



HAL
open science

Le délestage optimal pour la prévention des grandes pannes d'électricité

Wei Lu

► **To cite this version:**

Wei Lu. Le délestage optimal pour la prévention des grandes pannes d'électricité. Sciences de l'ingénieur [physics]. Institut National Polytechnique de Grenoble - INPG, 2009. Français. NNT : . tel-00405654

HAL Id: tel-00405654

<https://theses.hal.science/tel-00405654>

Submitted on 20 Jul 2009

HAL is a multi-disciplinary open access archive for the deposit and dissemination of scientific research documents, whether they are published or not. The documents may come from teaching and research institutions in France or abroad, or from public or private research centers.

L'archive ouverte pluridisciplinaire **HAL**, est destinée au dépôt et à la diffusion de documents scientifiques de niveau recherche, publiés ou non, émanant des établissements d'enseignement et de recherche français ou étrangers, des laboratoires publics ou privés.

INSTITUT POLYTECHNIQUE DE GRENOBLE

N° attribué par la bibliothèque

||_|_|_|_|_|_|_|_|_|_|_|_|_|_|

THESE

pour obtenir le grade de

DOCTEUR DE L'INSTITUT POLYTECHNIQUE DE GRENOBLE

Spécialité : « Génie Electrique »

préparée au Laboratoire de Génie Electrique de Grenoble
dans le cadre de l'**Ecole Doctorale « Electronique, Electrotechnique, Automatique et
Traitement du Signal »**

présentée et soutenue publiquement

par

LU Wei

le 6 Juillet 2009

TITRE

Le délestage optimal pour la prévention des grandes pannes d'électricité

Directeur de thèse

Yvon BESANGER

JURY

M.	Nouredine Hadjsaid	, Président
M.	Constantin Bulac	, Rapporteur
M.	Georges Barakat	, Rapporteur
M.	Jean-Christophe Passelergue	, Examineur
M.	Yvon. Bésanger	, Directeur de thèse

REMERCIEMENTS

Les travaux de recherche présentés dans ce mémoire ont été effectués dans l'équipe « Systèmes et réseaux électriques » au Laboratoire de Génie Electrique de Grenoble (G2Elab), de l'Institut Polytechnique de Grenoble (Grenoble INP).

Je tiens à remercier la nouvelle direction (**MM. James Roudet, Olivier Lesaint et Yves Maréchal**) et l'ancienne direction (**MM. Yves Brunet et Jean Paul Ferrieux**) du G2Elab, **M Gérard Meunier**, Responsable de la formation doctorale, ainsi que l'ensemble de l'équipe Système et Réseaux Electriques (avec les responsables **MM. Seddik Bacha et Daniel Roye**) pour m'avoir accueilli et formé au passionnant métier du réseau électrique.

Je tiens à remercier **M. Nouredine Hadjsaid**, Professeur à Grenoble INP, Directeur de GIE IDEA, de m'avoir accueilli dans le laboratoire, de m'avoir donné ses conseils, remarques et suggestion expertes, et d'avoir accepté de présider mon Jury de thèse.

Mes vifs remerciements vont également à Messieurs **Constantin Bulac**, Professeur à l'Université Polytechnique de Bucarest, Roumanie, et **Georges Barakat**, Professeur à l'Université du Havre, d'avoir bien voulu accepter d'être rapporteurs et de juger mon travail. Je remercie aussi vivement le Docteur-Ingénieur **Jean-Christophe Passelergue** (AREVA T&D) d'avoir accepté d'être examinateur et de juger mon travail. Je le remercie pour sa présence et ses questions pertinentes lors de la soutenance.

En particulier, je voudrais exprimer ma reconnaissance profonde envers mon directeur de thèse sans qui ce travail n'aurait pu se faire. Je tiens donc à remercier **M. Yvon Bésanger**, Professeur à Grenoble INP, pour avoir dirigé mes travaux de thèse, pour ses compétences, son professionnalisme, sa disponibilité, sa bonne humeur et son amitié. Sans lui, je n'aurais pas eu l'occasion de continuer mes passionnants travaux sur les réseaux électriques. Je voudrais lui exprimer mes remerciements particuliers pour son soutien et pour son aide précieuse pendant les quatre années de mes études doctorales en France.

Je voudrais aussi remercier:

M. TRAN Quoc Tuan, Docteur-Ingénieur Habilité à Diriger des Recherches au GIE IDEA, pour les discussions, conseils, remarques et suggestions expertes pour introduire son système intelligent de gestion d'énergie dans l'habitat dans mon système.

M. Raphaël Caire, Maître de Conférences à Grenoble INP, permanent du GIE-IDEA mon premier chef au laboratoire dans le stage de Master 1, pour son aide et ses corrections de ma présentation avant la soutenance.

M. Stefan Sterpu, ancien thésard du laboratoire et mon chef de stage de Master 2. Merci de m'avoir montré que la recherche est rigolote, mais qu'en fait, on ne rigole pas avec.

M. Daniel Radu, ancien post-doctorant du laboratoire. Merci pour les discussions, conseils et suggestions expertes.

Mme. Carolina Tranchita, Enseignant-Chercheur dans l'équipe SYREL et **M. Benoit Rozel**, doctorant de l'équipe SYREL pour m'avoir aidé et avoir contribué à ma thèse.

Les permanents du laboratoire, pour leur soutien, leurs conseils, leur amitié et leur bonne humeur.

Les thésards et stagiaires du laboratoire pour les bonnes années passées ensemble : Luong, Long, Hieu, Khaled, Maria, Diana, Monica, Alexandre, Marie-Cécile, etc.

Tous mes amis du laboratoire et en particulier de l'équipe SYREL pour avoir créé une bonne ambiance de travail et pour leur amitié.

Ma famille (mon père, ma mère, ma femme et ma fille) qui m'a soutenu et m'a encouragé à continuer et à persévérer depuis toujours.

Cette thèse est consacrée à mes parents.

谢谢 爸爸 妈妈

TABLE DES MATIERES

INTRODUCTION GENERALE	9
CHAPITRE I: ANALYSE ET CLASSIFICATION DES GRANDES PANNES D'ELECTRICITES APPARUES DANS LE MONDE.....	15
1.1 Introduction	17
1.2 Définition et classification de la stabilité des réseaux électriques.....	17
1.2.1 Classification de la stabilité des réseaux électriques	17
1.2.2 Stabilité d'angle rotorique	19
1.2.3 Stabilité de tension.....	20
1.2.4 Stabilité de fréquence	23
1.3 Plan de défense	23
1.4 Phases des blackouts	24
1.4.1 Précondition.....	26
1.4.2 Evénements initiaux	28
1.4.3 Cascade d'événements.....	28
1.4.4 Types d'incidents	31
1.5 Mécanismes des instabilités du système électrique.....	32
1.5.1 Mécanisme d'écroulement de tension.....	32
1.5.2 Mécanisme d'écroulement de fréquence	33
1.5.3 Mécanisme de cascade de surcharge	34
1.5.4 Mécanisme de la perte de synchronisme	34
1.6 Mécanismes des blackouts	35
1.7 Recommandations pour la prévention des blackouts.....	36
1.8 Conclusion.....	38
CHAPITRE II : IDEE GENERALE ET STRUCTURE DU SYSTEME DE CONTROLE DE LA STABILITE DU RESEAU ELECTRIQUE EN TEMPS REEL	41
2.1 Introduction	43
2.2 Idée générale	45
2.2.1 Région de la stabilité du système.....	46
2.2.2 Actions curatives	47
2.3 Structure du système de contrôle de la stabilité du réseau électrique en temps réel.....	49
2.3.1 Au niveau du transport	51
2.3.2 Au niveau de la distribution.....	52
2.3.3 Au niveau de la charge	53
2.3.4 Application	53
2.4 Délestage en douceur.....	54
2.4.1 Application aux charges de l'habitat	54
2.4.2 Méthode de délestage en douceur.....	56
2.5 Conclusion.....	57
CHAPITRE III : METHODES DE DELESTAGE OPTIMAL.....	59
3.1 Introduction	61
3.1.1 Le délestage	61
3.1.2 Modèle du réseau électrique	63
3.1.3 Modèle de calcul de répartition de charges optimal en régime permanent (OPF)	64
3.1.4 Méthodes d'optimisation.....	66
3.1.5 Classification des méthodes optimales pour résoudre le problème d'OPF	69
3.1.6 Programmation quadratique séquentielle (SQP Sequential Quadratic Programming en anglais)	71

3.2 Délestage optimal pour éviter l'éroulement de tension	73
3.2.1 Délestage optimal avec contraintes statiques (OLSSC).....	74
3.2.1.1 Modélisation du problème et algorithme	74
3.2.2 Délestage optimal avec contraintes transitoires (OLSTC).....	77
3.2.2.1 Introduction.....	77
3.2.2.2 Modélisation classique pour la stabilité transitoire	80
3.2.2.3 Les critères de stabilité	84
3.2.2.4 Formulation de l'OLSTC.....	86
3.2.2.5 Méthode de choix des contingences critiques.....	86
3.2.3 Délestage optimal en utilisant la méthode de sauvegarde de l'état du système et de rétablissement (OLS-SSB&R).....	89
3.2.3.1 Concept de la méthode de sauvegarde de l'état du système et de rétablissement.....	89
3.2.3.2 Modélisation du problème et de l'algorithme.....	93
3.3 Délestage optimal pour la surcharge de lignes.....	96
3.4 Conclusion.....	97
CHAPITRE IV : APPLICATIONS DES METHODES PROPOSEES, ET STRATEGIES OPTIMALES	99
4.1 Introduction.....	101
4.2 Réseau test et environnement de simulation	101
4.3 Simulation des méthodes pour éviter l'éroulement de tension et discussions	102
4.3.1 Simulations de délestage optimal avec contraintes statiques (OLSSC).....	103
4.3.1.1 Eroulement de tension dans la situation N	103
4.3.1.2 Problème de tension dans la situation N-1	108
4.3.2 Simulations de délestage optimal avec contraintes transitoires (OLSTC).....	112
4.3.2.1 Méthode OLSTC en utilisant la méthode hors ligne dans la situation N	113
4.3.2.2 Méthode OLSTC en utilisant la méthode hors ligne dans la situation N-1	117
4.3.2.3 Méthode OLSTC en utilisant la méthode en ligne dans la situation N-1	120
4.3.2.4 Méthode OLSTC en utilisant la méthode en ligne multi-contingences de stabilité transitoire dans la situation N-1	124
4.3.3 Simulations de délestage optimal en utilisant la méthode de sauvegarde de l'état du système et de rétablissement (OLS-SSB&R).....	127
4.3.3.1 Eroulement de tension dans la situation N	127
4.3.3.2 Problème de tension dans la situation N-1	130
4.4 Simulation de la méthode pour la cascade de surcharge	132
4.5 Comparaison et synthèse des méthodes proposées, et stratégies optimales.....	134
4.5.1 Comparaison des méthodes proposées	134
4.5.2 Stratégies optimales.....	137
4.6 Conclusion.....	138
CHAPITRE V : UN NOUVEAU SYSTEME DE DEFENSE CONTRE LES BLACKOUTS ET LES INSTABILITES UTILISANT LE DELESTAGE EN DOUCEUR.....	139
5.1 Introduction.....	141
5.2 Système intelligent de gestion d'énergie dans l'habitat.....	142
5.3 Le délestage en douceur.....	144
5.3.1 Structure du système de défense contre les blackouts et les instabilités.....	146
5.3.2 Stratégie de délestage en douceur.....	148
5.3.3 Hypothèses et résultats numériques.....	149
5.4 Conclusions	154
CONCLUSIONS ET PERSPECTIVES	155
REFERENCES:.....	163

ANNEXE 1. RESEAU IEEE 39 NŒUDS « NEW ENGLAND »	173
A1.1. Schémas fonctionnels des régulations utilisées	175
A1.1.1. Régulateur automatique de tension.....	175
A1.1.2. Régulateur automatique de vitesse.....	176
A1.1.3. Stabilisateur des oscillations de puissance.....	177
ANNEXE 2. RESEAU DE DISTRIBUTION URBAIN C0505	178
A2.1 Structure	178
A2.2 Caractéristiques générales	178
ANNEXE 3. RESEAU IEEE 39 AVEC LE RESEAU DE DISTRIBUTION URBAIN C0505	179

Introduction générale

Dans les sociétés modernes, l'électricité est une ressource essentielle et même vitale pour la sécurité nationale, la santé, les communications, le transport, l'approvisionnement de nourriture et d'eau, le chauffage, la climatisation, l'éclairage, l'informatique, les entreprises commerciales, et même pour les divertissements qui deviennent de plus en plus importants dans la vie moderne.

Depuis la création des grands réseaux électriques au 20^{ième} siècle, de grandes pannes d'électricité (blackouts), phénomènes désastreux, se sont produites régulièrement dans le monde. Les sociétés modernes sont très vulnérables aux blackouts. Les conséquences des blackouts sont à la fois économiques et sociales. Même de courtes interruptions d'électricité peuvent endommager de façon importante des processus industriels, car la remise en marche de ces processus peut prendre plusieurs heures selon les cas. De longues interruptions arrêtent les systèmes de communication, de transport, la distribution de l'eau, le chauffage, etc. Aujourd'hui, il n'est tout simplement pas possible de travailler sans électricité dans les sociétés modernes et une interruption d'alimentation électrique peut provoquer instantanément la paralysie complète de pays, voire de continents entiers.

Des milliers de perturbations se produisent dans les réseaux électriques chaque année dans le monde. Certaines d'entre elles deviennent des blackouts. Les blackouts à grande échelle sont rares, mais ils causent d'énormes pertes sur l'économie et la société. Le plus grand des blackouts s'est produit dans le nord-est des Etats-Unis et du Canada le 14 août 2003. Il a affecté approximativement 50 millions de personnes et les pertes économiques ont été de 7 à 10 milliards de dollars [1]. Le blackout en Italie le 28 septembre 2003 a affecté environ 57 millions de personnes et 180 GW de charge ont été perdus [2]. Toute l'Italie (hors Sardaigne) a été plongée dans le noir.

Des automates et des protections ont été installés dans les réseaux électriques. Les réglages de la fréquence et de la tension peuvent contrôler la production pour satisfaire la demande de charge changeante continuellement en terme de puissance active et réactive, et ils peuvent assurer la constance de la fréquence et de la tension. Le système de protection peut éliminer l'élément du réseau en défaut en ouvrant les organes de coupure adéquats, après avoir détecté et localisé le défaut [3] et protéger les équipements pendant les défauts. Et la règle d'exploitation N-1 assure que le réseau peut retrouver un nouveau point de fonctionnement

stable après un évènement imprévu qui a mis hors service un ouvrage majeur quelconque (ligne, transformateur, groupe de production).

Le plan de défense du réseau électrique est constitué pour stopper les incidents majeurs et limiter leurs conséquences quand un enchaînement d'incidents est apparu et que le réseau se retrouve en situation d'instabilité. Le re-dispatching (modification des consignes des groupes de production), le démarrage de groupes et le délestage de charge peuvent être utilisés pour empêcher les cascades de surcharge. L'augmentation de la consigne de production réactive des groupes, la diminution de la tension de consigne des régulateurs en charge, le blocage des régulateurs en charge et le délestage sont les solutions curatives face aux écroulements de tension. Le délestage peut empêcher l'écroulement de fréquence. La séparation du réseau en sous-réseaux peut sauver le système dans le cas d'une rupture de synchronisme.

Bien que les automates, les protections et le plan de défense aient été installés dans les réseaux électriques et qu'ils pourraient normalement assurer la stabilité et la fiabilité du système électrique, des blackouts se sont souvent produits depuis quelques années [4]. Il y a quelques raisons qui rendent l'exploitation des réseaux électriques plus difficiles qu'auparavant avec en conséquence un risque de blackout qui s'élève.

1. La dérégulation de l'industrie de l'électricité et l'ouverture du marché électrique ont changé la structure du réseau électrique du monopole au non vertical et la compétition dans les réseaux électriques a lancé de nouvelles lois et des règlements. La dérégulation de l'industrie de l'électricité a imposé que les générateurs et les charges doivent avoir un accès ouvert au réseau de transport. De très nombreux nouveaux acteurs ont émergé. L'énergie échangée entre différents pays s'est accru avec une diversification des types d'échanges. Il apparaît beaucoup de flux d'énergie "non désirés" qui franchissent les frontières des secteurs moins observables, aussi bien que des flux d'énergie inverses, c'est à dire remontant du réseau de distribution vers le transport. La répartition des charges devient de plus en plus complexe. Dans ce contexte, il apparaît beaucoup de situations imprévisibles et des incidents dans un pays vont influencer d'autres pays. Le risque de blackouts est beaucoup plus élevé qu'avant.

2. Pour des raisons économiques, les réseaux sont exploités de plus en plus près de leurs limites.

3. La croissance simultanée de l'utilisation du réseau électrique sans l'augmentation correspondante de la capacité de transport et de production existe dans beaucoup de réseaux électriques.

A cause de ces raisons, les marges de sécurité des réseaux électriques diminuent et leur exploitation devient plus en plus complexe. L'instabilité imprévue apparaît beaucoup plus fréquemment. Le délestage est une des actions curatives qui peut éviter l'instabilité du réseau. Différentes méthodes développées dans de précédents travaux de recherche [5-10] peuvent décider du lieu et de la quantité de charge à délester. Cependant ces méthodes sont soit des méthodes hors temps réel, donc préparant les plans de délestage selon des scénarii a priori, soit des méthodes temps réel mais elles ne peuvent pas assurer toutes les stabilités après le délestage. De ce fait, il serait donc important de trouver de nouvelles méthodes flexibles fonctionnant en temps réel et permettant d'assurer toutes les stabilités selon les différentes situations, notamment celles imprévues, du réseau. Dans ce contexte, l'objectif de cette thèse est de proposer un nouveau système qui devrait ajuster la situation des réseaux électriques en temps réel et assurer le point de fonctionnement du réseau dans un régime stable afin d'éviter les blackouts dans un maximum de cas (le risque zéro n'existe pas). Il utilisera le délestage en douceur qui est un nouveau concept de délestage et une application de ce nouveau système sera présentée dans cette thèse.

Cette thèse est organisée en cinq chapitres:

Dans le premier chapitre, nous présentons les définitions et les classifications de la stabilité des réseaux électriques et les plans de défense, nous analysons les principaux blackouts qui se sont produits dans le monde depuis 1965, nous proposons une division de la progression des blackouts en plusieurs phases séquentielles, nous classifions leurs caractéristiques selon ces phases, nous récapitulons les mécanismes communs des blackouts et donnons quelques recommandations pour éviter de futurs blackouts.

Le deuxième chapitre présente l'idée générale de notre méthode, le concept et la structure du système de contrôle de la stabilité du réseau électrique en temps réel, et un concept d'application de ce système : le délestage en douceur.

Dans le troisième chapitre, nous proposons des méthodes de délestage optimal qui peuvent faire revenir le point de fonctionnement du réseau dans un régime stable. Les trois méthodes

développées sont le délestage optimal avec contraintes statiques, le délestage optimal avec contraintes transitoires, et le délestage optimal en utilisant la méthode de sauvegarde et rétablissement de l'état du système.

Le quatrième chapitre présente les applications des méthodes proposées dans le troisième chapitre. Nous comparons les méthodes proposées et proposerons des stratégies optimales pour différentes situations du réseau.

Le cinquième chapitre présente le concept et la structure d'un nouveau système de défense contre les blackouts utilisant les méthodes développées dans les chapitres précédents, un système intelligent de gestion de l'énergie dans l'habitat et le délestage en douceur. Une application sur un réseau test est également présentée.

Enfin, nous concluons ce mémoire et proposons des perspectives de travaux pour poursuivre et améliorer le nouveau système de prévention des blackouts présenté dans cette thèse.

CHAPITRE I : Analyse et classification des grandes pannes d'électricités apparues dans le monde

1.1 Introduction

Les blackouts sont des incidents qui découlent de la perte de stabilité du réseau électrique. Une meilleure compréhension des différents types d'instabilité du système électrique nous aidera à comprendre les phénomènes qui se produisent dans ces situations critiques. De plus, une analyse des plans de défense qui sont implantés dans les réseaux électriques nous donnera des indications sur les actions à mettre en oeuvre ou à approfondir afin d'empêcher, ou du moins limiter les conséquences des incidents majeurs. En premier lieu, pour empêcher les blackouts, nous devons connaître le plus finement possible les causes qui les ont engendrés. Dans ce but, nous avons étudié 37 blackouts [3, 11-25] dans le monde de 1965 à 2005, et avons essayé de trouver leurs caractéristiques communes. Nous avons déterminé une division de la progression des blackouts en plusieurs phases séquentielles en effectuant une analyse détaillée d'études précédentes et de rapports d'incidents. Selon ces différentes phases, nous avons comparé les phénomènes des grands incidents, et il semble exister certaines caractéristiques communes. Nous avons résumé le mécanisme commun des blackouts en analysant leur progression. Enfin, nous avons suggéré quelques méthodes possibles pour la prévention des futurs blackouts. Ce chapitre présente les résultats de cette étude.

1.2 Définition et classification de la stabilité des réseaux électriques

La stabilité est un problème crucial dans les réseaux électriques depuis les années 1920. Beaucoup de blackouts de grande ampleur provoqués par l'instabilité du réseau électrique ont illustré l'importance de ce problème. La stabilité du réseau électrique est semblable à celle de n'importe quel système dynamique et a des principes mathématiques fondamentaux [26].

La stabilité des réseaux électriques est définie en général par leur capacité de rester à un point de fonctionnement stable après l'apparition d'une petite perturbation et de retrouver un point de fonctionnement stable après l'apparition d'une grande perturbation [27]. La classification de la stabilité des réseaux électriques est présentée dans le paragraphe suivant.

1.2.1 Classification de la stabilité des réseaux électriques

Un système électrique moderne est un processus multi-variables d'ordre élevé dont la réponse

dynamique est influencée par un grand nombre de dispositifs (générateurs, charges, actionneurs divers, etc.) ayant des caractéristiques et des temps de réponse différents. La stabilité est un état d'équilibre entre des forces d'opposition. Selon la topologie du réseau, les conditions d'exploitation du système et les formes de perturbation, les différentes séries de forces d'opposition peuvent mener à différentes formes d'instabilité.

Comme présenté dans la figure 1.1, le problème de stabilité du réseau électrique peut être classifié en trois catégories: la stabilité d'angle rotorique, la stabilité de fréquence et la stabilité de tension.

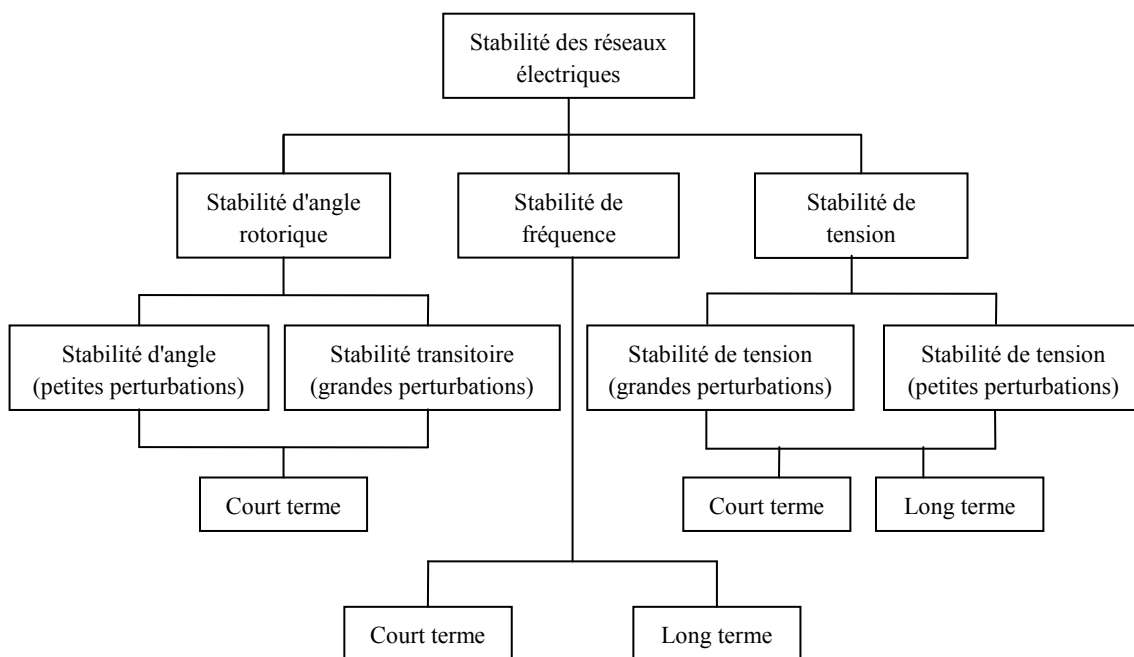


Figure 1.1 – Classification de la stabilité des réseaux électriques [26]

Les systèmes électriques sont soumis à de petites et grandes perturbations. Les petites perturbations sont des changements de charge continuels. Les grandes perturbations sont des courts circuits sur des lignes, des pertes de générateurs, des pertes de postes de transformation, etc. Ils peuvent changer la structure (topologie) des réseaux électriques du fait de l'isolation des éléments en défaut par les protections.

Selon la forme des perturbations, la stabilité d'angle rotorique peut être divisée en la stabilité d'angle de petite perturbation et la stabilité transitoire (la stabilité d'angle de grande perturbation). Et la stabilité de tension peut également être divisée en stabilité de tension de grande perturbation et stabilité de tension de petite perturbation.

Le cadre de temps des problèmes de stabilité est différent. Il est variable de quelques secondes à quelques dizaines de minutes. La stabilité de tension et la stabilité de fréquence peuvent respectivement être divisées en la stabilité à court terme et la stabilité à long terme. Les descriptions des différents types de stabilité sont présentées ci-dessous.

1.2.2 Stabilité d'angle rotorique

La stabilité d'angle rotorique est la capacité des machines synchrones d'un système électrique interconnecté à rester au synchronisme après une perturbation [26]. Elle dépend de la capacité à maintenir ou à rétablir l'équilibre entre le couple électromagnétique et le couple mécanique de chaque machine synchrone dans le système. L'instabilité d'angle rotorique se produit sous forme d'une apparition suivie d'une augmentation des oscillations angulaires de quelques générateurs menant à la perte du synchronisme de ces derniers avec d'autres générateurs.

La stabilité d'angle rotorique peut être caractérisée en termes des deux sous-catégories suivantes :

1. La stabilité d'angle rotorique de petite perturbation

La stabilité d'angle rotorique de petite perturbation (ou en petits signaux) est la capacité du système électrique à maintenir le synchronisme sous de petites perturbations. Les perturbations sont considérées comme suffisamment petites pour que la linéarisation des équations du système soit permise aux fins de l'analyse [28].

Les problèmes de stabilité d'angle rotorique de petite perturbation peuvent être locaux ou globaux en nature.

Les problèmes locaux impliquent une petite partie du système électrique, et sont habituellement associés aux oscillations d'angle rotorique d'une centrale par rapport au reste du système électrique. Ces oscillations s'appellent les oscillations locales de mode de centrale. La stabilité (l'amortissement) de ces oscillations dépend des caractéristiques du système de transport vu de la centrale, des systèmes d'excitation du générateur et de son niveau de production.

Les problèmes globaux sont provoqués par des interactions entre de grands groupes de

générateurs et ont des effets répandus. Ils impliquent des oscillations d'un groupe de générateurs dans une région contre un groupe de générateurs dans une autre région. Ces oscillations s'appellent les oscillations de mode d'inter régions. Leurs caractéristiques sont très complexes et diffèrent considérablement des oscillations locales de mode de centrale. Les caractéristiques de charge, en particulier, ont un effet principal sur la stabilité des modes d'inter régions.

Le cadre de temps de la dynamique généralement observée des petites perturbations est de l'ordre de 10 secondes à 20 secondes après leur apparition.

2. La stabilité d'angle rotorique de grande perturbation

La stabilité d'angle rotorique de grande perturbation (ou la stabilité transitoire) est la capacité du système électrique à maintenir le synchronisme après une perturbation importante. Le résultat de la réaction du système implique de grandes excursions des angles des rotors des générateurs et est influencée par la relation non-linéaire de la puissance par rapport à l'angle.

La stabilité transitoire dépend de l'état initial du système et de la sévérité de la perturbation. L'instabilité est habituellement sous forme d'une séparation angulaire périodique en raison du couple de synchronisation insuffisant, se manifestant comme une instabilité sur la première oscillation. Cependant, dans les grands systèmes électriques, l'instabilité transitoire ne se produit pas toujours comme une instabilité sur la première oscillation qui serait liée à un seul mode. C'est parfois le résultat de la superposition d'un mode d'inter régions d'oscillation lent et d'un mode d'oscillation local de centrale causant une grande excursion d'angle rotorique avec dépassement de la limite de stabilité à la première oscillation [28]. Il peut également être un résultat des effets non-linéaires affectant un seul mode et causant l'instabilité après la première oscillation.

Le cadre de temps de la dynamique généralement observée de la stabilité transitoire est de l'ordre de 3 secondes à 5 secondes après la perturbation. Il peut se prolonger à 10-20 secondes pour les grands systèmes ayant des oscillations dominantes d'inter régions.

1.2.3 Stabilité de tension

La stabilité de tension est la capacité d'un système électrique à maintenir, à partir d'un état

initial donné, les tensions stables en tous ses nœuds après une perturbation [26] .

Elle dépend de la capacité à maintenir ou à rétablir l'équilibre entre la demande de charge et la puissance fournie du réseau électrique. L'instabilité se produit sous la forme d'une baisse ou d'une augmentation de tension progressive dans certains nœuds. Un résultat possible d'une instabilité de tension est la perte de charges dans une zone, ou le déclenchement de lignes de transport et d'autres éléments par leurs systèmes de protection conduisant à des pannes en cascade [29].

La diminution progressive des tensions aux nœuds peut également être associée à l'instabilité d'angle rotorique. Par exemple, la perte de synchronisme de machines d'une centrale (l'angle rotorique entre deux groupes de machines approche 180°) provoque une baisse rapide de la tension à proximité de la centrale [28].

L'écroulement de tension est le processus par lequel la séquence des événements accompagnant l'instabilité de tension conduit à un blackout, ou du moins à des tensions anormalement basses dans une partie importante du système électrique. Le moteur de l'instabilité de tension est habituellement la réponse des charges à une perturbation. La puissance consommée par les charges, qui devrait théoriquement diminuer avec la tension, tend à être restaurée par l'action des régulateurs de tension et des transformateurs à réglage en charge. Les charges reconstituées augmentent alors le stress sur le réseau haute tension en augmentant la consommation de puissance réactive, et causent à leur tour une dégradation de tension. Une situation rare provoquant une instabilité de tension se produit lorsque la dynamique de la charge tente de rétablir la consommation au delà de la capacité du réseau de transport et de la production connectée.

Comme dans le cas de la stabilité d'angle rotorique, on peut classifier la stabilité de tension dans les sous-catégories suivantes:

1. La stabilité de tension en grandes perturbations

La stabilité de tension en grandes perturbations est la capacité du système à maintenir la tension stable à la suite de grandes perturbations telles que les défauts du système ou la perte d'un générateur. Cette capacité est déterminée par la topologie du système, les caractéristiques des charges, et les interactions entre les contrôles continus de tension (réglage primaire et

secondaire de tension, compensateurs statiques et tournants d'énergie réactive), les contrôles discrets (gradins de condensateurs, d'inductances et régulateurs en charge) et les protections. Le cadre de temps d'étude est de quelques secondes à quelques dizaines de minutes.

2. La stabilité de tension en petites perturbations

La stabilité de tension en petites perturbations est la capacité du système à maintenir les tensions stables lorsqu'il est soumis à de petites perturbations telles que des changements progressifs des charges. Cette forme de stabilité est influencée par les caractéristiques des charges, des contrôles continus de tension et des contrôles discrets à un instant donné. Ce concept est utile pour déterminer, à tout instant, comment les tensions répondront aux petits changements du système.

Le cadre de temps généralement observé de la dynamique de la stabilité de tension est de l'ordre de quelques secondes à quelques dizaines de minutes. Par conséquent, la stabilité de tension peut être un phénomène soit à court terme ou à long terme comme indiqué dans la Figure 1.1.

3. La stabilité de tension à court terme

La stabilité de tension à court terme implique des charges à dynamique rapide telles que les moteurs à l'induction, les charges contrôlées par des systèmes électroniques, et les convertisseurs HVDC (*High Voltage Direct Current* en anglais). Le cadre de temps d'étude est de plusieurs secondes, et l'analyse exige des solutions appropriées à un système d'équations différentielles, ce qui est similaire à l'analyse de la stabilité d'angle rotorique. La modélisation dynamique des charges est souvent essentielle. Contrairement à la stabilité d'angle, les courts-circuits à proximité des charges sont importants.

4. La stabilité de tension à long terme

La stabilité de tension à long terme implique des équipements agissant plus lentement comme les transformateurs à régulateur en charge, des charges thermostatiques, et des limiteurs de courant de générateur. Le cadre de temps d'étude est de plusieurs minutes, et des simulations à long terme sont nécessaires pour l'analyse des performances du système dynamique [30-32].

La stabilité est généralement quantifiée par les conséquences des pannes des équipements, plutôt que par la gravité de la perturbation initiale. L'instabilité est due :

- à la perte de l'équilibre à long terme (par exemple, lorsque des charges essayent de

rétablir leur puissance et dépassent la capacité du réseau de transport et de la production connectée)

- au point de fonctionnement après la perturbation en régime permanent, s'il est instable du point de vue des petites perturbations, ou
- au manque d'actions permettant d'aller vers un point d'équilibre stable post-perturbation (par exemple, quand une des actions curatives est appliquée trop tard) [29, 33].

Il est important de reconnaître que la distinction entre la stabilité d'angle rotorique et la stabilité de tension n'est pas fondée sur un découplage entre les variations de puissance active / angle et de la puissance réactive / amplitude de tension. En fait, le couplage est fort dans des conditions de stress. La stabilité de tension et la stabilité d'angle rotorique sont affectées par les répartitions de puissance actives et réactive dans les pré-perturbations.

1.2.4 Stabilité de fréquence

La stabilité de fréquence est la capacité d'un système électrique à maintenir sa fréquence à la suite d'une grave perturbation résultant en un déséquilibre significatif entre la production et la consommation. L'instabilité se manifeste sous la forme de variations de fréquence soutenues menant au déclenchement de générateurs et/ou de charges.

1.3 Plan de défense

Le système électrique doit assurer la stabilité d'angle rotorique, la stabilité de tension et la stabilité de fréquence. Les instabilités peuvent conduire à des blackouts. En pratique, pour faire face aux incidents qui engendrent les blackouts et limiter leurs conséquences, les compagnies électriques adoptent des mesures curatives et installent des automates spécifiques, qui constituent le plan de défense du système électrique [34].

En France, on utilise les moyens suivants pour stopper l'écroulement de tension :

1. Augmentation de la consigne de production réactive des groupes, pour essayer de maintenir la tension du réseau de transport ;
2. Diminution de la tension de consigne des régleurs en charge, quitte à dégrader la qualité d'alimentation des clients ;
3. Blocage des régleurs en charge pour éviter l'effet « boule de neige » ;

4. En dernier recours, le délestage d'une partie de la charge.

Pour stopper l'écroulement de fréquence :

On ne peut que délester de la consommation de manière automatique, puisque le temps de réaction nécessaire est incompatible avec les délais de réaction humains.

Pour stopper la perte de synchronisme :

On sépare le réseau en plusieurs zones pour sauvegarder le reste du système.

Pour stopper les cascades de surcharges :

1. Délestage de consommation en cas de surcharge sur certaines lignes
2. Déclenchement de moyens de production proches pour lever les contraintes de surcharge sur des interconnexions importantes.
3. Voire les deux actions conjuguées : déclenchement de production ou de charge en cas de surcharge sur les lignes d'évacuation des centrales.

1.4 Phases des blackouts

Le nombre de blackouts semble progresser avec une certaine régularité. Des études précédentes [35] ont montré que la progression des blackouts après les événements initiaux peut être divisée en une progression quasi-statique suivie d'une progression transitoire. Dans notre étude, l'analyse de l'évolution de 8 blackouts dont les informations détaillées étaient disponibles, a montré que les phases de la progression des blackouts peuvent être plus finement détaillées. Nous donnons sur la figure.1.2 la succession des phases que nous avons déterminé suite à cette analyse.

