

THESE

المدرسة الوطنية المتعددة التقنيات
المكتبة
BIBLIOTHEQUE
Presentée au
Ecole Nationale Polytechnique

Département de Génie Electrique

en vue de l'obtention du

Grade de MAGISTER

Option: Réseaux Electriques

par

Abdelaziz LAIFA

Ingénieur d'Etat en Electrotechnique de l'ENP

THEME

**EVALUATION DE LA STABILITE DE TENSION
D'UN RESEAU D'ENERGIE ELECTRIQUE
DEVELOPPEMENT ET APPLICATION DES
INDICES DE STABILITE**

Soutenue le 27 juin 1995, devant le Jury composé de:

MM. O. TOUHAMI

A. HELLAL

A. BOUBAKEUR

M.O. MAHMOUDI

L. NEZLI

M. GHEZAILI

Président (ENP)

Rapporteur (ENP)

Examineur (ENP)

Examineur (ENP)

Examineur (ENP)

Invité (SONELGAZ)

ECOLE NATIONALE POLYTECHNIQUE

THESE

المدرسة الوطنية المتعددة التقنيات
BIBLIOTHEQUE - المكتبة
Ecole Nationale Polytechnique

Département de Génie Electrique

en vue de l'obtention du

Grade de **MAGISTER**

Option: Réseaux Electriques

par

Abdelaziz LAIFA

Ingénieur d'Etat en Electrotechnique de l'ENP

THEME

**EVALUATION DE LA STABILITE DE TENSION
D'UN RESEAU D'ENERGIE ELECTRIQUE
DEVELOPPEMENT ET APPLICATION DES
INDICES DE STABILITE**

Soutenue le 27 juin 1995, devant le Jury composé de:

MM. O. TOUHAMI	Président (ENP)
A. HELLAL	Rapporteur (ENP)
A. BOUBAKEUR	Examineur (ENP)
M.O. MAHMOUDI	Examineur (ENP)
L. NEZLI	Examineur (ENP)
M. GHEZAILI	Invité (SONELGAZ)

المدرسة الوطنية المتعددة التقنيات
BIBLIOTHEQUE — المكتبة
Ecole Nationale Polytechnique

A ma famille
A mes amis

AVANT-PROPOS

Le travail présenté dans ce mémoire a été effectué au sein du Département de Génie-Electrique de l'Ecole Nationale Polytechnique d'Alger (E.N.P).

Je tiens à remercier Monsieur A. HELLAL, Ph.D, Chargé de Cours à l'E.N.P, qui a assuré la direction scientifique de mes travaux, pour ses critiques et ses conseils.

Je tiens à exprimer ma vive gratitude à Monsieur O. TOUHAMI, Maître de Conférence à l'E.N.P, pour l'honneur qu'il me fait en acceptant la présidence du Jury de thèse.

Je remercie vivement Messieurs A. BOUBAKEUR, Maître de Conférence à l'E.N.P, L. NEZLI et M. O. MAHMOUDI, Chargés de Cours à l'E.N.P, pour leurs critiques et remarques et de l'honneur qu'ils me font en examinant ce travail et en acceptant de siéger à ce Jury.

Je remercie également Monsieur M. GHEZAILI, du Département de Recherche de SONEGAS pour sa participation à ce Jury.

J'associe volontier à ces remerciements, l'ensemble des enseignants du Département de Génie-Electrique de l'E.N.P, pour leurs sympathies, aides et conseils.

Je ne peux manquer de remercier mes amis MOHAMED BOUDOUR et BACHIR FIALA qui m'ont été d'un soutien moral certain. Qu'ils trouvent, ici, l'expression de ma profonde reconnaissance pour tous les bons moments passés ensemble.

Pour terminer, je tiens à remercier l'ensemble des étudiants de Post-Graduation du Département de Génie-Electrique pour l'ambiance amicale qu'ils ont su créer et pour la sympathie que j'ai trouvé en eux.

Résumé:

Face à une consommation d'électricité qui ne cesse d'augmenter et à des exigences économiques et d'environnement très contraignantes, les réseaux d'énergie électrique ont tendance à s'accroître et deviennent de plus en plus maillés et interconnectés. Ceci augmente considérablement la difficulté de maintenir un profil de tension acceptable. Les problèmes d'instabilité et d'effondrement de tension sont alors considérés dans plusieurs pays. Ils constituent un axe de recherche très important, notamment après les incidents généralisés (black-outs) survenus dans le monde et associés à ce genre d'instabilités.

Cette thèse poursuit un double objectif: le premier concerne l'analyse et l'évaluation de la stabilité de tension permettant de connaître la robustesse du réseau vis-à-vis de perturbations et de contingences potentielles du point de vue plan de tension; et le second consiste à trouver un indice de stabilité qui permet d'évaluer le degré de sécurité pour un point de fonctionnement donné.

Mots clés: stabilité de tension, effondrement de tension, réseau électrique, indice de stabilité, sécurité du réseau.

Abstract:

Due to the growth of electrical demand and to the constraints involved by economy and environment, the power systems tend to become larger and more interconnected. This fact will rise the difficulty of maintaining an acceptable voltage profile. Voltage instability and collapse problems are considered in many countries, and a lot of research studies have treated this area mainly after the occurrence of blackouts in several power systems due to such kind of instability.

This thesis pursues a twofold goal: the first deals with the voltage stability assesment which informes us about the strength of the power system subject to possible contingencies and disturbances from voltage plan point of view, and the second consists of finding a stability index to evaluate the security level for a given operating point.

Keywords: Voltage stability, Voltage collapse, Power system, Stability index, Voltage security.

INTRODUCTION GENERALE

1

Chapitre I: GENERALITES ET CONCEPTS DE BASE

I.1 INTRODUCTION	4
I.2 DEFINITIONS ET GENERALITES SUR LA STABILITE DE TENSION	4
I.3 CAUSES D'INSTABILITES DE TENSION	6
I.3.1 Manque local de puissance réactive	7
I.3.2 Production trop éloignée de la consommation	7
I.3.3 Charge appelée trop importante	8
I.3.4 Tension trop basse à la production	8
I.3.5 Caractéristiques de charge	9
I.4 EXEMPLES D'INCIDENTS	9
I.4.1 Incident du réseau français	9
I.4.2 Incident du réseau Japonais	10
I.5 PREVENTION DES ECROULEMENTS DE TENSION	10
I.5.1 En planification	10
I.5.2 En exploitation	11
I.6 ANALYSE DE LA STABILITE DE TENSION	13
I.6.1 Aspects de l'analyse	13
I.6.2 Différentes approches	14
I.6.3 Critères de stabilité de tension	15
I.7 CADRE DE NOTRE ETUDE	16

Chapitre II: ANALYSE FONDAMENTALE DE LA STABILITE DE TENSION

II.1 INTRODUCTION	17
II.2 PRESENTATION DU SYSTEME ET EQUATIONS DE FONCTIONNEMENT	17
II.3 CARACTERISTIQUE TENSION/PUISSANCE	19
II.3.1 Description et interprétation physique	19
II.3.2 Situation au sommet de la courbe	20
II.3.3 Relation entre P_{\max} et V_{crit}	22
II.3.4 Effondrement de tension	22
II.4 ETUDE PARAMETRIQUE	23
II.4.1 Influence du facteur de puissance	23
II.4.2 Influence de E	26
II.4.3 Influence de X	29
II.4.4 Influence des caractéristiques de charge	31
II.4.5 Influence des régleurs en charge	37
II.5 CONCLUSION	42

Chapitre III: EVALUATION DE LA STABILITE DE TENSION D'UN RESEAU D'ENERGIE ELECTRIQUE

III.1 INTRODUCTION	43
III.2 PRESENTATION DU PROBLEME	44
III.3 MODELISATION DU RESEAU	45
III.3.1 Lignes de transmission et noeuds du réseau	45
III.3.2 Générateurs	46

III.3.3 Compensateurs	46
III.3.4 Transformateurs	47
III.3.5 Charges	47

III.4 DETERMINATION DE LA LIMITE DE STABILITE 48

III.4.1 Définition de stabilité de tension	48
III.4.2 Détermination de la condition de stabilité	48
III.4.3 Perturbations considérées	51
III.4.4 Méthode de calcul	52

III.5 APPLICATION ET RESULTATS DE SIMULATION 55

III.5.1 Présentation du réseau d'application	55
III.5.2 Evaluation pour la configuration de base	55
III.5.3 Effets des caractéristiques de charge	60
III.5.4 Effets de l'équipement de contrôle	63
III.5.5 Effets des incidents	73
III.5.6 Variation proportionnelle	76
III.5.7 Découplage des équations du réseau	81

III.6 CONCLUSION 83

Chapitre IV: DEVELOPPEMENT ET APPLICATION DES INDICES DE STABILITE DE TENSION

IV.1 INTRODUCTION 85

IV.2 SINGULARITE DU JACOBIEN 86

IV.2.1 Formulation mathématique	86
IV.2.2 Résultats et interprétations	88

IV.3 DECOMPOSITION SINGULIERE 91

IV.3.1 Formulation mathématique	91
IV.3.2 Résultats et interprétations	93

IV.4 INDICATEUR "L"	99
IV.4.1 Système à deux noeuds	99
IV.4.2 Généralisation à un système multinoeuds	101
IV.4.3 Résultats et interprétations	103
IV.5 CRITERES DE SENSIBILITE	105
IV.5.1 Formulation	105
IV.5.2 Résultats et interprétations	107
IV.6 CONCLUSION	110
 CONCLUSION GENERALE	 111
 REFERENCES BIBLIOGRAPHIQUES	 114
 ANNEXES:	
ANNEXE A: BIFURCATION STATIQUE	119
ANNEXE B: DONNEES GENERALES DU RESEAU	121
ANNEXE C: DECOMPOSITION SINGULIERE	125
ANNEXE D: DETERMINATION DE LA MATRICE HYBRIDE	127

INTRODUCTION GENERALE



De nos jours, les problèmes liés au fonctionnement des réseaux de transport et de production d'énergie électrique ont pris une importance considérable. Face à une consommation d'électricité qui ne cesse d'augmenter et à des conditions d'environnement très contraignantes, les réseaux d'énergie électrique ont tendance à s'accroître et deviennent de plus en plus maillés et interconnectés. Le transport d'électricité se fait, en outre, sur de longues distances en utilisant des lignes à large capacité de transport. Cette complexité de structure a de très nombreuses conséquences. La difficulté de maintenir un profil de tension acceptable a substantiellement augmenté. La stabilité de tension du réseau est alors caractérisée par sa capacité à maintenir la tension aux bornes de la charge dans les limites spécifiées dans le fonctionnement normal.

L'étude du comportement de la tension dans les réseaux électriques est devenue une préoccupation majeure des exploitants et planificateurs de ces systèmes. En fait, plusieurs incidents généralisés (black-outs) survenus dans le monde ont été associés à des instabilités de tension [1,2,3,4]. Ce mode d'instabilité n'est pas encore bien compris comparé au mode d'instabilité angulaire (dynamique et transitoire) [5,6]. En effet, le mécanisme causant l'instabilité de tension semble l'un des plus importants problèmes à clarifier [7]. Aujourd'hui encore, il n'y a pas une théorie disponible et largement acceptée pour l'analyse de la stabilité de tension. Les problèmes liés à ce type d'instabilité constituent alors, dans plusieurs pays, un axe de recherche très important [8].

Des relevés sur les incidents survenus durant les dernières décennies ont montré que l'effondrement de tension intervient généralement suite à une perturbation majeure ou à une augmentation importante de la charge sur un réseau électrique soumis à de fortes contraintes. Ce réseau est affaibli et sa consommation réactive s'accroît. Le phénomène est alors caractérisé par une baisse progressive de la tension dans une ou plusieurs régions consommatrices, baisse qui va en s'accéléralant au bout de quelques minutes [3,9]. La dégradation de la tension au niveau des charges est alors telle qu'elle entraîne des interruptions de service dont les causes directes peuvent être: manque de tension, surcharge de certains éléments de réseau pouvant provoquer leur déclenchement lequel peut entraîner lui-même d'autres surcharges, etc. De plus, l'augmentation des pertes réactives du réseau, due à cette situation de baisse de tension, peut entraîner les générateurs à leurs limites de

production de puissance réactive. Cette limitation, et par suite la perte de réglage de la tension au niveau des bornes des groupes, a pour conséquence une accélération de la dégradation du plan de tension et peut aller jusqu'à des déclenchements de groupes et de lignes en cascade et à un écroulement complet du réseau.

Notons que les angles et la fréquence restent plutôt constants, condition observée dans plusieurs incidents [10,11]. La stabilité de tension est un phénomène lent de plusieurs minutes et est associé à l'incapacité du réseau de fournir un support adéquat de puissance réactive, au moins en certains noeuds. Il est alors raisonnable de le découpler de l'analyse relative aux dynamiques des générateurs [12]. Plusieurs méthodes ont été développées afin d'évaluer la stabilité de tension et déterminer la condition critique d'un réseau électrique. D'autres travaux ont porté sur la recherche de critères et d'indicateurs de stabilité comme moyens de prévention d'un éventuel effondrement de tension.

Venikov et al. [13] ont montré que le Jacobien des équations de l'écoulement de puissance caractérise les limites de la stabilité statique classique. Tamura et al. [14] ont confirmé que des solutions multiples d'écoulement de puissance apparaissent sous des conditions de charges élevées. Ceci semble être dû à l'instabilité de tension, notamment lorsqu'il y a une seule paire de solutions proche l'une de l'autre. D'autres auteurs [15,16,17] ont suggéré de calculer la valeur critique de tension comme valeur de seuil en utilisant un calcul d'optimisation de la puissance maximale transmissible. Kessel et Glavitsch [18] ont proposé un type différent pour exprimer le risque d'effondrement de tension. Leur indicateur est basé sur la réalisabilité de l'écoulement de puissance à chaque noeud consommateur. Tiranuchit et Thomas [10,11] ont suggéré l'utilisation de la valeur singulière minimale du Jacobien comme un indice de sécurité du plan de tension. L'utilisation des valeurs propres du Jacobien pour détecter une instabilité de tension a été également envisagée [6,12,19]. Kwatny et al. [2] ont présenté une définition précise de la stabilité statique et de l'effondrement de tension basée sur la théorie de bifurcation statique.

Ce mémoire comprend quatre chapitres.

Dans le premier chapitre de ce mémoire, nous présentons les notions de base relatives aux phénomènes d'instabilité et d'effondrement de tension. Les définitions, les causes fréquentes d'instabilité de tension ainsi que les principales méthodes de prévention sont exposées. Les premiers éléments d'analyse et les approches d'étude de ce type de stabilité sont précisés.

Au deuxième chapitre, nous donnons une analyse fondamentale de la stabilité de tension appliquée à un cas simple. Des caractéristiques et des résultats classiques sont retrouvés. Une limite de stabilité ou condition critique est définie. La sensibilité de cette limite aux paramètres du réseau est ensuite déterminée par le biais d'une étude paramétrique faisant intervenir des solutions analytiques aux équations du système.

Le troisième chapitre traite de l'évaluation de la stabilité de la tension d'un réseau électrique. La position du problème est précisée et la formulation établie. Nous présentons alors les modèles des différents composants du réseau pour cette étude. La condition de stabilité est ensuite explicitée. Elle se base sur la singularité du Jacobien des équations de l'écoulement de puissance et permet l'estimation du point critique. Dans une deuxième partie, une application sur un réseau standard est présentée. La détermination de la stabilité de tension est faite dans le cas de base ainsi que dans des cas d'ouvertures et de topologies variées du réseau. Les effets de l'équipement de contrôle sont également montrés.

Dans le quatrième chapitre, nous cherchons à déterminer un indicateur de stabilité qui peut être appliqué en exploitation d'un réseau électrique. Nous développons plusieurs indices et étudions leurs comportements sur le réseau d'application étudié. Le but recherché est un indice qui peut prévenir assez tôt de la proximité d'une instabilité de tension et une possibilité d'une évaluation en temps réel (on-line).

Chapitre I

GENERALITES ET CONCEPTS DE BASE

I.1 INTRODUCTION

Dans ce chapitre, nous présentons dans un premier temps, les notions générales et les concepts fondamentaux liés au problème de l'instabilité de tension. Dans un deuxième temps, nous présentons les causes qui peuvent éventuellement contribuer à des instabilités de tension. Ensuite, nous montrons les moyens permettant de prévenir ces problèmes.

Les éléments d'analyse et les approches possibles concernant l'étude de la stabilité de tension seront ensuite présentés, et le cadre de notre étude précisé.

I.2 DEFINITIONS ET GENERALITES SUR LA STABILITE DE TENSION

Plusieurs réseaux interconnectés se sont trouvés en face de tensions anormalement faibles ou élevées ou des effondrements de tension. Des valeurs anormales et des effondrements de tension représentent une menace de premier ordre pour la stabilité et la sécurité du réseau. En effet, plusieurs incidents majeurs (généralisés) ont été associés à des problèmes de tension [19,20,21]. De tels incidents, quoique peu fréquents, ont un large impact sur l'industrie électrique [2,19].

Des cas d'effondrements de tension ont été rapportés en France, Grande-Bretagne, Italie, Japon, URSS, USA [2,19,20,22,23]. Cela a incité à effectuer une recherche considérable pour la compréhension de ces phénomènes (EPRI et NSF Workshops sur l'effondrement et la stabilité de tension de 1989 et 1991) [20].

En outre, on s'attend à ce que le problème devienne plus sévère durant la prochaine décennie. Ceci est dû à la croissance continue de la demande, alors que les contraintes économiques et d'environnement limitent la construction de nouvelles lignes de transmission d'énergie [23]. Pour cette raison, une des préoccupations majeures actuelles dans les réseaux d'énergie électrique demeure la compréhension des mécanismes des phénomènes d'instabilité et d'effondrement de tension et l'évaluation de la sécurité du plan de tension afin de prendre à temps les mesures adéquates de prévention.

L'analyse et l'étude du comportement de la tension dans un réseau électrique est un sujet très riche. Ceci a engendré plusieurs points de vue et parfois même une confusion d'usage des termes tels que: stabilité de tension et effondrement de tension. Cette confusion de terminologie revient au manque de définitions susceptibles d'être adoptées et pouvant couvrir tout le sujet de stabilité. Cependant, les définitions de I.E.E.E. peuvent servir comme point de départ utile.

Un réseau d'énergie constitue un système dynamique et la stabilité de tension d'un réseau électrique un sous ensemble de la stabilité globale de ce système.

On peut donner les définitions suivantes [5,12]:

Définition 1: Stabilité de tension

Un réseau électrique soumis dans des conditions d'exploitation données à une perturbation donnée est dit à tension stable si les valeurs de la tension des points de consommation se rapprochent des valeurs d'équilibre après perturbation.

Définition 2: Instabilité de tension

L'instabilité de tension est l'absence de stabilité de tension qui se traduit par une diminution (ou une augmentation) progressive de la tension. Les régulateurs ou d'autres actions de contrôle (comme le déclenchement de charge) peuvent rétablir une stabilité globale.

Définition 3: Effondrement de tension

Suite à une instabilité de tension, un réseau d'énergie électrique subit un effondrement de tension si les tensions d'équilibre des points de consommation sont inférieures aux valeurs

limites acceptables. L'effondrement de tension peut concerner la totalité du réseau (blackout) ou une partie de celui-ci.

Des définitions ci-dessus, on peut donc distinguer deux types d'instabilité de tension [7]:

- Diminution de tension en dessous de certaines limites mais le système est encore capable de restaurer un point de fonctionnement acceptable.

- Effondrement de tension: Le système est alors incapable de maintenir un point de fonctionnement stable.

De ce fait, un réseau électrique peut quelque fois fonctionner avec des tensions considérablement faibles. Un tel fonctionnement est possible et est considéré comme stable d'un point de vue théorique. En pratique, il est inacceptable. Donc, on caractérise le 1^{er} type par celui où les tensions dépassent leurs limites acceptables sous des conditions théoriquement stables.

Les termes effondrement de tension et instabilité de tension sont souvent utilisés l'un pour l'autre. Le terme stabilité de tension est équivalent à celui de stabilité de la charge (comme définie par Venikov [13] et Weedy [24]).

L'instabilité et l'effondrement de tension sont presque toujours provoqués par de grandes perturbations, et notamment des augmentations importantes de la charge.

I.3 CAUSES D'INSTABILITE DE TENSION

Les risques d'apparition de phénomènes d'écroulement de tension sont toujours liés à la difficulté de régler la tension au dessus d'une certaine valeur appelée tension critique, compte tenu de la puissance à transiter pour alimenter la charge et la distance électrique sur laquelle cette puissance doit être transitée. Cela peut ainsi correspondre soit à une tension critique basse, avec un manque de moyens de compensation empêchant d'amener la tension de certains postes consommateurs au dessus de cette valeur, soit à une tension critique trop élevée pour avoir un fonctionnement normal à une tension supérieure.

1.3.1 Manque local de puissance réactive

L'utilisation croissante des lignes très chargées a résulté en un besoin accru de l'aménagement de la puissance réactive et a augmenté les possibilités d'instabilité et d'effondrement de tension [25]. En effet, l'une des causes principales d'instabilité de tension réside dans les ressources de puissance réactive inadéquates ou insuffisantes (du moins localement) [8,9,26].

Le manque de puissance réactive peut provenir de deux raisons distinctes:

- La compensation du réseau récepteur n'est pas suffisante pour éviter une chute de tension trop importante entre le départ et l'arrivée du transport.

- L'ensemble d'une région est insuffisamment compensée, entraînant un fonctionnement aux limites (du courant d'excitation ou du courant stator) d'un ou plusieurs groupes de production qui ne peuvent plus alors tenir la tension à une valeur constante [10,11,27]. Sans limitation de courant de champ, l'instabilité et l'effondrement de tension sont souvent impossibles [28].

1.3.2 Production trop éloignée de la consommation

Des zones avec relativement peu de sources de puissance réactive sont plus susceptibles à un déséquilibre. En effet, les problèmes locaux de tension peuvent se développer même lorsque le système global a des réserves réactives suffisantes, car les pertes réactives élevées rendent difficile le transport de puissance réactive à travers des distances longues [23,29].

Le transport de puissance à travers de longues distances est dû à plusieurs raisons:

- Il peut se produire que les groupes proches d'un point de consommation soient tous arrêtés, soit parce qu'ils sont en panne, soit parce qu'il n'est pas économique de les faire fonctionner à certaines périodes.

- La distance électrique est augmentée par des indisponibilités de lignes, notamment à la suite d'incidents.

- Il est de plus en plus difficile d'obtenir des centres de génération à proximité des consommateurs. L'énergie électrique est alors souvent transportée à travers des lignes à large capacité sur de grandes distances [30].

- L'interconnexion continue des réseaux électriques, sous des contraintes économiques et d'environnement, a conduit à des systèmes complexes qui doivent fonctionner près des limites de stabilité [3].

1.3.3 Charge appelée trop importante

L'une des causes correspond à une charge active (et naturellement réactive) élevée. Ceci est du à l'augmentation croissante de la demande et à un large transfert d'énergie entre compagnies [8,9,12,22]. Une instabilité de tension peut se produire en particulier lorsque la charge appelée est plus importante que celle prévue et le risque est d'autant plus grand que la consommation réactive est également plus grande que prévue.

1.3.4 Tension trop basse à la production

Une tension élevée à l'extrémité productrice augmente la puissance transmissible. Inversement, une tension basse approche le point de fonctionnement du point critique [27]. Comme précaution, il ne faut pas attendre que les machines soient proches de leurs limites de génération de puissance réactive pour élever leurs tensions. Signalons, de plus, qu'une baisse importante du plan de tension peut entraîner l'ilôtage, voire le déclenchement de générateurs par dégradation des conditions d'alimentation de leurs auxiliaires, ayant pour conséquence une perte de production active et réactive accélérant le processus d'effondrement de tension.

Il faut remarquer, cependant, que si une tension grande à l'extrémité productrice permet de s'éloigner des régimes critiques, une tension basse à l'extrémité réceptrice ne signifie pas forcément qu'il y ait risque d'effondrement de tension. Tout dépend de la tension critique du régime considéré. La stabilité de tension est considérablement affectée par les limiteurs de surexcitation.

L'instabilité de tension est largement déterminée par les caractéristiques de charge et les moyens de contrôle de la tension. La stabilité de tension est considérablement affectée par le type de charge ainsi que par les régleurs en charge (Load-Tap-Changing: LTC) [12,31]. En effet, l'incident du 23 Juillet 1987 à Tokyo [19] montre qu'il est nécessaire de prendre en compte les caractéristiques de charge. Pour une vraie instabilité de tension, au moins une partie de la charge totale, doit être de type à puissance constante [25,26].

I.4 EXEMPLES D'INCIDENTS

Un certain nombre d'incidents dont au moins la phase la plus importante est un effondrement de tension, est survenu dans le monde. On peut citer quelques cas dont l'analyse et les observations ont permis de voir les causes citées dans le paragraphe précédent.

I.4.1 Incident du réseau français

L'incident s'est produit le 19 décembre 1978 [1,27]. Les conditions initiales d'exploitation étaient caractérisées par de forts transits Est-Ouest de puissance en provenance des réseaux étrangers et par un plan de tension particulièrement bas sur la majeure partie du réseau français. A 8h 26mn, s'est produit le déclenchement par surcharge de la ligne à 400 kV Creney-Bezaumont. On a constaté que la tension est bien tenue dans les postes proches des réseaux étrangers, source de la puissance importée, et qu'elle décroît rapidement dans les postes proches de la consommation de la région parisienne. Les causes de cette chute rapide de tension sont multiples: plan de tension initial bas, charge appelée importante, forts transits, production éloignée, insuffisance de moyens de compensation. Le phénomène a été aggravé par l'arrivée en limitation des groupes de production qui n'ont plus assuré la tenue de la tension, et par la séparation du réseau de certains groupes, sous l'action de leurs protections propres, due à la dégradation des conditions d'alimentation de leurs auxiliaires (tensions basses).

I.4.2 Incident du réseau japonais

Le 23 février 1987 alors que la demande d'électricité bat des records dans la matinée, une chaleur inhabituellement forte, en début d'après-midi, pousse les clients à utiliser massivement les climatiseurs. Les prévisions de consommation sont largement dépassées. La tension baisse. Une instabilité de tension survient entraînant le déclenchement des trois postes électriques alimentant la région de Tokyo [19].

I.5 PREVENTION DES ECROULEMENTS DE TENSION

Compte tenu des causes susceptibles de conduire à des phénomènes d'écroulement de tension, on peut prévenir de tels phénomènes en agissant d'abord au niveau de la planification, pour des régimes normaux et les régimes d'incident les plus probables; puis, au niveau de l'exploitation, pour éviter de tels phénomènes en toute circonstance, même exceptionnelle.

Toutefois, les précautions adéquates permettant de réduire les risques d'effondrement de tension ne vont nécessairement pas dans le sens de l'économie en investissements et en coût d'exploitation. Néanmoins, ne pas en tenir compte relève aujourd'hui de la négligence technique.

I.5.1 En planification

Un réseau est d'autant moins sujet à des effondrements de tension qu'il est plus robuste, c'est-à-dire moins dégradable par l'action correcte ou même intempestive des protections.

- La première mesure adoptée en planification pour reculer les limites de puissance transmissible est une compensation bien adaptée du réseau. Ceci entraîne une élévation de la tension critique. Cependant, il faut éviter que celle-ci se rapproche de la tension normale de fonctionnement. En effet, considérons le cas où la tension critique a une valeur assez élevée et proche des valeurs admises en pratique. La valeur de la tension au noeud considéré peut devenir critique sans que ceci ne provoque aucune attention particulière des opérateurs ou une action des moyens de protection, du fait que cette valeur critique apparaît normale. C'est pourquoi, il est nécessaire de calculer les valeurs des tensions critiques correspondant aux régimes les plus sévères, en fonction des points où la tension peut être maintenue constante.

Les points où la tension peut être maintenue constante sont les bornes des alternateurs, tant que ceux-ci disposent d'une marge de réglage, ou les points de raccordement de compensateurs synchrones ou de compensateurs statiques, s'ils ne sont pas en "butée".

- Une partie importante des moyens de production de la puissance réactive doit être localisée près des charges; cela peut même signifier que la sécurité requiert dans des cas critiques, la mise en service d'unités peu économiques [1,27]. En effet, il faut tenir compte du caractère local de la mise en oeuvre des réserves de puissance réactive; celle-ci ne se prête pas bien au transit sur de longues distances et la notion de réserve étendue à de grandes zones n'a aucun sens du point de vue de l'exploitation. En particulier, la philosophie du secours mutuel entre réseaux interconnectés, parfaitement valable dans le cas de la puissance active, n'est guère d'application pour ce qui concerne la puissance réactive.

- Enfin, on peut être conduit à anticiper un renforcement de réseau ou à choisir un nombre de conducteurs plus grand pour la construction d'une ligne, de façon à diminuer l'impédance de transport. De plus, on pourrait être amené à envisager la compensation série de certaines lignes.

I.5.2 En exploitation

Indépendamment des dispositions prises lors de la planification, il est nécessaire de tenir compte des problèmes de la tenue de la tension dans l'exploitation du réseau. Cette prise en compte doit s'effectuer à deux niveaux: lors des études prévisionnelles et lors de la conduite proprement dite, en temps réel.

a) Etudes prévisionnelles

A ce stade, il faut s'assurer que les conditions d'exploitation du réseau sont telles qu'il soit possible d'obtenir avec les moyens disponibles, en particulier les groupes de production, un plan de tension élevé avec une bonne marge de sécurité. Ceci voudrait dire qu'on doit rester suffisamment loin de la tension critique et que les phénomènes d'écroulement de tension ne risquent pas de se produire lors de la prise de charge ou lors des incidents les plus probables. Dans ce but, il faut disposer de critères pratiques qui peuvent être utilisés pour calculer les tensions critiques. En effet, une bonne exploitation requiert la surveillance d'indices de stabilité de tension; ils doivent aussi être intégrés dans les études de planification.

b) conduite

Les dispositions prises au niveau prévisionnel doivent permettre d'obtenir un bon plan de tensions. Au niveau de la conduite, il faut des moyens de contrôle de la tension notamment par compensation de l'énergie réactive, un réglage qui permet, à chaque instant, une évaluation des possibilités de fourniture de la puissance réactive des groupes, donc de la marge de réglage dont ils disposent, et permet de détecter ainsi l'apparition de situations dangereuses.

La puissance réactive à développer par les différentes machines doit être répartie de telle manière que chacune d'elles conserve une certaine réserve. Ceci a un double effet: en cas de perte brutale d'une machine, ses voisines reprennent la puissance réactive perdue et cette puissance est-elle même d'autant plus faible que la machine déconnectée était elle-même moins chargée.

Toutefois, il peut arriver que par suite d'aléas (accroissement imprévu de consommation, indisponibilité fortuite de groupes ou de moyens de compensation) la tenue de la tension se dégrade. Il est alors nécessaire de prendre des mesures pour éviter les phénomènes d'écroulement de tension. Il est important de remarquer que ces mesures doivent intervenir suffisamment tôt. En effet, les phénomènes de dégradation de la tension ne sont pas toujours réversibles [1].

Les moyens d'action qu'il est possible de mettre en oeuvre:

- Mise en oeuvre des moyens de production: la mise en service de groupes judicieusement placés, permet de disposer de puissance active et réactive réduisant les transits et améliorant la tenue de la tension.

- Il y a tout intérêt à anticiper les montées de charge (par exemple le matin) en partant de plans de tensions élevés.

- Réduction de la consommation: lorsqu'il n'est pas possible d'augmenter la production, il faut procéder à une réduction de la consommation. La technique de délestage des charges, largement répandue pour sauvegarder les réseaux lors de la diminution de la fréquence, peut être utilement étendue au cas des chutes de tensions anormales [4].

I.6 ANALYSE DE LA STABILITE DE TENSION

I.6.1 Aspects de l'analyse

Lors de la planification et l'exploitation des réseaux électriques, l'analyse de l'instabilité de tension concerne deux aspects [12,32]:

- Proximité: c'est l'évaluation de la distance de la limite de stabilité ou marge de sécurité. Elle fournit une mesure de la stabilité de tension, c'est-à-dire de combien on est proche ou loin de la charge critique. Ceci revient en général à déterminer la condition de charge extrême.

- Mécanisme: lorsqu'une instabilité de tension survient, quels sont les points sensibles ou noeuds faibles du point de vue instabilité de tension, ainsi que les facteurs qui ont contribué à cette situation. L'analyse de cet aspect permet alors la détection des états vulnérables du système et l'identification des noeuds et des régions où des mesures de renforcement peuvent être prises. Cette analyse permet aussi d'évaluer les relations entre les différents paramètres du système et l'instabilité de tension.

L'examen de ces deux aspects montre que l'un des objectifs de l'étude est de trouver un critère ou indice de stabilité de tension qui peut être utilisé en planification et en exploitation [26]. Ceci doit permettre de prévoir un effondrement de tension dans des réseaux complexes, fournir des marges de stabilité et les limites de transfert de puissance avec précision, et identifier les facteurs contribuant et les sensibilités que fournit les caractéristiques du système pour développer des actions de redressement [6,26].

C'est un problème difficile et la structure d'un indice de performance approprié est non évidente à trouver. Le point crucial pour juger une méthode est si oui ou non la marge de stabilité est physiquement raisonnable, et peut fournir aux planificateurs et exploitants une indication lorsqu'une action de correction est nécessaire [23,32]. Alors que plus de recherches sont encore nécessaires dans les mécanismes de base d'instabilité de tension, il y a néanmoins un besoin urgent d'augmenter le nombre d'outils utiles à l'opérateur dans l'environnement en ligne [23].

L'instabilité de tension est un processus relativement lent, et peut, donc, être étudiée en la séparant des aspects de la stabilité angulaire (synchronisme). On se concentre alors sur les dynamiques qui ont des impacts sur la stabilité de tension [25].

I.6.2 Différentes approches

L'analyse des phénomènes d'instabilité et d'effondrement de tension peut être faite suivant deux approches: dynamique ou statique.

a) Approche dynamique

La stabilité de tension est un phénomène dynamique. Elle peut être étudiée en utilisant un programme de stabilité transitoire modifié afin de prendre en compte les dynamiques intervenant dans le mécanisme de l'instabilité de tension (dépendance en tension des charges, LTCs, limites des générateurs, etc) [6,33]. Cependant, cette méthode ne fournit pas les informations de sensibilité du degré de stabilité. En outre, elle ne répond pas aux exigences d'analyse (temps) [6]. L'application de simulations dynamiques est alors limitée à l'investigation de situations spécifiques d'effondrement de tension ainsi qu'à l'analyse particulière des charges de moteurs à induction, et de régulateurs en charge [31,34,35].

