

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



Réf:...../2022

MEMOIRE

Présenté pour l'obtention du **diplôme de MASTERAcadémique**

Domaine: Sciences et Technologie

Filière:Electrotechnique

Spécialité:Réseaux électriques

Par: - Bahloul Abderrahim
- Mekhenane Mohammed

Thème

Etude de la stabilité de la tension

Soutenu publiquement, le : 18/06 /2022, devant le jury composé de:

M.Boudefel Amar	MAA	Univ. Guelma	Président
M.Gouaidia Said	MAA	Univ. Guelma	Encadreur
M.Beloucif Feissel	MCA	Univ. Guelma	Examineur

Année Universitaire: 2021/2022

Remerciements

Tout d'abord, nous remercions dieu tout puissant de nous avoir donné le courage et la force pour réaliser ce mémoire.

Egalement, nous exprimons nos plus profonds remerciements

- *Nos parents pour leur soutien moral et matériel,*
- *Notre encadreur, Mr. s.gouaidia, de nous avoir encadré tous au long de la préparation de ce mémoire.*
- *L'ensemble des membres du jury de nous avoir fait l'honneur de juger ce travail*
- *Tous les enseignants qui ont participé à notre formation.*

Merci 

Sommaire

Introduction générale	1
CHAPITRE I- Eléments du réseau électrique	
I.1. Introduction	3
I.2. Définition du réseau électrique	3
I.3. Fonctionnement du réseau électrique	4
I.4. Description du réseau électrique	4
I.4.1 Station de production	5
I.4.2 Réseaux de transport et d'interconnexion	6
I.4.2.1 Lignes aériennes et câbles souterrains	6
I.4.2.2 Postes de transformation	7
I.5. Structure générale d'un réseau électrique	8
I.6. Les niveaux de tension	8
I.7. Qualité de la tension	9
I.8. Dégradation de la qualité de la tension	9
I.8.1 Variation ou fluctuation de la fréquence	10
I.8.2 Composante lente des variations de tension	10
I.8.3 Fluctuation de tension (flicker)	10
I.8.4 Creux de tension	11
I.8.5 Chutes de tension	12
I.8.6 Tension et / ou courant transitoire	12
I.8.7 Déséquilibre de tension	13
I.9 Conclusion	14
CHAPITRE II- Stabilité des Réseaux Electriques	
II.1. Introduction	15
II.2. Concepts de base stabilité	15
II.3. Stabilité des réseaux électriques	16
II.4. Types stabilité	16
II.4.1 Classification de la stabilité d'un système électro énergétique	16
II.4.1.1 Stabilité statique (régime permanent)	16
II.4.1.2 Stabilité dynamique	16
II.4.1.3 La stabilité transitoire	17
II.4.2 Classification de la stabilité de réseau d'énergie électrique	17
II.4.2.1 La stabilité angulaire	18
II.4.2.1.1 Stabilité angulaire aux petites perturbations	18
II.4.2.1.2 Stabilité angulaire aux grandes perturbations	18
II.4.2.2 Stabilité de la tension	19
a. Stabilité de la tension aux grandes perturbations	20
b. Stabilité de la tension aux petites perturbations	20
II.4.2.3 La stabilité de fréquence	21
II .5 Technologie pour améliorer la stabilité des réseaux électriques	21
II .5.1 Compensations traditionnelles	21
a. Compensateurs synchrones	21
b. Batteries de condensateurs	21
Batteries de condensateurs HT	22
Batteries de condensateurs MT	22
c. Les inductances	22
d. Les PSS (Power System Stabiliser)	22
II.5.2. Régulation par FACTS	23
II.5.2.1. Définition des systèmes FACTS	23

II.5.2.2. Classifications des dispositifs FACTS	23
II.5.2.3. L'avantage des FACTS	23
II.5.2.4. Inconvénient des FACTs	24
II.6. Conclusion	24

CHAPITRE III -Méthodes d'Analyse de la Stabilité de Tension

1.Introduction	25
2. Stabilité de tension pour un système à deux jeux de barres	25
3. Stabilité de la tension a l'aide des limites P-Q	28
Courbes P-V pour une ligne sans pertes	31
Facteur de puissance 0.9 en retard	32
Facteur de puissance 0.9 en avance	32
4. La méthode de simulation autonome	33
5. Méthode d'écoulement de puissance continu (CPF)	35
6. Reformulation des équations de l'écoulement de puissance	36
7. Conclusion	44
Conclusion générale	45
Bibliographie	46

Introduction générale

A tout moment, les enjeux liés à l'exploitation des réseaux de transport et à la production d'énergie électrique sont devenus assez importants. Face à une consommation électrique toujours croissante et à des conditions environnementales très contraignantes, les réseaux d'énergie électrique ont tendance à se développer et à devenir de plus en plus maillés et interconnectés. Les lignes maritimes à grande capacité sont également utilisées pour le transport longue distance. Cette complexité structurelle a de nombreuses conséquences. La difficulté de maintenir une répartition acceptable des contraintes a été considérablement augmentée. La stabilité de la tension du réseau est alors caractérisée par sa capacité à maintenir la tension aux bornes de charge dans des limites spécifiées en fonctionnement normal.

L'étude du comportement de la tension dans le réseau est devenue une préoccupation majeure pour les opérateurs et les planificateurs de ces systèmes. En fait, plusieurs événements courants dans le monde sont liés à l'instabilité de tension, qui n'est pas bien comprise par rapport aux modes d'instabilité angulaire (dynamique et transitoire). En fait, le mécanisme conduisant à l'instabilité de la tension semble être l'une des questions les plus importantes à clarifier. Même aujourd'hui, il n'y a pas de théorie disponible et largement acceptée de l'analyse de la stabilité de la tension. Par conséquent, les questions liées à ce type d'instabilité constituent un axe de recherche très important dans certains pays.

L'historique des événements survenus au cours des dernières décennies montre que les effondrements de tension font généralement suite à une perturbation majeure ou à une augmentation significative de la charge sur un réseau à forte contrainte. Le réseau s'affaiblit et sa consommation de puissance réactive augmente.

Le phénomène se caractérise alors par une chute progressive de la tension dans une ou plusieurs régions de déplétion, la chute s'accéléralant au bout de quelques minutes. Les chutes de tension au niveau de la charge peuvent entraîner des interruptions de service dont les causes directes peuvent être : une tension insuffisante, une augmentation des pertes réactives du réseau. Une défaillance de la régulation de la tension au niveau du terminal du groupe peut entraîner une dégradation accélérée du programme de tension, ce qui peut entraîner un déclenchement en cascade des groupes et des lignes et un effondrement général du réseau

Dans le premier chapitre notre travail on commence sur l'étude de la modélisation du réseau électrique et tous les éléments qui le composent, les lignes de transport, les transformateurs et les transformateurs de réglage et aussi les types de jeux de barre, les différents types de charges.

Dans le deuxième chapitre, on entame notre thème « la stabilité de tension », la définition de la stabilité de tension de plusieurs organismes spécialisés ainsi que les causes qui favorisent l'instabilité de tension puis les différentes méthodes d'analyse de la stabilité de tension.

Dans le troisième chapitre et le dernier chapitre nous expliquerons les principaux concepts de base liés à la stabilité de tension, stabilité de tension pour un système à deux jeux de barres et aussi caractéristiques du système de transmission nous tenons à préciser que pour l'étude de réseaux nous avons fait appel au programme "Matlab" grâce auquel nous pourrons calculer les différents régimes et différentes caractéristiques du système (les courbes QV et PV . Et l'application d'une méthode d'analyse de stabilité sur un réseau).

CHAPITRE 1

Eléments du réseau électrique

I.1. Introduction

L'énergie électrique est très présente dans la vie quotidienne de pratiquement tous les habitants de la planète. Les pays fortement industrialisés, en particulier, consomment une partie importante de leur énergie sous forme électrique pour sa facilité de transport, son rendement fort et son prix abordable.

Le réseau électrique est un ensemble d'infrastructures qui relie l'énergie électrique à partir de centres de production vers les consommateurs d'électricité.

Il est constitué de lignes électriques exploitées à différents niveaux de tension, connectées entre elles par des postes électriques. Ces derniers permettent de répartir l'électricité et de la faire passer d'une tension à l'autre grâce aux transformateurs.

Dans ce chapitre nous allons définir un réseau électrique et donner son historique à travers le temps et à la fin nous présentons les différentes structures et architectures du réseau électrique.

I.2. Définition du réseau électrique

Un réseau électrique englobe les lignes et les postes électriques, ainsi que les transformateurs. Il s'agit d'un ensemble d'équipements qui transporte l'énergie du lieu de production aux consommateurs [1].

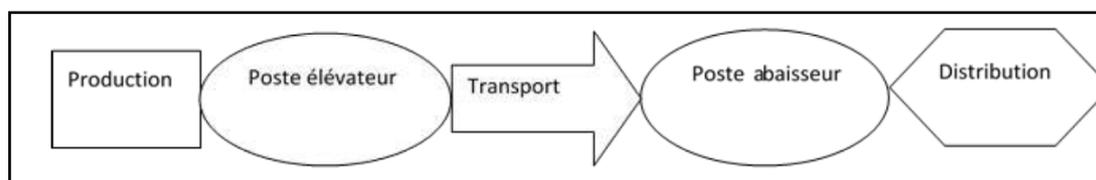


Figure I.1. Structure générale d'un réseau électrique.

L'organisation entre chacun de ces blocs est décrite sur la figure ci-dessus :

- Le bloc production électrique, regroupant l'ensemble des éléments des unités de production, tels que les alternateurs, les moteurs, les turbines ...etc.
- Les blocs poste élévateur abaisseur regroupant l'ensemble des éléments pouvant transformer l'énergie par changement de niveau de tension.
- Les blocs transport et distribution regroupant l'ensemble des éléments d'acheminement d'énergie électrique vers les consommateurs.

