

République Algérienne Démocratique et Populaire
Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique
Ecole Nationale Supérieure Polytechnique
Département de Génie Electrique



Projet de Fin d'Etudes
Pour l'obtention du diplôme d'Ingénieur d'Etat
En Electrotechnique
Thème

**Evaluation de la stabilité statique en
tension**
utilisant la méthode de load flow continu

Proposé par :
Dr M. Amouroayeche

Présenté par :
BELMESSAOUD Bachir
MAHNI Tidjani

2008-2009

ملخص

يحتل استقرار التوتر أهمية بالغة عند مستثمري شبكة النقل الكهربائية، وذلك بسبب الحوادث التي سببها في مختلف دول العالم.

تعالج هذه المذكرة العديد من طرق تحليل استقرار التوتر السكوني والتي من بينها تدفق الاستطاعة المستمر. هذا الأخير يمكننا من متابعة تغيرات التوتر بدلالة الاستطاعة المنتجة أو المستهلكة بأي عقدة في شبكة النقل الكهربائية وذلك بواسطة المنحنى استطاعة-توتر، دون إن تقع في حالة عدم التحيين التي تسببها المصفوفة الجعقوبية عند نقطة التوازن الحرج في المنحنى، وبذلك يمكننا تحديد العقد الضعيفة.

يرتبط استقرار التوتر بالاستطاعة المفاعلة المتاحة في الشبكة، وعلى ذلك فقد استعملنا المعدلات التسلسلية و التفرعية لتحسين استقرار التوتر السكوني.

الكلمات المفتاحية: الشبكة الكهربائية، استقرار التوتر السكوني، انهيار التوتر، تدفق القدرة المستمر، المعدلات التسلسلية والمتوازية.

Résumé

Le problème de la stabilité de la tension est un phénomène qui est toujours au cœur des préoccupations des exploitants de réseau de transport d'électricité ; compte tenu de nombreux incidents qui sont survenus depuis plusieurs années et qui persistent toujours.

Plusieurs méthodes d'analyse de stabilité statique en tension sont traitées dans cette thèse. Parmi ces méthodes il y a celles des indicateurs basés sur le load flow continu. Cette méthode nous permet de tracer les courbes P-V pour chaque nœud en évitant le problème de divergence de load flow, et par la suite, localiser les nœuds faibles en tension. la stabilité de tension est généralement liée aux ressources de puissance réactive dans le réseau, c'est la raison pour laquelle nous avons utilisé les compensateurs shunt et série afin d'améliorer la stabilité de tension et mieux contrôler le système électrique.

Mots clés : Réseaux électriques, stabilité statique en tension, écroulement de tension, load flow continu, compensation série et compensation shunt.

Abstract

Voltage stability problem is a phenomenon which is always a major concern of Transmission System Operators ; taking into account of many perturbations which have occurred for several years and which always persist.

Several analysis methods of static voltage stability are treated in this thesis, as the indicators based on the continuous load flow method which enables us to plot P-V curves by avoiding the divergency of load flow for each bus, and thereafter, to locate weak buses.

the voltage stability is generally related to the reactive power sources of the power system, this is why we use the shunt and series compensators so we can improve the voltage stability to better control the electric system.

Key words : Power system, static voltage stability, voltage collapse, continuous load flow, compensation shunt and serie.

Dédicace

Je dédie ce travail à la mémoire de mon père

À ma mère

À mon frère et mes sœurs

À mon binôme Bachir

À tous ceux que j'aime

Tidjani

Dedication

To my parents

to my brothers and sisters

to all my family

to all my friends

and to you

Bachir

Remerciement

Nos remerciements les plus vifs et chaleureux, vont à notre promotrice Mlle M.

Amorouyache, pour son aide, son orientation judicieuse et sa disponibilité, aussi pour la confiance, la patience et la compréhension qu'elle nous a toujours manifestées, ainsi que Mlle Mekhloufi pour son aide appréciable.

Et nous adressons nos chaleureux remerciements aux membres du jury.

A travers ce mémoire, nous adressons notre reconnaissance à tous les enseignants qui ont contribué à notre formation depuis la première classe du primaire jusqu'à aujourd'hui, ainsi qu'à tous nos amis qui nous ont soutenu directement ou indirectement pour la réalisation de ce travail.

Table des matières

Introduction générale	14
1 Notions générales	16
1.1 Introduction	16
1.2 Stabilité des réseaux électriques	16
1.3 Classification de stabilité	17
1.3.1 Classification selon le paramètre du système affecté	18
1.3.2 Classification selon le type de perturbation	19
1.4 Stabilité en tension des réseaux électriques	20
1.4.1 Définition de stabilité de tension	20
1.4.2 Instabilité de tension	20
1.4.3 Effondrement de tension	20
1.5 Importance et incidents	20
1.6 Dégradation de la qualité de la tension	22
1.6.1 Composante lente des variations de tension	22
1.6.2 Fluctuation de tension (flicker)	23
1.6.3 Creux de tension	23
1.6.4 Interruption courte ou coupure brève	24
1.6.5 Bosses de tension	24
1.6.6 Chutes de tension	25
1.6.7 Tension et/ou courant transitoire	26
1.6.8 Déséquilibre de tension	26
1.6.9 Perturbations harmoniques	27
1.7 Réglage de la tension	28
1.7.1 Réglage primaire	28
1.7.2 Réglage secondaire	29
1.7.3 Réglage tertiaire	29
1.8 Conclusion	29
2 Analyse de la stabilité en tension	30
2.1 Introduction	30
2.2 Mécanisme de stabilité de tension	31
2.3 Courbes P-V	33
2.4 Puissance maximale délivrée à la charge et tension critique	34
2.5 Courbes Q-V	35
2.6 Discussion des courbes P-V et Q-V	36
2.6.1 Courbes P-V	36
2.6.2 Courbes Q-V	37

2.7	Scénario de l'écroulement de tension	37
2.8	Calcul de la limite de stabilité en tension	39
2.8.1	Définition de la capacité de transfert	39
2.8.2	Marge de stabilité en tension	40
2.9	Influence du générateur	41
2.10	Conclusion	43
3	Méthodes d'analyse de la stabilité	44
3.1	Introduction	44
3.2	Calcul d'écoulement de puissance	45
3.3	Matrice des impédances	46
3.4	Equation d'écoulement de puissance	47
3.5	Résolution par la méthode de NEWTON-RAPHSON	47
3.6	Analyse de la stabilité en tension	50
3.7	Indicateurs de stabilité en tension basés sur le modèle d'écoulement de puissance	51
3.7.1	L'utilisation de la matrice Jacobienne	51
3.7.2	L'utilisation de la matrice Jacobienne réduite	52
3.7.3	La décomposition en valeurs singulières	53
3.7.4	La décomposition en valeurs propres	55
3.8	Conclusion	57
4	Load flow continu	58
4.1	Introduction	58
4.2	Définition	58
4.3	Réformulation des équations d'écoulement de puissance	59
4.4	Application de l'algorithme de continuation	61
4.5	Prédiction de la solution suivante	62
4.6	Correction	63
4.7	Choix du paramètre de continuation	64
4.8	Détection du point critique	65
4.9	Organigramme de load flow continu	65
4.10	Sensibilité basée sur le vecteur tangent	66
4.11	Amélioration de load flow continu	68
4.11.1	Prédicteur non linéaire	68
4.11.2	Paramétrage	69
4.12	Conclusion	71
5	Application	73
5.1	Introduction	73
5.2	Utilisation du load flow continu	73
5.3	Détermination du point de fonctionnement initial	74
5.3.1	Résultats de solution initiale	74
5.4	Load flow continu sans tenir compte des limites des puissances réactives	76
5.4.1	Les résultats	81
5.5	Amélioration de la stabilité de tension	81
5.5.1	Compensation shunt	82
5.5.2	Compensation série	84
5.6	Load flow continu en tenant compte des limites des puissances réactives	85
5.6.1	Les résultats	89

Conclusion générale	90
Bibliographie	92
A Données du système de teste	94
A.1 Données de système électrique IEEE 6 nœuds	94
A.1.1 Données des nœuds	95
B PSAT	97

Liste des tableaux

1.1	Incidents suivis d'un effondrement[3].	21
1.2	Incidents non suivis d'un effondrement[3].	22
2.1	Valeurs des différentes variables au point critique.	35
5.1	Résultats du calcul d'écoulement de puissance	74
5.2	Production totale	74
5.3	Charge totale	74
5.4	Pertes totales	74
5.5	Résultats du calcul d'écoulement de puissance	81
5.6	Production totale	81
5.7	Charge totale	81
5.8	Pertes totales	81
5.9	Résultats du calcul d'écoulement de puissance	89
5.10	Production totale	89
5.11	Charge totale	89
5.12	Pertes totales	89
A.1	Etat du réseau	95
A.2	Données de nœud balancier.	95
A.3	Données des nœuds producteurs.	95
A.4	Données des nœuds consommateurs.	95
A.5	Données des lignes.	96

Table des figures

1.1	Classification des problèmes de stabilité[12].	18
1.2	Variations rapide de la tension[7].	23
1.3	Creux de tension.	24
1.4	Cas d'une consommation alimentée par une ligne depuis une centrale.	25
1.5	Cas d'une forte consommation alimentée par une ligne depuis une centrale.	25
1.6	Cas d'une consommation répartie avec plusieurs centrales.	25
1.7	Surtensions transitoires.	26
1.8	Distorsion provoquée par un seul harmonique (h=3)[7].	27
1.9	Perturbation de tension dans les réseaux[2].	28
1.10	Un relais de réglage automatique de transformateurs.	29
2.1	Les éléments du système électrique.	31
2.2	Système électrique simplifié (à deux nœuds).	31
2.3	Caractéristique P.V (en p.u) pour les différentes charges [12].	32
2.4	Courbes P-V pour différentes valeurs de $\tan \phi$	34
2.5	Courbe Q-V à P constante (grandeurs en p.u).	36
2.6	Capacité de transfert[16].	40
2.7	La marge de stabilité comme un indicateur de l'écroulement de tension[16].	41
2.8	Diagramme schématique du système électrique.	42
2.9	Caractéristiques $P_R V_R$ [15].	43
3.1	Jeu de barre typique d'un système électrique[8].	45
3.2	Méthodes utilisées dans l'analyse des problèmes de stabilité statique de tension [4].	50
4.1	La technique prédiction-corrrection[16].	59
4.2	Algorithme du load flow continu	66
4.3	Le schéma de paramétrage local.	70
4.4	Le schéma de paramétrage naturel ou physique.	70
4.5	Le schéma de paramétrage par longueur d'arc.	71
5.1	Tensions des nœuds pour une charge de base.	75
5.2	Puissances actives des nœuds.	75
5.3	Puissances réactives des nœuds.	76
5.4	Le tracé de la partie supérieure de la courbe P-V.	77
5.5	Le tracé de la partie inférieure de la courbe P-V.	78
5.6	Le tracé de la courbe P-V complète.	79
5.7	Puissances actives des nœuds.	80
5.8	Puissances réactives des nœuds.	80

5.9	Courbe P-V avec une compensation shunt.	82
5.10	Facteur de charge max en fonction de $C.\omega$	83
5.11	Compensation série de la ligne 1-4.	84
5.12	Facteur de charge maximal en fonction de $1/(C.\omega)$	85
5.13	Tensions des nœuds producteurs.	86
5.14	Tensions des nœuds consommateurs.	87
5.15	Puissances actives des nœuds en considérant les limites réactives.	88
5.16	Puissances réactives des nœuds en considérant les limites réactives.	88
A.1	Topologie de système	94
B.1	Interface graphique de PSAT.	97
B.2	Bibliothèque de PSAT.	98

Liste des abréviations

<i>IEEE</i>	Institute of Electrical and Electronics Engineers
$P - V$	Puissance active-Tension
$Q - V$	Puissance réactive-Tension
<i>p.u</i>	Per Unit
P_{max}	Puissance maximale
V_{crit}	Tension critique
<i>HT</i>	Haute Tension
<i>THT</i>	Trés Haute Tension
<i>E.T.S.O.A</i>	European Transmission System Operators Association
P_{sch}	Scheduled power (puissance planifiée)
<i>m</i>	Nombre de nœuds producteurs
<i>n</i>	Nombre total de nœuds
<i>AVRs</i>	Automatic voltage regulators
V_i	Module de tension de nœud <i>i</i>
δ_i	Phase de la tension de nœud <i>i</i>
Y_{bus}	Matrice des admittances
y_{ij}	Elément <i>ij</i> de la matrice Y_{bus}
<i>J</i>	Matrice Jacobienne
J_r	Matrice Jacobienne réduite
F_δ	Dérivée de P par rapport à δ
F_V	Dérivée de P par rapport à V

G_δ	Dérivée de Q par rapport à δ
G_V	Dérivée de Q par rapport à V
Σ	Matrice des valeurs singulières
U	Matrice des valeurs singulières de droite
V	Matrice des valeurs singulières de gauche
σ_i	Valeur singulière i
Λ	Matrice des valeurs propres
ξ	Matrice des valeurs propres de droite
η	Matrice des valeurs propres de gauche
λ_i	Valeur propre i
CPF	Continuous Power Flow
λ	Paramètre de charge
λ_{crit}	Paramètre de charge critique
P_{Gi}	Puissance active générée au nœud i
Q_{Gi}	Puissance réactive générée au nœud i
K_{Li}	Constante liée au changement de la charge
K_{Gi}	Constante liée au changement de la puissance produite
P_{Li}	Puissance active consommée au nœud i
Q_{Li}	Puissance réactive consommée au nœud i
\underline{t}	Vecteur tangent

Introduction générale

Les systèmes électriques sont des réalisations importantes qui évoluent rapidement depuis le premier réseau bâti par *Thomas Edison* à *Pearl Street* de 1.5 km de rayon jusqu'aux gigantesques systèmes d'aujourd'hui. Dans tous les pays, le réseau électrique joue un rôle économique très important car le développement technologique de l'industrie dépend hautement d'un approvisionnement sécurisé, fiable et économique de l'énergie électrique, ce qui implique que la production, le transport et l'utilisation d'énergie électrique restent un des plus importants domaines d'études dans le génie électrique. Mais la gestion d'un tel système est rendue difficile à cause de plusieurs raisons. Parmi ces raisons on peut citer les suivantes :

- les faibles investissements en comparaison avec la croissance rapide de la demande ;
- la rareté de sources primaires d'énergie ;
- les contraintes environnementales ;
- la compétence qui exige la réalisation de plus de bénéfice et la fourniture du même service avec un coût plus faible.

D'autre part, les réseaux électriques sont maintenant devenus plus complexes à cause de leur taille et de l'utilisation des nouveaux types des centrales et parc de production basés sur les énergies renouvelables. Il en résulte que les réseaux électriques sont plus vulnérables aux perturbations de différentes natures qui peuvent surgir.

Des blackouts électriques qui se sont produits dans le monde sont une illustration évidente de cette problématique et leurs conséquences peuvent être énormes du point de vue économique. Par exemple, le blackout électrique d'Algérie de 3 février 2003 qui a privé environ 30 millions d'habitant d'électricité pendant plus de trois heures, le blackout électrique qui s'est produit aux Etats-Unis en août 2003, a eu d'énormes conséquences : une charge de 65 GW a été coupée et

il a fallu presque 30 heures pour rétablir totalement le système. Le blackout électrique qui s'est produit en Italie en septembre 2003, a eu pour conséquences que 27 GW ont été coupés et le coût économique a été estimé à environ 50 milliards de dollars [4].

Les causes de blackouts électriques sont généralement multiples. Elles sont le résultat final d'une cascade de phénomènes compliqués. L'instabilité de tension a été identifiée comme une des causes principales de ces blackouts. Aujourd'hui avec la grande dégradation du secteur électrique, et les contraintes environnementales qui ont limité le développement ou la réhabilitation des réseaux de transport, les systèmes électriques sont devenus compliqués et comportent des charges plus importantes ainsi que des lignes plus longues, comme il est rendu difficile d'installer des centrales de production proches des centres de consommation qui sont généralement les zones fortement peuplées. Par conséquent la gestion de la production et particulièrement la gestion de la puissance réactive, devient plus difficile qu'avant. Pour ces raisons, les réseaux fonctionnent plus près de leur limite de stabilité. Donc les opérateurs des systèmes électriques ont intérêt à disposer d'indicateurs de stabilité suffisamment précis afin qu'ils puissent avoir une bonne marge de manœuvre qui leur laissent suffisamment de temps pour prendre les décisions et mettre en action des mesures permettant d'éviter l'écroulement de tension.

Dans ce contexte, plusieurs méthodes sont proposées pour déterminer des indicateurs de stabilité. Dans ce travail nous nous sommes intéressés aux méthodes utilisant le load flow continu qui permettent d'augmenter la précision des indicateurs car il permet le calcul des grandeurs électriques au point critique de stabilité de tension.

- Nous avons à cet effet, donné dans un premier chapitre des notions générales sur les problèmes d'instabilité des systèmes électriques, et plus particulièrement l'instabilité en tension.
- Le deuxième chapitre a été consacré à la description d'une approche d'analyse du problème de stabilité de tension.
- Nous avons traité dans le troisième chapitre des méthodes permettant de déterminer des indicateurs basés sur la matrice Jacobienne et le calcul d'écoulement de puissance.
- Le quatrième chapitre porte sur le calcul de load flow continu et ses applications pour déterminer des indicateurs de stabilité de la tension.
- Le cinquième chapitre est consacré à une application sur un réseau IEEE de 6 nœuds.

Chapitre 1

Notions générales

1.1 Introduction

L'étude de la stabilité des systèmes électriques dans ses trois branches : l'analyse, l'évaluation et l'amélioration, s'avère souvent très compliquée à cause de l'interaction des phénomènes de différentes natures. De plus, un défaut qui surgit dans un réseau électrique est toujours le résultat d'une superposition de causes. D'où la nécessité pour une étude plus facile pour mettre en relief le type d'instabilité et les différents phénomènes qui y conduisent. Dans ce chapitre nous allons présenter des notions sur la stabilité des réseaux et ses différents types en nous intéressant à la stabilité en tension. Nous traitons ensuite les différents phénomènes perturbateurs qui influent sur la qualité de la tension ainsi que les différents modes de réglages de tension.

1.2 Stabilité des réseaux électriques

La stabilité est définie comme la propriété d'un système à retrouver son point de fonctionnement (ou point d'équilibre) après avoir subi une ou plusieurs perturbations.

Elle est caractérisée par les fluctuations de puissances transitées dans le réseau et se mesure par les variations dans le temps des tensions et fréquences associées[2].

Le problème de la stabilité des réseaux électriques est apparu avec l'augmentation de leur taille. Un réseau de transport est stable si la production d'énergie reste globalement constante par rapport à la consommation même en cas d'incident (court-circuit sur une ligne, forte de-

mande momentanée d'énergie. . .).

La "limite de stabilité" est la puissance maximale transmissible possible sur le réseau, lorsque le système dans son ensemble ou une partie du système électrique auquel la limite de stabilité fait référence, est en état stable[11].

Le système électrique est fortement non linéaire et fonctionne dans un environnement constamment en cours d'évolution ; les charges, les sorties de générateur et les différents paramètres changent continuellement.

Une fois soumis à une perturbation provisoire, la stabilité du système dépend de la nature de la perturbation aussi bien que des conditions de fonctionnement initiales. La perturbation peut être petite ou grande. Les petites perturbations dues aux changements de charge se produisent continuellement, et le système s'ajuste selon les conditions de changement. Le système doit être capable de fonctionner et de satisfaire la demande de charge. Il doit également pouvoir survivre après de nombreuses perturbations d'une nature grave, telles qu'un court-circuit sur une ligne de transport ou perte d'un grand groupe de production.

Après une perturbation passagère, si le système électrique est stable, il atteindra un nouvel état d'équilibre et il reste presque entièrement intact ; les actions des contrôles automatiques et probablement des opérations humaines permettent par la suite au système de revenir à l'état normal.

Si le système est instable, il aura comme conséquence un emballement ou il se retrouve dans un état de fonctionnement précaire où par exemple, une augmentation graduelle de séparation angulaire des rotors des générateurs, ou une diminution graduelle des tensions des jeux de barre le conduit à un état de fonctionnement complètement dégradé. Une condition de fonctionnement instable du système peut conduire à des déclenchements en cascade des lignes et des générateurs et à un arrêt d'une partie importante du système électrique.

1.3 Classification de stabilité

La stabilité des systèmes électriques est un simple problème ; cependant, il n'est pas pratique de le traiter tel qu'il est. L'instabilité du système électrique peut prendre différentes formes et elle est influencée par plusieurs facteurs. L'analyse des problèmes de stabilité, l'identification

des facteurs essentiels qui contribuent à l'instabilité et l'établissement des méthodes d'amélioration de la stabilité sont considérablement facilitée par la classification des problèmes de la stabilité dans des catégories appropriées. Celles-ci sont basées sur les considérations suivantes :

- paramètre du système dans lequel l'instabilité est observée ;
- la taille de la perturbation considérée ;
- la méthode la plus appropriée pour le calcul et la prédiction de la stabilité[15].