Ces phases, sont les préconditions, les événements initiaux, la cascade d'événements, l'état final et la restauration. La cascade d'événements peut encore être subdivisée en trois phases dans le processus de certains blackouts: la progression quasi-statique, les événements déclencheurs et la cascade rapide.

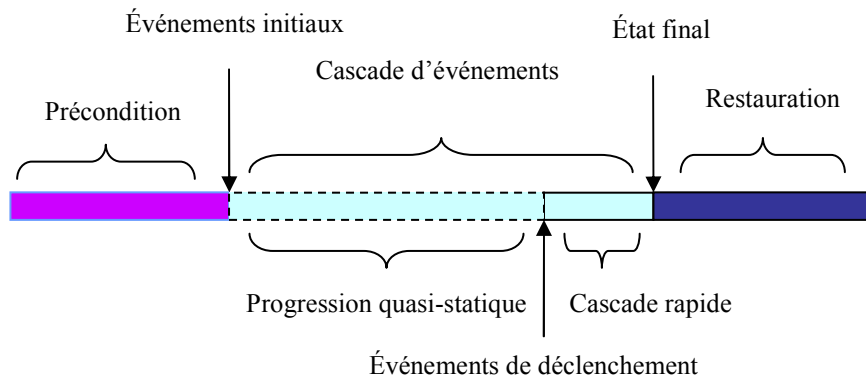


Figure 1.2 – Phases des blackouts

Le blackout des Etats-unis du 14 août 2003 est un des incidents de plus grande échelle dans le monde. La progression de ce blackout présente clairement la succession de phases de la figure 1.2. La figure 1.3 représente le nombre cumulé de déclenchement de lignes, de générateurs et de transformateurs pendant la cascade de ce blackout. On constate qu'après l'événement de déclenchement, environ 250 équipements ont été déconnectés dans les 3 minutes. Néanmoins, tous les blackouts ne comprennent pas toutes les phases présentées ci-dessus. Dans quelques blackouts, la phase de progression quasi-statique n'existe pas. Les événements initiaux sont aussi les événements qui déclenchent directement la cascade rapide. Par exemple, la figure 1.4 représente le nombre cumulé d'équipements déconnectés pendant la cascade du blackout de la Croatie le 12 janvier 2003. Après l'événement initial, environ 30 générateurs sont déclenchés en 30 secondes.

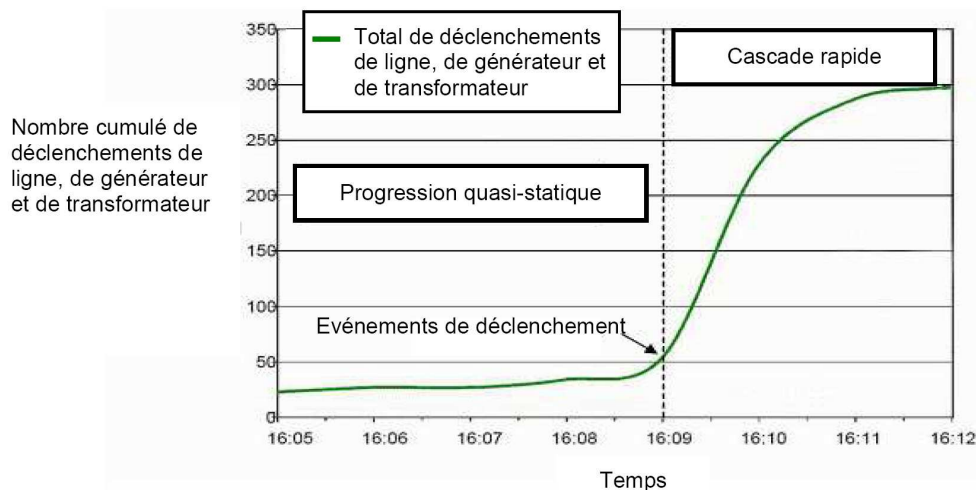


Figure1.3 – Nombre cumulé de déclenchements de ligne, de générateur et de transformateur pendant le blackout des Etats-Unis/Canada le 14 août 2003 [1]

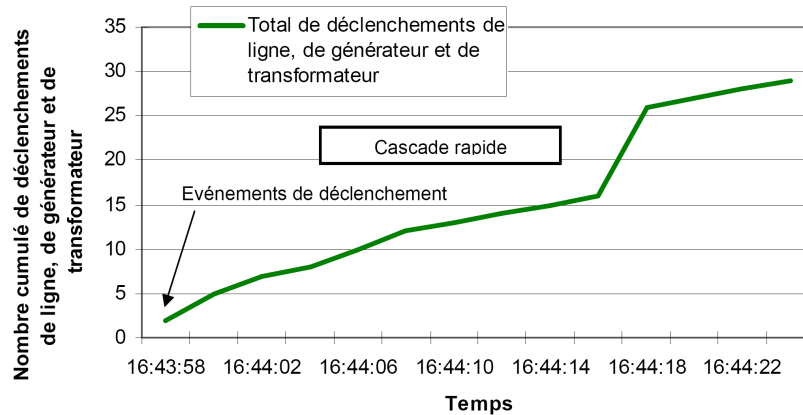


Figure 1.4 – Nombre cumulé de déclenchements de ligne, de générateur et de transformateur pendant le blackout de la Croatie le 12 janvier 2003 [14]

1.4.1 Précondition

37 blackouts [3, 11-25], pour lesquels nous avons obtenu des informations relativement détaillées concernant les préconditions, ont été analysés dans cette partie. Des préconditions différentes se sont produites dans ces blackouts, mais nous pourrions classer ces préconditions selon leurs caractéristiques communes. Le classement est présenté comme ci-dessous et quelques exemples sont donnés pour illustrer le propos.

1. La condition du système est le stress pendant le pic d'été ou celui d'hiver.

Le tableau 1.1 montre que 13 blackouts se sont produits pendant le pic de l'été et 11 blackouts pendant le pic de l'hiver. Donc, 64.9% des blackouts (24/37) se sont produits dans le pic de l'été et de l'hiver quand la demande électrique est forte et 35.1% des blackouts (13/37) se sont produits dans des conditions normales du système électrique, ce qui n'est pas négligeable. Cette remarque est importante: environ un tiers des blackouts ont eu lieu alors que le système était dans ces conditions normales de fonctionnement, donc non stressé à l'origine.

2. Le vieillissement des équipements

Le système électrique de Russie a été pendant longtemps un système fiable, avec un haut niveau de sécurité. Pas un blackout ne s'est produit de 1975 jusqu'à début 2005 [35]. Cependant, un blackout a eu lieu à Moscou le 25 mai 2005 parce que plus de 70% des sous-stations 220kV ont dépassé leur durée de vie limite de beaucoup, et ce système est devenu instable par défaillances successives des équipements âgés qui n'ont pas supporté les contraintes de la condition d'urgence.

Blackouts en pic d'été	Blackouts en pic d'hiver
07/1978, New York aux Etats Unis	09/11/1965, Etats Unis
1987, Japon	19/12/1978, France
24/08/1994, Italie	01/1981, Idaho, Utah et Wyoming, aux Etats Unis
08/06/1995, Israël	27/12/1983, Suède
02/07/1996, 14 états aux Etats Unis	12/01/1987, France
07/08/1996, Big Rivers Electric Corporation, Etats Unis	12/03/1996, Floride, aux Etats Unis
10/08/1996, Nord-Ouest California Pacific aux Etats Unis	01/1998, Canada, New York et New England
26/08/1996, New York aux Etats Unis	12/1998, San Francisco, California Bay Area
07/1999, New York aux Etats Unis	01/12/2003, Sud-est de Massachusetts de New Bedford à Provincetown aux Etats Unis
14/08/2003, Nord-est des États-Unis et Canada	12/01/2003, Sud de la Croatie et une partie de Bosnie Herzegovina
28/08/2003, Sud de Londres	14/12/1994, Etats de Arizona et de Washington aux Etats Unis
05/09/2003, West Midlands aux Etats Unis	
12/07/2004, Athènes et sud de la Grèce	

Tableau 1.1— Blackouts en pic d'été et d'hiver

3. *L'insuffisance de réserve de puissance réactive*

L'insuffisance de réserve de puissance réactive est la raison du blackout des Etats-Unis le 14 août 2003 et du blackout en France le 19 décembre 1978. La puissance réactive est liée à la tension. Le manque de puissance réactive réduit la capacité de contrôle de la tension du système, ce qui augmente le risque d'écroulement de tension.

4. *Certains équipements importants hors service*

Avant le blackout de la Grèce le 12 juillet 2004, un générateur (125 MW) dans le Péloponnèse (Mégalopolis) et un générateur dans le nord étaient hors service. Ceci a mis le système dans une situation de stress [15].

5. *Raisons naturelles comme le vent, les orages, le brouillard, les perturbations géomagnétiques, l'incendie, etc.*

Avant le blackout des États-Unis du 16 avril 1996, la région a subit beaucoup de poussières anormales et de la suie issue de feux de prairie en raison de la sécheresse. Cette condition a augmenté la possibilité de court circuits, notamment en salissant les colonnes d'isolateurs des points d'ancrage des lignes sur les pylônes [16].

Dans un autre genre, l'écroulement de tension de Québec en 1989 a été provoqué par un orage géomagnétique pendant une période de grande activité solaire [17]. Cet orage a entraîné la défaillance de plusieurs convertisseurs d'électronique de puissance de type SVC (*Static Var*

Compensator en anglais: compensateur statique d'énergie réactive) utilisés en soutien de tension sur des lignes longues.

1.4.2 Evénements initiaux

Les événements initiaux sont divers et variés dans les différents blackouts. Ces événements peuvent provoquer directement le blackout ou aggraver la condition du système qui pourra mener indirectement au blackout. Le court-circuit, la surcharge, la défaillance d'une protection sont des événements initiaux habituels, et d'autres événements comme la perte d'un générateur peuvent aussi parfois être les événements initiaux. Les événements initiaux de certains blackouts, dont nous avons pu obtenir les informations, sont présentés dans le tableau 1.2.

Blackouts	Evénements initiaux			
	1	2	3	4
09/11/1965 Etats Unis		√	√	
07/1978 New York aux Etats Unis			√	
27/12/1983 Suède		√		
08/06/1995 Israël	√			
12/03/1996 Floride aux Etats Unis		√		
16/04/1996 Etats Unis	√	√		
02/07/1996 Etats Unis	√			
10/08/1996 Nord-Ouest California Pacific aux Etats Unis		√		
26/08/1996 New York aux Etats Unis			√	
21/09/1996 Allegheny			√	
11/03/1999 Brésil	√			
12/01/2003 Croatie	√		√	
14/08/2003 Nord-est des États-Unis et Canada	√			
28/08/2003 Londres			√	
23/09/2003 Est du Danemark et sud de la Suède				√
28/09/2003 Italie	√	√		
12/07/2004 Athènes et sud de la Grèce				√
14/03/2005 Australie du Sud	√			
Total : 18	8	6	6	2

1- Court-circuit, 2- Surcharge, 3- Défaillance d'une protection, 4- Perte de générateur.

Tableau 1.2 – Evénements initiaux des blackouts

1.4.3 Cascade d'événements

La cascade est un phénomène dynamique. Elle peut être déclenchée par les événements initiaux. Ces événements initiaux peuvent provoquer des oscillations de puissance et des

variations de tension qui peuvent mener à des courants élevés et à des tensions basses. Les courants élevés et tensions basses peuvent être détectés par d'autres lignes et être traités comme des défauts. Les lignes et les générateurs peuvent alors se déconnecter par leurs protections pour se protéger contre les dommages, ce qui pourra conduire à de plus en plus de lignes et de générateurs hors service. En plus des oscillations de puissance et des variations de tension, les surcharges de ligne peuvent également provoquer des cascades. Quand une ligne est déclenchée en raison d'une surcharge, les lignes voisines, ou même plus éloignées, vont subir le report de puissance correspondant et peuvent devenir surchargées à leur tour, ce qui va entraîner leur déclenchement, et ainsi de suite [1]. Les déclenchements se succèdent alors à un rythme de plus en plus rapide du fait de l'augmentation des reports de puissance.

En analysant certains blackouts importants [11-16, 22, 23], on peut diviser la période de cascade d'événements en une progression quasi-statique et une cascade rapide, comme indiqué sur la Figure.1.2. Dans la période de progression quasi-statique, la progression de la cascade d'événements est lente, et le système peut maintenir l'équilibre entre la production et la consommation. Dans cette période, l'incident majeur est la cascade de surcharge. En raison de la lenteur de l'aggravation de la situation pendant la période de la progression quasi-statique, c'est une bonne occasion pour le gestionnaire de réseau de prendre des actions curatives pour stopper la propagation de la cascade de surcharge et de prévenir l'apparition du blackout. Quand les événements déclencheurs ont lancé la cascade rapide, l'équilibre entre la production et la consommation peut être brisé, beaucoup d'équipements peuvent être déclenchés rapidement, et l'écroulement de système se produit en peu de temps. Dans la période de la cascade rapide, il est généralement trop tard pour que le gestionnaire de réseau puisse prendre des actions curatives car la progression du blackout est généralement trop rapide.

La période de cascade d'événements est étudiée en analysant le nombre cumulé de déclenchement de lignes, de générateurs et de transformateurs pendant cette période. Nous avons utilisé ci-dessous les données du blackout des États-Unis le 14 août 2003, du blackout d'Italie le 28 septembre 2003 et du blackout de la Croatie du 12 janvier 2003 pour décrire la progression des blackouts pendant la cascade.

Dans le blackout des États-Unis le 14 août 2003, l'événement initiateur a été le déclenchement de la ligne de 345 kV connectée à la centrale de l'Est Lima-Fostoria à 16:09:06, et cet

événement a causé de grandes oscillations de puissance à travers les états de New York et de l'Ontario jusqu'au Michigan [1]. La cascade rapide a été déclenchée et a mené au blackout (Figure1.3).

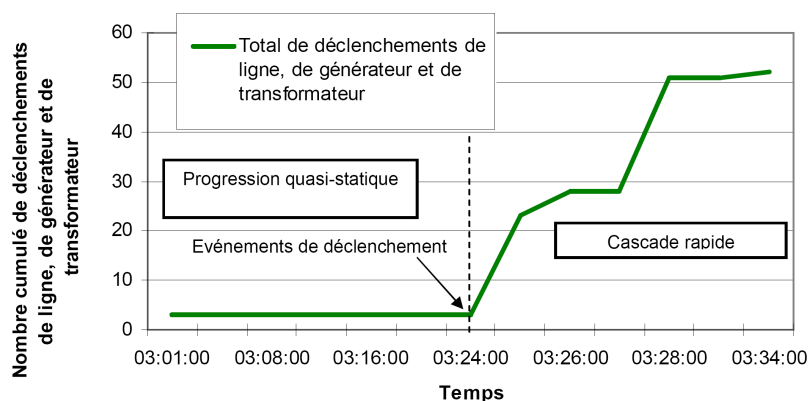


Figure1.5 – Nombre cumulé de déclenchement de ligne, de générateur et de transformateur pendant le blackout en Italie le 28 septembre 2003 [12]

Dans le blackout d'Italie le 28 septembre 2003, nous pouvons constater clairement la période de la progression quasi-statique et la période de cascade rapide (Figure.1.5). Les événements déclencheurs ont été le déclenchement des lignes 220kV de Mettlen-Airolo et Sils-Soazza en Suisse à 03:25:21. Ces événements ont conduit directement à 17 lignes déclenchées dans les 21 secondes [12].

Dans le blackout de la Croatie le 12 janvier 2003, la progression quasi-statique n'a pas existé (Figure.1.4). L'événement initial, qui est également l'événement de déclenchement, a lancé la cascade rapide, et le blackout s'est produit dans les 30 secondes [14].

Les durées des périodes de la progression quasi-statique, la cascade rapide et la restauration de 7 blackouts sont présentées dans le tableau 1.3, selon les informations disponibles.

Blackouts	Progression quasi-statique	Cascade rapide	Restauration
14/08/2003 Etats Unis et Canada	1 h	5 min	~24 h
28/09/2003 Italie	20 min	2.5 min	20 h
12/01/2003 Croatie	/	30 s	-----
14/03/2005 Sud de l'Australie	/	6 min	1.5 h
12/07/2004 Grèce	13 min	2 min	-----
02/07/1996 Etats Unis	/	60 s	-----
10/08/1996 Etats Unis	1 h 38 min	7 min	-----

----- données non disponibles

Tableau 1.3 — Périodes des blackouts

Du tableau ci-dessus, nous pouvons constater que :

1) La progression de la cascade rapide est très rapide. De nombreuses lignes, générateurs et transformateurs peuvent déclencher en quelques secondes ou quelques minutes. C'est trop peu de temps pour que les opérateurs du système puissent prendre des actions curatives efficaces pour stopper la cascade. Si nous voulons stopper le blackout, nous devons prendre des actions avant la cascade rapide.

2) Dans certains blackouts, la progression quasi-statique n'existe pas. Après l'événement initial, le système entre rapidement dans la cascade rapide. Ce type de blackout est donc plus difficile à stopper.

1.4.4 Types d'incidents

À partir des données disponibles, certains incidents graves dans 10 blackouts de 1965 à 2005 ont été analysés dans cette étude. (Tableau 1.4)

Blackouts	Types d'incidents				
	1	2	3	4	5
9/11/1965 Etats Unis			√		
19/12/1978 France	√		√		
2/7/1996 Etats Unis	√		√		
07/08/1996 Etats Unis	√		√		
12/01/2003 Croatie				√	
14/08/2003 Nord-Est des Etats Unis et Canada	√		√		
23/09/2003 Est du Danemark et sud de la Suède	√		√		
28/09/2003 Italie		√	√		√
12/07/2004 Athènes et sud de la Grèce	√				
14/03/2005 Australie du Sud					√
Total : 10	6	1	7	1	2

1- Ecoulement de tension, 2- Ecoulement de fréquence, 3- cascade surcharge, 4- Système asymétrique
5- Perte de synchronisme.

Tableau 1.4 — Incidents des Blackouts

Se référant au tableau 1.4, l'écroulement de tension (6/10) et les cascades de surcharges (7/10) se sont produits avec une fréquence plus élevée dans les blackouts. Cela montre que l'écroulement de tension et la cascade de surcharge (déclenchement de lignes en cascade) sont les incidents principaux qui mènent aux blackouts. Trouver des méthodes efficaces pour éviter ces types d'incidents en condition d'urgence pourra être un bon moyen de stopper la

plupart des progressions de blackouts.

La séparation du système est également un type d'incident, mais il est une conséquence des incidents qui sont représentés dans le tableau 1.4.

Nous avons identifié les phases de blackout, analysé les phénomènes qui se produisent dans ces phases et constaté certaines caractéristiques communes de blackout. Mais comment progresse le blackout dans chaque étape? Dans la prochaine partie, les mécanismes d'instabilité du système électrique et le mécanisme des blackouts seront analysés.

1.5 Mécanismes des instabilités du système électrique

1.5.1 Mécanisme d'écroulement de tension

L'écroulement de tension est le processus par lequel la séquence des événements qui accompagnent l'instabilité de tension conduit à une baisse de tension inacceptable dans une partie importante du système électrique [28].

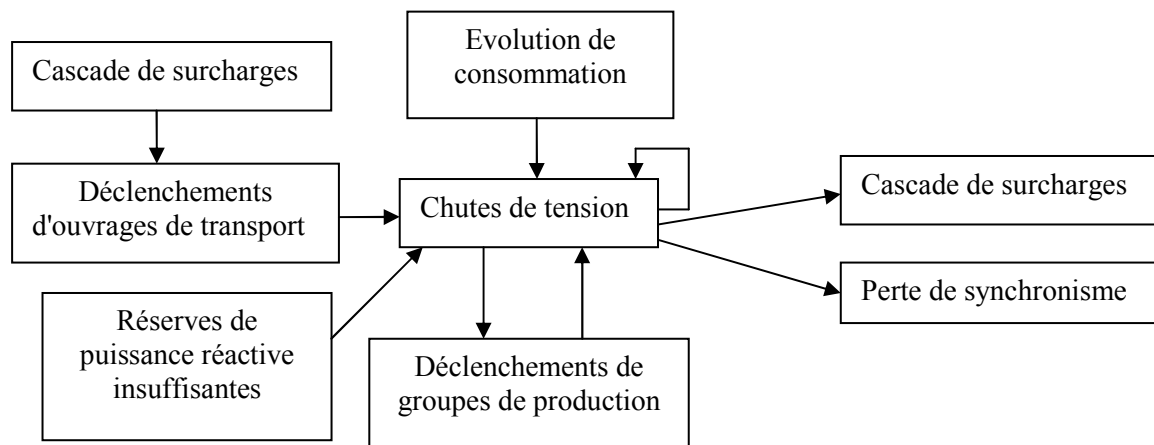


Figure 1.6 – Mécanisme d'écroulement de tension

Un scénario typique d'écroulement de tension est décrit ci-dessous:

Avant l'écroulement de tension, le plan de tension est bas à cause d'une consommation importante, une ligne proche de la limite de puissance transmissible, une production trop éloignée de la consommation et/ou une insuffisance de moyens de compensation [34]. Les pertes réactives du réseau sont en augmentation. Si la consommation augmente encore, une ligne ou un transformateur peuvent déclencher à cause de la surcharge. Les pertes réactives du

réseau augmentent encore, et le plan de tension continue de baisser. Les prises des régleurs en charge des transformateurs et les puissances réactives des générateurs ou des compensateurs augmentent pour élever la tension. Les pertes réactives du réseau augmentent continûment. Et de plus en plus de lignes sont en surcharge et déclenchent. Quand les puissances réactives des générateurs ou des compensateurs et/ou les prises des régleurs arrivent à leurs limites, la tension baisse rapidement et l'écroulement de tension se produit. La dynamique observée d'un écroulement de tension est de quelques secondes à quelques dizaines de minutes.

1.5.2 Mécanisme d'écroulement de fréquence

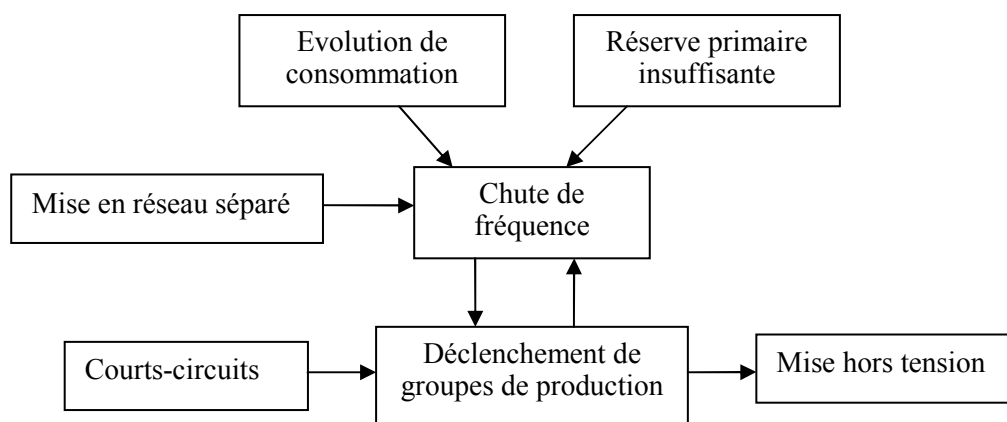


Figure 1.7 – Mécanisme d'écroulement de fréquence

Quand la réserve primaire de puissance active est insuffisante dans le réseau, si des groupes de production déclenchent, le réseau se sépare, ou la consommation évolue, l'équilibre entre production et consommation ne peut être maintenu. La fréquence ne peut pas être ramenée dans une plage de fonctionnement correcte. L'écroulement peut être accéléré par le déclenchement en cascade des groupes de production par leur protection de découplage, dès que la fréquence est située hors de la plage de fonctionnement autorisée. La dynamique généralement observée d'un écroulement de fréquence est de l'ordre de la seconde.

1.5.3 Mécanisme de cascade de surcharge

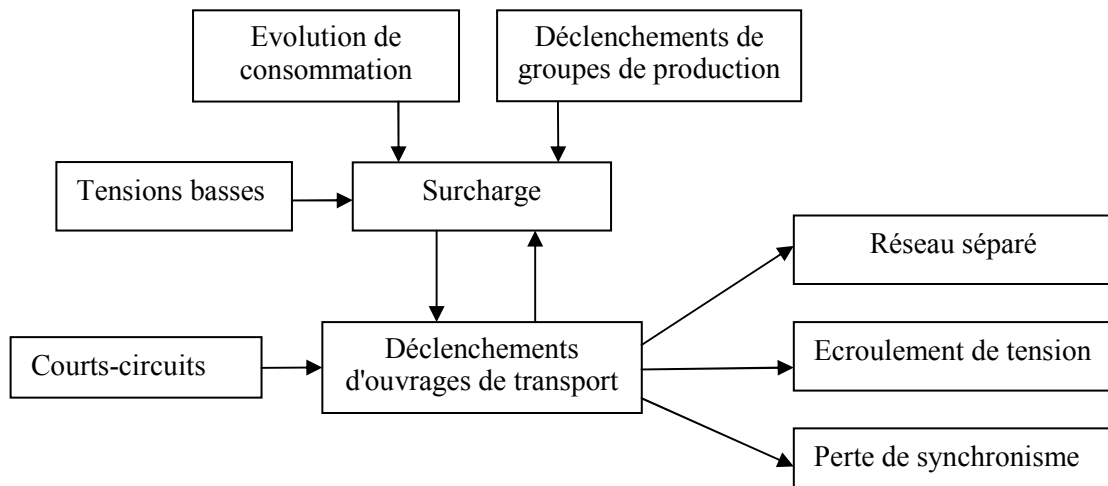


Figure 1.8 – Mécanisme de cascade de surcharge

La cascade de surcharge commence par l'évolution de la consommation, des tensions basses, le déclenchement d'une ligne ou d'un transformateur, etc. Lors d'incidents sérieux, à cause du phénomène de report de charge sur les autres ouvrages, la cascade de surcharge apparaît. La situation du réseau devient de plus en plus dégradée lorsque de plus en plus d'ouvrages déclenchent. Le réseau se sépare, l'écroutement de tension, ou/et la perte de synchronisme apparaissent. La dynamique observée d'une cascade de surcharge est de dizaines de minutes dues aux temporisations de déclenchement des protections de surcharge des lignes (par exemple, 20 minutes pour une ligne surchargée à 130% de sa capacité nominale [34]).

1.5.4 Mécanisme de la perte de synchronisme

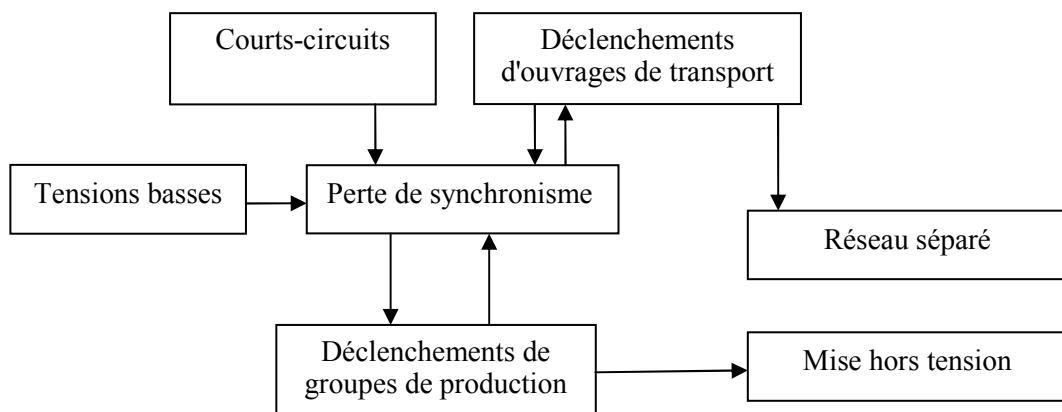


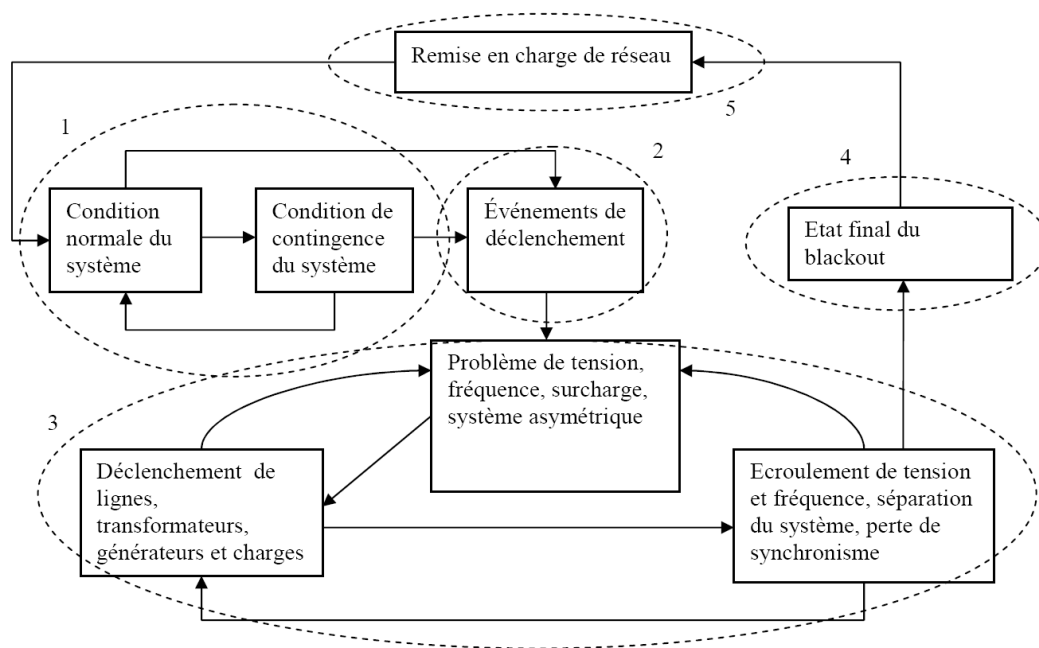
Figure 1.9 – Mécanisme de perte de synchronisme

Les déclenchements d'ouvrages de transport, les courts-circuits, les tensions basses ou les déclenchements de groupes de production peuvent tendre à affaiblir les liens électriques entre la région concernée et le reste du réseau. La perte de synchronisme se produit alors. La dynamique généralement observée d'une perte de synchronisme est de l'ordre de la seconde.

1.6 Mécanismes des blackouts

Le réseau électrique peut entrer dans une condition d'urgence en raison de certains événements critiques qui peuvent se produire dans le système. Normalement, le système peut revenir à la condition normale par ses protections et le système de contrôle. Mais parfois, le système ne peut pas revenir à la condition normale dans le temps nécessaire et de nouveaux événements peuvent déclencher des incidents en cascade, qui pourront avoir une action réciproque et aggraver rapidement la situation. Enfin le blackout se produit.

Dans cette étude, nous avons analysé les mécanismes de 8 blackouts dont nous avons pu obtenir des informations détaillées [11-16, 22, 23]. Combinée avec les mécanismes d'instabilité du réseau électrique et une étude précédente qui a proposé un scénario générique commun de processus de cascade de blackouts [35], nous décrivons le mécanisme général des blackouts dans la Figure.1.10.



1. précondition 2. événements initiaux 3. cascades d'événements 4. état final 5. restauration

Figure 1.10 – Mécanisme des Blackouts [35]

1.7 Recommandations pour la prévention des blackouts

Après la description des phases et du mécanisme des blackouts des paragraphes précédents, les incidences majeures de chaque phase de blackout sont présentées et des solutions possibles sont proposées dans le tableau 1.5.

Phase	Précondition	Événements initiaux	Progression quasi-statique	Événements de déclenchement	Cascade rapide	État final et Restauration
Temps	mins ~ hrs	ms	mins ~ hrs	ms	secondes ~ mins	mins ~ jours
Incidents	Forte charge	oscillation	cascade surcharge, séparation de système	oscillation	Ecrolement de tension, écrolement de fréquence, perte de synchronisme	restauration
Solution	FACTS, réserve de puissance	FACTS, PSS	FACTS, PSS, délestage de charge ou de générateur	FACTS, PSS, délestage	déleste de charge ou de générateur, séparation du système	plan de restauration

PSS (*Power System Stabilizer* en anglais): boucles d'amortissement des oscillations de puissance.

FACTS (*Flexible AC Transmission System* en anglais): actionneurs de réseau à base de convertisseurs d'électronique de puissance.

Tableau 1.5 – incidences majeures de chaque phase de blackout et les solutions possibles

Certaines des nouvelles technologies de surveillance et de contrôle du système sont devenues de plus en plus matures au cours des dernières années. Pour réaliser un contrôle en temps réel des systèmes électriques, le délai du temps du système de mesure en général doit être limité aux alentours de 100 ~ 200 ms [36]. Le SCADA (*Supervisory Control And Data Acquisition* en anglais), qui est traditionnellement utilisé dans les systèmes électriques, fournit des mesures à des intervalles de 1 à 5 secondes [36], mais cela n'est pas suffisant pour le contrôle en temps réel, car certains incidents peuvent conduire à des problèmes graves en quelques centaines de millisecondes. Le WAMS (*Wide-Area Measurement System* en anglais), qui est basé sur les dispositifs de mesure PMU (*Phasor Measurement Unit* en anglais) synchronisés par GPS (*Global Positioning System* en anglais), peut fournir des informations en temps réel plus efficaces et plus rapides aux opérateurs du système et peut réaliser des contrôles en temps réel [36-38]. De plus en plus de nouveaux systèmes et méthodes de contrôle dérivés des

WAMS, comme le WACS (*Wide-Area stability and voltage Control System* en anglais) et le WAMC (*Wide-Area Monitoring and Control System* en anglais) [37, 38], ont été appliqués avec succès. Outre le système de contrôle en temps réel, les systèmes FACTS qui peuvent être utilisés pour contrôler la tension et les transits de puissance, peuvent rendre le système électrique plus stable et flexible [39]. L'application de ces techniques dans les systèmes électriques peut diminuer l'incidence des blackouts.

Les nouvelles techniques combinées avec les techniques traditionnelles peuvent être appliquées dans les différentes phases des blackouts.

1) Précondition

Dans la période de precondition, la marge de sécurité du système est souvent limitée. Le WAMS peut être utilisé pour détecter l'état du système. Lorsque le système se rapproche de sa limite de sécurité, l'opérateur du système doit prendre rapidement des actions efficaces afin de maintenir le système dans un état de sécurité. Il peut ajuster la puissance réactive de sortie des générateurs, réévaluer le plan de production, délester des charges et utiliser des FACTS pour prévenir les baisses de tension et éviter les surcharges dans certaines lignes critiques.

2) Evénements initiaux

Les événements initiaux des blackouts sont généralement des court-circuits, déclenchements de ligne et de générateur, etc. Ils peuvent conduire à des oscillations de puissance dans le réseau électrique. Les boucles d'amortissement des oscillations de puissance de type PSS, les dispositifs FACTS peuvent être utilisés pour réduire ces oscillations et prévenir les réactions inappropriées du système de protection.

3) Progression quasi-statique

La période de la progression quasi-statique est d'environ 10 minutes à 1,5 heures. La cascade de surcharge est l'événement majeur qui se produit dans cette période. Les opérateurs de réseau peuvent changer la topologie du réseau électrique (reconfiguration), utiliser la modification des consignes de puissance des générateurs, le délestage et les FACTS pour éviter les cascades de surcharges dans cette période.

4) Evénements de déclenchement

Les événements déclencheurs des cascades rapides sont généralement des courts-circuits,

déclenchements de ligne et de générateurs importants, etc. Ces événements de déclenchement peuvent mener à de grandes oscillations transitoires qui peuvent provoquer la réaction du système de protection, et de plus en plus de lignes et des générateurs déclenchent et deviennent hors service. Les boucles PSS et les FACTS peuvent être utilisés pour amortir les oscillations transitoires, et le système de protection peut scinder le réseau et isoler les oscillations transitoires pour assurer la sécurité des parties saines du réseau.

La période qui précède les événements de déclenchement est une période critique. Dans ces périodes, l'opérateur peut effectuer des actions pour faire revenir le système dans une situation de sécurité. Lorsque les événements de déclenchement se produisent, il est difficile de stopper la dégradation rapide de la condition du système, et le blackout devient inévitable.