I.3. Fonctionnement du réseau électrique

L'électricité produite par les centrales est d'abord acheminée sur de longues distances dans des lignes à haute tension (HTB) gérées par la RTE (Réseau de Transport d'Électricité). Elle est ensuite transformée en électricité à la HTA pour pouvoir être acheminée par le réseau de distribution. Cette transformation intervient dans les postes sources. Une fois sur le réseau de distribution, la HTA alimentera directement les clients industriels. Pour les autres clients (particuliers, commerçants, artisans...), elle est convertie en basse tension (BT) par des postes de transformation avant d'être livrée. Au final, la qualité de l'alimentation en électricité des utilisateurs du réseau est donc le résultat de la qualité de tout ce parcours. [2]

I.4. Description du réseau électrique

Le réseau électrique est un « système » très complexe. Il comprend des milliers des composants générateurs, transformateurs, lignes, contrôleurs, systèmes de protection, etc. [2]

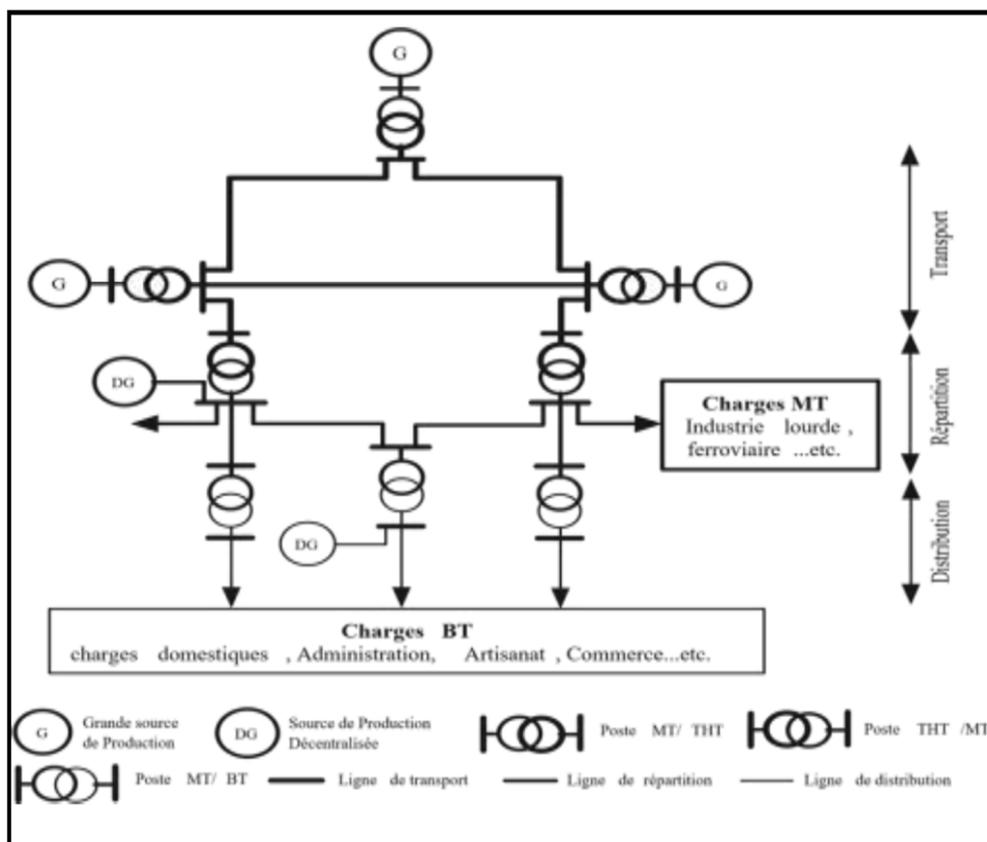


Figure I.2 : Vue globale du réseau électrique.

Le réseau électrique est constitué de :

- Centrales électriques ou station de production
- Réseaux de transport et d'interconnexion
- Réseaux de repartions
- Réseaux de distribution.

I.4.1 Station de production :

La production d'électricité est essentiellement un secteur industriel, destiné à mettre à en disposition de l'ensemble des consommateurs la possibilité d'un approvisionnement adapté à leurs besoins en énergie électrique. La production d'électricité se fait à partir de différentes sources d'énergie primaire. Les premières centrales électriques fonctionnaient au bois.

Aujourd'hui, la production peut se faire à partir d'énergie fossile (charbon, gaz naturel ou pétrole), d'énergie nucléaire, d'énergie hydroélectrique, d'énergie solaire, d'énergie éolienne et de biomasse [3].

I.4.2 Réseaux de transport et d'interconnexion :

L'énergie électrique produite par les différentes centrales est transportée à des centres de consommations qui sont souvent éloignés des lieux de production. L'énergie électrique étant non stockable doit être produite en temps réel et transportée en tous point du système où cette énergie est demandée afin de satisfaire la demande de consommation.

L'élévation de la tension au moyen des transformateurs est nécessaire pour les longues distances afin de réduire les pertes, le coût d'exploitation et de disposer d'une plus grande quantité d'énergie à la consommation.

Le réseau de transport permet aussi l'échange de puissance entre pays ou grandes zones relevant de gestionnaires de réseaux différents, à travers des lignes d'interconnexion [3].

Le réseau de transport est généralement composé de lignes et de postes de transformations.

Les détails de ces deux composants seront présentés dans les sous-sections suivantes.

I.4.2.1 Lignes aériennes et câbles souterrains :

Les lignes aériennes et les câbles souterrains sont des équipements permettant de transporter l'électricité sur une longue distance. Elles sont composées de pylônes, de conducteurs, d'isolateurs et de câbles de garde. Les câbles souterrains sont des conducteurs entourés d'une gaine qui assure l'isolation du câble par rapport à son environnement extérieur [4].

I.4.2.2 Postes de transformation :

Les postes de transformation sont composés de différents appareils électriques tel que : des transformateurs, des jeux barres et des dispositifs de sécurité et de mesure. Un poste de transformation est donc un élément du réseau électrique servant à la fois à la transmission et à la distribution d'électricité. Il permet de faire le lien entre les différents réseaux (transport, répartition et distribution), de plus il joue un rôle important pour le maintien de la tension [4].

Donc les réseaux de transports et d'interconnexions ont principalement pour mission :

- De collecter l'électricité produite par les centrales importantes et de l'acheminer par grand flux vers les zones de consommation (fonction transport),
- De permettre une exploitation économique et sûre des moyens de production en assurant une compensation des différents aléas (fonction interconnexion),
- La tension est 150 kV, 220 kV et dernièrement 400 kV,
- Neutre directement mis à la terre,
- Réseau maillé [5].

I.5 Structure générale d'un réseau électrique

Le schéma se présente comme suit :

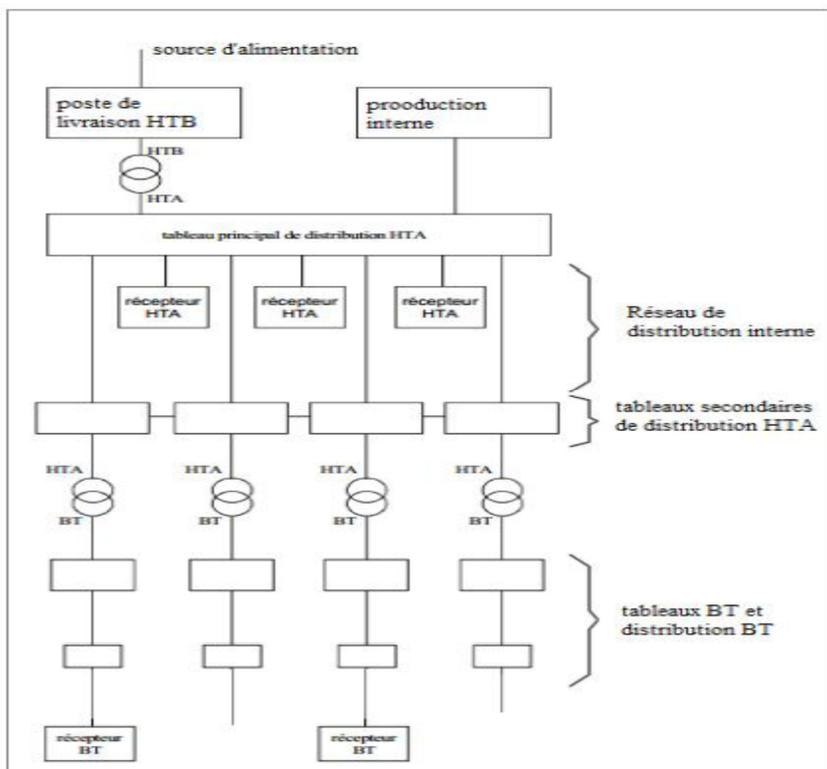


Figure I. 3. Structure générale d'un réseau électrique.

I.6 Les niveaux de tension :

La nouvelle norme en vigueur en Algérie (SONELGAZ) définit les niveaux de tension alternative comme suit [6] :

DOMAINES DE TENSION		VALEUR DE LA TENSION en VOLTS	
		En courant alternatif	En courant continu
Très basse tension TBT		$U < 50$	$U \leq 120$
Basse tension BT	BTA	$50 < U \leq 500$	$120 < U \leq 750$
	BTB	$500 < U \leq 1000$	$750 < U \leq 1\ 500$
Haute tension HT	HTA	$1000 < U \leq 50\ 000$	$1\ 500 < U \leq 75\ 000$
	HTB	$U > 50\ 000$	$U > 75\ 000$

Tableau I.1. Tableau des domaines de tension alternative

I.7 Qualité de la tension :

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

Pour rappel, la tension possède quatre caractéristiques principales : fréquence, amplitude, forme d'onde et symétrie. Le maintien de ce niveau de qualité est la responsabilité commune de tous les gestionnaires de réseaux concernés (zones de réglage), qui doivent participer aux réglages primaire et secondaire de la fréquence.

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

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

Les deux premières catégories posent les problèmes les plus fréquents (plus grande difficulté de s'en protéger) [8].

I.8 Dégradation de la qualité de la tension :

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, une ligne aérienne, un câble souterrain, etc.
- causes atmosphériques (foudre, givre, tempête...).
- matérielles (vieillessement d'isolants...).
- humaines (fausses manœuvres, travaux de tiers...).

- Installations perturbatrices :

- fours à arc.

- Soudeuses.
- variateurs de vitesse.
- toutes applications de l'électronique de puissance, téléviseurs, éclairage fluorescent,
- démarrage ou commutation d'appareils, etc....

Les principaux phénomènes pouvant affecter la qualité de la tension lorsque celle-ci est présente sont brièvement décrits ci-après [8].