La figure 1.1 montre la classification des différents problèmes de stabilité

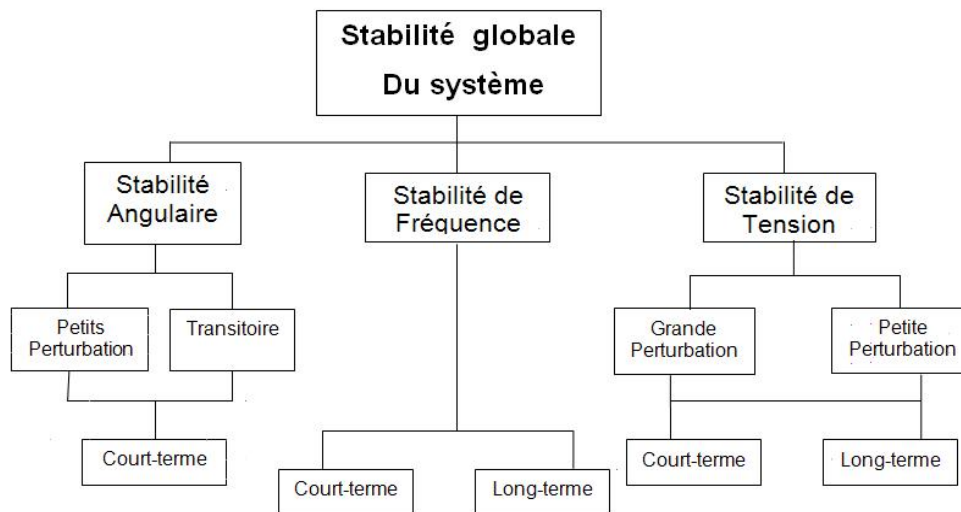


FIG. 1.1 – Classification des problèmes de stabilité[12].

1.3.1 Classification selon le paramètre du système affecté

Pour mieux comprendre les mécanismes du phénomène d'instabilité dans les systèmes électriques et concevoir des outils de prévention appropriés, la stabilité du système est classée dans trois différentes catégories : stabilité d'angle de rotor, stabilité de fréquence et stabilité de tension.

Stabilité angulaire

La stabilité angulaire est définie comme la capacité des générateurs synchrones d'un réseau à maintenir le synchronisme après avoir été soumis à une ou plusieurs perturbations. L'instabilité se traduit par des oscillations angulaires de certains générateurs conduisant à la perte de

leurs synchronismes avec les autres générateurs. La stabilité angulaire est classifiée dans deux catégories : la stabilité des angles de rotor aux petites perturbations et la stabilité des angles de rotor aux grandes perturbations.

Stabilité de fréquence

La stabilité de fréquence est la capacité d'un système électrique de maintenir une fréquence régulière dans une marge nominale suite à une contrainte grave ayant pour résultat un déséquilibre significatif entre la production et la charge. Elle dépend de la capacité de reconstituer l'équilibre entre la production et la charge, avec une perte minimale de charge.

Stabilité de tension

La stabilité de tension est la capacité d'un système électrique de maintenir des tensions régulières à tous les jeux de barres dans le système en fonctionnement normal et après avoir été soumis à une perturbation.

1.3.2 Classification selon le type de perturbation

L'étude de la stabilité est généralement effectuée pour les deux régimes de fonctionnement distincts :

Stabilité statique

Le réseau a un comportement stable ; cela signifie que lorsqu'il est soumis à de petites perturbations, il revient à son point de fonctionnement initial avec d'éventuelles oscillations amorties jusqu'au retour à l'équilibre[2].

Stabilité transitoire

Lorsqu'il y a une perturbation majeure sur le réseau et que le réseau retrouve son mode de fonctionnement normal après la perturbation, alors le réseau est dit transitoirement stable. Les perturbations majeures sont les courts-circuits, les pertes de lignes et les bris d'équipements majeurs comme les transformateurs de puissance et les alternateurs[3].

1.4 Stabilité en tension des réseaux électriques

1.4.1 Définition de stabilité de tension

La stabilité de tension est la capacité du réseau de maintenir la tension à tous les nœuds du réseau après avoir été soumis à une perturbation à partir d'une condition de fonctionnement initiale donnée.

La stabilité de tension peut être encore divisée en sous-problèmes : stabilité transitoire de tension et stabilité de tension aux petites perturbations. Le délai pour le problème de l'instabilité de tension peut varier de quelques secondes à des dizaines de minutes. Par conséquent, la stabilité de tension peut être un phénomène à court terme ou à long terme[4].

1.4.2 Instabilité de tension

L'état du réseau est dit instable en tension lorsqu'une perturbation, un accroissement de la charge ou une modification des conditions du réseau entraîne une chute de tension progressive et incontrôlable, aboutissant à un effondrement de la tension.

1.4.3 Effondrement de tension

L'effondrement de tension est le processus par lequel la séquence d'opérations accompagnant l'instabilité de tension mène à un blackout électrique ou à des tensions anormalement basses dans une partie significative du réseau. Il y a beaucoup de scénarios menant à l'effondrement de tension : variation des charges (effondrement à long terme de tension) et des pannes de réseau (effondrement transitoire de tension).

1.5 Importance et incidents

Bien que les problèmes associés à la stabilité de la tension ne soient pas nouveaux pour les fournisseurs d'électricité, ils y accordent actuellement beaucoup d'intérêt et une attention spéciale dans plusieurs grands réseaux. Au début, le problème de la stabilité de la tension était associé à un réseau faible et isolé, mais cette question est actuellement devenue source de problèmes

dans les réseaux bien développés en raison de l'accroissement de la charge. Des instabilités et effondrements de la tension sont survenus à plusieurs reprises dans des réseaux importants à travers le monde au cours des dernières années.

Les tableaux 1.1 et 1.2 présentent respectivement une liste des incidents qui ont provoqué un effondrement de la tension et des creux qui n'ont pas été suivis d'un effondrement.

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

Date	Lieu	Durée
22-08-1970	Japon	30 minutes
22-09-1977	Jacksonville, Floride, É-U	Quelques minutes
19-12-1978	France	4 heures
04-08-1982	Belgique	4.5 minutes
27-12-1983	Suède	1 minute
12-01-1987	Ouest de la France	6-7 minutes
Été 1996	Ouest É-U	Plusieurs heures
03 -02-2003	Algérie	Plus de 3 heures
31-03-2003	Iran	8 heures
28-08-2003	Ville de Londres, Angleterre	Quelques heures
23-09-2003	Suède et Danemark	Quelques heures
28-09-2003	Italie	Plus de 4 heures
18-01-2005	Arc lémanique	1 heure
25-05-2005	Moscou, Russie	5 heures de panne

TAB. 1.1 – Incidents suivis d'un effondrement[3].

Date	Lieu	Durée
22-09-1970	État de New York, É-U	des heures
02-03-1979	Zealand, Denmark	15 minutes
10-08-1981	Longview, Wash, É-U	Quelques minutes
17-09-1981	Centre de l'Oregon, É-U	Quelques minutes
21-05-1983	Caroline du nord, É-U	2 minutes
11-06-1984	Nord-est des É-U	des heures
20-05-1986	Angleterre	5 minutes
20-07-1987	Illinois et Indiana, É-U	des heures
03-02-1990	Ouest de la France	Quelques minutes
05-07-1990	Baltimore, Wash É-U	des heures
Novembre-1990	Ouest de la France	Quelques minutes

TAB. 1.2 – Incidents non suivis d'un effondrement[3].

1.6 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, dans une ligne aérienne, dans un câble souterrain, etc. Ces défauts peuvent résulter de causes atmosphériques (foudre, givre, tempête...), matérielles (vieillessement d'isolants...) ou humaines (fausses manœuvres, travaux de tiers...);
- installations perturbatrices de grande taille : fours à arc, soudeuses, variateurs de vitesse et toutes applications de l'électronique de puissance, téléviseurs, éclairage fluorescent, démarrage ou commutation d'appareils, etc.

Les principaux phénomènes pouvant affecter la qualité de la tension sont brièvement décrits ci-après :

1.6.1 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 l'enveloppe 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.

1.6.2 Fluctuation de tension (flicker)

Des variations rapides de tension, répétitives ou aléatoires (figure 1.2), sont provoquées par des variations rapides de puissance absorbée ou produite par des installations telles que les soudeuses, fours à arc, éoliennes, etc[3].

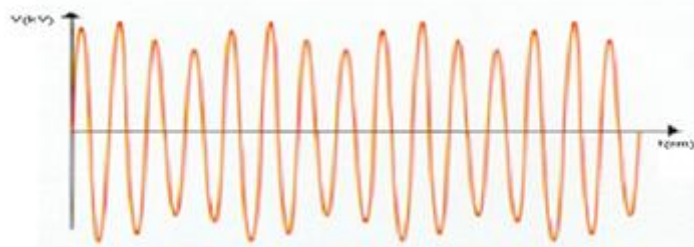


FIG. 1.2 – Variations rapide de la tension[7].

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 pourcent. Les autres applications de l'électricité ne sont normalement pas affectées par ces phénomènes, tant que l'amplitude des variations reste inférieure à 10%.

1.6.3 Creux de tension

Les creux de tension sont produits par des courts-circuits survenant dans le réseau général ou dans les installations de la clientèle (figure 1.3). 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).

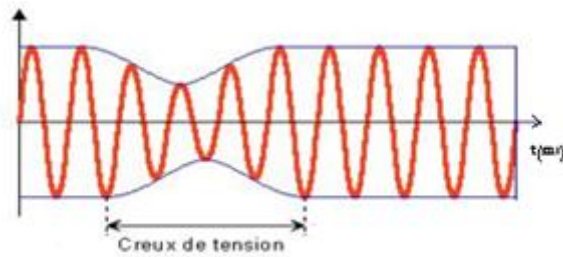


FIG. 1.3 – Creux de tension.

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

1.6.4 Interruption courte ou coupure brève

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

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

1.6.5 Bosses de tension

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

1.6.6 Chutes de tension

Lorsque le transit dans une ligne électrique est assez important, la circulation du courant dans la ligne provoque une chute de la tension (figure 1.4) . 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 élevée.

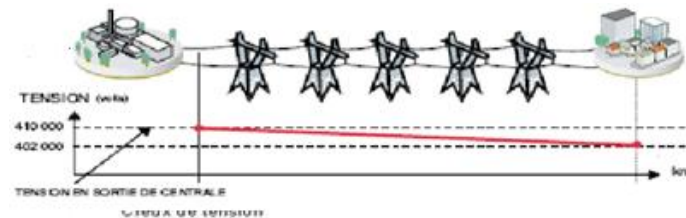


FIG. 1.4 – Cas d'une consommation alimentée par une ligne depuis une centrale.

Si la consommation double, la chute de tension double.

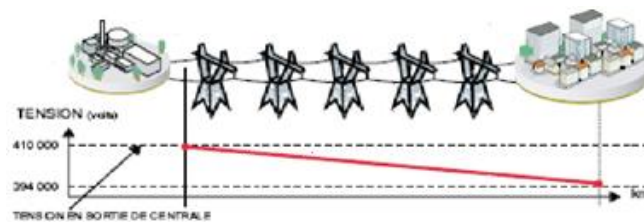


FIG. 1.5 – Cas d'une forte consommation alimentée par une ligne depuis une centrale.

Un réseau dans lequel la consommation est éloignée de la production, présentera un profil de tension différent de celui d'un réseau dans lequel production et consommation sont uniformément réparties (figure 1.6) . Chaque centrale impose la tension à sa sortie, et la tension évolue dans le réseau en fonction de la consommation alimentée.

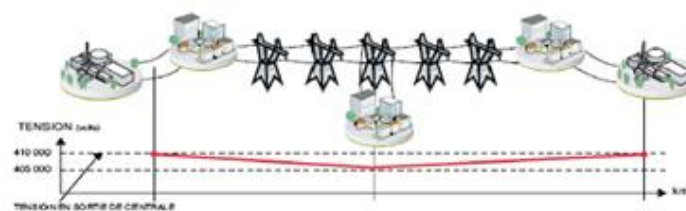


FIG. 1.6 – Cas d'une consommation répartie avec plusieurs centrales.

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

Les figures 1.4, 1.5 et 1.6 sont valables pour un instant donné et à un niveau de consommation donné. Lorsque la consommation varie au cours du temps, la tension évolue, baissant lorsque la consommation augmente, remontant lorsque la consommation diminue.

Le fait que la tension ne soit pas identique en tout point du réseau est normal. Cette différence est compensée par des réglages de tension réalisés dans les postes de transformation. Cela permet de garantir que la tension reste dans la plage admissible en tout point de livraison.

1.6.7 Tension et/ou courant transitoire

Les surtensions transitoires illustrées sur la figure 1.7 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.

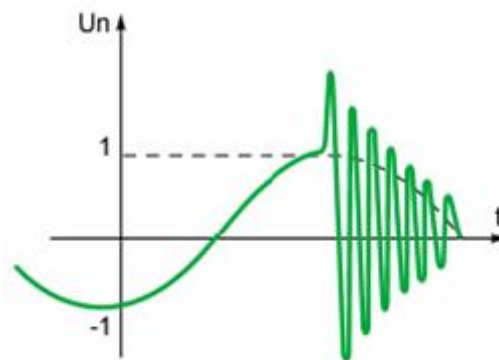


FIG. 1.7 – Surtensions transitoires.

1.6.8 Déséquilibre de tension

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

à 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.

1.6.9 Perturbations harmoniques

On entend par harmonique, toute perturbation non transitoire affectant la forme d'onde de tension du réseau électrique. Les harmoniques sont des composantes dont la fréquence est un multiple de la fréquence fondamentale (figure 1.8), qui provoquent une distorsion de l'onde sinusoïdale. Ils sont principalement dus à des installations non linéaires telles que les convertisseurs ou les gradateurs électroniques, les fours à arc, etc.

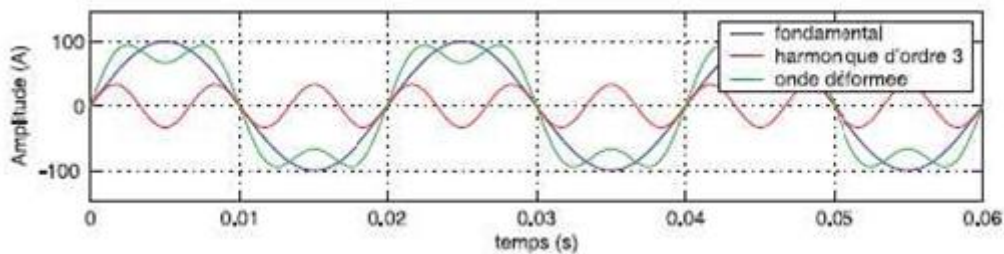


FIG. 1.8 – Distorsion provoquée par un seul harmonique ($h=3$)[7].

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

La figure 1.9 illustre les différents types de perturbations de tension

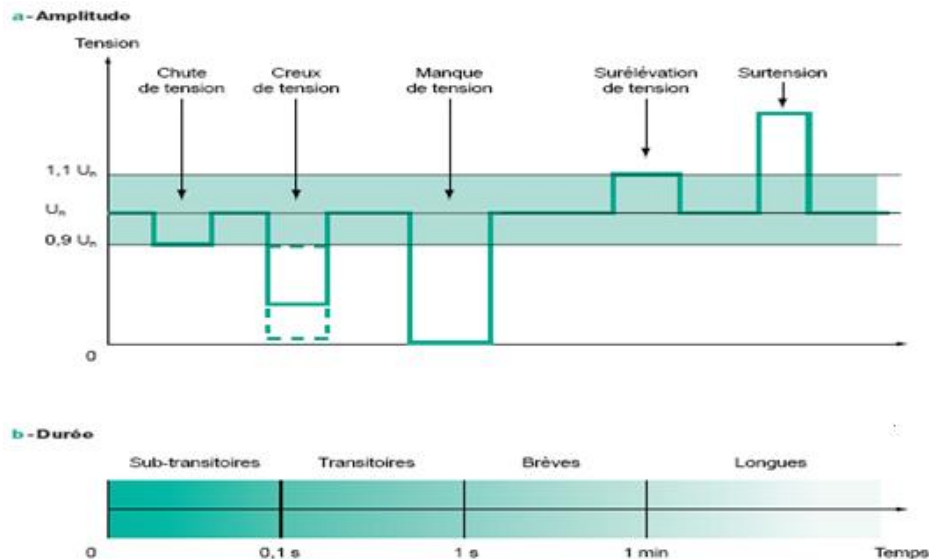


FIG. 1.9 – Perturbation de tension dans les réseaux[2].

1.7 Réglage de la tension

Un réseau électrique doit en permanence régler sa tension pour satisfaire, en temps réel, à l'adéquation : " la charge égale à la production " selon des critères de qualité satisfaisants. Le réglage de la tension reste, dans certaine mesure, un contrôle relativement local. Le réglage de la tension dans des limites données, relève d'un problème de qualité et plus profondément d'un problème de stabilité. Régler la tension est donc un problème majeur de la gestion des réseaux. On distingue trois modes de réglage.

1.7.1 Réglage primaire

Seuls les alternateurs peuvent fournir de la puissance réactive afin de régler la tension. Le régulateur primaire de tension (*AVR*) fixe automatiquement la puissance réactive fournie en fonction de la tension. Il agit sur la tension d'excitation de l'alternateur. C'est une régulation locale.

1.7.2 Réglage secondaire

Le réglage secondaire de tension est un réglage national. Plusieurs " points pilotes " sont choisis afin d'être la référence de tension dans une sous-région. Ces groupes réglants ont leur tension de référence automatiquement calculée et transmise par le dispatching national.

1.7.3 Réglage tertiaire

C'est un réglage manuel. Il correspond à l'ensemble des opérations ordonnées par le dispatching qui permettent d'assurer le maintien et/ou le rétablissement du plan de tension.



FIG. 1.10 – Un relais de réglage automatique de transformateurs.

1.8 Conclusion

La tension constitue un paramètre important de sûreté du système électrique. Elle présente une grandeur régionale, pouvant varier de manière importante d'un point à l'autre du système.

La tension peut être affectée par des régimes à évolution lente sur quelques heures où subir des variations plus rapides selon les aléas. La gestion du réseau électrique ne consiste pas seulement à faire en sorte que les transits soient inférieurs aux capacités de transport de chaque ouvrage du réseau. Elle nécessite encore la surveillance de la tension qui est l'un des paramètres techniques les plus importants. La tension électrique doit rester dans une plage autorisée en tout point du réseau, dans toutes les situations de production et de consommation prévisibles.

Donc on a besoin d'une analyse préalable qui fera l'objet du chapitre suivant.

Chapitre 2

Analyse de la stabilité en tension

2.1 Introduction

Face à une variation de puissance (une variation de charge), un système électrique stable, après quelques oscillations, retrouve son état d'équilibre. Dans certains cas, par exemple une augmentation rapide de charge hors de prévision, le régime oscillatoire peut diverger en emmenant les paramètres du système (la tension en particulier) à des valeurs qui ne sont pas dans les limites acceptées pour un bon fonctionnement. D'où des études sont impératives pour pouvoir éviter ce phénomène et garantir la stabilité du réseau électrique.

Avant de procéder à l'étude, il est nécessaire de comprendre le phénomène de stabilité de tension, faire ressortir les raisons qui contribuent à l'instabilité, comprendre comment fonctionne un système instable, faire ressortir les résultats d'instabilité, et déterminer les mesures à prendre pour éviter l'instabilité. Pour cela, une étude du mécanisme sera utile.

Après avoir mis en évidence toutes les notions concernant la stabilité en général et plus spécifiquement la stabilité en tension de système, on passe dans ce chapitre à l'étude de phénomène lui-même. A l'aide d'un système électrique simplifié, on essaie de modéliser mathématiquement le problème, le mettre dans un cadre simple, écrire toutes les équations qui caractérisent le système, ensuite, tracer et discuter les courbes P-V.

2.2 Mécanisme de stabilité de tension

Pour illustrer les caractéristiques de la stabilité en tension, on considère l'exemple suivant qui représente un système électrique simplifié, comportant un générateur produisant une puissance active P qui sera transférée à la charge via une ligne de transport sans perte active comme le montre la figure 2.2.



FIG. 2.1 – Les éléments du système électrique.

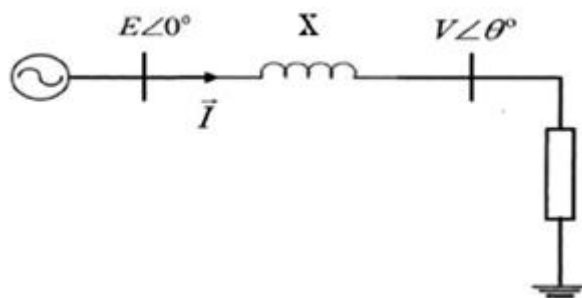


FIG. 2.2 – Système électrique simplifié (à deux nœuds).

Le but de l'étude est de déterminer le module de la tension V pour différentes valeurs de puissance active P . On considère maintenant le même générateur délivrant une tension E constante et connecté à une charge variable. La relation entre la tension au nœud de charge et la puissance transmise par la ligne, sachant que $E = 1.0$ p.u., $R = 0$, $X = 1.0$ p.u et $Q = 0$ p.u, est montrée sur la figure 2.3.

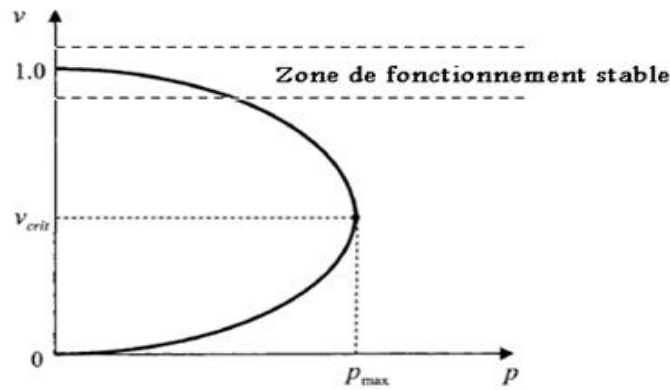


FIG. 2.3 – Caractéristique P.V (en p.u) pour les différentes charges [12].

