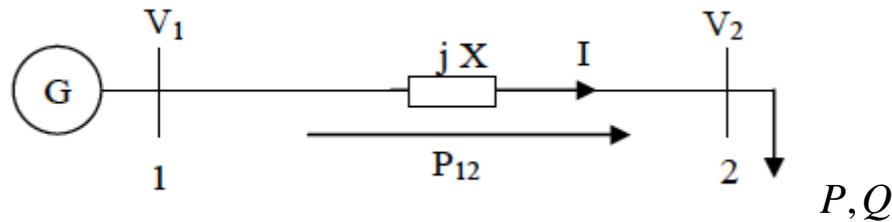


Figure II.3 : Réseau électrique à deux nœuds.

La courbe d'effondrement de tension (Courbe *PV*) est considérée parmi les techniques les plus utilisées dans l'étude et l'analyse de la stabilité statique de tension. Elle trace l'évolution de la tension en fonction de l'augmentation de la charge [1].

D'après la figure II.3, on peut exprimer la puissance apparente au nœud 2 suivant l'équation.

$$\bar{S} = P + jQ \tag{II.1}$$

Le courant  $I$  est donné par :

$$\bar{I} = \frac{\bar{V}_1 - \bar{V}_2}{jX} \tag{II.2}$$

On aura alors :

$$S^* = (V_2 I^*)^* = V_2^* I = V_2^* \frac{\bar{V}_1 - \bar{V}_2}{jX} \tag{II.3}$$

Avec :  $V^* = (V \angle \theta)^* = V \angle -\theta$

On aura :

$$S^* = P - jQ = -\frac{V_1 V_2}{X} \sin \theta + j \left( \frac{V_2^2}{X} - \frac{V_1 V_2}{X} \cos \theta \right) \quad (\text{II.4})$$

Les puissances actives et réactives qui transitent dans la ligne s'écrivent alors :

$$P_{12} = -P_{21} = \frac{V_1 V_2}{X} \sin \theta \quad (\text{II.5})$$

$$Q_{12} = Q_{21} = -\frac{V_2^2}{X} + \frac{V_1 V_2}{X} \cos \theta \quad (\text{II.6})$$

On élimine l'angle  $\theta$  par l'utilisation de l'équation :  $\cos^2 \theta + \sin^2 \theta = 1$  donc on trouve :

$$P^2 + \left( Q + \frac{V_2^2}{X} \right)^2 = \frac{V_1^2 V_2^2}{X^2} \quad (\text{II.7})$$

L'équation précédente (II.7) peut s'écrire sous la forme d'une équation quadratique en fonction de  $V_2$  :

$$V_2^4 + (2QX - V_1^2)V_2^2 + (P^2 + Q^2)X^2 = 0 \quad (\text{II.8})$$

$$V_2^2 = \frac{1}{2} \left[ V_1^2 - 2QX \pm V_1 \left( V_1^2 - \frac{4P^2 X^2}{V_1^2} - 4QX \right)^{\frac{1}{2}} \right] \quad (\text{II.9})$$

On remplace  $Q$  dans l'expression précédente par  $Q = \tan \theta \times P = B \times P$ , avec  $B = \tan \theta$

On aura comme solution :

$$V_2^2 = \left[ \frac{V_1^2}{2} - BPX \pm \left( \frac{V_1^4}{4} - PX(PX + BV_1^2) \right)^{\frac{1}{2}} \right] \quad (\text{II.10})$$

D'après l'équation (II.10), on peut conclure que, la tension au nœud 2 est une fonction de la puissance active, de la réactance de la ligne, et du facteur de puissance. La figure II.4 présente la courbe de bifurcation du système test. La courbe montre l'évolution de la tension en fonction de la puissance active. La charge est considérée purement active ( $Q = 0$  donc  $B = 0$ ), la réactance de la ligne  $X = 0.5 \text{ pu}$  [1]

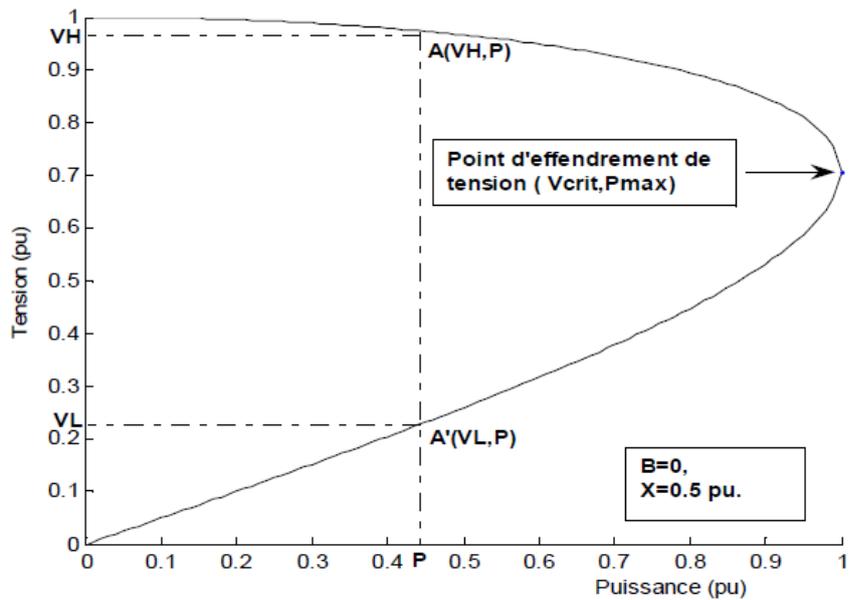


Figure II.4 : Courbe de d'effondrement de la tension

D'après la courbe de la figure II.4, on peut remarquer que lorsque la puissance demandée augmente, la tension diminue progressivement jusqu'à atteindre une valeur critique  $V_{crit}$  qui correspond à la puissance maximale transmissible par la ligne  $P_{max}$ . Ce point est appelé point de bifurcation de tension (ou point d'effondrement de tension). Au-delà de ce point, la tension chute d'une façon brusque et incontrôlable ; c'est le phénomène d'effondrement de tension. Ce phénomène peut s'expliquer comme suit : lorsque la charge croît, le courant circulant dans la ligne croît ; entraînant une chute de tension d'autant plus importante que le courant est plus grand.

## II.6 Différentes méthodes de réglages de tension

### II.6.1 Compensation traditionnelle

- **Compensateur synchrone** : Les compensateurs synchrones sont des machines tournantes branchées sur le tertiaire du transformateur THT/HT qui peut fournir ou absorber de l'énergie réactive sans mettre en jeu de puissance active. La fourniture de la puissance réactive est limitée par l'échauffement des enroulements et l'absorption par des problèmes de stabilité statique [13].
- **Batteries de condensateurs** : Elles ont pour rôle de fournir une partie de l'énergie réactive fixe consommée par les charges ou le réseau [13].

- **Inductances** : Elles ont pour rôle d'absorbé la puissance réactive fournie par les lignes et les réseaux de câbles souterrains en heures creuses. Elles sont raccordées soit directement au réseau, soit branchées sur les tertiaires des autotransformateurs [13].

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

Aujourd'hui les systèmes de contrôle plus sophistiqués est de nouvelles structures à base d'électronique de puissance : FACTS [13].

## **II.6.2 Compensation par les FACTS**

Les FACTS (Flexible AC transmission systems) sont des dispositifs basés sur l'électronique de puissance permettent une commande efficace des systèmes de puissance et l'augmentation de la capacité de transit de puissance dans les réseaux.

Les dispositifs FACTS peuvent être classés en trois catégories :

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

Nous avons utilisé dans notre travail les trois types de Facts : un SSSC (Static Synchronous Series Compensator), un STATCOM (Compensateur Statique) et un UPFC (Unified Power Flow Controler).

### **II.6.2.1 Description et principe de fonctionnement du SSSC**

Ce type de compensateur série (Compensateur Synchrone Statique Série) est constitué d'un onduleur triphasé couplé en série avec la ligne électrique à l'aide d'un transformateur. Son rôle est d'introduire une tension triphasée à la fréquence du réseau en série avec la ligne de transport. Cette tension est en quadrature avec le courant de la ligne. Nous pouvons, dans ce cas, régler continuellement la valeur apparente de la capacité ou de l'inductance ainsi introduite dans la ligne. Ce dispositif possède deux avantages [16,13]:

- Elimination des composants passifs (inductance et capacités)
- Une aptitude symétrique dans les deux modes (inductif et capacitif).