I.8.1 Variation ou fluctuation de la fréquence :

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

I.8.2 Composante lente des variations de tension

La valeur efficace de la tension varie continuellement, en raison de modifications des charges alimentées par le réseau. Les gestionnaires de réseau conçoivent et exploitent le système de manière telle que la marge des variations reste confinée dans les limites contractuelles. On parle de "variations lentes" bien qu'il s'agisse en réalité d'une succession de variations rapides dont les amplitudes sont très petites.

Les appareils usuels peuvent supporter sans inconvénient des variations lentes de tension dans une plage d'au moins $\pm 10\%$ de la tension nominale [8].

I.8.3 Fluctuation de tension (flicker)

Des variations rapides de tension, répétitives ou aléatoires (figure I.4), sont provoquées par des variations rapides de puissance absorbé ou produite par des installations telles que les soudeuses, fours à arc, éoliennes, etc.

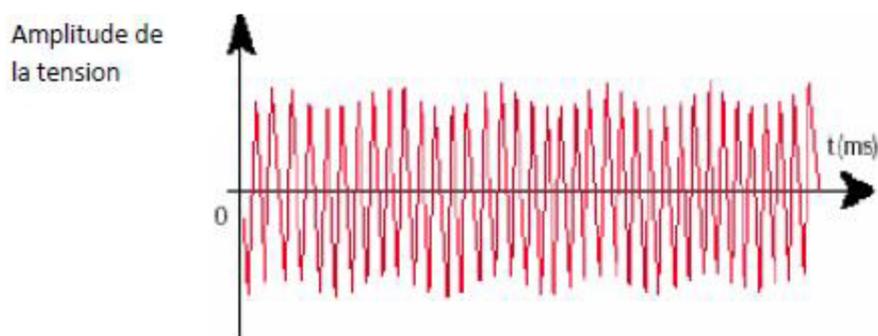


Figure I.4. Exemple de variations rapide de la tension

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 %. [8].

I.8.4 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 1.5). Seules les chutes de tension supérieures à 10 % sont considérées ici (les amplitudes inférieures rentrent dans la catégorie des "fluctuations de tension"). Leur durée peut aller de 10 ms à plusieurs secondes, en fonction de la localisation du court-circuit et du fonctionnement des organes de protection les défauts sont normalement éliminés en 0.1 - 0.2 s en HT, 0.2 s à quelques secondes en MT.

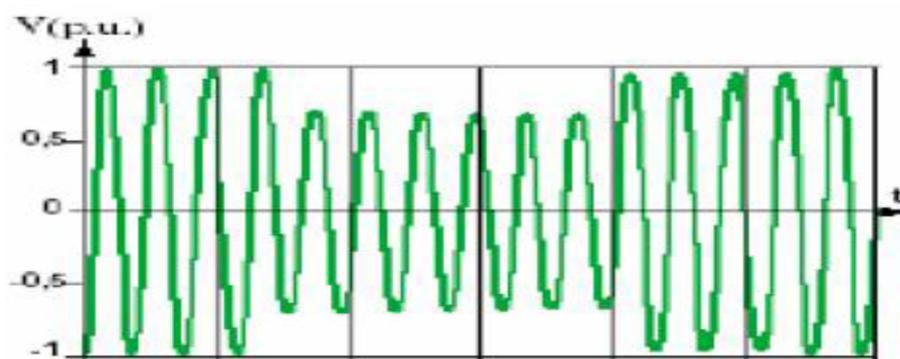


Figure I.5. Creux de tension

Ils sont caractérisés par leurs amplitudes et durées et peuvent être monophasés ou triphasés selon le nombre de phases concerné. Les creux de tension peuvent provoquer le déclenchement d'équipements, lorsque leurs profondeurs et leurs durées excèdent certaines limites (dépendant de la sensibilité particulière des charges). Les conséquences peuvent être extrêmement coûteuses (temps de redémarrage se chiffrant en heures, voire en jours, pertes de données informatiques, dégâts aux produits ...)[8].

I.8.5 Chutes de tension :

Lorsque le transit dans une ligne électrique est assez important, la circulation du courant dans la ligne provoque une chute de la tension. 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. Un réseau dans lequel la consommation est éloignée de la production, présentera un profil de tension différent de celui d'un réseau dans lequel la production et la consommation sont uniformément réparties. Chaque centrale impose la tension à sa sortie, et la tension évolue dans le réseau en fonction de la consommation alimentée. C'est pourquoi dans les réseaux maillés THT, la tension est différente suivant l'endroit où l'on se trouve. A la pointe de consommation, la tension est forte aux nœuds du réseau où les centrales débitent, et relativement basse aux points de consommation éloignés des centrales [8].

I.8.6 Tension et / ou courant transitoire :

Les surtensions transitoires illustrées sur la figure (I.8) sont des phénomènes brefs, dans leur durée et aléatoires dans leur apparition. Elles sont considérées comme étant des dépassements d'amplitude du niveau normal de la tension fondamentale à la fréquence 50Hz ou 60Hz pendant une durée inférieure à une seconde. Quelques équipements tels que les dispositifs électroniques sont sensibles aux courants/tensions transitoire.

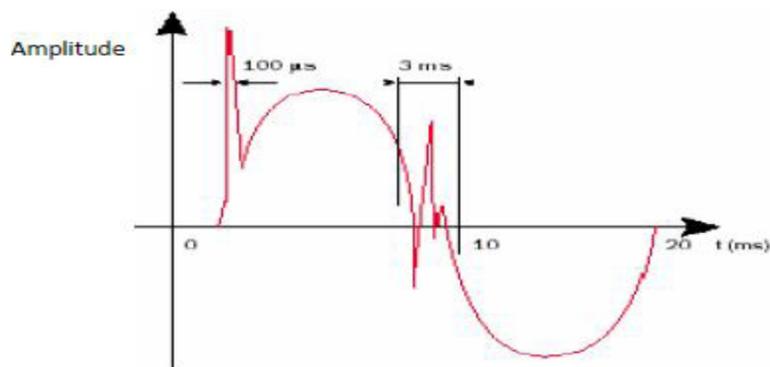


Figure I.6. Exemple de cas de surtension transitoire

I.8.7 Déséquilibre de tension :

Un récepteur électrique triphasé, qui n'est pas équilibré et que l'on alimente par un réseau triphasé équilibré conduit à des déséquilibres de tension dus à la circulation de courants non équilibrés dans les impédances du réseau (figure I.9). Ceci est fréquent pour la réceptrice monophasée basse tension. Mais cela peut également être engendré, à des tensions plus élevées, par des machines à souder, des fours à arc ou par la traction ferroviaire [20].

Un système triphasé est déséquilibré lorsque les trois tensions ne sont pas égales en amplitude et/ou ne sont pas déphasées les unes des autres de 120° [8].

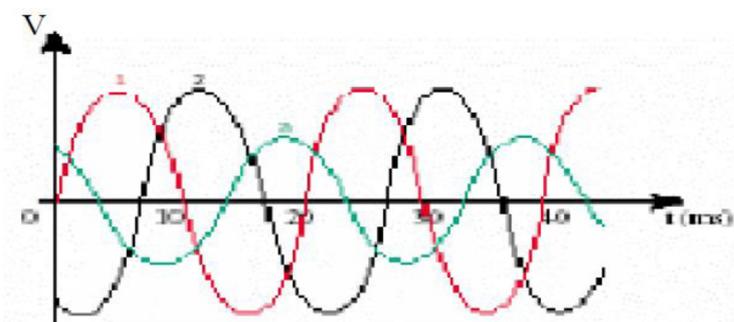


Figure I.7 : Déséquilibre de tension

I.9 Conclusion :

Le but de ce chapitre un aperçu sur les réseaux d'énergie électriques en commençant par la définition d'un système électrique, leurs architectures et l'acheminement de puissance à travers ces réseaux. Ce chapitre a traité aussi les différents phénomènes perturbateurs qui influencent sur la qualité de la tension.

CHAPITRE 2

Stabilité des Réseaux Electriques

II.1.Introduction :

Les problèmes de stabilité dynamique résultent du passage de la machine d'un état stable à un autre. Pour cela, il faut améliorer la stabilité aux petites perturbations en utilisant plusieurs dispositifs de contrôle tels que des stabilisateurs de puissance (Power System Stabiliser : PSS) et les systèmes FACTS (Systèmes de Transmission AC Flexibles).

II.2.Concepts de base de la stabilité :

L'étude de la stabilité constitue l'un des plus fondamentaux concepts lors de l'étude des ingénieurs. En raison de l'impact nuisible dont l'instabilité peut causer dans les systèmes dynamiques, des nombreuses définitions de stabilité ont été formulées, en établissant ses plusieurs aspects qui reflètent la manifestation de l'état stable du système [9].

II.3.Stabilité des réseaux électriques :

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 [10].

Selon la nature physique de l'instabilité, la plage de temps des phénomènes et l'amplitude de perturbations, on peut classier les types de la stabilité dans la Figure II .1. [11]

II.4.Types de stabilité :

II.4.1 Classification de la stabilité d'un système électro-énergétique :

Selon la nature et l'amplitude de la perturbation, nous pouvons définir trois types de stabilité : la stabilité statique, la stabilité dynamique et la stabilité transitoire.

II.4.1.1 Stabilité statique (régime permanent) :

La stabilité statique concerne les faibles perturbations qui peuvent apparaître dans un système électrique à cause des variations du régime de la machine et de la consommation et son effet sur le fonctionnement normal est presque négligeable, donc le système reste stable statiquement. Pour ce type de stabilité on peut modéliser le système par des équations différentielles linéaires [12].

II.4.1.2 Stabilité dynamique :

L'étude de cette stabilité concerne toujours les petites perturbations au point de fonctionnement normal. Cette étude détermine l'intervention des éléments de régulation pour rendre le système à cet état normal. Le système en stabilité dynamique est décrit par des équations différentielles non linéaires, mais on peut les linéaires autour d'un point de fonctionnement [12].

II.4.1.3 La stabilité transitoire :

La stabilité transitoire d'un réseau de transport d'énergie électrique est son aptitude à retrouver une position d'équilibre stable après une perturbation brusque et de forte amplitude. Cette perturbation peut écarter notablement le réseau de sa position initiale. Un système d'énergie électrique est en régime de stabilité transitoire si à la suite d'une perturbation très courte et de grande amplitude (tels que les court-circuits, les déclenchements des lignes, les faux couplages, ... etc.) le système retrouve son état initial ou un autre état stable. L'intervention des dispositifs de régulation et de protection est indispensable [13].