Avec l'augmentation de la charge la tension au nœud de charge diminue et atteint sa valeur critique qui correspond au transfert maximum de puissance au delà de laquelle il n'y a aucun équilibre. On a :

$$\vec{V} = \vec{E} - jX \vec{I} \quad (2.1)$$

$$P + jQ = \vec{V} \vec{I}^* = -\frac{EV}{X} \sin \theta + j\left(\frac{EV}{X} \cos \theta - \frac{V^2}{X}\right) \quad (2.2)$$

On sépare les parties réelle et imaginaire, on trouve :

$$P = -\frac{VE}{X} \sin \theta \quad (2.3)$$

$$Q = \frac{EV}{X} \cos \theta - \frac{V^2}{X} \quad (2.4)$$

Des équations précédentes

$$\sin \theta = -\frac{PX}{EV} \quad (2.5)$$

$$\cos \theta = \left(\frac{QX + V^2}{EV}\right)^2 \quad (2.6)$$

et on sait que $\cos^2 \theta + \sin^2 \theta = 1$

$$\left(\frac{-PX}{EV}\right)^2 + \left(\frac{QX + V^2}{EV}\right)^2 = 1 \quad (2.7)$$

On met l'expression précédente sous la forme :

$$\frac{V^4}{E^4} + \frac{V^2}{E^2}(2QX - E^2) + \frac{X^2}{E^2}(P^2 + Q^2) = 0 \quad (2.8)$$

on pose

$$v = \frac{V}{E}, p = \frac{PX}{E^2} \text{ et } q = \frac{QX}{E^2}$$

D'où

$$v^4 + v^2(2q - 1) + p^2 + q^2 = 0 \quad (2.9)$$

$$v^4 + v^2(2p \tan \phi - 1) + p^2 + \sec^2 \phi = 0 \quad (2.10)$$

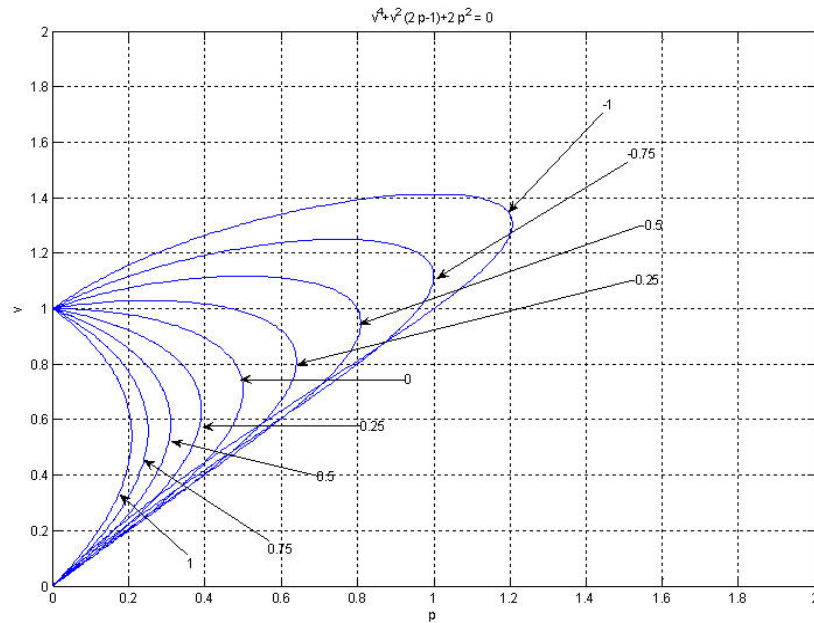
Où $\cos \phi$ est le facteur de puissance de la charge

$$\text{et } \sec \phi = \frac{1}{\sin \phi}$$

$$v^2 = -(2p \tan \phi - 1) \pm \frac{\sqrt{(2p \tan \phi - 1)^2 - 4p^2 \sec^2 \phi}}{2} \quad (2.11)$$

2.3 Courbes P-V

L'équation 2.11 a deux solutions qui sont physiquement acceptables qui correspondent à la haute tension et à la basse tension, par exemple pour $p=0$, $v=0$ ou 1 p.u.

FIG. 2.4 – Courbes P-V pour différentes valeurs de $\tan \phi$.

2.4 Puissance maximale délivrée à la charge et tension critique

Pour le point de puissance maximale, le terme sous la racine est nul, sous ces conditions on peut écrire :

$$p_{max} = \frac{\cos \phi}{2(1 + \sin \phi)} \quad (2.12)$$

$$v_{crit} = \frac{1}{\sqrt{2} \sqrt{1 + \sin \phi}} \quad (2.13)$$

Pour un facteur de puissance unitaire $p_{max} = \frac{1}{2}$ et $v_{crit} = \frac{1}{\sqrt{2}}$

On sait que :

$$\cos^2 \theta = 1 - \sin^2 \theta \quad (2.14)$$

au point critique on a :

$$\sin \theta = -\frac{p_{max}}{v_{crit}}$$

si on remplace $\sin \theta$ dans l'équation 2.14 par son expression en fonction $p_{crit} = p_{max}$ et v_{crit} ,

on aura la relation entre θ et ϕ :

$$\cos \theta = \sqrt{1 + \sin \phi} = \frac{1}{2v_{crit}} \quad (2.15)$$

p_{max}	v_{crit}	q	ϕ	θ
0.500	0.707	0	0	45
0.288	0.577	0.166	30	30
0.207	0.541	0.207	45	22.49
0.134	0.517	0.232	60	15
0.000	0.50	-0.250	90	0
0.866	1.00	-0.500	-30	60
1.206	1.306	-1.206	-45	67.48
1.860	1.93	-3.220	-60	70

TAB. 2.1 – Valeurs des différentes variables au point critique.

2.5 Courbes Q-V

Elles sont similaires aux courbes P-V. Le facteur de puissance est constant pour chaque courbe Q-V, pour tracer q en fonction de V , on garde p constante[12].

$$v^2 = \frac{-(2q - 1) \pm \sqrt{(2q - 1)^2 - 4(p^2 + q^2)}}{2} \quad (2.16)$$

Pour chaque valeur de p la relation entre v et q est représentée dans la figure suivante :

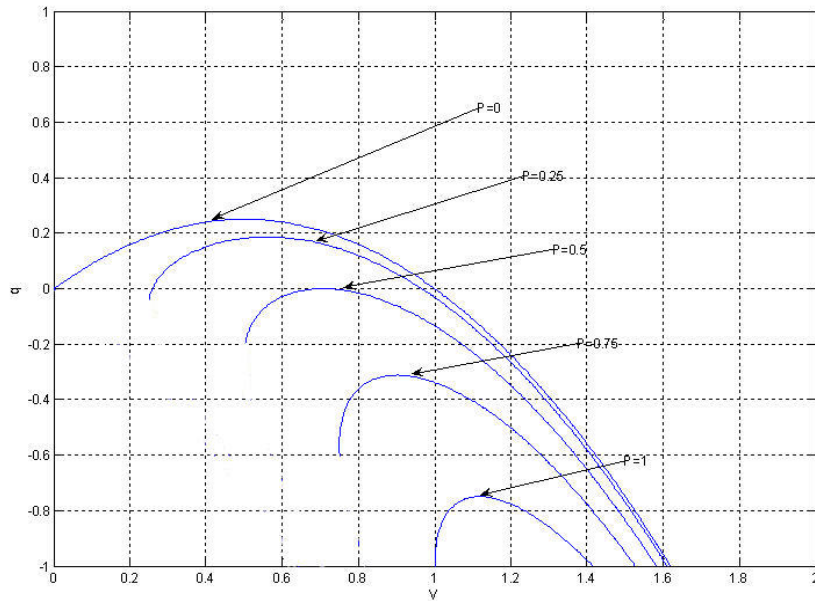


Fig. 2.5 – Courbe Q-V à P constante (grandeurs en p.u).

La valeur de q_{crit} est obtenue en annulant le terme sous la racine, d'où

$$q_{crit} = \frac{1}{4} - p^2 \quad (2.17)$$

et

$$v_{crit} = \sqrt{\frac{1}{4}(1 - 2q_{crit})} \quad (2.18)$$

Pour $p = 0$ on $q_{crit} = 0.25$ et $v_{crit} = 0.5$.

2.6 Discussion des courbes P-V et Q-V

2.6.1 Courbes P-V

Chaque courbe de la figure 2.4 correspond à un facteur de puissance donné. Il y a un maximum de puissance qui peut être transférée. Pour chaque valeur de p on a deux tensions possibles (haute tension avec un faible courant ou basse tension avec un courant plus grand). Le fonctionnement normal correspond à la solution de haute tension.

Avec une compensation capacitive la puissance maximale augmente, mais la tension critique augment aussi. De la figure 2.4 on peut constater qu'avec une forte compensation de la ligne de transport la tension devient critique[12].

2.6.2 Courbes Q-V

Ces courbes donnent la relation entre q et v pour une valeur donnée de p . elles fournissent la valeur de la puissance réactive nécessaire pour maintenir un niveau v de tension dans un jeu de barre donné.

Par exemple pour la figure 2.5, lorsque $p=0.5$ on doit injecter une puissance réactive de 0.13 p.u pour assurer une tension de 1 p.u, si cette compensation est perdue, la tension va chuter à 0.707 p.u qui est la valeur critique (l'axe $q=0$ est confondu avec la courbe Q-V qui correspond à $p=0.5$). Pour $p=0.5$ si la puissance réactive est inductive il y'aura pas de solution et sa va engendre une instabilité de tension.

2.7 Scénario de l'écroulement de tension

Si la demande de l'énergie réactive dans un système électrique augmente brusquement, les générateurs ou les compensateurs vont subvenir à cette demande. Généralement le système électrique est capable par lui-même de maintenir la stabilité. Mais, il peut arriver que l'augmentation de la demande en énergie réactive mène à un effondrement de tension, et cause une panne d'une partie ou de tout le système électrique.

Un effondrement de tension peut suivre le scénario suivant :

- le système électrique est mis dans des conditions de fonctionnement anormales. En conséquence, quelques lignes de THT sont fortement chargées et les ressources de puissance réactive sont faibles ;
- le déclenchement est la perte d'une ligne fortement chargée ce qui cause une surcharge sur les lignes adjacentes restantes. Ceci augmente les pertes de puissance réactive dans les lignes, causant de ce fait une forte demande de puissance réactive dans le système électrique ;

- juste après la perte de la ligne de THT, il y aurait une réduction considérable de la tension au niveau des charges adjacentes dus à la demande supplémentaire de puissance réactive. Ceci causerai une réduction de charge, et donc diminue l'écoulement de puissance a travers les lignes THT ce qui exerce un effet stabilisateur. Cependant, le générateur AVR, doit régler rapidement la tension en agissant sur l'excitation. La puissance réactive additionnelle traversant les inductances des transformateurs de générateur et des lignes va accroitre la chute de tension à travers chacun de ces éléments. A ce stade, les générateurs peuvent probablement subvenir à la demande en P-Q dans les limites du courant de chauffage d'inducteur et d'induit. Les régulateurs de vitesse règlent la fréquence en réduisant la puissance réactive fournie ;
- la réduction de tension THT au niveau de la charge sera reflétée dans le système de distribution. Les régleurs de charge dans les postes électriques rendent les tensions et les charges aux niveaux normaux en environ 2 à 4 minutes. à chaque fois qu'on change la valeur de consigne, l'augmentation résultant dans la charge sur les lignes THT augmente les pertes actives et réactives de ces lignes, qui à leur tour cause une très grande baisse dans les niveaux des tensions ;
- en conséquence, la puissance réactive fournie par les générateurs dans tout le système électrique augmente. Graduellement, les générateurs atteignent leurs limites de puissance réactive (imposées par le courant d'inducteur). Si le premier générateur atteint sa limite de courant d'inducteur, sa tension chute. Avec la tension réduite pour une puissance active de sortie fixée, le courant d'induit augmente. Ceci limite la puissance réactive du générateur afin de garder le courant d'induit dans les limites permises. Sa part de la puissance réactive est transférée à d'autres générateurs, menant à la limite plus de générateurs. Avec moins de générateurs qui ont une commande automatique de l'excitation, le système électrique serai plus proche de l'instabilité ;

Le processus mène par la suite à l'effondrement de tension [15].

2.8 Calcul de la limite de stabilité en tension

Pour déterminer la limite de stabilité, on peut faire appel à des indicateurs simples mais efficaces qui sont dans ce cas la capacité maximale de transfert et la marge de stabilité.

Un système avec une grande capacité de transfert est généralement plus robuste qu'un système avec une aptitude de transfert limitée. La capacité de transfert est un indicateur de sécurité du système électrique. La marge de stabilité sert à dire si on est encore dans les limites acceptables de stabilité, et à déterminer la charge que peut supporter le système avant d'avoir un écroulement de tension.

2.8.1 Définition de la capacité de transfert

Selon l'E.T.S.O.A (European Transmission System Operators Association), la définition de la capacité de transfert est la puissance maximale qui peut être transférée entre les systèmes dans les deux directions. On peut aussi ajouter les définitions suivantes :

- la capacité totale de transfert est la capacité maximale de transfert du système qui est limitée par les contraintes physiques et en considérant les limites de sécurité ;
- la marge de fiabilité de transmission prend en compte les prévisions des variations de puissance. Il est nécessaire de garder une portion de capacité de transfert pour assurer la sécurité du système sous une certaine plage de variation de puissance ou sous des variations dues à des événements imprévisibles ;
- la capacité nette de transfert est la capacité totale après avoir pris en compte la marge de fiabilité de transmission ;
- l'écoulement de puissance annoncé est la capacité de transfert réservée (par un contrat accepté) ;
- la capacité de transfert disponible est la capacité nette après prise en compte de l'écoulement de puissance annoncé[16].

Touts ces notions sont schématisées par la figure suivante :

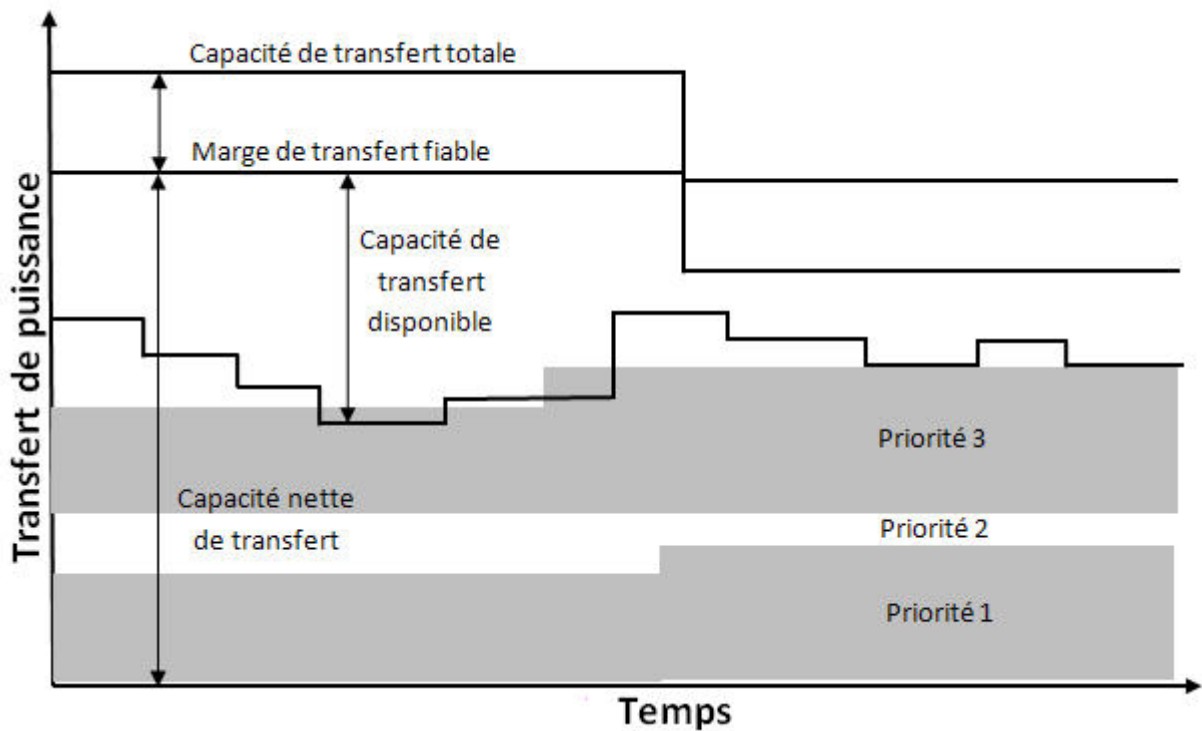


FIG. 2.6 – Capacité de transfert[16].

2.8.2 Marge de stabilité en tension

La marge de stabilité en tension est une mesure pour évaluer la capacité disponible, la capacité nette ou la capacité totale de transfert dans le système. La marge de stabilité est une différence ou rapport entre le point de fonctionnement et le point d'écroulement de tension par rapport au paramètre : la charge, écoulement dans les lignes etc.

Cette valeur doit être bien évaluée pour garantir la sécurité de fonctionnement aussi bien aux conditions normales qu'après une perturbation. La sécurité totale se détermine par le nœud dont l'état est le plus critique.

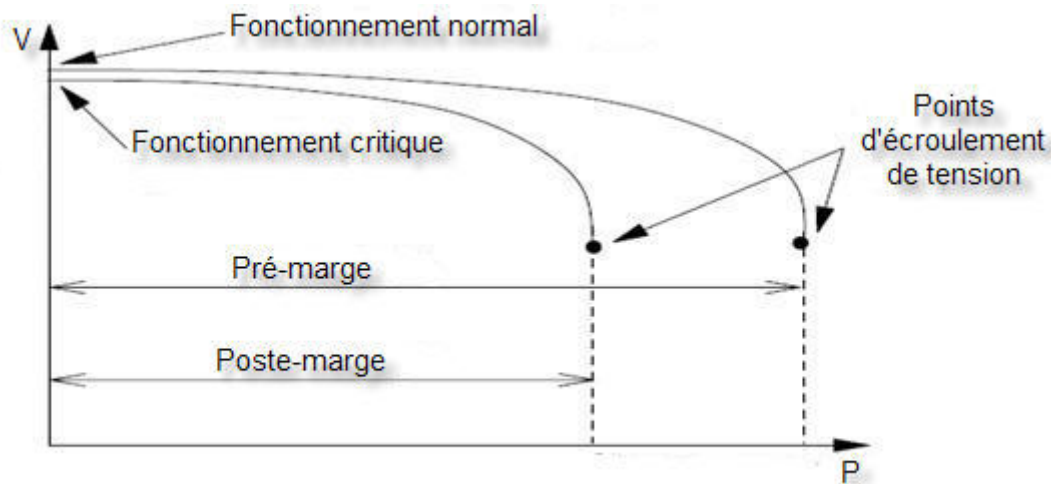


FIG. 2.7 – La marge de stabilité comme un indicateur de l'écroulement de tension[16].

Les avantages de la marge de stabilité comme indicateur de l'écroulement de tension :

- le calcul de la marge de stabilité n'est pas basé sur un modèle spécifié du système électrique et peut être utilisé dans les deux approches statique et dynamique ;
- c'est un indicateur précis qui prend en compte la non linéarité du système en faisant varier la charge.

2.9 Influence du générateur

Le générateur est l'élément de control de tension le plus important. Dans les conditions de fonctionnement normales la tension à ces bornes est constante. Dans les conditions de faiblesse en tension, la demande en puissance réactive peut dépasser les limites des courants d'inducteur. Lorsque la production de l'énergie réactive atteint sa limite, la tension aux bornes du générateur ne peut pas être constante[15].

Sur la plupart des générateurs, la limitation de courant d'induit est réalisée manuellement par des opérateurs. L'opérateur réduit la puissance réactive et/ou active produites pour apporter le courant d'induit aux limites acceptables. Pour certains générateurs, des limiteurs automatiques avec retard de temps de courant d'induit sont utilisés pour limiter la production de puissance réactive.

Pour illustrer l'impact de la perte du contrôle de tension d'un générateur, On considère le système électrique de la figure 2.8. Ce système est composé d'un réseau de puissance infinie et un générateur intermédiaire qui fournit une partie de la demande de puissance et permet de régler la tension V_1 .

Dans les conditions de fonctionnement normales, la caractéristique P-V pour ce générateur est montrée sur la figure 2.9(Courbe 1). Mais lorsque le courant d'induit atteint sa valeur limite, la tension V_1 n'est plus maintenue constante. Dans ce cas on a la caractéristique montrée sur la figure 2.9(Courbe 2).

Pour le point de fonctionnement A, le système est plus stable lorsqu'on est sur la courbe 1 que sur la courbe 2.

Cela prouve :

- l'importance du pouvoir de contrôle de tension des générateurs, donc il est préférable de ne pas faire fonctionner les générateurs à leur capacité maximale ;
- la stabilité en tension ne peut pas être jugée en se basant seulement sur la proximité ou l'éloignement de la tension de nœud de la tension de fonctionnement normal[15].

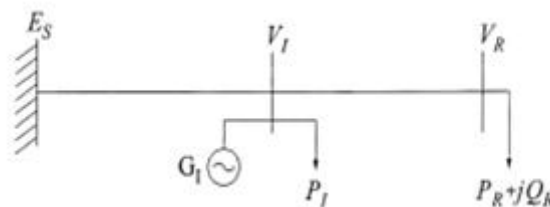
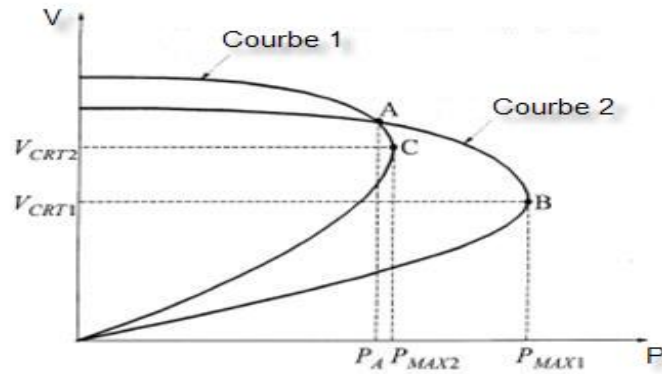


Fig. 2.8 – Diagramme schématique du système électrique.