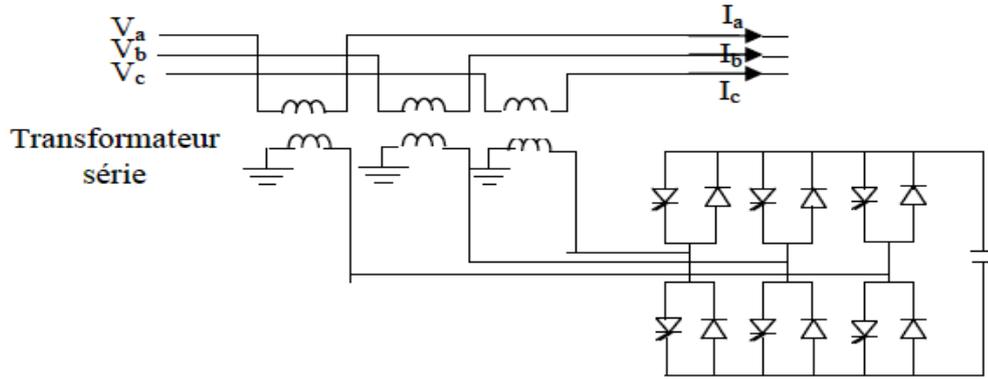


Figure II.5 : schéma d'un SSSC

### II.6.2.2 Description et principe de fonctionnement du STATCOM

Compensateur statique synchrone (STATCOM) : Le STATCOM (Compensateur Statique) a connu jusqu'à maintenant différentes appellations ; **CSERA** (Compensateur statique d'énergie réactive de type avancé), **ASVC** (Advanced Static Var Compensator), **SVG** (Static Var Generator) et **STATCON** (Static Condenser) enfin **STATCOM**.

Un STATCOM est un système d'électronique de puissance connecté en parallèle, qui injecte dans le réseau un courant alternatif contrôlé en phase et en amplitude. Leur topologie est basée sur des convertisseurs de tension. Ce dispositif peut fournir une puissance réactive variable et réguler la tension du jeu de barres où il est connecté. Il est analogue à un compensateur synchrone. Son rôle est identique à un SVC mais avec plus de robustesse. Ce dispositif est capable de fournir la puissance réactive même si la tension du jeu de barres de connexion est très faible. D'après sa caractéristique on constate que le courant maximal du STATCOM est indépendant de la tension du nœud [16,18].

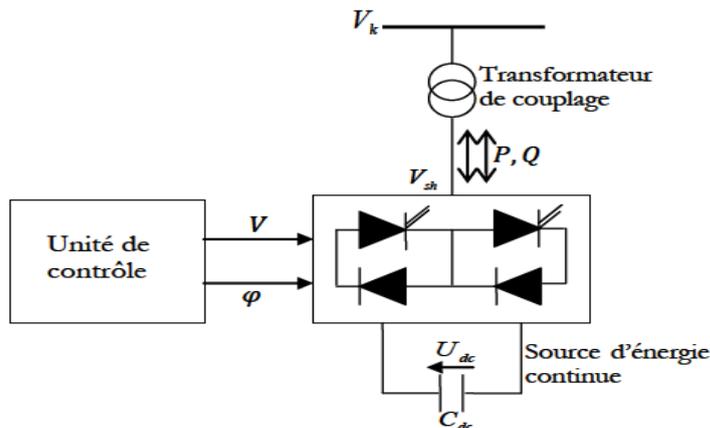


Figure II.6 : Structure d'un STATCOM

### II.6.2.3 Description et principe de fonctionnement de l'UPFC

L'UPFC (Unified Power Flow Controller) : appelé aussi déphaseur Régulateur Universel (DRU) ou variateur de charge universel, est l'un des plus performants des composants FACTS. Il est capable de contrôler, simultanément et indépendamment, la puissance active et la puissance réactive de la ligne. L'originalité de ce compensateur est de pouvoir contrôler les trois paramètres associés au transit de puissance dans une ligne électrique: la tension, l'impédance de la ligne, le déphasage des tensions aux extrémités de la ligne.

En principe, l'UPFC est capable d'accomplir les fonctions des autres dispositifs FACTS à savoir [1,18]:

- Réglage de la tension ;
- Contrôle de flux de puissance active et réactive ;
- Amélioration de la stabilité ;
- Limitation des courants de court-circuit ;
- Amortissement des oscillations de puissance.

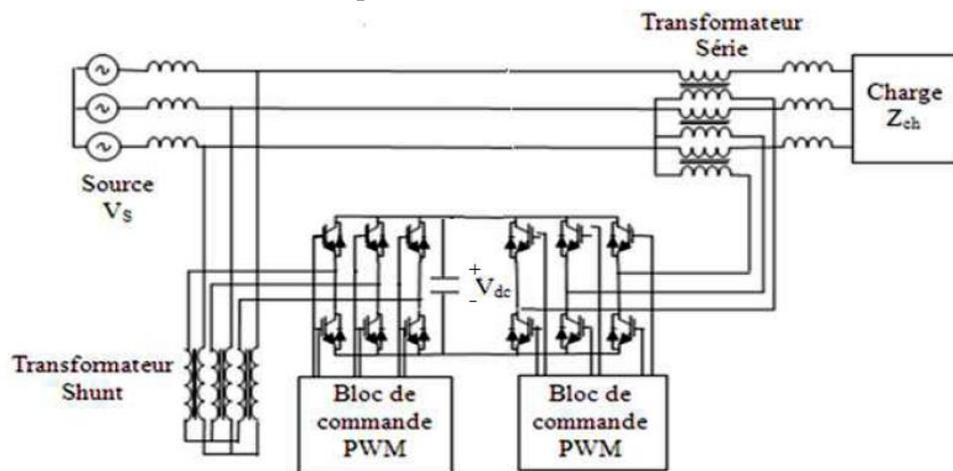


Figure II.7 : Schéma simplifié d'un UPFC connecté au réseau électrique

## II.7 Système étudié

### II.7.1 Réseau test

Nous avons utilisé un réseau 3machines-9noeuds pour étudier le problème de réglage de tension. Le réseau test, montré dans la figure II.8, comporte trois alternateurs connectés aux jeux de barres 1, 2 et 3 à travers des transformateurs de puissance contribuant à l'alimentation de trois charges A, B et C reliées respectivement aux nœuds 5, 6 et 8. On considère le nœud 1 comme nœud bilan et les autres comme nœuds PQ en régime permanent. Nous allons traiter

les puissances transitées sur les lignes et les modules de tension au niveau des charges. Pour cela on augmente progressivement les charge de 20%,40%, jusqu'à 60% maximal, ensuite nous essayerons d'y remédier aux chutes de tensions occasionnées par l'augmentation des charges en faisant recours à la compensation synchrone. Enfin si cette méthode s'avère inefficace, on fait appel aux systèmes FACTS pour régler la chute de tension.

Les tableaux II.1 et II.2 indiquent les caractéristiques du réseau.