L'analyse dynamique a cependant un côté précieux dans la mesure où elle permet de déterminer et de suivre la succession dans le temps des mesures de réglage et de protection. L'utilisation des régulateurs de prise en charge en série, le délestage sur baisse de tension, la hiérarchie d'insertion des batteries de condensateurs shunt et les autres mesures de réglage et de protection intervenant simultanément sont difficiles à simuler à l'aide de programmes d'étude des transits de puissance.

L'approche dynamique utilise un modèle caractérisé par des équations différentielles non linéaires et des équations algébriques. En particulier, un modèle du générateur synchrone avec des limiteurs de courant statorique et rotorique, et un modèle de charge dynamique non linéaire doivent être inclus [25,36].

b) Approche statique

L'analyse de la stabilité de tension exige souvent l'examen d'une large gamme de conditions du système et un nombre important de contingences. Pour ces applications, l'approche basée sur l'analyse statique est plus attrayante. Convenablement utilisée, elle peut fournir des résultats intéressants dans le problème du comportement de la tension [6]. En effet, l'analyse statique peut être utilisée de façon efficace pour déterminer les marges de sécurité et identifier les contraintes du réseau, ainsi que pour l'étude d'un large éventail d'états et d'incidents du réseau.

Pour étudier les effets des équipements de contrôle et compte tenu de la lenteur du phénomène d'instabilité de tension, on utilise la simulation du transit de puissance (c-à-d l'analyse en régime permanent). On peut alors représenter l'effondrement de tension lent de façon approximative par des instantanés (Snapshots) du transit de puissance pris à des intervalles de plusieurs dizaines de secondes ou de minutes suite à une indisponibilité majeure [12].

L'approche statique utilise un modèle d'écoulement de charge conventionnel pour représenter le système statique. Ce n'est pas toujours approprié, surtout lorsque le système approche la condition critique. Il est nécessaire de considérer des modèles statiques plus détaillés pour les différents composants du système, en particulier les caractéristiques de charge. En effet, l'analyse d'un éventuel effondrement de tension peut nécessiter une représentation plus détaillée des charges que l'analyse classique des transits de puissance, et notamment une représentation affinée des réseaux de distribution. Il peut être nécessaire de représenter les charges comme étant sensibles à la tension avec un réglage approprié de la tension de charge par des transformateurs assurant le réglage de la prise en charge [6].

Un cadre strictement statique est insuffisant [32]. Tamura [14,37] a discuté la nature semi-dynamique des problèmes de stabilité de tension. Tiranuchit [10,11] a suggéré que les dynamiques de charge particulière ou les dynamiques de contrôle de tension doivent être considérés. En fait, l'analyse statique et l'analyse dynamique se complètent mutuellement.

1.6.3 Critères de stabilité de tension

D'un point de vue pratique, nous avons besoin d'un outil analytique qui permet de satisfaire les préoccupations citées plus haut. Une méthode d'analyse donnée doit fournir un critère qui permet l'évaluation de la stabilité de tension. Il doit entre autres:

- estimer la limite de stabilité;
- situer le point de fonctionnement vis-à-vis de la région stable;
- évaluer sa proximité à la limite de stabilité;
- en cas d'instabilité, définir le mécanisme qui a entraîné cette situation (et ce que l'on doit faire pour y remédier), localiser les noeuds faibles où des moyens de compensation

doivent être aménagés, les noeuds de charge qui sont étroitement liés, les incidents (outages) qui ont plus d'impacts,...

La majorité des critères existants ont été développés en se basant sur l'approche statique utilisant un modèle d'écoulement de puissance conventionnel [6,25].

I.7 CADRE DE NOTRE ETUDE

Notre travail porte sur l'évaluation de la stabilité de tension utilisant l'approche statique. l'objectif est:

- la détermination de la limite de stabilité de tension compte tenu des facteurs pouvant affecter son mécanisme.

- Le développement de critères qui peuvent nous renseigner sur le degré de stabilité de tension lors de l'exploitation.

Cette étude est importante car elle permet d'une part, de connaître les limites de notre système vis-à-vis des problèmes de stabilité de tension, et d'autre part, de disposer d'indices pratiques pour suivre le bon fonctionnement du réseau.

Chapitre II

ANALYSE FONDAMENTALE DE LA STABILITE DE TENSION

II.1 INTRODUCTION

Pour expliquer les phénomènes d'instabilité et d'effondrement de tension des réseaux de transport, nous commencerons l'étude par un cas simplifié: celui d'un dipôle ou système à deux noeuds. Cela nous permettra d'avoir des équations faciles à traiter et des schémas représentatifs simples et également de retrouver des résultats classiques. Ensuite, nous procéderons à une étude paramétrique qui montrera la sensibilité de la stabilité de tension aux caractéristiques du système.

II.2 PRESENTATION DU SYSTEME ET EQUATIONS DE FONCTIONNEMENT

Afin d'illustrer quelques aspects de l'analyse, le phénomène d'instabilité de tension peut être analysé à l'aide de l'exemple simple d'une charge alimentée par une source de tension constante à travers un transformateur. Ceci peut être assimilé à un réseau représenté par son modèle de Thévenin vu par un noeud de charge (Figure 2.1).

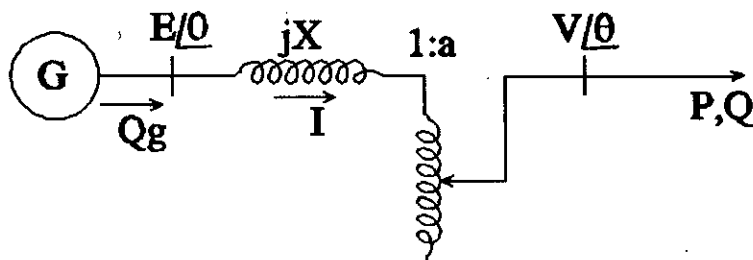


Figure 2.1: Système simple à deux noeuds

Dans un réseau, les transformateurs qui sont connectés directement à la charge ont des régleurs de charge (LTC) contrôlés par des régulateurs automatiques de tension locaux pour garder le tension aux points de consommation aussi constante que possible, indépendamment des fluctuations de la tension primaire. Alors il est de droit de supposer que, au moins pour les faibles fluctuations, la tension à la charge reste constante et donc la charge aussi. Avec cette hypothèse, on considère que:

$$S = P + j Q = Const$$

En considérant la Figure 2.1, on peut écrire:

$$\bar{I} = \frac{E - \frac{\bar{V}}{a}}{jX} \quad (2.1)$$

on aura alors:

$$S^* = (VI^*)^* = V^*I = V^* \frac{E - \frac{\bar{V}}{a}}{jX} \quad (2.2)$$

Avec

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

On aura:

$$S^* = P - jQ = -\frac{EV}{aX}\sin\theta + j\left(\frac{V^2}{aX} - \frac{EV}{aX}\cos\theta\right) \quad (2.3)$$

Les puissances active et réactive qui transitent dans la ligne s'écrivent alors:

$$P = -\frac{EV}{aX}\sin\theta \quad (2.4)$$

$$Q = \frac{EV}{aX}\cos\theta - \frac{V^2}{a^2X} \quad (2.5)$$

D'où en éliminant θ :

$$P^2 + \left(Q + \frac{V^2}{a^2 X}\right)^2 = \frac{E^2 V^2}{a^2 X^2} \quad (2.6)$$

L'équation précédente peut s'écrire sous la forme d'une équation quadratique en V :

$$V^4 + (2QX - E^2) a^2 V^2 + (P^2 + Q^2) a^4 X^2 = 0 \quad (2.7)$$

dont la solution est:

$$V^2 = \frac{a^2}{2} \left[E^2 - 2QX \pm E \left(E^2 - \frac{4P^2 X^2}{E^2} - 4QX \right)^{1/2} \right] \quad (2.8)$$

II.3 CARACTERISTIQUE TENSION-PUISSANCE

II.3.1 Description et interprétation physique

Pour a , E , X et un facteur de puissance constant ($\text{tg}\phi = Q/P = \text{Cte}$) donnés, la courbe de V en fonction de la puissance active P est de forme quasi-parabolique. Elle est représentée par la Figure 2.2. La variation de la tension en fonction de la puissance réactive consommée Q est similaire au facteur de charge Q/P près.

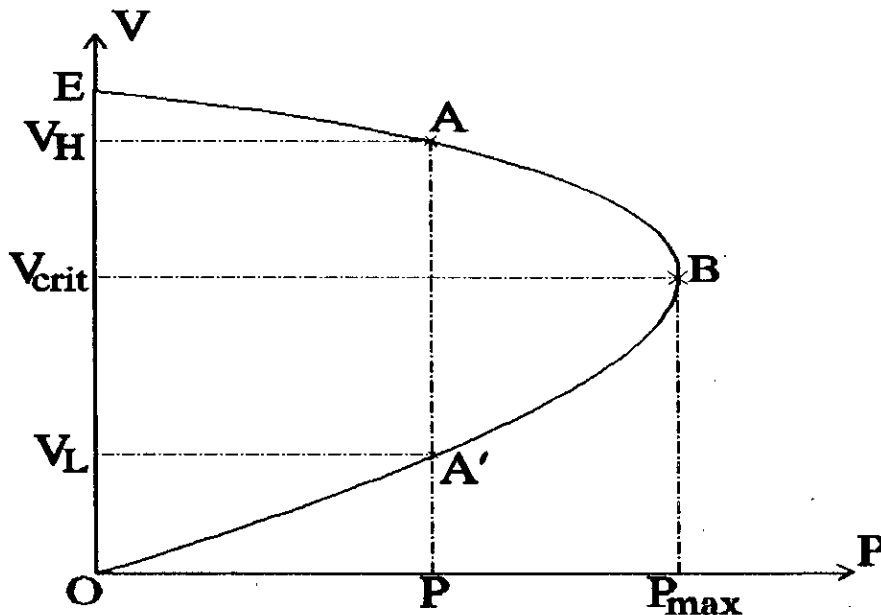


Figure 2.2 Caractéristique tension-puissance

Lorsque la charge croît, le courant circulant dans la ligne croît, entraînant une chute de tension d'autant plus importante que le courant est plus grand; la tension aux bornes de la charge décroît.

La puissance active délivrée a une valeur maximale. En effet, en augmentant la charge, la chute de tension dans la ligne provoquée par l'appel de courant, devient très importante, et l'augmentation du courant ne suffit plus à compenser la diminution de V dans le produit VI ($S=VI$). On retrouve la propriété bien connue: il y a une puissance active maximale transmissible par un dipôle à partir d'une source de tension constante E . A cette puissance correspond une tension appelée tension critique V_{crit} .

Pour une valeur donnée P de la puissance délivrée, on peut trouver deux points de fonctionnement A et A' (voir figure 2.2) correspondant à des valeurs de tension différentes V_{II} et V_L . Sont-ils tous deux valides?

Pour vérifier ce point, supposons une augmentation incrémentable de charge qui déplace le point de fonctionnement à droite où on peut voir que:

- V_{II} devient plus faible, ce qui semble naturel. Le point A correspond à un fonctionnement normal ou stable.
- V_L augmente simultanément avec l'augmentation de charge, ce qui n'est pas naturel (au moins pour les charges inductives). Le point A' représente un fonctionnement dégradé ou instable.

En outre, pour la même puissance débitée, le courant correspondant à V_L (point A') est beaucoup plus grand que dans le régime correspondant à A , donc les pertes sont beaucoup plus élevées. Par ailleurs, la tension V_L est beaucoup plus petite que V_{II} .

En conclusion, seule la partie haute de la courbe commençant de E et gagnant le sommet de la parabole B , offre la région de fonctionnement stable. En conséquence, dans toute l'analyse consacrée aux problèmes de stabilité statique de tension, l'intérêt est porté à cette partie de la courbe.

II.3.2 Situation au sommet de la parabole

Une augmentation progressive de la charge entraîne une diminution de plus en plus importante de la tension qui s'approche de la valeur critique. Les deux valeurs de tension V_L et V_{II} deviennent proches l'une de l'autre. Le point critique correspond au sommet de la courbe $V(P)$ où dV/dP (ou dV/dQ , ou encore dV/dS) deviennent infinies.

On a alors pour ce point, d'après (2.8):

$$E^2 - \frac{4 P_{\max}^2 X^2}{E^2} - 4 Q_{\max} X = 0 \quad (2.9)$$

et

$$V_L = V_H = V_{crit} = a \left(\frac{E^2 - 2 Q_{\max} X}{2} \right)^{\frac{1}{2}} \quad (2.10)$$

Si la structure de la charge ne change pas, et le facteur de puissance reste constant, alors $Q_{\max} = P_{\max} \operatorname{tg} \phi$, et l'équation (2.9) peut se mettre sous la forme d'une équation quadratique en P_{\max} :

$$P_{\max}^2 + \left(\frac{E^2}{X} \operatorname{tg} \phi \right) P_{\max} - \frac{E^2}{4X^2} = 0 \quad (2.11)$$

qui a pour solution unique:

$$P_{\max} = \frac{-\frac{E^2}{X} \operatorname{tg} \phi + \frac{E^2}{X \cos \phi}}{2} \quad (2.12)$$

soit

$$P_{\max} = \frac{E^2}{2X} \frac{1 - \sin \phi}{\cos \phi} \quad (2.13)$$

La puissance maximale qui peut être délivrée à la charge est fonction de la tension E et de l'impédance externe série entre l'extrémité émettrice et le point de charge, et est donnée par (2.13). On a aussi:

$$Q_{\max} = P_{\max} \operatorname{tg} \phi = \frac{E^2}{2X} \frac{\sin \phi}{1 + \sin \phi} \quad (2.14)$$

En remplaçant Q_{\max} dans (2.10) par son expression, on aura:

$$V_{crit} = \frac{aE}{\sqrt{2(1 + \sin \phi)}} \quad (2.15)$$

Le point critique est donc défini par les équations (2.12) et (2.15), qui donnent la valeur de la puissance maximale transmissible et la valeur critique de la tension correspondante.

II.3.3 Relation entre P_{\max} et V_{crit}

A chaque valeur de la puissance maximale transmissible correspond une valeur de la tension critique à l'extrémité réceptrice. Cette tension critique s'élève lorsque la puissance augmente. La relation entre P_{\max} et V_{crit} est donnée par:

$$V_{\text{crit}} = \frac{aE^2}{2\sqrt{E^2 - P_{\max}} \times \cos\phi} \quad (2.16)$$

On peut aussi calculer la tension critique correspondant à la livraison d'une puissance P à travers un dipôle (tension pour laquelle cette puissance serait la puissance maximale transmissible). Si pour ce transport de P , la tension E à l'extrémité émettrice est suffisamment élevée et la compensation réactive est suffisante pour que la tension V en résultant soit supérieure à V_{crit} , on est sur la partie supérieure de la courbe et le fonctionnement est satisfaisant. Si V est inférieure à V_{crit} , on est sur la partie inférieure de la courbe, le fonctionnement est dégradé.

II.3.4 Effondrement de tension

Au sommet de la parabole dV/dP , dV/dQ ou encore dV/dS sont tous infinis. En évoluant vers le sommet sur la partie supérieure, ces dérivées augmentent de plus en plus pour devenir infinies au sommet. Ce qui signifie que l'augmentation progressive de la charge cause des chutes de tension croissantes, devenant presque infinies au sommet. Cette dégradation continue caractérise le phénomène appelé effondrement de tension.

Cette situation d'effondrement de tension est relative à une charge particulière au noeud considéré c'est-à-dire que le problème est régional et non nécessairement global (comme c'est le cas de la dégradation de fréquence).

Pour un transport de puissance P , les risques d'instabilités de tension seront d'autant plus faibles que la tension à l'extrémité réceptrice sera plus éloignée, par valeur supérieure, de la tension critique correspondant à P . Alors que la situation se dégrade et le point d'effondrement s'approche, il serait nécessaire de garantir une "distance de sécurité" (marge) entre le point de fonctionnement tolérable et le point limite. On peut définir cette marge en terme de puissance:

$$CPM = -P + P_{cr} \quad (2.17)$$

ou comme différence des tensions:

$$CVM = V - V_{cr} \quad (2.18)$$

II.4 ETUDE PARAMETRIQUE

L'équation (2.6) peut se mettre sous la forme d'une équation quadratique en P , comme suit:

$$P^2 + 2 \frac{V^2}{a^2 X} \frac{tg\phi}{1+tg^2\phi} P + \frac{V^2}{a^4 X^2} (V^2 - a^2 E^2)/(1+tg^2\phi) = 0 \quad (2.19)$$

qui a pour solution:

$$P = \frac{V}{a^2 X} \frac{-tg\phi V + [(1+tg^2\phi) a^2 E^2 - V^2]^{\frac{1}{2}}}{1+tg^2\phi} \quad (2.20)$$

Cette dernière équation permet d'obtenir la caractéristique $V(P)$ pour différents cas.

II.4.1 Influence du facteur de puissance

Pour E et X fixés, la Figure 2.3 montre les caractéristiques $V(P)$ pour différentes valeurs de $t=tg\phi$ de la charge. On peut observer que la puissance maximale transmissible augmente lorsque ϕ diminue, c'est-à-dire lorsque la compensation réactive de la charge augmente. Ceci est montré à la Figure 2.5. La tension critique (Figure 2.4) est plus élevée et s'approche de E . En pratique cependant, il faut faire attention à ne pas exagérer la compensation et relever cette valeur critique dans la région de fonctionnement normal.

Le lieu des points critiques, c'est-à-dire des points de fonctionnement correspondant à la puissance maximale est tracé en pointillé sur la Figure 2.3.

La Figure 2.6 montre la marge de tension en fonctionnement de la charge pour différentes valeurs de $tg\phi$.

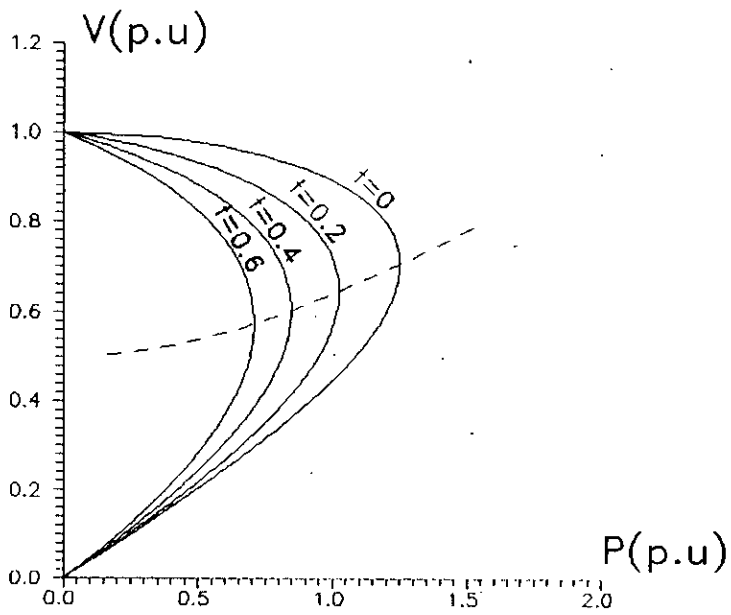


Figure 2.3: caractéristique $V(P)$ pour différentes valeurs de t

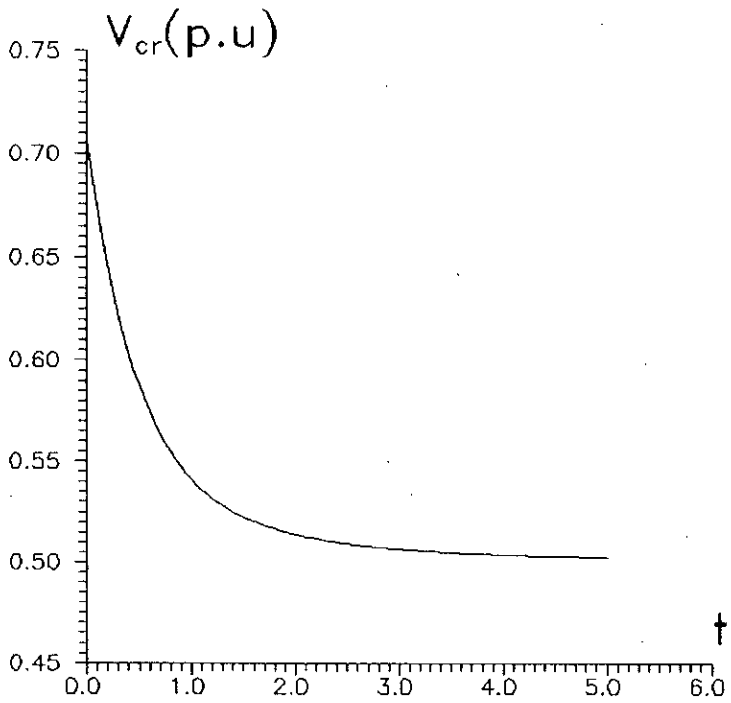


Figure 2.4: tension critique en fonction de t

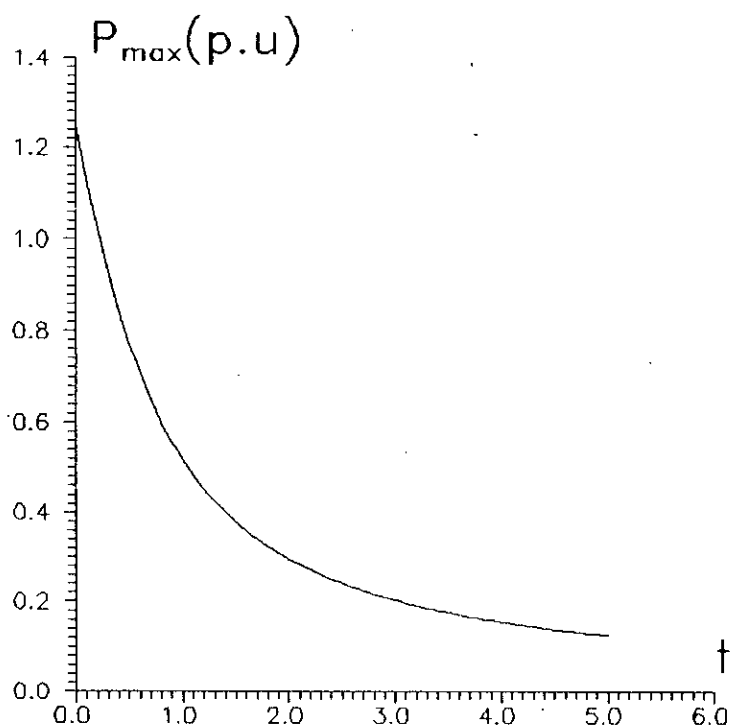


Figure 2.5: Puissance maximale en fonction de t

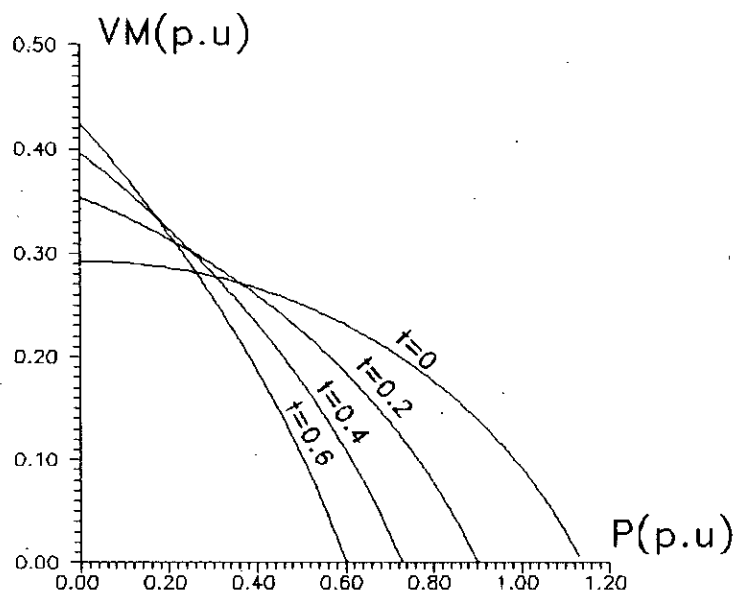


Figure 2.6: marge CVM pour différentes valeurs de t

II.4.2 Influence de E

La Figure 2.7 montre les courbes $V(P)$ pour différentes valeurs de E pour $\text{tg}\phi$ constant ($\text{tg}\phi=0.6$). On voit que la puissance transmissible croît également avec la tension à l'extrémité émettrice. La courbe en pointillé représente le lieu des points critiques. Les risques d'écroulement de tension seront d'autant plus faibles que la tension à l'extrémité émettrice est plus élevée. Les Figures 2.8 et 2.9 montrent que V_{cr} et P_{max} augmentent avec E .

Cependant, l'augmentation de E doit se faire en respectant les limites sur l'excitation du générateur. En effet, pour maintenir E à un niveau désiré, il faut pouvoir générer une puissance réactive Q_r suffisante.

$$Q_g = Q + I^2 X \quad (2.21)$$

avec Q la puissance réactive consommée par la charge et $I^2 X$ les pertes dans la ligne.

D'un autre côté, on a:

$$I = \frac{S}{V} = a \frac{\sqrt{P^2 + Q^2}}{V} = a \frac{P}{V} \sqrt{1 + \text{tg}^2 \phi} \quad (2.22)$$

d'où:

$$Q_g = Q + a^2 \frac{P^2}{V^2} (1 + \text{tg}^2 \phi) X \quad (2.23)$$

La Figure 2.10 montre les courbes $E(V)$ pour différents niveaux de charge.

La Figure 2.11, par contre, montre la marge **CVM** en fonction de P pour différentes valeurs de E .

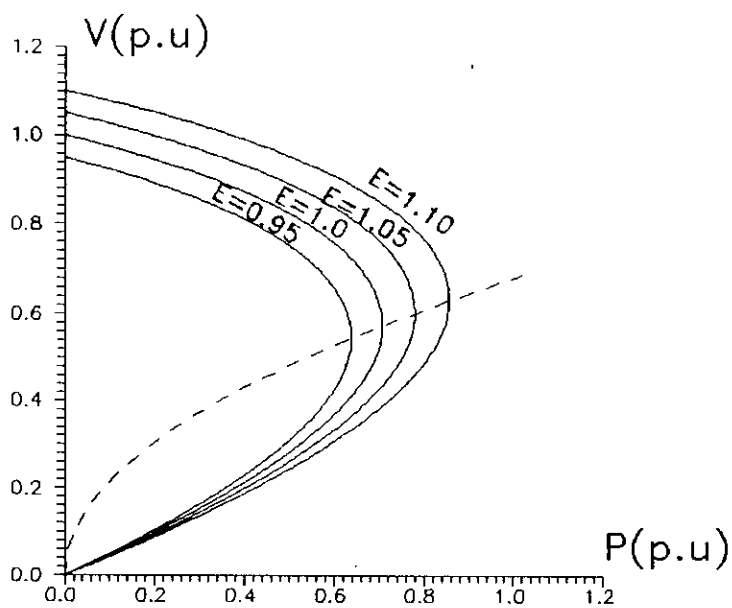


Figure 2.7: caractéristique $V(P)$ pour différentes valeurs de E

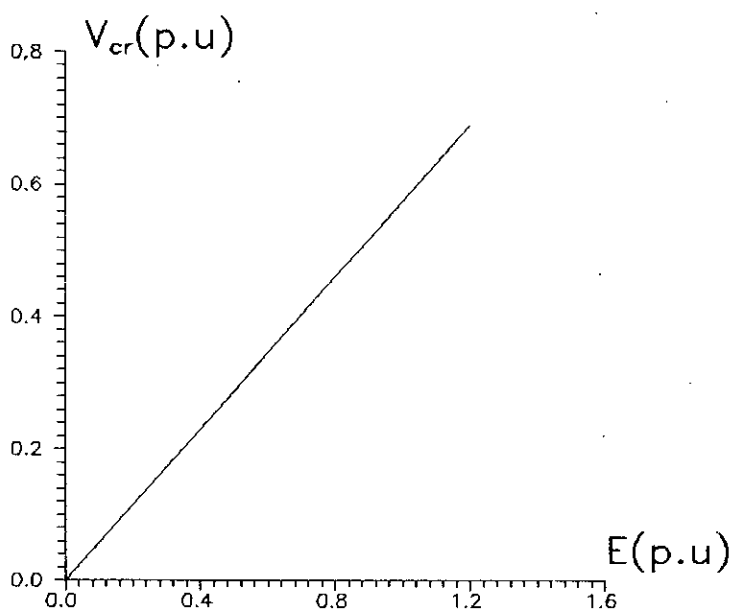


Figure 2.8: tension critique en fonction de E

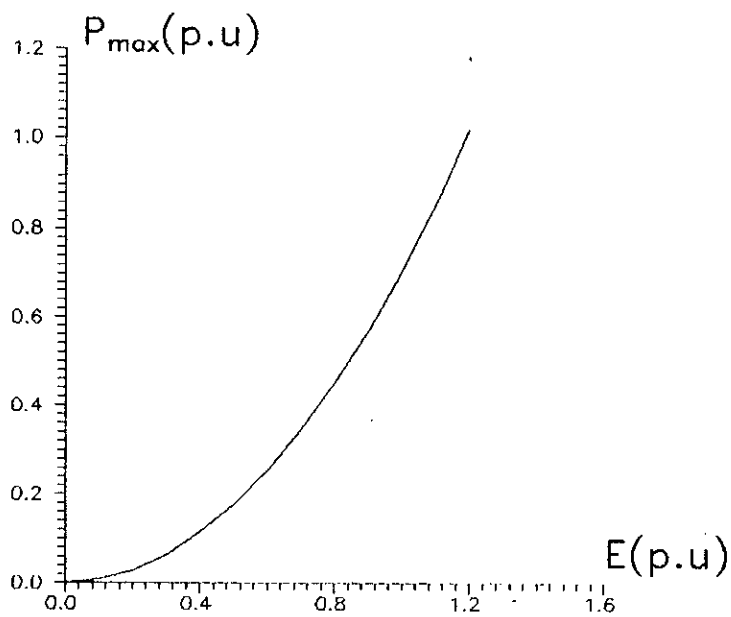


Figure 2.9: puissance maximale en fonction de E

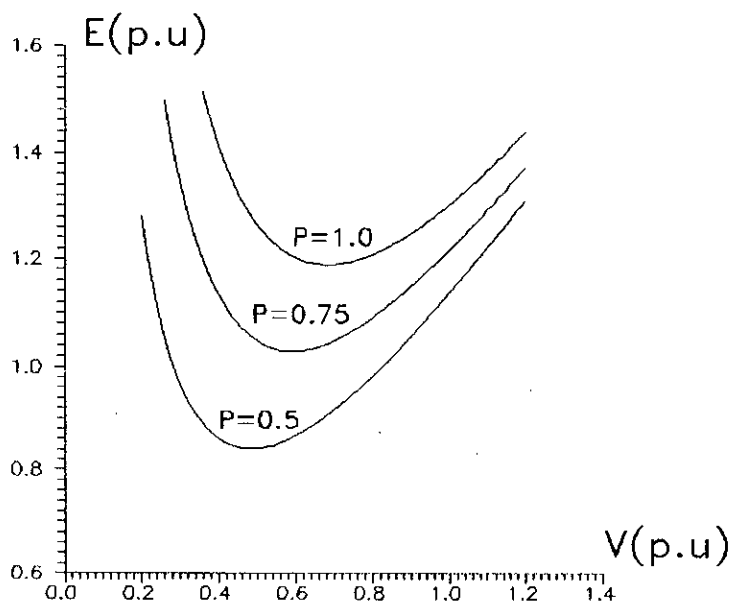


Figure 2.10: courbes $E(V)$ pour différents niveaux de charge

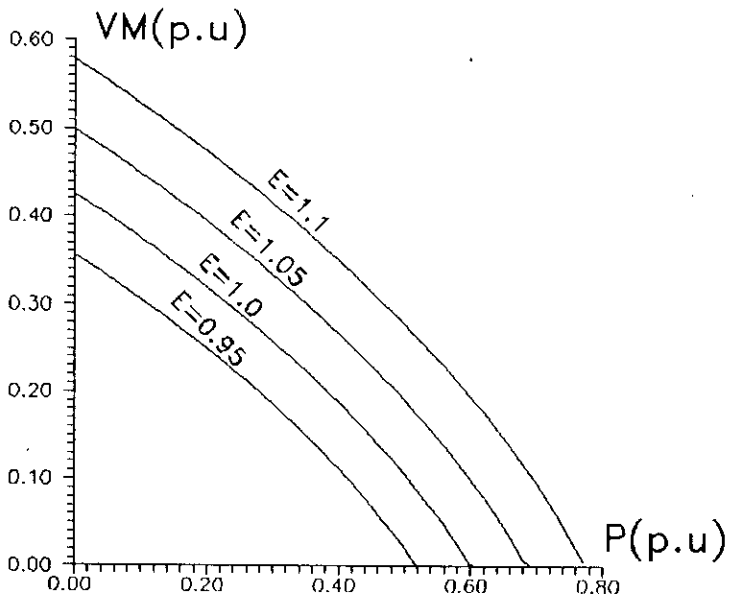


Figure 2.11 marge CVM pour différentes valeurs de E

II.4.3 Influence de X

Pour E et $\text{tg}\phi$ donnés, la puissance maximale est d'autant plus grande que X est plus faible. Ceci est illustré par les Figures 2.12, 2.13 et 2.14.