II.4.2 Classification de la stabilité de réseau d'énergie électrique :

La stabilité peut être subdivisée, selon l'effet de la perturbation, sur les variables électriques du réseau, principalement sur les machines. La stabilité est donc subdivisée en trois catégories selon la figure II.1 : la stabilité angulaire, qui étudie les excursions angulaires des rotors des machines synchrones, la stabilité de tension et la stabilité de fréquence du réseau [14].

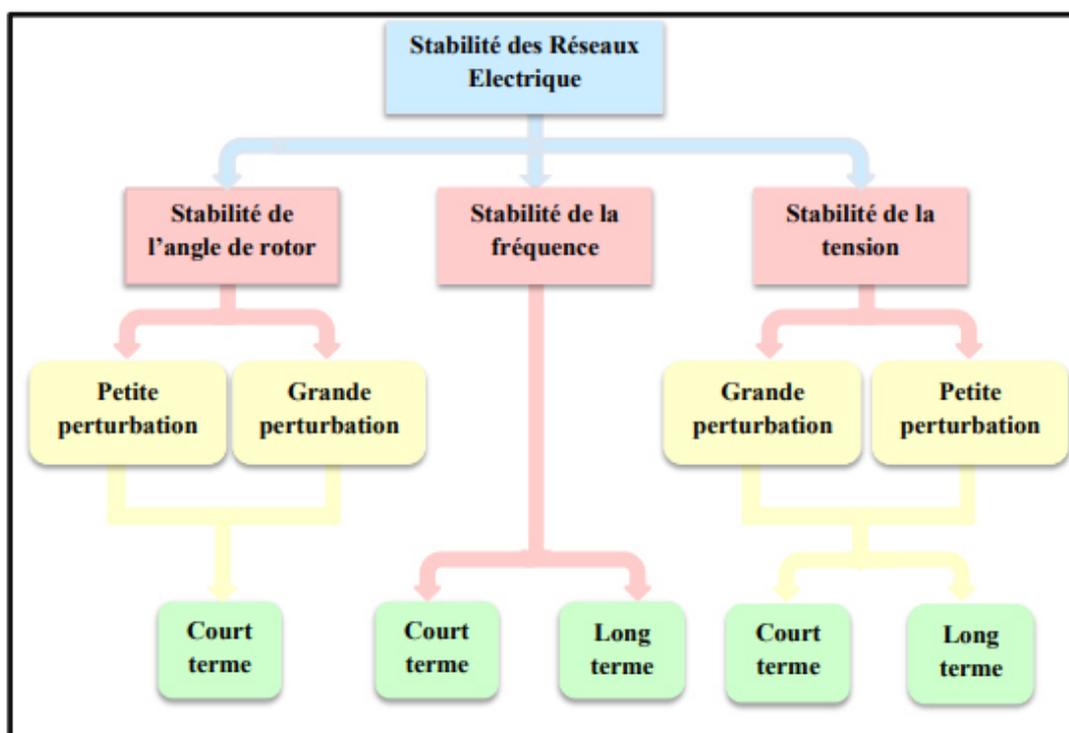


Figure II.1 : Classification des différents types de la stabilité de système de puissance

II.4.2.1 La stabilité angulaire :

Cette stabilité est une condition d'équilibre entre deux forces opposées. En régime permanent, il y a un certain équilibre entre le couple mécanique à l'entrée et le couple électrique à la sortie de chaque machine, la vitesse reste constante. S'il y a une perturbation dans le réseau électrique, cet équilibre est bouleversé la vitesse de chaque machine est modifiée [15]. De plus, la stabilité de l'angle de rotor concerne la capacité des machines synchrones d'un système de puissance interconnecté de rester en synchronisme suite à une perturbation. Elle dépend de la capacité de maintenir/restaurer l'équilibre entre les couples électromagnétique et mécanique agissant sur le rotor de chaque machine synchrone dans le système. L'instabilité qui peut résulter se produit sous forme d'augmentation des oscillations angulaires de certains générateurs pouvant conduire à une perte de synchronisme avec d'autres générateurs [16].

II.4.2.1.1 Stabilité angulaire aux petites perturbations (en petits signaux) :

C'est la capacité d'un réseau électrique à maintenir le synchronisme sous des petites perturbations de charge ou de génération. Les perturbations sont considérées suffisamment petites pour pouvoir linéariser les équations du système.

L'instabilité peut être divisée en deux familles : l'augmentation permanente de l'angle rotorique due à l'insuffisance du couple synchronisant et l'augmentation de l'amplitude des oscillations du rotor due à l'insuffisance du couple d'amortissement [15].

II.4.2.1.2 Stabilité angulaire aux grandes perturbations :

La stabilité angulaire aux grandes perturbations, est la capacité du système électrique à maintenir le synchronisme après une perturbation importante tel un court-circuit sur une ligne de transmission ou une perte d'une partie importante de la charge ou de la génération. Le résultat de la réaction du système implique de grandes excursions des angles des rotors des générateurs est influencée par la relation non linéaire de la puissance par rapport à l'angle [17]. Si l'instabilité se manifeste directement suite à la perturbation (plus précisément dans la première seconde qui suit l'élimination du défaut), elle est appelée instabilité de première oscillation (cas 1) et elle s'étend sur 3 à 5 secondes. L'instabilité transitoire peut se résulter de la superposition des effets de plusieurs modes d'oscillation lents excités par la perturbation provoquant ainsi une variation importante de l'angle de rotor au-delà de la première oscillation, instabilité de multi oscillations (cas 2). La gamme de temps associée va de 10 à 20 secondes comme il est montré dans la figure II.2 [16].

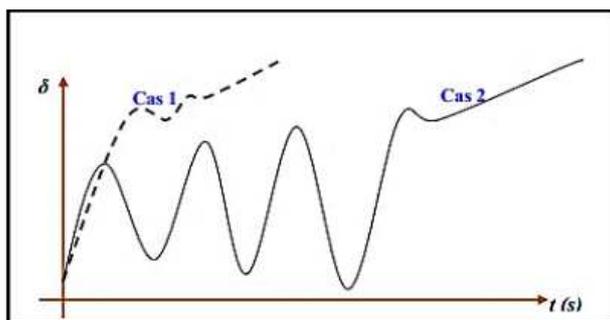


Figure II.2 : Variation d'angle de rotor

II.4.2.2 Stabilité de la tension :

La stabilité de tension, se rapporte à la capacité d'un système de puissance, pour une condition de fonctionnement initiale donnée, de maintenir des valeurs de tensions acceptables à tous les nœuds du système après avoir subi une perturbation. Le cœur du problème réside dans l'instabilité de tension du réseau électrique due au non contrôlabilité et à la chute progressive de tension après des perturbations comme l'augmentation de charge ou le changement du régime de fonctionnement et l'incapacité du réseau à fournir la puissance réactive suffisante. La chute de tension est généralement due à une accumulation de transit des puissances active et réactive sur les lignes d'un réseau [15].

a) Stabilité de la tension aux grandes perturbations :

La stabilité de tension en grandes perturbations est la capacité du système à maintenir la tension stable à la suite de grandes perturbations telles que les défauts du système ou la perte d'un générateur. Cette capacité est déterminée par la topologie du système, les caractéristiques des charges et les interactions entre les contrôles continus de tension (réglage primaire et secondaire de tension, compensateurs statiques et tournants d'énergie réactive), les contrôles discrets (gradins de condensateurs, d'inductances et régulateurs en charge) et les protections. Le cadre du temps d'étude d'intérêt peut s'étendre de quelques secondes à plusieurs dizaines de minutes [17].

b) Stabilité de la tension aux petites perturbations :

La Stabilité de la tension aux petites perturbations c'est la capacité d'un réseau électrique à contrôler la tension aux nœuds suite à de petites perturbations comme l'augmentation progressive de charge du réseau ou de petits changements du réseau. Cette forme de stabilité est déterminée par les caractéristiques des charges et les dispositifs de régulation et de protection à l'instant étudié. Ce concept est très utilisé pour déterminer comment la réponse de tension évolue en fonction de petites modifications du réseau à n'importe quel instant. Les analyses statiques peuvent être utilisées pour déterminer la marge de stabilité, pour identifier des facteurs influençant la stabilité, pour examiner l'état du système dans un grand nombre de configurations. Le critère de stabilité aux petites perturbations est satisfait s'il y a l'augmentation de l'amplitude de tension d'un nœud quelconque du réseau lors de l'augmentation de la puissance réactive injectée dans ce même nœud [15].

II.4.2.3 La stabilité de fréquence :

Dans les réseaux interconnectés, la fréquence subit des variations relativement faibles, même lors d'incidents sévères. L'instabilité de fréquence concerne essentiellement les situations de perte ou de déclenchement des différents ouvrages connectés au réseau tels que les lignes, les transformateurs, les alternateurs, etc. Si une partie du réseau se déconnecte du reste du système, elle évoluera vers une fréquence propre et le contrôle de celle-ci peut être difficile en cas de déséquilibre important entre la production et la consommation au sein de ce réseau. [18]

II .5 Technologie pour améliorer la stabilité des réseaux électriques :

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

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

II .5.1 Compensations traditionnelles [19]:

a. Compensateurs synchrones :

Les compensateurs synchrones sont des machines tournantes branchées sur le tertiaire du transformateur THT/HT

b. Batteries de condensateurs :

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

- ✓ **Batteries de condensateurs HT** : Ces batteries raccordées aux jeux de barres HT des postes THT/HT compensent les pertes réactives sur les réseaux HT et THT et les charge. Leur puissance est de 20 à 30 MVAR.
- ✓ **Batteries de condensateurs MT** : Raccordées au jeu de barres MT des postes HT/MT et THT/MT, elles compensent l'appel global de l'énergie réactive des réseaux de distribution aux réseaux de transport.

c. Les inductances :

Elles sont utilisées pour compenser la puissance réactive fournie par les lignes

d. Les PSS (Power System Stabiliser) :

La régulation par le stabilisateur de réseau électrique (PSS : "Power System Stabiliser") a été beaucoup adoptée pour amortir l'oscillation des réseaux électriques en basse fréquence [20,21]. L'idée de la régulation par PSS est d'introduire un amortissement additionnel à l'oscillation du rotor de l'alternateur en commandant le système d'excitation afin d'améliorer la caractéristique d'amortissement des réseaux électriques et d'amortir l'oscillation en basse fréquence. Donc, pour

fournir l'amortissement additionnel, le PSS doit produire un composant de couple électromagnétique en phase avec la déviation de la vitesse de rotor de l'alternateur. L'idée théorique pour un PSS peut être montrée à l'aide du schéma fonctionnel de la Figure 1.4.