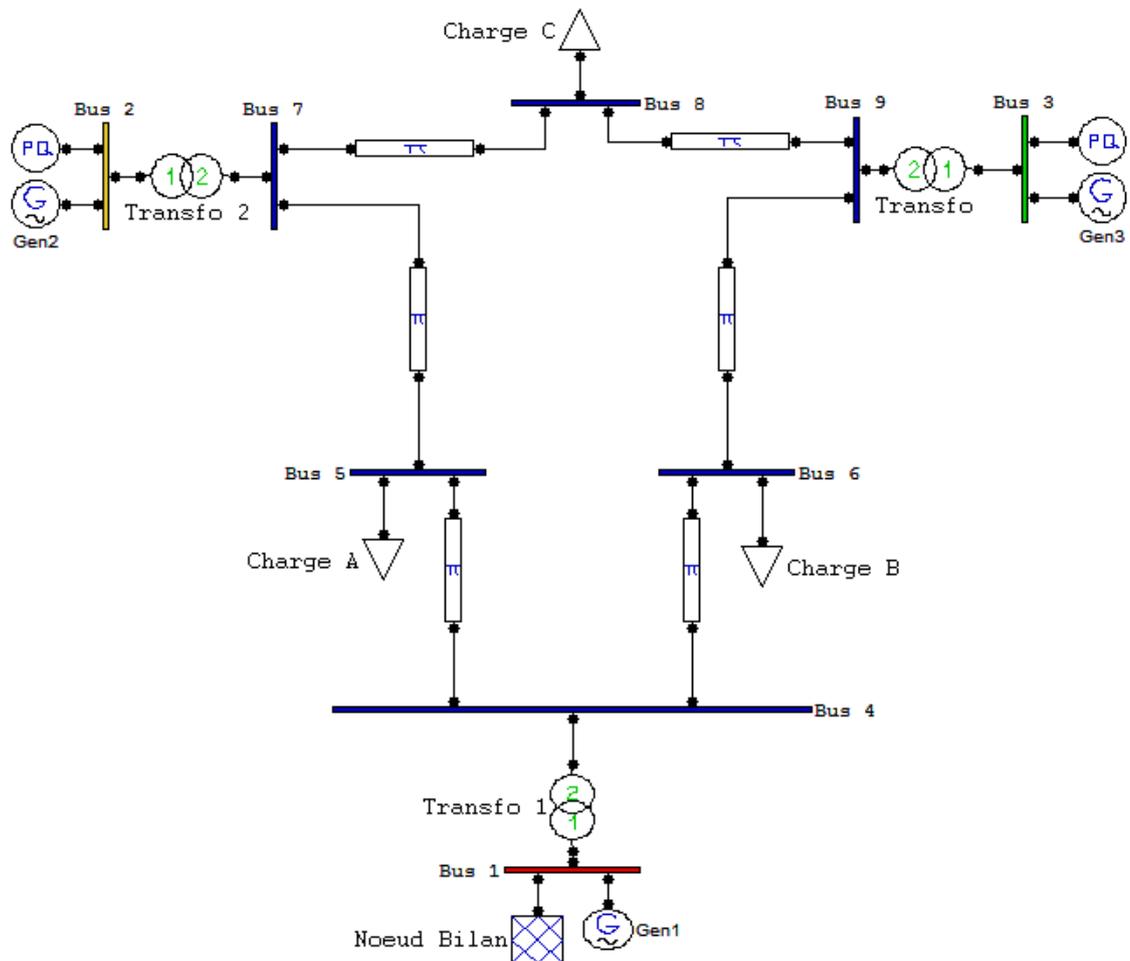


Figure II.8 : Présentation de réseau test

**Tableau II.1 :** Caractéristiques des lignes

Ligne i-j	R (pu)	X (pu)	B/2 (pu)
T1	0.0000	0.0576	0.0000
T1	0.0000	0.0625	0.0000
T3	0.0000	0.0586	0.0000
Ligne 4-5	0.0100	0.0850	0.0880
Ligne 4-6	0.0170	0.0920	0.0790
Ligne 5-7	0.0320	0.1610	0.1530
Ligne 6-9	0.0390	0.1700	0.1790
Ligne 7-8	0.0085	0.0720	0.0745
Ligne 8-9	0.0119	0.1008	0.1045

**Tableau II.2 :** Caractéristiques des puissances

Nœud	PG(MW)	QG <sub>min</sub> (MVar)	QG <sub>max</sub> (MVar)	PD(MW)	QD(MVar)
1	NS	NS	NS	0	0
2	160	-20	+30	0	0
3	100	-20	+20	0	0
5	0	0	0	125	50
6	0	0	0	90	30
8	0	0	0	100	35

### **II.7.2 Méthode de Newton Raphson**

En régime permanent, le plan de tension qui décrit l'état du réseau doit être connu afin de pouvoir calculer la répartition de puissances. Pour un réseau a n nœuds, les courants nodaux sont reliés aux tensions par la relation matricielle (II.14) [23].

$$I = YV \quad (\text{II.11})$$

Avec

$$I = \begin{bmatrix} I_1 \\ I_2 \\ \cdot \\ I_n \end{bmatrix} \quad (\text{II.12})$$

$$V = \begin{bmatrix} V_1 \\ V_2 \\ \cdot \\ V_n \end{bmatrix} \quad (\text{II.13})$$

$$Y = \begin{bmatrix} Y_{11} & Y_{12} & \cdot & Y_{1n} \\ Y_{21} & Y_{22} & \cdot & Y_{2n} \\ \cdot & \cdot & \cdot & \cdot \\ Y_{n1} & Y_{n2} & \cdot & Y_{nn} \end{bmatrix} \quad (\text{II.14})$$

Les éléments diagonaux  $Y_{ii}$  et non diagonaux  $Y_{ij}$  de la matrice admittance  $Y$  du système de transmission sont données respectivement par les expressions suivantes :

$$Y_{ii} = \sum_{j=1}^n y_{ij} + Y_{shij} \quad (\text{II.15})$$

$$Y_{ij} = -y_{ij} \quad (\text{II.16})$$

$$\text{Avec } y_{ij} = \frac{1}{z_{ij}}, \quad y_{ij} = \frac{1}{R_{ij} + X_{ij}} \quad \text{et} \quad Z_{ij} = R_{ij} + X_{ij} \quad (\text{II.17})$$

La puissance apparente au nœud  $i$  est donnée par :

$$S_i = \bar{V}_i \bar{I}_i^* \quad (\text{II.18})$$

A partir de l'expression (II.11) on déduit au même nœud  $i$  :

$$\bar{I}_i = \sum_{j=1}^n Y_{ij} \bar{V}_j \quad (\text{II.19})$$

La circulation de puissances au niveau du réseau est obtenue comme suit. Pour un réseau à  $n$  nœuds, les équations reliant les tensions nodales et les courants injectés sont telles que :

$$S_i = P_i + jQ_i = \overline{V}_i \cdot \overline{I}_i^* \quad (\text{II.20})$$

En posant  $\overline{V}_i = V_i \cdot e^{j\theta_i}$  et  $Y_{i,j} = G_{ij} + jB_{ij}$ , on aura à partir de (II.20) :

$$P_i = V_i \cdot \sum_{j=1}^n V_j (G_{ij} \cos \theta_{ij} + B_{ij} \sin \theta_{ij}) \quad (\text{II.21})$$

$$Q_i = V_i \cdot \sum_{j=1}^n V_j (G_{ij} \sin \theta_{ij} - B_{ij} \cos \theta_{ij}) \quad (\text{II.22})$$

Avec

$$\theta_{ij} = \theta_i - \theta_j$$

Les écarts de puissances sont déterminés à partir des expressions (II.21) et (II.22) et sont tels que :

$$\begin{bmatrix} \Delta P_1 \\ \Delta P_2 \\ \vdots \\ \Delta P_n \\ \Delta Q_1 \\ \Delta Q_2 \\ \vdots \\ \Delta Q_n \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{\partial P_1}{\partial \theta_1} \frac{\partial P_1}{\partial \theta_2} \dots \dots \frac{\partial P_1}{\partial \theta_n} \frac{\partial P_1}{\partial V_1} \frac{\partial P_1}{\partial V_2} \dots \dots \frac{\partial P_1}{\partial V_n} \\ \frac{\partial P_2}{\partial \theta_1} \frac{\partial P_2}{\partial \theta_2} \dots \dots \frac{\partial P_2}{\partial \theta_n} \frac{\partial P_2}{\partial V_1} \frac{\partial P_2}{\partial V_2} \dots \dots \frac{\partial P_2}{\partial V_n} \\ \vdots \\ \frac{\partial P_n}{\partial \theta_1} \frac{\partial P_n}{\partial \theta_2} \dots \dots \frac{\partial P_n}{\partial \theta_n} \frac{\partial P_n}{\partial V_1} \frac{\partial P_n}{\partial V_2} \dots \dots \frac{\partial P_n}{\partial V_n} \\ \frac{\partial P_1}{\partial \theta_1} \frac{\partial P_1}{\partial \theta_2} \dots \dots \frac{\partial P_1}{\partial \theta_n} \frac{\partial P_1}{\partial V_1} \frac{\partial P_1}{\partial V_2} \dots \dots \frac{\partial P_1}{\partial V_n} \\ \frac{\partial P_2}{\partial \theta_1} \frac{\partial P_2}{\partial \theta_2} \dots \dots \frac{\partial P_2}{\partial \theta_n} \frac{\partial P_2}{\partial V_1} \frac{\partial P_2}{\partial V_2} \dots \dots \frac{\partial P_2}{\partial V_n} \\ \vdots \\ \frac{\partial P_n}{\partial \theta_1} \frac{\partial P_n}{\partial \theta_2} \dots \dots \frac{\partial P_n}{\partial \theta_n} \frac{\partial P_n}{\partial V_1} \frac{\partial P_n}{\partial V_2} \dots \dots \frac{\partial P_n}{\partial V_n} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \Delta \theta_1 \\ \Delta \theta_2 \\ \vdots \\ \Delta \theta_n \\ \Delta V_1 \\ \Delta V_2 \\ \vdots \\ \Delta V_n \end{bmatrix} \quad (\text{II.23})$$

Soit sous forme compacte :

$$\begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix} = [J] \begin{bmatrix} \Delta \theta \\ \Delta V \end{bmatrix} \quad (\text{II.24})$$

Et par suite :

$$\begin{bmatrix} \Delta \theta \\ \Delta V \end{bmatrix} = [J]^{-1} \begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix} \quad (\text{II.25})$$

$P_i^s$  et  $Q_i^s$  sont les puissances active et réactive calculées injectées en chaque nœud. En chaque nœud  $i$ ,  $\Delta P_i$  et  $\Delta Q_i$  sont telles que :

$$\Delta P_i = |P_i - P_i^s| \quad (\text{II.26})$$

$$\Delta Q_i = |Q_i - Q_i^s| \quad (\text{II.27})$$

**Etape 1 :**

Entrée de toutes les données du réseau (caractéristiques des générateurs, des transformateurs, des lignes et câbles, des charges, tolérance admise, etc...). Formation de la matrice admittance utilisant les expressions (II.15) et (II.16). Initialisation des tensions nodales du réseau. Généralement, les valeurs des tensions nodales initiales sont prises voisines de la tension nominale du réseau. En valeurs réduites, on aurait les valeurs  $1+j0$  pu si la tension de base retenue est la tension nominale du réseau.