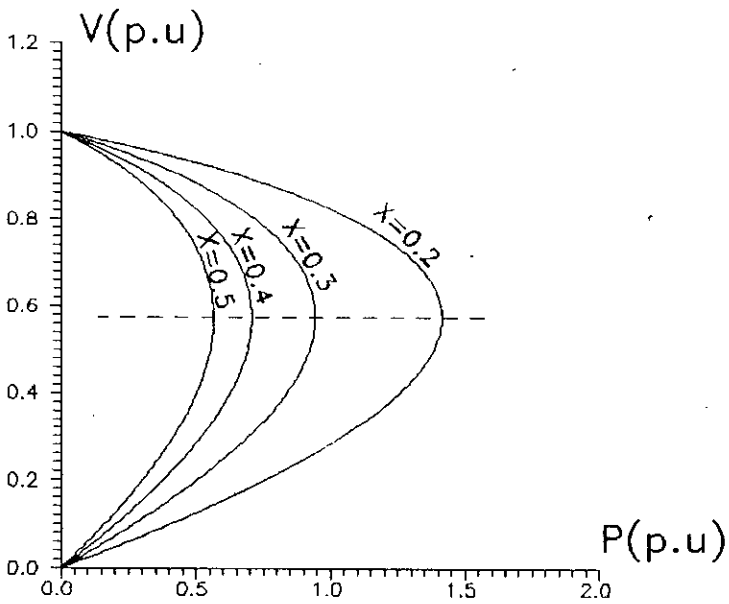


Figure 2.12 caractéristique $V(P)$ pour différentes valeurs de X

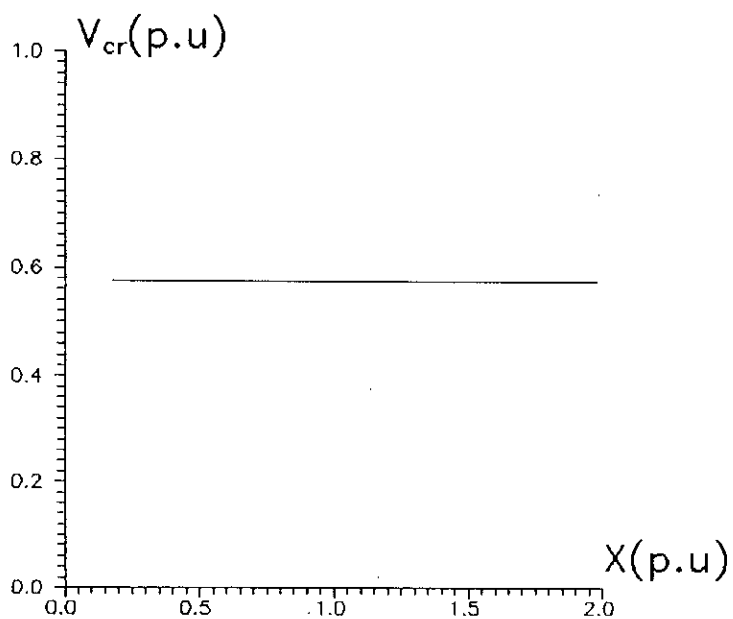


Figure 2.13: tension critique en fonction de X

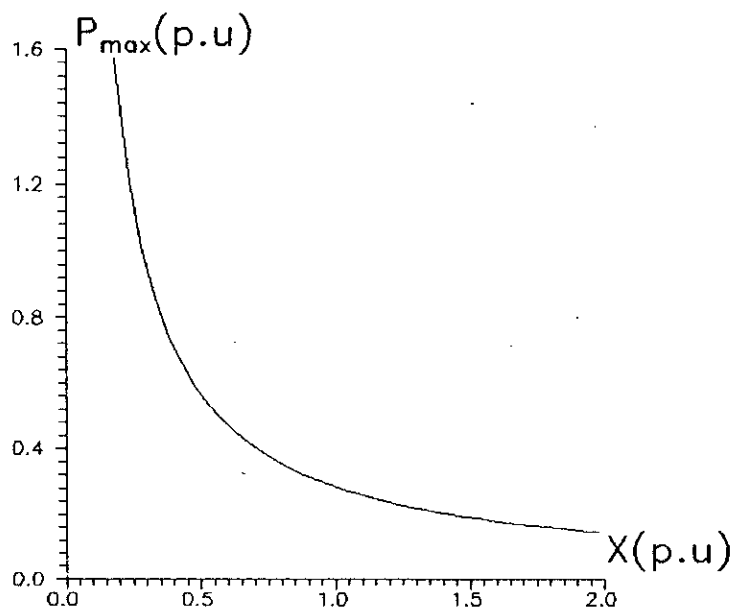


Figure 2.14: puissance maximale en fonction de X

Les incidents d'ouvertures de lignes sont les principales causes d'augmentation de X . c'est aussi le cas lorsque la production est très éloignée de la consommation. Une compensation série peut donc être bénéfique.

La Figure 2.15 donne $CVM(P)$ pour différents X .

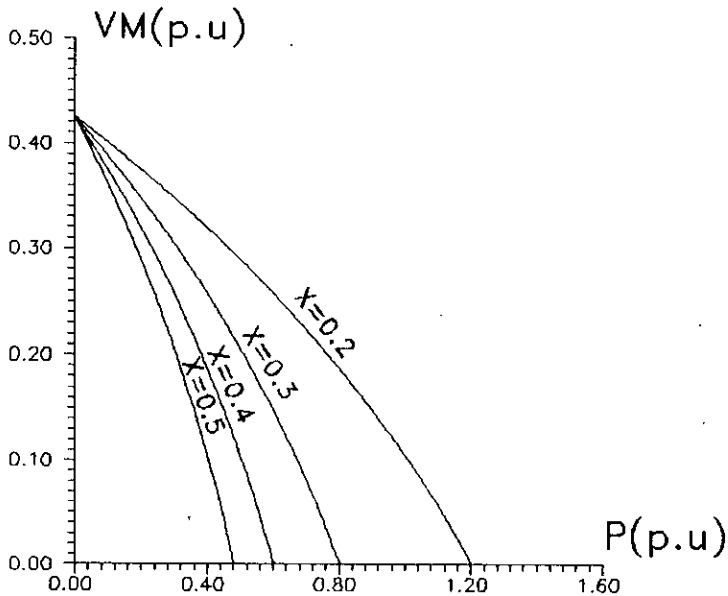


Figure 2.15: marge CVM pour différentes valeurs de X

II.4.4 Influence des caractéristiques de charge

La possibilité d'un effondrement de tension dépend de la nature de la charge. Si elle est rigide (puissance constante), par exemple un moteur à induction, l'effondrement est aggravé. Si la charge est souple, exemple chauffage, la puissance baisse rapidement avec la tension et cette situation est évitée.

Une charge peut être généralement représentée par:

$$\begin{aligned}
 P &= P_o V^{np} \\
 Q &= Q_o V^{nq}
 \end{aligned}
 \tag{2.24}$$

avec

P_o, Q_o : Puissances (resp actives et réactives) correspondant à une tension nominale de 1 pu.

np, nq : Constantes caractéristiques de la charge.

Les constantes np et nq sont le plus souvent trouvés empiriquement pour un type de charge donné. On peut noter qu'en général, $np \leq 2$ alors que nq peut être supérieur à 2 [38].

L'équation(2.6)devient dans ce cas:

$$P_o^2 V^{2np} + P_o^2 tg^2\phi V^{2nq} + 2 \frac{V^2}{a^2 X} P_o tg\phi V^{nq} = \frac{V^2}{a^2 X^2} (E^2 - \frac{V^2}{a^2}) \quad (2.25)$$

Dans le cas général où $np \neq nq$, une résolution analytique n'est pas possible. On considère alors, pour simplifier, le cas où $np = nq = n$.

On a alors:

$$P_o^2 + 2 \frac{V^2}{a^2 X} P_o \cos\phi \sin\phi V^{-n} = V^{-2n} \frac{V^2}{a^4 X^2} \cos^2\phi (a^2 E^2 - V^2) \quad (2.26)$$

qui a pour solution:

$$P_o = V^{-n} \frac{V}{a^2 X} \cos\phi [(a^2 E^2 - V^2 \cos^2\phi)^{\frac{1}{2}} - V \sin\phi] \quad (2.27)$$

La Figure 2.16 montre les caractéristiques $V(P_o)$ pour différentes valeurs de np (0, 0.5, 1, 2) avec X, E, a et ϕ fixés. On voit clairement que plus np est élevé, plus la puissance limite est plus large. La limite est la plus faible pour $np = nq = 0$, c'est-à-dire une charge à puissance constante (ne dépend pas de la tension). Pour $np = 2$, c'est-à-dire une charge à impédance constante, il n'y a pas de limite théorique de puissance. La tension ne s'annule jamais. Il y a toujours un point de fonctionnement théoriquement stable.

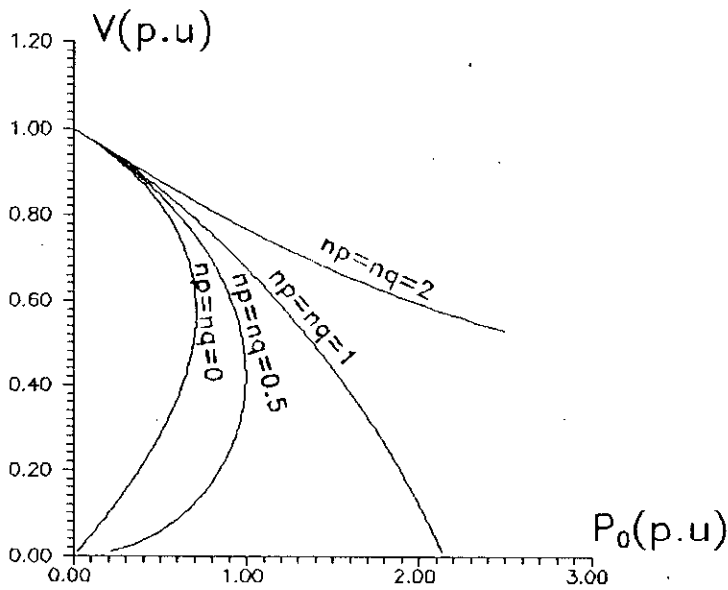


Figure 2.16: caractéristique $V(P_0)$ pour différents np, nq
 ($X=0.4$ p.u, $E=1$ p.u, $tg\phi=0.6$, $a=1$ p.u)

Nous examinons dans ce qui suit le cas de trois modèles différents:

a) charge de type admittance

Dans ce cas, on a $np=nq=2$. P_0 et Q_0 désignent alors respectivement, la conductance et la susceptance de la charge.

La charge peut être remplacée alors par:

$$P = G_L V^2 \quad \text{et} \quad Q = B_L V^2 \quad (2.28)$$

qui implique aussi que:

$$\frac{Q}{P} = \frac{B_L}{G_L} = tg\phi = cte \quad (2.29)$$

Si nous supposons que E est maintenue constante, G_L augmente (et B_L aussi), l'intersection de $P=f(V)$ donnée par (2.15) et $P=G_L V^2$ fournit un nouveau point de fonctionnement. La Figure 2.17 montre les points de fonctionnement possibles pour différentes valeurs de G_L .

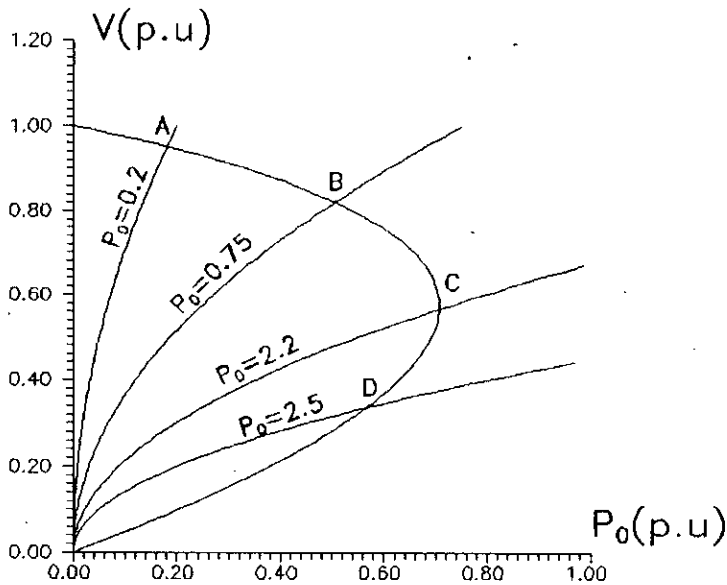


Figure 2.17: cas d'une charge à admittance constante

Interprétation:

Si G_L est augmentée, le point de fonctionnement critique est éventuellement atteint ce qui correspond au maximum de la puissance active. Si G_L devient plus grand, la puissance active commence à décroître et des états duaux sont obtenus avec la même puissance mais à des tensions basses, par exemple, le point de fonctionnement **D**. Pour ce cas de charge, tous les états sont stables et le processus est caractérisé par un maximum de P qui peut être transféré du générateur à la charge. Au delà de ce point (point **C**), si G_L et B_L continuent à augmenter, la puissance délivrée par le générateur commence à diminuer mais le point reste stable.

Un tel fonctionnement stable dans la partie inférieure d'une courbe $P(V)$ constitue un effondrement partiel de la tension avec impossibilité de régler la puissance. En effet, l'injection d'une charge supplémentaire (augmentation de G_L) aboutit à une réduction de la puissance de la charge. Nous faisons, la distinction entre la puissance de la charge à la tension nominale et la puissance de la charge effectivement fournie ou consommée. Donc, la puissance maximale de la charge ne correspond pas nécessairement à une limite de stabilité.

b) charge à courant constant

Dans ce cas, $n_p=n_q=1$ et P_o , Q_o sont remplacés par les composantes active et réactive du courant de charge. La charge peut être remplacée alors par:

$$P = I_{ao} V \quad \text{et} \quad Q = I_{ro} V \quad (2.30)$$

tel que:

$$\frac{Q}{P} = \frac{I_{ro}}{I_{ao}} = \text{tg}\phi = \text{cte} \quad (2.31)$$

On aura les caractéristiques de la Figure 2.18. On constate que même au delà du point de puissance maximale, il y a des points de fonctionnement stables (points d'intersection). Néanmoins, il y a une valeur limite du courant I_o , caractérisant la charge.

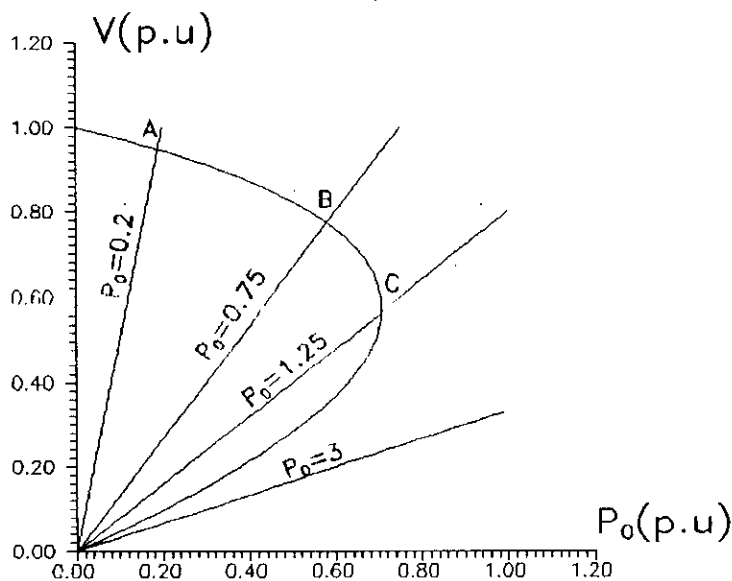


Figure 2.18: cas d'une charge à courant constant

c) charge à puissance constante

Dans ce cas la charge ne dépend pas de la tension nodale et $np=nq=0$, c'est-à-dire:

$$P_L = P_o \quad \text{et} \quad Q_L = Q_o \quad (2.32)$$

et le facteur de puissance est encore maintenu constant:

$$\frac{Q}{P} = \frac{Q_o}{P_o} = \text{tg}\phi = \text{cte} \quad (2.33)$$

La fonction P_L est représentée par une droite verticale (Figure 2.19). Pour ce cas, l'état critique de stabilité correspond à la puissance maximale transférée. Pour des valeurs de $P < P_{\max}$, l'intersection de $P=f(V)$ et de P_L est en A (stable) et en A' (instable).

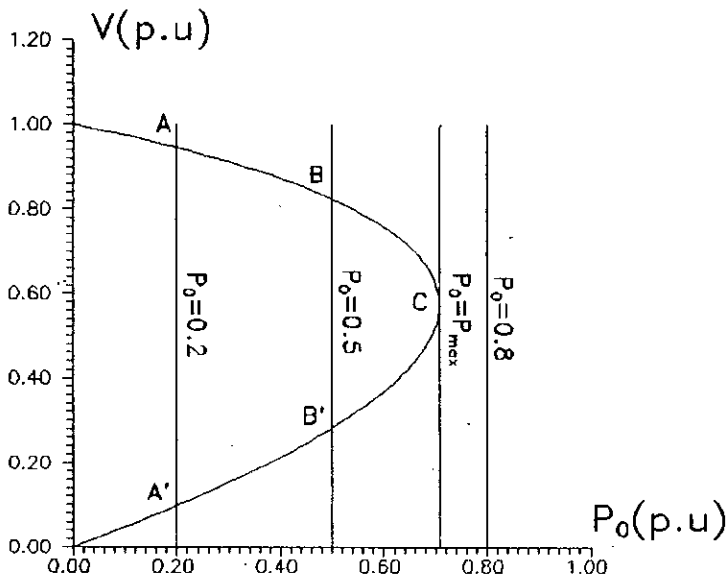


Figure 2.19: cas d'une charge à puissance constante

II.4.5 Influence des régleurs en charge

Si l'alimentation de la consommation est faite par des transformateurs avec régleurs en charge, ceux-ci vont tenter de remonter la tension aux bornes de la charge, ce qui a pour effet de diminuer l'impédance apparente de celle-ci "vue" du réseau et donc d'abaisser encore la tension (sur la partie inférieure de la courbe), c'est un autre aspect du phénomène d'écroulement de tension: la tension se dégrade rapidement jusqu'à l'arrivée en butée des régleurs en charge.

Les Figures 2.20, 2.21 et 2.22 montrent l'influence de la valeur du rapport de transformation a pour un fonctionnement normal. La Figure 2.23 donne $CVM(P)$ pour différents a .

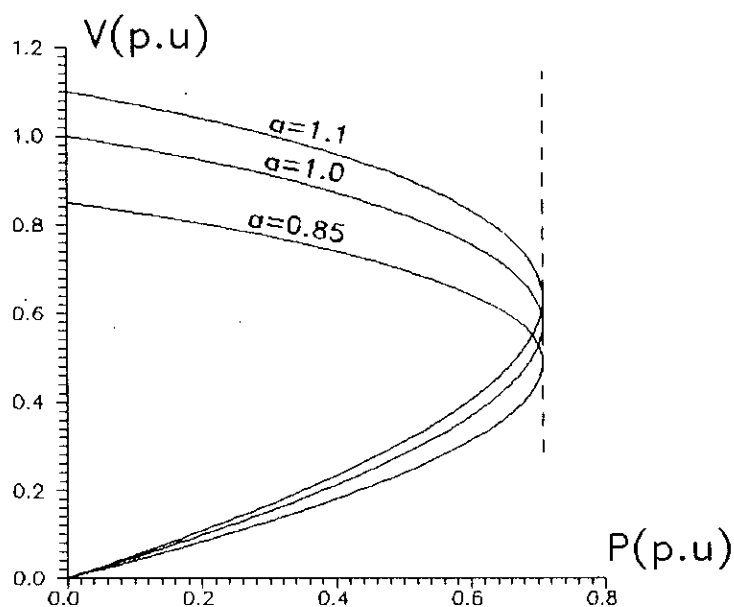


Figure 2.20: caractéristique $V(P)$ pour différentes valeurs de a

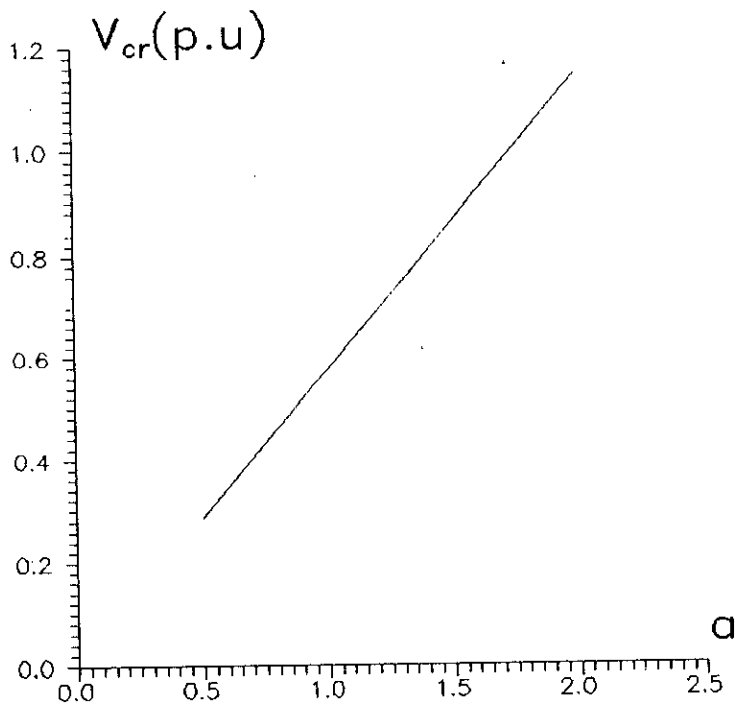


Figure 2.21: tension critique en fonction de a

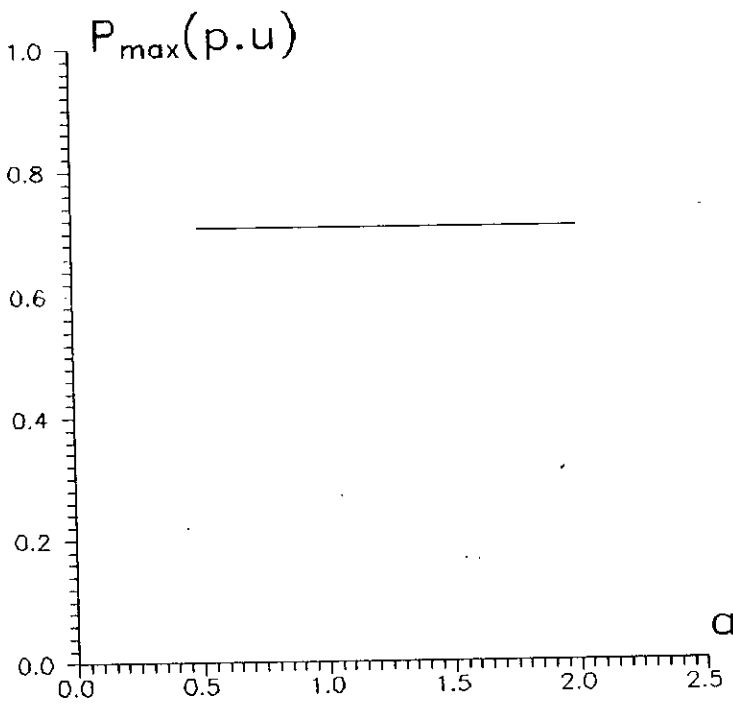


Figure 2.22: puissance maximale en fonction de a

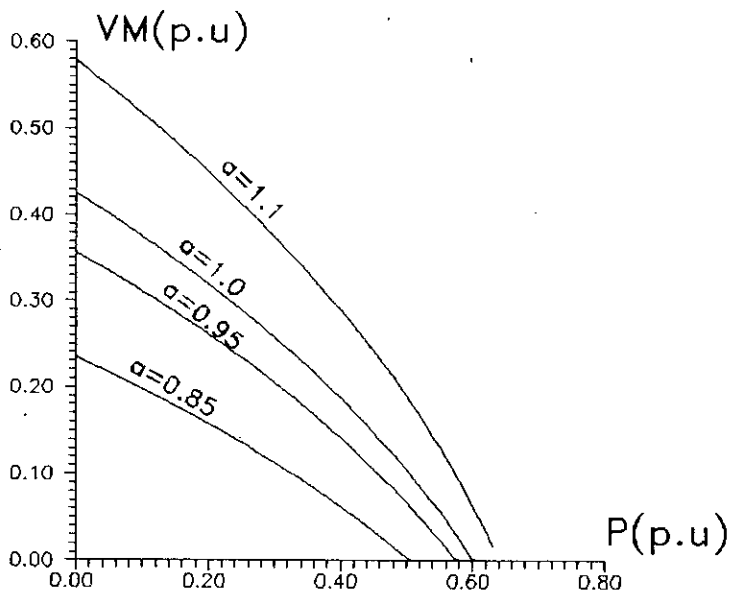


Figure 2.23: marge CVM en fonction de a

Instabilité des réglages

Le fonctionnement est dégradé, avec risque d'écroulement de tension par instabilité des réglages tels que des régleurs des transformateurs d'alimentation des charges, avec des pertes sur le réseau très élevées et insatisfaction d'une augmentation de la demande de la clientèle. Analysons cet aspect à travers la Figure 2.25:

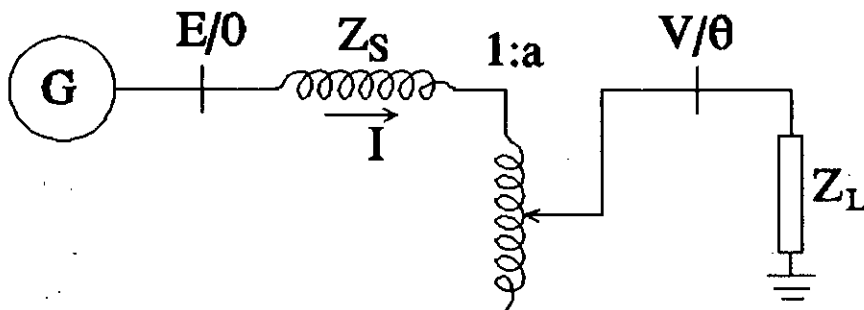


Figure 2.25 Système simple avec transformateur régleur en charge

A partir de cette figure, on peut écrire:

$$\bar{V} = \frac{\bar{I}}{a} \bar{Z}_L \quad \text{d'où} \quad \bar{I} = \frac{a\bar{V}}{\bar{Z}_L} \quad (2.34)$$

ou encore:

$$\bar{I} = \frac{E - \frac{\bar{V}}{a}}{\bar{Z}_S} \quad (2.35)$$

d'où

$$E = \bar{Z}_S \bar{I} + \frac{\bar{V}}{a} = \bar{Z}_S \frac{a\bar{V}}{\bar{Z}_L} + \frac{\bar{V}}{a} \quad (2.36)$$

$$E = \frac{a^2 \bar{Z}_S + \bar{Z}_L}{a \bar{Z}_L} \bar{V} \quad (2.37)$$

donc

$$\bar{V} = \frac{aE \bar{Z}_L}{a^2 \bar{Z}_S + \bar{Z}_L} \quad (2.38)$$

Posons

$$\frac{\bar{Z}_S}{\bar{Z}_L} = \bar{Z} = Z \angle \alpha$$

Dans ce cas, on aura

$$\bar{V} = \frac{aE}{1 + a^2 \bar{Z}} = \frac{aE}{(1 + a^2 Z \cos \alpha) + ja^2 Z \sin \alpha} \quad (2.39)$$

Ce qui donne:

$$V = \frac{aE}{\sqrt{(1 + a^2 Z \cos \alpha)^2 + (a^2 Z \sin \alpha)^2}} \quad (2.40)$$

Le fonctionnement normal des régulateurs en charge entraîne l'ajustement du rapport correspondant à une variation de V . Si V baisse, a est augmenté afin de relever V . Donc $\Delta a > 0$ implique $\Delta V > 0$ pour un fonctionnement stable. Cependant, si $\Delta a > 0$ implique $\Delta V < 0$, alors la tension diminuera davantage, indiquant une instabilité de tension. Donc un fonctionnement stable en tension nécessite:

$$\frac{dV}{da} > 0 \quad (2.41)$$

Cela signifie que pour augmenter la tension secondaire V , il faudra relever le rapport de transformation a .

En dérivant l'équation (2.40), on obtient:

$$\frac{dV}{da} = E \frac{A - a(2a^3Z^2 + 2aZ \cos\alpha)}{\sqrt{A^3}} \quad (2.42)$$

avec

$$A = (1 + a^2Z \cos\alpha)^2 + (a^2Z \sin\alpha)^2$$

d'où

$$\frac{dV}{da} = \frac{E(1 - a^4Z^2)}{\sqrt{[(1 + a^2Z \cos\alpha)^2 + (a^2Z \sin\alpha)^2]^3}} \quad (2.43)$$

Alors

$$\frac{dV}{da} > 0 \quad \text{si} \quad 1 - a^4Z^2 > 0$$

ou

$$a^4Z^2 < 1 \quad \text{ou} \quad Z < \frac{1}{a^2} \quad (2.44)$$

Donc

$$\frac{Z_s}{Z_L} < \frac{1}{a^2} \quad (2.45)$$

Discussion

La condition limite est $Z=1/a^2$. Prenons tout d'abord le cas nominal $a=1$. La condition est $Z_s/Z_L < 1$. Pour un fonctionnement stable $Z_s < Z_L$. Cependant, il peut arriver que Z_s devienne supérieur à Z_L suite à une ouverture de ligne (augmentation de Z_s) ou à une charge excessive (diminution de Z_L) conduisant à un fonctionnement instable. Le cas instable $dV/da < 0$ peut s'expliquer ainsi: lorsque le réseau est surchargé, le courant dans le circuit primaire est si élevé que lorsqu'on augmente a (afin d'élérer V), le courant augmente et cause une chute de tension considérable dans la ligne au circuit primaire qui ne peut être compensé par le gain obtenu dans le circuit secondaire (l'impédance équivalente de la charge vue du côté réseau se trouve diminuée).

Il faut donc faire attention à l'action inverse des transformateurs avec régleurs en charge qui peut contribuer à l'effondrement de tension; Par exemple, bloquer son action quand la tension primaire chute en dessous d'un certain niveau.

II.4 CONCLUSION

Dans ce chapitre, nous avons présenté un système simplifié à deux noeuds. En considérant les équations analytiques relatives à ce système, nous avons développé et défini les problèmes d'instabilité et d'effondrement de tension. La caractéristique tension-puissance sur laquelle se base l'étude permet de connaître la limite de stabilité de tension.

Nous avons ensuite montré l'influence des différents paramètres et composants du réseau sur cette limite. Une tension élevée à la source ou une impédance faible de la ligne de transmission favorisent la stabilité de la tension. L'adjonction des moyens de compensation permet aussi d'éloigner cette limite. Les transformateurs avec régleurs en charge peuvent, sous certaines conditions, contribuer à une instabilité de tension. Les caractéristiques de charge affectent elles aussi la stabilité de tension. Une charge avec une représentation à puissance constante est la plus critique.

Chapitre III

EVALUATION DE LA STABILITE DE TENSION D'UN RESEAU ELECTRIQUE

III.1 INTRODUCTION

Dans le chapitre précédent, nous avons défini le problème d'instabilité de tension et étudié l'effet des paramètres ainsi des composants du réseau sur cette instabilité à travers un système simplifié. Dans ce chapitre, nous utilisons les notions précédentes pour un réseau multinoeuds et montrons comment déterminer la stabilité de tension d'un tel système.

Nous commençons tout d'abord par une présentation du problème. Nous présentons ensuite les modèles des différents composants du réseau. Cette modélisation permet de distinguer l'approche utilisée pour cette étude. En partant des équations relatives à l'équilibre production-consommation décrivant le fonctionnement statique du réseau, nous tirons le critère permettant la détermination de la stabilité de tension. La considération des types de perturbation affectant la stabilité de tension conduit à la méthode d'analyse adoptée. Un algorithme de calcul sera présenté.

Dans ce travail, nous utilisons une variation uniforme de la charge et nous appliquons notre analyse au réseau standard IEEE 14 noeuds. Nous montrons alors les résultats qui peuvent être déduits de cette analyse. Ensuite, nous comparons les résultats obtenus en considérant une variation uniforme à ceux avec une variation proportionnelle de la charge. De la même manière, nous comparons aussi ces résultats à ceux obtenus en procédant à un découplage des équations de fonctionnement du réseau.

Une conclusion viendra terminer ce chapitre.

III.2 PRESENTATION DU PROBLEME

Considérons un scénario de fonctionnement du réseau qui conduit celui-ci à un état d'instabilité de tension. La Figure 3.1 représente l'allure de l'évolution de la tension en fonction de la puissance active consommée au premier noeud de charge i qui atteint la limite de stabilité.

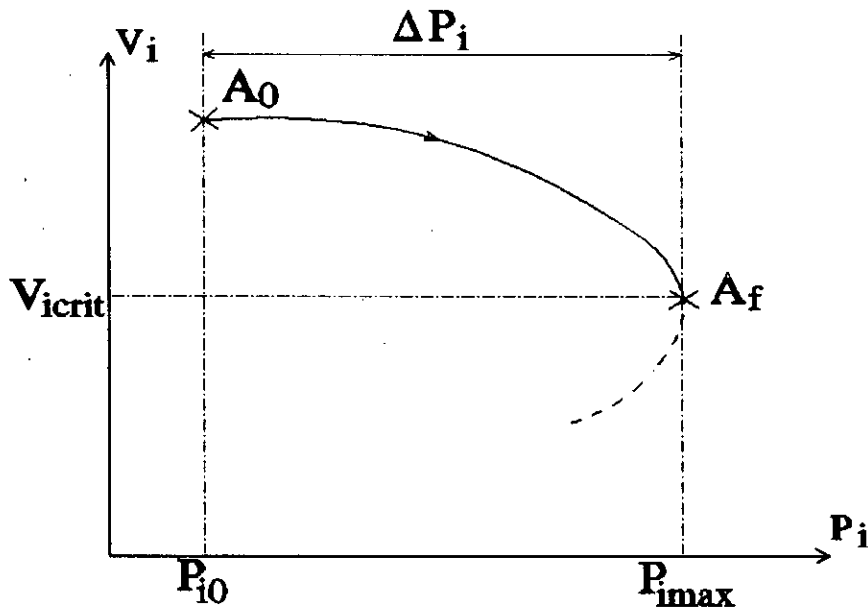


Figure 3.1: caractéristique $V(P)$ pour un noeud de charge i

La variation de la tension en fonction de la puissance réactive consommée est similaire, au facteur de charge Q_i/P_i près.

De même que pour le système simplifié à deux noeuds, il existe, pour le scénario considéré, une puissance maximale transmissible à la charge au noeud i (P_{imax} , Q_{imax}). A cette puissance correspond la tension critique V_{icrit} .

Rappelons que pour $V_i > V_{icrit}$, le fonctionnement est satisfaisant; en effet:

- du point de vue statique: si le consommateur demande une charge plus élevée, la puissance qui lui est fournie augmente, ce qui lui convient,
- du point de vue dynamique: la loi temporelle de réglage des régulateurs en charge (s'il y en a dans le réseau), associé aux équations du réseau, est stable.

Inversement si $V_i < V_{crit}$, l'augmentation de la charge demandée se traduit par une baisse de la puissance effectivement délivrée et, corrélativement, le réglage des régleurs en charge est instable. Le fonctionnement en tout point tel que $V_i < V_{crit}$ n'est donc pas satisfaisant, et est qualifié d'instable.

Les écarts $\Delta P_j = P_{jAF} - P_{jA0}$ et $\Delta Q_j = Q_{jAF} - Q_{jA0}$ représentent les puissances actives et réactives susceptibles d'être fournies en chaque noeud consommateur à partir de l'état A_0 jusqu'au point limite.

Il serait important de connaître, afin d'avertir l'opérateur, le temps encore disponible pendant lequel le plan de tension va rester stable en N et N-1, pour de potentielles défaillances, compte-tenu:

- de la variation de charge prévue pour le futur proche;
- du programme de marche des groupes;
- des moyens principaux de réglage de la tension disponibles (condensateurs, possibilités de fourniture en réactif des machines, etc...).