5) Cascade rapide

Dans la période de la cascade rapide, de nombreuses lignes et générateurs se déclenchent en quelques minutes ou quelques secondes. Quand le système entre dans cette période, il est trop tard pour prendre des actions curatives manuelles pour stopper les blackouts. Dans cette période, le délestage peut être un moyen de réduire l'impact du blackout.

6) Etat final et restauration

Lorsque les blackouts se produisent, l'opérateur du réseau doit redémarrer le système le plus rapidement possible.

1.8 Conclusion

Les blackouts à grande échelle provoquent d'énormes pertes économiques et sociales. En premier lieu, pour empêcher les blackouts, nous devons connaître les causes qui les ont engendrés et trouver leurs caractéristiques communes. En étudiant 37 blackouts [3, 11-25] ayant eu lieu dans le monde entre 1965 et 2005, nous avons déterminé une division de la progression des blackouts en cinq phases séquentielles : les préconditions, les événements initiaux, la cascade d'événements, l'état final et la restauration. Pendant la phase de cascade, les événements déclencheurs suivent la phase de la progression quasi-statique. Les événements déclencheurs, étant un point critique, mènent à commencer la phase « cascade rapide ». Dans certains blackouts, la phase de progression quasi-statique n'existe pas et les

événements initiaux sont aussi les événements de déclenchement. Selon les 37 blackouts étudiés, dont les informations étaient relativement détaillées, nous avons trouvé que 35.1% (13/35) des blackouts se sont produits dans des conditions normales. Nous avons également constaté que la durée de la période de progression quasi-statique est longue (supérieure à 10 minutes), tandis que la durée de la période « cascade rapide » est très courte (comprise entre quelques secondes et 10 minutes). Finalement, les blackouts se sont généralement produits très rapidement après que la cascade rapide fut déclenchée. Nous avons donc suggéré que les actions pour remédier au problème doivent être prises avant que les événements de déclenchement se soient produits, parce que lorsque la cascade rapide est déclenchée, la situation du réseau électrique devient incontrôlable et le blackout va se produire dans très peu de temps. Selon l'analyse de 10 blackouts dont les informations détaillées étaient disponibles de 1965 à 2005, l'écroulement de tension et la cascade liée aux surcharges, qui se sont produits avec une fréquence plus élevée, peuvent être considérés comme les incidents principaux dans les blackouts. Quelques nouvelles technologies peuvent être utilisées pour empêcher les blackouts. Le WAMS peut être employé par le système de supervision et de contrôle et les WACS et WAMC peuvent améliorer la fiabilité et la robustesse du réseau électrique. Les FACTS, qui peuvent diminuer la possibilité d'écroulement de tension et de cascade liée aux surcharges, peuvent être une bonne méthode pour renforcer la stabilité du réseau électrique et diminuer le risque de blackout. Basées sur ces technologies, de bonnes stratégies pour la sécurité du système diminueraient la fréquence de blackouts. L'organisation et l'utilisation des nouvelles méthodes et des méthodes traditionnelles dans le réseau électrique est un projet intéressant dans ce domaine. Dans les chapitres suivants, nous allons proposer un système de contrôle de la stabilité du réseau électrique en temps réel, qui peut être une solution pour empêcher ou diminuer les futurs blackouts.

CHAPITRE II : Idée générale et structure du système de contrôle de la stabilité du réseau électrique en temps réel

2.1 Introduction

Traditionnellement, le contrôle de la sécurité dans le réseau électrique est divisé en deux catégories principales : le contrôle préventif et le contrôle d'urgence [40]. Dans le contrôle préventif, l'objectif est d'ajuster le système quand il est encore en fonctionnement normal, afin de le rendre capable d'affronter des événements futurs (incertains) d'une manière satisfaisante. Dans le contrôle d'urgence, les événements se sont déjà produits et, par conséquent, l'objectif est de contrôler la dynamique du système de manière à ce que les conséquences soient réduites au minimum. Les types d'actions de contrôle préventif sont la re-planification de la production, la reconfiguration du réseau, la compensation d'énergie réactive, et parfois, la réduction de charge. Les types d'actions de contrôle d'urgence sont le délestage direct ou indirect, l'arrêt d'unités de production, la commutation de gradins de condensateur ou d'inductances, le fractionnement du réseau.

Le contrôle préventif est généralement effectué en boucle ouverte, et le contrôle d'urgence peut être effectué en boucle fermée (actions d'automatismes rapides).

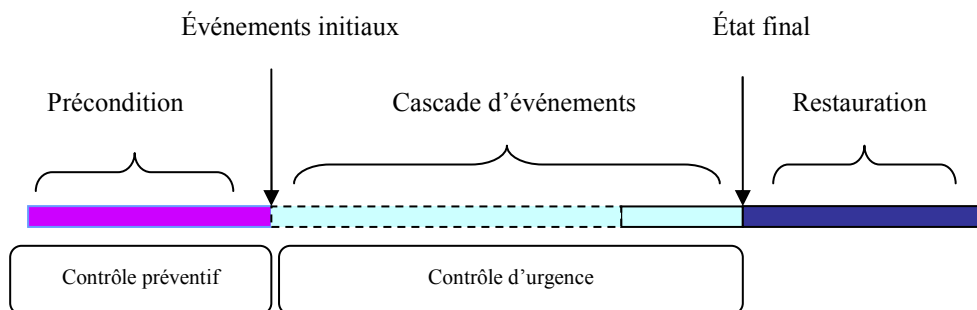


Figure. 2.1 – Contrôle préventif et d'urgence dans les phases de blackouts

Dans le passé, beaucoup de réseaux électriques se sont fondés sur le contrôle préventif afin de maintenir la sécurité de système à un niveau acceptable. En d'autres termes, alors qu'il y avait beaucoup de plans de contrôle d'urgence installés en pratique, l'objectif a été par le passé d'éviter l'utilisation de ces plans autant que possible, en imposant des objectifs plus élevés au niveau du contrôle préventif.

Bien que le réseau électrique ait un plan de défense et qu'il existe des systèmes de protection spéciaux (SPS) pour le contrôle d'urgence, les blackouts se produisent toujours et avec une

fréquence accrue ces dernières années [4]. Le plan de défense ou SPS est basé sur la détection directe de pannes prédéfinies [28]. Aujourd'hui, il semble que la tendance soit à augmenter le commerce et la concurrence dans le domaine des réseaux électriques. Avec le développement de la dérégulation et l'interconnexion des réseaux électriques entre les différents pays, les conditions d'exploitation du réseau électrique sont devenues de plus en plus complexes. Il apparaît beaucoup d'évènements imprévus et nous ne pouvons pas prévoir toutes les perturbations affectant les réseaux électriques. Par conséquent, dans l'avenir il y aura de fortes incitations à compter moins sur le contrôle préventif et plus souvent sur le contrôle d'urgence. Dans ce contexte, le système électrique a besoin d'un nouveau système de contrôle et de stratégies de contrôle pour maintenir la stabilité du système électrique lorsqu'une perturbation se produit. Dans cette thèse, nous proposons un système de contrôle de la stabilité du réseau électrique en temps réel pour empêcher que se produisent des blackouts lorsque le système rencontre une perturbation. Ce système sera complémentaire au système de contrôle traditionnel.

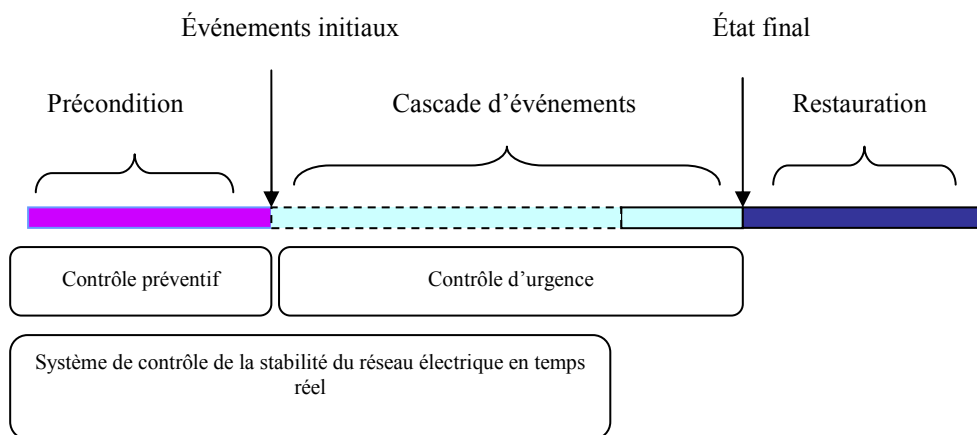


Figure. 2.2 – Système de contrôle de la stabilité du réseau électrique en temps réel dans les phases de blackouts

Pour réaliser ce système de contrôle de la stabilité du réseau électrique en temps réel, nous avons besoin :

- 1) d'un système de mesure efficace et rapide pour fournir les informations du réseau électrique en temps réel ;
- 2) de méthodes pour le contrôle optimal en temps réel afin d'ajuster l'état du réseau électrique et de maintenir son point de fonctionnement dans une région stable après une perturbation.

Avec le développement des PMU (*Phasor Measurement Unit* en anglais) [41], le WAMS (*Wide-Area Measurement/Monitoring System* en anglais) qui est basé sur les PMU peut fournir rapidement des informations du réseau électrique en temps réel aux opérateurs du système [42]. Le WACS (*Wide-Area stability and voltage Control System* en anglais) [37], qui est basé sur le WAMS, peut contrôler les tensions du système et assurer la stabilité du réseau électrique. Basé sur ces nouvelles technologies, nous proposons un système de contrôle de la stabilité du réseau électrique qui peut ajuster l'état du système en temps réel, effectuer les actions curatives optimales contre les instabilités du système et réduire efficacement l'occurrence des blackouts dus à des perturbations arbitraires.

2.2 Idée générale

Le réseau électrique moderne est un système dynamique non linéaire d'ordre important. La stabilité du système non linéaire peut se classifier en différentes catégories, dépendantes de la région de l'espace d'état dans laquelle le vecteur d'état s'étend [28] :

1. stabilité locale
2. stabilité finie
3. stabilité globale

Stabilité locale

La stabilité est dite localement stable par rapport à un point d'équilibre si, lorsque le système est soumis à une petite perturbation, le point de fonctionnement reste dans une petite région proche du point d'équilibre. Si, lorsque le temps (t) augmente, le système revient à l'état initial, il est dit stable asymptotiquement dans cette petite région.

Stabilité finie

Si l'état du système reste dans une région finie R , il est dit stable dans R . Si, après, l'état du système revient au point d'équilibre initial à partir de n'importe quel point de R , il est dit asymptotiquement stable dans la région finie R .

Stabilité globale

Un système est dit globalement stable si R comprend tout l'espace fini.

Le réseau électrique doit maintenir l'équilibre entre la demande de charge et la production, et la puissance transmise par le réseau de transport ne doit pas dépasser ses limites techniques. Donc la relation entre la puissance fournie, le réseau de transport et la demande de charge peut être considérée comme la connexion des parties d'une balance (Figure.2.3).

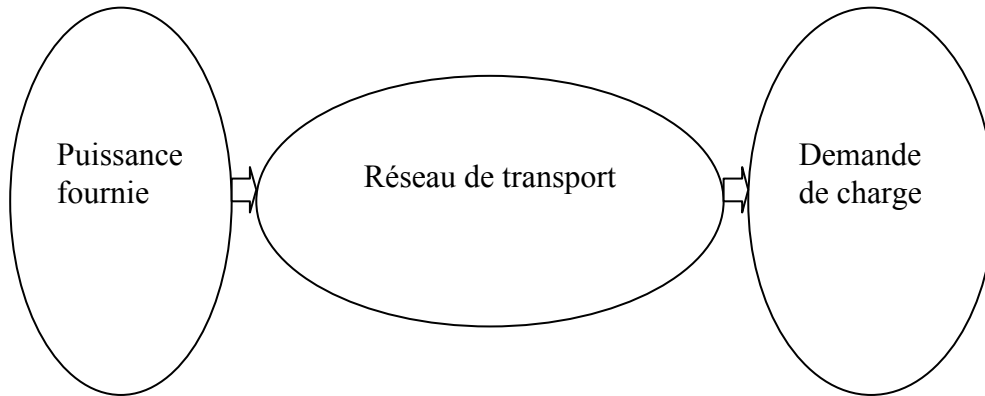


Figure.2.3 – Relation entre la puissance fournie, le réseau de transport et la demande de charge.

Un point de fonctionnement est fixé par la charge, la production, les composants du réseau électrique et l'état du système de contrôle et des automatismes. Chaque point d'équilibre est un point de fonctionnement. Si ce point de fonctionnement est dans un espace d'état stable dans lequel lorsque le système est soumis à une perturbation, le point de fonctionnement du système va retourner au point de fonctionnement initial ou à un autre point de fonctionnement stable, alors ce point de fonctionnement est stable.

2.2.1 Région de la stabilité du système

Selon la classification de la stabilité du réseau électrique réalisée au chapitre I, on peut obtenir différents espaces d'états stables. Selon des travaux précédemment réalisés [43], la relation entre les différentes régions de stabilité est présentée sur la figure. 2.4.

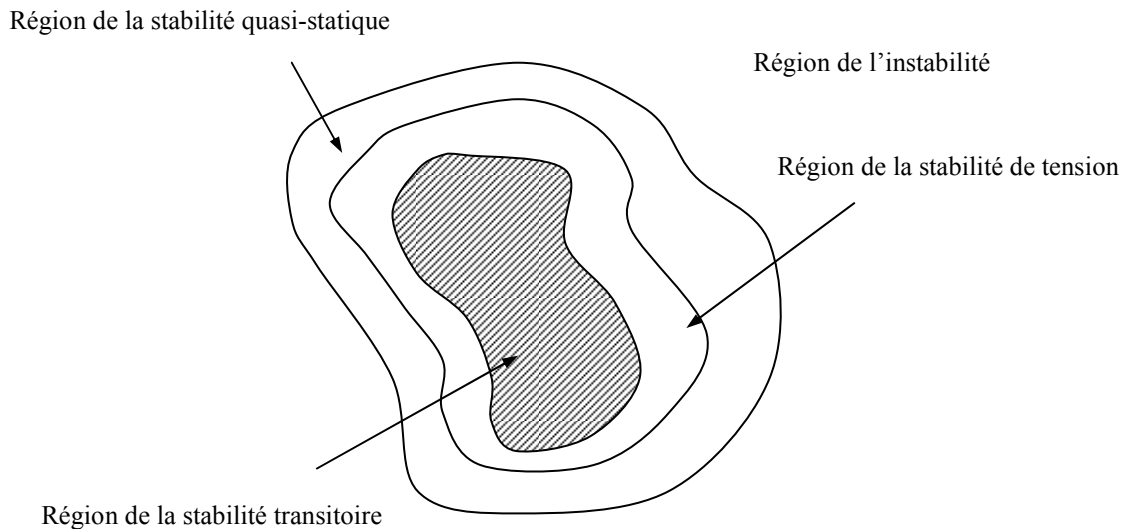


Figure.2.4 – Régions de la stabilité du réseau électrique [43]

De cette figure, on peut constater que la région de la stabilité transitoire est plus petite que les autres régions de stabilité. Donc, si un point de fonctionnement du réseau électrique est dans cette région, ce point de fonctionnement est vraiment stable. Pour éviter les blackouts, on doit maintenir le point de fonctionnement du réseau électrique dans une région de la stabilité transitoire. Si un point de fonctionnement du réseau électrique dépasse la limite de la stabilité, une perturbation grave peut causer l'instabilité du système et le système s'écroulera après cette perturbation.

2.2.2 Actions curatives

Les actions curatives peuvent changer l'état du système et rétablissent le point de fonctionnement dans la région de sûreté. Quand le système devient instable, on propose trois types d'actions curatives qui pourraient aider le système à revenir dans un état stable.

1. Premier type d'action curative

Le premier type d'action curative est de diminuer la charge du système et ainsi permettre au point de fonctionnement de rentrer dans une région stable. Comme présenté dans la figure 2.5, après le délestage, le point de fonctionnement du système peut être déplacé de $A(t_0)$ (un point de fonctionnement instable potentiel) à $B(t_1)$ (un point de fonctionnement dans la région de stabilité transitoire). Ce type d'action curative peut être réalisée en peu de temps.

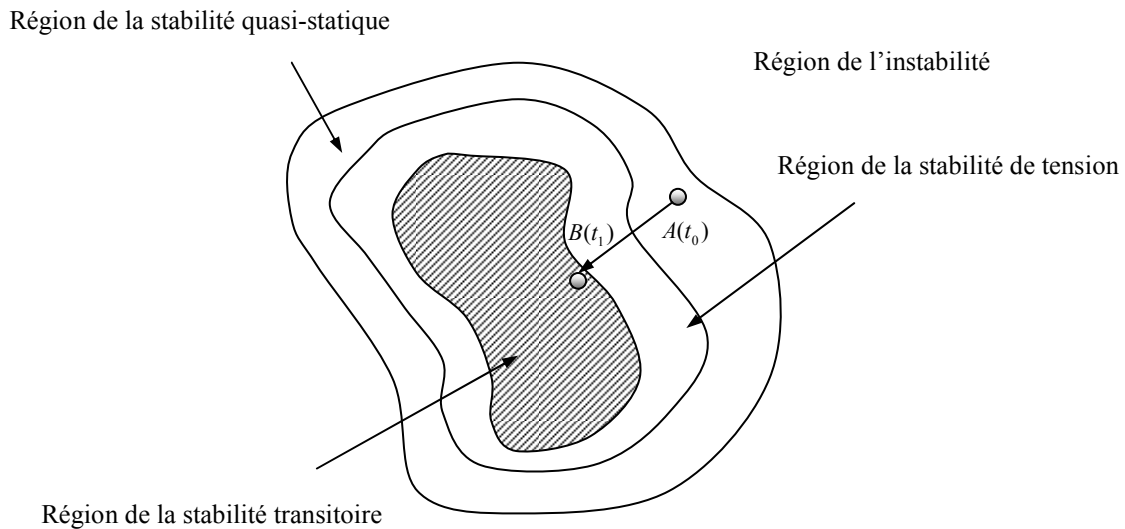


Figure.2.5 – Premier type d'action curative

2. Second type d'action curative

Le second type est d'agrandir la région de la stabilité du système par modification de la caractéristique du système (Figure 2.6), interaction avec le système de contrôle, et autre, lorsque le point de fonctionnement a tendance à entrer dans une région instable. Ce type d'action curative peut aider à maintenir le niveau de charge du système et à le maintenir stable pendant une période de temps.

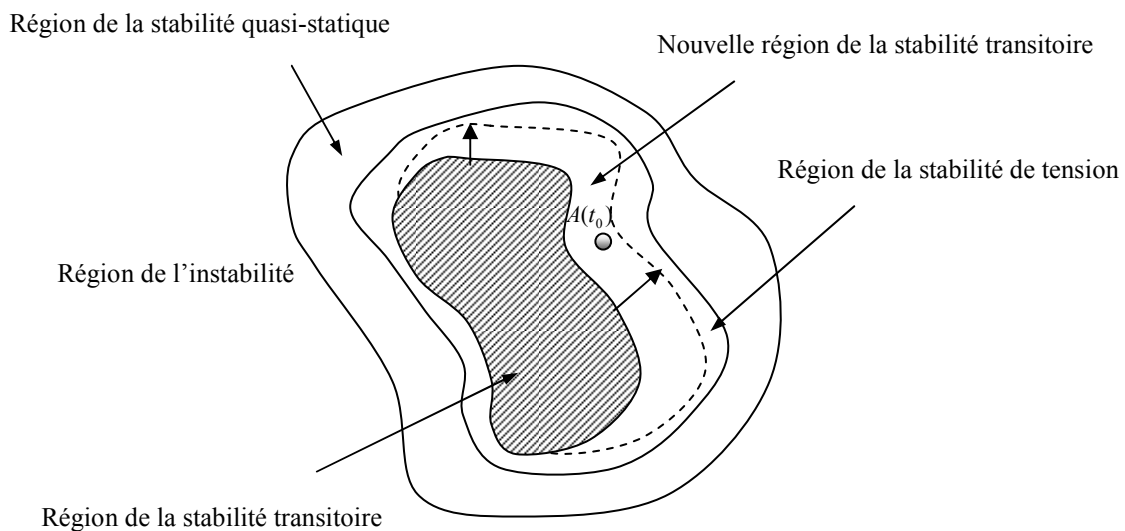


Figure.2.6 – Second type d'action curative

Dans ce type d'action curative, quelques actions peuvent être réalisées en peu de temps, telles que l'action sur des dispositifs FACTS qui peut être faite en quelques millisecondes à

quelques dizaines de millisecondes. D'autre part, certaines actions telles que l'augmentation de la puissance de sortie de générateurs, peuvent être faites en quelques minutes.

3. Troisième type d'action curative

Le troisième type consiste à combiner le premier type d'action curative et le second type d'action curative. Ainsi, d'une part diminuer le niveau de charge, et d'autre part agrandir la région de la stabilité du système, afin d'obtenir une solution optimale des actions curatives.

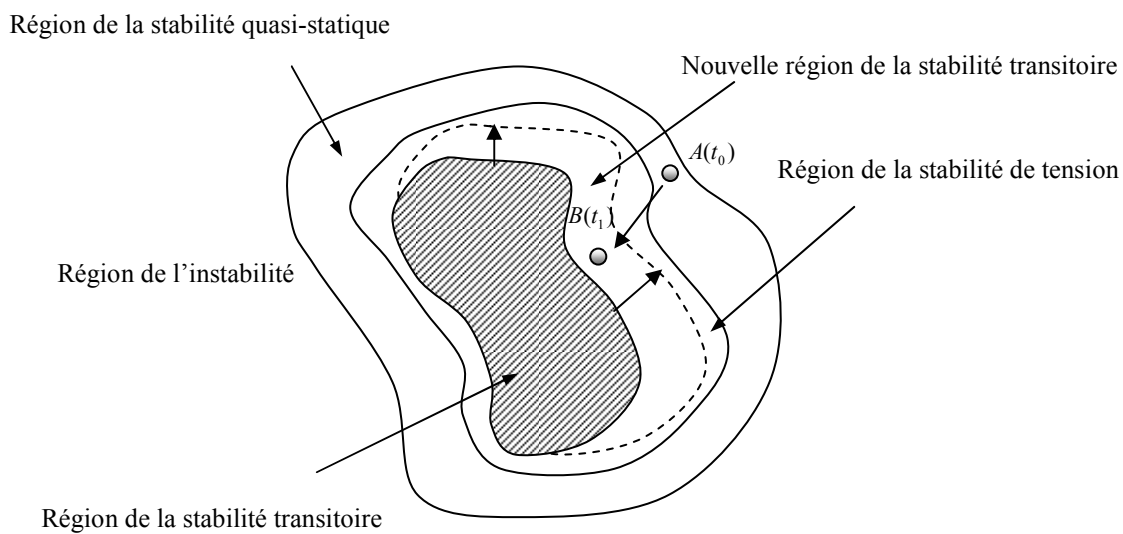


Figure.2.7 – Troisième type d'action curative

2.3 Structure du système de contrôle de la stabilité du réseau électrique en temps réel

Avec de plus en plus de dérégulation et de compétition dans le réseau électrique, ce dernier a besoin d'un contrôle en boucle fermée en temps réel pour maintenir la stabilité du système électrique. Depuis le premier PMU (*Phasor Measurement Unit* en anglais) basé sur GPS (*Global Positioning System* en anglais) inventé en 1988, la technologie des synchrophaseurs s'est développée pendant plus d'une décennie. Pendant cette période, beaucoup de nouveaux concepts prometteurs ont été proposés et mis en application, par exemple le WAMS (*Wide-Area Measurement System* en anglais). Il apporte un grand potentiel pour améliorer la supervision, le fonctionnement, la protection et le contrôle des réseaux électriques modernes [36-38]. Le WAMS peut satisfaire la demande de contrôle en temps réel (le retard du système

de mesure doit être limité à une durée autour de 100 ~ 200 ms [36]). Le WAMS fournit une bonne plateforme pour réaliser le système de contrôle de la stabilité du réseau électrique en temps réel.

Le WACS (*Wide-Area stability and voltage Control System* en anglais) est en train d'être conçu et mis en œuvre aux États Unis [37]. Ce système de contrôle emploie des actions discontinues pour la stabilisation du réseau électrique. Le système de contrôle comprend la mesure de phase dans de nombreuses sous-stations, des communications par fibre optique, des calculs en temps réel et le transfert de signaux de déclenchement des disjoncteurs à de nombreuses sous-stations et centrales électriques. Le WACS fournit une plateforme flexible pour exécuter rapidement une déconnexion de générateur et la compensation de puissance réactive pour la stabilité transitoire et maintenir le niveau de tension d'un grand réseau électrique.

Le système électrique possède une re-planification de la génération, un système de commutation des interrupteurs, de compensation du réactif, parfois, du délestage de charges, du délestage de génération, de commutation de gradins de condensateur ou d'inductance et de partitionnement du réseau pour le contrôle d'urgence [40]. Des systèmes intelligents de gestion de l'énergie dans l'habitat sont en développement ces dernières années[44]-[45]. Ce type de dispositif peut fournir les solutions optimales pour contrôler la charge dans l'habitat et assurer la charge globale dans la limite prévue.

Basé sur ces nouvelles technologies, on peut réaliser un système de contrôle optimal en boucle fermée en temps réel. Ce système peut diminuer l'occurrence des blackouts, limiter leur influence et assurer la stabilité du système électrique.

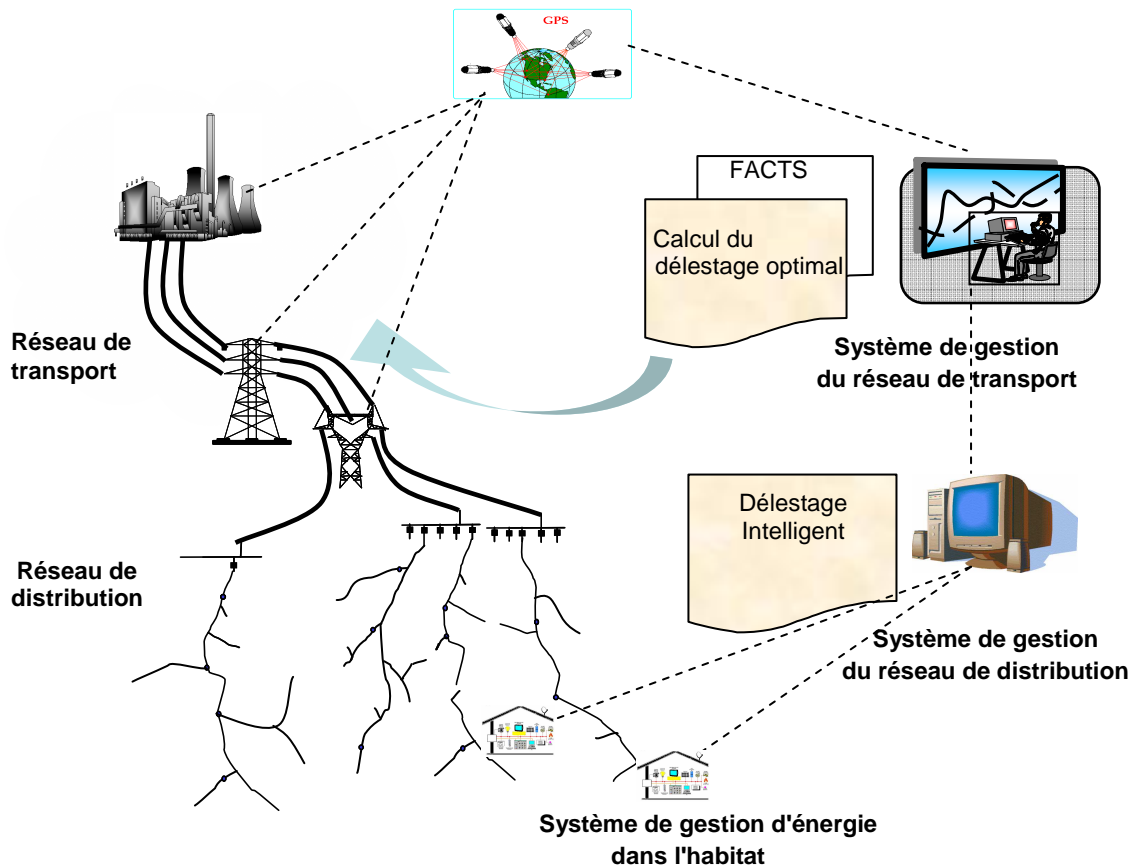


Figure 2.8 – Système de contrôle de la stabilité du réseau électrique en temps réel

La figure 2.8 que nous proposons présente la structure du système de contrôle de la stabilité du réseau électrique en temps réel. Ce système a trois niveaux : le niveau du transport, le niveau de la distribution, et le niveau de la charge.

2.3.1 Au niveau du transport

L'objet de ce niveau est de détecter les informations du système en temps réel, calculer les solutions optimales d'actions curatives et réaliser les contrôles optimaux afin d'éviter l'instabilité du système à ce niveau.

Dans ce niveau, le WAMS est utilisé pour fournir les informations du système en temps réel. Les FACTS sont installés dans les lignes et régions critiques [46, 47] pour contrôler la stabilité du système. Ils peuvent empêcher la surcharge de ligne, amortir les oscillations et maintenir la stabilité de tension. Des PSS (*Power System Stabilizers* en anglais) sont installés sur les unités de production pour amortir les oscillations. Lorsque les PSS sont basés sur le WAMS, ils peuvent réaliser le WADC (*Multiple Wide-Area Damping Controls* en anglais)

pour amortir les oscillations inter régions des grands réseaux électriques interconnectés [48]. Les méthodes optimales réalisent les stratégies de contrôles optimales, par exemple, le délestage optimal, l'optimal WADC, etc.

Quand une perturbation arbitraire se produira, le WAMS la détectera. Si le système a un risque d'instabilité, les stratégies de contrôle optimales seront calculées par les méthodes optimales et ensuite réalisées aux différents niveaux du système électrique.

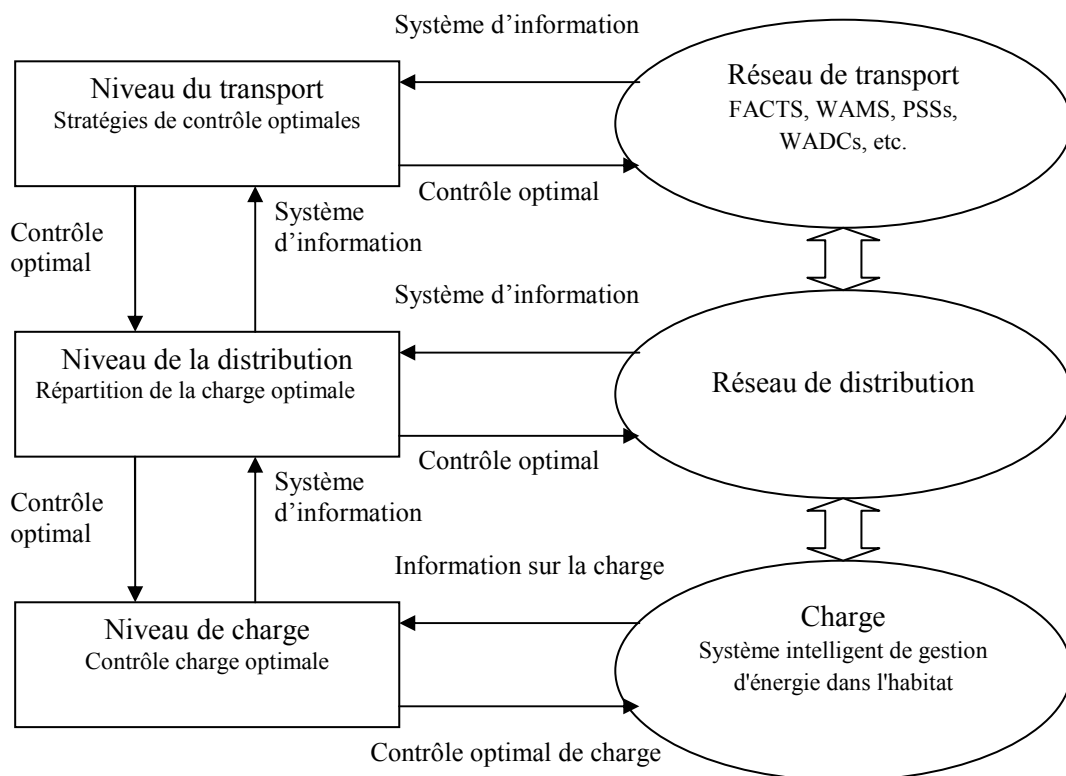


Figure 2.9 – Structure et fonction du système de contrôle de la stabilité du réseau électrique en temps réel

Notons que dans cette thèse, nous nous focaliserons sur l'aspect système intelligent de gestion de l'énergie dans l'habitat. L'approche utilisant des systèmes FACTS et PSS sera développée en parallèle avec notamment les travaux de Daniel Radu [46, 47].

2.3.2 Au niveau de la distribution

À ce niveau, le système doit obtenir les informations du niveau de charge et les envoyer au niveau du transport, réaliser la répartition optimale en utilisant des méthodes optimales,

obtenir les commandes optimales du niveau de transport, envoyer les commandes de délestage au niveau de la charge.

2.3.3 Au niveau de la charge

L'objectif du système intelligent de gestion d'énergie dans l'habitat est d'adapter la consommation d'énergie à la disponibilité des ressources tout en maximisant le confort de l'utilisateur. Il permet donc d'optimiser l'énergie consommée et d'éviter au maximum les pointes de consommation en décalant l'alimentation de certaines charges (retarder la machine à laver, par exemple), en diminuant la puissance fournie à certaines charges (éclairage, par exemple), ou en déconnectant temporairement certaines autres. Un mécanisme d'anticipation fonction de grandeurs externes (température extérieure, ressources, etc.), internes (consignes de l'utilisateur) et d'apprentissage des habitudes de l'utilisateur permet de prévoir la consommation pour éviter les pointes. Un mécanisme de protections permet d'activer ou de désactiver prioritairement les charges et une commande locale permet de régler la température de l'habitat autour de la température de consigne calculée par le mécanisme d'anticipation ou de régler la puissance fournie, en fonction de la catégorie des équipements :

- équipements ordonnancables, décalables, non interruptibles ;
- équipements thermiques, interruptibles.

Le système intelligent de gestion de l'énergie dans l'habitat envoie les informations en temps réel de la charge au niveau de la distribution et le niveau de la distribution les concatène et envoie ces informations au niveau du transport. Quand le système est dans une situation d'urgence, le niveau du transport va calculer les solutions optimales de délestage et envoyer les commandes de délestage au niveau de la distribution et le niveau de la distribution va distribuer la quantité de délestage nécessaire à chaque maison. Chaque système intelligent de gestion de l'énergie dans chaque maison va alors réaliser le délestage en douceur (présenté dans le §2.4) en minimisant l'impact sur le confort de l'utilisateur.

2.3.4 Application

Comme présenté dans la figure 2.2, le système de contrôle de la stabilité du réseau électrique en temps réel réalisera les contrôles préventifs dans une situation normale du système électrique et les contrôles d'urgence dans une situation d'instabilité du système électrique. Dans la situation normale du système électrique, le système de contrôle de la stabilité du

réseau en temps réel peut ajuster les tensions et faire la répartition optimale de charge. Pendant les pics d'été et d'hiver, ce système peut éviter la surcharge du système électrique en utilisant le système intelligent de gestion de l'énergie dans l'habitat. Dans la situation d'urgence, ce système peut réaliser un délestage optimal afin d'éviter l'écroulement de tension, amortir les oscillations de puissance, éviter la cascade de surcharges, etc. Finalement, ce système peut éviter que la plupart des blackouts ne se produisent.

2.4 Délestage en douceur

Le concept de délestage en douceur consiste à effectuer un délestage en utilisant les charges interruptibles, les charges décalables et les charges ordonnançables de l'habitant quand le système devient instable, sans mettre aucun client dans le noir.

2.4.1 Application aux charges de l'habitat

La charge est une partie importante du réseau électrique. Les charges répondent probablement plus rapidement à la demande d'un centre de contrôle que les grands générateurs parce que la réponse des charges est composée de beaucoup de petites ressources, donc avec une inertie plus faible. Cette caractéristique des charges permet d'effectuer un contrôle de plus flexible et plus efficace pour éviter l'instabilité du système. Il faut néanmoins surmonter les problèmes de communication et de contrôle des retards liés à leur plus grand nombre [49].