**Etape 2 :**

On vérifie si la contrainte relative à l'écart de puissance en chaque nœud  $i$  est respectée c'est à dire :  $\Delta P_i \leq \varepsilon$  et  $\Delta Q_i \leq \varepsilon$

$\varepsilon$  : est la tolérance admise sur le calcul de l'écart de puissance. Si la contrainte n'est pas respectée, on refait un calcul itératif basé sur l'expression (II.26) et (II.27).

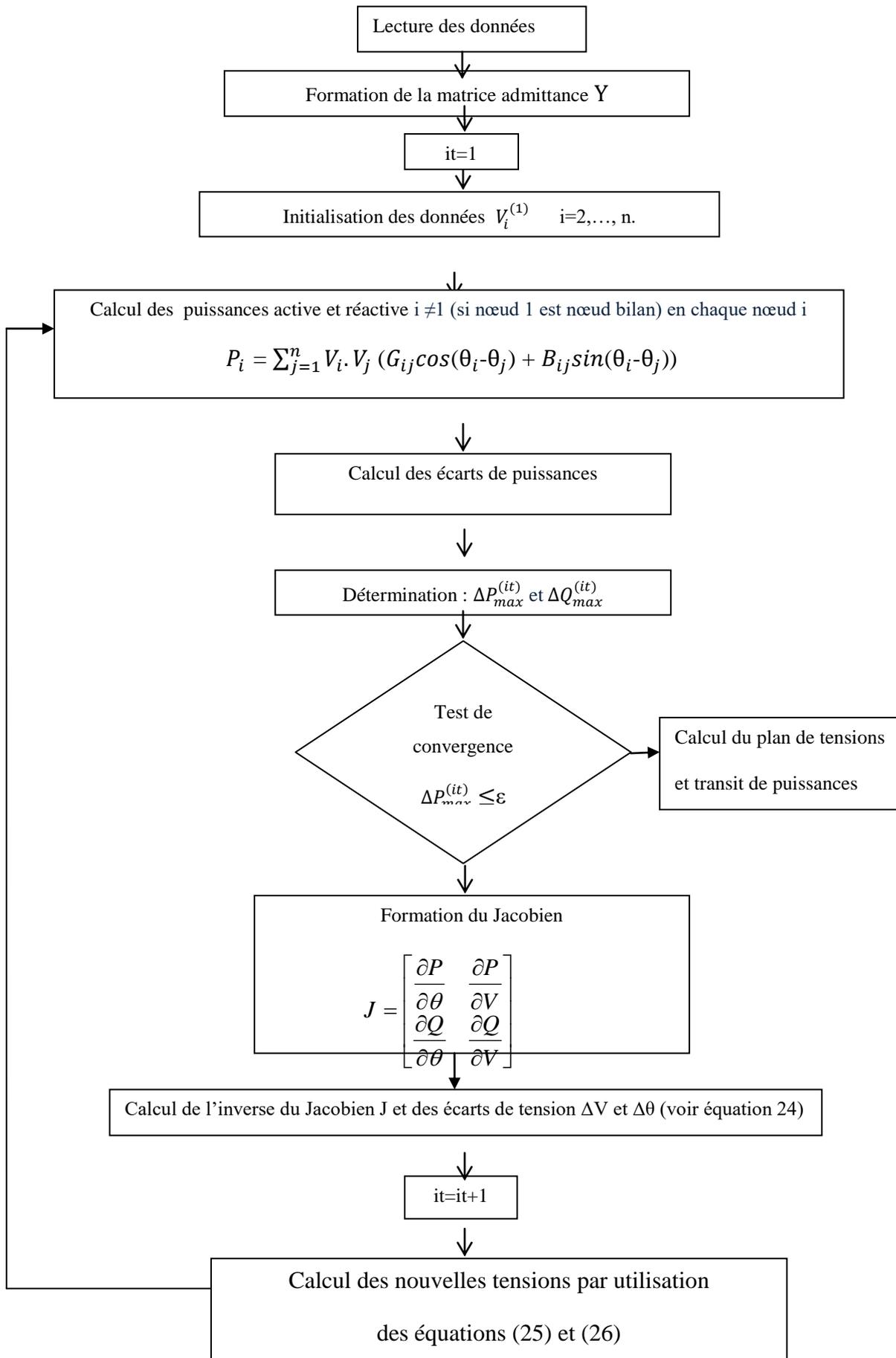
$$\mathbf{P}_i - \mathbf{j}\mathbf{Q}_i - \mathbf{Y}_{i1} \mathbf{V}_1 \mathbf{V}_i^* - \mathbf{Y}_{i2} \mathbf{V}_2 \mathbf{V}_i^* - \dots - \mathbf{Y}_{in} \mathbf{V}_n \mathbf{V}_i^* = 0 \quad (\text{II.28})$$

**Etape 3 :**

Quand la contrainte est respectée c'est à dire que le plan de tensions est déterminé. On peut alors déterminer la puissance injectée au nœud bilan par l'utilisation de l'expression de (II.28) et les puissances de transit  $S_{ij}$  entre les nœuds  $i$ - $j$  par l'expression :

$$\mathbf{S}_{ij} = \mathbf{V}_i \mathbf{I}_{ij}^* = \mathbf{P}_{ij} + \mathbf{j}\mathbf{Q}_{ij} = \mathbf{V}_i [\mathbf{V}_i^* - \mathbf{V}_j^*] \mathbf{y}_{ij}^* + \mathbf{V}_i \mathbf{V}_i^* \mathbf{y}_{shij}^* \quad (\text{II.29})$$

L'organigramme ci-dessous illustre l'algorithme de calcul de plan de tension et de circulation de puissance en utilisant la Newton Raphson.



La figure ci-dessous représente la circulation de puissance de notre réseau test à l'état initial