III.3 MODELISATION DU RESEAU

La modélisation des composants du réseau utilisée est la suivante: les noeuds sont classés comme noeuds avec générateurs, charges, ou noeuds à régulation de charge.

Les noeuds où des générateurs sont connectés peuvent par la suite être divisés en deux groupes: ceux fonctionnant à l'intérieur des limites de génération de puissance réactive et ceux qui ont atteint une des limites.

Les lignes de transmission, les modèles de transformateurs incluant des rapports de transformation non-nominaux, et les éléments shunts font tous partie de la matrice admittance nodale, et un changement dans les rapports de transformation touche alors cette matrice.

III.3.1 Lignes de transmission et noeuds du réseau

Les lignes de transmission permettent d'amener l'énergie électrique des centres de production vers les centres de consommation. Elles sont représentées par un quadripôle symétrique donné par le schéma équivalent en π classique.

Les noeuds sont classés comme suit:

- noeuds PQ ou de charge modélisée en terme de tension.

- noeuds PV ou générateurs avec des limites de puissance réactive. Quand la limite est atteinte, le noeud devient de type PQ avec tension flottante. Les noeuds avec une charge et un générateur ou une charge et des sources réactives connectées sont considérés comme noeuds générateurs.

- Un noeud bilan.

III.3.2 Générateurs

Un générateur est modélisé par une source de tension constante qui injecte, au niveau du noeud auquel il est connecté, une puissance active P_g et réactive Q_g . Ceci est justifié par les échelles de temps associées à l'instabilité de tension, c'est à dire les dynamiques lentes de tension qui permettent au contrôle de l'excitation d'agir assez rapidement pour garder la tension constante.

Le modèle utilisé tient compte des limites de génération de la puissance réactive aux générateurs.

$$Q_{gmin} \leq Q_g \leq Q_{gmax}$$

avec Q_{gmin} et Q_{gmax} les limites inférieure et supérieure.

La génération de puissance réactive est limitée à cause du maximum permis des courants statorique et rotorique, et à cause de l'angle rotorique maximum permis (sous-excitation).

Si Q_g atteint une des deux limites (Q_{gmin} ou Q_{gmax}), elle se fixe à cette limite et la tension se libère.

III.3.3 Compensateurs

a) **Compensateur synchrone:** est un générateur de puissance réactive. Il est représenté par un générateur avec $P_g=0$.

b) **Compensateur statique:** est modélisé dans notre cas par une capacité shunt dont l'admittance est jB_c .

III.3.4 Transformateurs

Un transformateur est représenté par un quadripôle en π non-symétrique [39,40]. Les grandeurs associées sont le rapport de transformation a et l'impédance de fuite. Les rapports a_{ij} sont inclus dans les éléments de la matrice admittance, c'est-à-dire que les susceptances de la matrice admittance B_{ij} sont vues comme fonction des rapports a .

III.3.5 Charges

Le modèle de charge a été introduit au chapitre II. Nous reprenons ici quelques détails. Les charges sont des paramètres indépendants. Plusieurs études ont montré que la représentation de charge a un impact significatif sur les résultats d'analyse. Il est en général difficile de déterminer avec précision le modèle de charge approprié, vu la diversité des types de charge et le changement de sa composition dans le temps.

En pratique, la charge est sensible à la tension. Un modèle statique de charge exprime les puissances active et réactive à chaque instant comme fonction de l'amplitude de tension. Il est utilisé pour des charges statiques (résistances, éclairage,...) ou pour l'approximation de composants de charge dynamique (moteurs).

Le modèle statique exponentiel est donc utilisé:

$$\begin{aligned} P &= P_0 V^{np} \\ Q &= Q_0 V^{nq} \end{aligned}$$

Les paramètres de ce modèle sont np , nq et le facteur de puissance de la charge. En pratique, les valeurs de np et nq pour différents types de charge sont trouvées empiriquement [38].

III.4 DETERMINATION DE LA STABILITE DE TENSION

III.4.1 Définition de la stabilité de tension

La notion la plus largement acceptée de la stabilité statique nécessite l'existence d'un point d'équilibre, c'est à dire une solution des équations de l'écoulement de charge, qui est stable. Un réseau fonctionne sous l'influence de nombreux paramètres qui varient avec le temps et les circonstances, et peuvent mener le système à perdre sa stabilité par [2]:

- apparition brutale d'oscillations propres
- disparition du point de fonctionnement

La dernière est connue comme une divergence ou bifurcation statique associée avec l'effondrement de tension [2]. Cette bifurcation statique a lieu lorsque le Jacobien des équations de l'écoulement de puissance est singulier (annexe A).

III.4.2 Détermination de la condition de stabilité

Soit un système avec n noeuds générateurs, un noeud bilan et m noeuds de charge. Les noeuds avec une charge et un générateur ou une charge et des sources réactives connectées sont considérés comme noeuds générateurs.

Soient θ et V respectivement les vecteurs de phase et d'amplitude de tension .

Les équations d'écoulement de puissance du système en régime établi sont:

$$\begin{aligned} f(\theta, V) &= 0 \\ g(\theta, V) &= 0 \end{aligned} \tag{3.1}$$

où f et g sont les équations non linéaires d'équilibre des puissances actives et réactives générées et demandées:

$$\begin{aligned} f_i &= P_i - \sum_{j=1}^{n+m+1} V_i V_j [G_{ij} \cos(\theta_i - \theta_j) + B_{ij} \sin(\theta_i - \theta_j)] \\ & \quad i = 1, \dots, n+m \\ g_i &= Q_i - \sum_{j=1}^{n+m+1} V_i V_j [G_{ij} \sin(\theta_i - \theta_j) - B_{ij} \cos(\theta_i - \theta_j)] \\ & \quad i = 1, \dots, m \end{aligned} \tag{3.2}$$

avec:

V_i : module de la tension complexe au noeud i

θ_i : argument de la tension complexe au noeud i

$Y_{ij} = G_{ij} + jB_{ij}$: entrée (i,j) de la matrice admittance

$$\begin{aligned} P_i &= P_{gi} - P_{li} \\ Q_i &= Q_{gi} - Q_{li} \end{aligned}$$

où:

P_{gi} : puissance active générée au noeud i

P_{li} : puissance active consommée au noeud i

Q_{gi} : puissance réactive générée au noeud i

Q_{li} : puissance réactive consommée au noeud i

Les équations (3.2) peuvent s'écrire sous la forme compactée suivante:

$$F(x, p) = 0 \quad (3.3)$$

avec

$$\begin{aligned} F &= [f_1, \dots, f_{n+m}, g_1, \dots, g_m]^t \\ x &= [\theta_1, \dots, \theta_{n+m}, V_1, \dots, V_m]^t \\ p &= [P_1, \dots, P_{n+m}, Q_1, \dots, Q_{n+m}]^t \end{aligned}$$

Supposons maintenant que x et p dépendent d'un paramètre arbitraire t . Nous pouvons écrire:

$$\frac{dF(x, p)}{dt} = F_x \frac{dx}{dt} + F_p \frac{dp}{dt} = 0 \quad (3.4)$$

où

$$\begin{aligned} F_x &= \frac{\partial F}{\partial x} \\ F_p &= \frac{\partial F}{\partial p} \end{aligned}$$

Notons que pour $F(x, p)$ donnée par les équations (3.2):

$$F_p(x, p) = I \quad (3.5)$$

avec I : matrice identité

L'équation (3.4) devient:

$$F_x \frac{dx}{dt} = - \frac{dp}{dt} \quad (3.6)$$

Afin de simplifier, supposons seulement une charge i qui varie. Au point critique, dP_i/dV_i devient nul car la puissance active ne peut pas augmenter davantage et donc le reste des éléments de dp/dV_i aussi. Au point i , nous avons:

$$F_x \frac{dx}{dV_i} = - \frac{dp}{dV_i} = 0 \quad (3.7)$$

Comme dx/dV_i est non nul, la matrice F_x doit être obligatoirement singulière. Ceci représente l'extension du problème de sensibilité tension/puissance du système à deux noeuds au système général à plusieurs noeuds.

F_x désigne, en fait, le Jacobien des équations d'écoulement de puissance défini par:

$$J = F_x = \begin{bmatrix} \frac{\partial f}{\partial \theta} & \frac{\partial f}{\partial V} \\ \frac{\partial g}{\partial \theta} & \frac{\partial g}{\partial V} \end{bmatrix} \quad (3.8)$$

qui peut se réécrire:

$$J = \begin{bmatrix} F_\theta & F_V \\ G_\theta & G_V \end{bmatrix} \quad (3.9)$$

Les équations linéarisées d'écoulement de puissance seront:

$$\begin{bmatrix} \Delta f \\ \Delta g \end{bmatrix} = J \begin{bmatrix} \Delta \theta \\ \Delta V \end{bmatrix} \quad (3.10)$$

La limite de stabilité de la tension est atteinte au sommet de la courbe tension/puissance. Le Jacobien correspondant est singulier. Le critère d'évaluation de la limite de stabilité de tension, qui peut être appliqué, est donc de déterminer quand [41]:

$$\det J \rightarrow 0 \quad (3.11)$$

Cependant, on peut rencontrer des difficultés de calcul liées à la présence de solutions multiples au voisinage des maximums. Ce qui cause des problèmes de convergence dans les algorithmes basés sur les gradients comme celui de Newton-Raphson, de telle façon que le point critique est seulement approché et non obtenu de manière précise.

Connaissant l'état critique, nous pouvons avoir une indication du degré de sécurité du réseau vis-à-vis de l'effondrement de tension.

On peut définir la marge de stabilité suivante [16]:

$$SM = \frac{\sum_i S_i^{critique} - \sum_i S_i^{initial}}{\sum_i S_i^{initial}} \quad (3.12)$$

où S_i est la puissance apparente totale de charge.

Pour une condition initiale stable, **SM** prend des valeurs entre 0 et 1. **SM** est nul à la limite de stabilité de tension. La stabilité est d'autant mieux assurée que **SM** est proche de 1.

III.4.3 Perturbations considérées

Deux types de perturbations et changements de paramètres du réseau sont à considérer:

a) Changement discret ou topologique

Dans les conditions normales de fonctionnement, une marge de stabilité suffisante est normalement disponible. Par contre, dans le cas d'incidents éventuels, la marge est plus réduite puisque le réseau est affaibli et la puissance peut prendre des chemins plus longs afin de satisfaire la demande. Il est donc très important de considérer les cas d'ouvertures de lignes, de pertes de générateurs, de transformateurs,...etc.

b) Changement continu

La perturbation essentielle pour l'étude de la stabilité de la tension, est l'augmentation excessive de la charge. Il existe trois manières de variation de charge:

- **Variation uniforme:** Un facteur de charge unique est défini pour tous les noeuds de charge. Ceci permet de voir les caractéristiques de manière globale et comparer les charges des différents noeuds.

- **Variation proportionnelle aux charges initiales:** Pour chaque point de fonctionnement, la puissance totale demandée est distribuée pour les différents noeuds dans les mêmes proportions que celles de la répartition initiale de puissance. C'est une variation plus réelle pour juger de l'état du réseau.

- **Variation locale à un ou plusieurs noeuds:** Ceci permet de s'intéresser à quelques noeuds particuliers.

Il faut noter, toutefois, que pour le fonctionnement réel des réseaux, des prévisions de charge en fonction du temps existent. Ce qui nous permet de considérer les cas les plus sévères pour l'étude, notamment pour les charges élevées (heures de pointe par exemple).

III.4.4 Méthode de calcul

a) Principe de la méthode

Nous calculons, à partir de l'état courant du réseau, la limite de stabilité de tension ainsi que les marges ΔP_j et ΔQ_j déjà définies en chaque noeud consommateur.

- On simule une augmentation de la charge active et de la charge réactive simultanément pour les différents noeuds consommateurs.

- On simule parallèlement l'équilibre production-consommation en actif. On détermine l'évolution des grandeurs du réseau (phases, tensions non tenues, productions réactives,...).

- La simulation prend fin:

- . soit quand l'augmentation de la charge est jugée suffisante,
- . soit quand un noeud arrive en situation instable (passage par la tension critique).

La simulation doit tenir compte des phénomènes déterminants du point de vue de la tenue du plan de tension:

- le comportement de la charge,
- les réserves de puissance réactive des groupes et leurs limites de fonctionnement,
- l'utilisation des moyens de compensation.

b) Algorithme de calcul

On considère le cas d'une variation uniforme. La direction réalisable pour le changement de l'état du système vers la condition critique est définie par le facteur de charge k , par lequel toutes les charges sont multipliées.

La procédure de calcul de la charge critique se résume aux étapes suivantes:

i) On suppose une valeur initiale k_0 et on détermine la solution de l'écoulement de puissance;

ii) On augmente k par une petite quantité Δk et on définit les nouvelles charges active et réactive demandées ainsi que les puissances actives générées.

iii) On cherche la nouvelle solution du problème d'écoulement de puissance

a) Si le calcul converge ($\det J > 0$), aller à l'étape ii)

b) Si le calcul diverge ($\det J \leq 0$), il y a passage par la condition critique.

L'organigramme de l'algorithme de calcul de la valeur critique est représenté à la Figure 3.2.

En réalité, on ne peut pas arriver au point correspondant à $\det J = 0$. La précision dépend évidemment du choix de l'incrément Δk . Plus il est petit, plus le point calculé est proche du point critique réel.

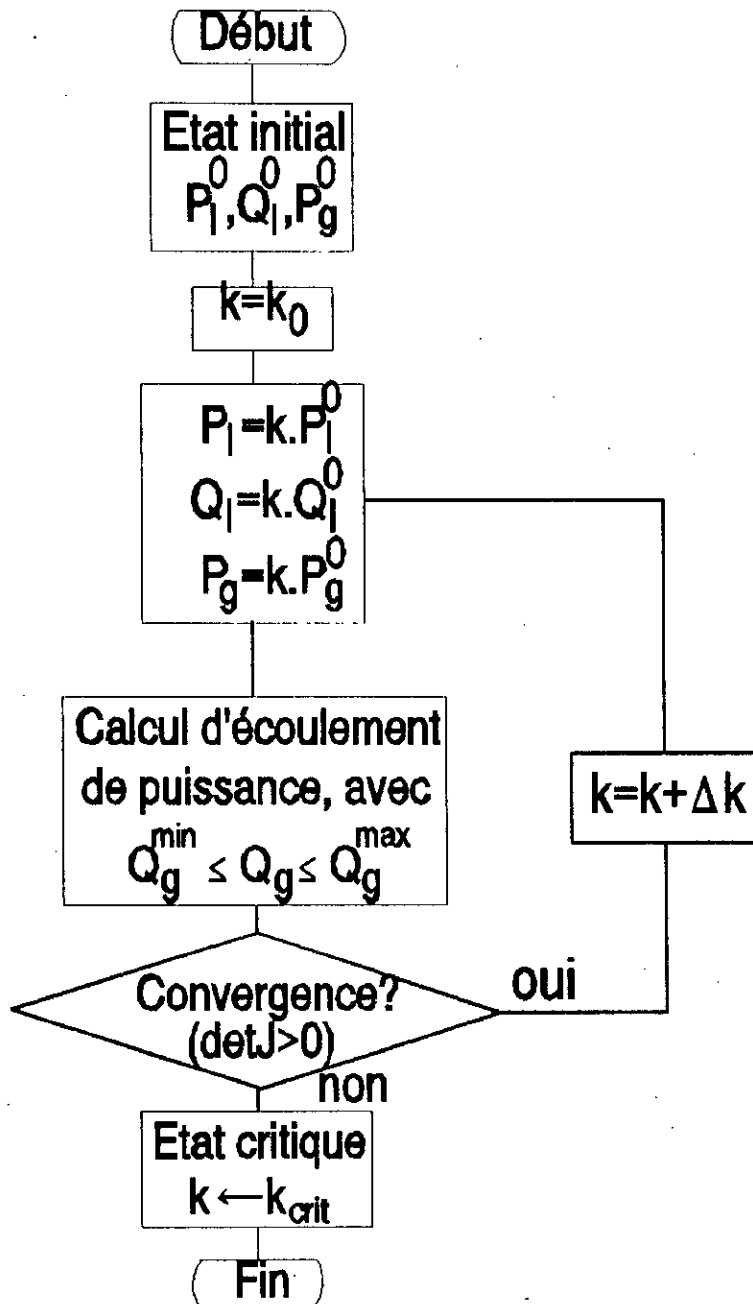


Figure 3.2: Organigramme de l'algorithme de calcul

III.5 APPLICATION ET RESULTATS DE SIMULATION

III.5.1 Présentation du réseau d'application

Le réseau d'énergie électrique IEEE 14 noeuds étudié comprenant 2 générateurs, 3 compensateurs et 20 lignes de transport, est présenté dans l'annexe B.

Les résultats préliminaires du problème d'écoulement de puissance obtenus avec ces paramètres de base sont présentés dans le Tableau 3.1.

Noeud	Module de la tension (p.u)	Phase de la tension (p.u)
1	1.0600	0.0000
2	1.0450	-0.0870
3	1.0100	-0.2224
4	1.0178	-0.1805
5	1.0262	-0.1540
6	0.9644	-0.2649
7	1.0035	-0.2460
8	1.0440	-0.2460
9	0.9841	-0.2808
10	0.9727	-0.2843
11	0.9650	-0.2778
12	0.9506	-0.2829
13	0.9478	-0.2852
14	0.9487	-0.3036

Tableau 3.1 Résultats d'écoulement de puissance

III.5.2 Evaluation de la stabilité pour la configuration de base

Nous nous concentrons premièrement sur des charges à puissance constante et nous montrons par la suite les effets sur la stabilité de tension lorsque des parties de la charge ont des caractéristiques autres qu'à puissance constante.

Pour une variation uniforme et pour la configuration de base du réseau considéré, la Figure 3.2 montre l'évolution des amplitudes de tension en fonction du facteur de charge pour quelques noeuds de charge. Alors que la charge du réseau est graduellement augmentée, les tensions aux noeuds de charge diminuent jusqu'à ce que le Jacobien devienne singulier.

D'après les résultats de l'écoulement de puissance relatif au point initial et vu l'évolution des tensions représentées à la Figure 3.2, on constate que les noeuds les plus affectés sont les noeuds situés loin des points de génération. Ceci est dû à l'augmentation des pertes dans les lignes, surtout réactives, avec celle du facteur de charge k . La Figure 3.3 représente les pertes totales dans le réseau. la génération de l'énergie réactive augmente aussi, et à partir d'un certain niveau de charge, les puissances réactives générées arrivent à leurs limites supérieures, comme le montre la Figure 3.4, ce qui accélère le processus d'effondrement.

La tension, ainsi que les puissances active et réactive consommées en chaque noeud sont représentées pour l'état initial et l'état critique (Figures 3.5 et 3.6). Les marges ΔP_i et ΔQ_i pour chaque noeud sont quant à elles représentées à la Figure 3.7. Ces marges représentent les puissances susceptibles d'être consommées à partir du point initial avant que le réseau n'entre en situation instable en tension.

La marge de sécurité pour ce cas de base est: **SM = 0.70**

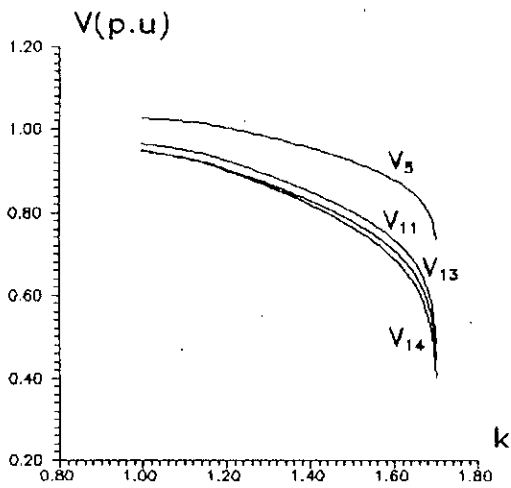


Figure 3.2: Evolution des amplitudes de tension

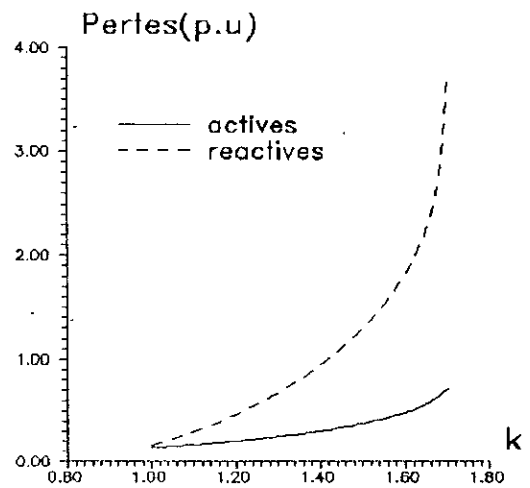


Figure 3.3: Pertes totales actives et réactives

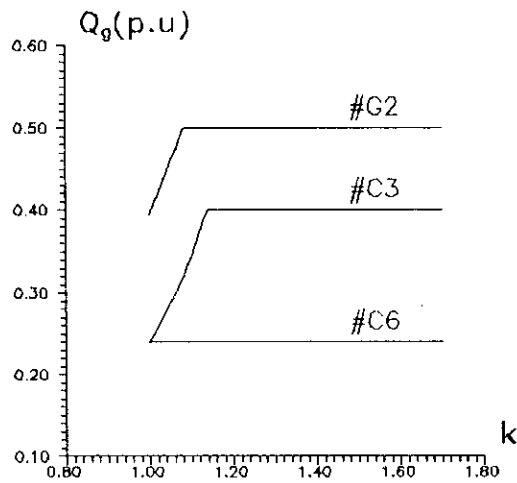


Figure 3.4: Puissances réactives générées

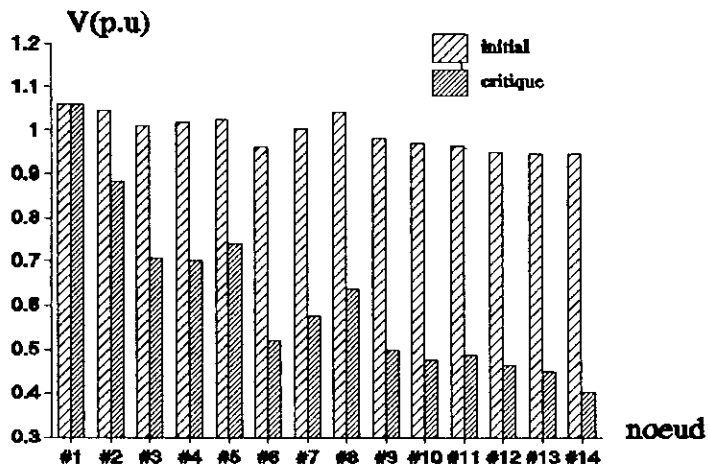
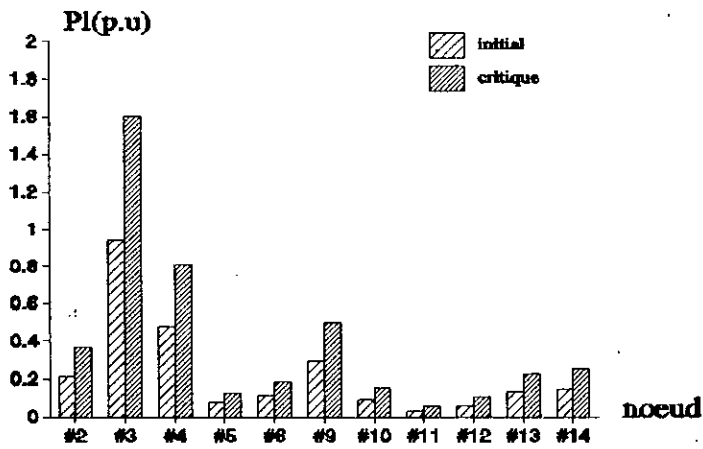
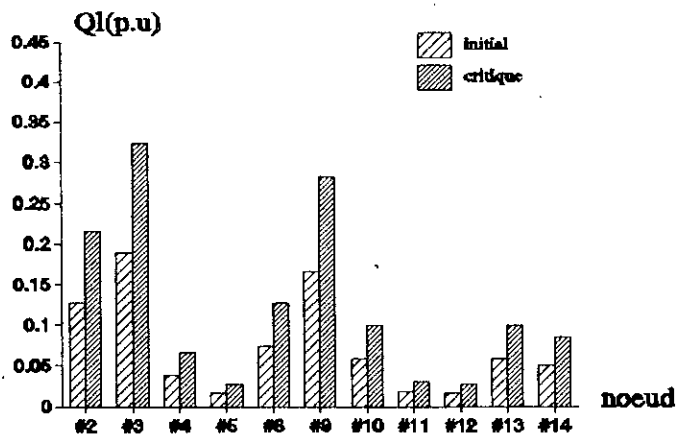


Figure 3.5: Tensions initiales et critiques

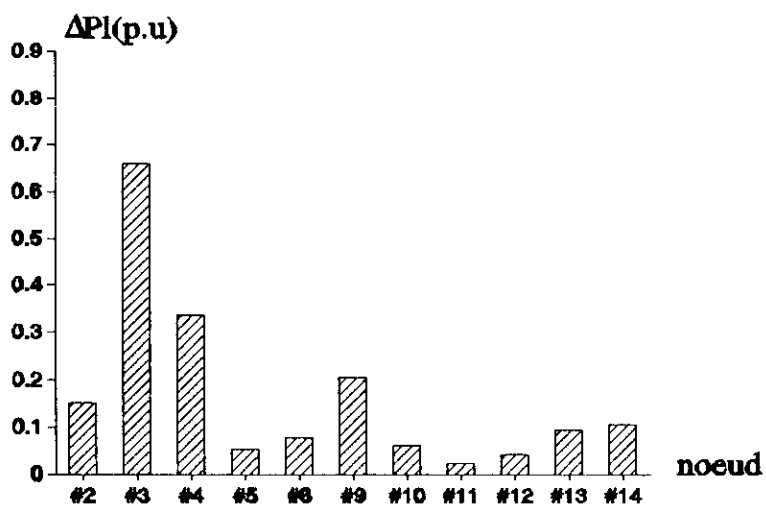


(a) Puissances actives

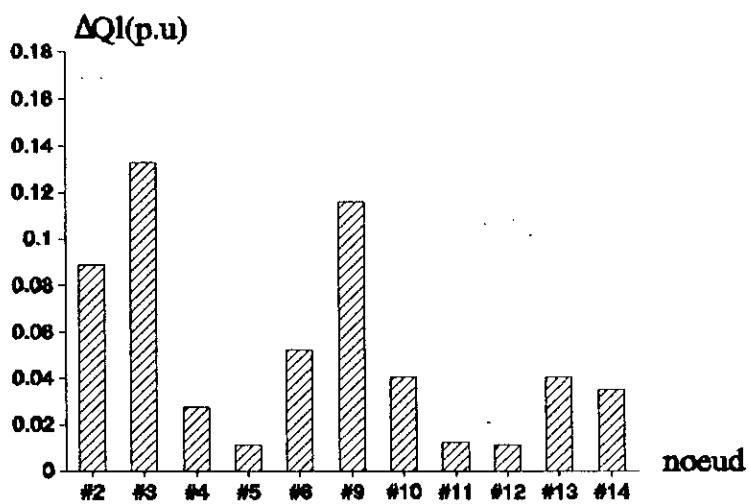


(b) Puissances réactives

Figure 3.6: Puissances actives et réactives consommées



(a) Marges actives



(b) Marges réactives

Figure 3.7: Marges de puissance actives et réactives

III.5.3 Effets des caractéristiques de charge

La marge à l'effondrement de tension est influencée par la dépendance en tension des charges. Cette marge augmente et la tension critique est atteinte à des niveaux bas quand la dépendance en tension des charges augmente (Figure 3.8), c'est-à-dire lorsque np et nq augmentent. Une charge à représentation constante, c'est-à-dire que la puissance ne dépend pas de la tension ($np=nq=0$), donne la distance la plus courte au point critique (Figures 3.9 et 3.10).

Si la sécurité du réseau est évaluée en gardant une marge minimale à l'effondrement de tension, une représentation constante de charge donnera alors l'état le plus sauf du réseau.

Les différents cas étudiés sont définis dans le Tableau 3.2.

cas	a	b	c	d	e
np	0	1	2	0.1	2
nq	0	1	2	0.6	1

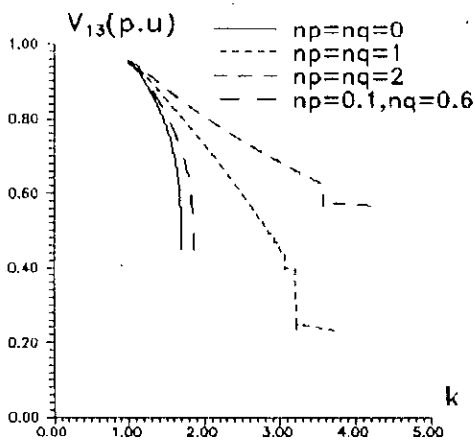
Tableau 3.2 cas de types de charges utilisés

Pour des charges dépendantes en tension, il faut distinguer les puissances demandées des puissances réellement consommées. Les puissances demandées (P_0 , Q_0) sont proportionnelles au facteur de charge. Les puissances consommées, pour $np=0.1$ et $nq=0.6$ par exemple, ont les allures représentées à la Figure 3.11.

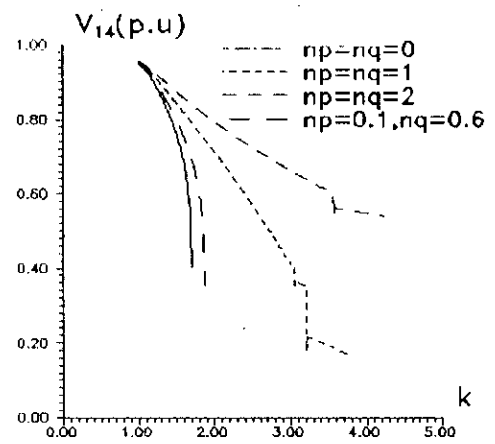
Le Tableau 3.3 montre les marges globales pour les différents types de charge.

cas	a	b	c	d	e
SM	0.70	2.78	3.23	0.87	3.83

Tableau 3.3



(a) Noeud 13



(b) Noeud 14

Figure 3.8: Influence des caractéristiques de charge

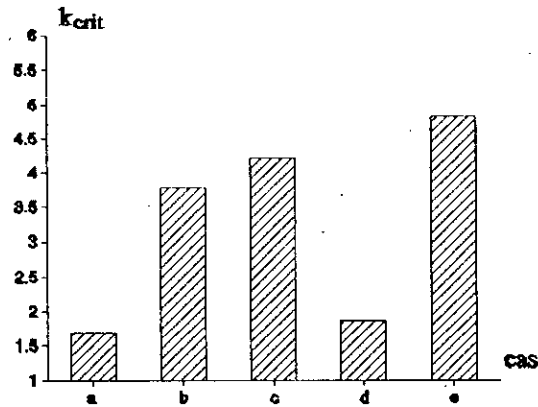
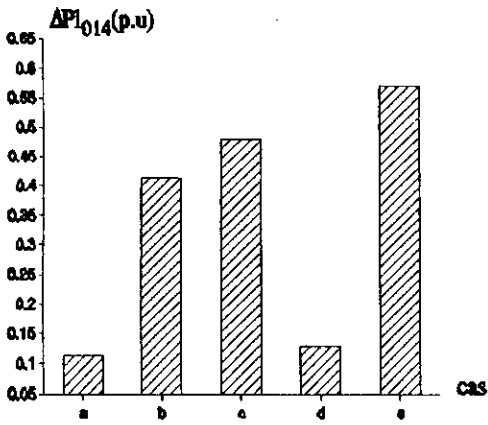
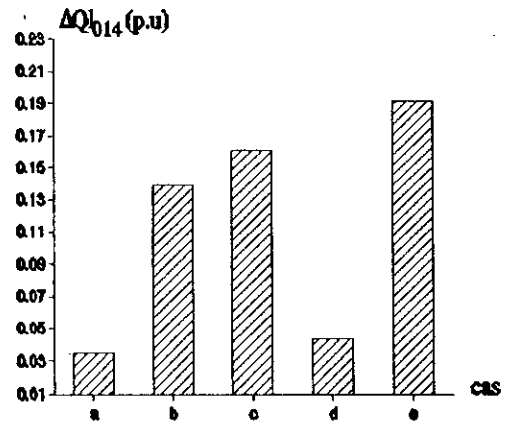


Figure 3.9: Influence des caractéristiques de charge sur les valeurs critiques de k

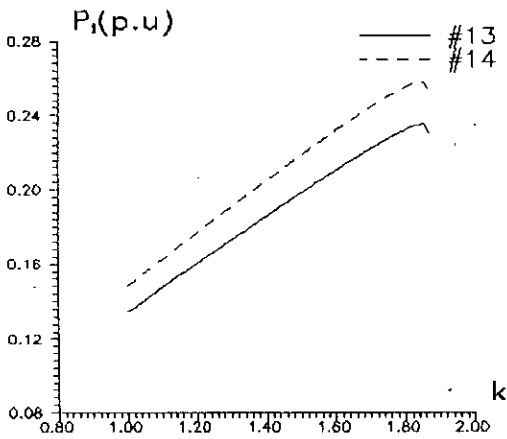


(a) Marge active

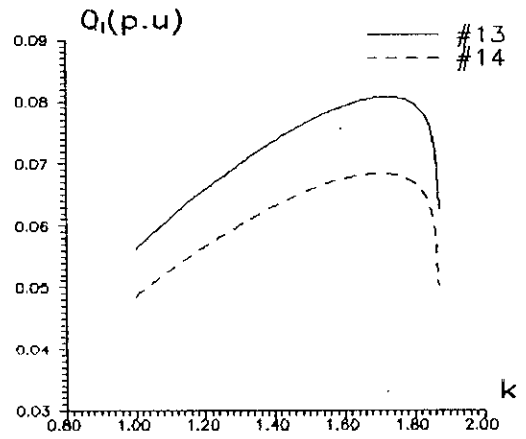


(b) Marge réactive

Figure 3.10: Marges active et réactive au noeud 14 pour différents types de charge



(a) Puissance active



(b) Puissance réactive

Figure 3.11: Evolution des puissances consommées ($n_p=0.1$ et $n_q=0.6$)

III.5.4 Effets de l'équipement de contrôle

a) Compensation

Une demande de charge typique d'un réseau inclut en plus de la puissance active, une composante de puissance réactive inductive. Durant les périodes de demandes élevées, la consommation de puissance réactive est de loin supérieure aux quantités disponibles de la distribution capacitive du réseau de transmission. Le déficit de puissance réactive peut être couvert par les moyens de compensation disponibles. L'amélioration du support réactif est l'un des moyens possibles de contrôle de la stabilité de tension. L'injection de puissance réactive affecte le plan de tension du réseau et par suite, les pertes de puissance. Il a un impact direct sur les limites de stabilité.