FIG. 2.9 – Caractéristiques $P_R V_R$ [15].

2.10 Conclusion

Le réseau est instable en tension pour une demande de puissance supérieure à la puissance maximale indiquée par le lieu de point critique. Le facteur de puissance exerce un effet important sur la puissance maximale transmissible et affecte donc la stabilité de la tension dans le réseau. Le maintien de la tension sera certainement facilité par l'instauration d'un soutien réactif. La tension critique résultante est élevée, ce qui constitue un aspect très important pour la stabilité de la tension.

Les solutions des tensions des charges sont présentées souvent sous des courbes P-V. Les courbes P-V présentent les tensions en fonction d'une charge ou une somme de charges. Elles montrent les deux solutions de haute tension et de basse tension. Le système électrique fonctionne dans la partie en haut qui est dynamiquement et statiquement stable.

Pratiquement, le point de charge maximale est plus important que le point critique puisqu'il met en relief la puissance maximale que peut délivrer le système électrique tout en restant dans la zone de stabilité.

Chapitre 3

Méthodes d'analyse de la stabilité

3.1 Introduction

Les incidents d'effondrement de tension ont souvent pour cause la surcharge du système où des grandes quantités de puissances actives et réactives sont transportées par les lignes de transport alors qu'on n'a pas suffisamment de sources de puissance réactive pour maintenir un niveau constant de tension dans les nœuds consommateurs. Le niveau de tension parfois, à cause des variations de charge, ne montre aucun indice d'anomalie, cependant le système est proche d'un effondrement de tension.

Par conséquence, l'analyse de la stabilité de tension devient de plus en plus importante, comme les systèmes fonctionnent maintenant plus près de leurs limites de stabilité comprenant la limite de stabilité de tension[21]. Ceci est dû principalement aux grandes augmentations de consommation de l'énergie électrique suite au développement rapide dans les différents secteurs. De l'autre côté, il y a un manque d'investissement dans le domaine des réseaux électriques[1].

Beaucoup de méthodes ont été développées pour identifier les nœuds et les lignes critiques. Dans ce chapitre, on va citer quelques unes qui traitent la stabilité statiques des réseaux, en se basant surtout sur l'utilisation de la matrice Jacobienne. Pour cela on commence premièrement par une introduction au calcul de load-flow, et la modélisation du système électrique avec sa matrice jacobienne, ensuite on extrait des conclusions à partir de cette matrice en utilisant des outils mathématiques appropriés.

3.2 Calcul d'écoulement de puissance

Le calcul de répartition de charge, ou encore calcul d'écoulement de charge (ou de puissance) est sans aucun doute le calcul le plus fréquemment effectué dans les réseaux d'énergie électrique. On utilise couramment la traduction anglaise "load flow". En anglais, le terme "power flow" est préféré.

En termes simples, son objectif est de déterminer l'état électrique complet du réseau, à savoir les tensions à tous les nœuds, les transits de puissance dans toutes les branches, les pertes etc, à partir des consommations et des productions spécifiées en ces nœuds.

Le calcul du régime d'un système électrique est particulier en raison de la nature des conditions aux nœuds. On distingue en effet 3 types de nœuds :

- les nœuds producteurs ou nœuds régulateurs, où le module de la tension et la puissance active sont spécifiés, ils sont appelés aussi nœuds P-V ;
- les nœuds charges, où les puissances active et réactive sont imposées, ils sont appelés aussi nœuds P-Q ;
- un nœud balancier ou slack-bus, où la tension est imposée en grandeur et en phase[8].

On considère un jeu de barre typique d'un système électrique comme le montre la figure 3.1. Les lignes de transmission sont représentées par leurs modèles équivalents en Π et les impédances sont en unité réduites.

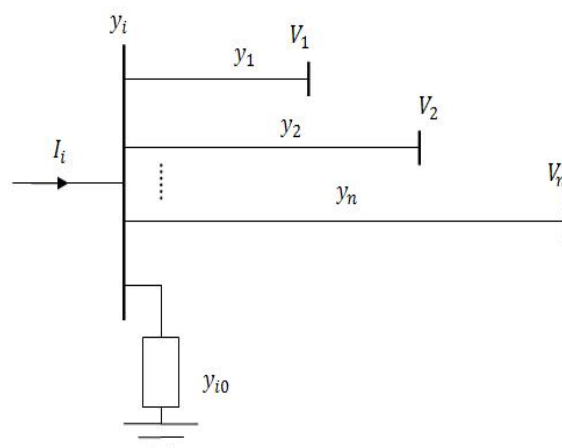


FIG. 3.1 – Jeu de barre typique d'un système électrique[8].

3.3 Matrice des impédances

On applique la loi de *Kirchhoff* à ce jeu de barre, on aura :

$$I_i = y_{i0} + y_{i1}(V_i - V_1) + y_{i2}(V_i - V_2) + \dots + y_{in}(V_i - V_n) \quad (3.1)$$

Ou bien

$$I_i = V_i \sum_{j=0}^n y_{ij} - \sum_{j=1}^n y_{ij} V_j, j \neq i \quad (3.2)$$

En posant

$$Y_{ii} = \sum_{j=0}^n y_{ij}, et j \neq i$$

et

$$Y_{ij} = Y_{ji} = -y_{ij} \quad (3.3)$$

On peut écrire les équations de ce système électrique sous la forme matricielle suivante :

$$\begin{pmatrix} I_1 \\ \vdots \\ I_n \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} Y_{11} & \cdots & Y_{1n} \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ Y_{n1} & \cdots & Y_{nn} \end{pmatrix} \begin{pmatrix} V_1 \\ \vdots \\ V_n \end{pmatrix} \quad (3.4)$$

Ou encor sous forme condensée :

$$I_{bus} = Y_{bus} V_{bus} \quad (3.5)$$

Telque :

I_{bus} : Vecteur des courants complexes des nœuds de dimension (n) (pris positifs lorsqu'ils circulent vers le réseau).

Y_{bus} : Matrice des admittances de dimension ($n \times n$).

V_{bus} : Vecteur des tensions complexes des nœuds de dimension (n) mesurées par rapport au nœud de référence.

3.4 Equation d'écoulement de puissance

Les puissances actives et réactives peuvent s'écrire sous la forme :

$$P_i + jQ_i = V_i I_i^* \text{ avec } i \neq j \quad (3.6)$$

$$\Rightarrow I_i = \frac{P_i - jQ_i}{V_i^*} \quad (3.7)$$

Substitutions cette dernière équation dans 3.2

$$\frac{P_i - jQ_i}{V_i^*} = V_i \sum_{j=0}^n y_{ij} - \sum_{j=1}^n y_{ij} V_j \quad (3.8)$$

A partir de cette formule il en résulte des équations non-linéaires de sorte qu'une résolution basée sur une méthode itérative, telle la technique de Newton-Raphson est nécessaire.

3.5 Résolution par la méthode de NEWTON-RAPHSON

En raison de sa convergence quadratique, la méthode de Newton-Raphson converge rapidement indépendamment de la dimension du système. Dans la pratique, la méthode de Newton-Raphson est la méthode la plus efficace, mais il y a beaucoup de fonctions à évaluer dans chaque itération[8].

$$I_i = \sum_{j=1}^n Y_{ij} V_j \quad (3.9)$$

Ou bien sous forme polaire :

$$I_i = \sum_{j=1}^n |Y_{ij}| |V_j| \angle \theta_{ij} + \delta_j \quad (3.10)$$

$$P_i - jQ_i = V_i^* I_i = |V_i| \angle -\theta \sum_{j=1}^n |Y_{ij}| |V_j| \angle \theta_{ij} + \delta_j \quad (3.11)$$

On sépare les parties réelles et imaginaires.

$$P_i = \sum_{j=1}^n |Y_{ij}| |V_i| |V_j| \cos(\theta_{ij} - \delta_i + \delta_j) \quad (3.12)$$

$$Q_i = - \sum_{j=1}^n |Y_{ij}| |V_i| |V_j| \sin(\theta_{ij} - \delta_i + \delta_j) \quad (3.13)$$

Les équations 3.12 et 3.13 constituent un ensemble des équations algébriques non linéaires à variables indépendantes, les modules des tensions sont en p.u et ses arguments en radian. Pour chaque nœud consommateur nous avons deux équations qui sont données par 3.12 et 3.13 , et une équation pour chaque nœud producteur, donné par 3.12 . On développe en série de Taylor les équations 3.12 et 3.13 et en négligeant les termes d'ordre supérieure à 1, on peut écrire :

$$\begin{pmatrix} \Delta P_2^{(k)} \\ \vdots \\ \Delta P_n^{(k)} \\ \Delta Q_{m+2}^{(k)} \\ \vdots \\ \Delta Q_n^{(k)} \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} \frac{\partial P_2^k}{\partial \delta_2} & \cdots & \frac{\partial P_2^k}{\partial \delta_n} & \frac{\partial P_2^k}{\partial V_2} & \cdots & \frac{\partial P_2^k}{\partial V_n} \\ \vdots & \ddots & \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ \frac{\partial P_n^k}{\partial \delta_2} & \cdots & \frac{\partial P_n^k}{\partial \delta_n} & \frac{\partial P_n^k}{\partial V_2} & \cdots & \frac{\partial P_n^k}{\partial V_n} \\ \frac{\partial Q_{m+2}^k}{\partial \delta_2} & \cdots & \frac{\partial Q_{m+2}^k}{\partial \delta_n} & \frac{\partial Q_{m+2}^k}{\partial V_2} & \cdots & \frac{\partial Q_{m+2}^k}{\partial V_n} \\ \vdots & \ddots & \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ \frac{\partial Q_n^k}{\partial \delta_2} & \cdots & \frac{\partial Q_n^k}{\partial \delta_n} & \frac{\partial Q_n^k}{\partial V_2} & \cdots & \frac{\partial Q_n^k}{\partial V_n} \end{pmatrix} \begin{pmatrix} \Delta \delta_2^{(k)} \\ \vdots \\ \Delta \delta_n^{(k)} \\ \Delta V_{m+2}^{(k)} \\ \vdots \\ \Delta V_n^{(k)} \end{pmatrix} \quad (3.14)$$

Dans le système 3.14 le nœud N° 1 est considéré comme nœud de référence. La matrice Jacobienne donne une relation linéaire entre les petites variations de l'angle $\Delta \delta_i^{(k)}$ et le module de la tension $\Delta V_i^{(k)}$ avec des petites variations de la puissance active $\Delta P_i^{(k)}$ et réactive $\Delta Q_i^{(k)}$. Les éléments de la matrice Jacobienne sont les dérivées partielles de 3.12 et 3.13, évaluer à $\Delta \delta_i^{(k)}$ et $\Delta V_i^{(k)}$. On peut écrire le système 3.14 sous la forme condensée suivante :

$$\begin{pmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} J_1 & J_2 \\ J_3 & J_4 \end{pmatrix} \begin{pmatrix} \Delta \delta \\ \Delta V \end{pmatrix} \quad (3.15)$$

Pour les nœuds producteurs, les modules des tensions sont connus. Si m nœuds sont producteurs, alors m équations et leurs colonnes correspondantes dans la matrice Jacobienne sont éliminées.

Donc, il y'aura $n - 1$ contraintes pour la puissance active et $n - 1 - m$ contraintes pour la puissance réactive, et la matrice Jacobienne sera d'ordre $(2n - 2 - m) \times (2n - 2 - m)$.

Les termes $\Delta P_i^{(k)}$ et $\Delta Q_i^{(k)}$ connus sous le nom puissances résiduelles sont les différences entre les puissances planifiées P_i^{sch} et Q_i^{sch} et les puissances calculées de l'itération k, ils sont

donnés par :

$$\Delta P_i^{(k)} = P_i^{sch} - P_i^{(k)} \quad (3.16)$$

$$\Delta Q_i^{(k)} = Q_i^{sch} - Q_i^{(k)} \quad (3.17)$$

Les nouvelles valeurs estimées pour le nœud i sont :

$$\delta_i^{(k+1)} = \delta_i^{(k)} + \Delta \delta_i^{(k)} \quad (3.18)$$

$$V_i^{(k+1)} = V_i^{(k)} + \Delta V_i^{(k)} \quad (3.19)$$

L'algorithme de résolution des équations de " l'écoulement de puissance " par la méthode de Newton-Raphson est le suivant :

1. Pour les nœuds de charge, où P_i^{sch} et Q_i^{sch} sont spécifiées, le module de la tension et sa phase sont égaux à ceux du nœud balancier qui sont $V_i^0 = 1.0$ et $\delta_i^0 = 0.0$. Pour les nœuds producteurs, où V_i et P_i^{sch} sont spécifiées, la phase de tension est égale à celle de nœud balancier, où $\delta_i^0 = 0.0$.
2. Pour les nœuds de charge, $P_i^{(k)}$ et $Q_i^{(k)}$ sont calculées par 3.12 et 3.13, $\Delta P_i^{(k)}$ et $\Delta Q_i^{(k)}$ par 3.16 et 3.17.
3. Pour les nœuds producteurs, $P_i^{(k)}$ et $\Delta P_i^{(k)}$ sont calculées par 3.12 et 3.16 respectivement.
4. Les éléments de la matrice Jacobienne sont calculés à partir de 3.12 et 3.13.
5. Le système 3.15 est directement résolu.
6. La nouvelle valeur du module de tension et sa phase se calculent par 3.18 et 3.19.
7. Le processus continue jusqu'à avoir la précision désirée.

$$| \Delta P_i^{(k)} | \leq \epsilon$$

$$| \Delta Q_i^{(k)} | \leq \epsilon[8]$$

3.6 Analyse de la stabilité en tension

Plusieurs méthodes peuvent être utilisées pour analyser un problème de stabilité statique de tension. Quelques unes sont schématisées sur la figure suivante :

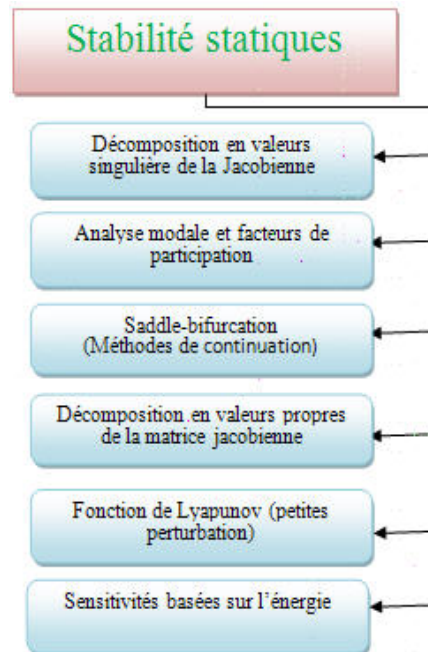


FIG. 3.2 – Méthodes utilisées dans l'analyse des problèmes de stabilité statique de tension [4].

L'analyse de la stabilité en tension pour un système donné comporte deux aspects :

1. la proximité de l'instabilité en tension : est-ce-que le système est loin de l'instabilité de tension ?
2. le mécanisme de l'instabilité en tension : comment et pourquoi l'instabilité se produit-elle ? Quel sont les facteurs clés qui contribuent à l'instabilité ? Quelles sont les zones faibles en terme de stabilité en tension ? Quelles sont les mesures à prendre pour améliorer la stabilité en tension ?

Les facteurs influençant la stabilité en tension sont souvent lents, donc plusieurs problèmes peuvent être analysés en utilisant des méthodes statiques. Les techniques d'analyse statique permettent d'examiner un système électrique sous différentes conditions et identifier les facteurs qui contribuent à l'instabilité.

3.7 Indicateurs de stabilité en tension basés sur le modèle d'écoulement de puissance

Pour l'exemple à deux nœuds, les équations d'écoulement de puissance sont :

$$P_0 + \frac{EV}{X} \sin(\theta) = f_1(E, V, \theta) \quad (3.20)$$

$$Q_0 - \frac{EV}{X} \cos(\theta) + \frac{V^2}{X} = f_2(E, V, \theta) \quad (3.21)$$

La matrice Jacobienne J :

$$J = \begin{pmatrix} \frac{\partial f_1}{\partial \theta} & \frac{\partial f_1}{\partial V} \\ \frac{\partial f_2}{\partial \theta} & \frac{\partial f_2}{\partial V} \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} \frac{EV}{X} \cos \theta & \frac{E}{X} \sin \theta \\ \frac{EV}{X} \sin \theta & -\frac{E}{X} \cos \theta + \frac{2V}{X} \end{pmatrix} \quad (3.22)$$

Le déterminant de cette matrice est :

$$Det(J) = -\frac{E^2V}{X^2} + \frac{2EV^2}{X^2} \cos \theta \quad (3.23)$$

Si on résout l'équation $Det(J) = 0$, on trouve :

$$\cos \theta = \frac{1}{2\left(\frac{V}{E}\right)} \quad (3.24)$$

Cette solution correspond au point critique de la stabilité en tension. A ce point la matrice J devient généralement singulière, donc on peut utiliser la singularité de la jacobienne comme un indicateur de stabilité en tension.

3.7.1 L'utilisation de la matrice Jacobienne

On peut décrire l'état d'un système électrique en utilisant le modèle d'écoulement de puissance conventionnel via la relation linéaire suivante :

$$\begin{pmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} F_\delta & F_V \\ G_\delta & G_V \end{pmatrix} \begin{pmatrix} \Delta \delta \\ \Delta V \end{pmatrix} \quad (3.25)$$

Avec :

ΔP : la variation de la puissance active.

ΔQ : la variation de la puissance réactive.

$\Delta \delta$: la variation de la phase de tension.

ΔV : la variation de l'amplitude de la tension.

Les éléments de la matrice Jacobienne donnent la sensibilité entre l'écoulement de puissance et les variations de tension.

On sait que la stabilité en tension est affectée par la puissance active et la puissance réactive, mais pour un point de fonctionnement donné, on peut garder P constante et évaluer la stabilité en utilisant la relation entre les variations de la compensation et les variations de tension. C'est une approche analogue à l'utilisation des courbes Q-V. pour tenir de compte l'influence des variations de la puissance active P , on peut étudier notre système sous différentes conditions de fonctionnement (charge). Cette approche nous amène à la matrice Jacobienne réduite.

3.7.2 L'utilisation de la matrice Jacobienne réduite

La recherche de la singularité de la matrice J peut se montrer laborieuse et prend beaucoup de temps. Dans le but de réduire les calculs, on peut utiliser la même théorie mais sur une matrice dérivée de J appelée la matrice réduite J_r .

Pour un point de fonctionnement donné on va négliger la variation de la puissance active, donc $\Delta P = 0$. En prenant en compte cette considération dans le modèle d'écoulement de puissances :

$$\begin{pmatrix} 0 \\ \Delta Q \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} F_\delta & F_V \\ G_\delta & G_V \end{pmatrix} \begin{pmatrix} \Delta \delta \\ \Delta V \end{pmatrix} \quad (3.26)$$

On aura la relation suivante entre les variations de la tension et les variations de la puissance réactive :

$$\frac{\Delta Q}{\Delta V} = G_V - G_\delta F_\delta^{-1} F_V \quad (3.27)$$

Le terme à droite est la définition de la matrice réduite J_r d'où :

$$J_r = G_V - G_\delta F_\delta^{-1} F_V$$

La matrice J_r va donc pour des faibles perturbations, décrire l'effet des variations de la puissance réactive dans le réseau sur l'amplitude de la tension. Donc on peut utiliser la valeur minimale singulière de la matrice J_r comme un indicateur de la stabilité statique de la tension.

Le deuxième terme, $G_\delta F_\delta^{-1} F_V$, dans la définition de J_r aura donc une influence importante si notre système est sous une grande contrainte, i.e. des grandes puissances actives et réactives circulent dans le réseau. La contrainte de la puissance active (et réactive) est l'un des facteurs très importants dans l'écroulement de tension d'un système électrique.

- Avec la matrice Jacobienne, on peut analyser un système électrique à l'aide des outils mathématiques comme :

- l'utilisation de la décomposition en valeurs singulières ;
- l'utilisation de la décomposition en valeurs propres.

3.7.3 La décomposition en valeurs singulières

La décomposition en valeurs singulières est une méthode orthogonale importante utilisée dans le calcul matriciel. Si A est une matrice $n \times n$ à valeurs réelles donc la décomposition en valeurs singulières sera :

$$A = U \Sigma V^T = \sum_{i=1}^n \sigma_i u_i v_i^T \quad (3.28)$$

Avec U et V sont des matrices orthogonales $n \times n$, les vecteurs singuliers u_i et v_i sont les colonnes des matrices U et V respectivement, et Σ est une matrice diagonale telle que :

$$\Sigma(A) = \text{diag}\{\sigma_i(A)\}, i = 1, 2, \dots, n$$

Avec $\sigma_i \geq 0$ pour tous les i . Les éléments diagonaux de la matrice Σ sont souvent mis tel que :

$$\sigma_1 \geq \sigma_2 \dots \sigma_n \geq 0$$

Si le rang de la matrice A est r ($r \leq n$) ses valeurs singulières sont les racines carrées des r valeurs propres positives de AA^T . Ces racines carrées $\sigma_1, \sigma_2, \dots, \sigma_n$ sont les seules valeurs non nulles dans Σ . U et V sont des matrices orthonormées d'ordre n , et leurs colonnes sont les

vecteurs des valeurs propres de AA^T et $A^T A$ respectivement.