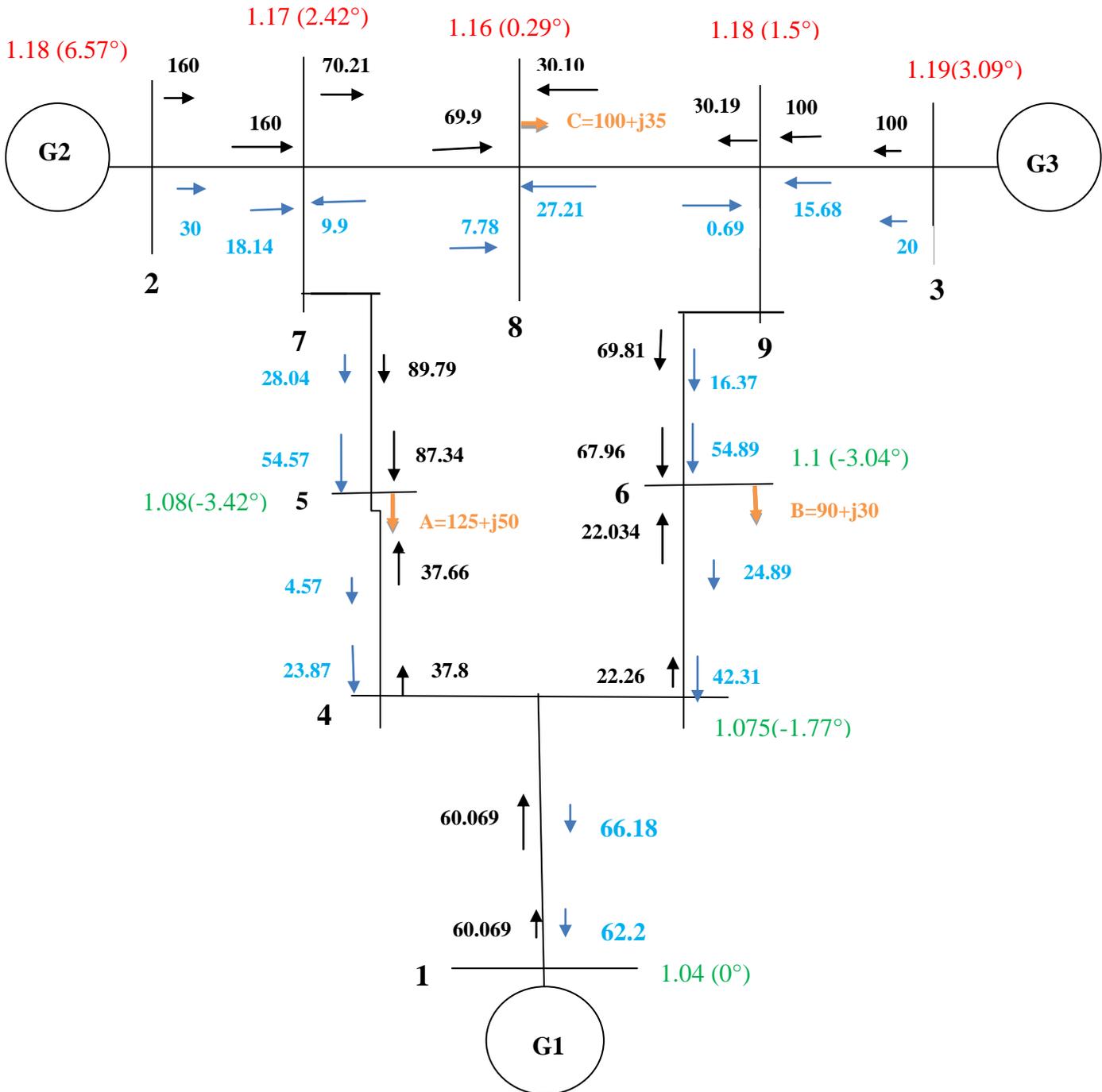


Figure II.9 : plan de tension et transit de puissance

Nous observons des surtensions aux nœuds 2, 3, 7, 8 et 9. Ceci est dû au fait que le réseau est sous chargé. L'augmentation de la charge telle qu'indiquée dans le tableau II.3 ci-après permet de tracer les profils de tension des nœuds 5, 6 et 8 où sont connectées les charges comme montré dans la figure si après

**Tableau II.3** : variation de la charge

Pourcentage \ Charges	0%	20%	40%	60%
CHARGE A (MVA)	125+j50	150+j60	175+j70	200+j80
CHARGE B (MVA)	90+j30	108+j36	126+j42	144+j48
CHARGE C (MVA)	100+j35	120+j42	140+j49	160+j56

La courbe ci-dessous représente la courbe d'effondrement de la tension au niveau des nœuds 5,6 et 8 en fonction de l'augmentation de la puissance active.

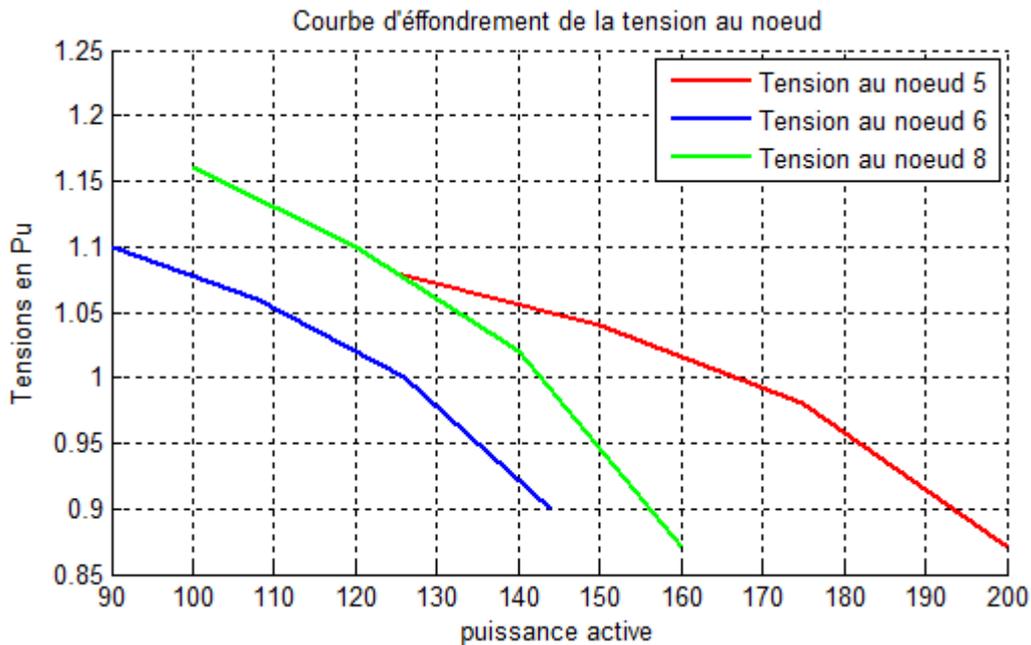


Figure II.10 : Courbe d'effondrement des tensions

L'augmentation de l'ensemble des charges a révélé une dégradation de la tension V5 et V8. En effet, d'après la courbe d'effondrement, nous remarquons que plus la puissance active

augment plus la tension chute. On constate à 60% de la charge, les tensions au niveau des charges A et C se dégradent voir la figure ci-dessous

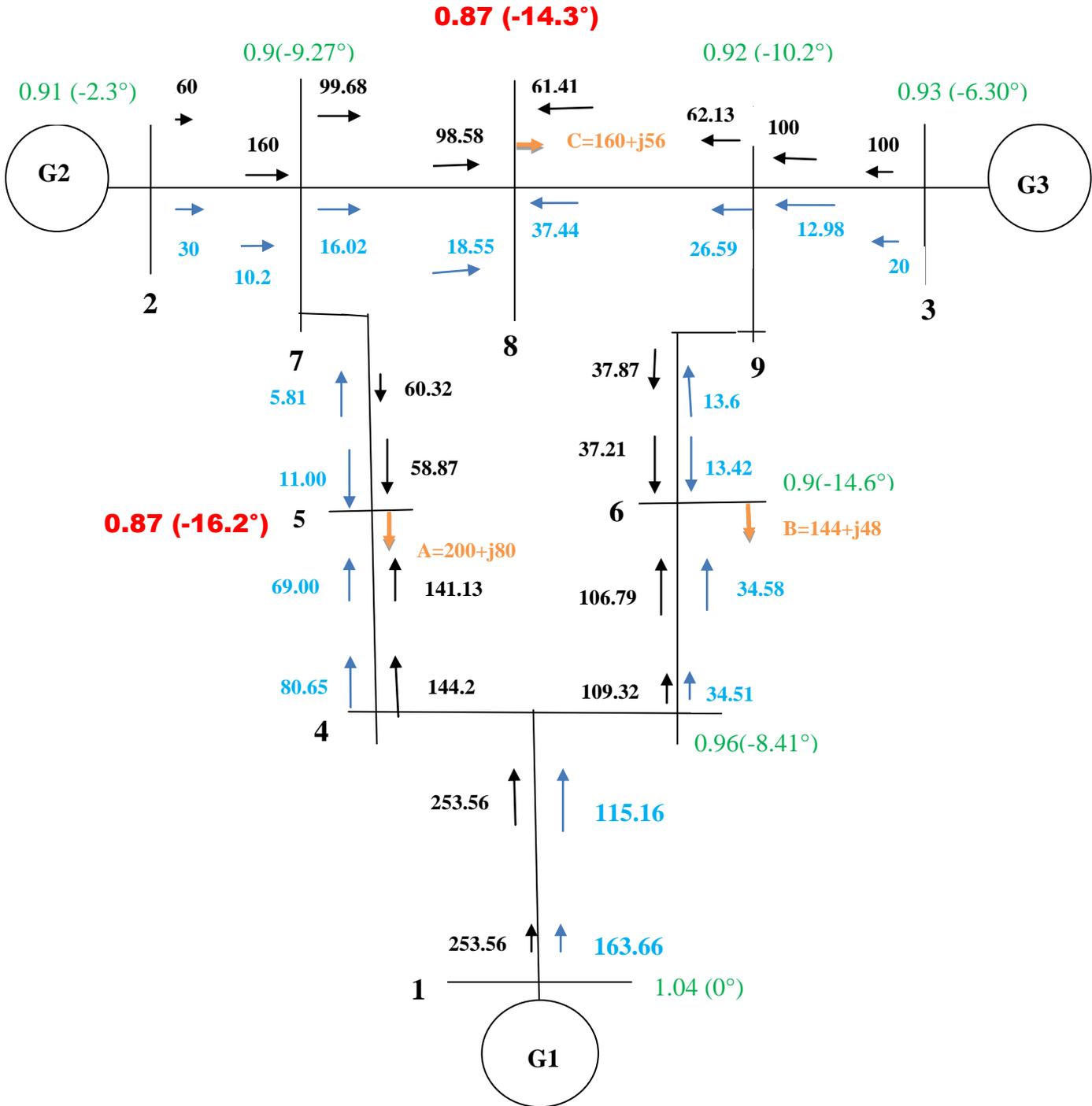


Figure II.11 : Plan de tension et transit de puissance à 60%

Une compensation synchrone au niveau du nœud 2 dont le module de tension et la puissances sont respectivement 1.02pu et 160MW permet de rétablir un plan de tension acceptable comme montré dans la figure II.12