Physiquement, les charges interruptibles sont les charges qui peuvent être interrompues, au moins temporairement, sans influencer notablement les clients. Par exemple, de telles charges peuvent être :

- des équipements thermiques (de type résistif) ;
- des équipements de climatisation (de type inductif).

De manière réglementaire, les charges interruptibles sont composées des clients qui acceptent d'être interrompus lorsque la sécurité du système n'est plus assurée et qui sont indemnisés en payant un tarif réduit. Par exemple, de telles charges peuvent être [50]:

- des clients industriels qui ont leur propre production d'électricité de secours;
- des clients industriels qui peuvent facilement rétablir eux-même leur alimentation en cas

de panne d'électricité;

- des clients résidentiels qui veulent économiser sur leur facture d'électricité.

Les charges décalables sont les charges dont le fonctionnement peut être programmé pour une certaine heure de la journée, par exemple : lave-vaisselle, lave-linge, four, etc.

Les charges ordonnancables sont les charges qui peuvent être exécutées dans un ordre ayant une certaine durée, période et échéance de façon à respecter des contraintes comme une puissance maximum autorisée et/ou un temps.

Les charges des secteurs résidentiel et tertiaire sont une partie importante de la charge totale. En France en 2006, le résidentiel et le tertiaire regroupés consomment deux fois plus d'électricité que l'industrie, avec une part de 65% (35% pour le résidentiel et 30% pour le tertiaire), contre 32% pour l'industrie [51]. La consommation finale d'électricité du secteur résidentiel est destinée pour 32% au chauffage, pour 46% à des usages spécifiques et pour 22% à l'eau chaude sanitaire et à la cuisson. Dans le secteur tertiaire, ces parts sont respectivement de 15%, 74% et 11% [51]. Le chauffage est un type de charge interruptible. Donc en France, au minimum 26.4% des charges peuvent être contrôlées dans une première approche pour assurer la stabilité du système électrique.

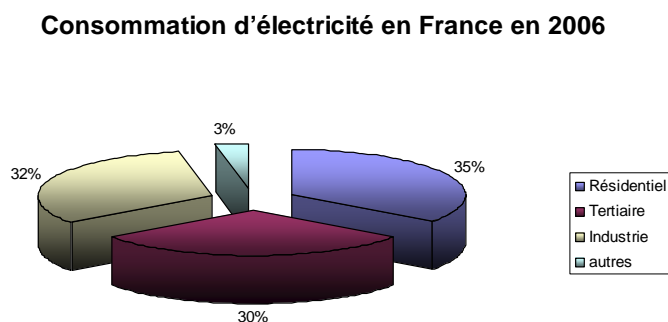


Figure 2.10 – Consommation d'électricité en France en 2006 [51]

Consommation d'électricité du secteur résidentiel

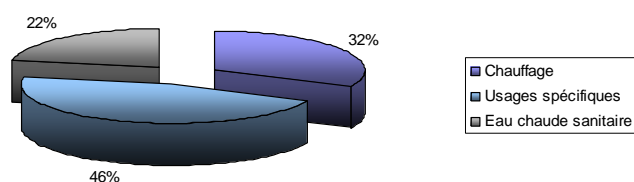


Figure 2.11 – Consommation d'électricité du secteur résidentiel [51]

Consommation d'électricité du secteur tertiaire

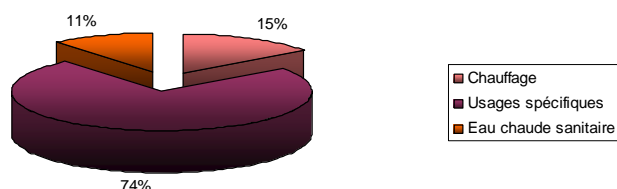


Figure 2.12 – Consommation d'électricité du secteur tertiaire [51]

2.4.2 Méthode de délestage en douceur

Le délestage actuel est une action curative, qui consiste à mettre un certain nombre de consommateurs dans le noir face aux instabilités du système, de façon manuelle ou automatique selon la dynamique de l'incident considéré, pour tenter de stopper leur extension et leur propagation au reste du réseau. Grâce au système intelligent de gestion de l'énergie dans l'habitat qui est utilisé dans le système de contrôle de la stabilité du réseau électrique en temps réel, on peut changer radicalement le concept du délestage utilisé aujourd'hui. Le concept de délestage en douceur consiste à utiliser des charges interruptibles dans un premier temps afin de réaliser le délestage sans mettre aucun consommateur dans le noir. Il s'agit donc d'un type de délestage que l'on peut qualifier de "partiel" et/ou "sélectif". Quand le système est surchargé ou devient instable, le système de contrôle de la stabilité du réseau électrique en temps réel va calculer au niveau du transport en quel nœud et de quelle quantité de charge il

faut délester. Avec le niveau de distribution comme intermédiaire, le système intelligent de gestion de l'énergie dans l'habitat va délester une partie des charges de chaque client sans mettre aucun client dans le noir.

Les méthodes de délestage optimal que nous avons développé et le délestage en douceur que nous avons utilisé pour notre application seront présentées respectivement dans le chapitre III et le chapitre V.

2.5 Conclusion

Avec l'extension de la dérégulation du système électrique, les conditions d'exploitation du réseau électrique deviennent de plus en plus complexes. Ces dernières années, les blackouts se sont produits avec une fréquence plus élevée. Dans ces conditions, en combinant les nouvelles technologies (le PMU, le WAMS, le WACS, le système intelligent de gestion de l'énergie dans l'habitat, etc.) avec les technologies plus traditionnelles (FACTS, PSS, etc.), nous proposons un système de contrôle de la stabilité du réseau électrique en temps réel. Ce système peut réaliser des contrôles d'urgence flexibles en boucle fermée et en temps réel. On peut détecter la situation du système en temps réel et réaliser les contrôles d'urgence en fonction des différentes situations du système. Ce système de contrôle peut éviter l'instabilité du système engendrée par des perturbations non prévues et est plus flexible pour éviter les blackouts. Il utilise le concept de délestage en douceur pour réaliser le délestage sans mettre aucun client dans le noir en utilisant un système intelligent de gestion de l'énergie dans l'habitat, qui permet de contrôler la charge dans l'habitat de manière plus flexible qu'avant. Les méthodes de délestage optimales et la méthode de délestage en douceur seront présentées dans les chapitres suivants.

CHAPITRE III : Méthodes de délestage optimal

3.1 Introduction

3.1.1 Le délestage

En analysant les blackouts pour lesquels nous avons disposé d'informations détaillées apparus entre 1965 et 2005 dans le monde, nous avons constaté que l'écroulement de tension et la cascade liée à la surcharge sont les raisons principales qui ont déclenché ces blackouts [4]. De ce fait, la prévention de l'écroulement de tension et de la cascade de surcharge, peuvent diminuer de façon importante la fréquence des blackouts.

Le délestage est une des actions curatives possibles qui permet au système perturbé de rentrer dans un nouveau point de fonctionnement stable. Le délestage peut être défini comme une série de commandes qui donnent comme résultat la diminution de la charge dans les réseaux électriques. Il est généralement fait pour sauver le système électrique de la situation d'urgence ou de l'état d'alerte [52] .

Le délestage est une solution économique et efficace pour éviter l'écroulement de tension [5], et lorsque le réseau est très chargé, c'est aussi une solution pour résoudre la surcharge des lignes. En conséquence, le délestage peut aider à éviter les deux problèmes principaux qui produisent souvent des blackouts.

Le lieu et la quantité de charge de délestage devraient être décidés avant le délestage. Des travaux précédents de recherche ont donné des solutions pour résoudre ces problèmes.

Dans la référence [5], CW Taylor a présenté un concept de délestage sur seuil de tension basse, ou délestage de sous-tension (UVLS *undervoltage load shedding* en anglais) analogue au délestage sur seuil de fréquence basse, ou délestage de sous-fréquence (UFLS *underfrequency load shedding* en anglais). Le délestage est du type prédéfini parce que la quantité de charge à délester est fixée a priori par des simulations.

Dans la référence [6], T. Q. Tuan présente un autre algorithme de délestage. La méthode proposée est basée sur des indicateurs de risque d'instabilité de tension (indicateur de Glavitsch-Kessel) et sur la sensibilité de ces indicateurs à l'évolution de la charge à délester.

Toutefois, l'analyse faite dans cette méthode est basée sur des modèles statiques, et les aspects dynamiques associés à la stabilité de tension ne sont pas pris en compte.

T. Van Cutsem a proposé une méthode pour trouver le minimum de délestage requis dans un scénario prédéfini instable, donc hors temps réel, et a utilisé une approche optimale pour trouver les paramètres de commande [7].

Tso et al. [8] ont présenté une méthode de délestage en tenant compte de la dynamique des générateurs. La décision de délester la charge est faite en utilisant la logique floue. Cependant, la quantité de la charge à délester est fixée a priori.

Arnborg et al. [9] ont également présenté une méthode pour l'UVLS. Cette méthode prend en compte les caractéristiques dynamiques du générateur et de la charge. L'analyse est focalisée sur la stabilité de tension à long terme. Dans ce critère d'UVLS, le système de charges est remplacé par un modèle dynamique, qui néglige le couplage entre la puissance active et la puissance réactive. Un schéma efficace de délestage itératif est montré pour éviter l'écroulement de tension.

M. Rider J. et al. [10] ont présenté une autre méthode pour l'UVLS. Le problème de délestage minimal est formulé comme un problème de répartition optimal de charges en régime établi (*OPF Optimal Power Flow* en anglais), avec des contraintes d'égalités et d'inégalités non linéaires liés aux conditions de sécurité du réseau électrique. À l'égard de cette méthode, il est possible d'obtenir rapidement la meilleure solution de délestage et d'utiliser ces résultats dans un marché compétitif de l'énergie électrique. Malgré cela, l'inconvénient de cette méthode est que les aspects dynamiques associés à la stabilité de tension ne sont pas pris en compte.

Toutes les méthodes présentées ci-dessus ont été utilisées dans les réseaux électriques pour empêcher l'écroulement de tension. Ce sont des méthodes hors temps réel donc préparant les plans de conduite d'exploitation à l'avance ou des méthodes qui peuvent être utilisées en temps réel mais elles ne peuvent pas assurer toutes les stabilités après le délestage.

Dans l'environnement de la dérégulation et du marché compétitif de l'énergie électrique, les conditions d'exploitation du réseau électrique sont devenues de plus en plus complexes et des perturbations incertaines apparaissent aussi plus que dans le passé. Dans cette situation, il est

impossible de prévoir toutes les situations d'instabilité du réseau électrique et il est indispensable d'avoir une méthode de délestage pour fournir à l'exploitant rapidement des solutions en temps réel selon les différents scénarii. La méthode de délestage étudiée en [10], dans laquelle l'OPF est utilisé, fournit une bonne base pour réaliser le délestage optimal en temps réel. Avant de présenter en détail cette méthode, nous allons d'abord présenter brièvement le modèle du réseau électrique, le modèle d'OPF et les méthodes d'optimisation susceptibles d'être utilisés.

3.1.2 Modèle du réseau électrique

Le réseau électrique moderne est un système dynamique non linéaire d'ordre élevé [28]. Le comportement d'un système dynamique comme celui du réseau électrique, peut être décrit par un ensemble d'équations différentielles non linéaires ordinaires de premier ordre, de la forme suivante:

$$\dot{x} = f(x, u, t) \quad (3.1)$$

où, $x = [x_1, x_2, \dots, x_n]^T$, $u = [u_1, u_2, \dots, u_r]^T$, $f = [f_1, f_2, \dots, f_n]^T$.

n est l'ordre du système et r est le nombre d'entrées. Le vecteur colonne x est considéré comme le vecteur d'état, et les entrées x_i comme des variables d'état. Le vecteur colonne u est le vecteur des entrées pour le système. La dérivée de x par rapport au temps est notée \dot{x} .

Couramment, nous sommes intéressés par les variables de sortie qui peuvent être observées dans le système. Ces variables peuvent être exprimées en termes de variables d'état et de variables d'entrée sous la forme suivante:

$$y = g(x, u) \quad (3.2)$$

où, $y = [y_1, y_2, \dots, y_m]^T$, $g = [g_1, g_2, \dots, g_m]^T$.

Le vecteur colonne y est le vecteur des sorties, et g est un vecteur de fonctions non linéaires concernant l'état, les variables d'entrée et les variables de sortie. Si les dérivées des variables d'état ne sont pas des fonctions explicites du temps, le système est dit autonome. L'équation 3.1 est alors simplifiée en:

$$\dot{x} = f(x, u) \quad (3.3)$$

L'état d'un système représente le montant minimum des informations du système à tout instant, dans le temps t_0 qui est nécessaire pour que son comportement futur puisse être déterminé sans référence à l'entrée avant le temps t_0 . Tout ensemble de n variables du système linéaires

et indépendantes peut être utilisé pour décrire l'état du système. Les variables d'état forment une série minimum de variables dynamiques qui, avec les entrées du système, fournissent une description complète du comportement du système. Tout autre variable du système peut être déterminée à partir de la connaissance d'état. Les variables d'état dans un système peuvent être des quantités physiques comme l'angle, la vitesse, la tension, ou elles peuvent être des variables mathématiques abstraites associées aux équations différentielles décrivant la dynamique du système. L'état du système peut être représenté dans un espace n dimensionnel euclidien appelé l'espace d'état.

3.1.3 Modèle de calcul de répartition de charges optimal en régime permanent (OPF)

Depuis les années 70s, l'OPF a été largement utilisé dans la planification et l'exploitation des réseaux électriques [53], [54].

L'OPF permet de fournir un point de fonctionnement du réseau électrique dans lequel les objets souhaités sont réduits au minimum, comme par exemple les pertes ou le maintien de la sécurité du réseau. Du point de vue de l'OPF, le maintien de la sécurité du système exige de conserver chaque composant du réseau dans son état de fonctionnement stable. Il s'agit par exemple des maximums et minimums des sorties des générateurs, des flux maximums de puissance apparente sur les lignes de transport et sur les transformateurs.

Le transport et la distribution d'énergie électrique doivent préserver non seulement la qualité de l'énergie, mais aussi la sécurité du réseau tout en assurant le minimum de pertes de puissance active [28]. L'OPF peut fournir tous les paramètres des fonctions de contrôle d'états stables du réseau électrique, y compris le réglage des générateurs et la conduite du système de transport. Pour les générateurs, l'OPF donne les paramètres pour le réglage des sorties de puissance active des générateurs, ainsi que des tensions aux bornes des générateurs. Pour le système de transport, l'OPF permet de régler les prises ou la régulation de l'angle des transformateurs, des capacités shunt, et de tous les autres composants comme les systèmes FACTS.

Un autre objectif de l'OPF est la détermination du coût marginal du système. Ce coût marginal est utile pour l'obtention des prix des transactions, ainsi que pour la tarification des services

du système tels que le support de tension à l'aide de la compensation d'énergie réactive. L'OPF est donc un outil avantageux pour contrôler le réseau électrique et il peut considérer à la fois les problèmes techniques ainsi que les problèmes économiques.

Le problème d'OPF est composé par des fonctions objectif et une série de contraintes d'égalité et d'inégalité. Le problème détaillé de l'OPF se présente comme suit:

Fonction objectif

La fonction objectif présente l'objet du problème optimal. Il existe différentes fonctions objectif dans la pratique et elles présentent souvent un problème de minimisation ou de maximisation. Certaines fonctions objectif qui sont utilisés couramment sont classées comme suit [55]:

Minimise $f(x)$ or Maximise $f(x)$

1. Minimum des coûts de d'énergie primaire

Elle présente le coût minimal de production d'énergie pour chaque générateur.

2. Minimum des pertes de puissance transmise

Elle présente les pertes de puissance dans les lignes de transport.

3. Minimum de délestage

Elle présente la charge minimale à délester pour empêcher l'instabilité du réseau électrique.

4. Maximum de charge des générateurs

Elle trouve la plus grande somme de puissance active des générations qui peuvent sans danger répondre à la demande d'une répartition de charge donnée.

5. Problème de dispatching post-contingence

Elle présente les problèmes d'écarts minimaux et de violations minimales des contraintes.

- La tâche d'écart minimal est invoquée suite à une contingence, pour trouver un point de fonctionnement aussi proche que possible du point de fonctionnement pré-contingence.
- La tâche de violations minimales est également invoquée suite à une contingence. L'objectif de cette tâche est de chercher un point de fonctionnement possible.

Contraintes d'égalité et d'inégalité

Les contraintes d'égalité de l'OPF tiennent généralement en compte de l'équilibre des puissances aux nœuds du réseau électrique. Les équations de flux de puissance exigent que la somme de l'injection de puissance active et de la puissance réactive à chaque nœud soit égale à zéro.

$$G(x,u,t) = 0 \quad (3.4)$$

Les contraintes d'inégalité de l'OPF prennent en compte les limites des composants dans le réseau électrique, ainsi que les limites techniques pour assurer la sécurité du réseau. Notamment, les générateurs ont des sorties maximales et minimales de puissances active et réactive, ce qui ajoute des contraintes d'inégalité.

$$H(x,u,t) \leq 0 \quad (3.5)$$

L'application de techniques d'optimisation pour la planification des réseaux électriques et pour les problèmes d'exploitation a été un domaine de recherche actif dans un passé proche. Le problème de répartition optimale de puissances (OPF) est un terme générique qui décrit un large type de problèmes dans lesquels le but est d'optimiser une fonction objectif, tout en satisfaisant les contraintes dictées par les caractéristiques physiques et les limites opérationnelles des réseaux électriques. Les formulations classiques d'OPF visent à réduire au minimum les coûts d'exploitation des ressources thermiques, de façon que les contraintes représentées par l'équilibre des puissances active et réactive du nœud en termes des tensions et des angles de phase soient satisfaites.

3.1.4 Méthodes d'optimisation

Le problème d'OPF, en tant que problème optimal, doit être résolu par les méthodes d'optimisation. Comme il est indiqué préalablement, un problème d'optimisation peut être formulé comme *une fonction objectif* $f(x)$ de minimisation ou de maximisation soumis à *des contraintes* sur ses variables x comme :

$$\begin{aligned} & \min_{x \in R^n} f(x) \\ & c_i(x) = 0, \quad i = 1, \dots, m_e, \\ & c_j(x) \leq 0, \quad j = m_e + 1, \dots, m, \end{aligned} \quad (3.6)$$

Où, m_e est le nombre de contraintes d'égalité. m est le nombre total de contraintes. $c_i(x)$ sont les contraintes d'égalité et $c_j(x)$ sont les contraintes d'inégalité. Supposons que Ω est la mesure possible. Pour $\forall x \in \Omega$, x satisfait les contraintes $c_i(x), i = 1 \dots m_e$.

Classifications des méthodes d'optimisation

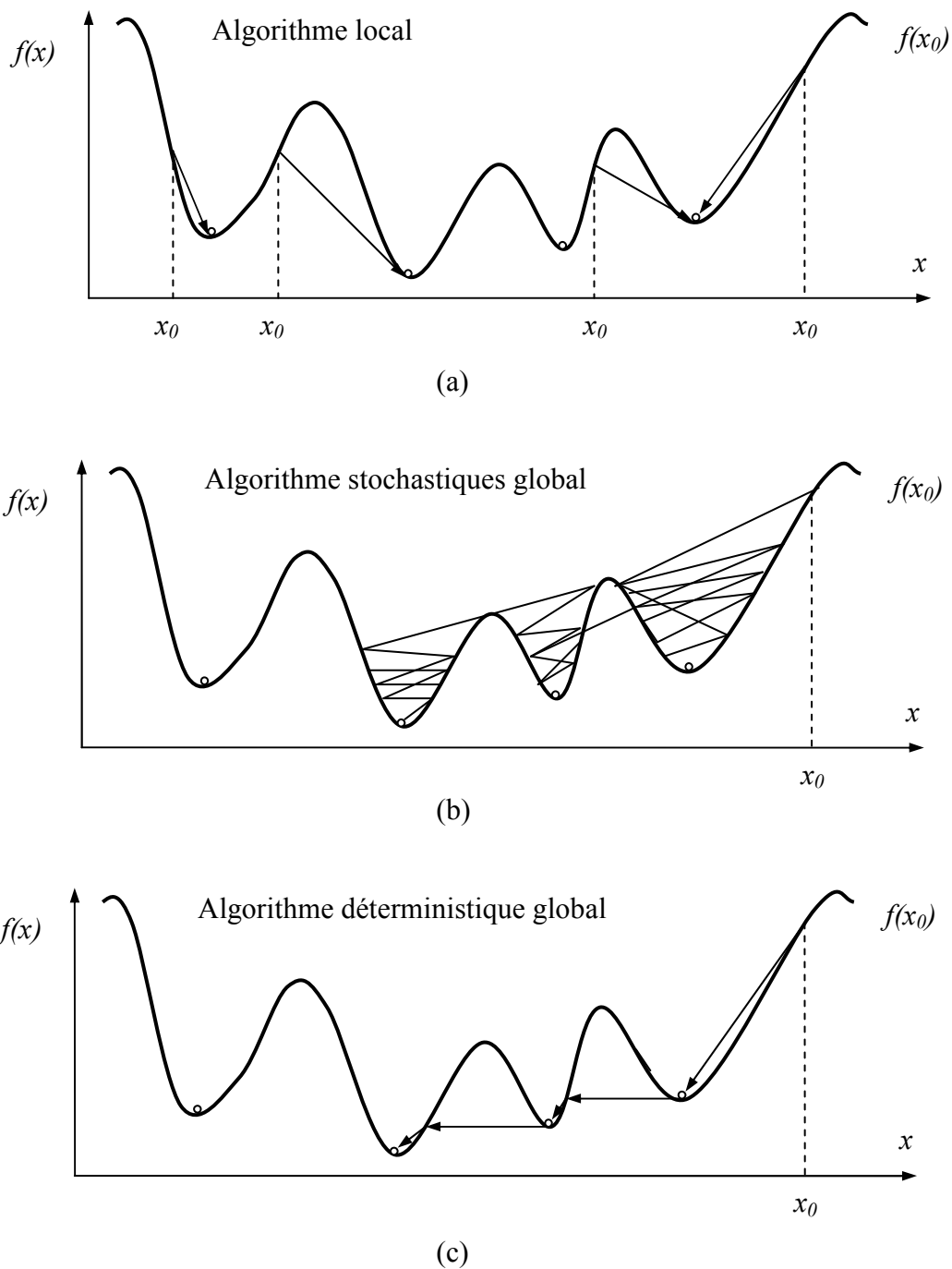
Il existe diverses classifications pour les problèmes d'optimisation et pour les algorithmes en fonction des caractéristiques (par exemple, discret ou continu) et des contraintes (par exemple, linéaire ou non linéaire). D'autres classifications sont fondées sur les comportements de l'algorithme, par exemple, des algorithmes globaux et locaux, des méthodes stochastiques et déterministes, et les optimisations statiques et dynamiques. Dans le problème d'OPF, nous sommes intéressés par des algorithmes globaux et locaux et des méthodes stochastiques et déterministes.

Algorithmes globaux et locaux

Définition 3.1: Un point x^* est un point global minimum si $f(x^*) \leq f(x)$ pour tous les x dans la mesure possible Ω , un point x^* est un point local minimum s'il existe un voisinage N de x^* tel que $f(x^*) \leq f(x)$ pour $x \in N$.

Les algorithmes globaux sont utilisés pour trouver l'optimum global, tandis que les algorithmes locaux sont satisfaits avec un optimum local. Les algorithmes locaux emploient généralement des stratégies de recherche en « descente », et la recherche s'arrête à chaque fois qu'un point optimum est trouvé (figure 3.1-a). En revanche, le processus de recherche des algorithmes globaux s'éloigne du point optimum local selon des méthodes de recherche déterministes (figure 3.1 - b) ou des méthodes de recherche stochastiques (figure 3.1 - c). Le mécanisme de « *backtracking* » (par exemple, *branch and bound* en anglais), est employé largement dans les méthodes déterministes. Pour les méthodes stochastiques, la recherche saute hors des zones des minimaux locaux sur la base de décisions probabilistes, comme par exemple les algorithmes génétiques et le recuit simulé (*simulated annealing* en anglais).

Normalement, le temps de calcul des algorithmes globaux est plus important que celui des algorithmes locaux. Si la méthode doit être utilisée en temps réel, il faut la méthode la plus rapide possible. De ce fait, nous sommes intéressés par les algorithmes locaux.



Introduction aux algorithmes locaux

La théorie d'optimisation locale concerne principalement [57] :

- L'existence et l'unicité de la solution du problème (3.1).
- Les caractéristiques des solutions sont suffisantes ou nécessaires pour les conditions d'optimalité.

- La conception d'algorithmes, dans laquelle une séquence $(x_k)_k > 0, s.t., \forall x_0, \lim_{k \rightarrow \infty} x_k = x$, est construite au profit des caractéristiques de la solution.

La séquence a une même structure itérative

$$x_{k+1} = x_k + \alpha_k d_k \quad (3.7)$$

x_k est la k -ème itération intermédiaire, α_k est le pas de recherche, et d_k est la direction de recherche. Un algorithme de base de ce type est la méthode de Newton et ses variantes.

3.1.5 Classification des méthodes optimales pour résoudre le problème d'OPF

Une grande variété de techniques d'optimisation a été appliquée pour résoudre des problèmes d'OPF. Les techniques peuvent être classées comme suit [58] [59]:

1. programmation non linéaire (NLP pour *Non Linear Programming* en anglais),
2. programmation quadratique (QP pour *Quadratic Programming* en anglais),
3. solution des conditions d'optimalité basée sur la méthode de Newton,
4. programmation linéaire (LP pour *Linear Programming* en anglais),
5. versions hybrides de programmation linéaire et programmation entier
6. méthodes du point intérieur,
7. autres méthodes

Catégorie 1. Programmation non Linéaire (NLP)

La programmation non linéaire traite des problèmes d'objectifs non linéaires et des contraintes non linéaires. Les contraintes peuvent être composées de formulations d'égalité et/ou d'inégalité. Les contraintes d'inégalité peuvent être spécifiées par des limites supérieures et inférieures.

Plusieurs méthodes telles que la technique de minimisation séquentielle sans contraintes (SUMT *Sequential Unconstrained Minimization Technique* en anglais), la technique basée sur les multiplicateurs de Lagrange et le concept MINOS [60] (solvers non-linéaire) augmenté ont également été utilisées pour résoudre les problèmes d'OPF de la catégorie 3. Cette catégorie suppose des objectifs non linéaires et des contraintes non linéaires.

Catégorie 2. Programmation quadratique (QP)

La programmation quadratique est une forme particulière de la programmation non linéaire, dont la fonction objectif est quadratique avec des contraintes linéaires. Plusieurs méthodes de QP dans cette catégorie (environ 15%) ont été utilisées pour résoudre les différents types de problèmes d'OPF (pertes, dispatching économique, tension). La méthode Quasi-Newton et les méthodes basées sur la sensibilité ont été employées pour résoudre les problèmes d'OPF en temps-réel.

Catégorie 3. Solutions basé sur la méthode Newton

Dans cette approche, les conditions nécessaires d'optimisation (communément appelées "conditions de Kuhn-Tucker") sont obtenues. En général, ce sont des équations non linéaires résolues par des méthodes itératives. La méthode de Newton est préférée pour ses propriétés de convergence quadratique.

Catégorie 4. Programmation linéaire (LP)

Ce type de programmation traite des problèmes linéaires avec des contraintes et des fonctions objectif formulées de façon linéaire et avec des variables non négatives. La méthode simplex est connue pour être efficace dans la résolution de problèmes de programmation linéaire.

Catégorie 5. Programmation linéaire mixte en nombres entiers (MIP Mixed Integer Programming en anglais)

La programmation linéaire mixte en nombres entiers est un type particulier de la programmation linéaire dont les équations des contraintes impliquent des variables qui sont limitées à des nombres entiers. La programmation en nombre entiers, et d'entiers mixte, comme la programmation non linéaire, exigent beaucoup de ressources informatiques et le nombre de variables discrètes est un indicateur important pour connaître la difficulté de la résolution du problème MIP.

Catégorie 6. Méthode du point intérieur

La méthode du point intérieur permet de résoudre plus rapidement la programmation linéaire et peut-être mieux que l'algorithme classique du simplex. L'extension de la méthode du point intérieur appliqué aux problèmes PNL et QP a montré des qualités supérieures et des résultats prometteurs [61, 62].

Catégorie 7. Autres méthodes

Des méthodes évolutionnaires telles que les algorithmes génétiques [63], l'essai de particules (PSO *Particle Swarm Optimization* en anglais) [64], etc, ont été également utilisées pour l'OPF au cours des ces dernières années.

3.1.6 Programmation quadratique séquentielle (SQP *Sequential Quadratic Programming* en anglais)

La programmation quadratique séquentielle est un algorithme de minimisation local. Il peut calculer rapidement et donc être utilisé pour calculer l'OPF en ligne. Dans cette thèse, nous avons utilisé la méthode SQP pour résoudre notre problème optimal.

L'idée de base de la SQP est de faire une approche de (3.6) dans une itération donné x_k , par un sous problème de programmation quadratique, et subséquemment de déterminer la prochaine itération x_{k+1} en utilisant la solution du sous problème autour de x_k .

Pour le problème de contrainte d'égalité

$$\begin{aligned} \min_{x \in R^n} f(x) \\ \text{s.t.} \quad c(x) = 0, \end{aligned} \quad (3.8)$$

Sa fonction de Lagrange est définie comme

$$L(x, \lambda) = f(x) - \lambda^T c(x) \quad (3.9)$$

λ_L est multiplicateur de Lagrange. Le point stationnaire de $L(x, \lambda_L)$ satisfait la condition nécessaire de première ordre du problème d'optimisation (3.8),

$$\begin{aligned} \nabla f(x) - \nabla c(x)^T \lambda_L &= 0, \\ -c(x) &= 0, \end{aligned} \quad (3.10)$$

Où $\nabla c(x) = (\nabla c_1(x), \dots, \nabla c_m(x))^T$ est la matrice Jacobienne de fonction du vecteur de valeurs $c(x)$. L'étape Newton-Raphson ($\hat{x}_k, \hat{\lambda}_{Lk}$) pour résoudre l'équation (3.10) satisfait

$$\begin{pmatrix} W(x_k, \lambda_{Lk}) - \nabla c(x_k)^T \\ -\nabla c(x_k) & 0 \end{pmatrix} \begin{pmatrix} \hat{x}_k \\ \hat{\lambda}_{Lk} \end{pmatrix} = - \begin{pmatrix} \nabla f(x_k) - \nabla c(x_k)^T \lambda_{Lk} \\ -c(x_k) \end{pmatrix}, \quad (3.11)$$

où $W(x, \lambda_L) = \nabla^2 f(x) - \sum_{i=1}^m (\lambda_L)_i \nabla^2 c_i(x)$. L'équation (3.11) se réécrit alors comme :

$$\begin{aligned} W(x_k, \lambda_{Lk}) \hat{x}_k + \nabla f(x_k) &= \nabla c(x_k)^T [\lambda_{Lk} + \hat{\lambda}_{Lk}] \\ c(x_k) + \nabla c(x_k) \hat{x}_k &= 0 \end{aligned} \quad (3.12)$$

donc \hat{x}_k est le point de Kuhn-Tucker du programme quadratique QP1,

$$\begin{aligned} \min \quad & d^T \nabla f(x_k) + \frac{1}{2} d^T W(x_k, \lambda_{Lk}) d \\ \text{s.t.} \quad & c(x_k) + \nabla c(x_k) d = 0 \end{aligned} \quad (3.13)$$

d est la direction de recherche.

En conséquence, la méthode de Newton (3.11) pour le problème (3.8) est équivalente à résoudre une séquence de problèmes QP1. De façon semblable, compte tenu des problèmes de contraintes d'inégalité,

$$\begin{aligned} \min_{x \in R^n} \quad & f(x) \\ \text{s.t.} \quad & c_i(x) = 0 \quad i \in \mathcal{E} = \{1, \dots, m_e\}, \\ & c_i(x) \geq 0 \quad i \in \mathcal{I} = \{m_e + 1, \dots, m\}, \end{aligned} \quad (3.14)$$

Le problème quadratique correspondant est comme le programme quadratique QP2 suivant,

$$\begin{aligned} \min \quad & d^T \nabla f(x_k) + \frac{1}{2} d^T W(x_k, \lambda_{Lk}) d \\ \text{s.t.} \quad & c_i(x_k) + \nabla c_i(x_k) d = 0 \quad i \in \mathcal{E}, \\ \text{s.t.} \quad & c_i(x_k) + \nabla c_i(x_k) d \geq 0 \quad i \in \mathcal{I}. \end{aligned} \quad (3.15)$$

La nouvelle itération x_{k+1} est générée en prenant un pas depuis x_k dans la direction d_k qui est la solution de QP2. La mise à jour des multiplicateurs λ_{Lk} est estimée par

$$\lambda_{Lk+1} = \lambda_{Lk} + \alpha (\lambda_{Lpq} - \lambda_{Lk}), \quad (3.16)$$

où α est la longueur du pas de mise à jour, et λ_{Lpq} est le multiplicateur de Lagrange de QP2.

Le problème de la contrainte non-linéaire de (3.15) est donc résolu par une séquence de sous problème QP2. L'algorithme de SQP est alors le suivant [65] :

Etant donné x_0, λ_{L0}, A_0 et une fonction de mérite $\Psi, k = 0$,

1. Résoudre QP2 pour d_k, λ_{Lk} .

2. Choisir la longueur du pas α pour que

$$\Psi(x_k + \alpha d_k) < \Psi(x_k)$$

3. Mettre à jour

$$\begin{aligned} x_{k+1} &= x_k + \alpha d_k, \\ \lambda_{Lk+1} &= \lambda_{Lk} + (\lambda_{Lpq} - \lambda_{Lk}). \end{aligned}$$

4. Stop si convergence.

5. Calculer A_{k+1} .

6. Faire $k = k + 1$ et retourner à l'étape 1

Ici, la matrice Hessien $W(x_k, \lambda_{Lk})$ de QP2 est estimée par A_x . Dans cette thèse, nous adoptons le programme "fmincon" de la boîte à outil MATLAB 'Optimisation Toolbox 2.0' pour l'optimisation numérique. La mise en œuvre de cet algorithme basé sur SQP implique le choix de la fonction de mérite Ψ , la détermination de la longueur de pas α et la mise à jour de A_k . Dans le programme "fmincon" la formule de Broyden-Fletcher-Goldfarb-Shanno (BFGS) est utilisée pour déterminer A_k :

$$A_{k+1} = A_k - \frac{A_k g_k g_k^T A_k}{g_k^T A_k g_k} + \frac{d_k d_k^T}{d_k^T g_k} \quad \text{où, } g_k = \nabla f(x_{k+1}) - \nabla f(x_k) \quad \text{et } d_x = x_{k+1} - x_k$$

3.2 Délestage optimal pour éviter l'écroulement de tension

L'objectif du délestage optimal est de trouver un meilleur point de fonctionnement stable pour le système après contingence avec une quantité minimum de réduction de charge. Ici, notre objectif est que lorsque le réseau électrique est dans un risque d'instabilité, les méthodes de délestage optimal aient les propriétés suivantes :

- une réduction minimale des charges ;
- un temps de calcul rapide ;
- assure la stabilité du réseau après le délestage ;

- obtient des solutions optimales en temps réel selon les différentes conditions du système.

3.2.1 Délestage optimal avec contraintes statiques (OLSSC)

3.2.1.1 Modélisation du problème et algorithme

L'OPF est un outil utile pour le délestage optimal. Certaines recherches ont été réalisées sur le délestage optimal en temps réel. Basé sur une recherche précédente [10], nous proposons la formule du délestage optimal suivante :

1) Fonction objectif : minimiser $f(x)$

$$\min f(x) = \text{Min} \sum_{i=1}^{nl} (ct_i \lambda_i) + \text{Min} \sum_{j=1}^{ng} (\lambda_{P_{Genj}}) + \text{Min} \sum_{j=1}^{ng} (\lambda_{Q_{Genj}}) \quad (3.17)$$

Ici, ct_i est le coût de délestage au nœud i , λ_i est le facteur de délestage au nœud i , nl est le nombre de charges, $\lambda_{P_{Genj}}$ est le facteur de délestage de puissance active du générateur j , $\lambda_{Q_{Genj}}$ est le facteur de délestage de puissance réactive du générateur j , et ng est le nombre de générateurs.