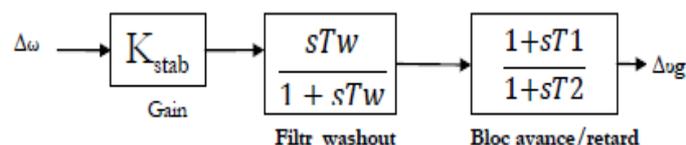


Figure II.3 : PSS typique.

Le bloc "Gain" représente la quantité d'amortissement introduit par le PSS et est déterminé par la constante K_{stab} . Le bloc "filtre washout" représente un filtre passe-haut qui permet aux signaux reliés aux oscillations du réseau électrique de passer facilement. Le bloc "Bloc avance/retard" représente une compensation d'avance de phase pour le retard de la phase entre l'entrée de l'excitateur

II.5.2. Régulation par FACTS :

II.5.2.1. Définition des systèmes FACTS :

Les systèmes FACTS (Flexible AC Transmission Systems) est l'abréviation définie comme suit: « une structure d'électronique de puissance ou tout autre système statique qui fournit des degrés de contrôle sur un ou plusieurs paramètres du réseau alternatif pour augmenter la contrôlabilité et améliorer la capacité de transfert de puissance » [22].

II.5.2.2. Classifications des dispositifs FACTS :

Les contrôleurs FACTS peuvent être classés comme suit: [23] .

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

Couplages.

II.5.2.3. L'avantage des FACTS :

Les contrôleurs FACTS permettent d'obtenir un ou plusieurs des avantages suivants:

- Améliorer la stabilité dynamique du système: entre autre des fonctions des FACTS l'amélioration de la stabilité transitoire, atténuation des oscillations et le contrôle de la stabilité des tensions.
- Contrôler des tensions dans les nœuds.
- Contrôler la puissance réactive
- Améliorer la qualité de l'énergie.

II.5.2.4. Inconvénient des FACTs

Parmi les inconvénients des systèmes FACTs on cite

- Générer des harmoniques dans le réseau.
- Un cout d'installation élevé.

II.6. Conclusion :

Dans cette partie, nous avons présenté les définitions et les caractéristiques des différents types de stabilité d'un système de puissance. Les études de la stabilité ont été exposés ainsi que dans ce chapitre on à citée les déférentes méthodes d'amélioration de la stabilité des réseaux par les dispositifs FACTS et l'amortisseur des oscillations de puissance (PSS)

CHAPITRE 3

Méthodes

d'Analyse de la

Stabilité de Tension

III.1. Introduction :

Le réglage et le contrôle de la tension dans les réseaux électriques consistent à maintenir en régime permanent des tensions stables et dans des plages spécifiques à chaque niveau. Ce réglage est d'une importance capitale pour garantir un bon fonctionnement des différents équipements du réseau (lignes, transformateurs, systèmes de protection, charges . . . etc.). En effet, une tension plus élevée conduit souvent à une usure prématurée du matériel, alors qu'une tension plus basse par rapport à la plage spécifiée conduit à un mauvais fonctionnement des équipements et des charges.

La stabilité de la tension est, une étape indispensable pour la conception de tout réseau électrique car assure que celui-ci dispose de l'énergie suffisante pour répondre à la demande de la charge.

III.2. Stabilité de tension pour un système à deux jeux de barres :

L'équation de flux de charge d'un réseau de transmission de base sans compensation comme le montre la figure III.1

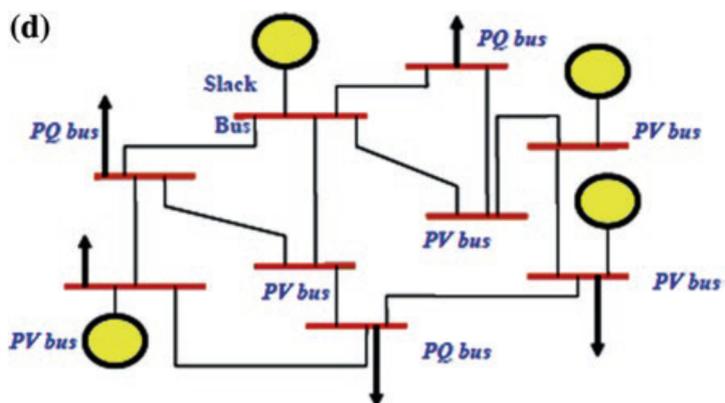


Figure III.1; model de transmission de base

Qui peut être représenté comme :

$$S = \frac{VE^*}{Z^*} - \frac{VV^*}{Z^*} \quad (3.1)$$

Prendre V comme un vecteur de référence, après simplification :

$$S = \frac{EV}{X} \sin \delta - j \frac{EV}{X} \cos \delta - \frac{V^2}{X} \quad (3.2)$$

L'expression (3.2) donne l'expression de la puissance active et la puissance réactive d'un réseau de transmission sans perte aux jeux de barres de charge comme suite :

$$P = \frac{EV}{X} \sin \delta \quad (3.3)$$

et

$$Q = \frac{EV}{X} \cos \delta - \frac{V^2}{X} \quad (3.4)$$

L'élimination de δ donne à l'extrémité réceptrice en régime permanent du système :

$$V^4 + V^2(2QX - E^2) + X^2(P^2 + Q^2) = 0 \quad (3.5)$$

L'équation (3.5) est une équation quadratique en V^2 la solution étant :

$$V^2 = \left[\frac{-2QX + E^2}{2} \pm \frac{1}{2} \sqrt{(2QX - E^2)^2 - 4X^2(P^2 + Q^2)} \right] \quad (3.6)$$

Puisque la valeur imaginaire de V ne porte aucune signification physique la racine réelle positive donnée par l'équation (3.6) a seulement été considéré ; Ainsi :

$$V = \left[\frac{-2QX + E^2}{2} \pm \frac{1}{2} \sqrt{(2QX - E^2)^2 - 4X^2(P^2 + Q^2)} \right]^{\frac{1}{2}} \quad (3.7)$$

Pour plu de commodité, le facteur de puissance de l'unité est supposé au jeu de barre de réception et l'expression devient :

$$V = \left[\frac{1}{2}E^2 \pm \frac{1}{2}\sqrt{E^4 - 4X^2P^2} \right]^{\frac{1}{2}} \quad (3.8)$$

L'équation (3.8) signifie que la tension d'extrémité de réception dans un système de transmission non compensé est une fonction de la tension d'émission (E) réactance de système (X) et la puissance active et réactive de réception (P,Q) Considérons le modèle de ligne de transmission le plus simple avec contrôle de la tension à l'extrémité émettrice seulement, i.e.

Pour $E = 1.00$ p.u (constant), l'équation (3.8) se réduit à :

$$V = \left[\frac{1}{2} \pm \frac{1}{2}\sqrt{1 - 4X^2P^2} \right]^{\frac{1}{2}} \quad (3.9)$$

Les deux racines réelles de V sont égales lorsque l'expression sous le radical est nulle, quand :

$$X = \frac{1}{2P} = X_{cri} \quad (3.10)$$

De l'équation (3.10) ;

$$V = \left[\frac{1^2}{2} \pm \frac{1}{2}\sqrt{1 - \left(\frac{X}{X_{cri}}\right)^2} \right]^{\frac{1}{2}} \quad (3.11)$$

Avec $X < X_{cri}$, le signe de l'expression sous le radical est toujours réel et pour $X > X_{cri}$ les racines sont imaginaires sans porter de signification physique.

Il a été proposé de définir la valeur de V avec $X = X_{cri}$ dans l'équation (3.9) ou (3.11) comme tension critique de réception V_{cri} et est donné par : $V_{cri} = 0.707$ pu. pour un système de transmission sans perte non compensé opérant à UPF (unité power factor).

On peut donc en déduire que la valeur critique de la tension de réception V_{cri} est obtenu lorsque la réactance du système est égal à la réactance critique de système ($X = X_{cri}$)

Cet état représente la limite de stabilité de tension du système de transmission de puissance de base sans perte. Mathématiquement, la limite de la stabilité de tension est obtenue lorsque les deux racines réelles de l'équation de tension de système convergent vers un point particulier et le Jacobien de l'équation de flux de puissance devient singulier.

Conceptuellement, la limite de stabilité de tension peut être définie comme l'état limite dans un système d'alimentation au-delà duquel aucune quantité d'injection de puissance active n'élèvera la tension du système à son état nominal. La tension de système ne peut être ajustée que par injection de puissance réactive jusqu'à ce que la stabilité de la tension du système soit maintenue.