Si σ_i est la $i^{\text{ème}}$ valeur singulière de A , les vecteur u_i et v_i sont les $i^{\text{ème}}$ vecteurs singuliers de droite et de gauche.

On peut écrire ces relations sous la forme :

$$Av_i = \sigma_i u_i \quad (3.29)$$

$$A^T u_i = \sigma_i v_i \quad (3.30)$$

La plus petite valeur singulière de la matrice A est une mesure de la distance entre A et toute les matrice de rang inférieur. De plus les valeurs singulières sont insensibles aux perturbations de tout élément de la matrice.

Pour utiliser la théorie précédente sur les systèmes électriques, on doit trouver une relation linéaire entre la puissance active, la puissance réactive, l'amplitude des tensions et leurs phases. Cette relation est représentée par le modèle de load flow.

$$\begin{pmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{pmatrix} = J \begin{pmatrix} \Delta \delta \\ \Delta V \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} F_\delta & F_V \\ G_\delta & G_V \end{pmatrix} \begin{pmatrix} \Delta \delta \\ \Delta V \end{pmatrix} \quad (3.31)$$

La matrice Jacobienne en haut contient les premières dérivées de la partie réelle, F , et la partie imaginaire, G , de la puissance dans les équations d'écoulement de puissance par rapport respectivement au modules des tensions V et leurs phases δ .

Si on applique la décomposition en valeurs singulières sur la matrice J , J peut s'écrire sous la forme :

$$J = U \Sigma V^T \quad (3.32)$$

Le minimum des valeurs singulières, $\sigma_n(J)$ mesure la distance entre la matrice J et la singularité. Si la valeur minimale est égale à zéro, donc la matrice en question est singulière, et on ne peut pas trouver une solution pour les équations d'écoulement de puissance.

La singularité de la matrice Jacobienne signifie que son inverse n'existe pas. Cela peut être traduit par une sensibilité infinie de la solution par rapport à des petites perturbations dans les valeurs des paramètres[14].

L'effet de petites variations de puissance active et réactive sur $\begin{pmatrix} \Delta\delta & \Delta V \end{pmatrix}^T$ peut être déterminé avec :

$$\begin{pmatrix} \Delta\delta \\ \Delta V \end{pmatrix} = V\Sigma^{-1}U^T \begin{pmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{pmatrix} \quad (3.33)$$

L'inverse de la valeur singulière minimale $\sigma_n^{(-1)}$ indique la plus grande variation de vecteur d'état suite à une petite perturbation.

Finalement, on peut dire que :

1. La valeur minimale singulière, σ_n , est un indicateur de la proximité à la limite de la stabilité (si cette valeur est nulle donc on a une instabilité de tension).
2. Le vecteur singulier de gauche, u_n , qui correspond à σ_n indique la direction la plus sensible dans les variations des injections de puissances actives et réactives.
3. Le vecteur singulier de droite, v_n , qui correspond à σ_n indique les tensions et les phases sensibles[14].

On peut noter une autre propriété de la décomposition en valeurs singulières est que à chaque fois que la dimension de la matrice Jacobienne augmente, la valeur singulière minimale diminue. Donc à chaque fois qu'un nœud générateur atteint la limite de puissance réactive qu'il peut injecter et devient un nœud consommateur (de point de vue calcul), on a une diminution de la valeur singulière minimale, donc on se rapproche plus de l'instabilité.

3.7.4 La décomposition en valeurs propres

Les caractéristiques de la stabilité en tension d'un système électrique peuvent être identifiées en utilisant la décomposition en valeurs propres de la matrice Jacobienne réduite[15]. On a :

$$J_r = \xi\Lambda\eta \quad (3.34)$$

telque :

ξ : La matrice des valeurs propres de droite de J_r .

η : La matrice des valeurs propres de gauche de J_r .

Λ : La matrice diagonale des valeurs propres de J_r .

Et on a :

$$J_r^{-1} = \xi \Lambda^{-1} \eta \quad (3.35)$$

Comme $\Delta V = J_r^{-1} \Delta Q$, si on remplace J_r^{-1} on trouve :

$$\Delta V = \xi \Lambda^{-1} \eta \Delta Q = \sum_{i=1}^n \frac{\xi_i \eta_i}{\lambda_i} \Delta Q \quad (3.36)$$

Avec ξ_i est la i^{ieme} colonne de ξ , et η_i est la i^{ieme} ligne de η .

Chaque valeur propre λ_i et les vecteurs correspondant définissent la réponse $Q - V$ pour le nœud i .

Comme $\xi^{-1} = \eta$, on peut écrire :

$$\eta \Delta V = \Lambda^{-1} \eta \Delta Q \quad (3.37)$$

Ou

$$v = \Lambda^{-1} q \quad (3.38)$$

Tel que :

v : Vecteur des variations des tensions.

q : Vecteur des variations des puissances réactives.

L'avantage de cette méthode est le fait que la matrice $\Lambda^{(-1)}$ est diagonale, alors que $J_r^{(-1)}$ ne l'est pas souvent[15]. Donc pour chaque nœud i :

$$v_i = \frac{1}{\lambda_i} q_i \quad (3.39)$$

Si $\lambda_i > 0$, alors les variations de puissance réactive et de tension de ce nœud sont dans la même direction, ce qui indique que le système est stable. Sinon ($\lambda_i < 0$), les variations de la tension et de puissance réactive sont dans des directions opposées, ce qui implique que le système est instable.

La valeur de λ_i indique le degré de la stabilité, le plus λ_i (positive) est petite, le plus le système est proche de l'instabilité.

Si $\lambda_i = 0$, on a un effondrement de tension, puisque dans ce cas là, n'importe quelle variation de la puissance réactive cause une variation infinie dans la tension[15].

3.8 Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons mis en évidence des techniques utilisées comme des indicateurs de stabilité. Elles sont basées sur le modèle d'écoulement de puissance et surtout sur la matrice Jacobienne. Les méthodes de valeurs propres et de valeurs singulières ne sont pas des méthodes exclusive aux réseaux électriques mais ce sont des méthodes utilisées en automatique pour l'analyse des systèmes linéaires, c'est pourquoi le modèle d'écoulement de puissance est indispensable.

En utilisant ces deux méthodes, on aura de bons résultats mais elles nous donnent une idée seulement sur la stabilité relative du système. De plus, le fait qu'elles dépendent des solutions successives d'écoulement de puissance, on se herte forcément à un problème de singularité et une divergence d'écoulement de puissance si on s'approche du point critique. Pour contourner ce problème, on procède au calcul de puissance maximale transmissible avec la méthode de load flow continue qui fera l'objet de chapitre suivant.

Chapitre 4

Load flow continu

4.1 Introduction

Les courbes P-V et les courbes Q-V ont été largement utilisées pour analyser le comportement du système électrique sous différentes conditions des variations de charge. L'étude de la stabilité en tension est un exemple d'application de ces courbes dans l'analyse des systèmes électriques.

On sait que le système d'équations d'écoulement de puissance est mal conditionné à la proximité du point de charge maximale ou 'le nez' de courbe, ce qui conduira à une divergence de la méthode de Newton-Raphson au voisinage de ce point. Mathématiquement, ceci est du au fait que la matrice Jacobienne devient singulière (une valeur propre nulle).

Le load flow continu est utilisé pour tracer le comportement statique d'un système électrique à cause de la variation de puissance produite et consommée. Comparé à la méthode du calcul d'écoulement de puissance répétitive. Le load flow continu permet de suivre les points de courbes P-V (ou Q-V) sans rencontrer le problème de divergence lorsque on s'approche du point critique[20].

4.2 Définition

La technique de " load flow continu " est un outil pour le calcul de trajectoire des variables d'état dans un système dépendant d'un ou de plusieurs paramètres.

La méthode de load flow continu peut être représentée par trois éléments essentiels :

- La prédiction ;
- La correction ;
- Le paramétrage ;
- Le contrôle de la longueur du pas.

Le CPF (Continue power flow) est un processus itératif qui, à partir d'une situation initiale, consiste à calculer une nouvelle situation. Une itération peut être divisée en deux phases : la prédiction et la correction.

La technique prédiction-correction appliquée à la courbe P-V est illustrée par la figure 4.1.

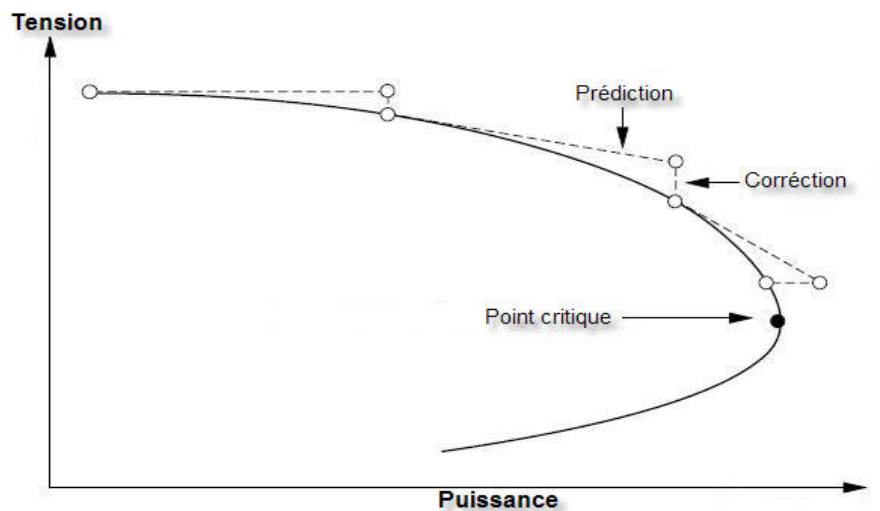


FIG. 4.1 – La technique prédiction-correction[16].

4.3 Réformulation des équations d'écoulement de puissance

Afin d'appliquer le load flow continu dans la résolution des problèmes, les paramètres des charges doivent être mis en équations. Un exemple utilisant le modèle d'une charge de puissance constante est considéré.

On considère λ le paramètre de charge tel que $0 \leq \lambda \leq \lambda_{crit}$, $\lambda = 0$ correspond à la charge de

base et $\lambda = \lambda_{crit}$ correspond à la charge critique. On désire incorporer λ à ces équations.

$$0 = P_{Gi} - P_{Li} - P_{Ti}, P_{Ti} = \sum_{j=0}^n |V_i| |V_j| |Y_{ij}| \cos(\theta_{ij} - \delta_i + \delta_j) \quad (4.1)$$

$$0 = Q_{Gi} - Q_{Li} - Q_{Ti}, P_{Ti} = \sum_{j=0}^n |V_i| |V_j| |Y_{ij}| \sin(\theta_{ij} - \delta_i + \delta_j) \quad (4.2)$$

Pour chaque nœud i parmi n nœuds, les indices L, G, T désignent puissance consommée, puissance produite, et puissance injectée respectivement. Les tensions aux nœuds i et j sont $V_i \angle \delta_i$ et $V_j \angle \delta_j$ respectivement et $Y_{ij} \angle \theta_{ij}$ est l'élément (i,j) de la matrice des admittances Y_{bus} .

Pour simuler les changements de la charge, on partage P_{Li} et Q_{Li} en deux composantes. Une composante correspond à la charge originale et l'autre représente la variation de la charge, en faisant varier le paramètre de charge λ . On peut écrire

$$P_{Li} = P_{Li0} + \lambda(k_{Li} S_{\Delta base} \cos \Psi_i) \quad (4.3)$$

$$Q_{Li} = Q_{Li0} + \lambda(k_{Li} S_{\Delta base} \sin \Psi_i) \quad (4.4)$$

Tel que

P_{Li0} et Q_{Li0} : Puissances active et réactive de la charge de base au nœud consommateur i .

k_{Li} : Constante liée au taux de variation de la charge.

Ψ_i : Phase de la variation de la puissance apparente au nœud i .

$S_{\Delta base}$: Puissance apparente qui correspond à λ approprié.

La puissance active générée peut aussi être exprimée par :

$$P_{Gi} = P_{Gi0}(1 + \lambda k_{Gi}) \quad (4.5)$$

Où

P_{Gi0} : Puissance active de la charge de base produite au nœud i .

k_{Gi} : Constante liée au taux de variation de production.

En substituant ces expressions dans les équations d'écoulement de puissance, on aura

$$0 = P_{Gi0}(1 + \lambda k_{Gi}) - P_{Li0} - \lambda(k_{Li}S_{\delta base} \cos \Psi_i) - P_{Ti} \quad (4.6)$$

$$0 = Q_{Gi0} - Q_{Li0} - \lambda(k_{Li}S_{\Delta base} \sin \Psi_i) \quad (4.7)$$

Noter que k_{Li} , k_{Gi} et Ψ_i peuvent être spécifiées pour tous les nœuds du système, de sorte qu'on peut avoir des variations spécifiques comme les variations dans les différents nœuds sont indépendantes.

4.4 Application de l'algorithme de continuation

Dans le calcul précédent, nous avons donné les expressions des injections des puissances pour un nœud i sous la contrainte λ . L'étape suivante consiste à appliquer l'algorithme de continuation au système. Soit \underline{F} un vecteur contenant les équations 4.6 et 4.7, alors on peut écrire

$$\underline{F}(\underline{\theta}, \underline{V}, \lambda) = 0, 0 \leq \lambda \leq \lambda_{crit} \quad (4.8)$$

Où

$\underline{\delta}$: Vecteur qui contient les phases des tensions.

\underline{V} : Vecteur qui contient les modules des tensions.

Tel que la solution pour la charge de base $(\underline{\delta}_0, \underline{V}_0, \lambda)$ est trouvée par le calcul d'écoulement de puissance conventionnel expliqué dans le chapitre précédent. On cherche la solution sur une gamme de λ .

Généralement la dimension de \underline{F} est $2n_1 + n_2$, où n_1 et n_2 le nombre de nœuds P-Q et P-V respectivement (c'est-à-dire la même dimension $2n - m - 2$ que celle de la matrice Jacobienne que nous avons étudiée précédemment).

Pour résoudre le problème, l'algorithme de continuation commence à partir d'une solution initiale connue et utilise la technique prédiction-corrrection qui permet de trouver le point critique pour des différents nœuds. Tandis que la correction n'est que l'algorithme de Newton-Raphson modifié.

4.5 Prédiction de la solution suivante

Lorsque la solution de base est trouvée ($\lambda = 0$), la prédiction de la solution suivante se fait en choisissant la valeur du pas de prédiction appropriée. Ainsi, la première étape dans le processus de prédiction est de calculer le vecteur tangent. Ce calcul se fait premièrement en dérivant l'équation d'écoulement de puissance.

$$\underline{F}(\underline{\delta}, \underline{V}, \lambda) = \underline{F}_{\delta} d\delta + \underline{F}_V dV + \underline{F}_{\lambda} d\lambda \quad (4.9)$$

$$\Rightarrow \begin{pmatrix} \underline{F}_{\delta} & \underline{F}_V & \underline{F}_{\lambda} \end{pmatrix} \begin{pmatrix} d\delta \\ dV \\ d\lambda \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} 0 \end{pmatrix} \quad (4.10)$$

Le terme à gauche de cette équation représente la jacobienne d'écoulement de puissance conventionnel augmentée par une colonne (\underline{F}_{λ}), tandis que le terme à droite est **le vecteur tangent** recherché. Mais, le fait d'ajouter un nouveau paramètre inconnu λ alors que le nombre d'équations d'écoulement de puissance reste inchangé nous amène à chercher une nouvelle équation.

Pour résoudre ce problème, on impose une valeur à une composante du vecteur tangent. On ajoute une équation telle que le module de t ne soit pas nul

$$\underline{t} = \begin{pmatrix} d\delta \\ dV \\ d\lambda \end{pmatrix}, t_k = \pm 1 \quad (4.11)$$

donc

$$\begin{pmatrix} \underline{F}_{\delta} & \underline{F}_V & \underline{F}_{\lambda} \\ & & e_k \end{pmatrix} (\underline{t}) = \begin{pmatrix} 0 \\ \pm 1 \end{pmatrix} \quad (4.12)$$

Où e_k est un vecteur ligne convenablement dimensionné où tous les éléments sont égaux à zéro excepté le k^{ieme} qui est égal à l'unité. Si l'indice k est correctement choisi, $t_k = \pm 1$ impose une norme différente de zéro au vecteur tangent et garantit que la Jacobienne augmentée sera non singulière au point critique. Le signe (+) ou (-) dépend de la manière de changement de la k^{ieme} variable lors de tracé de la solution. Si cette variable augmente, le signe (+) est choisi, dans le

cas contraire le signe (-) est choisi. Le procédé de choix de k et le signe de t_k sera présenté dans la section 4.7. Une fois la solution de l'équation 4.12 est trouvée, la prédiction peut se faire comme suit

$$\begin{pmatrix} \underline{\delta}^* \\ \underline{V}^* \\ \underline{\lambda}^* \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} \underline{\delta} \\ \underline{V} \\ \underline{\lambda} \end{pmatrix} + \sigma \begin{pmatrix} d\underline{\delta} \\ d\underline{V} \\ d\underline{\lambda} \end{pmatrix} \quad (4.13)$$

Où " * " désigne l'itération suivante, σ est une constante qui indique la longueur du pas. Cette dernière doit être choisi de telle sorte que la solution prévue soit dans le rayon de convergence du correcteur.

4.6 Correction

Maintenant que la prédiction est terminée, la correction qui permet d'arriver à une solution approximative est nécessaire. Actuellement, la meilleure méthode est d'utiliser le paramétrage, qui est essentiel pour le processus.

Chaque technique de continuation a un paramétrage particulier. Cette dernière donne la méthode d'identification du chemin que suivent les solutions. Dans notre cas on utilise le paramétrage local.¹

Dans le paramétrage local les équations originales sont augmentées par une équation qui spécifie la valeur de l'une des variables d'état. Dans le cas des équations reformulées d'écoulement de puissance, ceci signifie spécifier l'une des grandeurs ,une tension du nœud, une phase, ou le paramètre de charge. Ceci peut s'exprimer par l'équation suivante :

$$\underline{x} = \begin{pmatrix} \underline{\delta} \\ \underline{V} \\ \underline{\lambda} \end{pmatrix}, \underline{x} \in \mathbb{R}^{2n_1+n_2+1} \quad (4.14)$$

et

$$x_k = \eta \quad (4.15)$$

¹pour plus de détail, voir la section 4.11.2

Où η est une valeur appropriée pour l'élément k de \underline{x} .

Alors le nouvel ensemble d'équations sera :

$$\begin{pmatrix} F(x) \\ x_k - \eta \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} 0 \\ 0 \end{pmatrix} \quad (4.16)$$

Maintenant que les valeurs appropriées de k et η sont choisies, une méthode de Newton-Raphson modifiée, en prenant en compte la variable d'état qu'on a ajoutée, peut être utilisée pour la résolution du système d'équations, ce qui permet d'avoir la correction nécessaire pour la modification de la solution prédite que nous avons trouvée dans la section précédente.

L'indice k utilisé dans le correcteur est le même que celui utilisé dans la prédiction et η va être égal à x_k^* , la valeur qui résulte de la prédiction à partir de x_k . Cette variable d'état est appelée **paramètre de continuation**. Pour la prédiction, on doit avoir une variation différentielle non nulle ($dx_k = t_k = \pm 1$) et dans la correction sa valeur est spécifiée de telle manière que la valeur de l'autre variable d'état peut se calculer.

4.7 Choix du paramètre de continuation

Il y'a plusieurs moyens pour le choix du paramètre de continuation. Mathématiquement, il doit correspondre à la variable d'état qui a la plus grande composante de vecteur tangent, en d'autres termes, la variable qui possède le taux de variation le plus grand. Dans le cas d'un système électrique, λ peut être le meilleur choix lorsque on démarre d'une solution de base, surtout si la solution de base correspond à un système faiblement ou moyennement chargé. Dans ces conditions les variations des tensions et des phases (des tensions) sont faibles. Par contre, quand la charge augmente en effectuant les étapes du calcul de continuation et la solution s'approche du point critique, les amplitudes et les phases de tensions vont subir de grandes variations. Dans ce cas λ devient un mauvais choix comme il ne change pas beaucoup par rapport aux variables d'état. Alors, on doit refaire le choix du paramètre de continuation à chaque pas de calcul. Une fois le choix est fait pour le premier pas, une bonne méthode pour les

prochains pas est la suivante :

$$x_k : |t_k| = \max \{ |t_1|, |t_2|, \dots, |t_m| \} \quad (4.17)$$

Où t_k correspond à la composante maximale de vecteur tangent. Quand le paramètre de continuation est choisi, le signe de sa composante de vecteur tangent correspondant doit être tel que la valeur +1 ou -1 peut être donnée à t_k dans le calcul de vecteur tangent qui suit.

4.8 Détection du point critique

Maintenant, ce qui reste à faire dans le processus prédiction-correction c'est de vérifier si le point critique est dépassé ou non. Pour y arriver, on sait que le point critique est là où la charge (et par suite λ) atteint sa valeur maximale et commence à décroître. La composante tangentielle qui correspond à λ est nulle, puis négative au-delà de ce point.

Donc, quand on calcule le vecteur tangent dans l'étape de prédiction, on peut savoir si le point critique a été dépassé en effectuant un test de signe sur $d\lambda$.