Dans notre étude, et dans le but de pouvoir changer la quantité de compensation dans les simulations, un facteur de compensation k_c est introduit. C'est un multiplicateur appliqué aux sources de puissance réactive à installer.

$$b_i = k_c B_0 \quad (3.11)$$

avec b_i la susceptance du compensateur au noeud i .

Pour $k_c=0$, il n'y a pas de compensation alors que $k_c=1$ donne la valeur totale installée. Dans notre cas, nous avons pris comme exemple $B_0=0.4$ p.u. Le choix de B_0 est arbitraire et a été fait sur la base des limites constatées des générateurs du réseau considéré.

Vu que les tensions au noeud 13 et 14 sont plus faibles et que ces noeuds sont en fait les plus éloignés des noeuds générateurs, on choisit de considérer la compensation en ces noeuds. D'autres travaux peuvent être entrepris afin de déterminer la localisation optimale de ces compensateurs. Le Tableau 3.4 montre les différents scénarios considérés.

Compensation	Noeud considéré
cas 1	13
cas 2	14
cas 3	13 et 14

Tableau 3.4 Scénarios de compensation

La Figure 3.12 montre la variation des tensions aux noeuds 13 et 14 en fonction de k_c . Elles augmentent lorsque le facteur de compensation est élevé surtout dans le cas 3. Pour quelques valeurs de k_c , la Figure 3.13 montre leur évolution en fonction du facteur de charge (pour le cas 3).

Les pertes (réactives) diminuent sensiblement lorsque k_c augmente (Figure 3.14).

Nous représentons à la Figure 3.15 les tensions critiques pour une compensation aux noeuds 13 et 14 (cas 3) pour $k_c=0.2$ et $k_c=0.5$. La Figure 3.16 par contre donne les puissances actives et réactives pour différentes valeurs de k_c pour quelques noeuds de charge (cas d'une charge de type à puissance constante).

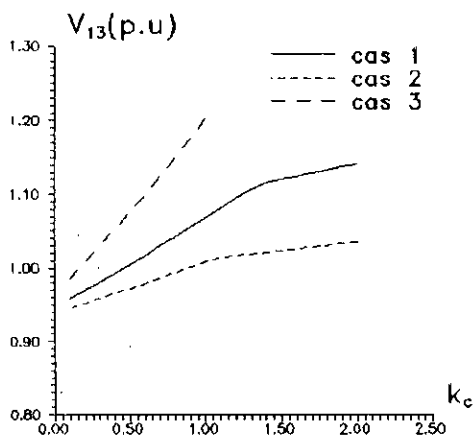
Les puissances réactives générées en fonction du facteur de compensation sont représentées à la figure 3.17 (cas 3). La Figure 3.18 montre la puissance réactive générée au noeud 3 pour les différents scénarios de compensation.

Nous montrons également à la Figure 3.19 les puissances réactives générées pour différentes valeurs de k_c (cas 3) aux noeuds 2 et 3.

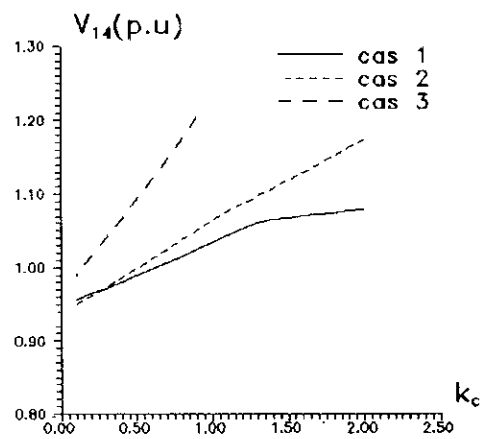
Enfin, nous présentons dans le Tableau 3.5, les marges de sécurité pour un scénario de compensation (cas 3) pour différentes valeurs de k_c .

k_c	0	0.2	0.3	0.4	0.5
SM	0.70	0.78	0.82	0.86	0.91

Tableau 3.5

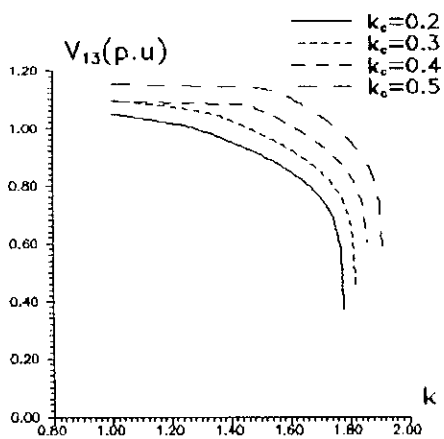


(a) Noeud 13

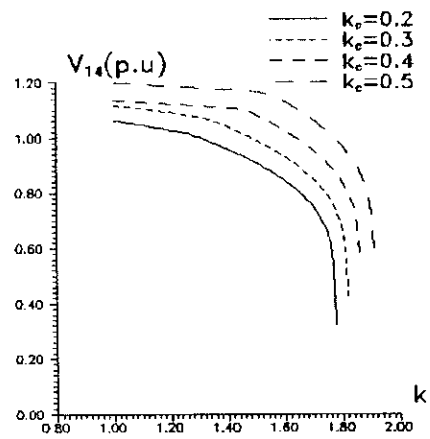


(b) Noeud 14

Figure 3.12: Evolution des tensions en fonction de k_c



(a) Noeud 13



(b) Noeud 14

Figure 3.13: Evolutions des tensions pour différentes valeurs de k_c

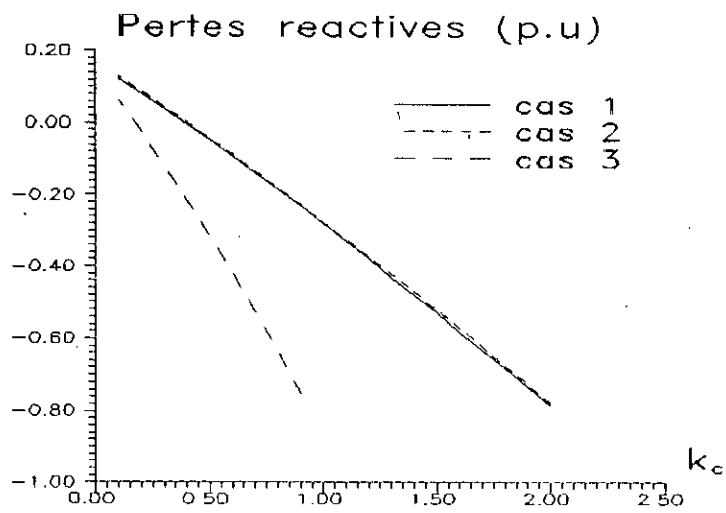
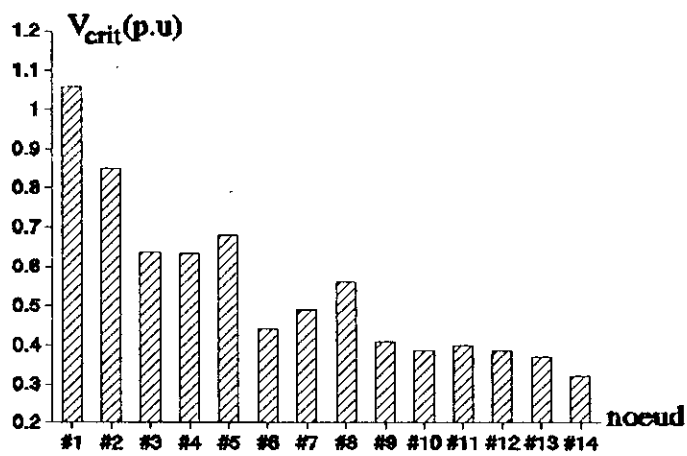
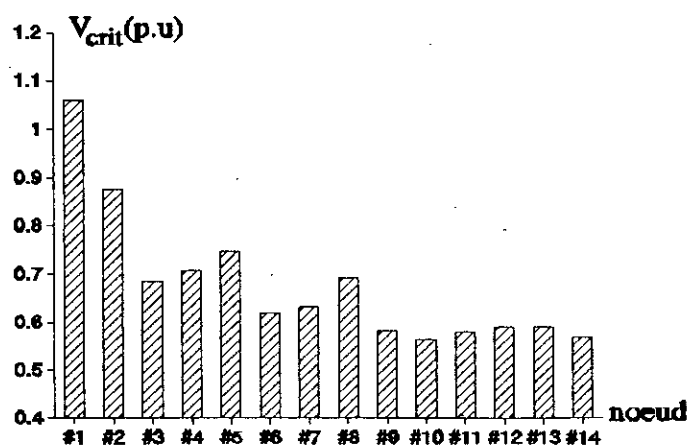


Figure 3.14: Pertes réactives totales en fonction de k_c

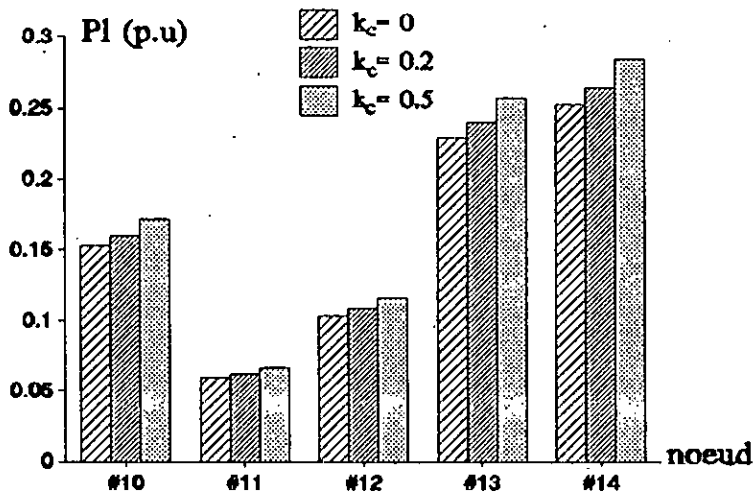


(a) $k_c = 0.2$

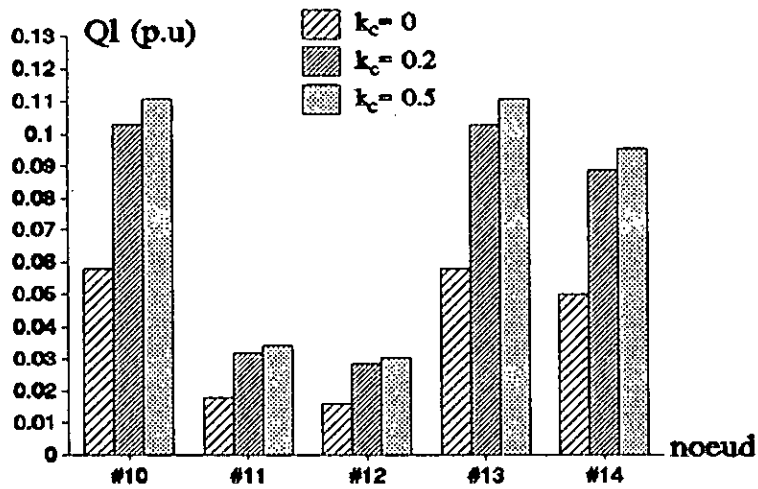


(b) $k_c = 0.5$

Figure 3.15: Tensions critiques pour deux valeurs de k_c



(a) Puissances actives



(b) Puissances réactives

Figure 3.16: Puissances consommées critiques pour différentes valeurs de k_c (cas 3)

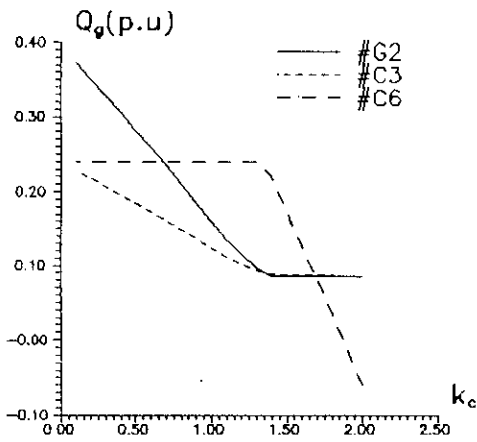


Figure 3.17:
Puissance réactive pour
le cas 1

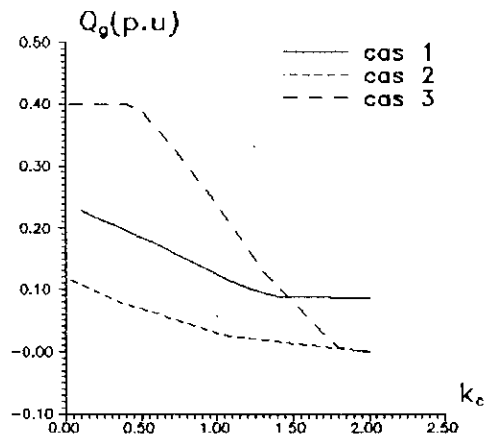
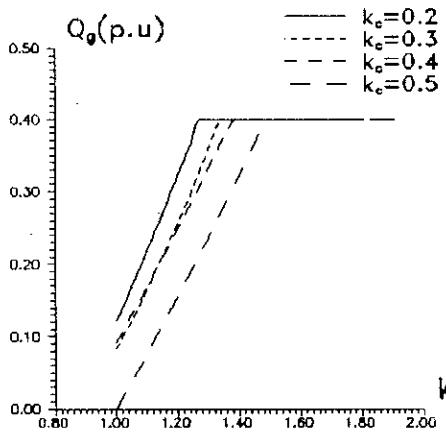
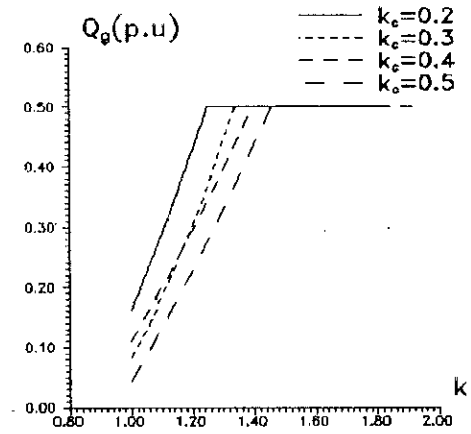


Figure 3.18:
Puissance réactive générée
au noeud 3



(a) au noeud 3



(b) au noeud 2

Figure 3.19: Evolution des puissances générées pour
différentes valeurs de k_c (cas 3)

b) Régleurs en charge

Analysons, à présent, les effets des rapports de transformation des transformateurs associés aux charges.

Lorsque la tension baisse aux bornes des charges, les rapports de transformation se modifient évidemment de manière à tendre à la relever. Pour notre réseau d'application, on va considérer le transformateur situé entre les noeuds 5 et 6.

La Figure 3.20 montre alors l'évolution des amplitudes de tension aux noeuds 5 et 6 ainsi qu'aux noeuds 13 et 14 en fonction du rapport de transformation $a = a_{5,6}$. En pratique néanmoins, a est compris entre 0.85 et 1.15 [31]. La Figure 3.21 montre l'évolution des tensions V_{13} et V_{14} pour différentes valeurs de a en fonction du facteur de charge. On peut voir alors que l'augmentation de a améliore considérablement le profil de tension aux différents noeuds consommateurs. En outre, la tension au noeud 5 n'est pas très affectée par cette augmentation.

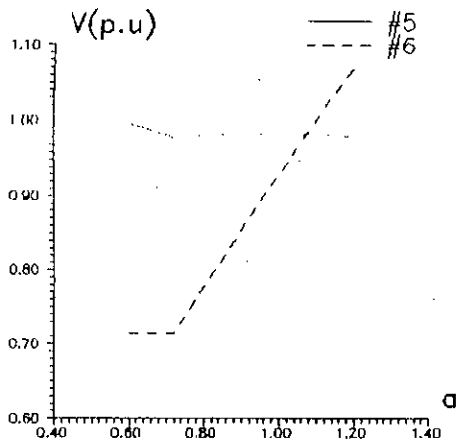
La Figure 3.22 représente les pertes actives et réactives en fonction de a . Ces pertes diminuent lorsque a augmente.

La Figure 3.23 donne les valeurs critiques des tensions aux différents noeuds pour $a=0.85$ et $a=1.15$. La Figure 3.24 donne les valeurs limites des puissances actives et réactives pour différents a .

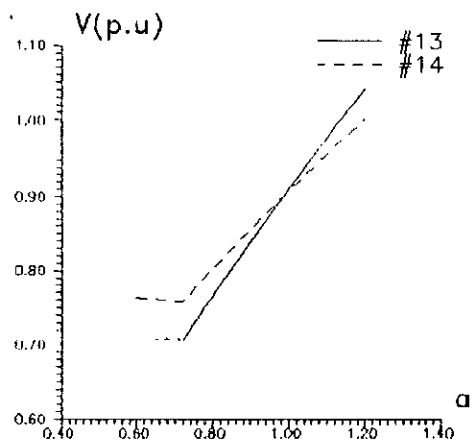
Les marges de sécurité pour les différentes valeurs de a considérées sont regroupées dans le Tableau 3.6.

a	0.85	0.95	1.05	1.15
SM	0.67	0.72	0.76	0.79

Tableau 3.6

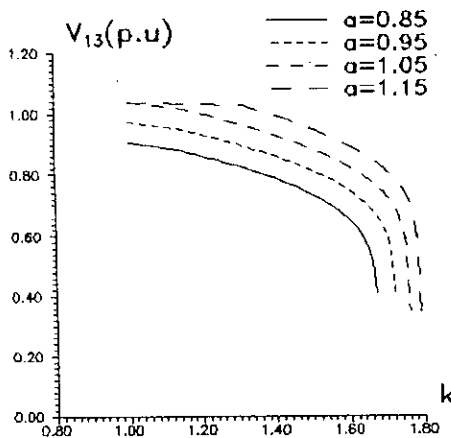


(a) Noeuds 5 et 6

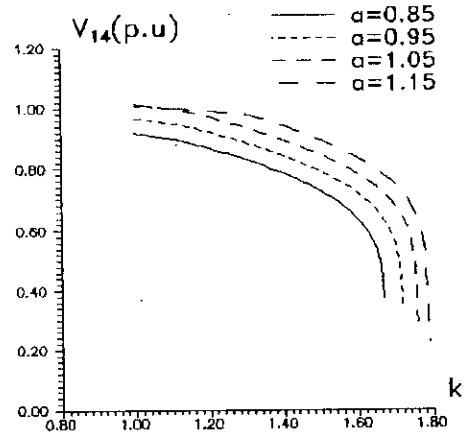


(b) Noeuds 13 et 14

Figure 3.20: Evolution des tensions en fonction du rapport de transformation a



(a) Noeud 13



(b) Noeud 14

Figure 3.21: Evolution des tensions pour différentes valeurs de a

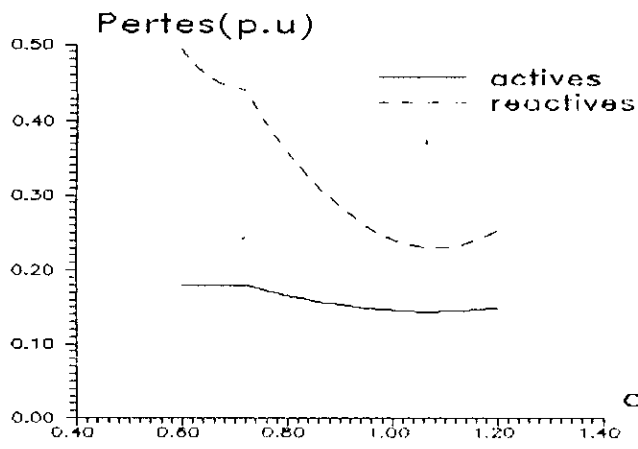
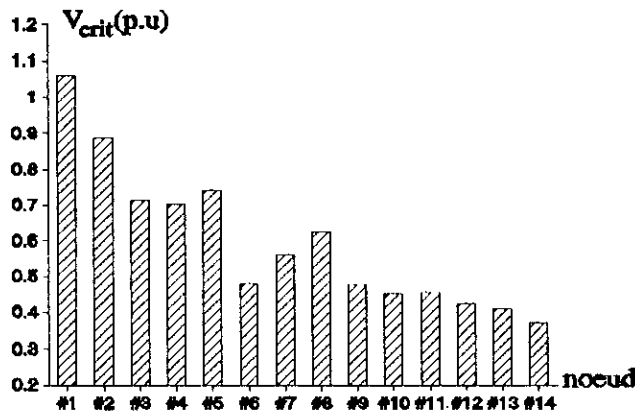
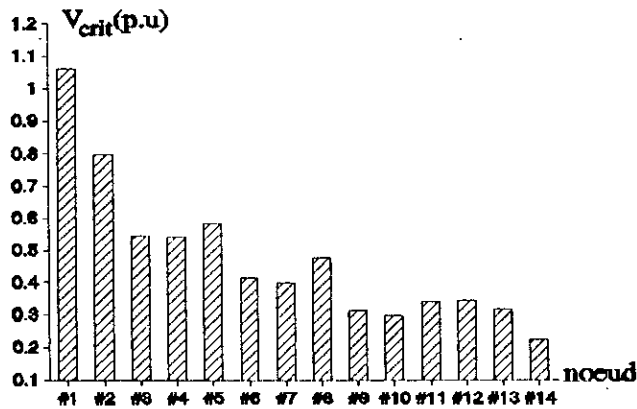


Figure 3.22: Evolution des pertes actives et réactives en fonction de a

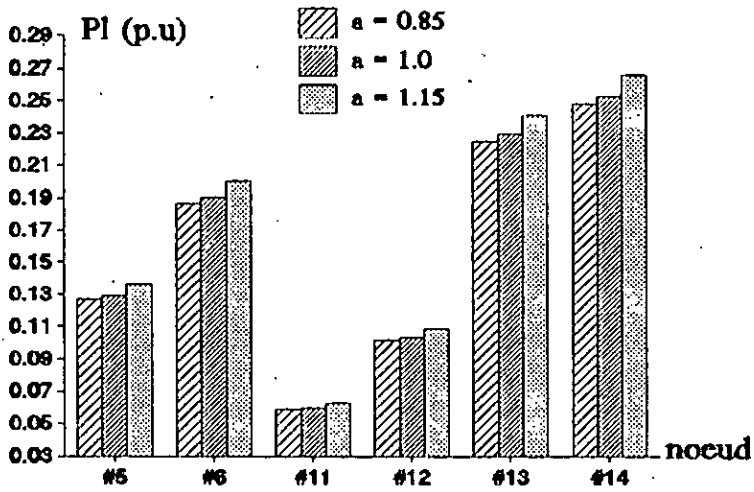


(a) $a=0.85$

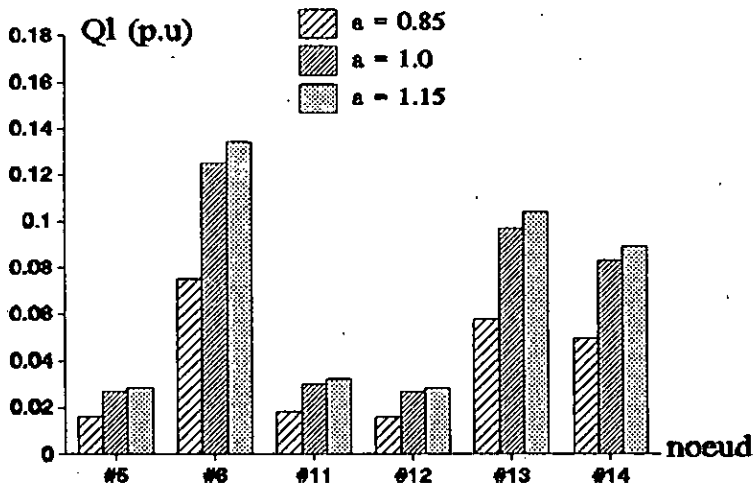


(b) $a=1.15$

Figure 3.23: Tensions critiques pour différentes valeurs de a



(a) Puissances actives



(b) Puissances réactives

Figure 3.24: Puissances consommées critiques pour différentes valeurs de a

III.5.5 Effets des incidents

Afin d'assurer une meilleure sécurité du réseau, le calcul de la condition extrême est souvent fait pour des conditions de fonctionnement normal puis pour différentes contingences. Ceci est important car les contingences ramènent cette condition extrême proche du point de fonctionnement actuel.

Les cas d'incidents que nous avons considéré sont regroupés dans le Tableau 3.7. Il s'agit principalement d'ouverture de lignes (OL) ou de perte de générateurs.

cas	1	2	3	4	5	6	7
incident	OL 6-12	OL 6-13	OL 6-12 6-13	OL 6-13 9-14	G ₂	C ₆	C ₈

Tableau 3.7

La Figure 3.25 montre l'influence de tels incidents sur l'évolution des amplitudes de tension avec l'augmentation de charge. Par souci de clarté et pour ne pas surcharger les figures, nous n'avons pas représenté les caractéristiques pour tous les cas d'incidents. Le cas 0 correspond au cas de base, c'est-à-dire sans incident. Les caractéristiques sont plus ou moins abaissées en fonction de l'influence de l'incident considéré. Le cas de l'ouverture des deux lignes 6-12 et 6-13 est particulièrement critique (condition N-2), alors que le cas 4 (lignes 6-13 et 9-14 ouvertes) provoque la divergence du programme d'écoulement de puissance dès la première incrémentation du facteur de charge. C'est un cas très critique pour ce réseau. Il peut même y avoir des contingences où la convergence de l'écoulement de puissance ne peut pas être obtenue avec les charges initiales spécifiées.

La Figure 3.26 montre encore une fois la diminution des pertes causant les chutes de tension responsables de la diminution des tensions aux noeuds de charge.

La Figure 3.27 donne les facteurs de charge critiques pour les différents cas d'incidents considérés; alors que la Figure 3.28 montre les valeurs critiques des tensions aux noeuds 13 et 14.

Un incident donné affecte la tension en un noeud particulier plus qu'un autre. Pour le noeud 13, par exemple, la tension la plus faible correspond au cas 2, alors que pour le noeud 14 c'est le cas 6 qui donne la valeur critique la plus faible.

Pour des conditions de contingences données, le système doit non seulement fournir des niveaux de tension satisfaisants, mais aussi maintenir des marges raisonnables de stabilité [42].

Le tableau 3.8 donne les valeurs des marges de sécurité pour les différents cas d'incidents considérés.

cas	1	2	3	4	5	6	7
SM	0.67	0.58	0.16	0	0.62	0.58	0.61

Tableau 3.8

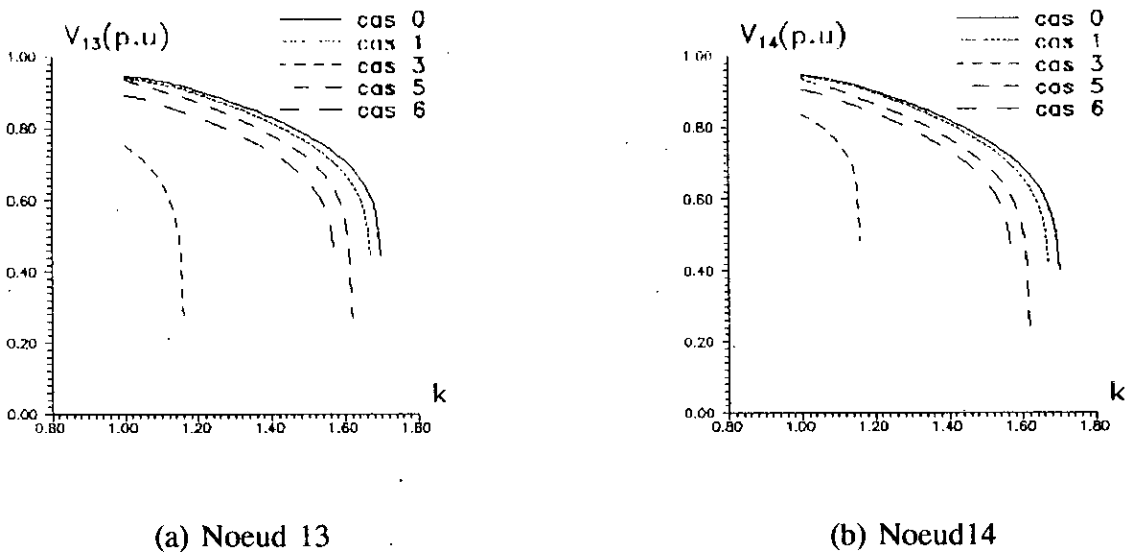
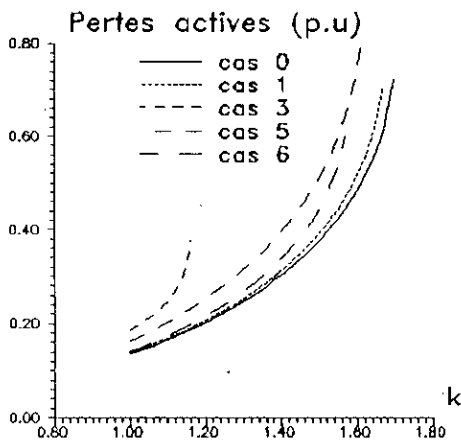
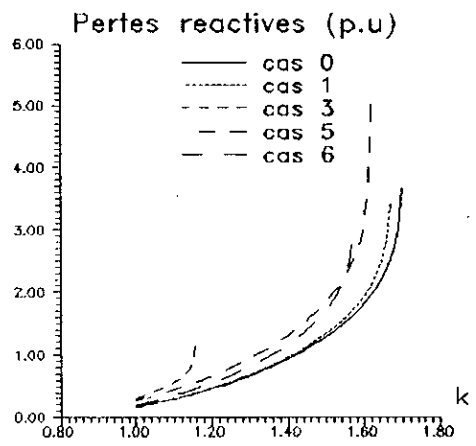


Figure 3.25: Evolution des tensions pour les différents incidents considérés



(a) Pertes actives



(b) Pertes réactives

Figure 3.26: Pertes actives et réactives pour les différents incidents considérés

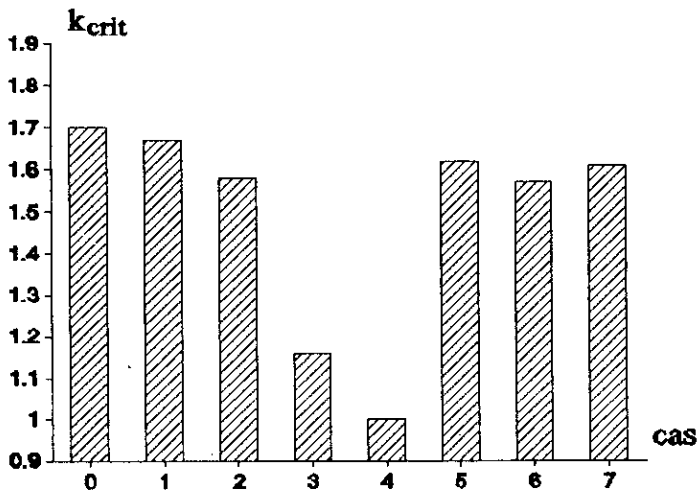
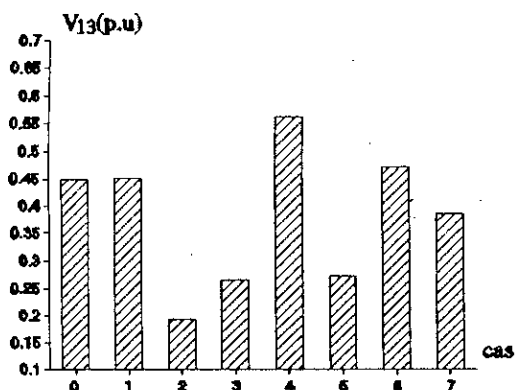
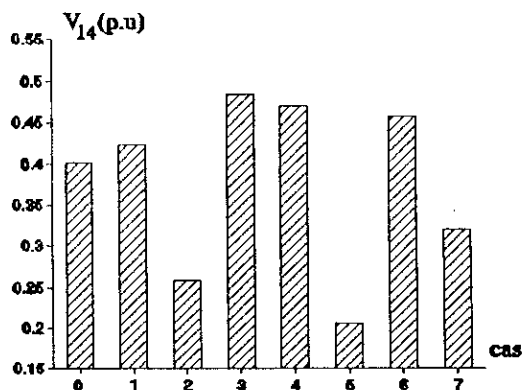


Figure 3.27: Valeurs critiques de k pour les différents cas d'incidents



(a) Noeud 13



(b) Noeud 14

Figure 3.28: Tensions critiques pour les différents cas d'incidents

III.5.6 Variation proportionnelle

Dans le cas d'une variation proportionnelle, on définit à la place du facteur de charge k (relatif à une variation uniforme), les puissances active et réactive totales demandées respectivement P_d et Q_d .

$$\begin{aligned}
 P_d &= \sum_i P_{10i} \\
 Q_d &= \sum_i Q_{10i}
 \end{aligned}
 \tag{3.13}$$

On peut alors définir les facteurs de proportionnalité suivants:

pour un noeud de charge

$$k_{pi} = \frac{P_{10i}}{P_d}
 \tag{3.14}$$

pour un noeud générateur

$$k_{gi} = \frac{P_{gi}}{P_d}
 \tag{3.15}$$

En considérant des facteurs de puissance constants lorsque la charge varie, alors on aura:

$$t_i = \frac{Q_{10i}}{P_{10i}} = \text{const} \quad (3.16)$$

La variation de charge sera ainsi simulée par une quantité incrémentale ΔP_d de la puissance totale demandée. Les puissances aux différents noeuds seront alors modifiées de la manière suivante:

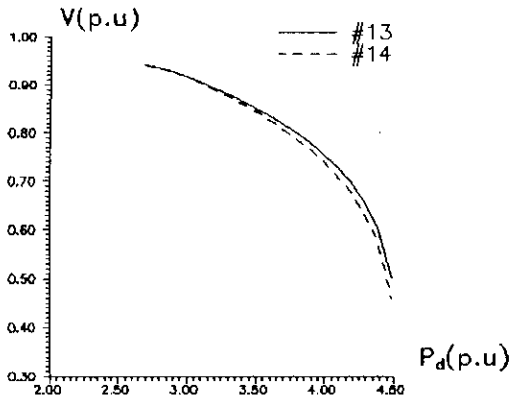
$$\begin{aligned} P_{10i} &\leftarrow P_{10i} + k_{pi} \Delta P_d \\ Q_{10i} &\leftarrow t_i P_{10i} \\ P_{gi} &\leftarrow P_{gi} + k_{gi} \Delta P_d \end{aligned} \quad (3.17)$$

L'algorithme de calcul de la section III.4.4.b est alors modifié en conséquence mais la procédure reste identique.