2) Variable de contrôle : x

$$x = \{V_i, \delta_i, \lambda_i, \lambda_{P_{Genj}}, \lambda_{Q_{Genj}}, T_i\} \quad (3.18)$$

Ici, V_i est la tension au nœud i , δ_i est l'angle de la tension au nœud i et T_i est la position (prise) du régleur en charge du transformateur i .

3) Contraintes d'égalité : $g(x)=0$

$$P_{Gi}(1 - \lambda_{P_{Geni}}) - (1 - \lambda_i)P_{Di} - \sum_{j=1}^n |V_i| |V_j| (G_{ij} \cos(\delta_i - \delta_j) + B_{ij} \sin(\delta_i - \delta_j)) = 0 \quad (3.19)$$

$$Q_{Gi}(1 - \lambda_{Q_{Geni}}) - (1 - \lambda_i)Q_{Di} - \sum_{j=1}^n |V_i| |V_j| (G_{ij} \sin(\delta_i - \delta_j) - B_{ij} \cos(\delta_i - \delta_j)) = 0 \quad (3.20)$$

$i = 1, \dots, n$ le nombre de nœuds.

n : ensemble des nœuds connectés à i .

P_{Gi} puissance active du générateur au nœud i .

Q_{G_i} puissance réactive du générateur au nœud i .

P_{D_i} puissance active de la charge au nœud i .

Q_{D_i} puissance réactive de la charge au nœud i .

G_{ij} partie réelle de l'élément dans la matrice d'admittance nodales (Ybus) en correspondant la ligne i et la colonne j .

B_{ij} partie imaginaire de l'élément dans la matrice d'admittance nodales (Ybus) en correspondant la ligne i et la colonne j .

Ces deux formules viennent du calcul de répartition de charges classique [28].

4) Contraintes d'inégalité : $h_{min} < h(x) < h_{max}$

$$S_{ij}^{\min} \leq S_{ij} \leq S_{ij}^{\max} \quad (3.21)$$

S_{ij} est la puissance apparente dans la ligne ij

$$Q_{sh_i}^{\min} \leq Q_{sh_i} \leq Q_{sh_i}^{\max} \quad (3.22)$$

Q_{sh_i} est la puissance réactive de la capacité parallèle i .

5) Limites de la variable de contrôle : $x_{min} < x < x_{max}$

$$V_i^{\min} \leq V_i \leq V_i^{\max} \quad (3.23)$$

$$\lambda_i^{\min} \leq \lambda_i \leq \lambda_i^{\max} \quad (3.24)$$

$$T_i^{\min} \leq T_i \leq T_i^{\max} \quad (3.25)$$

L'algorithme de la méthode proposée est présenté dans la figure 3.2.

On a donc les étapes suivantes:

1. Mesurer l'état du système.
2. Si le système devient instable, passer à l'étape suivante. Si au contraire, le système est toujours stable, revenir à l'étape 1.
3. Formuler le problème optimal avec le pourcentage de charge autorisé à délester $\lambda_{i_{max}} = 1$, (ce qui permet d'obtenir la quantité totale de charge à délester) et calculer le pourcentage

maximal de charge autorisé à délester λ_{\max} (ce qui permet de limiter la quantité de charge à chaque nœud. Les facteurs maximales de délestage aux nœuds λ_i^{\max} vont égaier λ_{\max}).

4. Résoudre le problème optimal en utilisant λ_{\max} . Calculer le pourcentage de charge à délester λ_i .
5. Si le facteur de délestage est égal à zéro, retourner à l'étape 1. Sinon, passer à l'étape suivante.
6. Effectuer le délestage.
7. Retourner à l'étape 1.

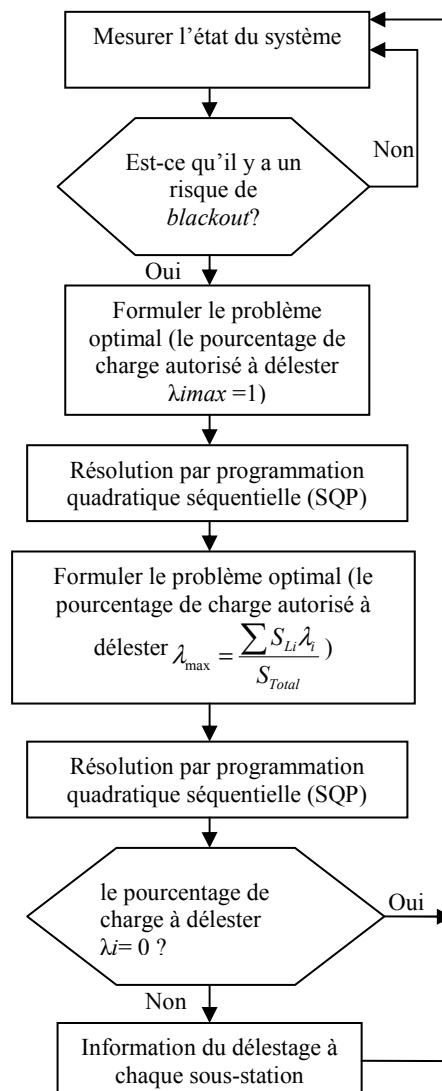


Figure 3.2 – Algorithme de la méthode OLSSC

La méthode OLSSC peut garantir la stabilité statique du réseau. Cependant, elle n'a pas des contraintes pour assurer la stabilité transitoire. Ceci nous amène à proposer dans la section suivante une méthode de délestage optimale avec contraintes transitoires afin d'assurer la stabilité du réseau dans tous les cas.

3.2.2 Délestage optimal avec contraintes transitoires (OLSTC)

3.2.2.1 Introduction

L'OPF avec contraintes de stabilité transitoire (TSCOPF) a été soulevé lors d'une table ronde de la société scientifique IEEE en hiver 1995. La question est "Est-ce que l'OPF peut s'appliquer pour les contrôles en temps réel ? Comment l'OPF du futur fournira des contrôles locaux ou globaux afin de contrer l'impact des contingences critiques, qui menacent la stabilité de tension et d'angle du système. L'OPF du futur doit satisfaire tout l'environnement d'opération et de planification dans un contexte d'installation de nouvelles productions, du dégroupage des services de transport et d'autres allocations de ressources. Enfin, il doit être simple à utiliser et assez rapide. "[66].

Pour résoudre ce problème, on essaye d'utiliser les méthodes d'analyse de la sécurité dynamique en temps réel (*online Dynamic Security Assessment*, DSA en anglais) et d'introduire les contraintes de la stabilité transitoire dans l'OPF.

Les méthodes de DSA en temps réel vérifient que le réseau évolue vers des conditions de fonctionnement acceptables (pas de perte de synchronisme de certains générateurs). Les grandeurs surveillées sont donc essentiellement les angles rotoriques des machines afin de s'assurer qu'aucune machine ne perd le synchronisme.

Les principales méthodes d'analyse de la stabilité transitoire peuvent être divisées en quatre types [67],[68] :

- 1) Les méthodes à base de simulation étape par étape d'intégration (SBSI : *direct step by step integration* en anglais)

Ce type de méthode consiste à intégrer les équations différentielles non linéaires qui régissent le comportement du réseau, afin de prévoir l'évolution des angles rotoriques des machines. Elle est la plus fiable et elle donne des résultats très précis si les modèles sont détaillés. Elle

est la méthode traditionnelle utilisée pour analyser la stabilité transitoire. Mais ce type de méthode est lent à cause de la procédure itérative.

2) Les méthodes de reconnaissance de forme

Les méthodes de reconnaissance de forme peuvent fournir rapidement une analyse de la stabilité. Elle font une phase d'apprentissage avant de donner les résultats. Cet apprentissage est réalisé à partir de données fournies par des simulations numériques. Après cet apprentissage, les méthodes de reconnaissance de forme peuvent fournir un vecteur de forme dont les composantes contiennent suffisamment d'informations à propos de la stabilité transitoire pour qu'un classificateur puisse donner un indice de stabilité à partir de ce vecteur de forme. Les réseaux de neurones sont souvent utilisés pour ces méthodes.

3) Les méthodes directes

Les méthodes directes, qui sont basées principalement sur la fonction d'énergie transitoire (FET), peuvent accélérer l'analyse de la stabilité transitoire en supprimant ou en réduisant la simulation numérique.

La FET est un cas particulier de la seconde méthode ou de la méthode directe de Lyapunov. Les bases théoriques de cette méthode ont été proposées par A.M.Lyapunov en 1892. Le principe des méthodes FET est de déterminer si le réseau est stable en comparant deux grandeurs qui sont :

- a. L'énergie transitoire totale présente dans le réseau au moment où le défaut est éliminé.
- b. L'énergie critique qui est l'énergie potentielle maximum que peut contenir le réseau.

Les principales méthodes de calcul de l'énergie critique sont

- a. La méthode "closest UEP" (*Unstable Equilibrium Point* en anglais).
- b. La méthode PEBS (*Potential Energy Boundary Surface* en anglais)
- c. Les méthodes basées sur le "controlling UEP"

La méthode MOD (*Mode Of Disturbance* en anglais) et la méthode BCU (*Bounday of stability region based Controlling Unstable equilibrium point* en anglais) peuvent être utilisées pour calculer le "controlling UEP".

- 4) Les méthodes hybrides qui combinent la simulation numérique avec une méthode directe ou avec une méthode de reconnaissance de forme.

Les méthodes hybrides utilisent les méthodes directes ou les méthodes de reconnaissance de forme pour calculer l'indice de stabilité, cet indice permettant de mesurer le degré de stabilité du réseau électrique. Puis les méthodes à base de SBSI peuvent faire la simulation précise.

À partir des méthodes d'analyse de la stabilité transitoire, on a introduit les contraintes transitoires dans l'OPF traditionnel. Les recherches précédentes sur ce sujet sont présentées dans les paragraphes suivants.

Il y a eu quelques recherches récentes pour implanter directement des contraintes de la stabilité transitoire dans les OPF classiques. Deb et al. présentent une méthode "*straight-forward*" dans [69, 70] où les contraintes de la stabilité de tension et de la stabilité transitoire ont été intégrées, au moins en théorie, dans le modèle d'optimisation du *dispatching*/coût. Les équations dynamiques ont été converties en équations algébriques équivalentes afin qu'elles puissent être facilement intégrées à l'optimisation du *dispatching* comme des contraintes d'égalité supplémentaires. Ces changements augmentent le nombre de variables d'état et le nombre de contraintes et cela est la source principale de la charge de calcul de la méthode. Cependant, cette méthode peut fournir un *dispatching* transitoirement stable pour un seul défaut à la fois et ne peut pas fournir un *dispatching* qui serait transitoirement stable pour un défaut quelconque parmi un ensemble de défaut en différents lieux. C'est un inconvénient majeur en général de ce type de méthode de re-*dispatching*.

Singh et David ont proposé une fonction d'énergie transitoire basée sur la méthode de re-*dispatching* [71], où les générateurs sont re-*dispatchés* si la marge de stabilité du réseau électrique calculée est insuffisante.

Vittal et Gleason ont proposé une application de techniques linéaires pour la méthode de la fonction d'énergie transitoire afin de déterminer les limites de puissance sur les lignes sous les contraintes de stabilité transitoire [72].

Chen et al. ont proposé un OPF avec des contraintes de stabilité transitoire (TSCOPF) en utilisant des techniques de transformation fonctionnelle par la conversion de la dimension infinie du TSCOPF en un problème d'optimisation à dimension fini [73].

Une méthode de calcul parallèle a été présentée dans [74] où le grand calcul a été distribué dans un groupe de stations de travail afin d'assurer la stabilité transitoire pour un ensemble de contingences.

Li et al. ont exploité la convergence quadratique de la méthode de Newton inexacte dans [75].

Sun et al ont proposé une approche basée sur des pénalités dans [76] où la méthode de l'équation adjointe est appliquée pour évaluer la pente du terme de pénalité associé aux contraintes de stabilité.

Une technique d'estimation fonctionnelle a été utilisée dans [77] pour former les contraintes de la sécurité dynamique par l'évaluation des temps critique d'élimination du défaut en fonction de la tension et la restriction des temps réels d'élimination du défaut.

La méthode du point intérieur primitive-double de Newton a été présentée par Yuan et al. dans [78] pour résoudre une formulation multi-contingences de TSCOPF. Une autre méthode du point intérieur primitive-double de Newton a été utilisée pour mettre en œuvre un concept de "la plus efficace section des contraintes de la stabilité transitoire" dans [79].

Dans ces recherches précédentes, on utilise des méthodes à base de simulation étape par étape d'intégration ou des méthodes de la fonction d'énergie transitoire pour introduire les contraintes transitoires dans l'OPF et garantir la stabilité transitoire. Comme présenté auparavant, on sait que les méthodes à base de simulation étape par étape d'intégration sont plus fiables et précises que les méthodes de la fonction d'énergie transitoire. Ce sont donc ces méthodes que nous choisissons pour notre problème.

Avant d'introduire les contraintes transitoires, nous présentons le modèle classique utilisé pour les méthodes à base de simulation étape par étape d'intégration.

3.2.2.2 Modélisation classique pour la stabilité transitoire

La modélisation classique, donc couramment utilisée pour la stabilité transitoire est présentée dans [68]. Elle permet de simuler rapidement le comportement du réseau électrique grâce à sa simplicité. Un réseau électrique est modélisé par une série d'équations différentielles et

algébriques qui décrivent le comportement des différents éléments (générateurs, charges, ...). À partir de ces équations, on peut calculer l'évolution des différentes grandeurs pendant le régime transitoire. Il suffit d'intégrer les équations différentielles avec une méthode d'intégration numérique. Plus la modélisation est détaillée, plus les équations décrivant le réseau électrique sont nombreuses.

Avant de présenter la modélisation classique, nous allons définir l'angle de référence utilisé pour étudier la stabilité transitoire dans nos travaux.

Le centre d'inertie angulaire:

Pour pouvoir déterminer la stabilité d'un réseau, les angles doivent être calculés par rapport à un angle de référence. Cet angle peut être celui d'un générateur, mais en général, on utilise le Centre d'Inertie Angulaire (CIA) dans les études de stabilité transitoire. Il correspond au centre d'inertie des angles rotoriques. Il permet d'obtenir des expressions plus symétriques et plus compactes pour les équations différentielles du réseau électrique. Ces dernières sont ainsi plus faciles à manipuler. C'est donc cette référence que nous avons adoptée dans nos travaux.

Le CIA d'un réseau composé de n machines est défini par les équations suivantes:

$$\begin{aligned}\delta_{CIA} &= \frac{1}{M_T} \sum_{i=1}^n M_i \delta_i \\ \dot{\delta}_{CIA} &= \omega_{CIA} = \frac{1}{M_T} \sum_{i=1}^n M_i \dot{\delta}_i\end{aligned}\tag{3.26}$$

Avec :

δ_{CIA} : angle rotorique du CIA.

ω_{CIA} : vitesse rotor du CIA.

δ_i : angle rotorique du générateur i.

ω_i : vitesse rotor du générateur i.

M_i : moment d'inertie du générateur i.

$$M_T = \sum_{i=1}^n M_i$$

Le mouvement du CIA est décrit par l'équation (3.27) (principe fondamental de la dynamique)

$$M_T \ddot{\delta}_{CIA} = M_T \dot{\omega}_{CIA} = \sum_{i=1}^n M_i \ddot{\delta}_i = \sum_{i=1}^n (P_{mi} - P_{ei}) \quad (3.27)$$

Avec P_{mi} qui est la puissance mécanique fournie au générateur i , et P_{ei} qui est la puissance électrique en sortie du générateur i .

Dans le cadre de référence du CIA, les angles et vitesses rotors sont égaux à:

$$\begin{aligned} \tilde{\delta}_i &= \delta_i - \delta_{CIA} \\ \tilde{\omega}_i &= \omega_i - \omega_{CIA} \quad (i = 1, 2, 3) \end{aligned} \quad (3.28)$$

Note : le signe \sim désigne donc dans (3.28) et dans la suite les variables exprimées dans le référentiel du CIA.

Le modèle classique :

C'est le modèle le plus simple qui existe. Les hypothèses simplificatrices effectuées dans ce modèle sont les suivantes :

- 1) la puissance mécanique des générateurs est constante.
- 2) l'amortissement des machines est négligé.
- 3) Le générateur est représenté par une force électromotrice (f.e.m.) constante derrière la réactance transitoire d'axe direct. L'angle rotorique d'un générateur synchrone est alors égal à la phase de la f.e.m. d'amplitude constante.
- 4) Les dispositifs de réglage et de contrôle n'en sont pas pris en compte.
- 5) Les charges sont considérées comme des impédances constantes. Cela permet de réduire la matrice d'admittance nodale (Y_{bus}) aux nœuds internes des générateurs. Les réactances des générateurs et les charges sont alors incluses dans cette matrice. La taille de cette matrice est ainsi fortement réduite. Cette réduction de la matrice Y_{bus} permet une nette accélération de la simulation numérique puisqu'il n'y a plus besoin de rechercher l'état d'équilibre du réseau de transport à chaque pas d'intégration.

Les équations d'état du réseau avec la modélisation classique:

Avec ce modèle, le vecteur des courants générateurs $[I]$ est donné par l'équation suivante :

$$[I] = [Y_{bus}] \cdot [E] \quad (3.29)$$

$[Y_{bus}]$ est la matrice d'admittance nodale réduite, et $[E]$ correspond à la valeur des f.e.m. constantes dans le modèle des générateurs.

La puissance électrique fournie par la machine i au réseau de transport est alors égale à :

$$\begin{aligned}
 P_{ei} &= R_e(E_i I_i^*) \quad i = 1, 2, \dots, n \\
 P_{ei} &= \sum_{i=1}^n E_i E_j Y_{ij} \cos((\delta_i - \delta_j) - \theta_{ij}) \\
 P_{ei} &= E_i G_{ii} + \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^n E_i E_j [B_{ij} \sin(\delta_i - \delta_j) + G_{ij} \cos(\delta_i - \delta_j)]
 \end{aligned} \tag{3.30}$$

Avec $Y_{ij} \angle \theta_{ij}$ (ou $G_{ij} + jB_{ij}$) qui est l'élément ij de la matrice d'admittance réduite (Ybus).

Pour décrire le comportement des rotors des machines synchrones, on utilise l'équation de mouvement suivante :

$$M_i \ddot{\delta}_i = P_{mi} - P_{ei} \quad i = 1, 2, \dots, n \tag{3.31}$$

Dans cette équation, l'amortissement est négligé et P_{ei} est obtenu à l'aide de l'équation (3.30).

Dans la référence du CIA, l'équation (3.31) devient :

$$M_i \ddot{\tilde{\delta}}_i = P_{mi} - P_{ei} - \frac{M_i}{M_T} P_{ci} \quad i = 1, 2, \dots, n \tag{3.32}$$

Avec $P_{ci} = \sum_{i=1}^n P_{mi} - P_{ei}$

Les équations d'état du réseau dans la référence du CIA sont alors égales à :

$$\begin{aligned}
 \dot{\tilde{\delta}}_i &= \tilde{\omega}_i \\
 M_i \dot{\tilde{\omega}}_i &= P_{mi} - P_{ei} - \frac{M_i}{M_T} P_{ci} \quad i = 1, 2, \dots, n
 \end{aligned} \tag{3.33}$$

Avec $P_{ei} = E_i^2 G_{ii} + \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^n E_i E_j [B_{ij} \sin(\tilde{\delta}_i - \tilde{\delta}_j) + G_{ij} \cos(\tilde{\delta}_i - \tilde{\delta}_j)]$

On peut remarquer que ce modèle n'utilise que deux variables d'état ($\tilde{\delta}_i, \tilde{\omega}_i$) par générateur, ce qui est très peu par rapport à une modélisation complète où il y a généralement 6 variables d'état par générateur. De plus, une modélisation complète comprend aussi d'autres variables d'état correspondant aux autres éléments du réseau électrique (régulations,...) et la matrice Ybus ne peut pas être réduite aux nœuds internes des générateurs. La simulation numérique est donc beaucoup plus rapide avec la modélisation classique.

3.2.2.3 Les critères de stabilité

Il existe des critères de stabilité pour détecter la stabilité transitoire du réseau électrique. Nous présentons les principaux critères utilisés ci-dessous.

Dans [80], Dong a proposé un critère simple. Il consiste en l'observation des angles rotoriques des machines perturbées à chaque pas d'intégration pendant le défaut. S'il existe une machine pour laquelle l'angle rotorique devient supérieur en valeur absolue à une constante définie à l'avance (par exemple 180°), le réseau électrique est déclaré instable. Ce critère est simple et fiable. Cependant la valeur de la constante est difficile à déterminer. En effet, il n'y a pas un angle bien précis à partir duquel une machine peut être considérée instable. Ce critère est lié aux caractéristiques des machines et il est différent suivant les réseaux électriques considérés.

Dans [81], Chung a proposé un critère basé sur le calcul de la distance angulaire pour déterminer la fin de la première oscillation. Ce critère est égal à:

$$d = \left[\sum_{i=1}^n (\tilde{\delta}_i - \tilde{\delta}_i^s)^2 \right]^{\frac{1}{2}} \quad (3.34)$$

avec:

$\tilde{\delta}_i$: angle rotorique de la machine i au point où l'on calcule la distance angulaire

$\tilde{\delta}_i^s$: angle rotorique de la machine i au point d'équilibre stable post-défaut.

Si la fin de la première oscillation est déclarée lorsque la distance angulaire calculée au dernier pas d'intégration est très inférieure à la distance angulaire calculée aux pas d'intégration précédente, ou si le temps de simulation est supérieur à une valeur donnée (par exemple 2s, 3s), le réseau électrique est considéré stable.

Si la distance angulaire calculée augmente de façon importante, et que dans le même temps l'accélération et l'angle rotorique de la machine la plus perturbée sont de même signes, ou si l'angle rotorique de la machine la plus perturbée dépasse une valeur absolue (par exemple 180°), le réseau électrique est considéré instable.

Ce critère peut détecter rapidement l'instabilité du réseau électrique. Cependant dans certains cas, le système est déjà sorti du domaine de stabilité et on n'a donc pas détecté la perte de stabilité dès sa sortie.

Maria a introduit dans [82] un critère pour détecter la sortie du domaine de stabilité. On calcule l'expression $\sum_{i=1}^n (\tilde{\delta}_i - \tilde{\delta}_i^s) \times (P_{mi} - P_{ei})$ à chaque pas d'intégration. Lorsque le signe de cette expression change, on considère que la trajectoire du système est sortie du domaine de stabilité.

Ce critère est efficace car il déclare le système instable dès que sa trajectoire sort du domaine de stabilité. Cependant, dans certain cas, il peut échouer si la trajectoire est complexe. Le réseau peut être déclaré instable alors qu'il est en réalité stable ou la perte de stabilité peut être détectée avec du retard.

Après comparaison des critères présentés ci-dessus, le critère proposé par Dong s'avère être le plus intéressant. Il est simple et fiable. Nous choisissons donc ce critère pour détecter la stabilité transitoire.

La stabilité transitoire ou l'état d'instabilité d'un réseau électrique à tout moment peut être indiqué par la distance de l'angle rotorique avec le centre d'inertie angulaire (CIA) à ce moment-là [83].

Un réseau électrique réel est toujours exploité tel que tout angle rotorique de générateur δ_i ne soit pas supérieur à un seuil. Si l'angle rotorique du générateur δ_i est plus grand que ce seuil, le générateur sera déconnecté par des relais de protection afin d'éviter de l'endommager [84].

Les résultats de simulation démontrent qu'il est possible d'éviter l'instabilité transitoire pour un défaut particulier en limitant la valeur des angles rotoriques dans le cadre de référence du CIA comme indiqué dans [83]. La valeur du seuil limite d'angle $\delta_{threshold}$ dans [83] varie suivant le système et la valeur appropriée pour un système particulier sera déterminée par l'expérience de l'opérateur après d'intenses analyses de stabilité transitoire du système.

3.2.2.4 Formulation de l'OLSTC

La formulation de l'OLSTC (contraintes transitoires) est identique à celle de l'OLSSC (contraintes statiques) pour ce qui concerne la fonction objectif, la variable de contrôle et les contraintes statiques d'égalité et d'inégalité (équations (3.17) à (3.22)). Nous ajoutons simplement les contraintes liées à la stabilité transitoire.

Contraintes de la stabilité transitoire:

Comme présenté dans le §3.2.2.3, les contraintes de la stabilité transitoire sont :

$$|\delta_i - \delta_{CIA}| \leq \delta_{threshold} \quad (3.35)$$

La méthode d'équations différentielles utilisant le développement en série de Taylor (TSE *Taylor Series Expansion* en anglais) peut être utilisée pour calculer les angles rotoriques des générateurs [83].

La méthode TSE a été utilisée par Haque pour identifier efficacement les générateurs cohérents dans [85], déterminer la stabilité de la première oscillation dans [86] et pour calculer rapidement les temps critiques d'élimination du défaut en utilisant les fonctions d'énergie dans [87]. L'angle rotorique et la vitesse du générateur peuvent être prédits rapidement par la méthode TSE en utilisant les formules (3.36) et (3.37).

$$\delta_i(t_{n+1}) = \delta_i(t_n) + \delta_i^{(1)}\Delta t + \frac{1}{2}\delta_i^{(2)}\Delta t^2 + \frac{1}{6}\delta_i^{(3)}\Delta t^3 + \dots \quad (3.36)$$

$$\omega_i(t_{n+1}) = \delta_i^{(1)}(t_n) + \delta_i^{(2)}\Delta t + \frac{1}{2}\delta_i^{(3)}\Delta t^2 + \frac{1}{6}\delta_i^{(4)}\Delta t^3 + \dots \quad (3.37)$$

$$i = 1, 2, 3, \dots, n = 1, 2, 3, \dots, N$$

Ici, $\delta_i(t_n)$ est l'angle de pré-défaut du $i^{ème}$ générateur à l'instant t_n , $\delta_i^{(m)}$ ($m = 1, 2, 3, etc.$) est la valeur de la dérivé $m^{ième}$ de cet angle évaluée au début de chaque intervalle de temps $\Delta t = t_{n+1} - t_n$ et N est le nombre d'étapes d'intégration.

Les limites de la variable de contrôle sont aussi identiques dans le cas de l'OLSTC que dans celui de l'OLSSC (équations (3.23) à (3.25)).

3.2.2.5 Méthode de choix des contingences critiques

Nous avons proposé la méthode OLSTC pour assurer la stabilité transitoire du réseau électrique. Cette méthode a émané de la TSCOPF. La TSCOPF simple peut fournir un

dispatching avec stabilité transitoire pour une seule contingence [84],[43],[83], et la TSCOPF multi-contingences peut fournir un dispatching avec stabilité transitoire pour plusieurs contingences [78]. Mais TSCOPF simple et TSCOPF multi-contingences ne peuvent pas assurer la stabilité transitoire pour un défaut quelconque parmi un ensemble de défaut en différents lieux lorsque les contingences choisies ne sont pas appropriées. Afin d'assurer la stabilité transitoire du réseau électrique pour n'importe quelle contingence, nous devons choisir les contingences critiques pour les contraintes transitoires qui seront utilisées dans l'OLSTC. Pour résoudre ce problème, nous avons proposé deux méthodologies (une méthode en ligne et une méthode hors ligne). Elles sont discutées dans les paragraphes suivants.

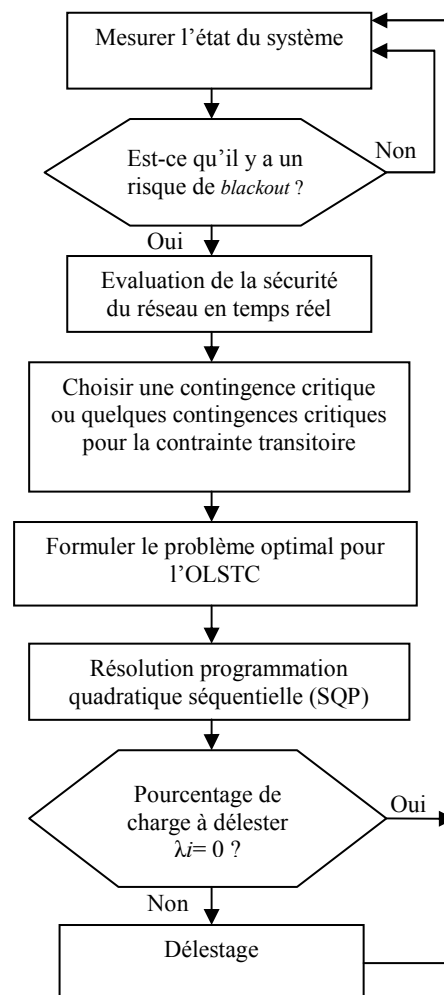


Figure 3.3 – Algorithme de la méthode en ligne

Méthode en ligne :

Avant le délestage, nous utilisons les méthodes d'analyse de la stabilité transitoire en ligne pour trouver les contingences critiques qui ont le plus bas temps critique d'élimination du

défaut (TCC) parmi un ensemble de contingences et les contingences critiques peuvent être utilisées pour les contraintes de stabilité transitoire. En utilisant ces contraintes de stabilité transitoire, l'OLSTC fournira les lieux et les quantités de charge à délester.

L'algorithme de la méthode en ligne est donné sur la figure 3.3. Nous supervisons d'abord l'état du réseau électrique. Lorsque le réseau électrique a un risque d'instabilité, nous utilisons la méthode en ligne pour l'évaluation de la stabilité transitoire du réseau. La méthode en ligne fournira les contingences critiques. Elles seront utilisées pour les contraintes de la stabilité transitoire. L'OLSTC pourra donner une solution optimale de la quantité et du lieu des délestages.

Méthode hors ligne :

La méthode hors ligne est basée sur les méthodes d'analyse de la stabilité transitoire qui ont donné les résultats de la stabilité transitoire dans la configuration N , $N-1$, ..., $N-x$ lorsque le réseau électrique a été simulé avec une augmentation de charge. Les contingences qui ont dépassé en premier la limite de TCC pendant l'augmentation de la charge sont les contingences critiques. Ces contingences peuvent être utilisées comme des contraintes de stabilité transitoire dans l'OLSTC. La méthode pourra permettre de résoudre le problème lorsque le réseau électrique est très chargé, la méthode en ligne pourra donner le nombre de contingences qui ont la même valeur de TCC. On ne sait pas quelle contingence est la plus importante. L'OLSTC ne peut pas introduire toutes les contingences qui sont fournies par la méthode en ligne parce que le temps de calcul est important. Dans ce cas, la méthode hors-ligne peut fournir les contingences les plus importantes pour l'OLSTC et réduire le temps de calcul. La méthode hors ligne sera donc une bonne méthode complémentaire à la méthode en ligne.

L'algorithme est présenté figure 3.4. À partir des mesures, notre méthode hors ligne va évaluer la stabilité transitoire du réseau électrique et enregistrer les contingences critiques selon différentes situations. Lorsque le réseau électrique est dans une situation d'urgence, les contingences critiques préparées par la méthode hors ligne peuvent être utilisées immédiatement pour l'OLSTC.

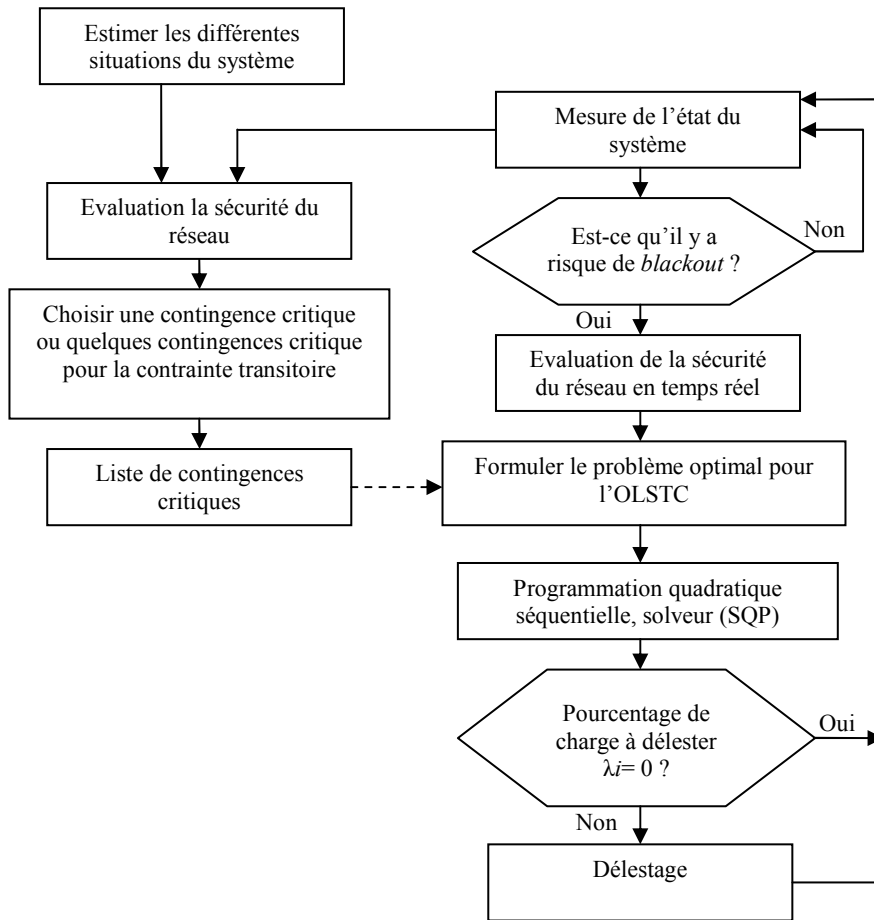


Figure 3.4 – Algorithme de la méthode hors ligne

La méthode OLSTC a des contraintes transitoires qui peuvent garantir la stabilité transitoire après le délestage. Cependant, l'augmentation des contraintes va augmenter le temps de calcul. De ce fait, ceci nous amène à proposer dans la section suivante une méthode de délestage optimale qui peut assurer la stabilité transitoire après le délestage et également diminuer les contraintes.

3.2.3 Délestage optimal en utilisant la méthode de sauvegarde de l'état du système et de rétablissement (OLS-SSB&R)

3.2.3.1 Concept de la méthode de sauvegarde de l'état du système et de rétablissement

Reprenons le modèle dynamique d'un réseau électrique vu au §3.1.2. Les réseaux électriques sont généralement décrits par un ensemble d'équations différentielles et d'équations algébriques avec une série d'équations d'égalité et d'inégalité[28].

$$\dot{x}(t) = F(x, u, t) \quad (3.38)$$

$$G(x, u, t) = 0 \quad (3.39)$$

$$H(x, u, t) \leq 0 \quad (3.40)$$

Ici, les vecteurs $x(t) \in \mathfrak{R}^{n_x}$ sont appelées variables d'état, telles que la puissance de sortie des générateurs, la tension et l'angle, tandis que $u \in \mathfrak{R}^{n_u}$ sont les variables de commande, telles que les positions des prises des régleurs en charge des transformateurs, les positions d'angle des éventuels déphaseurs et les capacités shunt, qui sont généralement indépendants du temps pour les analyses de stabilité transitoire (car ils ont des variations lentes) et peuvent être considérés comme des paramètres de (3.38)-(3.40).

La stabilité transitoire est liée à des grandes perturbations telles que les courts-circuits, la perte de générateurs, les grands changements de charge, etc. [68].

Un autre terme utilisé est la stabilité pratique, qui est définie en ajoutant des équations de contraintes d'inégalité (3.40) à la stabilité transitoire, avant, pendant et après la période transitoire. Elle est définie comme ci-dessous [43]:

Si, après une grande perturbation spécifiée, les équations (3.38) et (3.39), à partir d'un point de fonctionnement stable (x, u, t) , atteignent un autre point de fonctionnement stable (généralement différent de (x, u, t)) et la trajectoire pendant la période transitoire satisfait une série d'inégalités (3.40), alors (x, u, t) sont pratiquement stables pour cette perturbation.

En conséquence, lorsque le système est dans la stabilité pratique, il est exploité dans une région de sécurité.