III.3. Stabilité de la tension à l'aide des limites P-Q

Pour la représentation en π du circuit équivalent des lignes de transmission, la relation tension-courant en termes de constantes de circuit généralisé A, B, C et D est donnée en utilisant le concept de réseau à deux ports, comme illustré à la Fig. III.2.

$$V_s = AV_r + BI_r \quad (3.11)$$

$$I_s = CV_r + DI_r \quad (3.12)$$

Les deux premières constantes sont représentées par :

$$A = (\alpha_1 + j\alpha_2) \text{ et } B = (\beta_1 + j\beta_2) \quad (3.13)$$

La relation entre la tension de réception V_r et le courant I_r d'une ligne de transmission peut s'écrire :

$$S^* = I_r V_r$$

$$\text{ou, } P - jQ = I_r V_r \quad (3.14)$$

$$\text{ou, } I_r = (P - jQ)/V_r$$

Utilisation des éq (3.13) et (3.14) dans l'équation. (3.11), on obtient :

$$V_s = (\alpha_1 + j\alpha_2)V_r + (\beta_1 + j\beta_2)(P - jQ)/V_r \quad (3.15)$$

De l'éq. (3.5), la tension d'émission V_s peut être facilement déterminée pour toute charge donnée. Après simplification eq. (3.15) peut s'écrire :

$$\gamma_1 V_r^4 + (\gamma_2 P + \gamma_3 Q - V_s^2) V_r^2 + \gamma_4 (P^2 + Q^2) \quad (3.16)$$

Ou

$$\gamma_1 = \alpha_1^2 + \alpha_2^2$$

$$\gamma_2 = 2\alpha_1\beta_1 + 2\alpha_2\beta_2$$

$$\gamma_3 = 2\alpha_1\beta_2 - 2\alpha_2\beta_1$$

$$\gamma_4 = \beta_1^2 + \beta_2^2$$

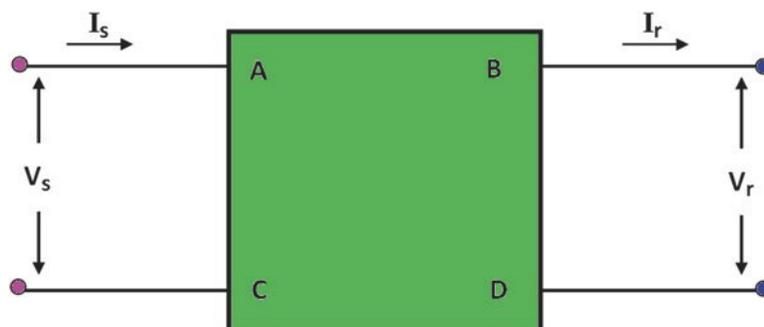


Fig. III.2 Représentation d'un réseau à deux ports

De l'éq. (3.16), on a:

$$V_R = \sqrt{\frac{-b \pm \sqrt{b^2 - 4ac}}{2a}} \quad (3.17)$$

Ou

$$a = \gamma l$$

$$b = \gamma 2P + \gamma 3Q - V_s^2$$

$$c = \gamma 4(P^2 + Q^2)$$

Pour voir la limite de puissance P ; prenons une ligne sans pertes avec les paramètres suivants :

$$Z_c = \sqrt{\frac{x}{y}} = 250 \Omega$$

$$\beta = \sqrt{x * y} = 0.0013$$

Courbes P-V pour une ligne sans pertes.

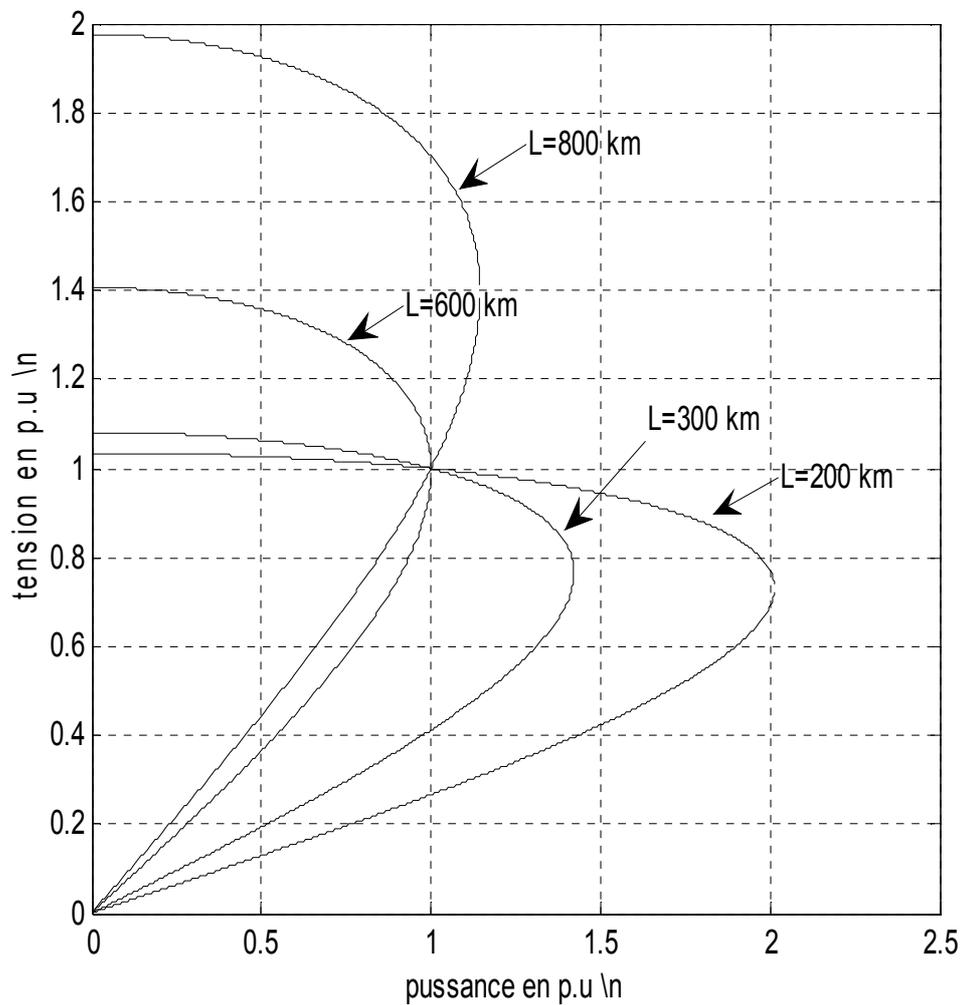


Fig. III.3 Courbes P-V pour une ligne sans pertes

Facteur de puissance 0.9 en retard

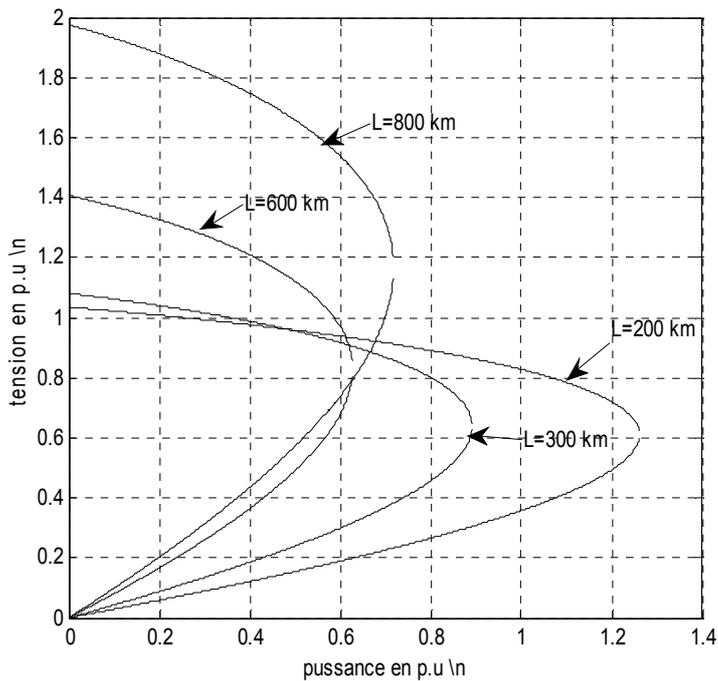


Fig. III.4 Courbe P-V

Facteur de puissance 0.9 en avance

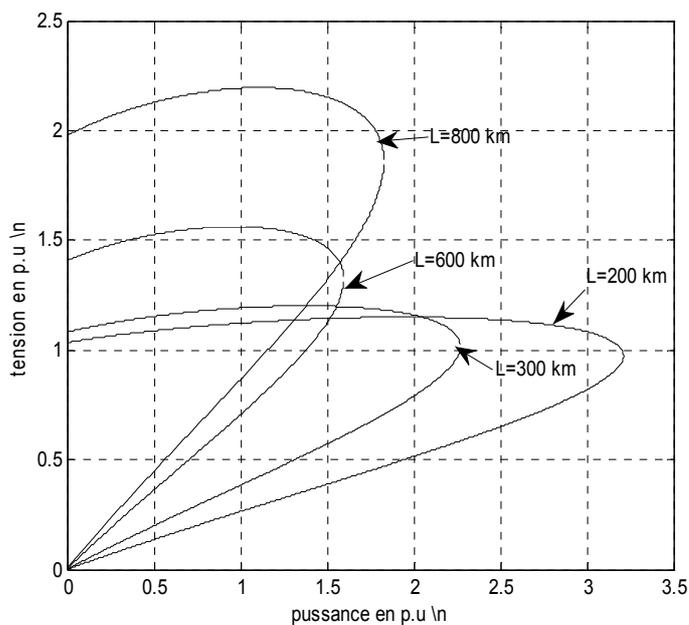


Fig. III.5 Courbe P-V

III.4. La méthode de simulation autonome d'identifier le jeu de barre le plus faible d'un réseau d'alimentation de plusieurs jeux de barres :

Les données de ligne et les données de jeu de barre d'un système à 7 jeux de barre et à 11 lignes sont donnée dans les tableaux 3 et 4 respectivement, pour trouver le jeu de barre le plus faible du système

Tableau 3.1: les données de ligne du réseau d'alimentation à 7 jeux de barre et 9 lignes

Ligne	Barre de départ	Barre d'arrivé	L'impédance de ligne	B / 2	Rapport de transformateur régleur
1	1	2	$0.02+j0.26$	0	1
2	1	3	$0.08+j0.24$	0	1
3	2	3	$0.06+j0.15$	0	1
4	2	4	$0.05+j0.14$	0	1
5	3	5	$0.04+j0.15$	0	1
6	2	5	$0.06+j0.15$	0	1
7	3	6	$0.02+j0.20$	0	1
8	4	5	$0.08+j0.25$	0	1
9	5	7	$0.04+j0.14$	0	1

Tableau 3.2: les données de jeu de barre du réseau d'alimentation à 7 jeu de barre et 11 lignes

N°	P _{ch} (p.u)	Q _{ch} (p.u)	P _{gen} (p.u)	Q _{gen} (p.u)	tension	Angle de Phase de Tension	Type de Jeu de barre
1	0	0	?	?	1.06	0	Slack (balancier)
2	1.0	1.0	0	0	1.0	0	P-Q
3	0	0	1.5	0.75	1.0	0	P-Q
4	1.2	0.25	0	0	1.0	0	P-Q
5	0.4	0.25	0	0	1.0	0	P-Q
6	0.35	0.1	0	0	1.0	0	P-Q
7	0.3	0.2	0	0	1.0	0	P-Q

Solution :

Les éléments diagonaux de la sous matrice J4 du système donnée sont obtenus à partir de la méthode Newton-Rafeson .Les élément diagonaux de J4 obtenus dans cette simulation sont donnés dans la troisième colonne du tableau 3.3 à partir de laquelle l'indice de sensibilité de puissance réactive est calculée et donné dans la quatrième colonne du même tableau

A partir du tableau 3.3 on observe que la valeur de l'indice de sensibilité a la puissance réactive, c'est-à-dire $\partial|V_i|/\partial Q_i$ est la plus élevée pour le jeu de barre 4. Ainsi dans ce cas, le jeu de barre n° 4 est le jeu de barre le plus faible du système considéré. De même, le jeu de barre n° 7 et le jeu de barre n° 6 sont les jeux de barres faible et plus faible du système, respectivement.