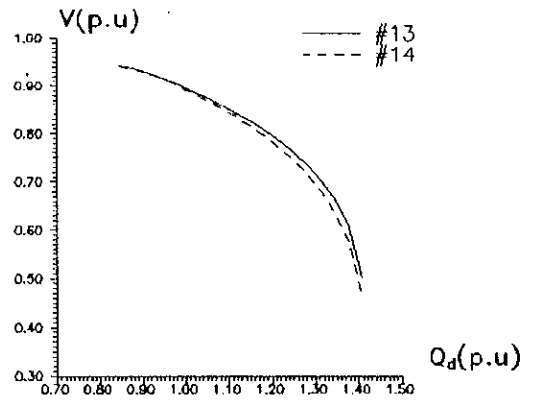
L'évolution des amplitudes de tension reste identique à celle relative à la variation uniforme (Figure 3.29).

En comparant entre les caractéristiques relatives aux procédés de variation de charge, nous constatons qu'elles donnent pratiquement les mêmes résultats. Ces caractéristiques sont de moins en moins proches lorsque la charge augmente (Figure 3.30). Aussi, la variation uniforme donne le point critique le plus proche, c'est-à-dire des marges plus faibles (Figures 3.31 et 3.32). Donc l'hypothèse et la simplification introduite en considérant une variation uniforme dans notre étude est de ce fait très justifiée.

De la même manière que pour le cas de la variation uniforme, nous représentons, à la Figure 3.33, l'évolution des tensions (aux noeuds 13 et 14 par exemple) en fonction de la charge pour différents types de charges. Nous pouvons tirer alors les mêmes conclusions: le cas le plus critique est celui d'une représentation à puissance constante de la charge. La Figure 3.34 montre l'évolution de la tension au noeud 14 en fonction des puissances active et réactive réellement consommées (et non demandées) au même noeud de charge.

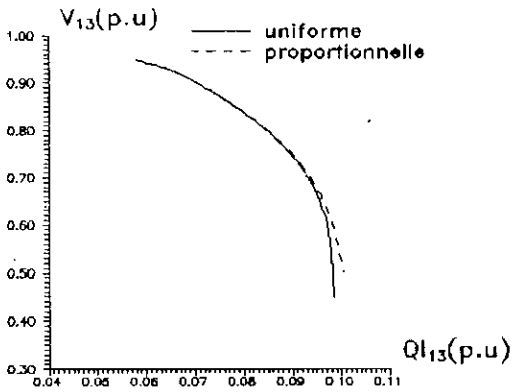


(a) en fonction de P_d

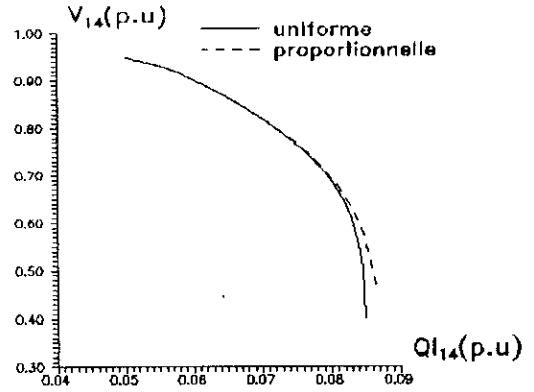


(b) en fonction de Q_d

Figure 3.29: Evolution des tensions en fonction de la puissance totale demandée pour une variation proportionnelle



(a) Variation de V_{13}



(b) Variation de V_{14}

Figure 3.30: Comparaison entre l'évolution des tensions pour les deux types de variation de charge (uniforme et proportionnelle)

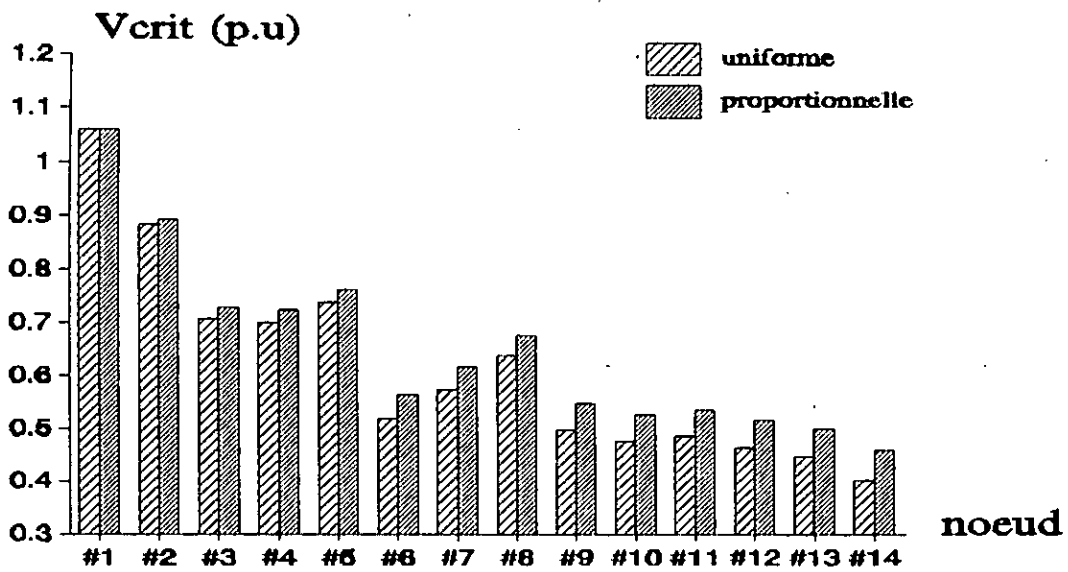
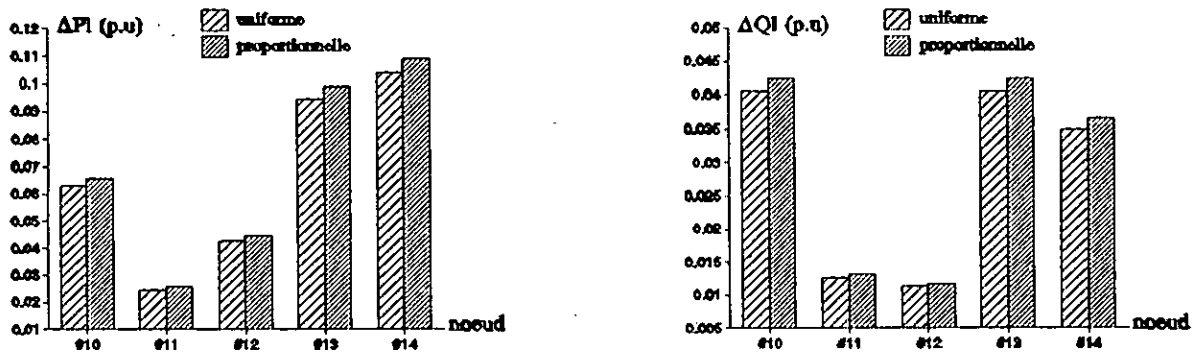


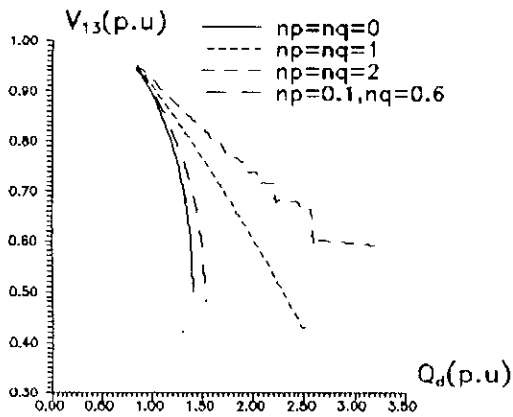
Figure 3.31: Comparaison entre les tensions critiques pour les deux types de variation de charge (uniforme et proportionnelle)



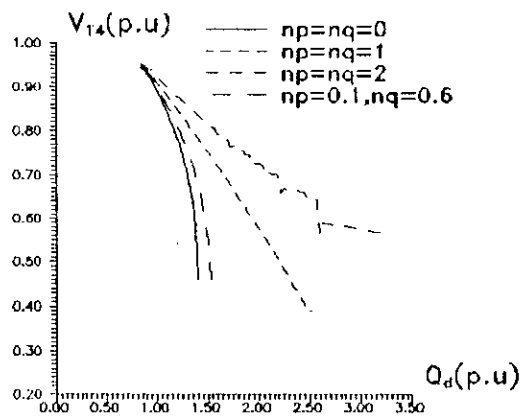
(a) Marges actives

(b) Marges réactives

Figure 3.32: Comparaison entre les marges de puissance pour les deux types de variation de charge (uniforme et proportionnelle)

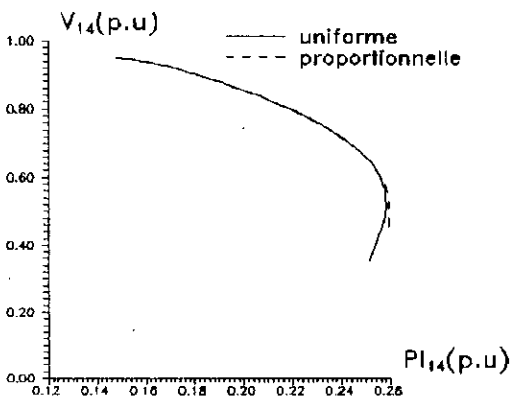


(a) Noeud 13

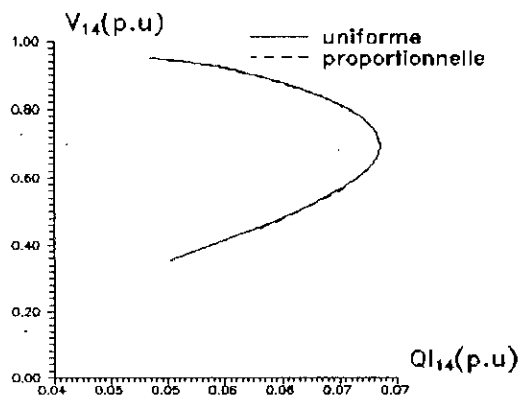


(b) Noeud 14

Figure 3.33: Influence des caractéristiques de charge dans le cas d'une variation proportionnelle



(a) en fonction de P_{14}



(b) en fonction de Q_{14}

Figure 3.34: Tension au noeud 14 en fonction des puissances consommées (pour $np=0.1$ et $nq=0.6$)

III.5.7 Découplage des équations du réseau

Du moment qu'il y a un couplage relativement étroit entre la puissance réactive et les amplitudes de tension, on pourrait utiliser le découplage des deux équations de (3.10):

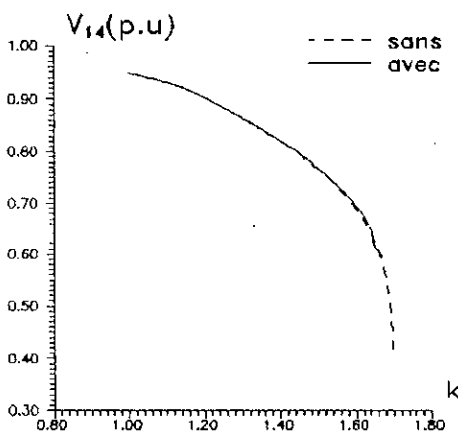
$$\begin{aligned} \Delta f &= F_0 \Delta \theta \\ \Delta g &= G_V \Delta V \end{aligned} \quad (3.18)$$

La solution s'obtient par:

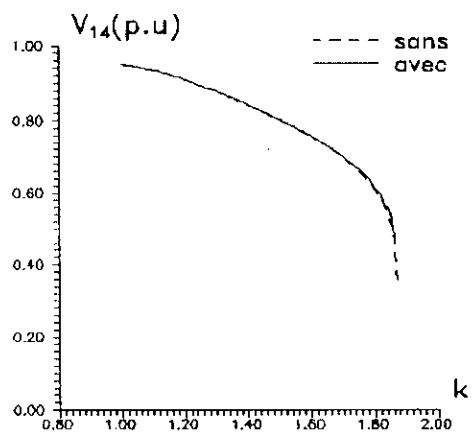
$$\begin{aligned} \Delta \theta &= F_0^{-1} \Delta f \\ \Delta V &= G_V^{-1} \Delta g \end{aligned} \quad (3.19)$$

En utilisant ces formules pour le calcul des variables du réseau, on pourra comparer les résultats obtenus à ceux obtenus par les équations non découplées.

La Figure 3.35 montre l'évolution de la tension au noeud 14 en fonction du facteur de charge. Nous avons pratiquement les mêmes caractéristiques, mais les marges de puissance et les tensions critiques sont différents (Figures 3.36 et 3.37). Ceci montre que le découplage ne donne pas les mêmes valeurs de tension à la condition critique et que par conséquent ne peut être appliqué de manière sûre pour les charges élevées. La Figure 3.38 représente l'évolution des amplitudes de tension (aux noeuds 13 et 14) pour différents types de charge avec découplage des équations.



(a) $n_p = n_q = 0$



(b) $n_p = 0.1, n_q = 0.6$

Figure 3.35: Comparaison entre l'évolution des tensions avec et sans découplage des équations du réseau

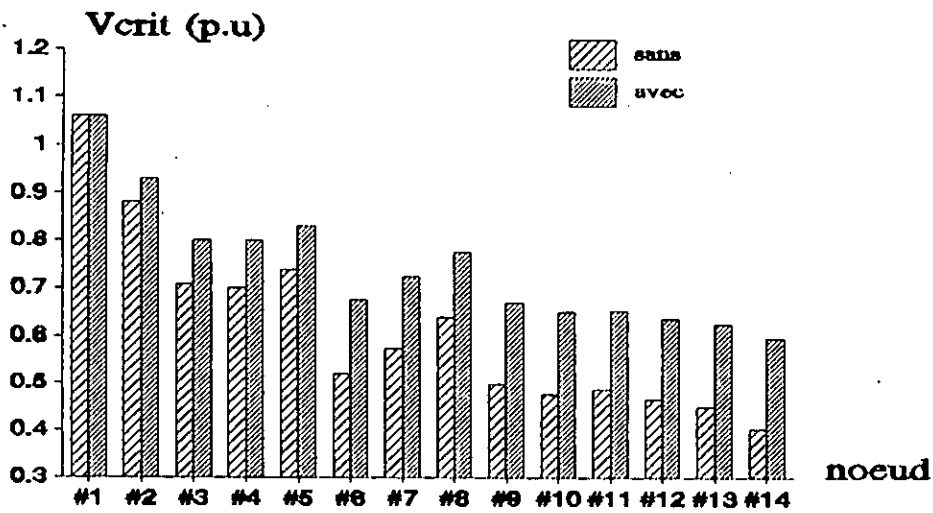
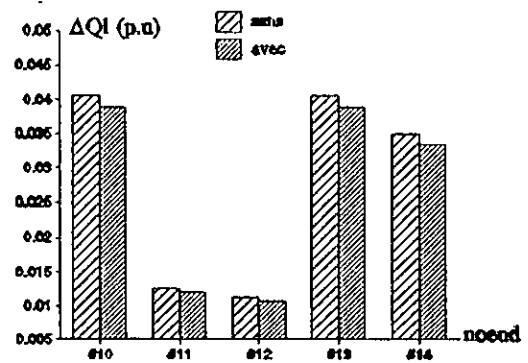
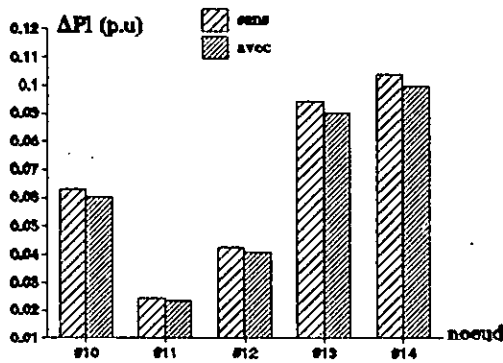


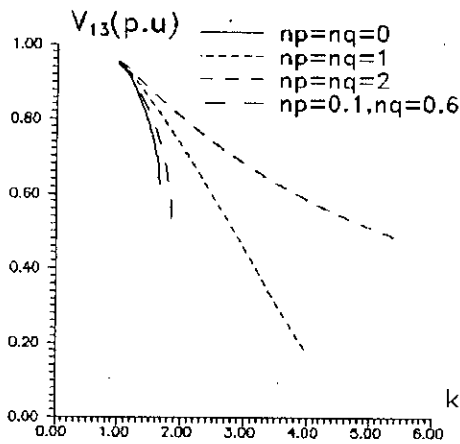
Figure 3.36: Comparaison entre les tensions critiques pour les cas avec et sans découplage des équations du réseau



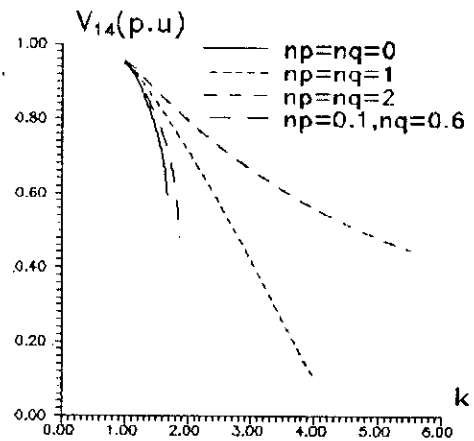
(a) Marges actives

(b) Marges réactives

Figure 3.37: Comparaison entre les marges de puissance pour les cas avec et sans découplage des équations du réseau



(a) Noeud 13



(b) Noeud 14

Figure 3.38: Influence des caractéristiques de charge dans le cas d'un découplage des équations du réseau

III.6 CONCLUSION

Dans ce chapitre, nous avons exposé la méthode d'évaluation de la stabilité statique de tension. Nous avons montré que ceci revient à déterminer la condition de charge extrême ou critique du réseau. L'étude nous a permis de développer le critère de base permettant cette évaluation. Une méthodologie d'analyse de la stabilité de tension a été présentée.

L'application a été faite sur un réseau standard de IEEE. Les résultats ressortant de cette application montrent les problèmes liés à l'étude de la stabilité de tension et les effets des paramètres du réseau sur cette stabilité. Une indication du niveau de sécurité pour les conditions de réserve de puissance peut être donnée comme la distance à l'instabilité de tension ou tension critique. Ceci a été fait pour des conditions normales et pour des conditions d'ouverture. Il peut y avoir parmi ces conditions d'ouverture des cas affectant très sévèrement le plan de tension et les marges de puissance disponibles.

La nature de la charge influe sur les valeurs limites. Il a été montré que la charge à puissance constante est la plus critique. Physiquement parlant, plus la composante moteur de la charge est importante plus la limite de stabilité de tension est proche.

L'amélioration du support réactif est l'un des remèdes possibles pour l'instabilité de tension, mais il est nécessaire de prendre quelques précautions.

Nous avons justifié la variation uniforme de la charge en la comparant à une variation proportionnelle de la charge. Ensuite, il a été question de considérer un découplage des équations du réseau. Il a été montré alors que ce découplage, même s'il aboutit à des caractéristiques identiques, ne donne pas le même plan de tension à la condition limite.

Chapitre IV

DEVELOPPEMENT ET APPLICATION DES INDICES DE STABILITE DE TENSION

IV.1 INTRODUCTION

Dans le chapitre précédent, nous avons montré comment calculer la condition critique en utilisant le critère exploitant la singularité du Jacobien à la limite de stabilité de tension. En exploitation, on pourrait juger un état donné du réseau, c'est-à-dire préciser s'il est stable ou instable, en vérifiant si la charge maximale est atteinte ou non. Dans ce chapitre, nous essayons de trouver un indice de stabilité de tension qui permet une mesure de la stabilité relative. En effet, une bonne prévention d'un effondrement de tension consiste à définir et développer un indicateur de proximité, qui peut renseigner les opérateurs d'un réseau électrique de la proximité de leur système au point critique. Un indice de stabilité de tension n'est utile que dans la mesure où il peut prévenir suffisamment tôt l'opérateur d'une éventuelle instabilité.

Partant des équations de l'écoulement de puissance et de la condition de singularité du Jacobien au point critique, nous définissons plusieurs matrices susceptibles de fournir des indices de stabilité. Nous étudions en particulier leur déterminant ainsi que leur décomposition singulière. La valeur singulière minimale est alors utilisée comme indice de stabilité de tension. Nous développons ensuite un autre indicateur introduit par Kessel et Glavitsch basé sur la réalisabilité de l'écoulement de puissance. Une autre classe d'indices basée sur les sensibilités des paramètres du réseau est par la suite définie.

Les résultats de simulation de l'application des différents indices développés sont présentés.

où:

$$J_x = G_v - G_\theta F_\theta^{-1} F_v \quad (4.6)$$

J sera singulier si J_r le devient. On peut alors utiliser comme indice de stabilité statique de tension $\det(J_r)$. L'étude de la sous-matrice F_θ permet de déterminer si l'instabilité considérée est causée par des problèmes d'amplitudes de tension ou par contre par des problèmes de leurs phases.

Une interprétation physique de la sous-matrice J_r peut être trouvée comme suit. Pour chaque point de fonctionnement, nous gardons la puissance active constante et nous regardons la relation qui lie les variations de la puissance réactive au amplitudes de tension. Les variations de la puissance active sont alors négligées dans la formulation du problème. Ceci revient à faire $\Delta f=0$ dans les équations (4.1). On aura:

$$\begin{pmatrix} 0 \\ \Delta g \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} F_\theta & F_v \\ G_\theta & G_v \end{pmatrix} \begin{pmatrix} \Delta \theta \\ \Delta V \end{pmatrix} \quad (4.7)$$

La relation entre les changements de la puissance réactive des équations d'écoulement de puissance et les amplitudes de tension peut alors s'écrire:

$$\Delta g = (G_v - G_\theta F_\theta^{-1} F_v) \Delta V = J_x \Delta V \quad (4.8)$$

La matrice J_r peut donc, pour de faibles perturbations, décrire l'effet sur les amplitudes de tension des changements des injections de puissance réactive dans le réseau. L'influence du second terme $G_\theta F_\theta^{-1} F_v$ sur le résultat dépend de la charge du système étudié, c'est-à-dire de l'importance du transit des puissances active et réactive.

La discussion ci-dessus montre qu'il serait intéressant d'étudier aussi bien la matrice Jacobienne J , que les deux matrices J_r et G_v durant la recherche d'un indice de stabilité de tension. Pour savoir si l'instabilité est causée par des problèmes de phases ou d'amplitudes, il serait aussi intéressant d'étudier la matrice F_θ , qui tend vers une matrice singulière si le système étudié connaît des problèmes de stabilité statique angulaire.

En conclusion, on va essayer d'utiliser comme indices de stabilité de tension, les déterminants des matrices J , J_r et G_v .

IV.2.2 Résultats et interprétations

La Figure 4.1 représente les variations de la tension et du déterminant de \mathbf{J} en fonction de la puissance demandée au noeud de charge pour le système simplifié à deux noeuds du chapitre II. L'allure de $\det(\mathbf{J})$ suit l'évolution de la tension. Il s'annule pour la charge critique illustrant l'idée de l'utiliser comme indice de stabilité.

La Figure 4.2 montre l'évolution des différents déterminants en fonction du facteur de charge \mathbf{k} pour le réseau IEEE 14 noeuds (présenté au chapitre III) dans le cas d'une variation uniforme. Ces caractéristiques montrent que les déterminants ont des pics numériquement très grands. Nous constatons, par ailleurs, que lorsque la matrice Jacobienne de l'écoulement de puissance change de dimension au passage de noeuds PV en noeuds PQ, il y a un saut montant dans la valeur numérique pour un nombre des indices étudiés. Ces sauts surviennent pour \mathbf{J} , \mathbf{J}_r et \mathbf{G}_v . Ces matrices augmentent d'une ligne et d'une colonne à chaque fois qu'un noeud PV est changé en noeud PQ. A la figure, le saut dû au changement dans la dimension de la matrice se fait avec une certaine pente finie. Ceci est dû à l'augmentation discrète de la charge (d'un pas fini) et à l'utilisation d'une interpolation linéaire pour le tracé graphique. Le saut dans l'indice indique donc quand les générateurs arrivent à leurs limitations de production réactive.

L'influence des caractéristiques de charge et du type de variation de cette dernière (uniforme ou proportionnelle) est mise en évidence aux Figures 4.3 et 4.4. La figure 4.5 montre l'effet du facteur de compensation sur la variation de $\det(\mathbf{J})$.

Des caractéristiques précédentes et des constatations observées, on voit que l'utilisation du déterminant se prête mal à une utilisation comme indicateur de stabilité. Les deux raisons principales sont la valeur numérique élevée du déterminant et le saut observé qui peut être interprété comme une fausse alarme.

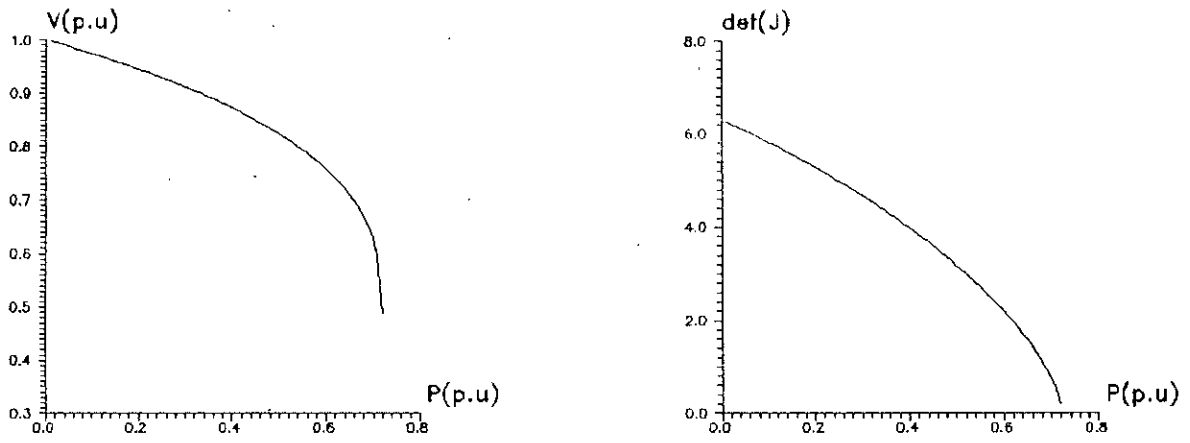


Figure 4.1: Evolution de la tension et de $\det(J)$ pour le système simple

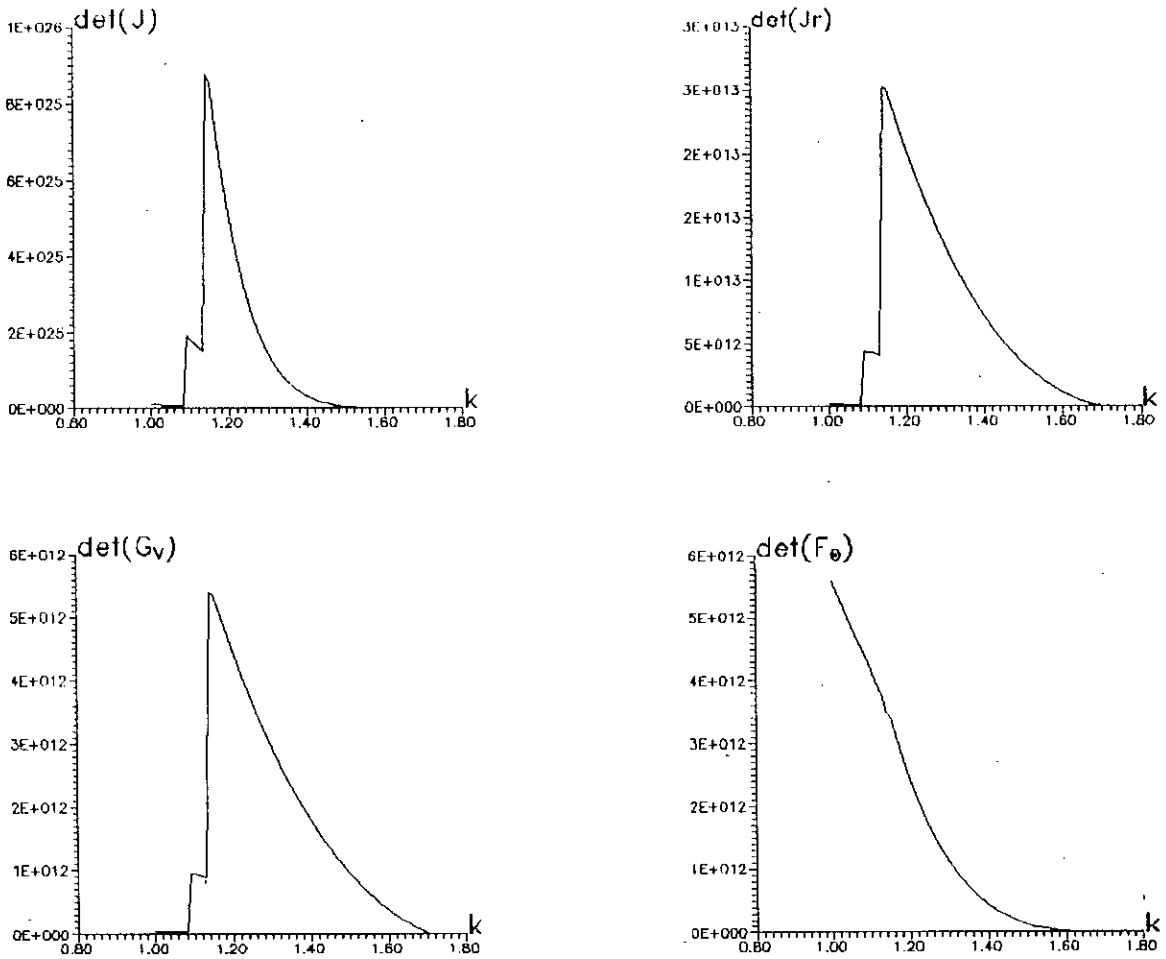
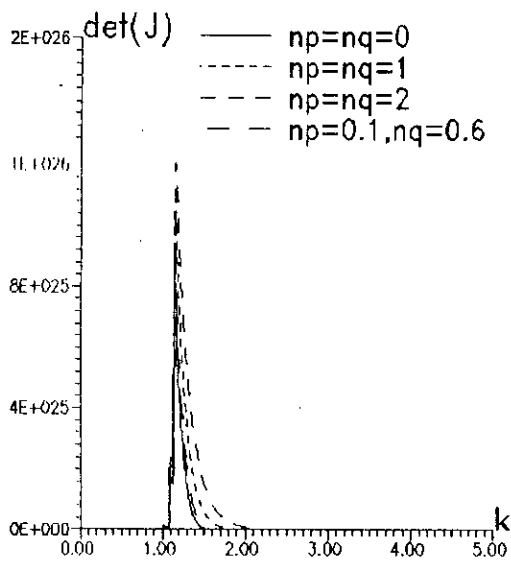
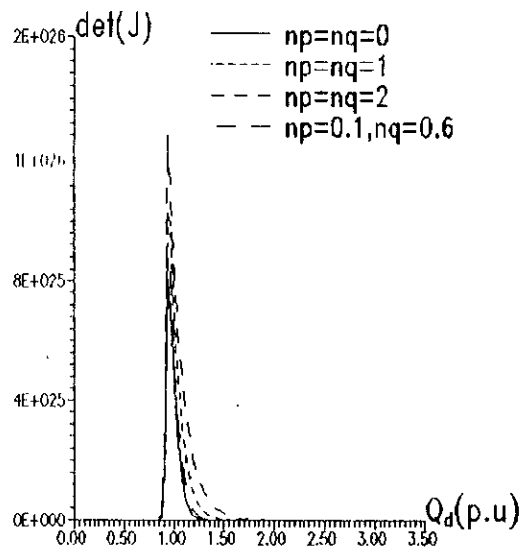


Figure 4.2: Evolution des déterminants des différentes matrices



(a) variation uniforme



(b) variation proportionnelle

Figure 4.3: Variations de $\det(J)$ pour différents types de charge

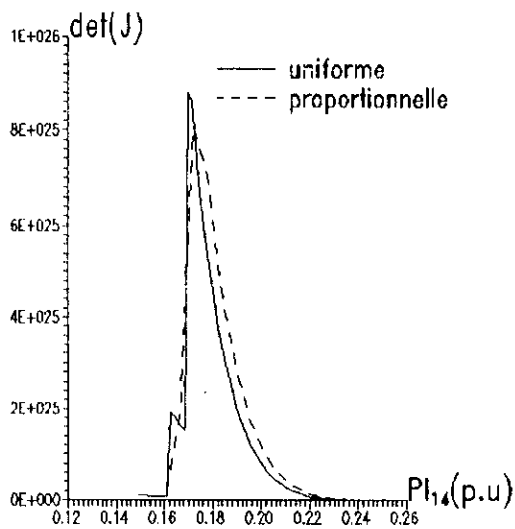


Figure 4.4: Comparaison de $\det(J)$ pour les deux types de variation de charge

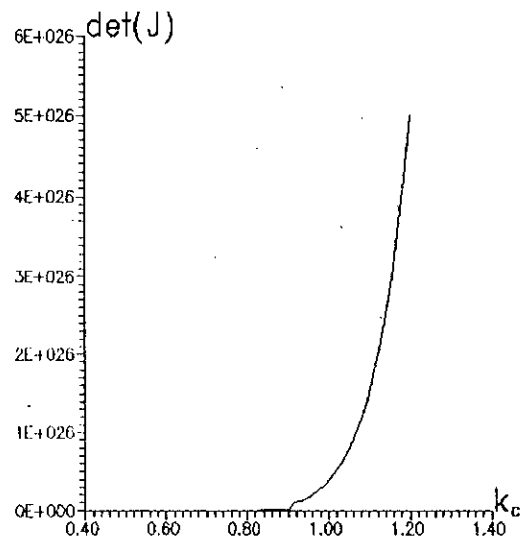


Figure 4.5: Variation de $\det(J)$ en fonction du facteur de compensation

IV.3 DECOMPOSITION SINGULIERE

IV.3.1 Formulation mathématique

L'utilisation de la valeur singulière minimale trouve son origine dans l'analyse des systèmes linéaires.

$$A x = b \quad (4.9)$$

où A est une matrice non-singulière, alors

$$x = A^{-1} b \quad (4.10)$$

et, en considérant la décomposition singulière de A (Annexe C):

$$A = U \Sigma V^t \quad (4.11)$$

on aura:

$$x = (U \Sigma V^t)^{-1} b = (V \Sigma^{-1} U^t) b = \sum_{i=1}^n \frac{u_i^t v_i}{\sigma_i} b \quad (4.12)$$

avec

$$\sigma_1 \geq \sigma_2 \geq \dots \geq \sigma_n \geq 0 \quad (4.13)$$

et

$$\begin{aligned} A v_i &= \sigma_i u_i \\ A^t u_i &= \sigma_i v_i \end{aligned} \quad (4.14)$$

De l'équation (4.12), on peut conclure qu'une petite variation dans A ou b peut causer une large variation dans x si σ_n est faible ou très petite.