4.9 Organigramme de load flow continu

On peut résumer les étapes de la méthode de load flow continu dans l'organigramme suivant :

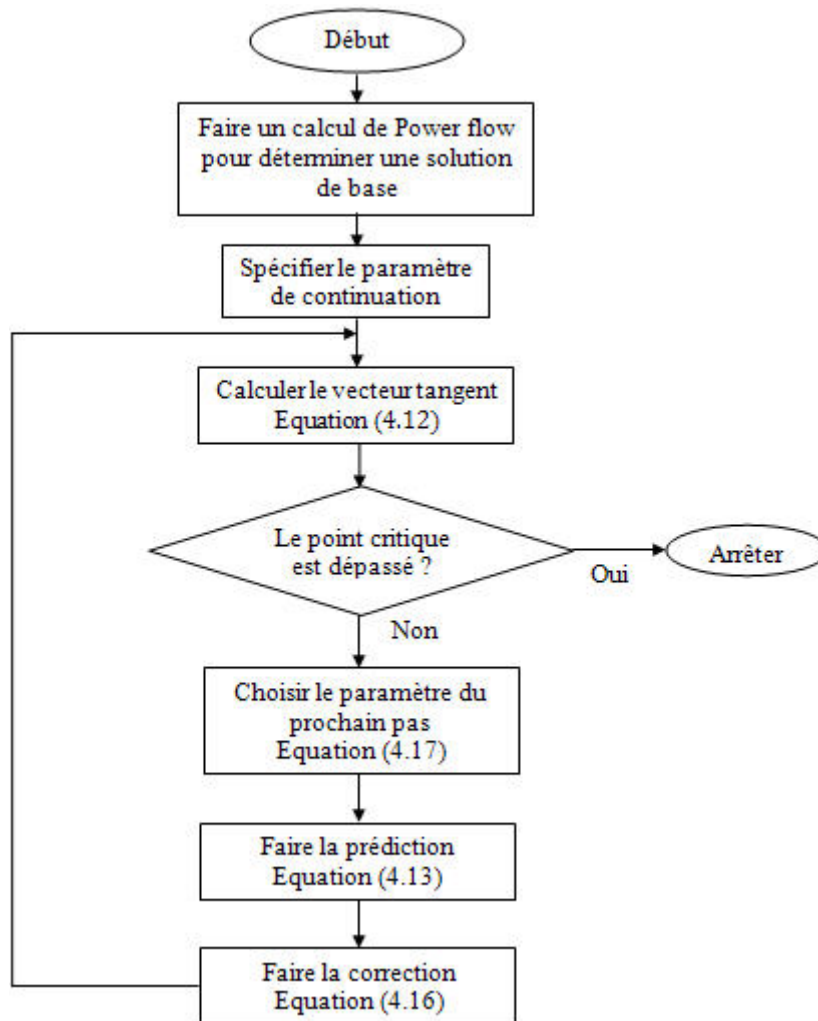


FIG. 4.2 – Algorithme du load flow continu

4.10 Sensibilité basée sur le vecteur tangent

Jusqu'à maintenant, on s'est concentré sur la recherche de la continuité de solutions d'écoulement de puissance, avant et juste après le point critique. Mais plusieurs informations peuvent être tirées des résultats intermédiaires en analysant le vecteur tangent dans chaque pas[20].

Dans le processus de continuation, le vecteur tangent décrit la direction du chemin de solution après la correction de chaque solution. Un pas dans la direction est utilisé pour estimer la solution prochaine. Si on regarde les éléments de la tangente comme les variations différentielles des variables d'état (dV_i ou $d\delta_i$) après un changement de la charge, l'analyse de la sensibilité devient évidente.

Premièrement, Les nœuds faibles sont des nœuds qui possèdent un grand rapport des variations différentielles $\frac{dV}{dP_i}$. Dans ce cas il est important de s'intéresser à la charge qui subie le changement et à la variation de charge qui affecte la stabilité du nœud.

Si la stabilité d'un nœud est affectée seulement par la variation de sa propre charge, donc le rapport $\frac{dV_i}{dP}$ est un bon indicateur d'une faiblesse de ce nœud. Mais les variations de charges dans les autres nœuds ont aussi une influence importante, donc pour mieux juger, on doit chercher le nœud qui a le rapport $\frac{dV_i}{dP_{totale}}$ le plus grand, avec dP_{totale} la variation différentielle de la puissance active pour le système tout entier.

La variation de la tension dans chaque nœud, pour une variation donnée de la charge de système est disponible à partir du vecteur tangent. En utilisant l'écoulement de puissance reformulé, on aura :

$$\begin{aligned}
 dP_{totale} &= \sum_{i=1}^n dP_{Li} \\
 &= \sum_{i=1}^n (k_{Li} S_{\Delta BASE} \cos \Psi_i) d\lambda \\
 &= (S_{\Delta base} \sum_{i=1}^n k_{Li} \cos \Psi_i) d\lambda \\
 &= Cd\lambda
 \end{aligned} \tag{4.18}$$

Donc le nœud le plus faible est le nœud j tel que

$$\left| \frac{dV_j}{dP_{totale}} \right| = \left| \frac{dV_j}{Cd\lambda} \right| = \max \left\{ \left| \frac{dV_1}{Cd\lambda} \right|, \left| \frac{dV_2}{Cd\lambda} \right|, \dots, \left| \frac{dV_n}{Cd\lambda} \right| \right\} \tag{4.19}$$

Comme la valeur de $Cd\lambda$ est la même pour tout les dV dans un vecteur tangent donné, la détermination du nœud faible revient simplement à chercher le nœud avec le plus grand dV .

Il faut noter que, le rapport $\frac{dV_j}{dP_{totale}}$ pour le nœud j devient infini en arrivant à sa limite de stabilité, donc $\frac{dP_{totale}}{dV_j}$ devient égal à zéro, ce qui est numériquement plus facile à manipuler et constitue un bon indicateur de stabilité pour le système entier. Ce rapport devient grand lorsqu'on est loin de l'instabilité et nul quand le nœud faible subit un écroulement de tension. De même, les rapports $\frac{dV_j}{dQ_{totale}}$ et $\frac{dQ_{totale}}{dV_j}$ peuvent être utilisés pour comparer la stabilité des nœuds, et spécialement dans des scénarios d'écroulement de tension qui ne font introduire que la puis-

sance réactive.

4.11 Amélioration de load flow continu

La partie qui précède donne en détails la méthode de load flow continu comme elle a été proposée par Vankataramana Ajjarapu et Colin Christy dans [16].

Mais sous cette forme, le load flow continu est lent et ne convient pas pour l'analyse des systèmes en temps réel. Une amélioration de cette méthode aura un impact très important sur la gestion et le contrôle des systèmes électriques. On peut arriver à cet objectif en agissant sur les quatre éléments du load flow continu : le prédicteur, le correcteur, le paramétrage et le contrôle du pas[18].

4.11.1 Prédicteur non linéaire

Le but du prédicteur est de trouver un point approximé pour la prochaine solution. La qualité de ce point obtenu par le predictor affecte le nombre d'itérations requis par le correcteur pour atteindre la solution exacte. Plusieurs types de predicteurs ont été proposés, le predicteur avec le vecteur tangent est le plus utilisé. On propose dans cette section un autre modèle de predicteur basé sur l'interpolation polynomiale, qui a pour objectif de trouver le point le plus proche possible de la courbe de solutions exactes[17].

Approximation polynomiale

Pour n'importe quelle fonction continue, il existe une fonction polynomiale pour l'approcher. Cette fonction peut être spécifiée en donnant un ensemble de points sur lesquels la courbe passe. Dans le cas d'un système électrique, ces points sont des solutions de load-flow.

La formule d'interpolation de Lagrange

Cette formule peut être utilisée pour avoir une solution approchée. La solution au pas $j+1$ s'écrit sous la forme :

$$x^*(s_{j+1}) = \sum_{l=0}^m L_{j-1}(s)x(s_{j-1}) \quad (4.20)$$

Avec $x^*(s_j + 1)$ la solution de prédicteur au pas $j + 1$, $x(s_{j-1})$ est la solution précédente de pas $j - l$, l le numéro de pas, $L_{j-1}(s)$ est le coefficient d'interpolation de Lagrange et m est l'ordre de l'approximation polynomiale. Pour déterminer ce coefficient on a besoin de connaître $m + 1$ solutions. Le coefficient d'interpolation de Lagrange s'écrit sous la forme :

$$L_{j-1}(s_{j+1}) = \frac{\prod_{\substack{i=0 \\ i \neq l}}^m (s_{j-i} - s_{j+1})}{\prod_{\substack{i=0 \\ i \neq l}}^m (s_{j-i} - s_{j-l})} \quad (4.21)$$

Donc pour le cas de $m=2$, Le coefficient d'interpolation peut être déterminé si on spécifie 3 solutions et on aura la solution de prédicteur pour le prochain pas comme suit :

$$x^*(s) = \sum_{l=0}^2 L_{j-1}(s)x(s_{j-1}) = \frac{(s_1 - s_4) - (s_2 - s_4)}{(s_1 - s_3) - (s_2 - s_3)}x(s_3) + \frac{(s_3 - s_4) - (s_1 - s_4)}{(s_3 - s_2) - (s_1 - s_2)}x(s_2) + \frac{(s_3 - s_4) - (s_2 - s_4)}{(s_3 - s_1) - (s_2 - s_1)}x(s_1)$$

Avec $s_4 = s_3 + \Delta s$, Δs est un longueur de pas appropriée.

4.11.2 Paramétrage

Le paramétrage est un moyen mathématique qui permet, à partir d'une solution sur la courbe, de quantifier la prochaine ou la précédente solution.

Chaque type de paramétrage a son propre schéma[18].

On a 3 types de paramétrage :

1. Paramétrage local (utilisé dans l'algorithme précédent) ;
2. Paramétrage naturel ou physique ;
3. Paramétrage par longueur d'arc.

Paramétrage local

Dans ce type, n'importe quelle variable d'état peut être prise comme un paramètre de continuation. on augment le système d'équations original par une équation dans laquelle on fixe la valeur d'une des variable d'état.

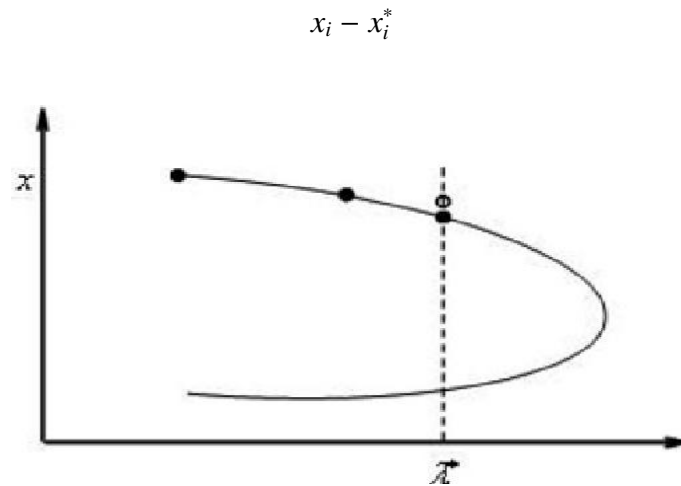


FIG. 4.3 – Le schéma de paramétrage local.

Paramétrage naturel ou physique

Dans le paramétrage naturel, seule le paramètre de charge est pris comme paramètre de continuation. On arrive à résoudre le système en spécifiant une valeur pour λ .

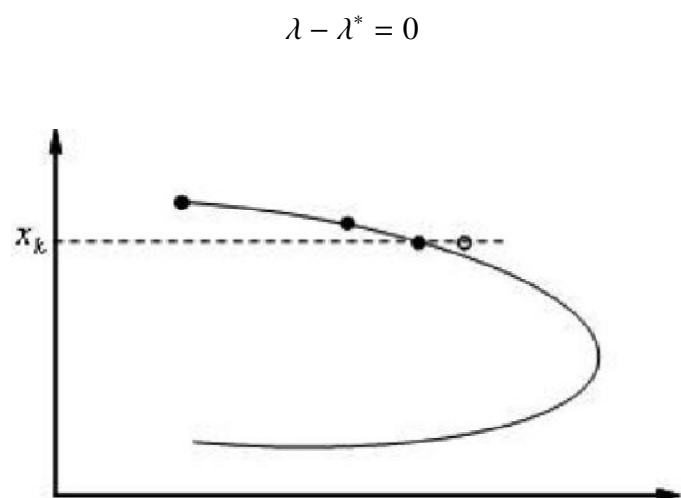


FIG. 4.4 – Le schéma de paramétrage naturel ou physique.

Paramétrage par longueur d'arc

Dans ce type on utilise la longueur d'arc pour paramétrer le système de telle façon que le corrector trace la nouvelle solution sur la courbe le long de l'arc.

$$\sum_{i=1}^n ((x_i - x_i(s))^2) + (\lambda - \lambda(s))^2 = (\Delta s)^2$$

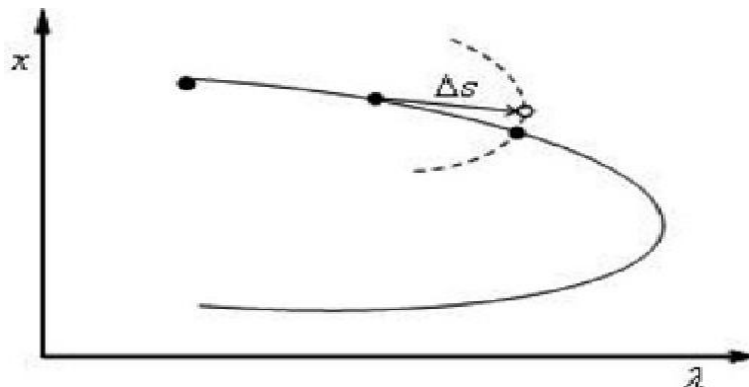


FIG. 4.5 – Le schéma de paramétrage par longueur d'arc.

4.12 Conclusion

L'algorithme de load flow continue présente effectivement l'avantage de décrire la série de points de fonctionnement possibles jusqu'à ce qu'on arrive au point d'écroulement de tension. Avec cette technique, on contourne le problème de singularité de la matrice Jacobienne.

Le load flow continu utilise l'algorithme de NEWTON-RAPHSON dans le calcul qui grâce à sa convergence quadratique rend le calcul plus rapide.

Cette étude a donc permis d'analyser l'évolution de tension en chaque nœud du système en fonction de la variation de la charge jusqu'au point critique.

Chaque type de paramétrage a sa propre manière de prédire la nouvelle solution à partir de la solution précédente avec des avantages et des inconvénients. Par conséquent, le choix de type de paramétrage est très important.

Avec cette analyse, on peut repérer les nœuds faibles en tension. Ce qui permet par la suite

de mieux contrôler les systèmes électriques, et faire convenablement un réglage éventuel.

Chapitre 5

Application

5.1 Introduction

On a vu dans les chapitres précédents l'analyse de la stabilité en tension en se basant sur la matrice Jacobienne, et on a expliqué que la matrice Jacobienne peut être une source pleine d'informations pour avoir une idée sur l'état du système électrique.

Dans ce chapitre, on va tester la méthode du load flow continu et l'utiliser d'une part pour tracer la courbe complète, et d'autre part pour éviter le problème de singularité de la matrice Jacobienne qu'on aurait rencontré si on a utilisé le calcul d'écoulement de puissance conventionnel. Ensuite, on visualise l'effet de la compensation shunt et la compensation série sur les nœuds faibles en tension.

5.2 Utilisation du load flow continu

La première étape consiste à trouver une solution initiale en effectuant le calcul avec la méthode de Newton-Raphson, puis lancer un processus Prédiction-Correction pour tracer la courbe P-V (en prenant λ comme une image de P), et finalement on détermine le point critique du système et on calcule la marge de sécurité pour un point de fonctionnement donné.

On a utilisé un système à 6 nœuds comme un système de test, ce modèle comporte 3 nœuds producteurs (dont un est un nœud balancier), et 3 nœuds consommateurs (voir l'annexe A).

Nous avons implémenté cet algorithme sous forme d'un programme *MATLAB*[®]. En le

suivant on arrive à tracer la partie supérieure des courbes P-V pour les nœuds consommateurs.

5.3 Détermination du point de fonctionnement initial

Pour le niveau de charge initial, on effectue un calcul de Newton-Raphson pour déterminer le point de fonctionnement correspondant.

5.3.1 Résultats de solution initiale

Tab. 5.1 – Résultats du calcul d'écoulement de puissance

Nœud	V [p.u.]	Phase [rad]	P gen [p.u.]	Q gen [p.u.]	P load [p.u.]	Q load [p.u.]
Nœud1	1.05000	0.02534	0.90000	0.31409	0.00000	0.00000
Nœud2	1.05000	0.00000	1.39875	0.65025	0.00000	0.00000
Nœud3	1.05000	-0.03529	0.60000	0.70318	0.00000	0.00000
Nœud4	0.98592	-0.04064	-0.00000	-0.00000	0.90000	0.60000
Nœud5	0.96854	-0.07261	-0.00000	-0.00000	1.00000	0.70000
Nœud6	0.99121	-0.07350	0.00000	0.00000	0.90000	0.60000

Tab. 5.2 – Production totale

Puissance active [p.u.]	2.89875
Puissance réactive [p.u.]	1.66752

Tab. 5.3 – Charge totale

Puissance active [p.u.]	2.80000
Puissance réactive [p.u.]	1.90000

Tab. 5.4 – Pertes totales

Puissance active [p.u.]	0.09875
Puissance réactive [p.u.]	-0.23248

Les tensions des nœuds sont représentées dans la figure 5.1

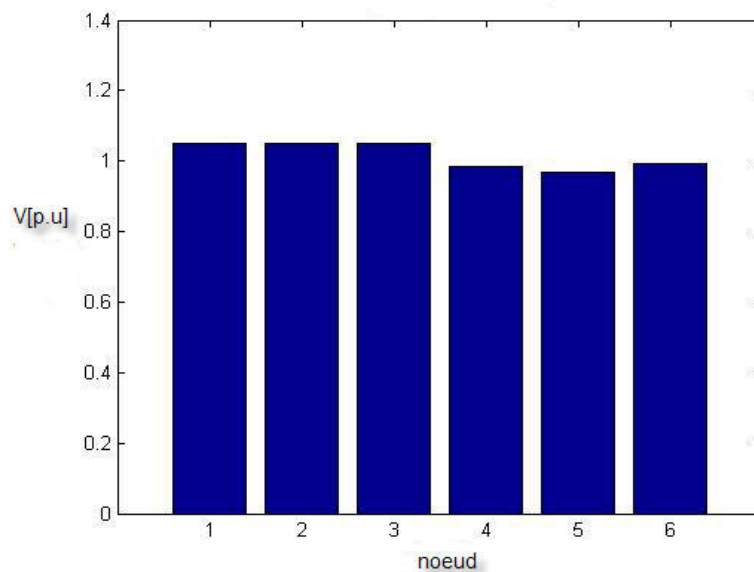


FIG. 5.1 – Tensions des nœuds pour une charge de base.

Les puissances actives dans les nœuds sont représentées sur la figure 5.2

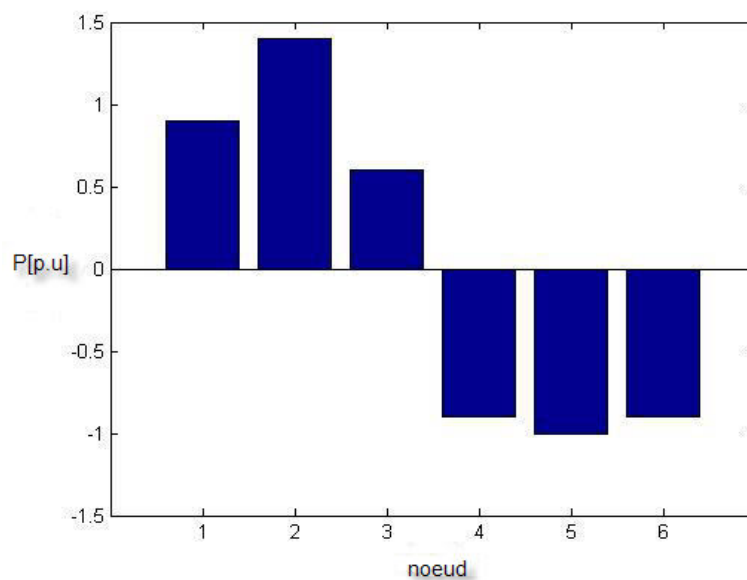


FIG. 5.2 – Puissances actives des nœuds.

Les puissances réactives dans les nœuds sont représentées sur la figure 5.3

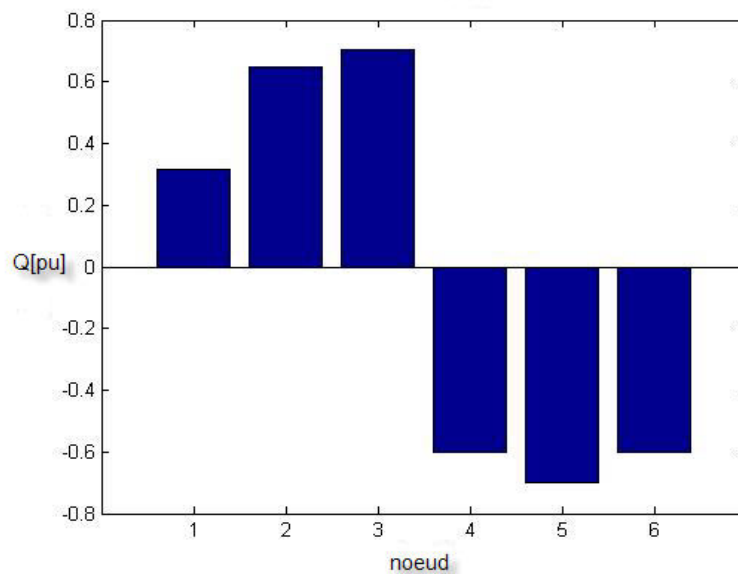


FIG. 5.3 – Puissances réactives des nœuds.