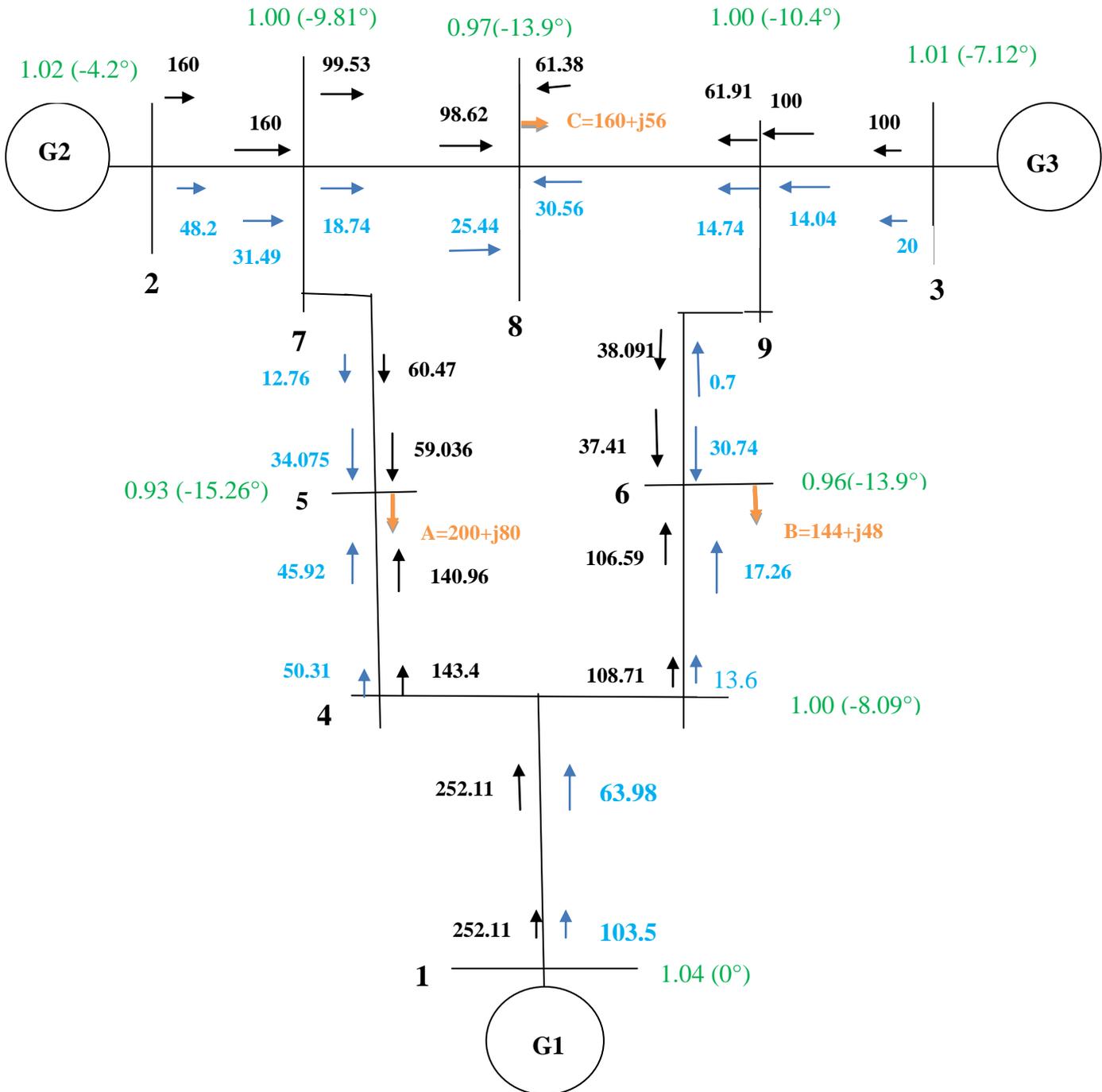


Figure II.12 : profil de tension et circulation de puissance compensé en G2

Une augmentation de la charge de 100% par rapport à la charge initiale montre une dégradation de tension aux nœuds 5, 6 et 8 illustré dans la figure II.13

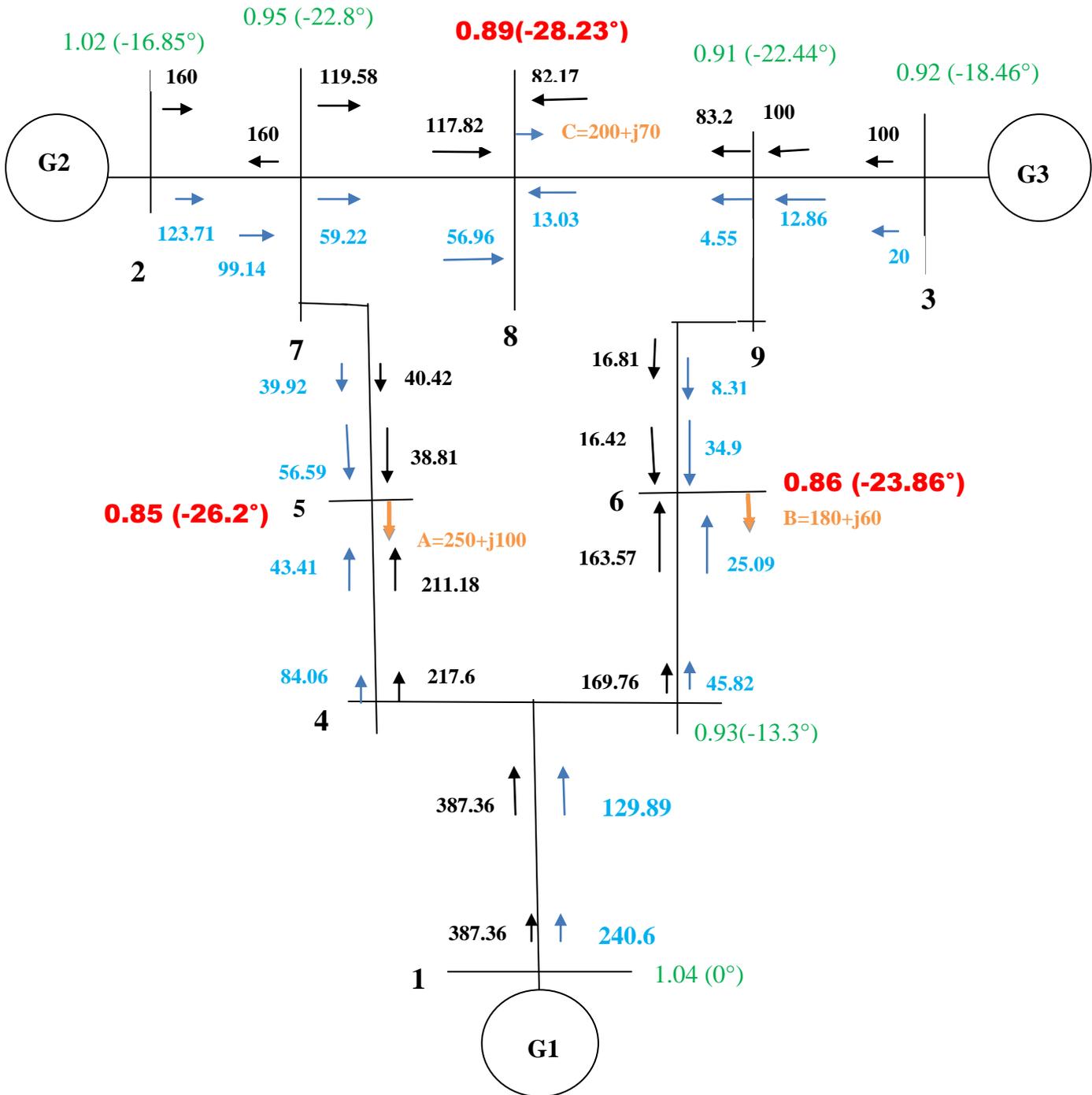


Figure II.13 : profil de tension et circulation de puissance à 100% des charges

Une autre compensation synchrone à lieu mais cette fois ci au niveau du nœud 3 (tenions à 1.02 pu et la puissance à 100MW) pour régler les chute de tension enregistrer aux nœuds 5, 6 et 8 à 100% de la charge. Nous remarquons que la compensation synchrone au niveau des nœuds 2 et 3 n'a pas réglé entièrement le plan de tension puisqu'au nœud 5, la tension reste toujours dégradée.