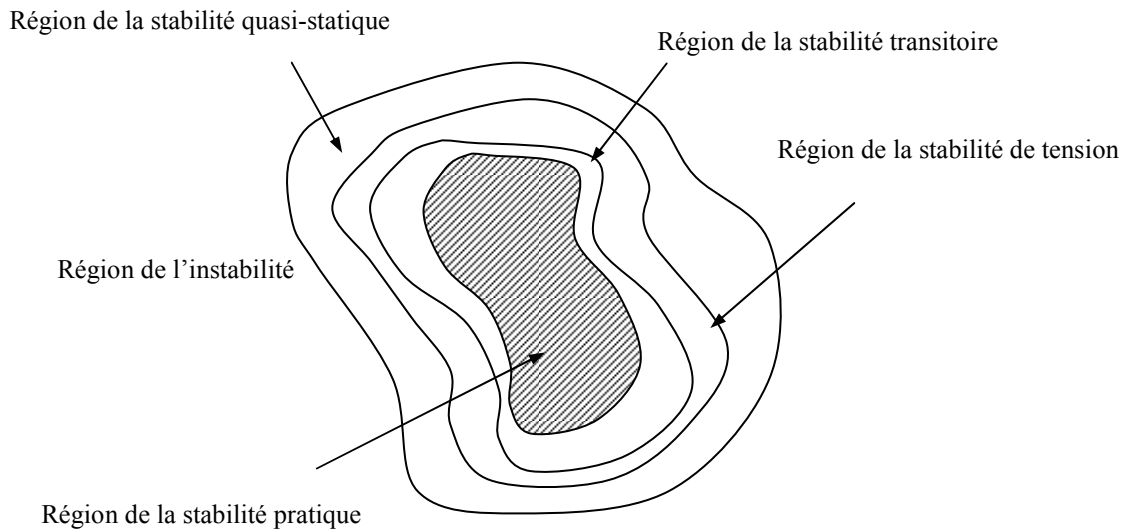


Figure 3.5 – Région de la stabilité du réseau [43].

Sauvegarde de l'état du système :

Le réseau électrique doit maintenir l'équilibre entre la demande et la production, et la puissance transmise par le réseau de transport ne doit pas dépasser ses limites techniques.

Afin de décrire l'état du système dans un point de fonctionnement avec la stabilité pratique, nous utilisons:

- Une série d'égalités comme les équations (3.39) qui peuvent dépendre du niveau de production, du niveau de la demande et des paramètres du réseau de transport.
- Une série d'inégalités comme (3.40) qui décrivent l'état limite et les variables de contrôle, telles que la limite de la tension et de la fréquence, les limites thermiques des lignes, les limites des sorties des générateurs, etc.

Si nous connaissons ces éléments pour un point de fonctionnement ayant la stabilité pratique, nous pouvons sauvegarder l'état statique du système dans ce point de fonctionnement, qui satisfait la stabilité transitoire. Le système peut donc satisfaire les demandes de conditions de stabilité et nous pouvons garantir qu'il restera stable en ce point.

Rétablissement de l'état du système:

La condition d'intégrité du système (N)

La Figure 3.6 présente le processus de rétablissement de l'état du système quand il garde encore son intégrité avant le délestage.

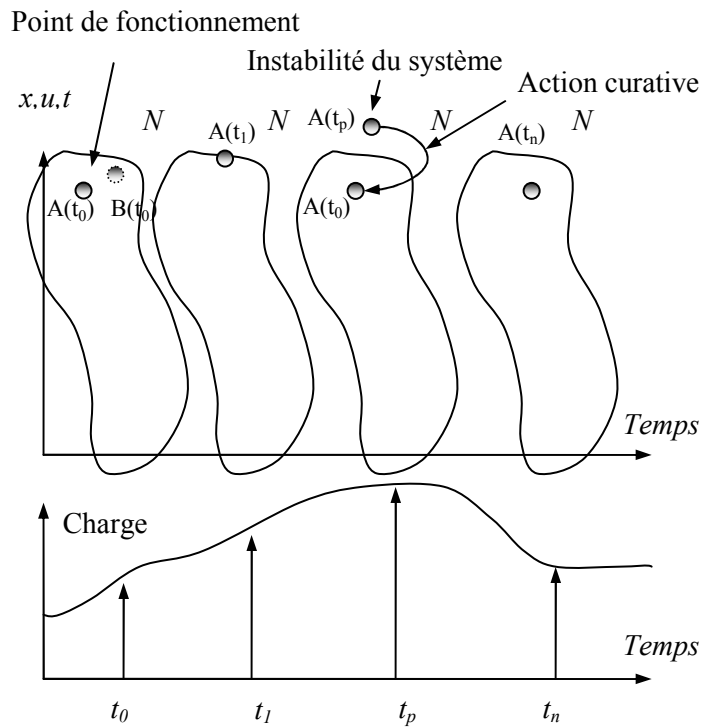


Figure 3.6 – Rétablissement de l'état du système pour la condition complète du système (N).

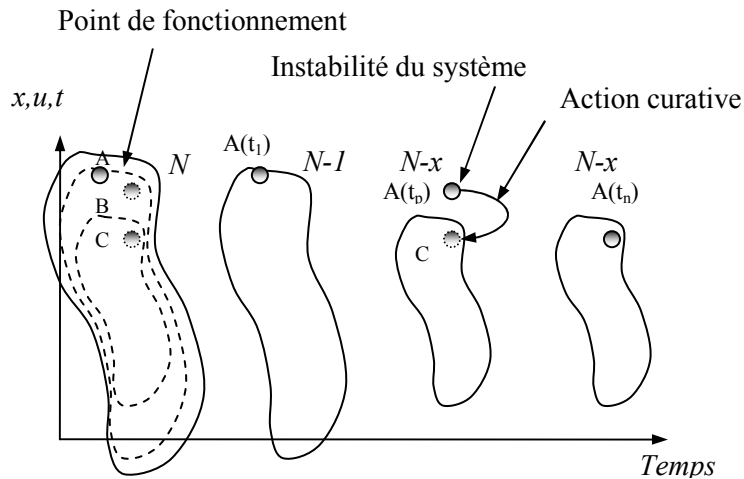


Figure 3.7 – Rétablissement de l'état du système quand le système a perdu sa condition d'intégrité (N-x) .

Au moment initial, le système est au point $A(t_0)$. A cause de l'augmentation de la charge, le réseau électrique abandonne la région de la stabilité pratique et devient instable dans le point

de fonctionnement $A(t_p)$. À ce moment-là, nous voulons changer l'état du système à la région stable et nous allons utiliser le point stable $A(t_0)$ comme point objectif. La façon de revenir à ce point de fonctionnement stable $A(t_0)$ est décrite comme suit:

1) Choisir le point de fonctionnement $A(t_0)$ comme point objectif.

Le point de fonctionnement actuel est sauvegardé toutes les 30 minutes. Quand le système devient instable, le point de fonctionnement stable le plus proche sera le point objectif. Ensuite, nous pouvons utiliser différentes méthodes, telles que le délestage optimal, afin de faire retourner le point de fonctionnement du réseau dans une région stable.

2) Obtenir le point objectif à partir de l'évaluation de la sécurité du réseau électrique.

L'évaluation de la sécurité du réseau électrique peut donner un point de fonctionnement stable qui est dans la région de la stabilité pratique. Nous pouvons trouver un point de fonctionnement stable appelé $B(t_0)$, relativement proche du point de fonctionnement instable $A(t_p)$ et l'utiliser pour ajuster l'état du système. Si $B(t_0)$ est un point optimal et s'il est plus proche de la limite que le point $A(t_0)$, on peut réduire la quantité de délestage.

Le système a perdu son intégrité ($N-1$, $N-2$, $N-3$, ... $N-x$)

En cas de déclenchement d'équipements, par exemple, la région de la stabilité pratique devient plus petite. À ce moment-là, si le système devient instable, nous pouvons utiliser le point stable le plus proche C . Le point C a été trouvé grâce à l'évaluation de la sécurité du réseau électrique, comme point objectif pour faire retourner le point de fonctionnement du réseau à la région stable.

La méthode hors-ligne que nous présentons dans le §3.2.2 peut choisir un point de fonctionnement optimal qui peut être utilisé comme point de fonctionnement objectif pour la méthode OLS-SSB&R.

3.2.3.2 Modélisation du problème et de l'algorithme

Basé sur les recherches précédentes [10] et la méthode de SSB&R, nous proposons les formules de délestage optimal suivantes:

Fonction objectif

$$\text{Min} \sum_{i=1}^{nl} ct_i \lambda_i \quad (3.41)$$

ct_i : le coût de délestage dans le nœud i ; λ_i : le facteur de délestage dans le nœud i ; nl le nombre de charges.

Variable de contrôle: x

$$x = \{V_i, \delta_i, \lambda_i, T_i\} \quad (3.42)$$

V_i : tension du nœud i ; δ_i : l'angle de tension du nœud i ; T_i position du régleur en charge du transformateur i .

Contraintes d'égalité: $g(x)$

$$P_{Gi} - (1 - \lambda_i)P_{Di} - \sum_{j=1}^n |V_i||V_j|(G_{ij} \cos(\delta_i - \delta_j) + B_{ij} \sin(\delta_i - \delta_j)) = 0 \quad (3.43)$$

$$Q_{Gi} - (1 - \lambda_i)Q_{Di} - \sum_{j=1}^n |V_i||V_j|(G_{ij} \sin(\delta_i - \delta_j) - B_{ij} \cos(\delta_i - \delta_j)) = 0 \quad (3.44)$$

$i = 1, \dots, n$ le nombre de nœuds ; n : tous les nœuds de connexion au nœud i .

$$P_{Gi} = P_{Obj_i} \quad (3.45)$$

P_{Gi} la puissance active générée au nœud i

$$Q_{Gi} = Q_{Obj_i} \quad (3.46)$$

Q_{Gi} la puissance réactive générée au nœud i ; P_{Obj_i} et Q_{Obj_i} sont des puissance générées objectifs à chaque générateur i .

Contraintes d'inégalité: $h(x)$

$$S_{ij}^{\min} \leq S_{ij} \leq S_{ij}^{\max} \quad (3.47)$$

Limite thermique de la ligne ij en terme de puissance apparente

$$Q_{sh_i}^{\min} \leq Q_{sh_i} \leq Q_{sh_i}^{\max} \quad (3.48)$$

La puissance réactive maximale et minimale de la capacité shunt i

Limites de la variable de contrôle: x

$$V_i^{\min} \leq V_i \leq V_i^{\max} \quad (3.49)$$

$$\lambda_i^{\min} \leq \lambda_i \leq \lambda_i^{\max} \quad (3.50)$$

$$T_i^{\min} \leq T_i \leq T_i^{\max} \quad (3.51)$$

P_{Obj_i} et Q_{Obj_i} représentent le plan de génération dans un point de fonctionnement avec la stabilité pratique. En utilisant ce plan de génération objectif et les paramètres du réseau en temps réel, le point d'équilibre entre la charge et la génération sera trouvé grâce à la méthode optimale. Il peut obtenir une solution optimale de délestage minimum selon l'état du réseau en temps réel.

Algorithme de la méthode proposée

L'algorithme de la méthode proposée est le suivant:

1. Mesurer l'état du réseau et sauvegarder toutes les 30 minutes les valeurs de la génération, la charge, et l'état du réseau.
2. Si le système devient instable, passer à l'étape suivante. Si au contraire, le système est toujours stable, revenir à l'étape 1.
3. Formuler le problème optimal avec $\lambda_i = 1$ et utiliser un point de fonctionnement avec la stabilité pratique comme point objectif.
4. Calculer le facteur maximal de délestage dans chaque nœud de charge.
5. Résoudre le problème optimal avec le facteur maximal de délestage. Si le facteur de délestage est égal à zéro, aller à l'étape 1. Sinon, passer à l'étape suivante.
6. Délester.
7. Aller à l'étape 1.

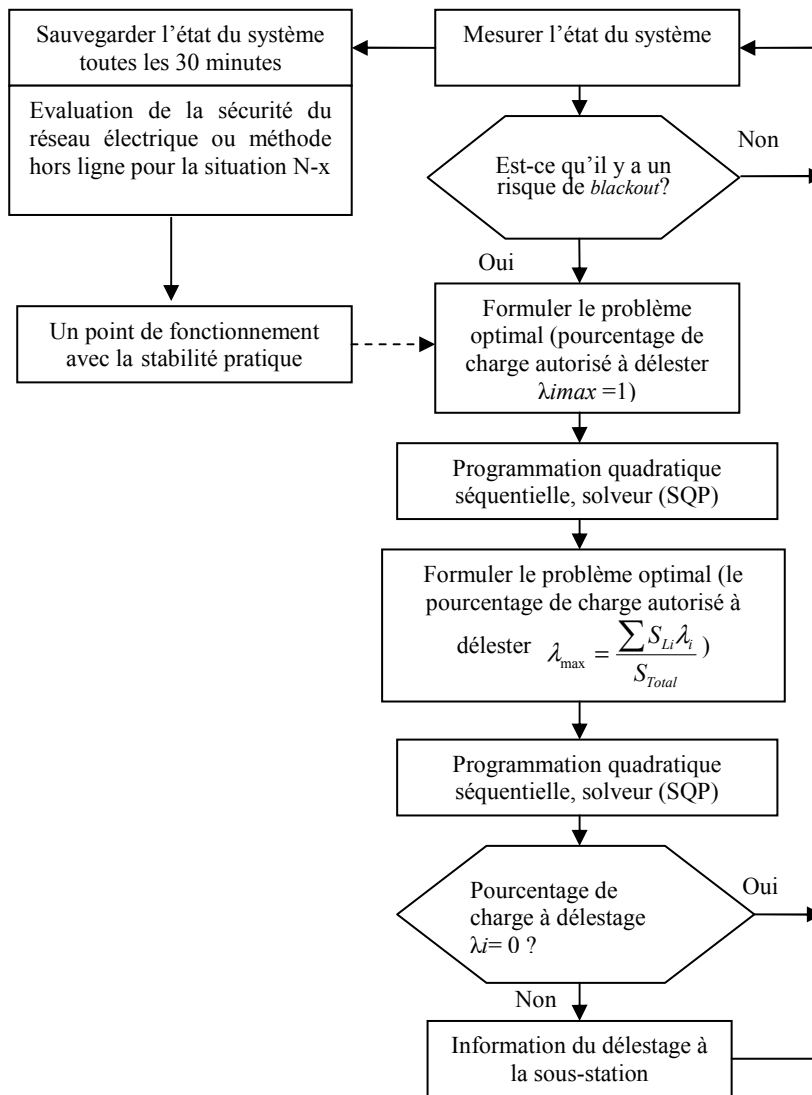


Figure – 3.8 Algorithme du programme

3.3 Délestage optimal pour la surcharge de lignes

La méthode de délestage optimal avec les contraintes statiques (OLSSC) proposée dans le §3.2.1 peut également résoudre telle quelle le problème de surcharge des lignes lorsque le réseau est stable. Cette méthode peut aider à éviter la cascade de surcharge, éviter le réseau d'entrer dans une situation instable, et par conséquent réduire le risque de blackouts.

3.4 Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons principalement proposé trois méthodes de délestage optimal applicables en temps réel. Dans un premier temps, nous présentons la méthode OLSSC basée sur l'OPF traditionnel. Cette méthode contient les contraintes statiques. Les contraintes statiques peuvent garantir que les puissances de ligne et les tensions soient dans les limites imposés. La méthode OLSSC peut également résoudre le problème de surcharge des lignes. Cependant, cette méthode n'a pas les contraintes transitoires. Elle ne peut pas garantir la stabilité transitoire. Pour résoudre ce problème, nous avons proposé la méthode OLSTC qui introduit les contraintes transitoires, lesquelles sont choisies par les méthodes d'analyse de la sécurité dynamique. Pour réaliser cette méthode, il faut trouver les contingences qui ont le plus petit temps critique d'élimination du défaut. Pour cela, nous proposons d'utiliser la méthode en ligne et la méthode hors ligne. À cause des contraintes transitoires ajoutées et des temps de recherche de contingences, le temps de calcul de cette méthode va augmenter. Pour réaliser une méthode de calcul plus rapide et en même temps garantir la stabilité transitoire, nous proposons la méthode de « sauvegarde de l'état du système et de rétablissement (SSB&R) ». À partir de cette méthode, nous avons développé la méthode OLS-SSB&R. Cette méthode peut diminuer les contraintes. En même temps, elle peut garantir la stabilité transitoire grâce à la méthode SSB&R. Les simulations, détails et la comparaison des méthodes vont être présentées dans le chapitre suivant.

CHAPITRE IV : Applications des méthodes proposées, et stratégies optimales

4.1 Introduction

Afin de valider les méthodes présentées dans le chapitre III et de montrer leurs applications, dans ce chapitre, nous allons présenter les simulations de ces méthodes pour éviter l'écroulement de tension et la cascade de surcharge. A partir des simulations, nous allons faire la comparaison et la synthèse des méthodes proposées. Enfin, nous allons proposer des stratégies optimales utilisant ces méthodes en fonction des différentes situations du réseau.

4.2 Réseau test et environnement de simulation

Dans cette thèse, nous utilisons comme support le réseau test standard « IEEE 39 nœuds – New England » (Annexe 1) [88] pour tester les méthodes proposées. Ce réseau est composé de 10 machines, 39 nœuds, 34 lignes, et 12 transformateurs. Le niveau de tension est 400kV. Le niveau de charge original est 6.1GW et 1.4GVA_r. Le schéma est présenté sur la figure 4.1.

Les simulations ont été réalisées avec le logiciel MATLAB couplé au logiciel de simulation dynamique des réseaux EUROSTAG sur un ordinateur équipé d'un processeur Intel ® Core™ 2 CPU 6400@2.13GHz et 3Go de RAM. La méthode d'optimisation locale de programmation quadratique séquentielle (SQP) a été utilisée pour résoudre les problèmes optimaux.

Le modèle de délestage optimal est construit dans le logiciel MATLAB. Le logiciel EUROSTAG est utilisé pour simuler le réseau réel.

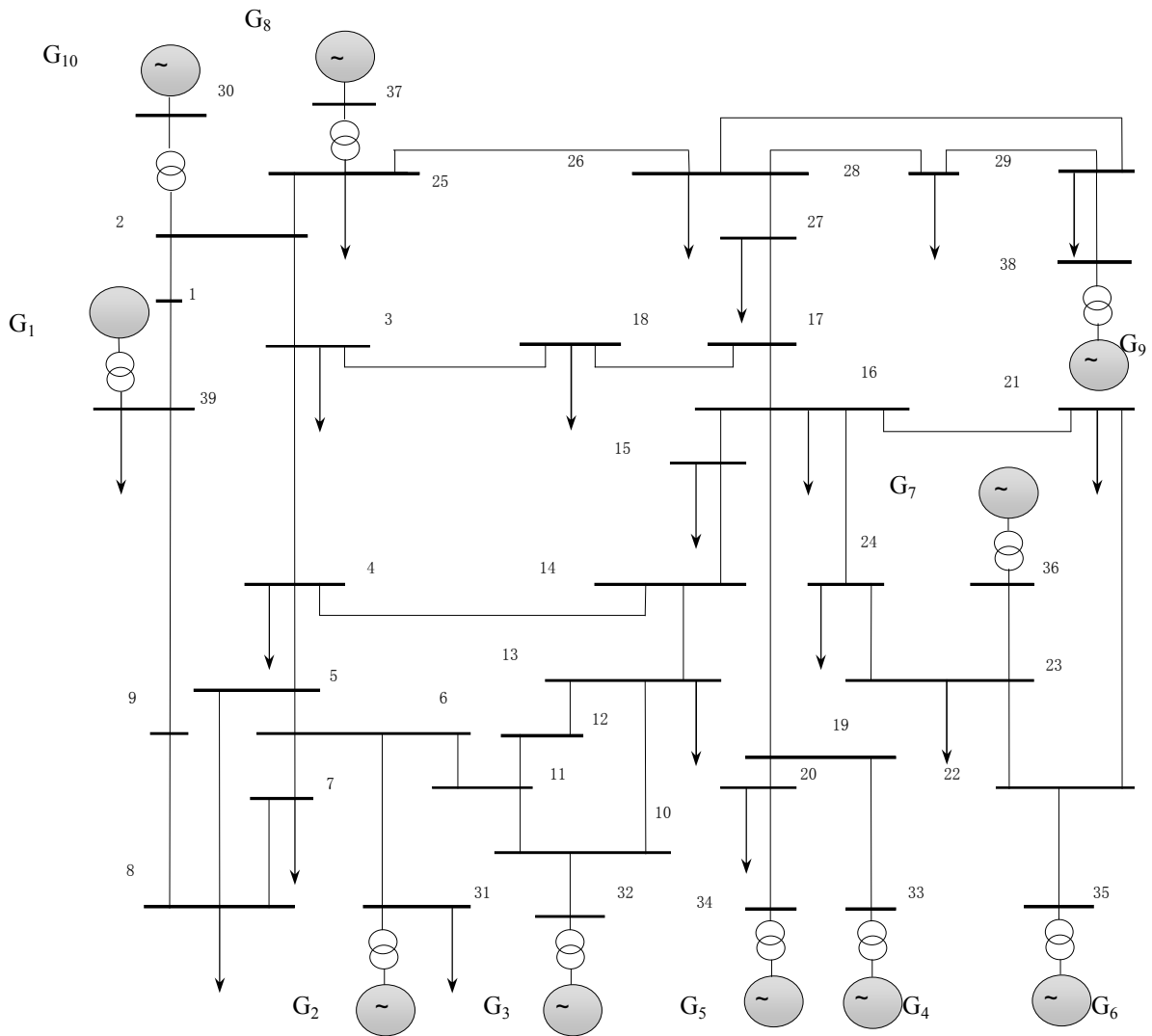


Figure 4.1 – Réseau de IEEE-39 New-England

4.3 Simulation des méthodes pour éviter l'écroulement de tension et discussions

Dans cette thèse, nous pouvons définir les tensions minimales normales (ex : 0.95pu), et les tensions minimales d'urgence (ex : 0.9pu). Normalement, la première est pour la qualité de tension et la deuxième est pour la stabilité de tension. L'objectif de notre méthode est d'éviter l'écroulement de tension pour le deuxième critère et de faire revenir les tensions à normal pour le premier critère.

4.3.1 Simulations de délestage optimal avec contraintes statiques (OLSSC)

Dans cette partie, nous utilisons la méthode de délestage optimal avec contraintes statiques proposé dans le §3.2.1 pour résoudre le problème de tension.

4.3.1.1 Ecrroulement de tension dans la situation N

Dans la situation du réseau électrique pendant les pics d'été et d'hiver, qui ont un haut risque de *blackout* [4], la simulation d'écrroulement de tension a été effectuée. Les charges augmentent globalement jusqu'à la limite de la stabilité de tension de façon échelonnée par pas de 10% (Figure 4.2). Les nœuds 4, 7 et 8 (les trois nœuds avec les tensions les plus basses) ont été choisis pour montrer l'écrroulement de tension (Figure 4.2).

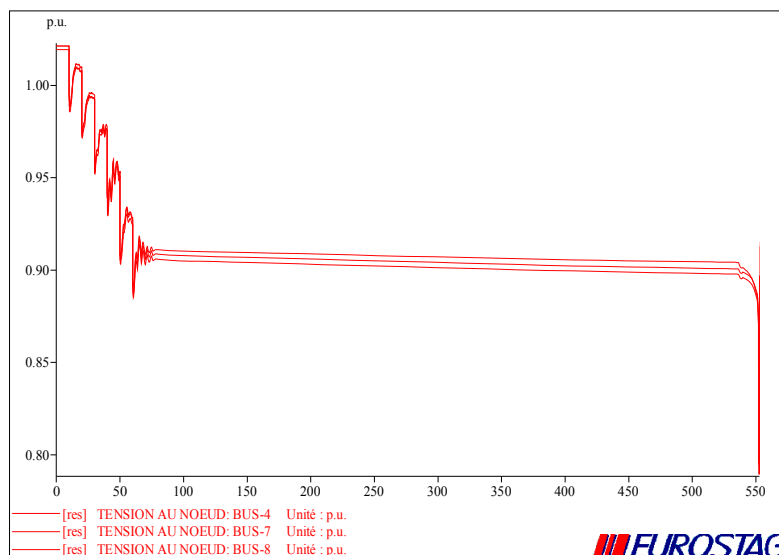


Figure 4.2 – Écrroulement de tension aux nœuds 4, 7 et 8.

Avant le délestage, il y a 9 nœuds qui ont des tensions inférieures aux tensions minimales normales (0.95 pu, la limite technique) et les tensions aux nœuds 4, 7, et 8 sont proches de 0.9 pu (Figure 4.3). On constate que l'écrroulement de tension apparaît à la seconde 535 (Figure 4.2). On suppose que le système détecte le risque de l'instabilité de tension à l'instant 500s pour montrer que cette méthode peut résoudre rapidement le risque de l'instabilité de tension dans une situation d'urgence.

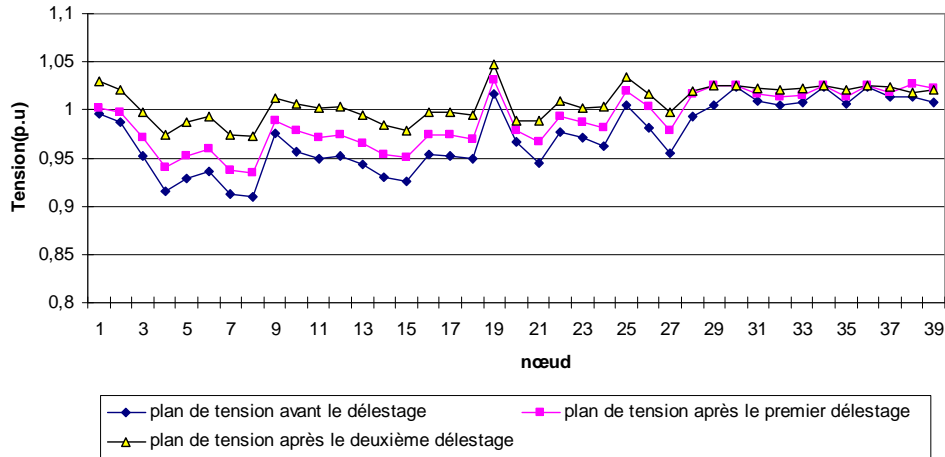


Figure 4.3 – Plan de tension pendant le délestage

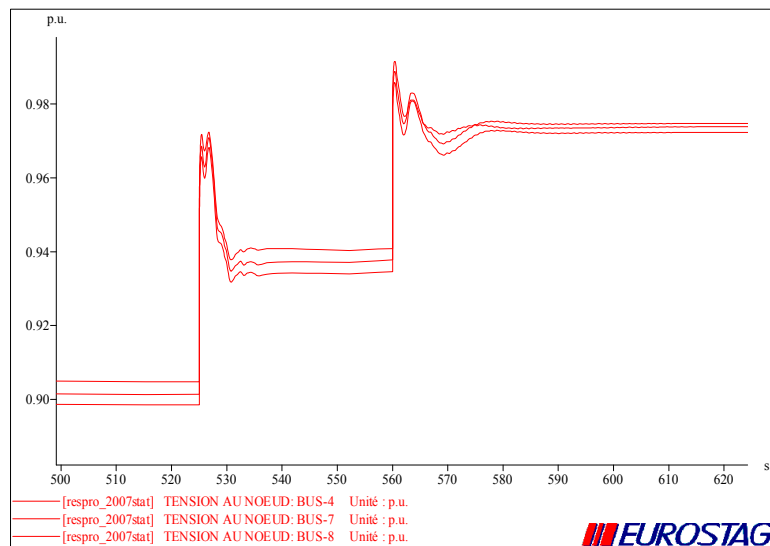


Figure 4.4 – Simulation dynamique du délestage

Normalement, si les modèles de délestage optimal sont proches des réseaux réels, a priori un seul délestage est suffisant. En fait, les charges sont variables selon les différentes caractéristiques, les modèles de charge ne peuvent pas toujours approcher les charges réelles. De ce fait, après le délestage, la quantité de charge de délester peut ne pas être suffisante. Il faut continuer de faire du délestage. Pour simuler simplement cette situation, dans cette thèse, le modèle de charge de délestage optimal est statique et constant (4.1), (4.2). Le modèle de charge dans EUROSTAG est statique, variable avec la tension et la fréquence (4.3), (4.4).

$$P = P_0 \quad (4.1)$$

$$Q = Q_0 \quad (4.2)$$

P : charges active, Q :charge réactive, P_0 : charges active initiale, Q_0 :charges réactive initiale.

$$P = P_0 \left(\frac{U}{U_0} \right)^\alpha \left(\frac{\omega}{\omega_0} \right)^\gamma \quad (4.3)$$

$$Q = Q_0 \left(\frac{U}{U_0} \right)^\beta \left(\frac{\omega}{\omega_0} \right)^\delta \quad (4.4)$$

U_0 : tension initiale, U : tension, ω_0 : fréquence initiale, ω : fréquence, Les coefficients $\alpha, \gamma, \beta, \delta$ sont spécifiés et dépendent du type de charge. (ex : pour $\alpha = \beta = 2$ et $\gamma = \delta = 0$, le charge est une impédance constante.)

Après le premier délestage, il y a encore des nœuds avec des tensions inférieures à 0.95 pu. Donc le système effectue un deuxième délestage. Après ce second délestage optimal, les tensions sont toutes supérieures à 0.95 pu (Figure 4.3) et la tension est finalement stable (Figure 4.4). Les quantités de charge à délester à chaque nœud pour les deux délestages sont présentées sur la figure 4.5. Le total des charges à délester est de 1762.9 MW et 433.4 MVAR (Tableau 4.1). Le temps de calcul de chaque délestage est inférieur à 30s (Tableau 4.2). Donc on peut résoudre suffisamment rapidement le problème de la stabilité de tension en utilisant la méthode OLSSC pour une application en temps réel.

	Pourcentage de charge autorisé à délester λ_{\max}	Nombre de nœud de charge à délester	Total de charge à délester	
Premier délestage	17%	16	1035.2MW	250.5MVAR
Deuxième délestage	13%	15	727.7MW	182.9MVAR
Total de charge à délester			1762.9MW	433.4MVAR

Tableau 4.1 – Pourcentage de charge autorisé, nombre de nœud de charge à délester et total de charge à délester

	Temps de calcul		
	Calcul λ_{\max}	Calcul λ_i	Total
Premier délestage	15s	9s	24s
Deuxième délestage	15s	3s	18s

Tableau 4.2 – Temps de calcul du délestage

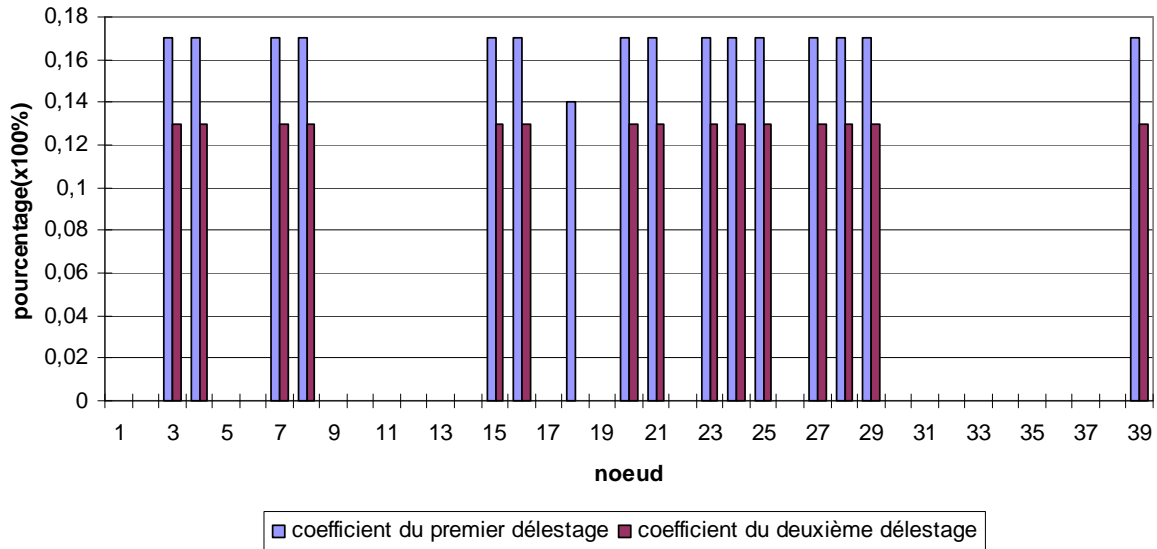


Figure 4.5 – Pourcentage de charge à délester en chaque nœud

Pour chaque délestage, le programme calcule d'abord le pourcentage maximal de charge autorisé à délester λ_{\max} . Ce pourcentage est utilisé pour diminuer l'impact du délestage à chaque nœud et éviter que les nœuds ne délestent trop de charge lorsque le délestage est centralisé à certains nœuds car plus le pourcentage maximal de charge autorisé à délester est grand, plus les nœuds qui participent au délestage sont concentrés. Autrement dit, plus ce pourcentage sera faible, plus l'effort de délestage sera réparti sur un plus grand nombre de nœuds. La figure 4.6 présente le pourcentage de charge à délester dans chaque nœud lors du premier délestage lorsque l'on utilise différents λ_{\max} . On constate que si λ_{\max} est égal à 100%, seul le nœud 39 doit délester 87.6% de charge pour éviter l'instabilité de tension. Une très grande partie des charges de ce nœud vont forcément être mises dans le noir. Si λ_{\max} est égal à 50%, 30% ou 17%, respectivement 6, 13 et 16 nœuds sont touchés pour le délestage. On peut changer le λ_{\max} à chaque nœud en fonction de la situation et réaliser le délestage optimal qui est plus économique et qui a le moins d'impact sur le réseau électrique et les consommateurs. Après avoir calculé λ_{\max} , on peut plus rapidement calculer λ_i la quantité de charge à délester à chaque nœud. Les temps de calcul de λ_i sont inférieurs à 10s.

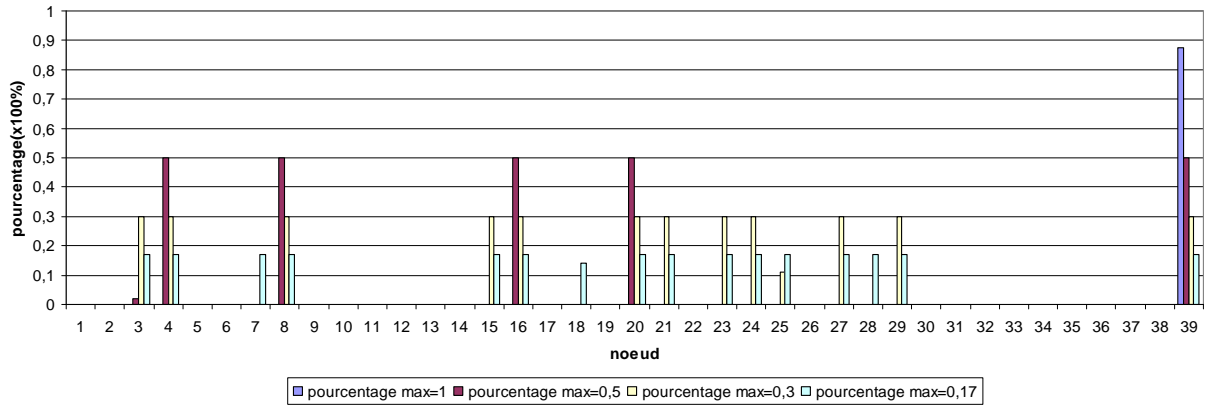


Figure 4.6 – Pourcentage de charge à délester pour différent λ_{\max}

Après deux délestages, les tensions redeviennent normales. La stabilité de tension est donc assurée. Cependant, si un court circuit survient ensuite, le réseau électrique peut s’écrouler rapidement pour cause d’instabilité transitoire (exemple sur la Figure 4.7: un court-circuit est effectué à 610s sur la ligne 28-29). Après l’analyse de la stabilité transitoire (Figure 4.8), on constate que s’il y a un court circuit sur une des quatre lignes (15-16, 22-23, 26-29 ou 28-29), car les temps critiques d’élimination du défaut sur ces lignes sont inférieurs à 0.2s (la limite technique). Donc la méthode OLSSC peut garantir la stabilité de tension après le délestage, cependant elle ne garantie pas la stabilité transitoire. Ceci est illustré sur la Figure 4.9.