Pour ce point de fonctionnement le système est faiblement chargé. Les tensions sont situées autour de leurs valeurs nominales. Donc, l'état du système électrique est considéré comme stable.

5.4 Load flow continu sans tenir compte des limites des puissances réactives

A partir de cet état, on commence à charger notre système, et voir le comportement des variables d'état, en particulier les tensions des nœuds consommateurs.

Après avoir tracé la partie supérieure des tensions des nœuds consommateurs on aura la figure suivante :

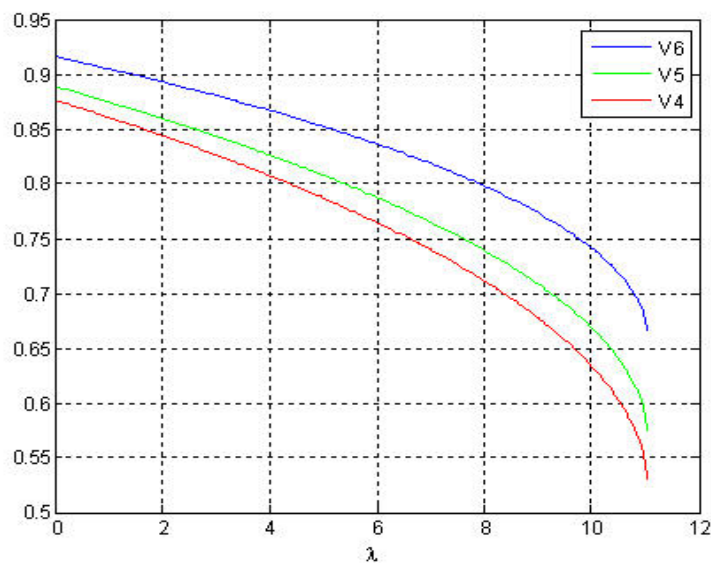


FIG. 5.4 – Le tracé de la partie supérieure de la courbe P-V.

Ces courbes représentent les variations des tensions des nœuds à partir du point de fonctionnement initial jusqu'au point critique. Les valeurs de tensions en p.u sont :

$$V_{sup} = \begin{pmatrix} 1.05 \\ 1.05 \\ 1.05 \\ 0.5293 \\ 0.5747 \\ 0.6649 \end{pmatrix}$$

Pour tracer la partie inférieure, on a modifié les valeurs initiales des tensions des nœuds consommateurs afin d'avoir une convergence du point initial dans la partie inférieure des courbes, puis on suit la même technique (load flow critique).

Le tracé de la partie inférieure est montré dans la figure 5.5 :

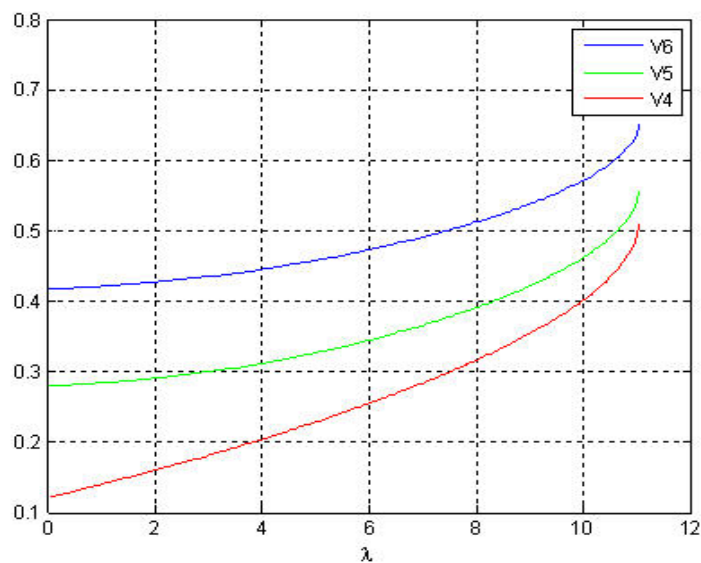


FIG. 5.5 – Le tracé de la partie inférieure de la courbe P-V.

Ces courbes représentent les variations des tensions des nœuds à partir du point de fonctionnement initial (situé en bas) jusqu'au point critique. Les valeurs de tensions en p.u sont :

$$V_{inf} = \begin{pmatrix} 1.05 \\ 1.05 \\ 1.05 \\ 0.5105 \\ 0.5579 \\ 0.6512 \end{pmatrix}$$

Finalement pour avoir la courbe P-V, on superpose les deux parties supérieure et inférieure. La figure 5.6 représente la courbe P-V.

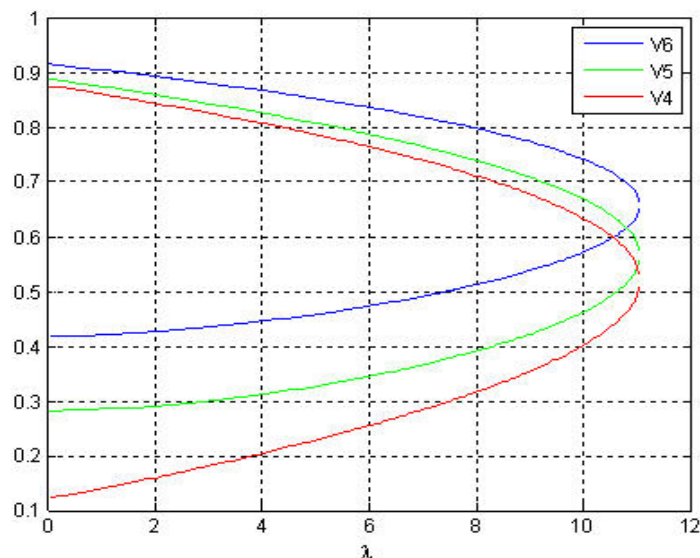


FIG. 5.6 – Le tracé de la courbe P-V complète.

On remarque que la charge maximale est atteinte pour une valeur de $\lambda = 11.05$. On prend la moyenne des tensions, donc les valeurs des tensions des nœuds consommateurs pour le point critique sont en p.u :

$$V_{crit} = \begin{pmatrix} 1.05 \\ 1.05 \\ 1.05 \\ 0.5105 \\ 0.5579 \\ 0.6512 \end{pmatrix}$$

On remarque que la méthode du load flow continu permet de tracer la courbe P-V au voisinage de la charge maximale sans confronter le problème de la singularité de la matrice Jacobienne.

En analysant cette figure, on peut en déduire les points suivants :

- les tensions des nœuds producteurs sont fixées à la valeur de 1.05. Elles sont invariables vis à vis des variations de la charge ;
- pour un niveau de charge relativement bas, les tensions des nœuds consommateurs restent dans la zone de fonctionnement acceptable.

Mais en augmentant la charge, les tensions subissent des chutes considérables jusqu'à arriver

au point critique.

On peut voir aussi que le nœud 4 est le plus faible, cette faiblesse est due au niveau élevé de la charge dans ce nœud.

Les niveaux des puissances actives et réactives sont montrés dans les figures 5.7 et 5.8.

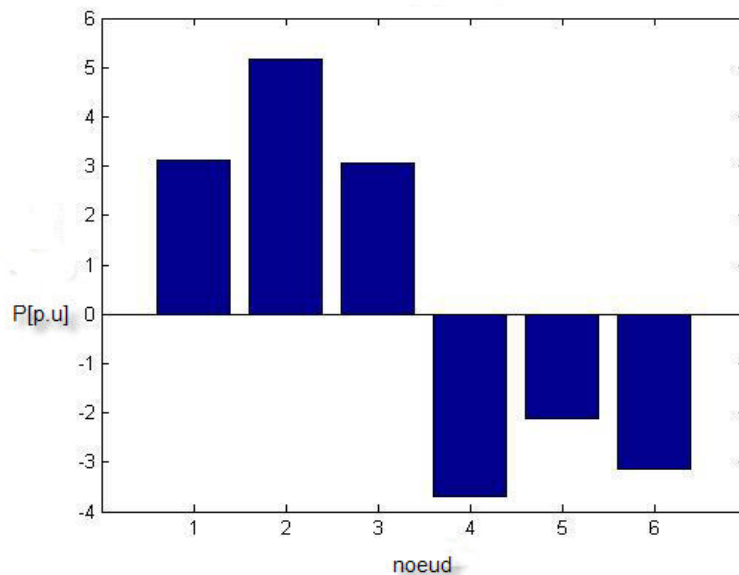


FIG. 5.7 – Puissances actives des nœuds.

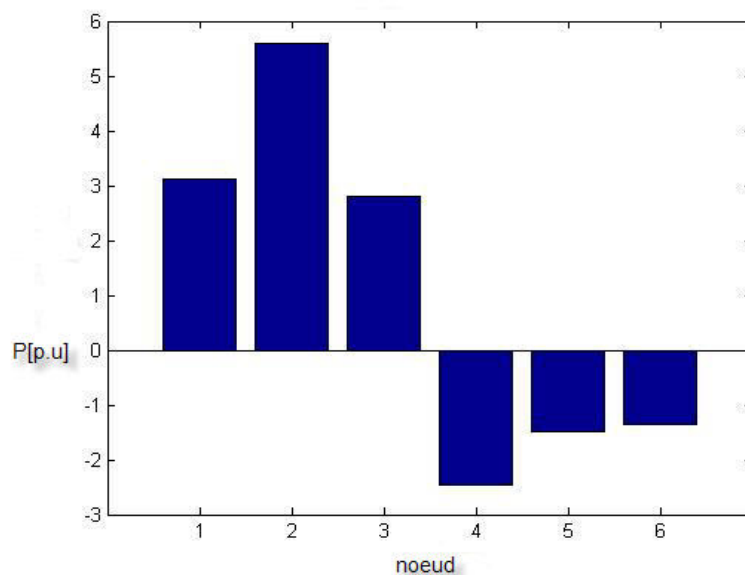


FIG. 5.8 – Puissances réactives des nœuds.

5.4.1 Les resultats

Tab. 5.5 – Résultats du calcul d'écoulement de puissance

Nœud	V [p.u.]	Phase [rad]	P gen [p.u.]	Q gen [p.u.]	P load [p.u.]	Q load [p.u.]
Nœud1	1.05000	0.10141	3.13343	3.11859	0.00000	0.00000
Nœud2	1.05000	0.00000	5.17622	5.60176	0.00000	0.00000
Nœud3	1.05000	-0.01961	3.05677	2.81656	0.00000	0.00000
Nœud4	0.54255	-0.27672	0.00000	0.00000	3.69178	2.46117
Nœud5	0.73508	-0.19815	-0.00000	0.00000	2.11671	1.48170
Nœud6	0.83695	-0.22664	0.00000	0.00000	3.13342	1.34447

Tab. 5.6 – Production totale

Puissance active [p.u.]	11.36641
Puissance réactive [p.u.]	11.53691

Tab. 5.7 – Charge totale

Puissance active [p.u.]	8.94192
Puissance réactive [p.u.]	5.28733

Tab. 5.8 – Pertes totales

Puissance active [p.u.]	2.42450
Puissance réactive [p.u.]	6.24957

5.5 Amélioration de la stabilité de tension

La puissance active P transitée entre deux nœuds i et j de tensions V_i et V_j présentant un angle de transport θ (déphasage entre V_i et V_j) et connectés par une ligne d'impédance X_{ij} est donnée par l'équation suivante :

$$p_{ij} = \frac{V_i V_j}{X_{ij}} \sin \theta \quad (5.1)$$

Cette équation montre qu'il est possible d'augmenter la puissance active transitée entre deux nœuds soit en augmentant la tension des deux nœuds, soit en augmentant l'angle de transport entre les deux systèmes, soit en réduisant artificiellement l'impédance de la liaison. En jouant sur un ou plusieurs de ces paramètres, les compensateurs produisent la puissance réactive de manière à ajuster la puissance active et la tension.

Dans ce qui suit, on va examiner deux types de compensation : compensation shunt, et compensation série.

5.5.1 Compensation shunt

La compensation parallèle (shunt) consiste à enclencher des condensateurs shunt et/ou des inductances shunt connectés dans un nœud en général par le biais de disjoncteurs pour modifier l'impédance des lignes. L'intérêt de cette compensation est de maintenir des niveaux de tension acceptables suivant l'état de charge du réseau.

Le calcul du load flow continu nous a permis de tracer la courbe P-V, et trouver le point critique de système électrique IEEE 6 nœud. D'après la figure 5.6 le nœud 4 est le plus faible en tension. La limite de stabilité est atteinte pour $\lambda = 11.05$.

On insère au nœud 4 un compensateur shunt de $B = 3p.u$, la puissance maximale transférable est augmentée et λ devient 13.6219 (voir figure 5.9).

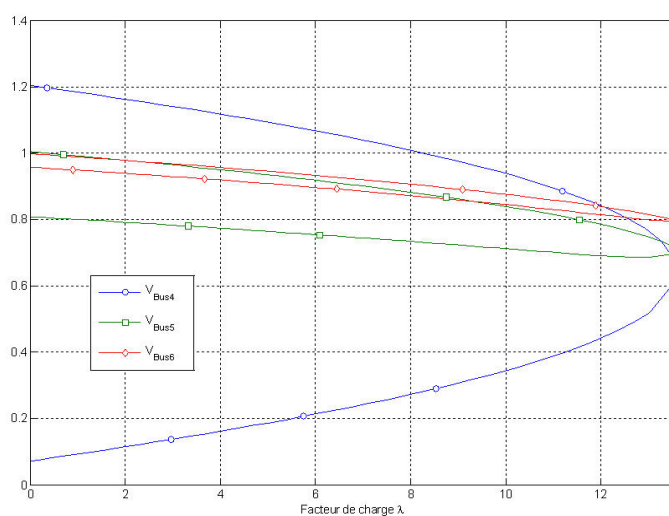


FIG. 5.9 – Courbe P-V avec une compensation shunt.

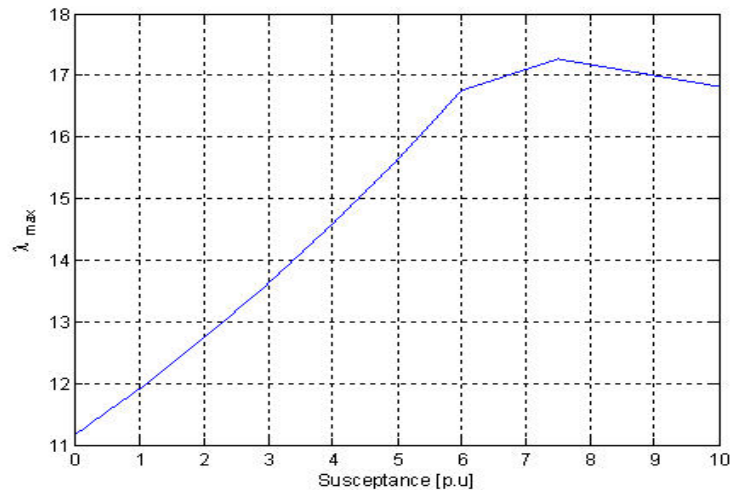


FIG. 5.10 – Facteur de charge max en fonction de $C.\omega$.

Lorsque le réseau n'est pas ou peu chargé, c'est-à-dire que l'impédance de la charge est très élevée, la tension aux nœuds a tendance à monter considérablement car les lignes peu chargées deviennent capacitive et produisent de la puissance réactive. Pour réduire la tension en bout de ligne, il faut augmenter artificiellement l'impédance caractéristique de la ligne en diminuant sa capacité shunt. Des inductances shunt sont enclenchées à différents postes sur le réseau. Cependant, lorsque le réseau est fortement chargé, dans ce cas l'impédance de la charge est très faible et la tension a tendance à diminuer sur le réseau. Pour compenser cet effet, il s'agit de diminuer artificiellement l'impédance caractéristique de la ligne. Pour maintenir la tension dans les limites contractuelles, on insère des condensateurs qui permettent de compenser la puissance réactive absorbée par la charge et ainsi éviter le transport de puissance réactive sur de longues distances.

La compensation réactive shunt est un bon moyen pour contrôler l'impédance caractéristique, dont le but est de maintenir un niveau de tension acceptable sur les lignes de transport d'électricité. Par contre, elle ne constitue pas un bon moyen pour augmenter la puissance maximale transmissible.

En pratique, la compensation shunt passive est utilisée principalement pour maintenir la tension à tous les nœuds du réseau à un niveau proche de la tension nominale, il est important de bien sélectionner les endroits où la compensation shunt est installée pour éviter que la tension

ne s'écarte trop de sa valeur nominale.

5.5.2 Compensation série

L'équation (5.1) montre que la puissance active échangée entre deux nœuds peut être augmentée si l'on réduit l'impédance caractéristique de la ligne X_{ij} . C'est ce que réalise la compensation série par l'adjonction d'un banc de condensateurs d'impédance X_C en série avec la ligne.

On insert un condensateur série de susceptance $B = 0.17 p.u$ dans la ligne 1-4, la puissance maximale transférable peut être augmenté et λ devient 14.3968.

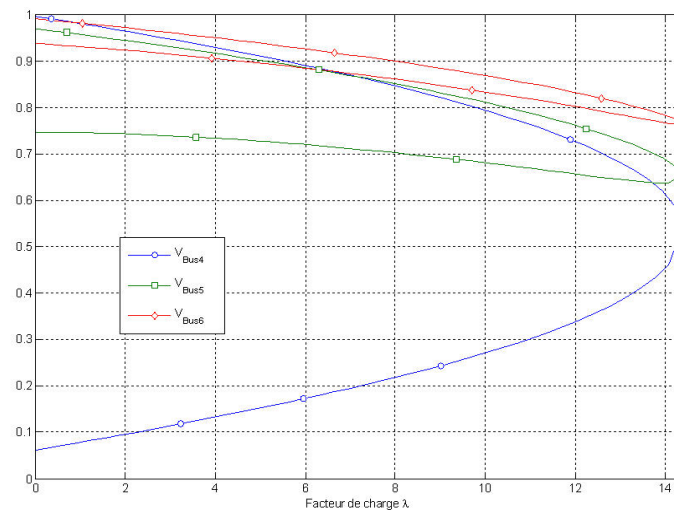


FIG. 5.11 – Compensation série de la ligne 1-4.

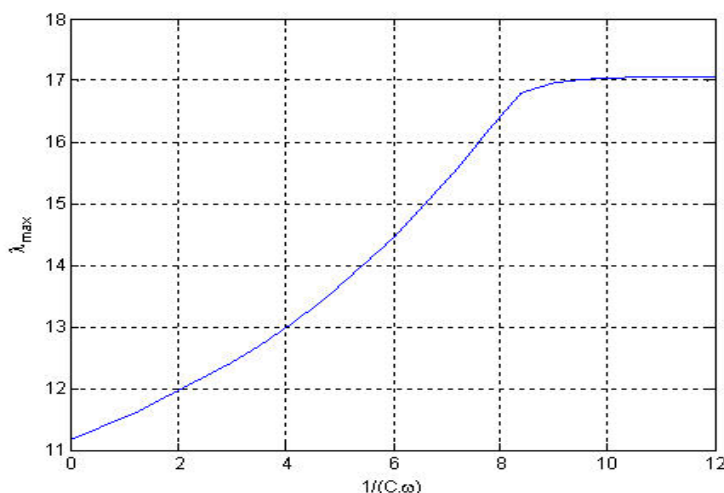


FIG. 5.12 – Facteur de charge maximal en fonction de $1/(C\omega)$.

Artificiellement l'impédance de la ligne est donc réduite de X_L à $(X_L - X_C)$ et le transit de puissance est augmenté, et donc la stabilité de tension est améliorée.

D'après la figure (5.11), la compensation série augmente la puissance maximale transmissible. Cet effet fait en sorte qu'elle est un moyen très efficace d'augmenter la capacité de transfert en régime statique du système électrique.

5.6 Load flow continu en tenant compte des limites des puissances réactives

Maintenant, on sait que la puissance réactive délivrée par un générateur est limitée par son courant d'inducteur. Donc, dans ce cas on va prendre en compte cette limite pour chaque générateur et on fera appel au PSAT (Power System Analysis Toolbox) comme software. Le scénario de fonctionnement est le suivant

1. A partir de solution d'écoulement de puissance initiale, pour une charge de base, on commence à augmenter la charge dans les nœuds consommateurs. Pour satisfaire cette demande de surplus, les circuits d'excitation des générateurs 1 et 3 vont agir de telle façon à produire plus de réactif.

2. En arrivant à un niveau de charge correspondant à $\lambda = 6.0533$, le générateur 3 atteint sa puissance maximale et il ne peut pas fournir plus de réactif, donc le nœud 3 n'est plus un nœud producteur de réactive.
3. De même pour $\lambda = 7.5927$, le générateur 1 atteint sa limite de puissance réactive et devient un nœud consommateur, et si on continue à charger le système on aura un effondrement de tension.

Le tracé des tensions des nœuds producteurs est montré dans la figure 5.13.