Tableau 3.3 : valeur de $\partial|V_i|/\partial Q_i$ (sans compensation)

N° de SI	N° de jeu de barre de charge	Elément diagonaux De J4	Valeur de l'indicateur
1	2	41.4552	0.0241
2	3	48.4814	0.0206
3	4	22.6544	0.0441
4	5	57.0633	0.0175
5	6	34.8749	0.0287
6	7	28.7326	0.0348

III.5. Méthode d'écoulement de puissance continu (CPF)

L'écoulement de puissance continu est basé sur l'algorithme de Newton-Raphson et emploie un schéma de prédiction-correction pour trouver la solution des équations de l'écoulement de puissance reformulées. Dans cette méthode, l'incrément de la charge est considérée comme une nouvelle variable du problème d'écoulement de puissance [25]. La variation des puissances active et réactive est faite automatiquement jusqu'à atteindre le point de charge maximale correspondant au point d'effondrement. Elle débute à partir d'une solution connue correspondante à la charge de base et procède à une série d'écoulement jusqu'au point d'effondrement [25]. Durant toute l'application de cette méthode, la matrice Jacobéenne reste conditionnée même autour du point d'effondrement [25]. La figure III.6 illustre le principe de base de l'écoulement de puissance continu.

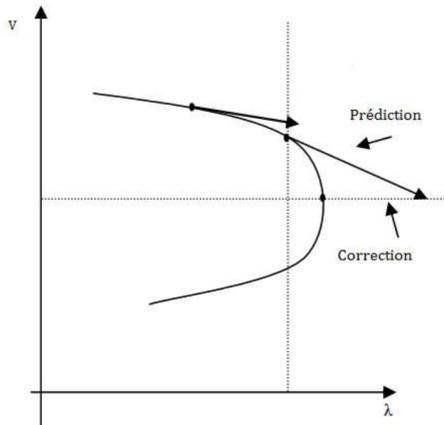


Fig III.6 Principe d'écoulement de puissance continu

λ est le facteur de charge ;

V est la tension au nœud où la charge varie.

La méthode démarre par une solution de base (solution initiale du programme d'écoulement de puissance conventionnel), puis elle estime la prochaine solution par prédiction pour un facteur de charge supérieur. La solution estimée est ensuite corrigée en la considérant comme solution initiale du programme [25].

III.6. Reformulation des équations de l'écoulement de puissance

Pour appliquer des techniques de continuation avec une paramétrisation locale au problème d'écoulement de puissance, les équations de l'écoulement doivent être reformulées pour inclure le facteur de charge noté λ . Cette reformulation peut être accomplie en exprimant la charge et la génération à un nœud en fonction du paramètre λ . Ainsi, les formes générales des nouvelles équations pour un nœud i sont [24] :

$$\Delta P_i = P_{Gi}(\lambda) - P_{Li} - P_{Ti} = 0 \quad (3.18)$$

$$\Delta Q_i = Q_{Gi}(\lambda) - Q_{Li} - Q_{Ti} = 0 \quad (3.19)$$

où

$$P_{Ti} = \sum_{j=1}^n V_i V_j Y_{ij} \cos(\delta_i - \delta_j - \gamma_{ij})$$

$$Q_{Ti} = \sum_{j=1}^n V_i V_j Y_{ij} \sin(\delta_i - \delta_j - \gamma_{ij})$$

$$0 \leq \lambda \leq \lambda_{critique}$$

$\lambda = 0$ correspond au cas de base et $\lambda = critique$ correspond au cas critique.

Les indices L , G et T correspondent respectivement au nœud de charge (nœud PQ), nœud de génération (nœud bilan) et nœud d'injection (nœud PV).

La tension au nœud i est $V_i \angle \delta_i$, et $Y_{ij} \angle \gamma_{ij}$ est l'élément (i, j) de la matrice admittance.

Pour simuler la variation de charge, les équations suivantes sont considérées comme suit:

$$P_{Li}(\lambda) = P_{Li0} + \lambda [K_{Li} S_{\Delta BASE} \cos(\psi_i)]$$

$$Q_{Li}(\lambda) = Q_{Li0} + \lambda [K_{Li} S_{\Delta BASE} \sin(\psi_i)]$$

Où

$$S_{\Delta BASE} \cos(\psi_i) = P_{Li0}, \quad S_{\Delta BASE} \sin(\psi_i) = Q_{Li0}$$

$$Q_{Li0} = P_{Li0} \tan(\psi)$$

$$P_{Li}(\lambda) = P_{Li0} [1 + \lambda K_{Li}] \quad (3.20)$$

$$Q_{Li}(\lambda) = P_{Li0} \tan(\psi) [1 + \lambda K_{Li}] \quad (3.21)$$

où

- P_{Li0} , Q_{Li0} sont respectivement les puissances active et réactive de la charge de base au nœud i ;

- K_{Li} Multiplicateur désignant la proportion de la variation de charge au nœud i .

La puissance active générée peut être modifiée comme suit [24] :

$$P_{Gi}(\lambda) = P_{Gi0} [1 + \lambda K_{Gi}]$$

où

- P_{Gi0} est la puissance active de base générée au nœud i ;

- K_{Gi} est une constante spécifiant la proportion de variation de génération quand λ varie.

Désignons par F le système formé par les équations (3.18) et (3.19). Soit :

$$F(x, \lambda) = 0 \quad (3.22)$$

où

$$x = [\delta, V]^T, \quad 0 \leq \lambda \leq \lambda_{critique}$$

V : représente le vecteur des amplitudes des tensions ;

δ : représente le vecteur des phases des tensions.

La solution initiale $x_0 = (V_0, \delta_0)$ pour $\lambda_0 = 0$ est obtenue par l'écoulement de puissance conventionnel (méthode de Newton-Raphson).

L'algorithme CPF débute par x_0 , et applique le schéma de prédiction-correction pour trouver la solution du système (3.22) à un niveau de charge donné.

Solution de base

Le système d'équations de l'écoulement de puissance par la méthode de Newton-Raphson est établi à partir de l'équation (3.22).

$$I_{bus} = Y_{bus} V_{bus} \quad (3.23)$$

I_{bus} : vecteur des courant injectés aux nœuds.

V_{bus} : vecteurs tension des nœuds.

Y_{bus} , Z_{bus} : matrice admittance et matrice impédance du réseau.

L'équation (5.4) est une expression matricielle, qui consiste à n équations scalaires pour un réseau de n (nœuds) jeux de barres. Le courant injecté au jeu de barres i s'écrit alors sous la forme :

$$I_i = \sum_{j=1}^n Y_{ij} V_j$$

$$P_i - jQ_i = \hat{V}_i I_i$$

$$P_i = \sum_{j=1}^{j=n} |V_i| |V_j| |Y_j| \cos(\theta_j - \theta_i + \gamma_{ij})$$

$$Q_i = - \sum_{j=1}^{j=n} |V_i| |V_j| |Y_j| \sin(\theta_j - \theta_i + \gamma_{ij})$$

L' équation principale de l'écoulement pour déterminer la solution de base est

$$\begin{bmatrix} J_{11}^v & J_{12}^v \\ J_{21}^v & J_{22}^v \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta\theta^v \\ \Delta|V|^v \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \Delta P(x^v) \\ \Delta Q(x^v) \end{bmatrix}$$

Prévision de la nouvelle solution

Connaissant la solution de base (correspondant à $\lambda=0$), la prédiction de la prochaine solution est faite en prenant un pas approprié dans la direction du vecteur tangent à la prochaine solution. Pour cela, la première étape dans le processus de prédiction est de calculer le vecteur tangent. Le vecteur tangent est obtenu en dérivant les deux membres de l'équation (3.22) [24].

$$dF(\delta, V, \lambda) = F_\delta d\delta + F_V dV + F_\lambda d\lambda = 0$$

$$\begin{bmatrix} F_\delta & F_V & F_\lambda \end{bmatrix} \begin{bmatrix} d\delta \\ dV \\ d\lambda \end{bmatrix} = 0 \quad (3.24)$$

Le côté gauche de l'équation 3.21 est une matrice des dérivées partielles multipliée par le vecteur tangent à la nouvelle solution. L'insertion de F_δ augmente le nombre de variables dans les équations d'écoulement de puissance sans changer le nombre d'équations. L'ajout d'une nouvelle équation dans le problème est donc nécessaire [25]. Ce problème peut être résolu en choisissant une valeur non nulle (habituellement égale à 1) à l'un des composants du vecteur tangent. Autrement dit si t désigne le vecteur tangent.

Autrement dit si t désigne le vecteur tangent :

$$t = \begin{bmatrix} d\delta \\ dV \\ d\lambda \end{bmatrix}, t_k = \pm 1$$

Ce qui conduit à :

$$\begin{bmatrix} F_\delta & F_V & F_\lambda \\ & e_k & \end{bmatrix} [t] = \begin{bmatrix} 0 \\ \pm 1 \end{bmatrix} \quad (3.25)$$

où e_k est un vecteur ligne dont tous les éléments sont nuls excepté le k^{th} qui est égal à 1 pour éviter la singularité de la matrice Jacobéenne. Une fois le vecteur tangent trouvé en résolvant l'équation (3.22), la prochaine solution s'écrit suivant l'équation (3.23).

$$\begin{bmatrix} \delta^* \\ V^* \\ \lambda^* \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \delta \\ V \\ \lambda \end{bmatrix} + \sigma \begin{bmatrix} d\delta \\ dV \\ d\lambda \end{bmatrix} \quad (3.26)$$

où « * » désigne la solution prédite pour une valeur de λ ; σ représente le pas de calcul choisi de sorte que la solution prédite reste dans le rayon de convergence du correcteur. Le même pas σ peut être utilisé dans tout le processus de calcul.