Si la valeur singulière minimale est nulle, alors la matrice étudiée est singulière [8,12].

Considérons maintenant la décomposition singulière de la matrice Jacobienne, J .

$$J = U \Sigma V^t \quad (4.15)$$

d'où

$$\begin{pmatrix} \Delta \theta \\ \Delta V \end{pmatrix} = V \Sigma^{-1} U^t \begin{pmatrix} \Delta f \\ \Delta g \end{pmatrix} \quad (4.16)$$

Si on essaye de voir la sensibilité des tensions aux variations des injections de puissance, pour le cas relatif à la valeur singulière minimale σ_m (cas le plus critique), c'est-à-dire que si:

$$\begin{pmatrix} \Delta f \\ \Delta g \end{pmatrix} = u_n \quad (4.17)$$

alors, en utilisant (4.14):

$$J v_n = \sigma_n \begin{pmatrix} \Delta f \\ \Delta g \end{pmatrix} = \sigma_n J \begin{pmatrix} \Delta \theta \\ \Delta V \end{pmatrix} \quad (4.18)$$

on obtient:

$$\sigma_n^{-1} v_n = J^{-1} J \begin{pmatrix} \Delta \theta \\ \Delta V \end{pmatrix} \quad (4.19)$$

donc

$$\begin{pmatrix} \Delta \theta \\ \Delta V \end{pmatrix} = \sigma_n^{-1} v_n \quad (4.20)$$

Cette dernière équation montre que

- σ_n indique la proximité de la limite de stabilité.
- v_n indique les sensibilités des amplitudes de tension (et des phases).
- u_n indique les directions les plus sensibles de variation des injections de puissance active et réactive.

Le développement fait pour J peut être appliqué pour les autres matrices exposées G_v , J_r et F_θ . Dans ce qui suit, nous allons voir les résultats de la décomposition singulière des différentes matrices.

IV.3.2 Résultats et interprétations

La Figure 4.6 illustre la variation de la valeur singulière minimale σ_m de \mathbf{J} pour le système à deux noeuds en le comparant à la variation de la tension et à celle de $\det(\mathbf{J})$ de la Figure 4.1. σ_m présente la même forme que $\det(\mathbf{J})$ mais présente l'avantage d'avoir des valeurs numériques plus faibles.

Pour le réseau d'application IEEE 14 noeuds, on considère l'étude des valeurs singulières minimales des quatre matrices \mathbf{J} , \mathbf{J}_r , \mathbf{G}_v et \mathbf{F}_θ .

La Figure 4.7 montre les variations de ces valeurs en fonction d'une variation de charge uniforme et proportionnelle, alors que la Figure 4.8 compare la variation de σ_m à celle de l'amplitude de tension au noeud 14. Le noeud 14 a été pris comme exemple à cause de sa localisation loin des noeuds générateurs et par conséquent son amplitude de tension relativement faible. La comparaison entre les valeurs singulières minimales des différentes matrices exposées auparavant est faite à la Figure 4.9.

On voit clairement qu'il existe des différences importantes entre le comportement des quatre matrices étudiées. Ceci est dû à la nature même des quatre matrices. \mathbf{J} est une matrice globale qui tient compte de l'interaction des différentes variables alors que les autres matrices ne sont qu'approximatives et donc contiennent des suppositions qui peuvent apparaître avec l'augmentation de la charge. On peut aussi remarquer les sauts des valeurs numériques, mais cette fois en diminuant. Ces sauts peuvent donc être considérés dans ce cas comme une propriété désirable pour l'indice de stabilité de tension recherché, puisqu'ils indiquent quand les limites de puissance réactive générée dans le réseau sont atteintes. Notons également que seulement les valeurs singulières minimales de \mathbf{J} et \mathbf{J}_r approchent zero et que seulement ces deux matrices tendent vers des matrices singulières quand la charge de ce système augmente. On peut observer aussi que l'utilisation de \mathbf{G}_v donne approximativement le même comportement trouvé pour \mathbf{J}_r à des charges relativement faibles, alors qu'il y aura plus de différence dans l'allure durant les charges plus élevées.

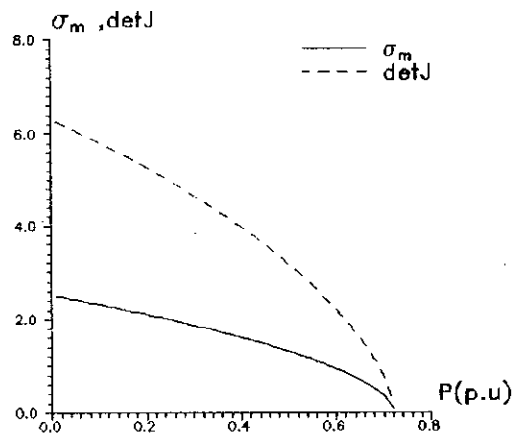
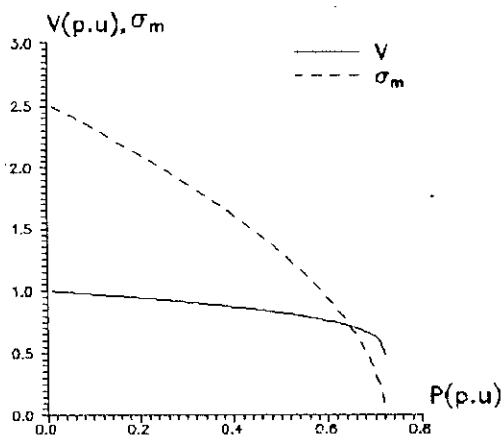
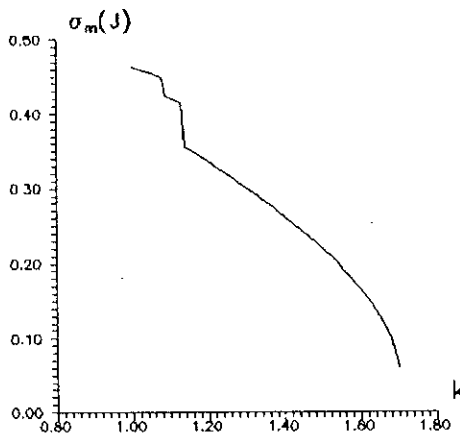
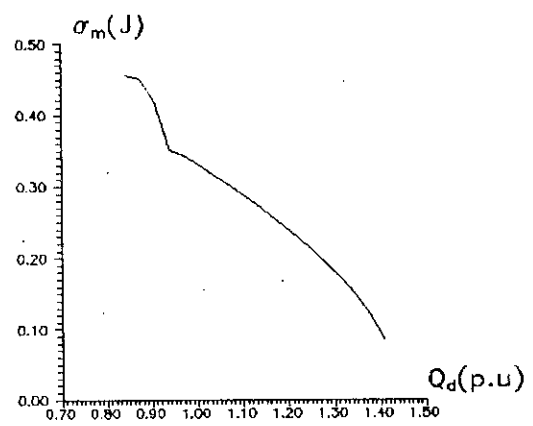


Figure 4.6: Variation de σ_m pour le système à deux noeuds

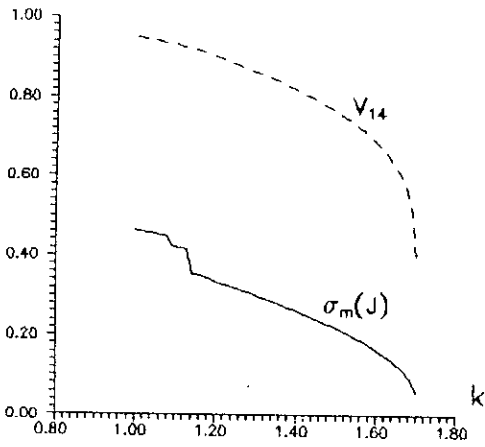


(a) variation uniforme

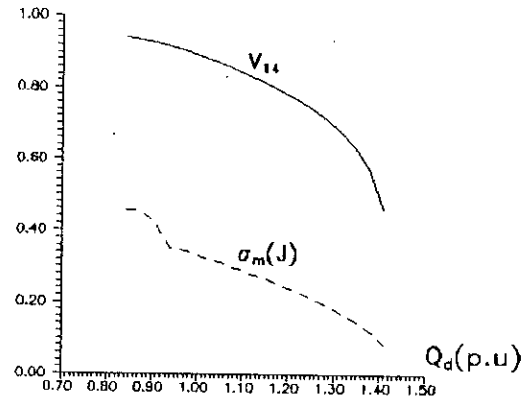


(b) variation proportionnelle

Figure 4.7: Evolution σ_m pour le réseau IEEE 14 noeuds



(a) variation uniforme



(b) variation proportionnelle

Figure 4.8: Comparaison de l'évolution de σ_m à celle de l'amplitude de tension au noeud 14

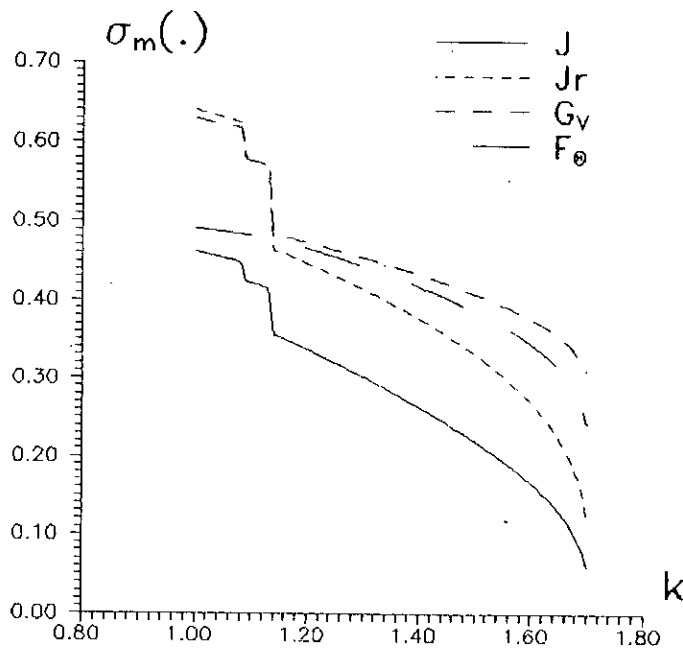


Figure 4.9: Comparaison des valeurs singulières des différentes matrices Jacobiennes

La Figure 4.10 compare les variations de $\sigma_m(\mathbf{J})$ pour les deux types de variation de charge (uniforme et proportionnelle). On remarque que l'effet du mode de variation de la charge n'est pas très important. La Figure 4.11 montre quant à elle la variation des puissances réactives générées en fonction de la valeur singulière minimale de \mathbf{J} . A la Figure 4.12, on représente en fonction de σ_m , l'amplitude de tension et les puissances active et réactive consommées au noeud de charge 14.

La Figure 4.13 (a et b) montre les vecteurs singuliers \mathbf{u}_n et \mathbf{v}_n de \mathbf{J} pour deux niveaux différents de charge. L'un est le cas de base ($k=1$) et l'autre plus élevé ($k=1.6$). Le vecteur \mathbf{u}_n indique la perturbation la plus critique, et \mathbf{v}_n indique comment les variables d'état changent suite à cette perturbation. Les éléments du vecteur singulier de droite correspondent aux amplitudes de tension et des phases de tension représentées dans les équations de l'écoulement de puissance. L'abscisse i est relative à l'entrée du vecteur d'état (tensions et phases). On a en premier les entrées relatives aux phases des différents noeuds et puis les amplitudes de tension des noeuds PQ pour le niveau de charge considéré. Le vecteur \mathbf{v}_n est proportionnel au profil de tension. On peut voir alors que le problème de stabilité statique de tension sera dominant sur celui de stabilité angulaire lorsque la charge augmente et le système approche la bifurcation statique. Les amplitudes et phases de tension les plus sensibles dans le réseau peuvent être détectées.

Pour une matrice réelle symétrique, la valeur singulière minimale et la valeur minimale absolue des valeurs propres sont égales. Les vecteurs singuliers correspondants sont aussi égaux aux vecteurs propres correspondant à la valeur propre minimale. Le Jacobien est une matrice réelle à diagonale dominante. Les vecteurs singuliers droit et gauche seront en conséquence presque parallèles (Figure 4.13.c avec $k=1.6$), et approximativement égaux aux vecteurs propres de la même matrice [26].

En conclusion, la valeur singulière minimale se voit comme une mesure de la proximité à la limite de la stabilité statique de tension. Les vecteurs singuliers correspondants contiennent aussi des informations importantes sur les conditions de la stabilité de tension. La perturbation critique peut être trouvée à partir du vecteur singulier gauche, \mathbf{u}_n , qui indique les directions les plus sensibles des changements des puissances active et réactive. Le vecteur singulier droit, \mathbf{v}_n , indique comment les variables d'état vont changer d'instabilité à cette perturbation, c'est-à-dire indique les sensibilités des amplitudes de tension (et des phases des noeuds de charge).

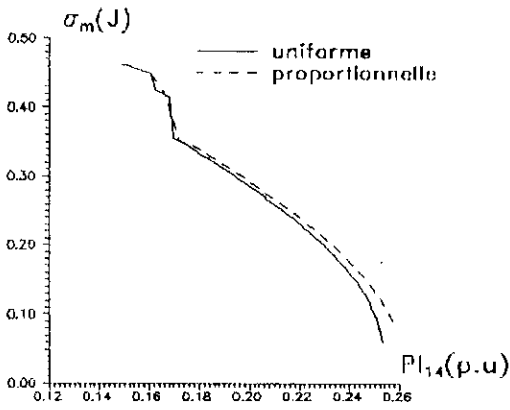


Figure 4.10: Comparaison de $\sigma_m(\mathbf{J})$ pour les deux types de variation de charge

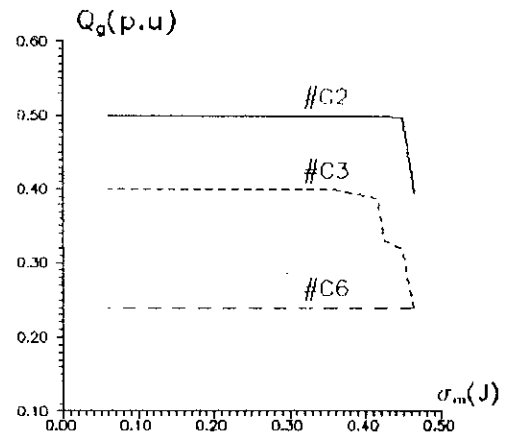
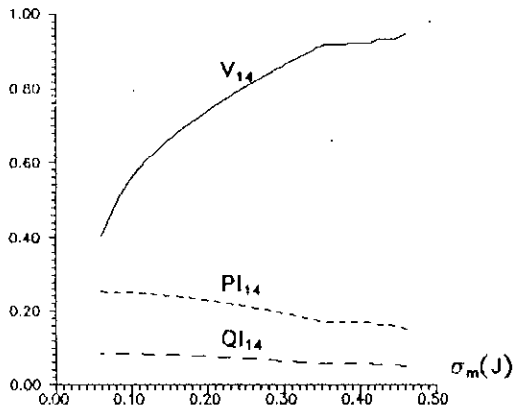
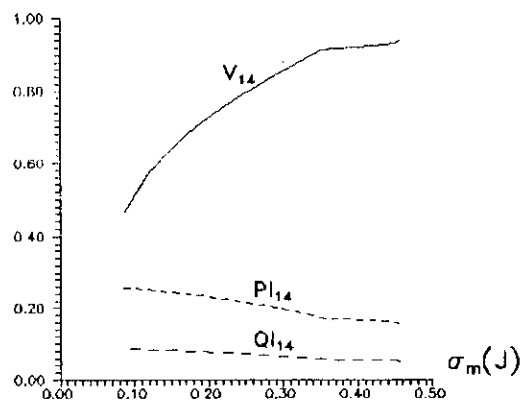


Figure 4.11: Variation des puissances réactives générées en fonction de $\sigma_m(\mathbf{J})$

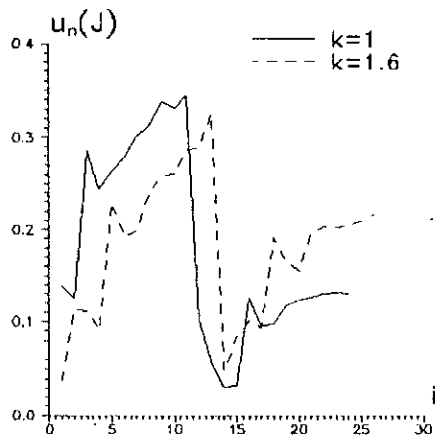


(a) variation uniforme

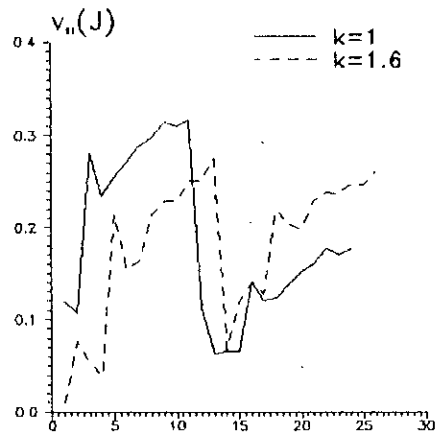


(b) variation proportionnelle

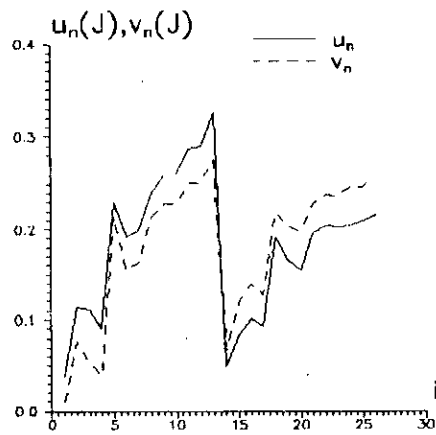
Figure 4.12: Tension et puissances consommées au noeud 14 en fonction de $\sigma_m(\mathbf{J})$



(a)



(b)



(c) $k=1.6$

Figure 4.13: Evolution des vecteurs singuliers u_n et v_n

IV.4 INDICATEUR "L"

IV.4.1 Système à deux noeuds

Commençons par définir l'indice introduit par Kessel et Glavtsh [18] pour le système à deux noeuds (celui d'un noeud de charge alimenté par un noeud générateur à travers une ligne de transmission). Si nous décrivons le système par sa matrice admittance Y , en notant le noeud de charge noeud 1 et le noeud générateur noeud 2, alors l'équation de son fonctionnement s'écrit:

$$Y_{11} V_1 + Y_{12} V_2 = I_1 = \frac{S_1^*}{V_1} \quad (4.21)$$

où Y_{11} et Y_{12} sont les entrées de la première ligne de Y et S_1 la puissance complexe $S_1 = V_1 I_1^*$.

L'équation (4.21) peut se mettre sous la forme suivante:

$$V_1^2 + \frac{Y_{12}}{Y_{11}} V_2 V_1^* = \frac{S_1^*}{Y_{11}} \quad (4.22)$$

Posons:
$$V_0 = \frac{Y_{12}}{Y_{11}} V_2$$

L'équation (4.22) devient:

$$V_1^2 + V_0 V_1^* = \frac{S_1^*}{Y_{11}} \quad (4.23)$$

Cette équation peut se présenter sous la forme complexe suivante:

$$V_1^2 + |V_0| |V_1| e^{j\alpha} = A + jB \quad (4.24)$$

Les deux composantes réelles et imaginaires sont respectivement:

$$\begin{aligned} f &= V_1^2 + |V_0| |V_1| \cos\alpha = A \\ \text{et} \quad g &= |V_0| |V_1| \sin\alpha = B \end{aligned} \quad (4.25)$$

où α est la différence des phases des tensions V_1 et V_0 .

Le Jacobien de ce système est:

$$J = \begin{pmatrix} 2|V_1| + |V_0|\cos\alpha & -|V_0||V_1|\sin\alpha \\ |V_0|\sin\alpha & |V_0||V_1|\cos\alpha \end{pmatrix} \quad (4.26)$$

Son déterminant est donné par:

$$\det(J) = V_0^2 |V_1| + 2 |V_0| V_1^2 \cos\alpha \quad (4.27)$$

A la limite de stabilité, ce déterminant doit tendre vers zéro. Donc:

$$V_0^2 |V_1| + 2 |V_0| V_1^2 \cos\alpha = 0 \quad (4.28)$$

d'où:

$$\frac{|V_1|\cos\alpha}{|V_0|} = \operatorname{Re}\left(\frac{V_1}{V_0}\right) = -\frac{1}{2} \quad (4.29)$$

En utilisant les équations (4.25), on peut montrer alors que:

$$\begin{aligned} \left| \frac{S_1^*}{Y_{11}} \right| &= \sqrt{A^2 + B^2} \\ &= \sqrt{(V_1^2 + |V_0||V_1|\cos\alpha)^2 + (|V_0||V_1|\sin\alpha)^2} \\ &= V_1^2 \end{aligned} \quad (4.30)$$

D'où:

$$\left| 1 + \frac{V_0}{V_1} \right| = \left| \frac{S_1^*}{Y_{11} V_1^2} \right| = 1 \quad (4.31)$$

Ce qui définit un indicateur qu'on note **L**:

$$L = \left| 1 + \frac{V_0}{V_1} \right| = \left| \frac{S_1^*}{Y_{11} V_1^2} \right| \quad (4.32)$$

La condition de stabilité d'un point de fonctionnement donné est alors $L < 1$. Ceci correspond à un déterminant positif.

IV.4.2 Généralisation à un système multinoeuds

Le réseau électrique peut être représenté par une matrice **H** appelée matrice hybride.

$$\begin{pmatrix} V^L \\ I^G \end{pmatrix} = H \begin{pmatrix} I^L \\ V^G \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} Z^{LL} & F^{LG} \\ K^{GL} & Y^{GG} \end{pmatrix} \begin{pmatrix} I^L \\ V^G \end{pmatrix} \quad (4.33)$$

avec

V^L, I^L : vecteurs des tensions et courants aux noeuds de charge;

V^G, I^G : vecteurs des tensions et courants aux noeuds générateurs;

Z^{LL}, F^{LG}, K^{GL} et Y^{GG} : sous-matrices de **H**.

Pour un noeud de charge i , on a:

$$V_i = \sum_{j=1}^n Z_{ij} I_j + \sum_{j=1}^m F_{ij} V_j \quad (4.34)$$

où n est le nombre de noeuds de charge et m celui des noeuds générateurs.

En multipliant cette équation par V_i^* , on aura:

$$V_i V_i^* = \sum_{j=1}^n Z_{ij} I_j V_i^* + \sum_{j=1}^m F_{ij} V_j V_i^* \quad (4.35)$$

D'un autre côté, on peut transformer le second membre comme suit:

$$\begin{aligned} \sum_{j=1}^n Z_{ij} I_j V_i^* &= \sum_{j=1}^n \frac{Z_{ij}}{Z_{ii}} Z_{ii} \frac{V_j^*}{V_j^*} I_j V_i^* \\ &= \sum_{j=1}^n \frac{Z_{ij}}{Z_{ii}} \frac{1}{Y_{ii}} \frac{S_j^*}{V_j^*} V_i^* \\ &= \frac{S_i^*}{Y_{ii}} \end{aligned} \quad (4.36)$$

avec

$$S_i^* = \sum_{j=1}^n \frac{Z_{ij}}{Z_{ii}} \frac{S_j^*}{V_j^*} V_i^* \quad (4.37)$$

En posant maintenant

$$V_{0i} = -\sum_{j=1}^m F_{ij} V_j \quad (4.38)$$

L'équation (4.35) devient:

$$V_i V_i^* = V_i^2 = \frac{S_i^*}{Y_{ii}} - V_{0i} V_i^* \quad (4.39)$$

qui peut aussi s'écrire:

$$V_i^2 + V_{0i} V_i^* = \frac{S_i^*}{Y_{ii}} \quad (4.40)$$

Cette dernière équation est identique à l'équation (4.23) trouvée pour le système simple à deux noeuds.

On définit alors

$$L_i = \left| 1 + \frac{V_{0i}}{V_i} \right| = \left| \frac{S_i^*}{Y_{ii} V_i^2} \right| \quad (4.41)$$

De la même manière que pour le système simple, la condition de stabilité est que pour chaque noeud $L_i < 1$.

On a:

$$\frac{S_i^*}{Y_{ii} V_i^2} = \frac{V_i^*}{V_i^2} \sum_{j=1}^n Z_{ij} I_j = \frac{1}{V_i} \sum_{j=1}^n Z_{ij} I_j \quad (4.42)$$

en se servant de (4.34), on peut montrer que:

$$L_i = \left| \frac{1}{V_i} \left(V_i - \sum_{j=1}^n F_{ij} V_j \right) \right| = \left| 1 - \frac{\sum_{j=1}^n F_{ij} V_j}{V_i} \right| \quad (4.43)$$

On définit un indicateur global pour le réseau en entier, en prenant:

$$L = \max (L_i) \quad (4.44)$$

soit

$$L = \max \left| 1 - \sum_{j=1}^n \frac{F_{ij} V_j}{V_i} \right| \quad (4.45)$$

La condition de stabilité est donc définie par:

$$L < 1 \quad (4.46)$$

Cet indicateur est une mesure quantitative de la distance de l'état actuel à la limite de stabilité. Les indicateurs locaux L_i permettent la détermination des noeuds où l'effondrement apparaît.

L'hypothèse faite pour l'obtention de cet indicateur est que les tensions des générateurs restent inchangées en amplitude et en phase durant le développement des calculs [18].

IV.4.3 Résultats et interprétations

La Figure 4.14 montre l'indicateur L pour le système simple en le comparant à l'amplitude de tension (4.14.a) et au déterminant du Jacobien (4.14.b). L'indicateur excède la valeur théorique de 1. L'erreur correspondante sur la marge de puissance consommée est faible puisque la pente de variation vers la limite est très grande lorsqu'on s'approche du point critique.

Pour le réseau d'application IEEE 14 noeuds, on représente à la Figure 4.15 l'évolution de L en fonction du facteur de charge au même temps que celle de l'amplitude de tension au noeud 14. A la Figure 4.16, on montre l'évolution de la tension et des puissances active et réactive consommées en fonction de l'indicateur L . La Figure 4.17 illustre l'effet du type de variation de charge.

L'indice L a une formulation simple et peut être facilement calculé, ce qui laisse entrevoir son application en temps réel (on-line). Il est, toutefois, basé sur une généralisation du cas simple et non prouvé par des calculs précis.

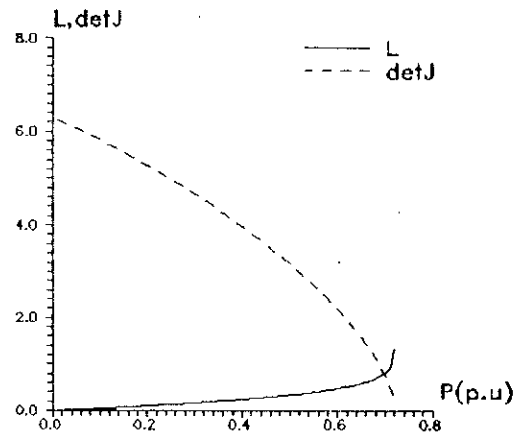
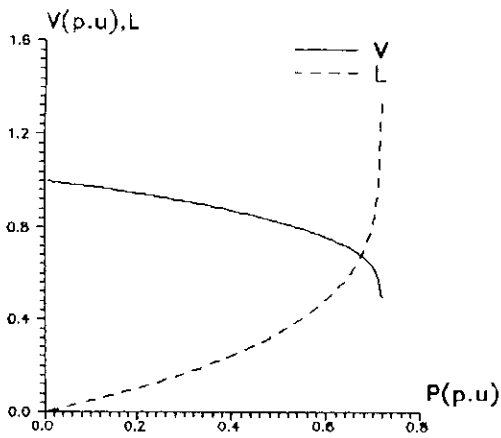


Figure 4.14: Evolution L pour le système simple

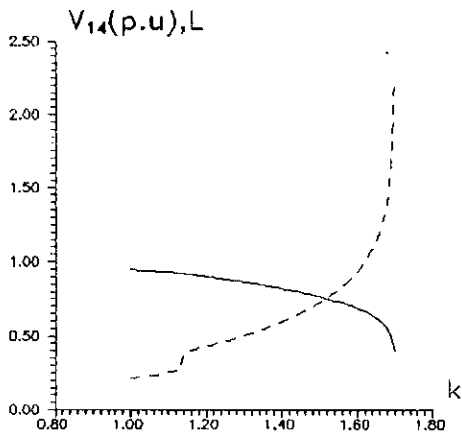


Figure 4.15: Evolution de L et de l'amplitude de tension au noeud 14

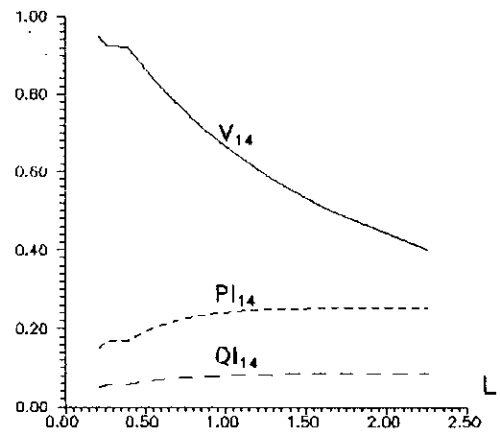


Figure 4.16: Amplitude de tension et puissances onsumées au noeud 14 en fonction de L

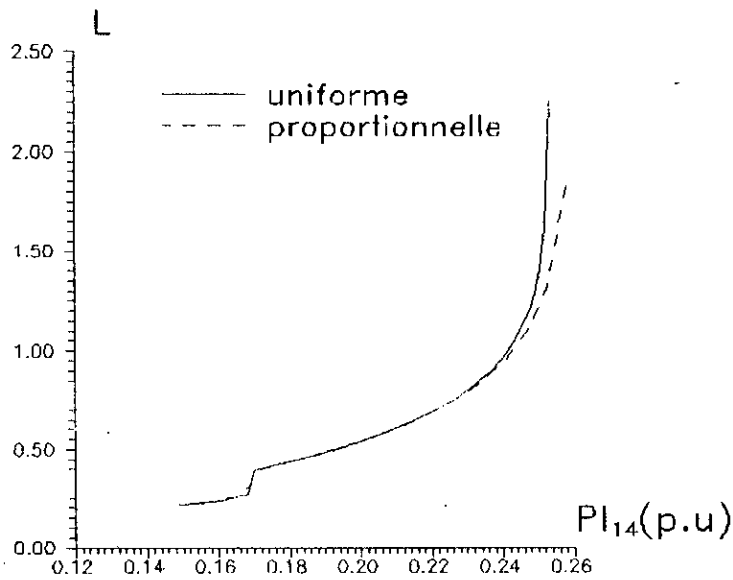


Figure 4.17: Comparaison de L pour les deux types de variation de charge

IV.5 CRITERES DE SENSITIVITE

IV.5.1 Formulation

D'une manière directe, une instabilité de tension peut être détectée en regardant les sensibilités des tensions aux puissances réactives injectées aux mêmes noeuds. En effet, en considérant la caractéristique tension/puissance $V(Q)$, nous pouvons énoncer la propriété suivante [6,24]:

Un réseau est stable en tension pour un point de fonctionnement donné si pour tout noeud du réseau, l'amplitude de la tension augmente quand l'injection de la puissance réactive au même noeud augmente. Le réseau est instable en tension si, pour au moins un noeud du réseau, l'amplitude de la tension diminue quand la puissance réactive au même noeud augmente. En d'autres termes, le réseau est stable en tension si la sensibilité $V-Q$ est positive pour tout noeud et instable si cette sensibilité est négative pour au moins un noeud.

Cette condition peut s'exprimer par:

$$\frac{dQ_i}{dV_i} > 0 \quad (4.47)$$

pour tout noeud du réseau.

$\frac{dQ_i}{dV_i}$ est l'entrée relative à Δg_i et ΔV_i dans la sous-matrice Jacobienne G_V .

On pourrait, alors, définir le vecteur de sensibilité:

$$S_{QV} = \text{diag}(G_V) \quad (4.48)$$

et l'indice de stabilité de tension défini par:

$$vs_1 = \min(S_{QV}) \quad (4.49)$$

Plus la valeur de vs_1 est positive, plus la stabilité de tension est mieux assurée.

Une autre manière de voir la sensibilité de la puissance réactive à l'amplitude de tension est de considérer la puissance réactive générée.

A puissance active constante, toute augmentation de puissance réactive de la demande est compensée par une augmentation finie de la puissance réactive fournie par les sources réactives. En d'autres termes, la stabilité de tension est d'autant mieux assurée que le

rapport $\frac{dQ_l}{dQ_g}$ est plus grand.

On définit, donc, le second indice de sensibilité pour la stabilité de tension:

$$vs_2 = \frac{dQ_l}{dQ_g} \quad (4.50)$$

où dQ_l : variation de la puissance réactive totale demandée

dQ_g : variation correspondante de la puissance réactive totale générée.

IV.5.2 Résultats et interprétations

La Figure 4.18 montre l'évolution de l'indice vs_1 en fonction de la charge absorbée, en la comparant à celle de la tension au noeud de charge pour le système à deux noeuds. A la Figure 4.19, Nous représentons l'indice vs_2 en fonction de la puissance de charge pour le même système. Nous pouvons noter alors les remarques suivantes:

- L'indice vs_1 suit la même allure que celle de l'amplitude de tension, mais il ne donne aucune indication quant à la proximité du point critique.

- L'indice vs_2 a une valeur pratiquement nulle au point critique. En outre, il a une allure quasi-linéaire, propriété très intéressante pour un indicateur de stabilité. Ceci permet d'estimer la charge critique en assimilant la courbe à une droite et donc avoir une idée de la proximité du point critique.

Les mêmes résultats sont trouvés pour le réseau d'application IEEE 14 noeuds. La Figure 4.20 montre la variation de vs_1 , alors qu'à la Figure 4.21, nous représentons l'évolution de la tension et des puissances active et réactive consommées au noeud 14 en fonction de vs_1 . La Figure 4.22 met en évidence le comportement de cet indice pour les différents noeuds PQ du réseau pour deux valeurs du facteur de charge ($k=1$ et $k=1.6$). L'abscisse i représente le noeud PQ pour lequel la sensibilité est montrée.