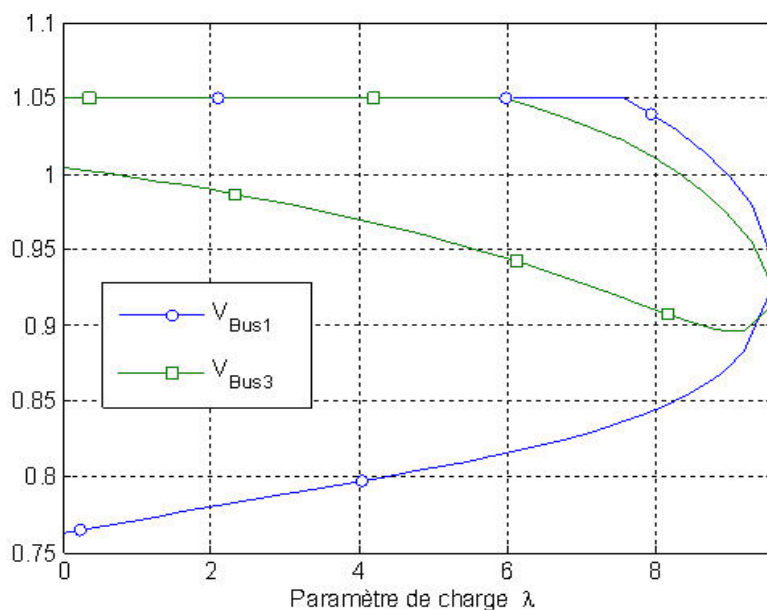


FIG. 5.13 – Tensions des nœuds producteurs.

On remarque que ces tensions -comme ces nœuds sont des nœuds producteurs- sont constantes, mais lorsqu'un nœud générateur atteint sa limite de puissance réactive, il n'est plus un nœud producteur de réactif et sa tension subit une chute à cause de la surcharge.

Pour les tensions des nœuds consommateurs, il est observé que le niveau de la charge que peut supporter le système électrique a diminué à cause du fait que la puissance réactive totale délivrée par le système est plus faible que dans le cas précédent.

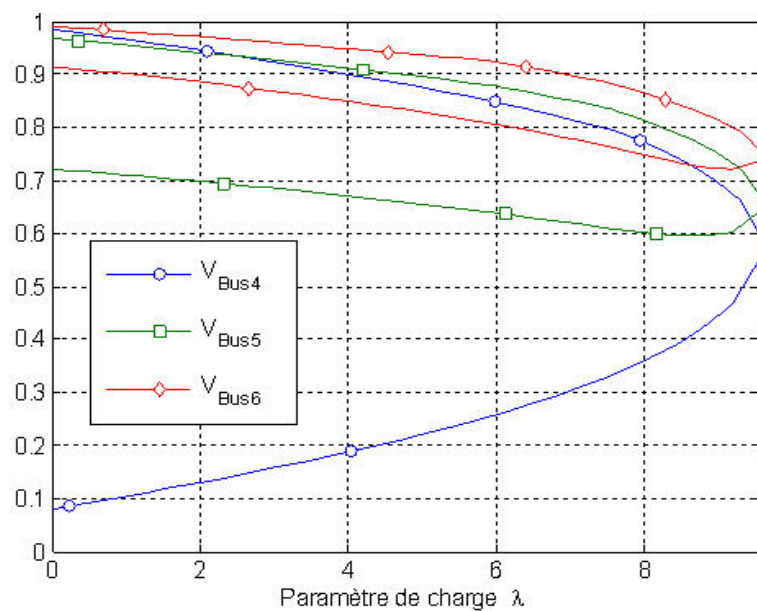


FIG. 5.14 – Tensions des nœuds consommateurs.

Le point critique est atteint pour $\lambda = 9.6014$ Les tensions des nœuds qui correspondent au point critique sont

$$V = \begin{pmatrix} 0.9400 \\ 1.0500 \\ 0.9350 \\ 0.5827 \\ 0.6616 \\ 0.7490 \end{pmatrix}$$

et les phases

$$\delta = \begin{pmatrix} 0.1740 \\ 0 \\ 0.0304 \\ -0.2118 \\ -0.1770 \\ -0.2090 \end{pmatrix}$$

Les puissances actives et réactives sont représentées dans les figures 5.15 et 5.16.

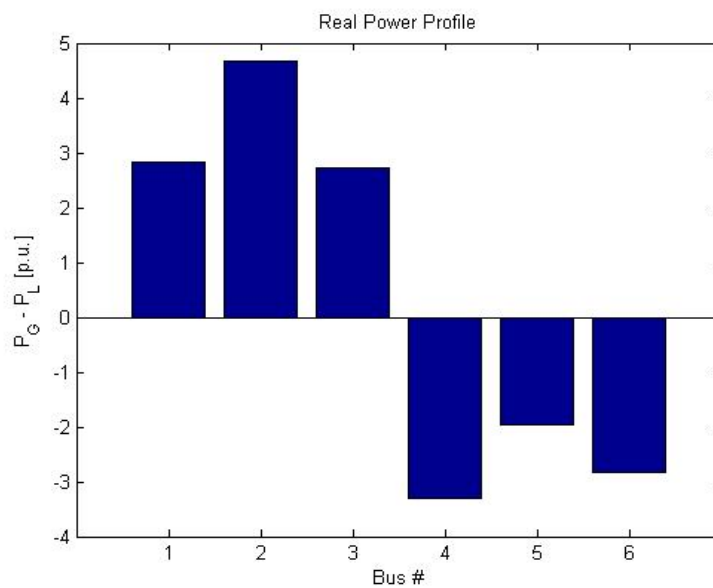


FIG. 5.15 – Puissances actives des nœuds en considérant les limites réactives.

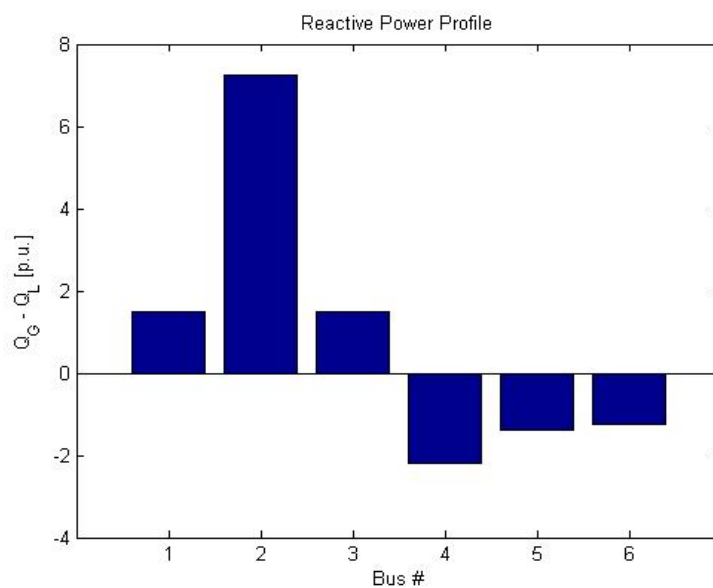


FIG. 5.16 – Puissances réactives des nœuds en considérant les limites réactives.

5.6.1 Les résultats

Tab. 5.9 – Résultats du calcul d'écoulement de puissance

Nœud	V [p.u.]	Phase [rad]	P gen [p.u.]	Q gen [p.u.]	P load [p.u.]	Q load [p.u.]
Nœud1	1.05000	0.17519	1.92029	0.00000	-0.90000	-1.50000
Nœud2	1.05000	-0.00000	4.67506	7.23963	0.00000	0.00000
Nœud3	1.05000	0.03054	2.11232	0.00000	-0.60000	-1.50000
Nœud4	0.57919	-0.21321	0.00000	0.00000	3.30036	2.20022
Nœud5	0.65918	-0.17782	0.00000	0.00000	1.96014	1.37210
Nœud6	0.74740	-0.20969	0.00000	0.00000	2.82029	1.24009

Tab. 5.10 – Production totale

Puissance active [p.u.]	8.70767
Puissance réactive [p.u.]	7.23963

Tab. 5.11 – Charge totale

Puissance active [p.u.]	6.58079
Puissance réactive [p.u.]	1.81241

Tab. 5.12 – Pertes totales

Puissance active [p.u.]	2.12688
Puissance réactive [p.u.]	5.42721

Conclusion générale

L'étude de la stabilité statique de tension dans les systèmes électriques constitue un sujet important pour la planification et l'exploitation des réseaux électriques, comme on a pu le constater le long de cette thèse. Ce travail propose quelques contributions pour analyser ce phénomène, les facteurs influençant et les différents modes de réglage de tension.

Premièrement, on a mis en évidence l'analyse de la stabilité de tension en se basant sur la singularité de la matrice Jacobienne et ses valeurs propres. Puis, face au problème de la singularité de la matrice Jacobienne lorsqu'on s'approche du point critique, on a utilisé l'algorithme de load flow continu.

La méthode du load flow continu est une méthode utile pour étudier la stabilité d'un système électrique indépendamment de sa complexité en utilisant deux approches :

- l'analyse totale du système (en utilisant la matrice Jacobienne et le calcul de load flow conventionnel) ;
- l'analyse de chaque nœud à part en suivant l'évolution de sa tension par rapport à l'évolution de la charge totale du système électrique ou par rapport à la variation de sa propre charge.

De plus, on peut exploiter les résultats intermédiaires qui apportent beaucoup d'informations pour l'analyse de la sensibilité des tensions dans les différents nœuds, comme par exemple le vecteur tangent dans chaque itération (pour le cas de paramétrage local). On a expliqué également les différentes améliorations de cet algorithme proposées récemment qui ont pour objectif notamment de minimiser le temps du calcul. Les nouveaux types de paramétrage en sont des exemples. L'algorithme de base de load flow continu consiste à tracer la partie supérieure de la courbe P-V en partant du point de fonctionnement initial jusqu'au point critique. On a appliqué la méthode de load flow continu sur un système de 6 nœuds pour mettre en relief les avantages

et les inconvénients de cette méthode.

Les difficultés du load flow continu :

Le choix de la longueur de pas : la longueur du pas est un paramètre principal dans l'algorithme de load flow. Il sert à assurer que la solution prédite reste toujours dans le cercle de convergence afin de trouver la solution exacte à l'aide de la méthode de Newton-Raphson. Donc le choix de la longueur du pas reste une difficulté à surmonter, puisque il n'y a aucune règle qui indique comment choisir la longueur du pas face aux variations des paramètres des systèmes électriques. Un mauvais choix de la longueur de pas conduit forcément à une divergence de la solution. On a procédé par tâtonnement pour le choix de la longueur du pas.

Le tracé autour du point critique : lorsqu'on s'approche du point critique, la correction devient difficile car on a souvent une divergence du calcul d'écoulement de puissance.

Pour éviter ce problème, on doit diminuer à chaque fois la longueur de pas afin d'avoir une bonne précision. Cette opération rend le calcul très lent puisque à chaque fois on est obligé de changer la valeur de longueur du pas. Dans une tentative de contourner ces deux problèmes, on a modifié l'algorithme de base. On fixe une valeur de longueur de pas relativement faible et on arrête le calcul dès qu'on a une divergence. Afin de tracer la partie inférieure, on a modifié les conditions initiales et on a appliqué le même algorithme. Mais le choix des conditions initiales est difficile pour avoir une convergence dans chaque nœud. Des mauvaises conditions donnent un mauvais tracé de la partie inférieure.

Dans ce travail, on n'a pas pris en compte quelques considérations qui sont physiquement très importantes :

- les limites des transits de puissance sur les lignes ;
- les limites des puissances réactives fournies par les générateurs ;
- les limites de variation des tensions des nœuds.

Finalement, nous souhaitons que notre projet soit complété et enrichi par d'autres travaux spécialement dans la partie d'amélioration de l'algorithme de load flow continu avec de nouveaux types de paramétrage, et l'amélioration de la précision de l'algorithme en prenant en compte les propriétés physiques du système électrique. Ces travaux feront peut être l'objet d'un autre projet.

Bibliographie

- [1] Ali T. Al-Awami, Y.L. Abdel-Magid, M.A. Abido. *A particle-swarm-based approach of power system stability enhancement with unified power flow controller*. Electrical Engineering Department, King Fahd University of Petroleum & Minerals, Dhahran, 29 Juillet 2004, Saudi Arabia.
- [2] B. De Metz-Noblat et G. Jeanjean. *Stabilité dynamique des réseaux électriques industriels*. Cahier technique N° 185, groupe Shneider, janvier 1997.
- [3] B.Houari. *Contrôle des puissances réactives et des tension dans un réseau de transport au moyen de dispositifs FACTS (SVC)*. thèse de magister, Université de Sidi Bel-Abbaes, 23 Janvier 2008.
- [4] Dang Toan Nguyen. *Contribution à l'analyse et à la prévention des blackout des réseaux électriques*. Institut Polytechnique De Grenoble, 12 Novembre 2008.
- [5] Eskandar Gholipour Shaharki. *Apport de l'UPFC à l'amélioration de la stabilité transitoire des réseaux électriques*. Université Henri Poincaré, Nancy-I, 13 Octobre 2003.
- [6] Federico Milano. *Power System Analysis Toolbox*. Documentation for PSAT version 2.0.0 β , 8 Mars 2007.
- [7] Frédéric Puisais. *Intégration de l'énergie éolienne sur les réseaux électriques*. Mastère OSE, France, 25 septembre 2002.
- [8] Hadi Saadat. *Power system analysis*. Milwaukee School of Engineering, International Edition, 2004.
- [9] Hiroyuki. Mori et Takayuki Kojima. *Hybrid Continuation Power Flow with Linear-Nonlinear Predictor*. 2004 International Conference on Power System Technology - POWERCON 2004 Singapore, 21-26 November 2004.

-
- [10] Leonard L.Grigsby. *Power System Stability and Control*.Taylor & Francis Group, Boca Raton, London, New York,2006.
- [11] Luc Lasne. *Les réseaux électriques*. Archives Larousse,Université de Bordeaux 1,26 Février2008.
- [12] M. A. Pai and Alex Stankovic. *Computational Techniques for Voltage Stability Assessment and Control*.Iowa State University Ames, Iowa, U.S.A,2006.
- [13] Michel Crappe. *Commande et régulation des réseaux électriques*. Chap.2 Traité EGEM série génie électrique, LAVOISIER 2003.
- [14] P.A Löf,T Smed,G Andersson et D J Hill. *Fast calculation of a Voltage Stability Index*.IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 7, No .1, 1992.
- [15] Prabha Kundur. *Power System Stability and Control*.McGraw-Hill,New York,1994.
- [16] Sami Ripo. *On-line Voltage Stability Assessment of Power System-An Approach of Black-box Modelling*. Tampere University of Technology,Publications344, 2001.
- [17] Shao-Hua Li et Hsiao-Dong Chiang. *Continuation Power Flow With Nonlinear Power Injection Variations : A Piecewise Linear Approximation*.IEEE Transaction on power systems, Vol. 23, No. 4, Novembre 2008.
- [18] S.H. Li et H.D. Chiang. *Nonlinear predictors and hybrid corrector for fast continuation power flow*. IET Generation, Transmission & Distribution, 2 Octobre 2006.
- [19] Sylvain Leirens. *Approche hybride pour l'étude de l'instabilité de tension des réseaux électrique*.Exposé,Journée Recherche, Rennes,France,04 Mars 2004.
- [20] Venkataramana Ajjarapu et Colin Christy. *The continuation power flow : A tool for steady state voltage stability analysis*. IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 7, No. 1. February 1992
- [21] Xiao-Ping Zhang, Ping Ju, Feng Wu et Edmund Handschin. *Voltage Stability Analysis of Unbalanced Three Phase Power Systems by Continuation Three-Phase Power Flow Approach*. Bulk Power System Dynamics and Control -VI, Cortina d'Ampezzo Italy,22-27 Août 2004.

Annexe A

Données du système de teste

A.1 Données de système électrique IEEE 6 nœuds

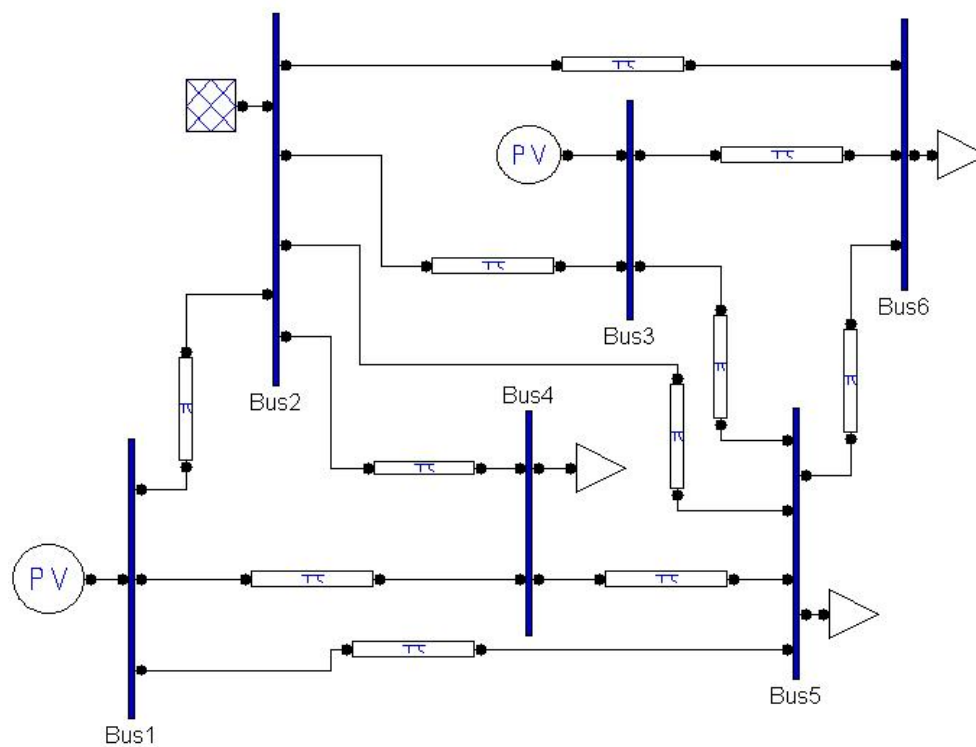


FIG. A.1 – Topologie de système

TAB. A.1 – Etat du réseau

Nœuds	6
Lignes	11
Générateurs	3
Charges	3

A.1.1 Données des nœuds

TAB. A.2 – Données de nœud balancier.

Numéro de nœud	2
Puissance de base [MVA]	100
Tension de base [kV]	400
Module de tension [p.u]	1.05
Phase de tension [degré]	0

TAB. A.3 – Données des nœuds producteurs.

Numéro de nœud	1	3
Puissance de base [MVA]	100	100
Tension de base [kV]	400	400
Module de tension [p.u]	1.05	1.05
Puissance active [p.u]	0.9	0.6

TAB. A.4 – Données des nœuds consommateurs.

Numéro de nœud	4	5	6
Puissance de base [MVA]	100	100	100
Tension de base [kV]	400	400	400
Puissance active [p.u]	1.0	0.9	0.8
Puissance réactive [p.u]	0.7	0.6	0.5

TAB. A.5 – Données des lignes.

Numéro de ligne	Résistance [p.u]	Inductance [p.u]	Capacité [p.u]
2-3	0.05	0.25	0.06
3-6	0.02	0.1	0.02
4-5	0.2	0.4	0.08
3-5	0.12	0.26	0.05
5-6	0.1	0.3	0.06
2-4	0.05	0.1	0.02
1-2	0.1	0.2	0.04
1-4	0.05	0.2	0.04
1-5	0.08	0.3	0.06
2-6	0.07	0.2	0.05
2-5	0.1	0.3	0.04

Annexe B

PSAT

PSAT est un *MATLAB*[®] toolbox très puissant pour l'analyse et le contrôle des systèmes électriques. Il comporte beaucoup d'utilités et supporte les différents format des données. PSAT peut être utilisé pour n'importe quel système électrique en utilisant le "power system edit" ou en contruisant notre système grâce à sa propre bibliothèque basée sur SIMULINK[6].

Ce toolbox est disponible gratuitement sur <http://www.uwaterloo.ca>

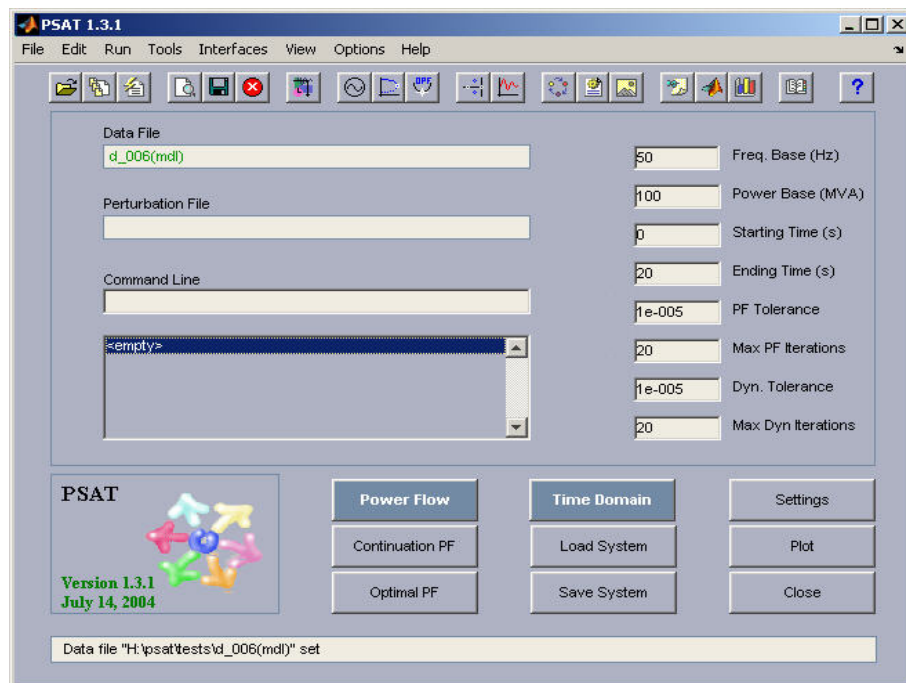


FIG. B.1 – Interface graphique de PSAT.



FIG. B.2 – Bibliothèque de PSAT.