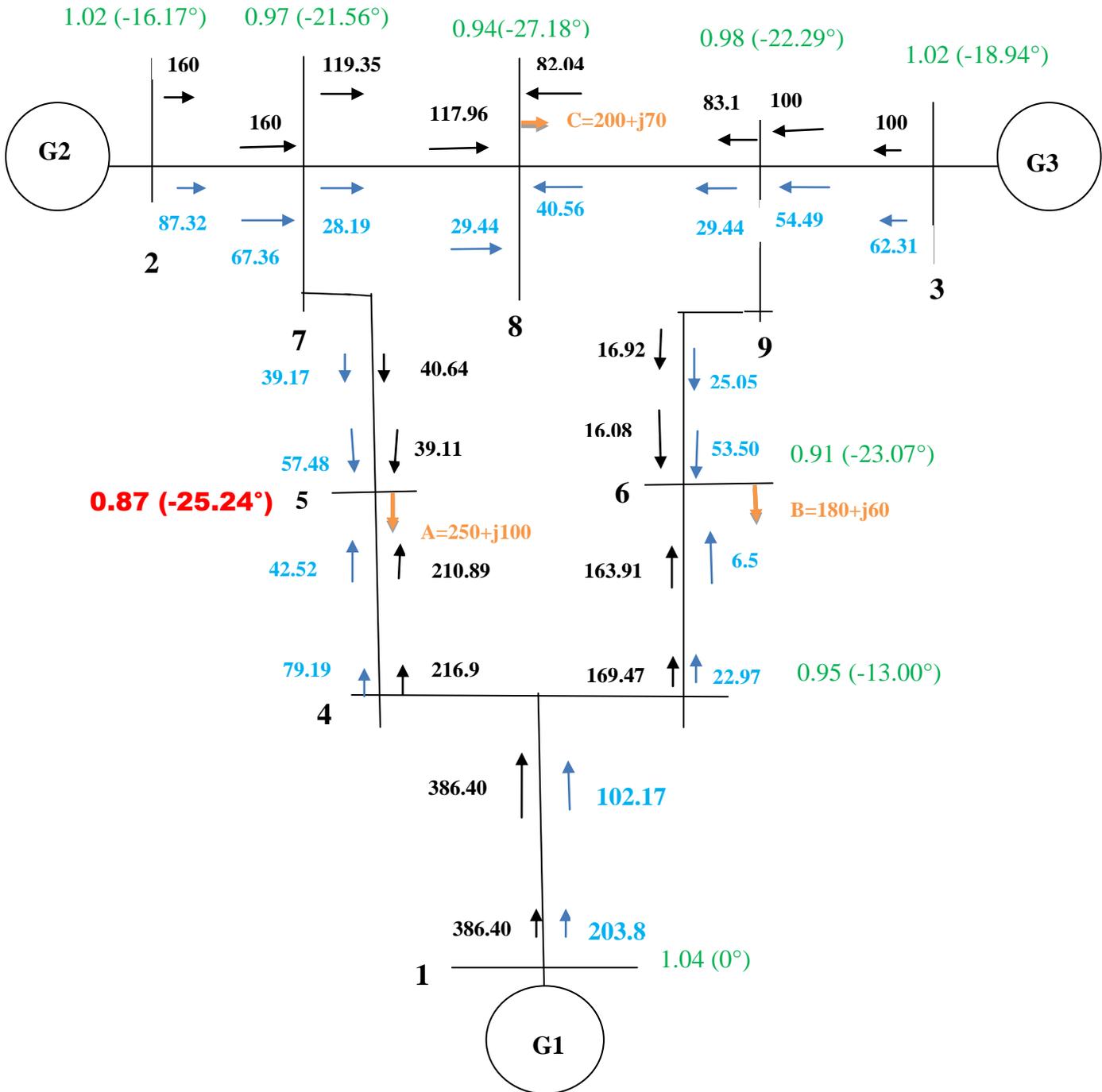


Figure II.14 : profil de tension et circulation de puissance compensé en G2 et G3

Nous introduisons une compensation FACTS au niveau du nœud 5 pour régler le problème de tension. Dans un premier temps, un Statcom a été utilisé au niveau de nœud 5, auquel, nous fixons comme tension de consigne à 1pu. Les résultats obtenus sont donnée dans la figure II.15, montre que le Statcom fournit une puissance réactive de 121.9 MVar.

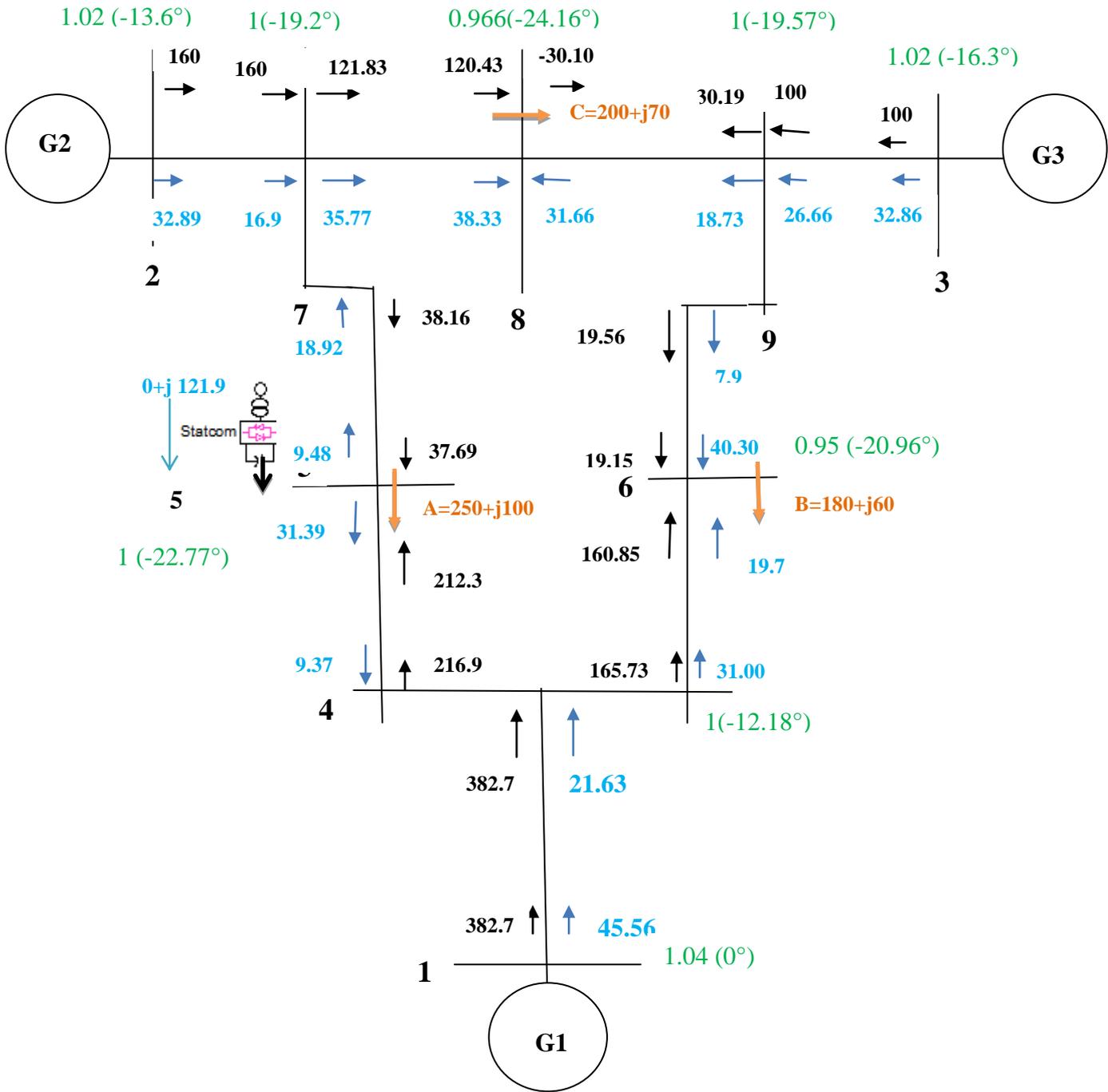


Figure II.15 : profil de tension et circulation de puissance avec un STATCOM

L'introduction d'un FACTS de type série, le SSSC sur la ligne 5-7 permet de régler la tension du nœud 5 à la valeur de 0.91pu comme indiqué dans la figure II.16