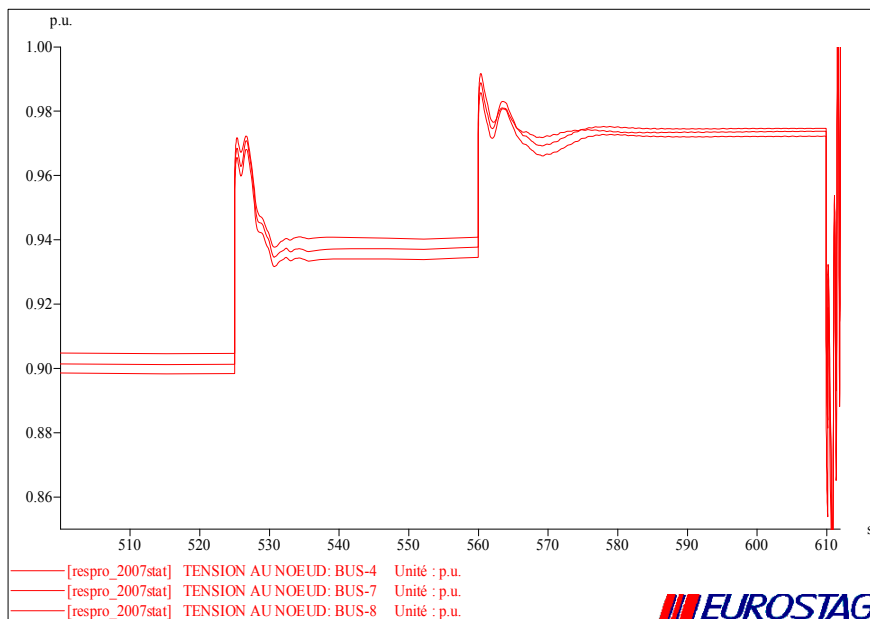


Figure 4.7 – Le système perd la stabilité suite à un court-circuit après le délestage

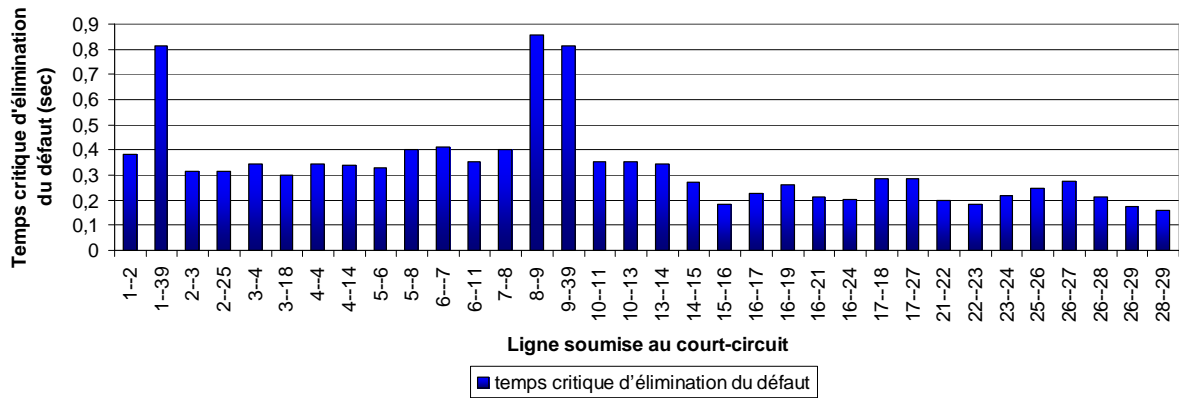


Figure 4.8 – Temps critique d'élimination du défaut

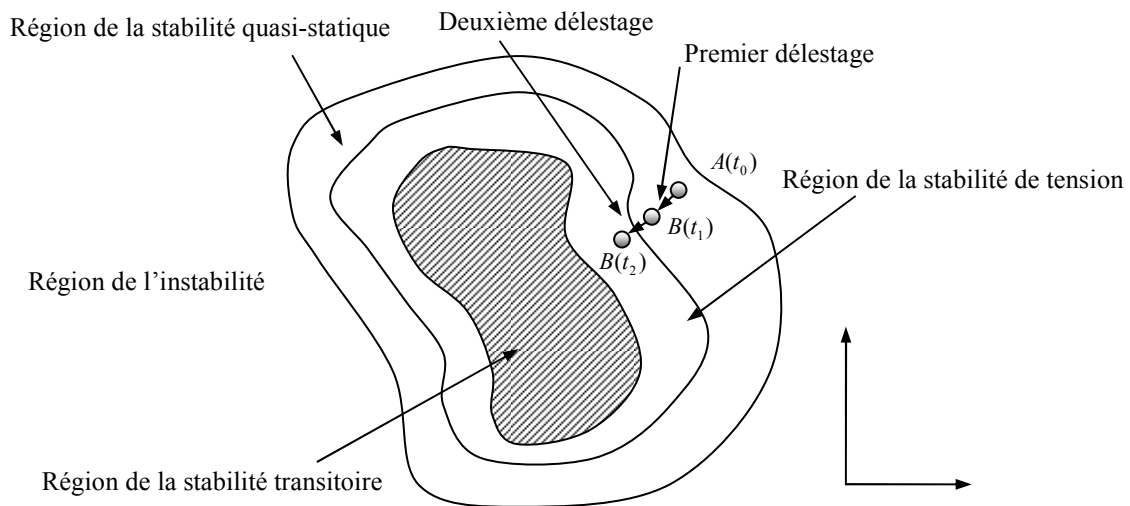


Figure 4.9 – Délestage optimal avec les contraintes statique dans la situation N

4.3.1.2 Problème de tension dans la situation N-1

Normalement, le réseau électrique doit garantir la stabilité après la perte de n'importe quel équipement important (générateur, ligne, transformateur). C'est la règle N-1. Mais aujourd'hui, les réseaux électriques sont souvent pilotés proches de la limite de la stabilité pour des raisons économiques. Quelquefois dans la situation N-1, le réseau voit apparaître un problème de stabilité et le risque de *blackout* augmente. Dans cette situation, le délestage peut être une méthode économique et rapide pour résoudre le problème d'instabilité. La méthode utilisée dans la situation N-1 peut également être utilisée dans la situation N-x.

Dans ce cas, nous supposons que le réseau électrique fonctionne à proximité de la tension minimale normale et que les tensions à chaque nœud sont supérieures à 0.95 pu. À l'instant 500s, la ligne 11-6 déclenche à cause d'un court-circuit. Les tensions aux nœuds 4, 7 et 8 sont inférieures à 0.95 pu. (Figure 4.10) après le déclenchement de cette ligne.

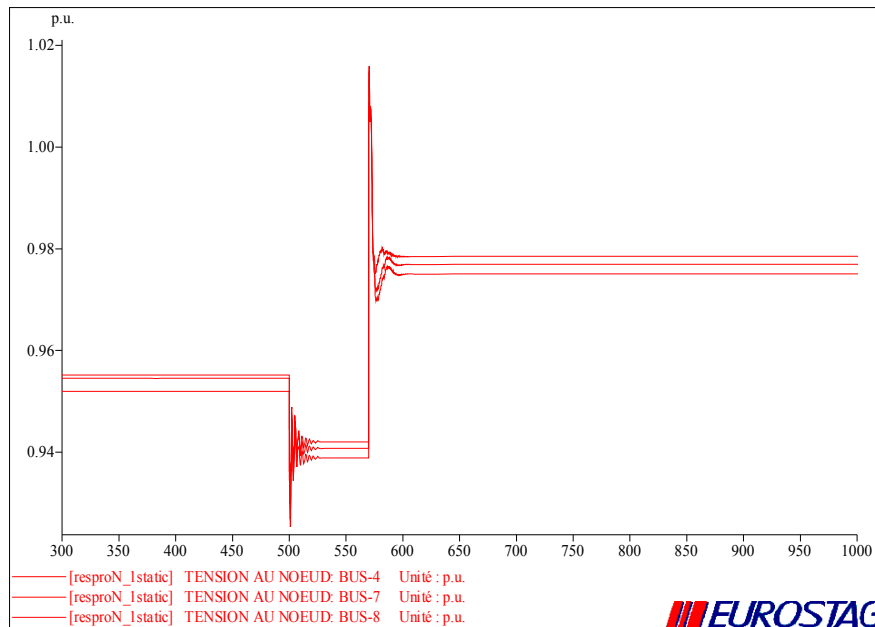


Figure 4.10 – Problème de tension après le déclenchement de la ligne 11-6 et délestage

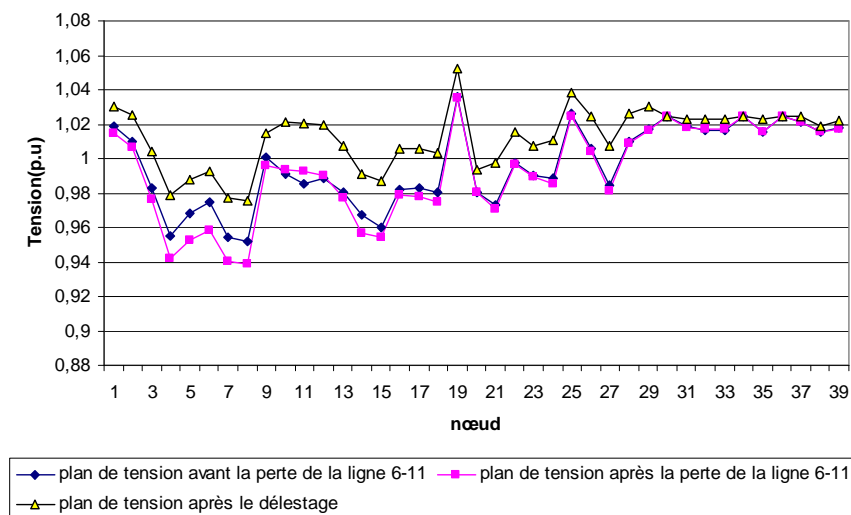


Figure 4.11 – Plan de tension pendant le délestage

Après le délestage, toutes les tensions sont supérieures à 0.95pu (Figure 4.10). Il n'y a pas de risque d'instabilité de tension (Figure 4.11). Le temps de calcul du délestage est inférieur à 20s (Tableau 4.3). Les quantités de charge à délester aux nœuds sont présentées figure 4.12.

Le total de charge à délester est de 1131.6 MW et 276.6 MVar (Tableau 4.4). Mais il existe toujours un risque d'instabilité transitoire (Figure 4.13 et Figure 4.14).

	Temps de calcul		
	Calcul de λ_{\max}	Calcul de λ_i	Total
Premier délestage	15s	3s	18s

Tableau 4.3 – Temps de calcul du délestage

	Pourcentage de charge autorisé à délester λ_{\max}	Nombre de nœud de charge à délester	Total de charge à délester	
			1131.6MW	276.6MVar
Premier délestage	18%	16	1131.6MW	276.6MVar
Total de charge à délester			1131.6MW	276.6MVar

Tableau 4.4 – Pourcentage de charge autorisé, nombre de nœud de charge à délester et total de charge à délester

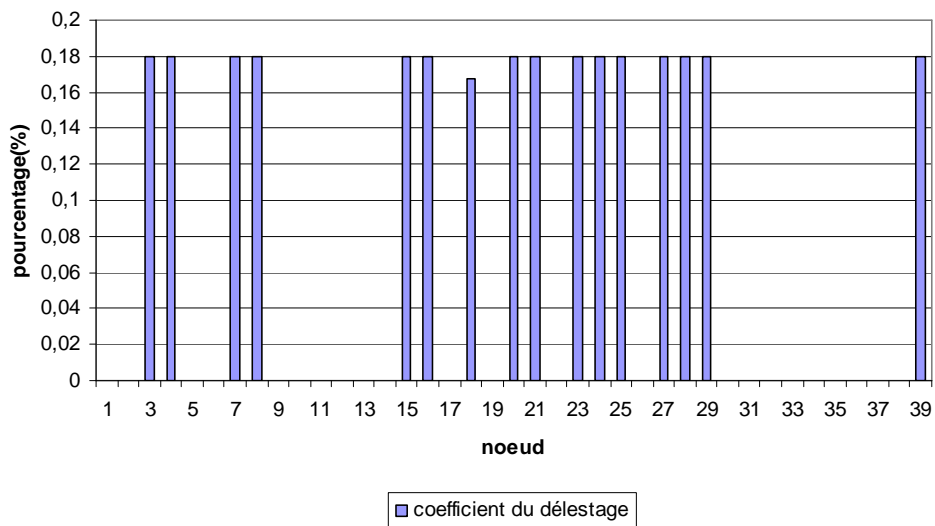


Figure 4.12 – Pourcentage de charge à délester en chaque nœud

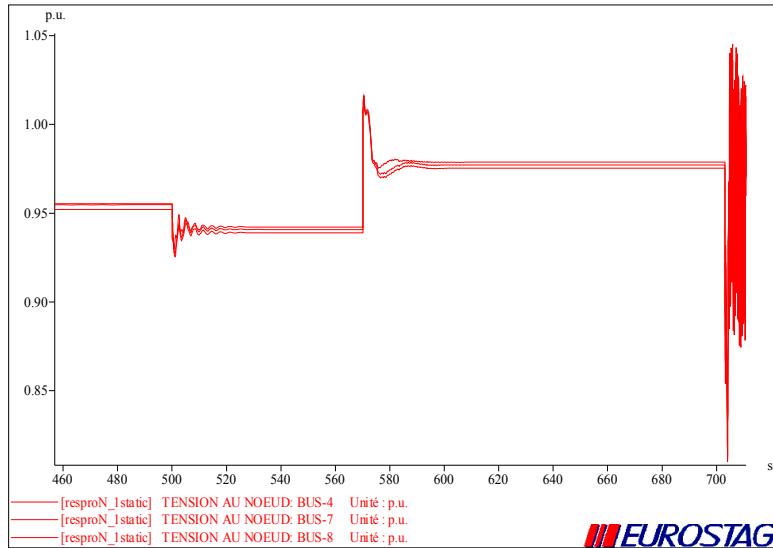


Figure 4.13 – Perte de la stabilité du système suite à un court-circuit après le délestage

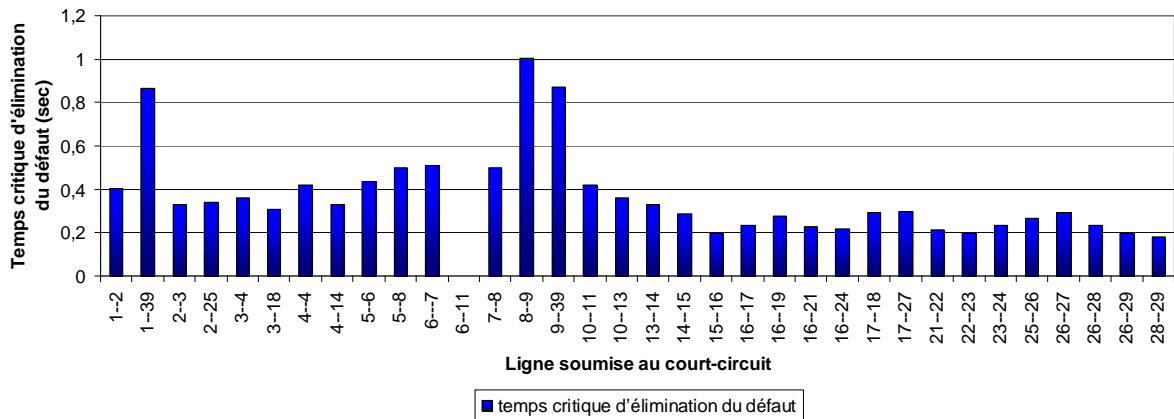


Figure 4.14 – Temps critique d'élimination du défaut

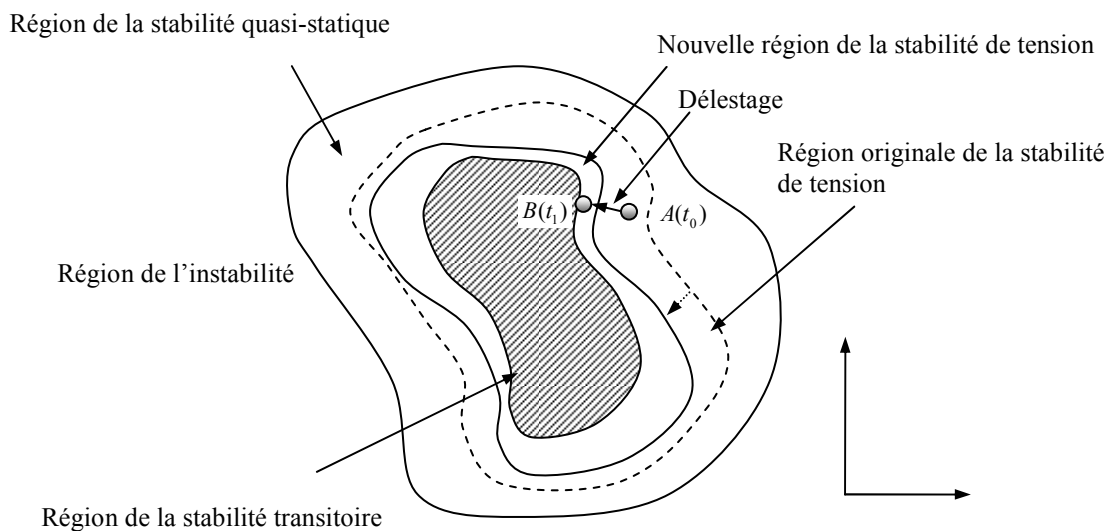


Figure 4.15 – Délestage optimal avec des contraintes statiques dans la situation N-1

Comme présenté dans la figure 4.15, dans la situation N-1, la méthode OLSSC peut assurer la stabilité de tension du réseau électrique, mais elle ne peut pas assurer la stabilité transitoire du réseau électrique. Si un court-circuit apparaît sur une ligne critique, le *blackout* va se produire à cause de l'instabilité transitoire. Donc la méthode OLSSC est rapide, efficace et flexible pour l'instabilité de tension. Mais elle ne peut pas garantir la stabilité transitoire du réseau électrique après le délestage. C'est pourquoi nous avons proposé dans le chapitre III la méthode OLSTC dont nous présentons l'application dans la section suivante.

4.3.2 Simulations de délestage optimal avec contraintes transitoires (OLSTC)

Dans cette partie, nous utilisons la méthode de délestage optimal avec contraintes transitoires proposé dans le §3.2.2 pour résoudre le problème de tension. Nous considérons les deux situations proposées dans le §4.3.1. La première situation est quand l'instabilité du réseau électrique apparaît avec un réseau électrique complet (situation N). Dans cette situation, on surcharge le réseau. S'il apparaît un problème d'instabilité, le réseau électrique s'écroule rapidement. La méthode hors ligne proposée dans le §3.2.2.4 nous fournit rapidement les contingences critiques pour la contrainte transitoire dans la situation N. De ce fait, nous présentons la méthode OLSTC en utilisant la méthode hors ligne, qui peut résoudre le problème plus rapidement que la méthode en ligne, pour la situation N.

La deuxième situation est lorsque le réseau électrique a perdu un composant (situation N-1) et qu'il devient instable. Nous présentons la méthode OLSTC en utilisant la méthode hors ligne (proposée dans le §3.2.2.4) pour la situation prévue, la méthode OLSTC en utilisant la méthode en ligne pour la situation non prévue et la méthode OLSTC en utilisant la méthode en ligne multi-contingences de la stabilité transitoire pour la situation non prévue avec quelques contingences critiques en même temps. La dernière méthode s'utilise dans un grand réseau électrique lorsque plusieurs contingences critiques sont susceptibles d'apparaître en même temps dans différentes régions.

Les méthodes utilisées dans la situation N-1 peuvent également être utilisées dans la situation N-x donc nous n'allons pas présenter cette situation dans cette thèse.

4.3.2.1 Méthode OLSTC en utilisant la méthode hors ligne dans la situation N

La situation avant le délestage est comme la situation présentée dans le §4.3.1.1. Le premier délestage est réalisé à l'instant 450s (Figure 4.16). Les nœuds 4, 7 et 8 sont les nœuds avec la tension la plus basse. Après le premier délestage, les tensions redeviennent normales ($V > 0.95$ p.u)(figure 4.18). Cependant s'il y a un court-circuit sur la ligne 28-29 (contingence critique), le réseau électrique s'écroule à cause de l'instabilité transitoire (figure 4.16). Le réseau électrique a encore un risque d'instabilité transitoire après le premier délestage. Notre programme réalise continuellement le délestage selon la situation du réseau. Après le troisième délestage, le réseau électrique est vraiment stable en cas de court-circuit (figure 4.17). Les temps critiques d'élimination des défauts sont tous supérieurs à 0.2s (figure 4.19). Les nœuds et la quantité de charge à délester sont présentés figure 4.20. Le total des charges à délester est 2195.4MW et 570.1MVar (Tableau 4.5). Le temps de calcul de chaque délestage est inférieur à 90s (Tableau 4.6).

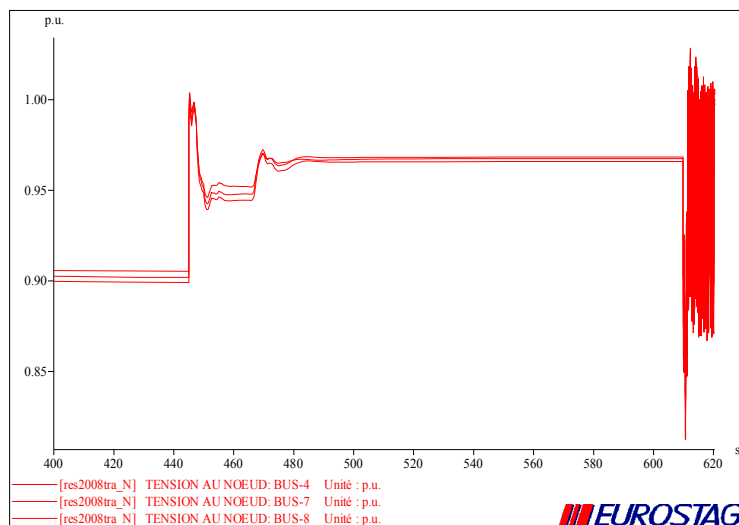


Figure 4.16 – Perte de la stabilité suite à un court-circuit après le premier délestage

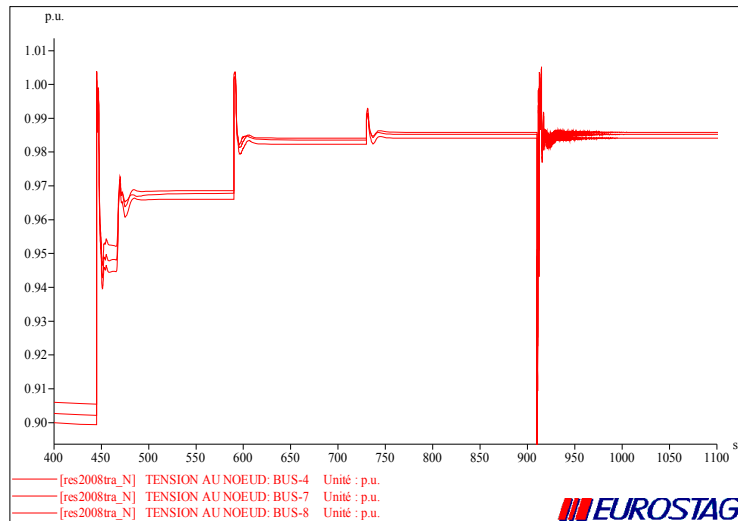


Figure 4.17 – Système stable suite à un court-circuit après le troisième délestage

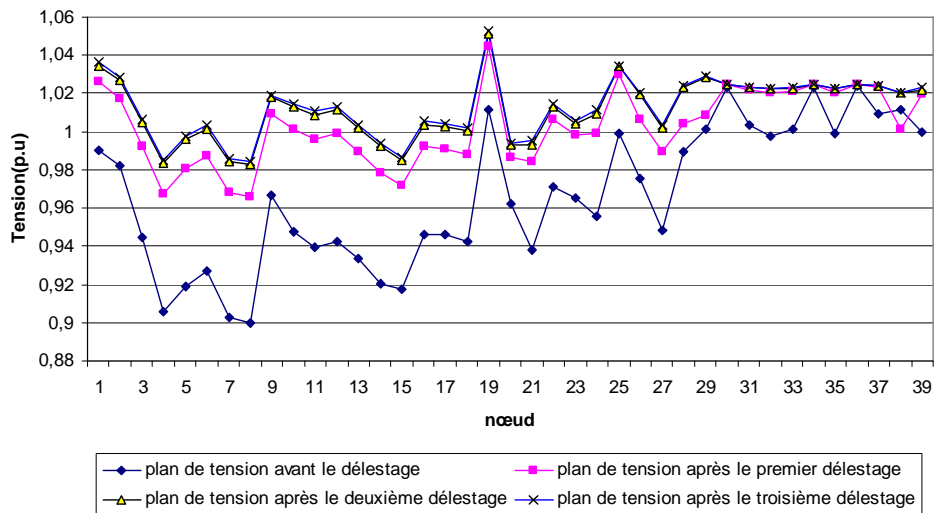


Figure 4.18 – Plan de tension pendant le délestage

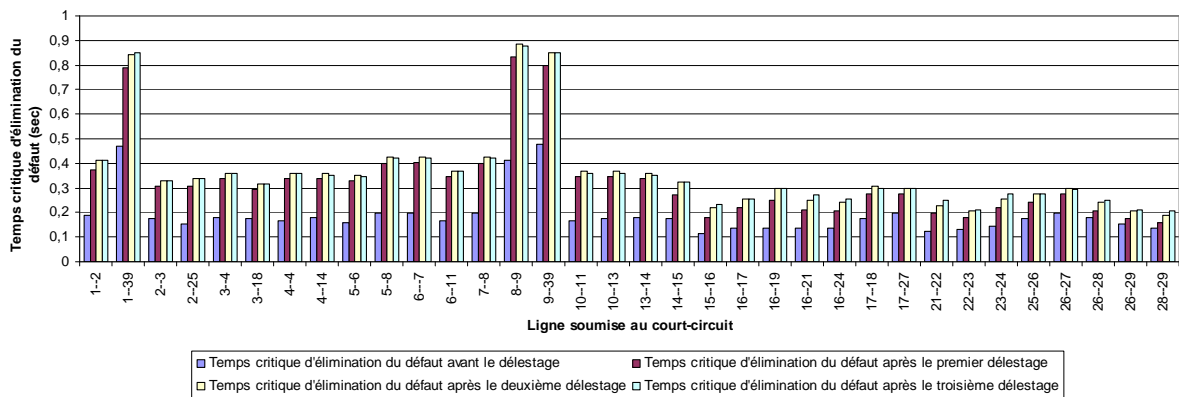


Figure 4.19 – Temps critiques d'élimination des défauts

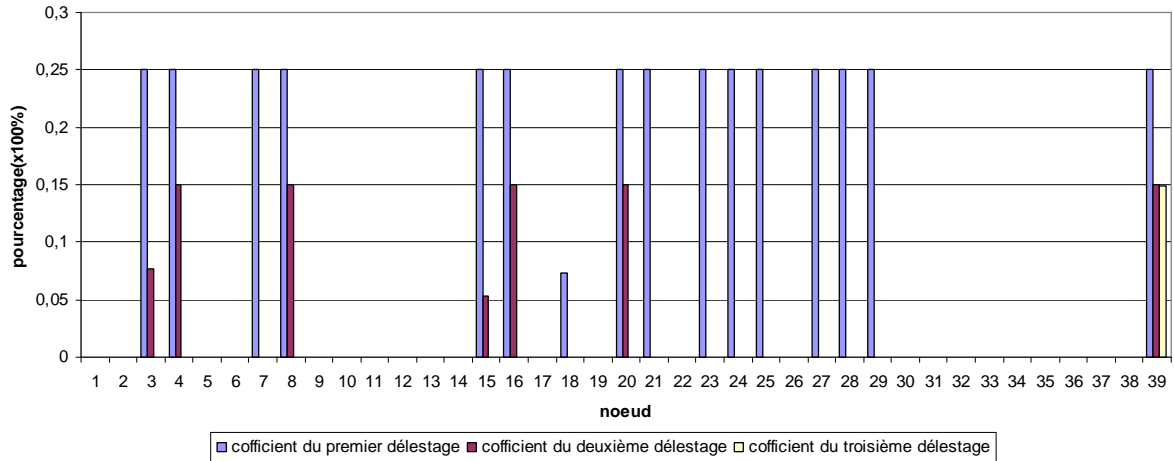


Figure 4.20 – Pourcentage de charge à délester en chaque nœud

	Pourcentage de charge autorisé à délester λ_{max}	Nombre de nœud de charge à délester	Total de charge à délester	
Premier délestage	25%	16	1567.2MW	379.4MVAr
Deuxième délestage	15%	7	471.2MW	143MVAr
Troisième délestage	15%	1	157MW	47.7MVAr
Total de charge à délester			2195.4MW	570.1MVAr

Tableau 4.5 – Pourcentage de charge autorisé, nombre de nœuds de charge à délester et total de charge à délester

	Temps de calcul (s)
	Calcul λ_i
Premier délestage	43s
Deuxième délestage	85s
Troisième délestage	88s

Tableau 4.6 – Temps de calcul du délestage

Nous utilisons la méthode hors ligne pour trouver les contingences critiques. La simulation commence à un niveau donné de charge. À ce niveau de charge, le point de fonctionnement du réseau électrique est dans une région stable qui a la stabilité de tension et la stabilité transitoire. Nous avons ensuite augmenté les charges du réseau électrique à partir de ce niveau de charge. Dans le tableau 4.7, on constate qu'il apparaît une contingence (le court-circuit soumis à la ligne 28-29) qui a un TCC = 0.196 < 0.2s (la limite technique) lorsque le niveau de charge est augmenté à 110%. Il apparaît trois contingences (le court-circuit soumis à la

ligne 28-29, la ligne 22-23, la ligne 26-29) lorsque le niveau de charge est augmenté à 120%. De ce fait, la contingence critique (la plus contraignante, donc le court-circuit sur la ligne 28-29) peut être utilisée comme contrainte transitoire dans la méthode OLSTC dans la situation N.

Ligne soumise au court-circuit	Charge originale x100% (TCC)	Charge originale x110% (TCC)	Charge originale x120% (TCC)
1--2	0,479	0,427	0,389
1--39	0,961	0,85	0,798
2--3	0,375	0,345	0,315
2--25	0,389	0,345	0,315
3--4	0,412	0,375	0,345
3--18	0,36	0,33	0,3
4--4	0,419	0,375	0,345
4--14	0,404	0,375	0,345
5--6	0,404	0,367	0,338
5--8	0,486	0,441	0,412
6--7	0,493	0,441	0,412
6--11	0,427	0,389	0,36
7--8	0,486	0,441	0,412
8--9	0,998	0,887	0,827
9--39	0,954	0,857	0,79
10--11	0,427	0,389	0,352
10--13	0,427	0,389	0,352
13--14	0,412	0,375	0,345
14--15	0,367	0,338	0,293
15--16	0,263	0,234	0,204
16--17	0,293	0,271	0,241
16--19	0,375	0,33	0,286
16--21	0,3	0,271	0,234
16--24	0,293	0,263	0,226
17--18	0,352	0,315	0,293
17--27	0,338	0,308	0,286
21--22	0,271	0,248	0,211
22--23	0,226	0,211	0,196
23--24	0,308	0,278	0,241
25--26	0,308	0,278	0,256
26--27	0,33	0,308	0,286
26--28	0,271	0,248	0,226
26--29	0,226	0,211	0,189
28--29	0,211	0,196	0,174

Tableau 4.7 – Temps critiques d'élimination des défauts pour différents niveaux de charge

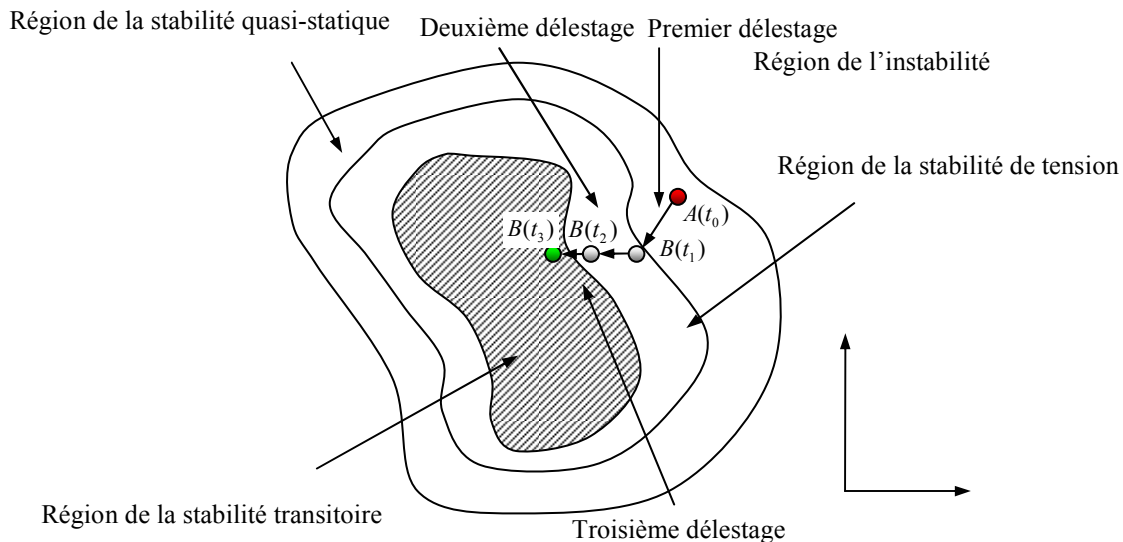


Figure 4.21 – Délestage optimal avec les contraintes transitoires dans la situation N

Comme présenté dans la figure 4.21, le délestage optimal avec les contraintes transitoires peut assurer que le point fonctionnement du réseau entre dans une région avec la stabilité transitoire après quelques délestages.

4.3.2.2 Méthode OLSTC en utilisant la méthode hors ligne dans la situation N-1

Nous sommes toujours dans la situation présentée au §4.3.1.2, les tensions aux nœuds 4, 7 et 8 sont inférieures à 0.95 pu après que la ligne 6-11 déclenche (Figure 4.22). Le tableau 4.8 présente les temps critiques d'élimination des défauts pour différents niveaux de charge dans la situation N-1 en utilisant la méthode hors ligne. Dans ce tableau, on constate que si le niveau de charge augmente à 123% de la charge originale, le court-circuit à la ligne 28-29 est la première contingence qui a un TCC inférieur à 0.2s. De ce fait, ce court circuit est la contingence critique. Cette contingence peut être utilisée comme contrainte transitoire dans l'OLSTC. Après deux délestages, le réseau électrique entre dans une région vraiment stable. Les tensions redeviennent normales (Figure 4.23). Aucun court circuit ne peut provoquer d'instabilité transitoire (Figure 4.22). Les temps critiques d'élimination des défauts sont tous supérieur à 0.2s (Figure 4.24). Les nœuds et la quantité de charge à délester sont présentés figure 4.25. Le total de charge à délester est 1194.5MW et 290.8MVAr (Tableau 4.9). Le temps de calcul de chaque délestage est inférieur à 90s (Tableau 4.10).