Correction de la solution

Après la prédiction l'étape suivante est la correction de la solution prédite. Pour cela une paramétrisation locale est utilisée dans laquelle le système d'équation 3.22 est augmenté d'une équation qui spécifie la valeur d'une des variables d'état du système. Cette variable d'état peut être l'amplitude de la tension V la phase de la tension δ ou le facteur de charge λ [16]. Sous forme d'équation, la paramétrisation locale peut être exprimée de la manière suivante :

$$x = \begin{bmatrix} \delta \\ V \\ \lambda \end{bmatrix}$$

On pose

$$x_k = \eta$$

où η est la valeur appropriée du k^{th} élément du vecteur x . Le système 3.22 devient

$$\begin{bmatrix} F(x) \\ x_k - \eta \end{bmatrix} = [0] \quad (3.27)$$

La paramétrisation locale est nécessaire pour éviter la singularité de la matrice jacobienne au point de charge maximale, qui cause des problèmes numériques dans les étapes de prédiction et de correction. Une fois l'indice k et la valeur de η sont choisis, une légère modification de l'algorithme de Newton-Raphson (en ajoutant une nouvelle équation et une nouvelle variable) peut être utilisée pour résoudre le système (3.25). Dans l'étape de correction la valeur η est égale à la solution prédite x_k^* . La variable d'état x_k est appelée le paramètre continu.

Pour supprimer la singularité de la matrice jacobienne, il est nécessaire de bien choisir la variable d'état qui sera utilisée comme paramètre continu.

Choix du paramètre continu

Il y a plusieurs techniques pour optimiser le choix du paramètre continu x_k . Mathématiquement, il correspond à la variable d'état qui a la plus grande valeur dans le vecteur tangent.

Plus simplement, ceci correspondrait à la variable d'état qui a le plus grand taux de variation près de la solution donnée [25]. Dans le cas des réseaux électriques, le paramètre de charge λ est probablement le meilleur choix lorsqu'on commence par la solution de base.

C'est particulièrement vrai dans le cas des niveaux de charge relativement faibles. Dans ce cas, les grandeurs tensions et déphasages demeurent assez constantes lors des variations de charge.

Par contre, une fois que la charge augmente autour du point critique, l'amplitude et l'angle de la tension changent d'une façon remarquable et λ serait alors un mauvais choix. Pour le paramètre continu, puisqu'il a connu une petite variation par rapport aux autres variables d'état. Pour cette raison, le choix du paramètre continu x_k est réévalué à chaque étape. Une fois le choix de λ effectué pour la première étape, une bonne manière de choisir

x_k est d'utiliser l'équation 3.25.

$$x_k : t_k = \max(|t_1|, |t_2|, |t_3|, \dots, |t_m|)$$

Où t est le vecteur tangent de dimension $m=2n_1+n_2+1$

n_1 =le nombre de nœud PV.

n_2 =le nombre de nœud PQ

Reconnaissance du point critique

La reconnaissance du point critique se fait en observant le point où le facteur de charge atteint un maximum et commence à décroître. A cet effet, au point critique la valeur de la composante du vecteur tangent $d\lambda=0$ et devient négative au delà de ce point [24].

Algorithme de l'écoulement de puissance continu

Entrées : Données des nœuds (P, Q, type), Données des lignes (R,X), Nombre d'itération N

Sorties : V , δ , λ

Début

Calculer V_0 et δ_0 (pour $\lambda = 0$) en exécutant l'algorithme de l'écoulement de puissance ;

$\lambda = 0$

$k = 0$

Reformuler les équations d'écoulement de puissance pour intégrer le paramètre λ en utilisant les équations 2.1, 2.2, 2.3 et 2.4 ;

tant que $d\lambda \neq 0$ **et** $k < N$ **faire**

$k = k + 1$

//Prédiction de la nouvelle solution

Calculer le vecteur tangent en utilisant l'équation 2.8 ;

Prédire la prochaine solution en se basant sur l'équation 2.9 ;

//Correction de la solution

Corriger l'erreur commise sur la solution prédite en résolvant le système 2.11;

Choisir le prochain paramètre continu en utilisant les composantes du vecteur tangent ;

$x_k : t_k = \max(|t_1|, |t_2|, |t_3| \dots |t_m|)$

III.7. Conclusion

Dans ce chapitre avons montré, que la nouvelle méthode est précise et beaucoup plus facile à mettre en œuvre que celle du CPF. Elle présente aussi l'avantage d'être peu coûteuse en temps de calcul.

La confrontation des résultats de la nouvelle méthode avec les résultats obtenus en appliquant le CPF atteste d'un bon accord et la valide.

Conclusion général

Les gros problèmes des réseaux électriques sont la chute tension et les creux de tension. Il y a un fort compromis entre le niveau de tension et la puissance réactive, celle-ci n'est pas la seule mais la principale cause des variations de tension.

La stabilité de la tension est affectée par la puissance réactive, et les moyens de son réglage, un mauvais réglage a des conséquences qui peuvent aller jusqu'à l'effondrement de la tension.

La fluctuation de la tension dans les réseaux électriques est un phénomène indispensable, il existe plusieurs méthodes de mettre cette grandeur dans des plages admissibles. Nous avons étudié le réglage de la tension du réseau par la machine synchrone, on a basé sur la variation du courant d'excitation pour obtenir notre objectif. Nous avons étudié deux régimes tel que la ligne à vide et en charge (résistive et inductive).

L'étude de la stabilité de la tension des réseaux électriques constitue un sujet important pour la planification et l'exploitation des réseaux électriques, comme nous l'avons constaté tout le long de travail.

Bibliographie

- [1] THEODRE Wildy et GIL BERT SYBILLE, « Electrotechnique » quatrième édition « DC-Boeck », 2005.
- [2] T. BENBOUDJEMA, O. AGRI « Etude des capacités et perspectives de production d'énergie électrique en Algérie », Mémoire de Fin D'études, Option : Réseaux Electriques, 2014/2015.
- [3] A. Ouloulade, Contribution A L'étude De La Stabilité Des Alternateurs Raccordés Au Réseau Interconnecté De La Ceb : Application Au Cas Des Alternateurs De La Centrale De Nangbeto, Mémoire D'ingénieur De Conception.
- [4] Do Minh Thang, Approche Probabiliste Pour L'évaluation De La Fiabilité Du Système Electrique Intégrant Des Energies Renouvelables Peu Prévisibles, Université Lille 1, Science Et Technologies.
- [5] M. Zellagui, Étude Des Protections Des Réseaux Électriques Mt (30 & 10 Kv), Université Mentouri Constantine, 2010.
- [6] Groupe Sonelgaz, Guide Technique De Distribution, Document Technique De Groupe Sonelgaze, 1984.
- [8] O. Mammeri, Différentes Méthodes De Calcul De La Puissance Réactive Dans Un Nœud A Charge Non Linéaire En Présence D'un Système De Compensation De L'énergie, Université De Batna, 2011/2012
- [9] V. Knazkins, Stability Of Power Systems With Large Amounts Of Distributed Generation, Thèse Doctorat, Stockholm, Sweden 2004
- [10] R .Benabid, '' Optimisation Multi objectifs de la Synthèse des FACTS par les Particules en Essaim pour le Contrôle de la Stabilité de Tension des Réseaux Electriques'' Mémoire de Magister en Electrotechnique de l'Université de Jijel, le 04/09/2007.
- [11] F .Zendagui'' Analyse de la stabilité transitoire dans les réseaux électrique'', Mémoire de MASTER d'Université Mohamed Khider Biskra, le 06/06/ 2013
- [12] EMIRA Nechadi, « Commande Et Stabilité D'un Système Electroenergetique », Thèse De Doctorat, Université Ferhat Abbas, Sétif, 21/03/2013.
- [13] M. Sabir, « Analyse De La Stabilité Transitoire Des Réseaux De Transport A Courant Continu En Haute Tension (HVDC-FACTS) », Thèse De Doctorat, Université Ferhat Abbas, Sétif, 23/06/ 2011.

- [14] W.Carolina, BRICEÑO Vicente, « Modélisation Des Réseaux De Distribution Sous Incertitudes », Thèse De Doctorat, Université De Grenoble, 7 /08/2006
- [15] C.Praing, « Stabilité D'un Réseau De Transport Avec Pôles De Production Et De Consommation Eloignés En Période De Forte Croissance », Thèse De Doctorat, Institut National Polytechnique De Grenoble, 27 /10/ 2000.
- [16] H Alkhatib, « Etude De La Stabilité Aux Petites Perturbations Dans Les Grands Réseaux Electriques : Optimisation De La Régulation Par Une Méthode Etaheuristique », Thèse De Doctorat, Université Aix-Marseille III, 5 /12/ 2008.
- [17] G. Abdelmalek, « Commande Robuste D'un Dispositif FACTS Par Les Méthodes Métaheuristiques Pour La Stabilité De Tension D'un Réseau Electrique », Thèse De Doctorat, Université Mohamed Khider, Biskra, 15/04/2019.
- [18] D. Leblanc, « Contribution A L'étude De La Stabilité Et A La Stabilisation Des Réseaux Electriques Industriels », Thèse De Doctorat, Université de Lorraine, 18/07/ 2014.
- [19] L .Benasl, "Compensation statique : Approche shunt et Approche série", mémoire de magister, Département d'électrotechnique, USTO 07/1999.
- [20] P. Kundur, *Power System Control and Stability*, New York: McGraw-HILL, Inc., 1993.
- [21] H .Yueying, " Stratégie de commande unifiée du TCSC "Thyristor Controlled Séries Capacitor ") pour améliorer la stabilité des réseaux électriques" Université du Québec à Trois-Rivières ,2004.
- [22] R. Benabid, '' Optimisation Multiobjectif de la Synthèse des FACTS par les Particules en Essaim pour le Contrôle de la Stabilité de Tension des Réseaux Electriques '' , Mémoire de Magister de l'Université de Jijel, 2007.
- [23] S. Boutaba, "Amélioration de la stabilité d'un réseau électrique par l'utilisation d'un ASVC", Mémoire de Magister Université Hassiba Ben Bouali Chlef , le 09/06/2009
- [24] Venkataramana AJJARAPU. *Computational Techniques for Voltage Stability assessemnt and control* Power Electronics and Power Systems. Boston, MA Springer US, 2007.
- [25] Venkataramana AJJARAPU et Colin CHRISTY. « The continuation power flow a tool for steady state voltage stability analysis ». In : *IEEE Transactions on Power Systems* 7.1(1992), p. 41 6–423