La Figure 4.23 illustre la variation de vs_2 en fonction du facteur de charge. Il a la même allure que pour le système simple. Il présente la même forme quasi-linéaire et s'annule pour la charge critique. A la figure 4.24, Nous représentons la tension et les puissances active et réactive consommées, toujours au noeud 14, en fonction de vs_2 .

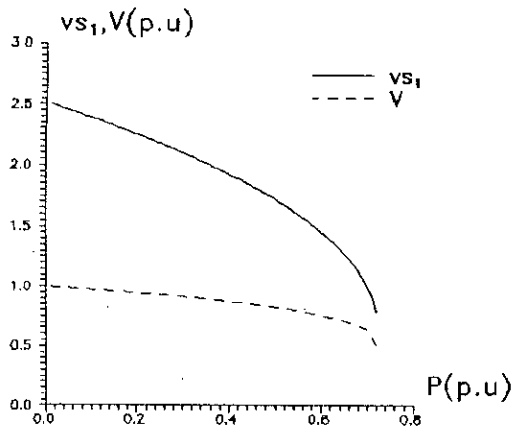


Figure 4.18: Evolution de vs_1 pour le système à deux noeuds

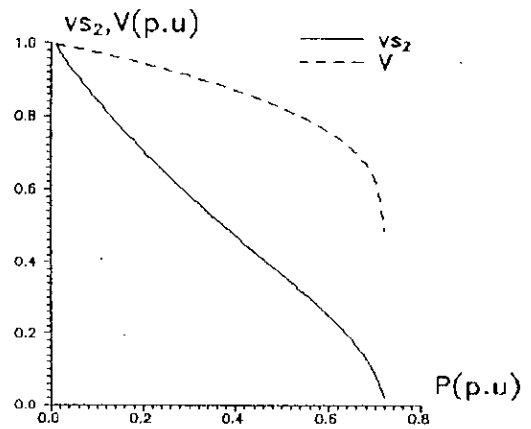


Figure 4.19: Evolution de vs_2 pour le système à deux noeuds

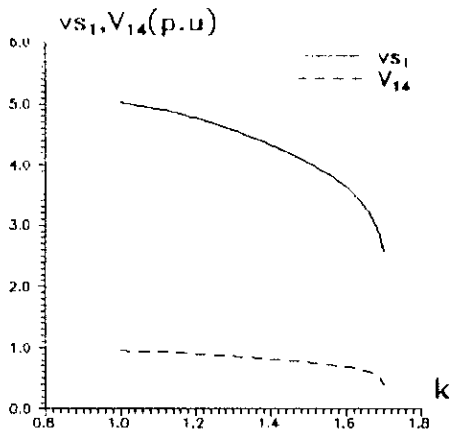


Figure 4.20: Evolution de vs_1 pour le réseau d'application

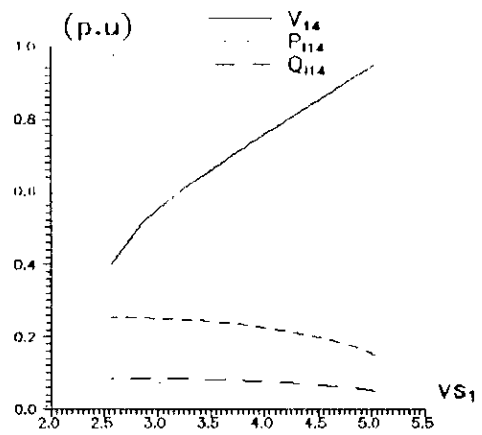


Figure 4.21: Tension et puissances consommées au noeud 14 en fonction de vs_1

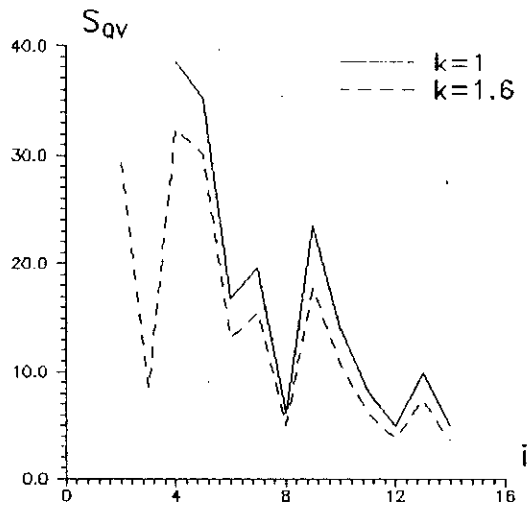


Figure 4.22: Vecteur S_{QV} pour deux niveaux de charge

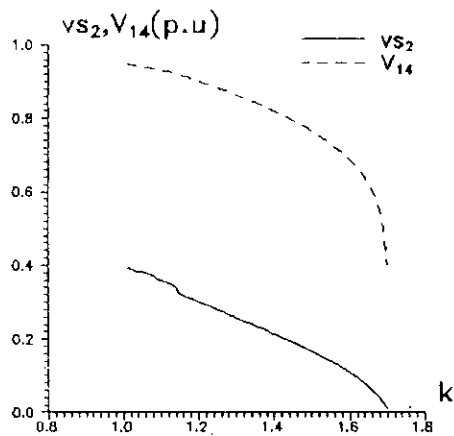


Figure 4.23: Evolution de vs_2 pour le réseau d'application

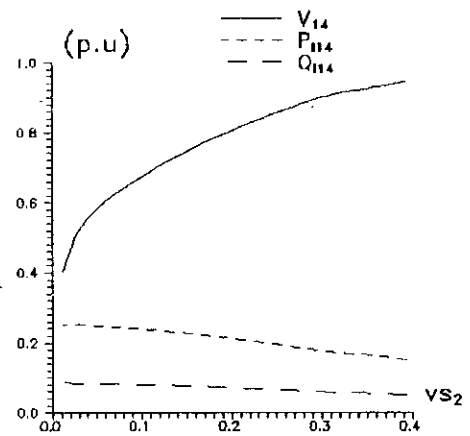


Figure 4.24: Tension et puissances consommées au noeud 14 en fonction de vs_2

IV.6 CONCLUSION

Dans ce chapitre, des indices de proximité d'instabilité de tension ont été définis et discutés sur la base des résultats de simulation obtenus pour le réseau IEEE 14 noeuds. Les avantages et inconvénients de chaque indice ont été précisés. Les allures des courbes exposées montrent que ces indices ne varient que très progressivement aussi longtemps que tous les régulateurs de tension fonctionnent normalement. Ces mêmes courbes montrent une discontinuité importante lorsque les limitations interviennent et évoluent ensuite de manière brutale vers la limite de stabilité.

L'utilisation de la matrice Jacobienne complète peut être envisagée ainsi que celle du Jacobien réduit. Nous avons montré que l'application directe de la singularité de ces matrices en considérant leur déterminant n'est pas pratique et présente plusieurs inconvénients. La valeur singulière minimale fournit par contre une évolution assez intéressante pour un indicateur de stabilité. Les vecteurs singuliers peuvent eux aussi fournir des informations utiles sur l'instabilité de tension.

L'indicateur L a l'avantage d'être simple mais il est moins précis. Il peut être appliqué en temps réel (on-line) pour l'estimation de la proximité du point critique.

Pour les indices basés sur des critères de sensibilité, la sensibilité de la puissance réactive totale demandée à celle générée fournit un indice très attractif pour les applications de contrôle en temps réel. ceci est dû surtout à sa formulation très simple et à son allure quasi-linéaire. Son inconvénient est qu'il est global et ne permet pas d'avoir des informations sur la localisation des noeuds les plus affectés.

CONCLUSION GENERALE

Dans ce travail, nous avons traité de la stabilité de tension des réseaux d'énergie électrique. Nous avons présenté les notions théoriques concernant le sujet et nous avons ensuite étudié quelques aspects de l'analyse de cette stabilité.

Dans un premier chapitre, après avoir introduit quelques généralités et définitions concernant la stabilité de tension, l'accent a été mis sur les causes pouvant conduire à des instabilités de tension et sur les précautions qu'on pourrait prendre afin d'éviter de tels incidents. Les premiers éléments d'analyse ont été montrés. Etant donné que l'instabilité de la tension évolue sur un temps assez lent et qu'elle est souvent indépendante des problèmes de fréquence, son analyse peut être faite suivant les deux approches statique et dynamique. Chacune des deux approches présente ses avantages et ses points forts. Cette analyse concerne essentiellement deux questions: l'évaluation de la stabilité de tension et la détermination des mécanismes contribuant à sa perte. Notre travail a été orienté vers l'évaluation de la stabilité de tension en tenant compte des facteurs influençants et à la recherche d'un indice pouvant nous renseigner sur la stabilité relative d'un point de fonctionnement donné.

Le deuxième chapitre a été consacré à l'étude du problème sur un exemple simple de système électrique. Ceci nous a permis de définir le problème de l'instabilité et d'effondrement de tension et de tirer les caractéristiques essentielles relatives au comportement de la tension vis-à-vis de la charge demandée. Une limite de stabilité de tension et un point de fonctionnement critique ont été définis. Ensuite, une étude paramétrique a été faite et a montré la sensibilité de cette limite aux différents paramètres du réseau. L'effet des caractéristiques de charge et l'action des transformateurs avec régulateurs en charge ont été particulièrement mis en évidence.

Au troisième chapitre, nous avons traité de l'évaluation de la stabilité de tension pour un réseau électrique. Nous avons commencé par une formulation du problème et par la modélisation des différents composants du réseau. En partant ensuite des équations d'écoulement de puissance du réseau, nous avons tiré la condition de stabilité de tension. A la limite de stabilité correspondant au point critique, le Jacobien des équations d'écoulement de puissance est singulier. La méthodologie d'analyse a été alors présentée. La deuxième partie de ce chapitre a été une application détaillée sur un réseau standard (IEEE 14 noeuds).

Cette application a permis de tirer les conclusions suivantes:

- Le manque de puissance réactive contribue favorablement à une instabilité de tension, notamment lorsque les générateurs arrivent en limitation de production de puissance réactive.

- Une compensation adaptée permet d'améliorer et de contrôler la stabilité de tension.

- Les caractéristiques de charge ont une grande influence sur la stabilité de tension. Une charge de type à puissance constante est la plus critique du point de vue limite de stabilité.

- Les transformateurs avec régleurs en charge constituent un bon moyen de contrôle de la stabilité de tension mais ils présentent une action inverse dont il faut tenir compte.

- Lors des calculs des limites et de marges de puissances de charge, il est nécessaire de considérer les cas d'ouverture pour assurer une meilleure sécurité du plan de tension. Cette marge se trouve très affectée par certaines ouvertures.

- Pour les simulations, une variation uniforme de la charge peut être supposée. Cette hypothèse a été justifiée en la comparant à une variation proportionnelle.

Dans le but de trouver un indice de stabilité, le quatrième chapitre a présenté plusieurs indicateurs développés sur la base d'équations et de propriétés classiques. L'étude de la valeur singulière minimale du Jacobien et des vecteurs singuliers associés a mis en évidence des propriétés intéressantes en vue de son utilisation comme indice de stabilité de tension. La décomposition singulière peut être appliquée au Jacobien des équations d'écoulement de puissance ou à une autre matrice appelée Jacobien réduit. L'indicateur L présente des avantages grâce à sa formulation simple. La sensibilité de la puissance totale demandée à celle générée présente quant à elle une allure plus attirante avec une forme quasi-linéaire. Cependant, aucun indice ne répond à toutes les qualités souhaitées.

Notre étude nous a ouvert plusieurs axes de recherche. En effet, dans l'orientation des travaux ultérieurs, il conviendrait d'étudier et de traiter les points suivants:

- Elaboration de programmes de simulation permettant l'étude du mécanisme d'effondrement de tension suivant l'approche dynamique, notamment:

- . L'analyse des différents types de perturbations et de charges selon l'aspect dynamique.
- . L'étude du comportement dynamique de la charge.
- . Simulation des actions automatiques de l'équipement de protection (blocage des régulateurs en charge, délestage sous baisse de tension, etc.) afin d'évaluer leurs effets et avantages.

- Nécessité de trouver un indice de stabilité afin que les opérateurs puissent prendre à temps les décisions de contrôle. En outre, cet indice doit être simple à implémenter en temps réel et assez prédictif.

REFERENCES BIBLIOGRAPHIQUES

- [1] C.Barbier & J.P.Barret, "Analyse des phénomènes d'écroulement de tension sur un réseau de transport.", RGE, Tome 89, No.10, pp.672-690, Octobre 1980.
- [2] H.G.Kwatny & al., "Static Bifurcations in Electric Power Networks: Loss of Steady-State Stability and Voltage Collapse.", IEEE Trans. CS, Vol.CAS-33, No.10, pp.981-991, Octobre 1986.
- [3] H.Chiang & al., "On Voltage Collapse in Electric Power Systems.", IEEE Trans. PS, Vol.5, No.2, pp.601-611, 1989.
- [4] W.R.Lachs & D.Sutanto, "Voltage Instability in Interconnected Power Systems: A Simulation Approach.", IEEE Trans. PS, Vol.7, No.2, pp.753-761, May 1992.
- [5] D.J. Hill & P.A. Lof, 'Analysis of Long-Term Voltage Stability', Proceedings of the 10th PSCC, Graz, 1990.
- [6] B.Gao & al., "Voltage Stability Evaluation Using Modal Analysis.", IEEE Trans. PS, Vol.7, No.4, pp.1529-1542, November 1992.
- [7] N.Yorino & al., "An Investigation of Voltage Instability Problems.", IEEE Trans. PS, 91 WM 202-2 PWRS, 1991.
- [8] P.A.Lof & al., "Voltage Stability Indices for stressed Power Systems.", IEEE Trans. PS, Vol.8, No.1, pp.326-335, February 1993.
- [9] B.Ha Lee & K.Y.Lee, "A Study on Voltage Collapse Mechanism in Electric Power Systems.", IEEE Trans. PS, Vol.6, No.3, pp.966-974, August 1991.
- [10] A.Tiranuchit & R.J.Thomas, "VAR Support and Voltage Instabilities in Electric Power Networks", Proceedings of the 8th North American Power Symposium, pp. 21-29, 1986.

- [11] A.Tiranuchit & R.J.Thomas, "A Posturing Strategy Against Voltage Instabilities in Electric Power Systems.", IEEE Trans. PS, Vol.3, No.1, pp.87-93, February 1988.
- [12] G.K. Morison & al., "Voltage Stability Analysis Using Static and Dynamic Approaches", IEEE Trans. on PS, Vol.8, No.3, pp.1159-1171, August 93.
- [13] V.A.Venikov & al., "Estimation of Electrical Power System Steady-state Stability in Load Flow Calculations.", IEEE Trans. PAS, vol.PAS-94, No.3, pp.1034-1041, May/June 1975.
- [14] Y.Tamura & al., "Relationship Between Voltage Instability and Multiple Load Flow Solutions in Electric Power Systems.", IEEE Trans. PAS, Vol.PAS-102, No.5, pp.1115-1125, May 1983.
- [15] J.Carpentier & al., "Voltage Collapse Proximity Indicators Computed from an Optimal Power Flow.", Proceedings of the 8th PSCC, Helsinki, Finland, pp. 671-678, August 1984.
- [16] O.O.Obadina & G.J.Berg, "Determination of Voltage Stability Limit in Multimachine Power Systems.", IEEE Trans. PS, Vol.3, No.4, pp.1545-1554, November 1988.
- [17] T.Van Cutsem, "A Method to Compute Reactive Power Margins with respect to Voltage Collapse.", IEEE Trans. PS, Vol.6, No.1, pp.145-156, February 1991.
- [18] P.Kessel & H.Glavitsh, "Estimating the Voltage Stability of a Power System.", IEEE Trans. on Power Delivery, Vol.PWRD-1, No.3, pp.346-354, July 1986.
- [19] M.M.Begovic & A.G.Phadke, "Dynamic Simulation of Voltage Collapse.", IEEE Trans. PS, Vol.5, No.4, pp.1529-1534, November 1990.
- [20] Z.C.Zeng & al., "A Simplified Approach to Estimate Maximum Loading Conditions in the Load Flow Problem.", IEEE Trans. PS, Vol.8, No.2, pp.646-654, May 1993.
- [21] B.Ha Lee & K.Y.Lee, "Dynamic and Static Voltage Stability Enhancement of Power Systems.", IEEE Trans. PS, Vol.8, No.1, pp.231-238, February 1993.

- [22] T.G.Overbye & C.L.DeMarco, "Improved Techniques for Power System Voltage Stability Assessment Using Energy Methods.", IEEE Trans. PS, Vol.6, No.4, pp.1446-1452, November 1991.
- [23] T.J.Overbye, "Use of Energy Methods for On-Line Assessment of Power System Voltage Security", IEEE Trans. PS, Vol.8, No.2, pp.452-458, May 1993.
- [24] B.M Weedy, "Electric Power Systems", John Wiley & sons, London 1979.
- [25] M.K.Pal, "Voltage Stability Conditions Considering Load Characteristics.", IEEE Trans. PS, Vol.7, No.1, pp.243-249, February 1992.
- [26] P.A.Lof & al., "Fast Calculation of a Voltage Stability Index.", IEEE Trans. PS, Vol.7, No.1, pp.54-63, February 1992.
- [27] A.Calvaer, "Stabilité et effondrements de tension: une théorie simple basée sur les courants actif et réactif.", RGE, No.8, Septembre 1986.
- [28] P.A. Lof & al., "On the Analysis of Long-Term Voltage Stability", Electrical Power & Energy Systems, Vol.15, No.4, pp.229-237, 1993.
- [29] F.D.Galiana, "Load Flow Feasibility and the Voltage Collapse Problem.", Proceedings of 23rd conference on Decision and Control, IEEE WP5-4:30, pp.485-487, December 1984.
- [30] S.Abe & al., "Load Flow Convergence in the Vicinity of a Voltage Stability Limit.", IEEE Trans. PAS, Vol. PAS-97, No.6, pp.1983-1993, November/December 1978.
- [31] H.Ohtsuki, "Reverse Action of On-Load Tap Changer in Association with Voltage Collapse.", IEEE Trans. PS, Vol.6, No.1, pp.300-306, February 1991.
- [32] C.L.DeMarco, T.J.Overbye, "An Energy Based Security Measure for Assessing Vulnerability to Voltage Collapse.", IEEE Trans. PS, Vol.5, No.2, pp.419-427, May 1990.
- [33] R.A.Schlueter & al., "Methods for Determining Proximity to Voltage Collapse.", IEEE Trans. PS, Vol.6, No.1, pp.285-292, February 1991.

- [34] S.Abe & al., "Power System Voltage Stability.", IEEE Trans. PAS, Vol.PAS-101, No.10, pp.3830-3840, October 1982.
- [35] C.C.Liu & F.F.Wu, "Steady-State Voltage Stability Regions of Power Systems.", Systems & Control Letters 6, pp. 23-31, June 1985.
- [36] D.J.Hill, "NonLinear Dynamic Load Models with Recovery for Voltage Stability Studies.", IEEE Trans. PS, Vol.8, No.1, pp.166-176, February 1993.
- [37] Y.Tamura, "Possibility of Jump Phenomena from Operable Load Flow Solution to Nonoperable Solution by the Impact of Switching in of shunt capacitor Banks.", IFAC PSPPC, pp.383-388, 1989.
- [38] IEEE Task Force Report, "Load Representation for Dynamic Performance Analysis.", IEEE Trans. PS, Vol.8, No.2, pp.472-482, May 1993.
- [39] J. Arrillaga & C:P. Arnold, "Computer Analysis of Power Systems", John Wiley & sons, London 1990.
- [40] G.W Stagg & A.H. El-Abiad, "Computer Methods in Power System Analysis", McGraw Hill, New york 1968.
- [41] A. Laifa & A. Hellal, "Voltage Stability Characteristics Analysis", Proceedings of the CMSES'94, Skikda 10th & 11th may 1994.
- [42] G.J.Berg, "Assessment of Critical Voltage and Load Margins in VAR-Compensated Power Transmission Systems.", Electric Power Systems Research, 12, pp.63-69, 1987.
- [43] M.M.Begovic & A.G.Phadke, "Control of Voltage Stability Using Sensitivity Analysis.", IEEE Trans. PS, Vol.7, No.1, pp.114-123, February 1992.
- [44] P.Borremans & al., "Stabilité de tension: Aspects fondamentaux et comparaison de critères pratiques.", Cigré 1984, Rapport 38-11.
- [45] J.C.Chow & al., "On the Evaluation of Voltage Collapse Criteria.", IEEE Trans. PS, pp.350-356, 1989.

- [46] N.Flatabo & al., "Voltage Stability Condition in a Power Transmission System Calculated by Sensitivity Methods.", IEEE Trans. PS, Vol.5, No.4, pp.1286-1293, November 1990.
- [47] J.Goossens, "Reactive Power and System Operation. Incipient Risk of Generator constraints and Voltage Collapse.", IFAC Power Systems and Power Plant Control, pp.1-10, 1989.
- [48] F.Mercede & al., "A Framework to Predict Voltage Collapse in Power Systems.", IEEE Trans. PS, Vol.3, No.4, pp.1807-1813, November 1988.
- [49] C.Rajagopalan & al., "Dynamic Aspects of Voltage/Power Characteristics.", IEEE Trans. PS, Vol.7, No.3, pp.990-1000, August 1992.
- [50] R.A.Schlueter & al., "A Structural Stability Analysis of Voltage Collapse on Power Systems. ",IFAC PS PPC, pp.377-382, 1989.
- [51] A.Semlyen & al., "Calculation of the Extreme Loading Condition of a Power System for the Assessment of Voltage Stability.", IEEE Trans. PS, Vol.6, No.1, pp.307-315, February 1991.
- [52] T. Van Cutsem & al., "A Comprehensive Analysis of Mid-Term Voltage Stability", Paper presented at the IEEE/PES 1994 Summer Meeting, San Fransisco, CA, July 24-28, 1994.
- [53] T. Van Cutsem & al., "Extensions and applications of a Mid-Term Voltage Stability Analysis Method", Paper presented at the 'Bulk Power System Voltage Phenomena-III' seminar, Davos, August 23-27, 1994.

Annexe A

BIFURCATION STATIQUE

Supposons le fonctionnement d'un réseau électrique régi par l'équation différentielle suivante:

$$\dot{x} = F(x, p) \quad (\text{A.1})$$

où x est le vecteur d'état et p le vecteur paramètre variant dans le temps.

La relation

$$F(x, p) = 0 \quad (\text{A.2})$$

specifie la position du point d'équilibre stable x en fonction de p .

C'est un régime quasi-statique puisque p varie et cause des variations de x . On peut aussi l'appeler dans le cas classique un écoulement de puissance paramétrique.

La bifurcation statique est caractérisée par le point (p^*, x_0) où en chaque voisinage, il y a au moins deux équilibres différents $x_1 \neq x_2$ tels que:

$$F(x_1, p) = F(x_2, p) = 0 \quad (\text{A.3})$$

Donc une variation infinitésimale de p correspondant au point de bifurcation crée des zéros multiples. Le point de bifurcation correspond à un Jacobien singulier. Ce point est non stable statiquement (non stable au sens de Lyapunov).

Soit, par exemple $p=Q_i$, la demande en énergie réactive au noeud de charge i . La valeur de bifurcation Q_i^* est donnée par:

$$\begin{aligned} F(x, Q_i^*) &= 0 \\ \det\left(\frac{\partial F}{\partial x}\bigg|_{(x, Q_i^*)}\right) &= 0 \end{aligned} \quad (\text{A.4})$$

Pour un point de fonctionnement $(x_s(Q_i), Q_i)$:

$x_s(Q_i)$ est stable si $Q_i < Q_i^*$

$x_s(Q_i)$ devient instable si $Q_i = Q_i^*$

$x_s(Q_i)$ disparaît si $Q_i > Q_i^*$, c'est-à-dire il n'existe pas d'équilibre stable au voisinage de $x_s(Q_i)$ pour $Q_i > Q_i^*$.

A la bifurcation, x_s est un point d'équilibre (première équation de (A.4)) et le Jacobien du système est singulier (seconde équation).

La singularité du Jacobien à la bifurcation cause des problèmes de convergence dans les algorithmes basés sur les gradients telle que la méthode de Newton-Raphson.

Annexe B

DONNEES GENERALES DU RESEAU

B.1 Topologie du réseau

Le réseau d'énergie électrique IEEE 14 noeuds étudié comprenant 2 générateurs, 3 compensateurs et 20 lignes de transport, est schématisé à la Figure B.1.

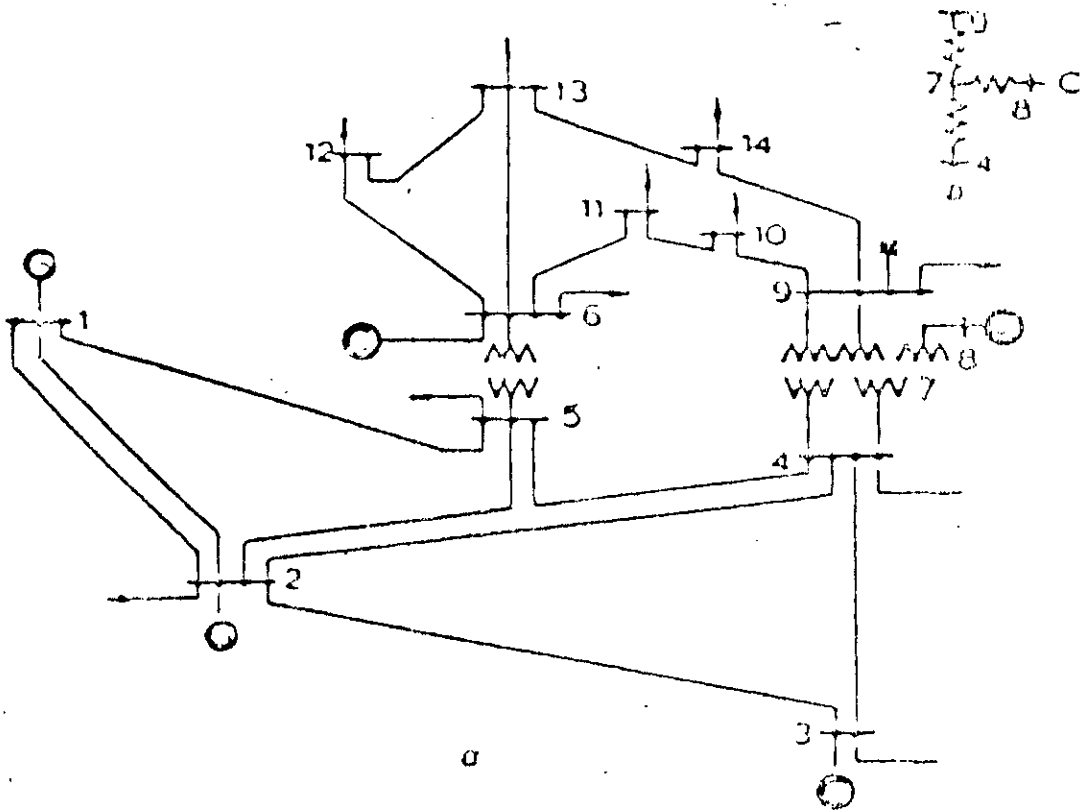


Figure B.1: Topologie du réseau IEEE 14 noeuds

B.2 Données du réseau

Les paramètres des lignes sont donnés au Tableau B.1. Les données des transformateurs, condensateurs et les limites sur la génération d'énergie réactive se trouvent aux Tableaux B.2, B.3 et B.4.

Tableau B.1 Paramètres des lignes

Ligne	Noeud départ	Noeud arrivé	r_{ser} (p.u)	x_{ser} (p.u)	B_{sh} (p.u)
1	1	2	0.01938	0.05917	0.0264
2	1	5	0.05403	0.22304	0.0246
3	2	3	0.04699	0.19797	0.0219
4	2	4	0.05811	0.17632	0.0187
5	2	5	0.05695	0.17388	0.0170
6	3	4	0.06701	0.17103	0.0173
7	4	5	0.01335	0.04211	0.0064
8	4	7	0.00000	0.20912	0.0000
9	4	9	0.00000	0.55618	0.0000
10	5	6	0.00000	0.25202	0.0000
11	6	11	0.09498	0.19890	0.0000
12	6	12	0.12291	0.25581	0.0000
13	6	13	0.06615	0.13027	0.0000
14	7	8	0.00000	0.17615	0.0000
15	7	9	0.00000	0.11001	0.0000
16	9	10	0.03181	0.08450	0.0000
17	9	14	0.12711	0.27038	0.0000
18	10	11	0.08205	0.19207	0.0000
19	12	13	0.22092	0.19988	0.0000
20	13	14	0.17093	0.34802	0.0000

Tableau B.2 Conditions initiales de fonctionnement

Noeud	Génération (p.u)		Consommation (p.u)		Susceptance (p.u)
	P_g	Q_g	P_l	Q_l	B
1	0.0	0.0	0.000	0.000	0.00
2	0.4	0.0	0.217	0.127	0.00
3	0.0	0.0	0.942	0.190	0.00
4	0.0	0.0	0.478	-0.039	0.00
5	0.0	0.0	0.076	0.016	0.00
6	0.0	0.0	0.112	0.075	0.00
7	0.0	0.0	0.000	0.000	0.00
8	0.0	0.0	0.000	0.000	0.00
9	0.0	0.0	0.295	0.166	0.19
10	0.0	0.0	0.090	0.058	0.00
11	0.0	0.0	0.035	0.018	0.00
12	0.0	0.0	0.061	0.016	0.00
13	0.0	0.0	0.135	0.058	0.00
14	0.0	0.0	0.149	0.050	0.00

Tableau B.3 Données des noeuds régulés

Noeud	Tension (p.u)	Q_{gmin} (p.u)	Q_{gmax} (p.u)
1	1.060	-	-
2	1.045	-0.40	0.50
3	1.010	0.00	0.40
6	1.070	-0.06	0.24
8	1.090	-0.06	0.24

Tableau B.4 Données des transformateurs

Transformateur	rapport de transformation
4-7	0.978
4-9	0.969
5-6	0.932

Annexe C

DECOMPOSITION SINGULIERE

Soit A une matrice réelle carrée ($n \times n$). La décomposition singulière de A est donnée par [8,26]:

$$A = U \Sigma V^t = \sum_{i=1}^n \sigma_i u_i v_i^t \quad (\text{C.1})$$

où U, V : matrices orthonormées ($n \times n$)

u_i, v_i : vecteurs singuliers, colonnes de U et V

Σ : matrice diagonale

$$\Sigma = \begin{pmatrix} \sigma_1 & 0 & \dots & \dots & 0 \\ 0 & \sigma_2 & \dots & \dots & 0 \\ \dots & \dots & \dots & \dots & \dots \\ 0 & 0 & \dots & \dots & \sigma_n \end{pmatrix}$$

Les éléments de Σ sont les valeurs singulières et sont ordonnés comme suit:

$$\sigma_1 \geq \sigma_2 \geq \dots \geq \sigma_n \geq 0 \quad (\text{C.2})$$

Si A est de rang $r \leq n$, ses valeurs singulières sont les racines carrées des r valeurs propres positives de $A^t A$, qui sont aussi les r valeurs propres positives de AA^t .

U et V étant des matrices orthonormées d'ordre n , leurs colonnes contiennent les vecteurs propres de AA^t et $A^t A$ respectivement.

On a:

$$\begin{aligned} A v_i &= \sigma_i u_i \\ A^t u_i &= \sigma_i v_i \end{aligned} \quad (\text{C.3})$$

Les relations entre les valeurs propres de $\Lambda^t \Lambda$ et $\Lambda \Lambda^t$, et les valeurs singulières de \mathbf{A} sont décrites par:

$$\Lambda(A^t A) = \Lambda(A A^t) = \Sigma^2(A) \quad (\text{C.4})$$

où

$$\Lambda(A) = \begin{pmatrix} \lambda_1 & 0 & \dots & \dots & 0 \\ 0 & \lambda_2 & \dots & \dots & 0 \\ \dots & \dots & \dots & \dots & \dots \\ 0 & 0 & \dots & \dots & \lambda_n \end{pmatrix}$$

Si $\mathbf{A} = \mathbf{U}\Sigma\mathbf{V}^t$ est la décomposition singulière de \mathbf{A} , alors la décomposition modale de $\mathbf{A}^t \mathbf{A}$ et $\mathbf{A} \mathbf{A}^t$ est donnée par

$$\begin{aligned} A^t A &= V(\Sigma^t \Sigma) V^t \\ A A^t &= U(\Sigma \Sigma^t) U^t \end{aligned} \quad (\text{C.5})$$

La valeur singulière de \mathbf{A} est une mesure de la distance entre \mathbf{A} et l'ensemble de toutes les matrices de rang déficient, c'est-à-dire proches de la singularité. Si la valeur singulière minimale est nulle, alors la matrice étudiée est singulière.

Les valeurs singulières sont pratiquement insensibles aux perturbations dans les éléments de la matrice, et la décomposition singulière est bien conditionnée.

Annexe D

DETERMINATION DE LA MATRICE HYBRIDE

Si le réseau électrique est représenté par sa matrice hybride H , alors on a:

$$\begin{pmatrix} V^L \\ I^G \end{pmatrix} = H \begin{pmatrix} I^L \\ V^G \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} Z^{LL} & F^{LG} \\ K^{GL} & Y^{GG} \end{pmatrix} \begin{pmatrix} I^L \\ V^G \end{pmatrix} \quad (D.1)$$

Pour le même système représenté par sa matrice admittance, on a:

$$\begin{pmatrix} I^L \\ I^G \end{pmatrix} = Y \begin{pmatrix} V^L \\ V^G \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} Y_1 & Y_2 \\ Y_3 & Y_4 \end{pmatrix} \begin{pmatrix} V^L \\ V^G \end{pmatrix} \quad (D.2)$$

Sous forme de système d'équations, la relation donnée par (D.1) s'écrit:

$$\begin{cases} V^L = Z^{LL} I^L + F^{LG} V^G \\ I^G = K^{GL} I^L + Y^{GG} V^G \end{cases} \quad (D.3)$$

De même pour la relation donnée par (D.2):

$$\begin{cases} I^L = Y_1 V^L + Y_2 V^G \\ I^G = Y_3 V^L + Y_4 V^G \end{cases} \quad (D.4)$$

En utilisant les systèmes d'équations (D.3) et (D.4), on peut montrer que:

$$\begin{cases} Z^{LL} = Y_1^{-1} \\ F^{LG} = -Y_1^{-1} Y_2 \\ K^{GL} = Y_3 Y_1^{-1} \\ Y^{GG} = Y_4 - Y_3 Y_1^{-1} Y_2 \end{cases} \quad (D.5)$$