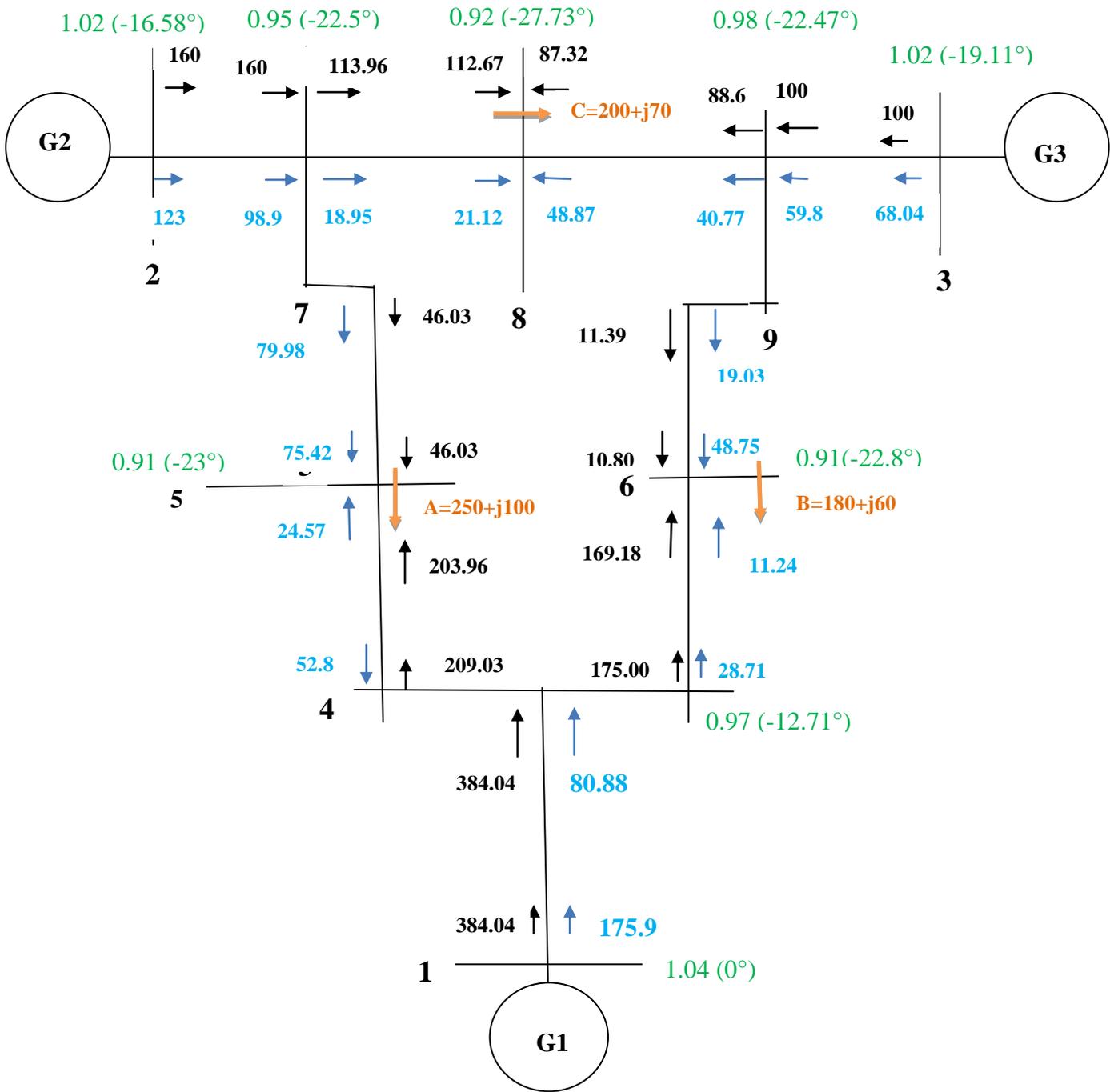


Figure II.16 : profil de tension et circulation de puissance avec un SSSC

Et enfin nous introduisons un UPFC dans le réseau. Les résultats avec cette configuration sont montrés dans la figure II.17.

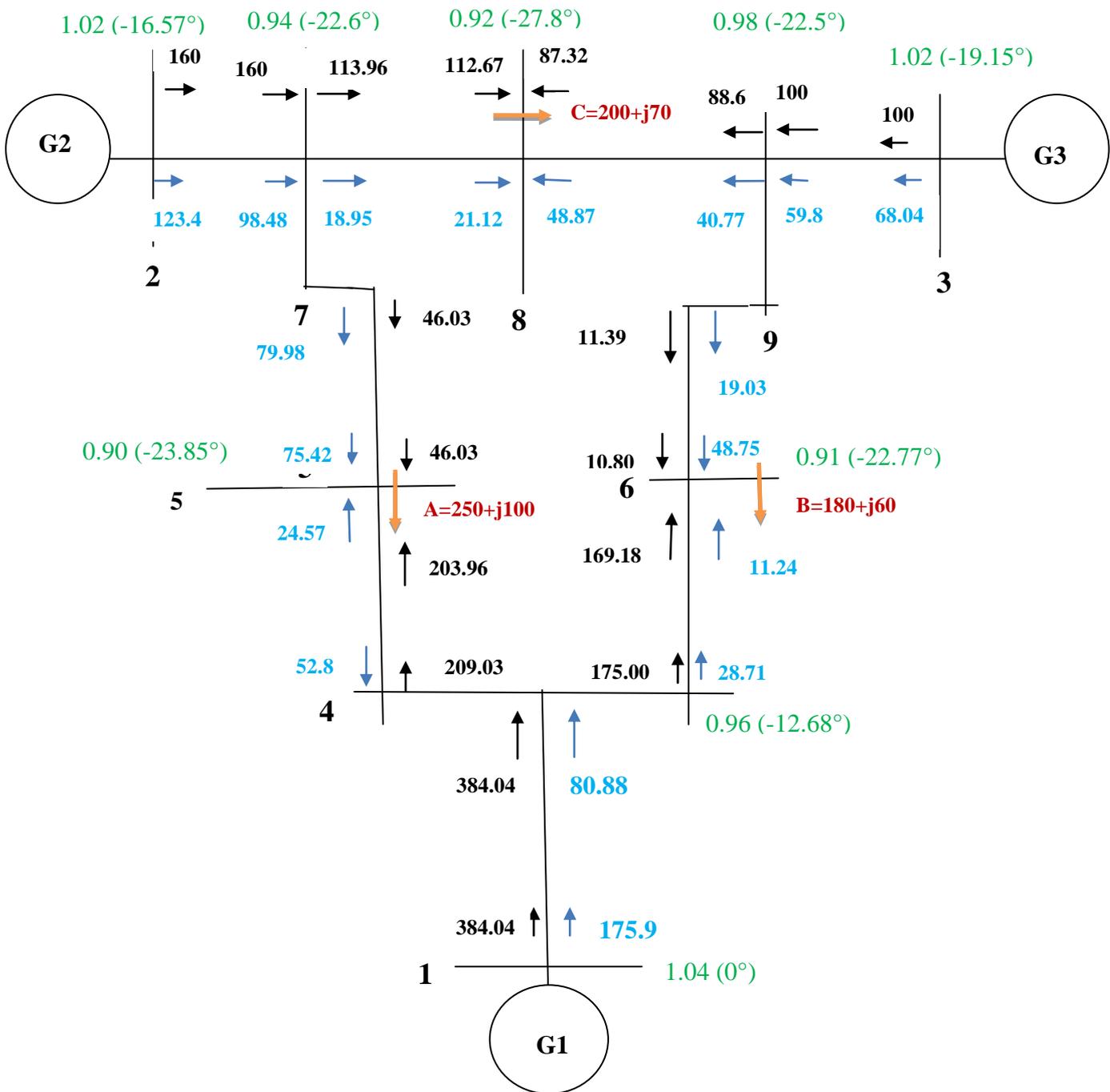


Figure II.17 : profil de tension et circulation de puissance avec un UPFC

### **II.8 Conclusion**

Dans ce chapitre, nous avons présenté des notions de base sur la stabilité de tension d'un réseau électrique. Le problème d'instabilité de tension peut être provoqué par plusieurs paramètres à savoir : manque local de puissance, production trop éloignée de la consommation, ou le cas d'une charge demandée très élevée. Si la compensation synchrone s'avère insuffisante pour régler les problèmes de la tension, nous pouvons faire appel à d'autres dispositifs tels que les systèmes FACTS. Nous avons pu vérifier leur importance dans le réglage de tension grâce à leurs performances élevées. Un exemple de chaque type de FACTS (série, shunt et hybride) a été testé dans notre réglage de tension.

Sommaire :

**Chapitre II : Etude de le stabilité de tension en régime permanent**

II.1 Introduction .....	19
II.2 Stabilité de tension.....	19
II.3 Réglage de tension.....	20
II.3.1 Réglage primaire de tension.....	20
II.3.2 Réglage secondaire de tension (RST) .....	21
II.3.3 Réglage tertiaire de tension.....	21
II.4 Causes d’instabilité de tension .....	21
II.5 Effondrement de la tension.....	24
II.6 Différentes méthodes de réglages de tension .....	26
II.6.1 Compensation traditionnelle .....	26
II.6.2 Compensation par les FACTS .....	27
II.6.2.1 Description et principe de fonctionnement du SSSC.....	27
II.6.2.2 Description et principe de fonctionnement du STATCOM .....	28
II.6.2.3 Description et principe de fonctionnement de l’UPFC .....	29
II.7 Système étudié.....	29
II.7.1 Réseau test .....	29
II.7.2 Méthode de Newton Raphson.....	31
II.8 Conclusion .....	45