Ligne soumise au court-circuit	Charge originale x100%	Charge originale x110%	Charge originale x120%	Charge originale x123%	Charge originale x125%
1--2	0,813	0,688	0,625	0,625	0,625
1--39	1,188	1,063	0,938	0,938	0,938
2--3	0,438	0,375	0,375	0,375	0,375
2--25	0,438	0,375	0,375	0,375	0,375
3--4	0,438	0,438	0,375	0,375	0,375
3--18	0,375	0,375	0,313	0,313	0,313
4--4	0,5	0,438	0,438	0,375	0,375
4--14	0,438	0,375	0,375	0,375	0,375
5--6	0,5	0,5	0,438	0,438	0,438
5--8	0,563	0,5	0,5	0,5	0,5
6--7	0,563	0,563	0,5	0,5	0,5
6--11	0	0	0	0	0
7--8	0,625	0,563	0,5	0,5	0,5
8--9	0,875	0,813	0,75	0,75	0,75
9--39	1,25	1,063	1	1	1
10--11	0,5	0,438	0,438	0,375	0,375
10--13	0,438	0,438	0,375	0,375	0,375
13--14	0,438	0,375	0,375	0,375	0,375
14--15	0,438	0,375	0,375	0,375	0,313
15--16	0,313	0,313	0,25	0,25	0,25
16--17	0,313	0,25	0,25	0,25	0,25
16--19	0,375	0,313	0,25	0,25	0,25
16--21	0,313	0,25	0,25	0,25	0,25
16--24	0,313	0,25	0,25	0,25	0,188
17--18	0,375	0,313	0,313	0,313	0,25
17--27	0,375	0,313	0,313	0,313	0,313
21--22	0,313	0,313	0,25	0,25	0,25
22--23	0,25	0,25	0,25	0,25	0,188
23--24	0,375	0,313	0,25	0,25	0,25
25--26	0,438	0,375	0,313	0,313	0,313
26--27	0,375	0,313	0,313	0,313	0,313
26--28	0,313	0,313	0,313	0,25	0,25
26--29	0,313	0,313	0,25	0,25	0,25
28--29	0,25	0,25	0,25	0,188	0,188

Tableau 4.8 – Temps critiques d'élimination du défaut pour différents niveaux de charge

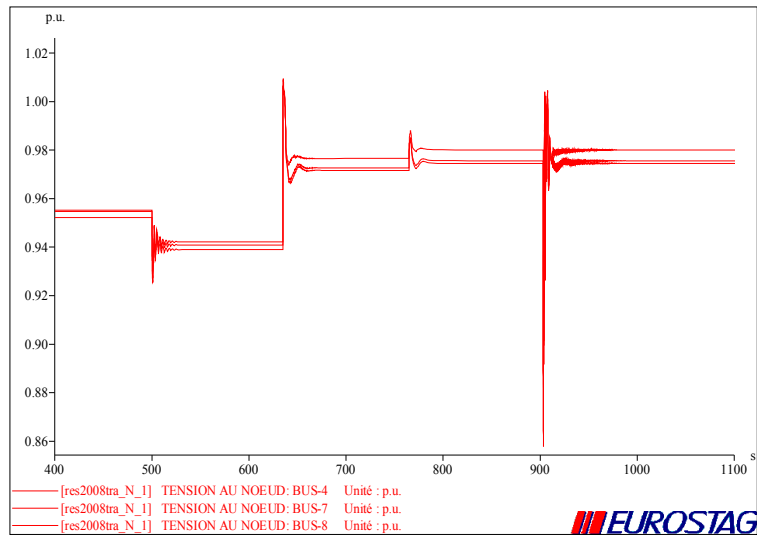


Figure 4.23 – Simulation dynamique du délestage

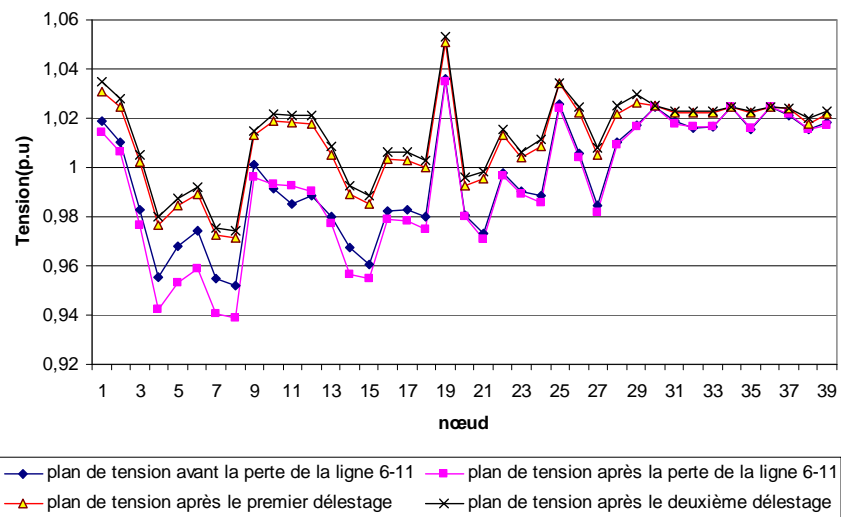


Figure 4.22 – Plan de tension pendant le délestage

	Pourcentage de charge autorisé à délester λ_{\max}	Nombre de nœud de charge à délester	Total de charge à délester	
Premier délestage	20%	11	966.9MW	234.5MW
Deuxième délestage	15%	2	227.6MW	56.3MVA _r
Total de charge à délester			1194.5MW	290.8MVA _r

Tableau 4.9 – Pourcentage de charge autorisé, nombre de nœud de charge à délester et total de charge à délester

	Temps de calcul (s)
	Calcul λ_i
Premier délestage	80s
Deuxième délestage	81s

Tableau 4.10 – Temps de calcul du délestage

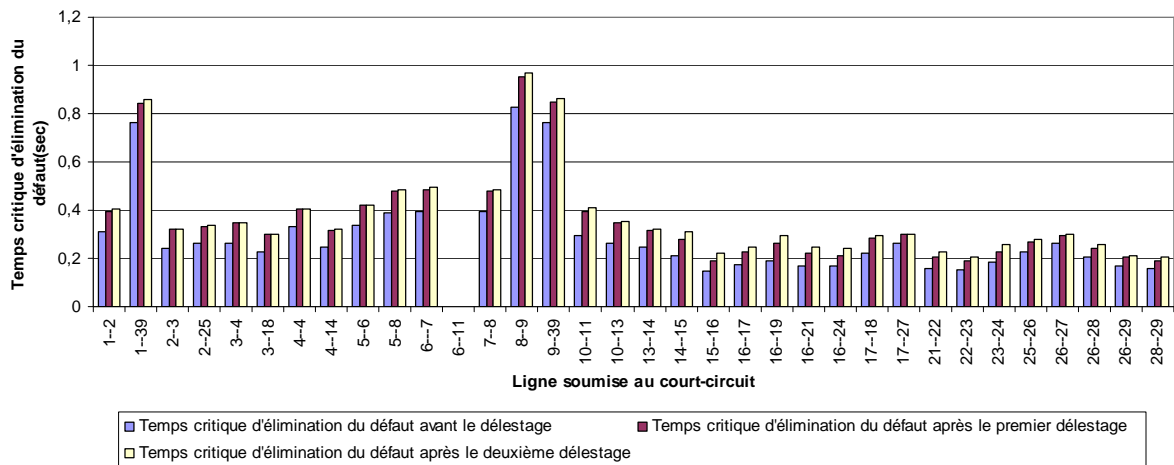


Figure 4.24 – Temps critique d'élimination du défaut

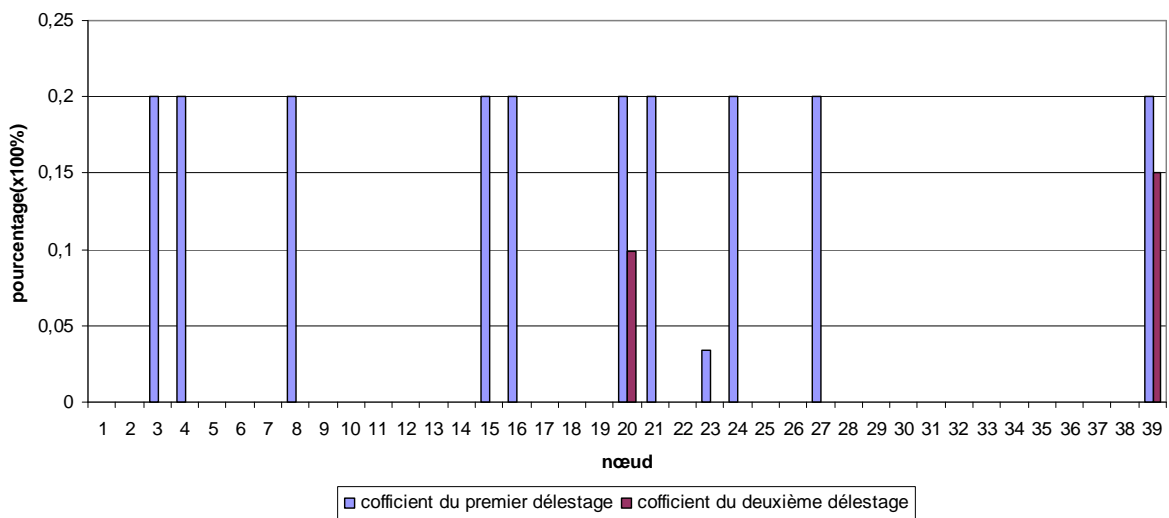


Figure 4.25 – Pourcentage de charge à délester en chaque nœud

4.3.2.3 Méthode OLSTC en utilisant la méthode en ligne dans la situation N-1

La différence entre la méthode hors ligne et la méthode en ligne est que cette dernière doit déterminer les contingences critiques selon les résultats de l'évaluation de la sécurité transitoire du réseau en temps réel. De ce fait, le temps de calcul de la méthode en ligne est

plus important que celui de la méthode hors ligne. Dans cette thèse, nous proposons l'algorithme ci-dessous pour l'évaluation de la stabilité transitoire du réseau en temps réel.

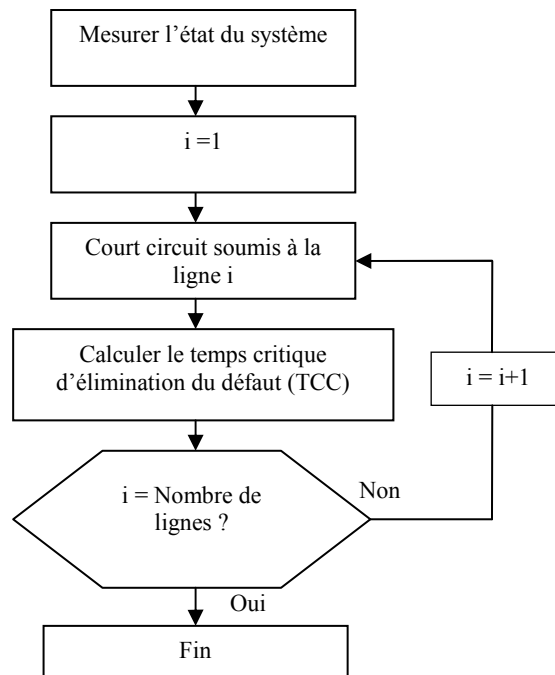


Figure 4.26 – Algorithme de la méthode d'évaluation la stabilité transitoire du réseau

Le temps de calcul de chaque contingence est d'environ 5s. De ce fait, le temps d'évaluation de la stabilité transitoire est d'environ 205s pour le réseau considéré. Cette simulation est effectuée par la méthode à base de simulation étape par étape d'intégration. Comme présenté dans le §3.2.2.1, si nous utilisons les méthodes de reconnaissance de forme, les méthodes directes ou les méthodes hybrides et/ou du calcul parallèle, nous pouvons gagner du temps. Dans cette thèse, nous supposons que le temps de calcul de l'évaluation de la stabilité transitoire est de 20s.

Comme présenté dans la figure 4.27, après trois délestages, le réseau électrique entre dans une région vraiment stable. Les tensions redeviennent normales (Figure 4.28). Aucun court circuit sur les lignes ne peut provoquer d'instabilité transitoire. Les temps critiques d'élimination des défaut sont tous supérieurs à 0.2s (Figure 4.30). Les nœuds et la quantité de charge à délester sont présentés figure 4.29. Le total de charges à délester est 1231.3MW et 366.9MVAr (Table 4.11). Le temps de calcul de chaque délestage est inférieur à 90s (Tableau 4.12).

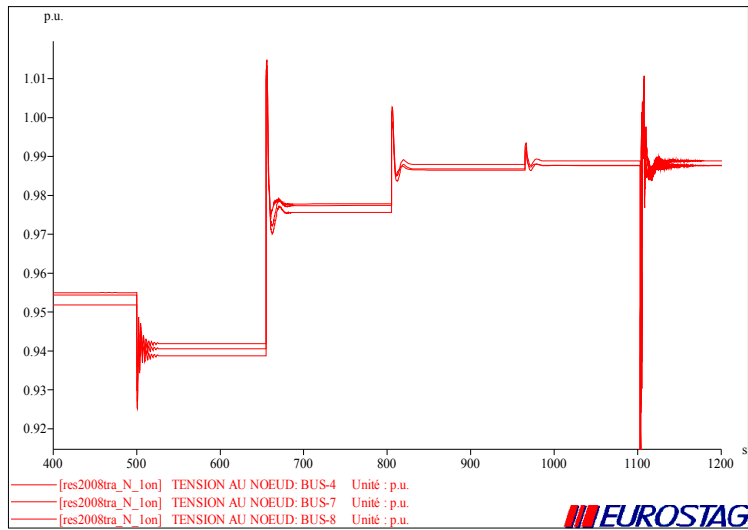


Figure 4.27 – Simulation dynamique du délestage

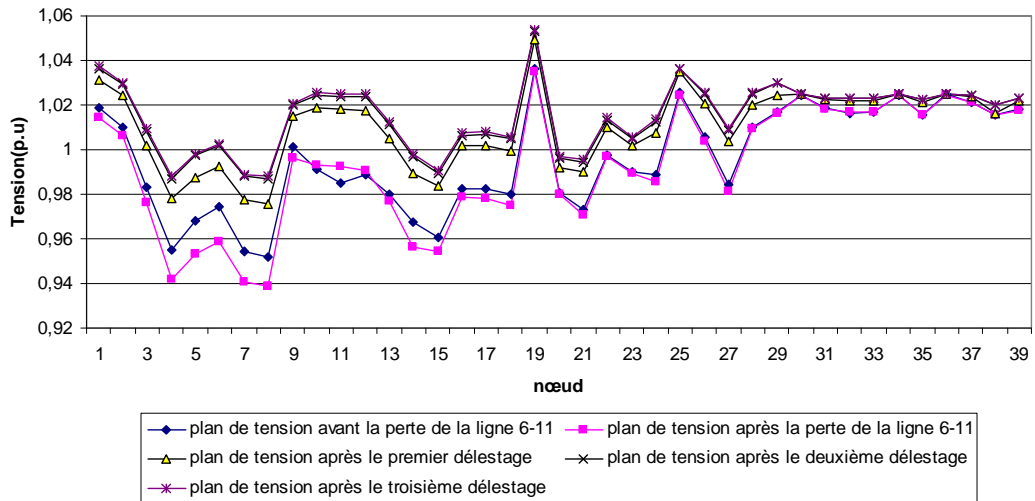


Figure 4.28 – Plan de tension pendant le délestage

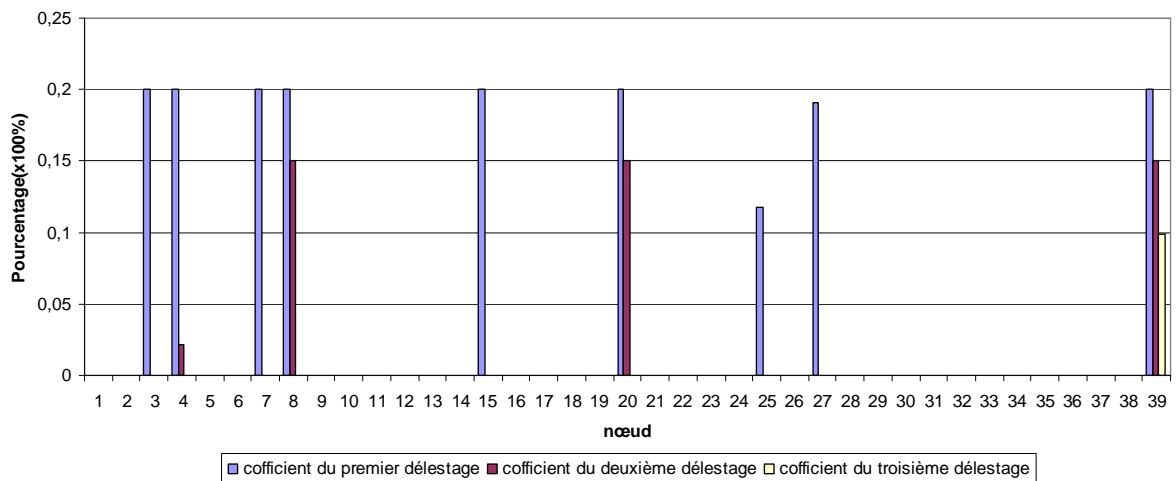


Figure 4.29 – Pourcentage de charge à délester en chaque nœud

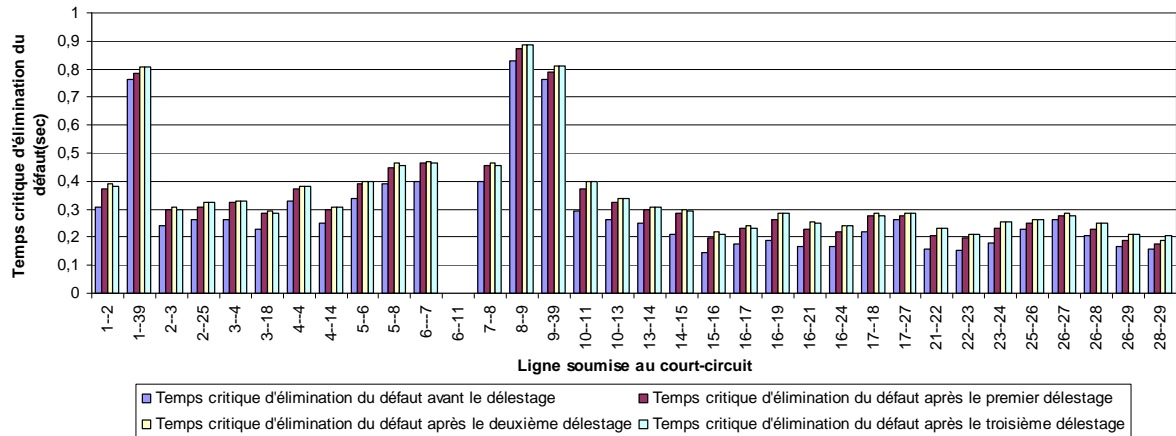


Figure 4.30 – Temps critiques d'élimination du défaut

	Pourcentage de charge autorisé à délester λ_{max}	Nombre de nœud de charge à délester	Total de charge à délester	
Premier délestage	20%	9	805.4MW	247.1MVar
Deuxième délestage	15%	3	330.9MW	93.1MVar
Troisième délestage	10%	1	95MW	26.7MVar
Total de charge à délester			1231.3MW	366.9MVar

Tableau 4.11 – Pourcentage de charge autorisé, nombre de nœud de charge à délester et total de charge à délester

	Temps de calcul (s)
	Calcul λ_i
Premier délestage	78s
Deuxième délestage	82s
Troisième délestage	82s

Tableau 4.12 – Temps de calcul du délestage

Ligne soumise au court-circuit	Avant le délestage	Après le premier délestage	Après le deuxième délestage	Après le troisième délestage
	TCC (s)	TCC (s)	TCC (s)	TCC (s)
15--16	0,145	0,196	0,219	0,211
28--29	0,159	0,174	0,189	0,204

Tableau 4.13 – Contingences critiques

Le tableau 4.13 présente les contingences critiques pour les trois délestages. Avant chaque délestage, nous choisissons la contingence qui a le plus petit TCC comme contrainte transitoire. On constate que la contingence critique dans le premier délestage est le court circuit soumis à la ligne 15-16 et celle dans les deuxième et troisième délestages est le court circuit soumis à la ligne 28-29. Donc la contingence critique varie à chaque délestage.

4.3.2.4 Méthode OLSTC en utilisant la méthode en ligne multi-contingences de stabilité transitoire dans la situation N-1

Dans certains cas, il existe plusieurs contingences qui ont le même TCC le plus petit. Dans d'autres cas, une seule contingence peut ne pas présenter de stabilité transitoire totale du réseau [78]. Dans ces situations, une seule contingence critique ne suffit pas pour la stabilité transitoire de l'ensemble du réseau. De ce fait, nous proposons la méthode OLSTC multi-contingences de stabilité transitoire qui est basée sur la multi-contingences TSCOPF pour résoudre ce problème. Pour présenter cette méthode, nous supposons que les contingences critiques sont le court circuit soumis à la ligne 15-16 et à la ligne 28-29 qui ont les plus petits TCC (Tableau 4.14). Après un délestage, le réseau entre dans une région vraiment stable (Figure 4.31). Les tensions sont toutes supérieures à 1 pu. (Figure 4.32). Les temps critiques d'élimination des défauts sont tous supérieur à 0.2s (Figure 4.33). Les nœuds et la quantité de charge à délester sont présentés figure 4.34. Le total de charge à délester est 2094.5MW et 605.7MVar (Table 4.15). Le temps de calcul de délestage est 115s (Tableau 4.16). En raison des deux contraintes transitoires, le total de charges à délester et le temps de calcul sont plus grands que les méthodes présentées avant.

Ligne soumise au court-circuit	Avant le délestage	Après le délestage
	TCC (s)	TCC (s)
15--16	0,145	0,263
28--29	0,159	0,211

Tableau 4.14 – Contingences critiques

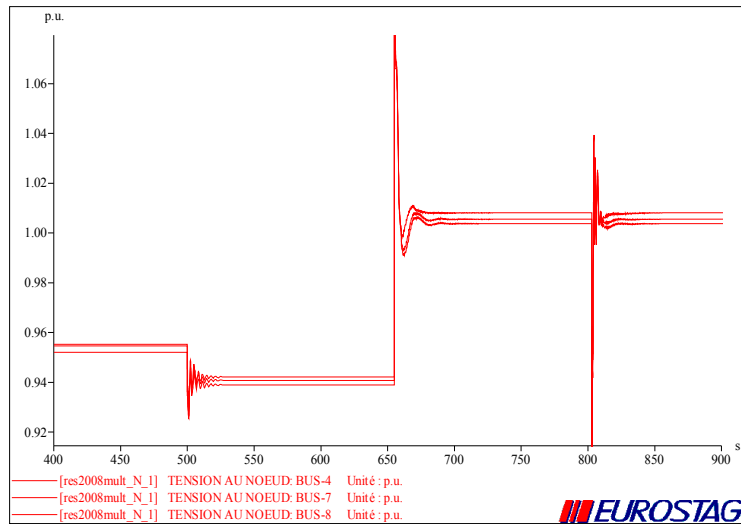


Figure 4.31 – Simulation dynamique du délestage

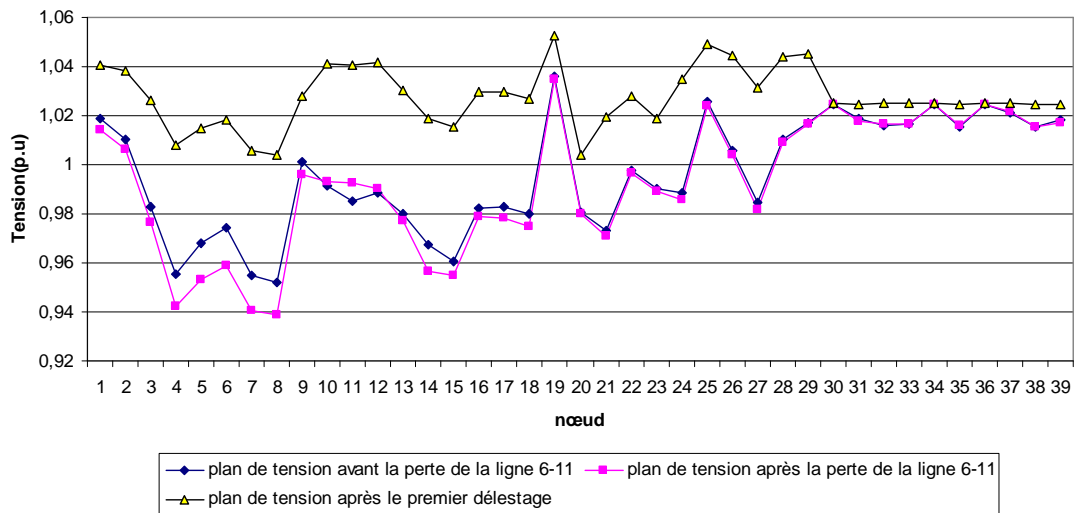


Figure 4.32 – Plan de tension pendant le délestage

	Pourcentage de charge autorisé à délester λ_{max}	Nombre de nœud de charge à délester	Total de charge à délester	
Délestage	35%	16	2094.5MW	605.7MVAR
Total de charge à délester			2094.5MW	605.7MVAR

Tableau 4.15 – Pourcentage de charge autorisé, nombre de nœud de charge à délester et total de charge à délester

	Temps de calcul (s)
	Calcul λ_i
Délestage	115s

Tableau 4.16 – Temps de calcul du délestage

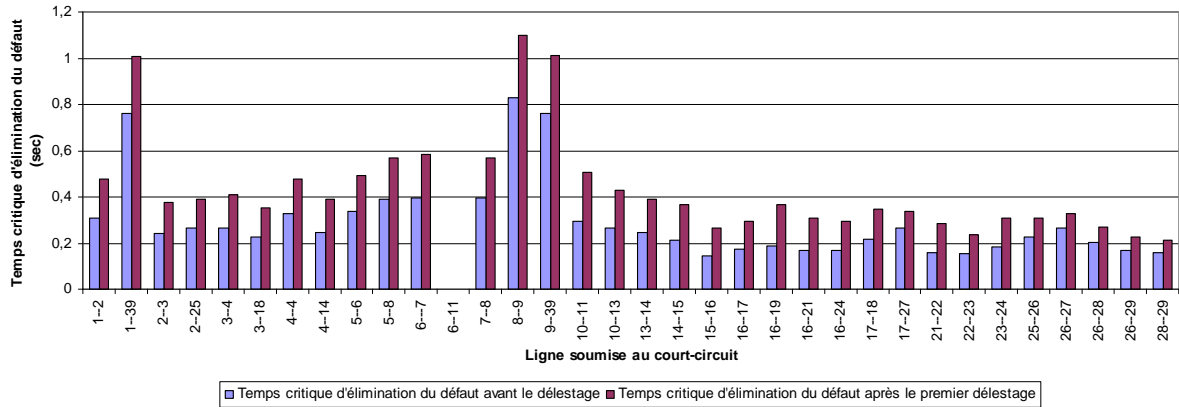


Figure 4.33 – Temps critique d'élimination du défaut

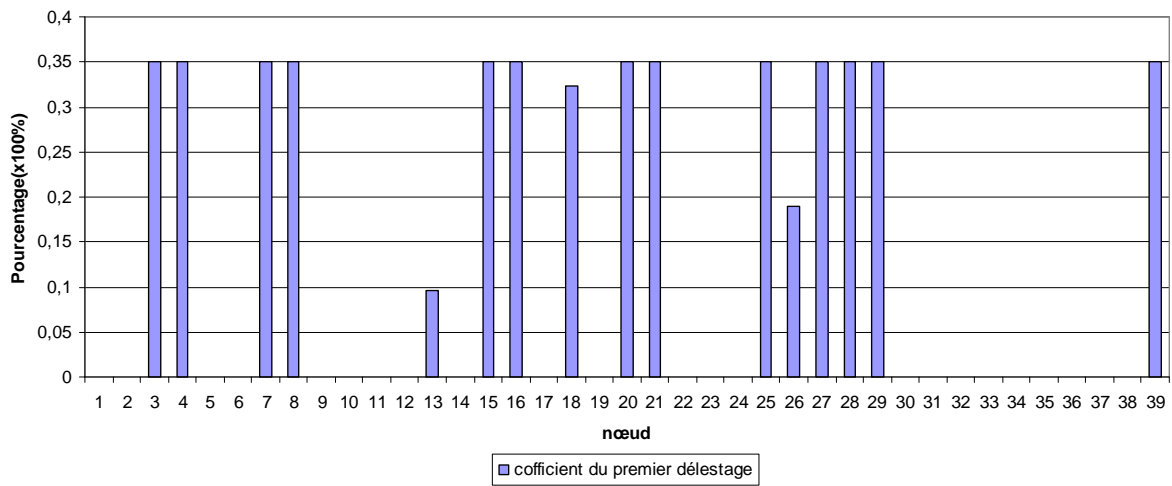


Figure 4.34 – Pourcentage de charge à délester en chaque nœud

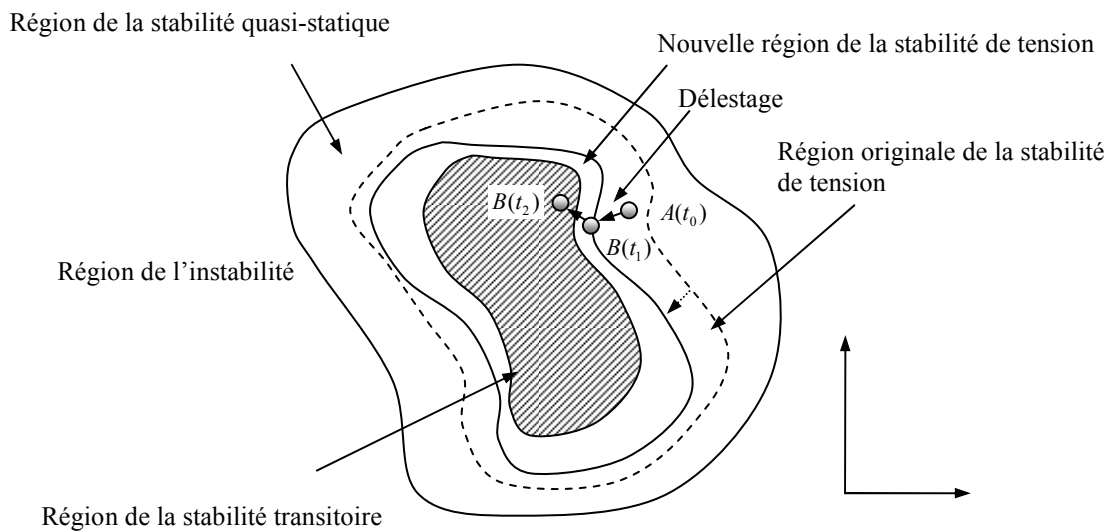


Figure 4.35 – Délestage optimal avec les contraintes transitoires dans la situation N-1

Comme présenté figure 4.35, la méthode OLSTC peut garantir que le point de fonctionnement du réseau entre dans une région avec la stabilité de tension et la stabilité transitoire. Cependant, le temps de calcul est plus important que l'OLSSC.

4.3.3 Simulations de délestage optimal en utilisant la méthode de sauvegarde de l'état du système et de rétablissement (OLS-SSB&R)

Dans cette partie, nous testons la méthode de délestage optimal en utilisant la méthode de sauvegarde de l'état du système et de rétablissement proposé dans le §3.2.3 pour résoudre le problème de tension.

4.3.3.1 Ecrroulement de tension dans la situation N

Pour la situation N, nous sauvegardons le point de fonctionnement du réseau électrique toutes les 30 minutes. Avec l'augmentation de la charge, s'il y a risque de l'instabilité de tension, le délestage sera fait. Nous utilisons la production objectif (Tableau 4.17), qui correspond au point de fonctionnement avec la stabilité pratique (obtenu à partir de l'évaluation de la sécurité du réseau §3.2.3.1), comme contraintes dans la méthode OLS-SSB&R. Après trois délestages, le réseau rentre dans une région vraiment stable (Figure 4.36). Les tensions sont toutes supérieures à 0.95 pu. (Figure 4.37). Les temps critiques d'élimination des défauts sont tous supérieurs à 0.2s (Figure 4.38). Les nœuds et la quantité de charge à délester sont présentés dans la Figure 4.39. Le total de charge à délester est 2320.3MW et 586.3MVAR (Table 4.18). Le temps de calcul de chaque délestage est inférieur à 20s (Tableau 4.19). Par conséquent, nous pouvons conclure que cette méthode peut assurer le point de fonctionnement du réseau dans une région stable et le temps de calcul est rapide.

No. Générateur	Pgen objectif (MW)	Qgen objectif (Mvar)
1	2,5	0,524
2	5,483	2,792
3	6,5	2,881
4	6,32	1,983
5	5,08	1,576
6	6,5	1,589
7	5,6	0,302
8	5,4	0,109
9	8,3	0,239
10	9,8	0,417

Tableau 4.17 – Production objectif

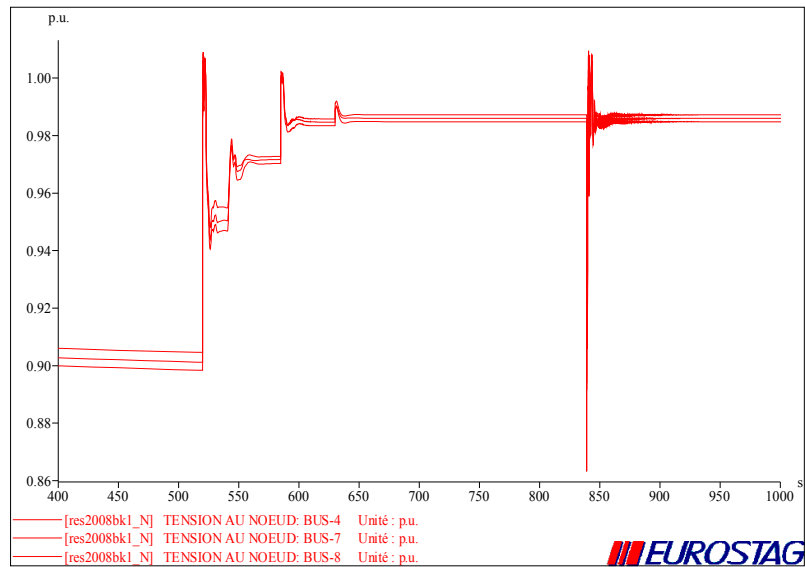


Figure 4.36 – Simulation dynamique du délestage

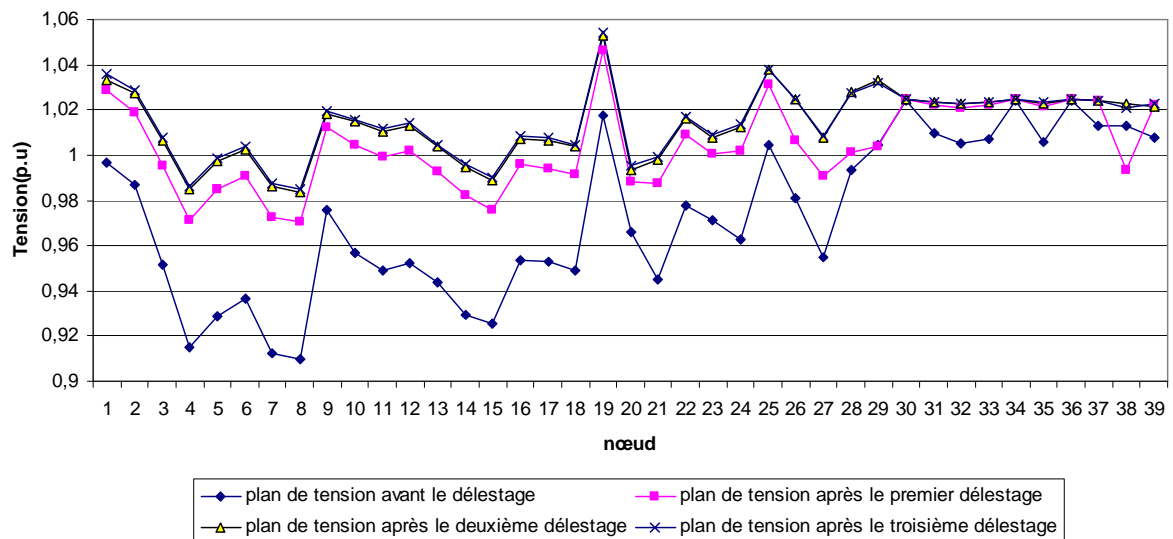


Figure 4.37 – Plan de tension pendant le délestage

	Pourcentage de charge autorisé à délester λ_{\max}	Nombre de nœud de charge à délester	Total charge à délester	
Premier délestage	27%	16	1729.2MW	421.9MVar
Deuxième délestage	9%	15	456.9MW	127.9MVar
Troisième délestage	9%	2	134.2MW	36.5MVar
Total de charge à délester			2320.3MW	586.3MVar

Tableau 4.18 – Pourcentage de charge autorisé, nombre de nœuds de charge à délester et total de charge à délester

	Temps de calcul		
	Calcul λ_{\max}	Calcul λ_i	Total
Premier délestage	12s	4s	16s
Deuxième délestage	10s	3s	13s
Troisième délestage	-	6s	6s

Tableau 4.19 – Temps de calcul du délestage

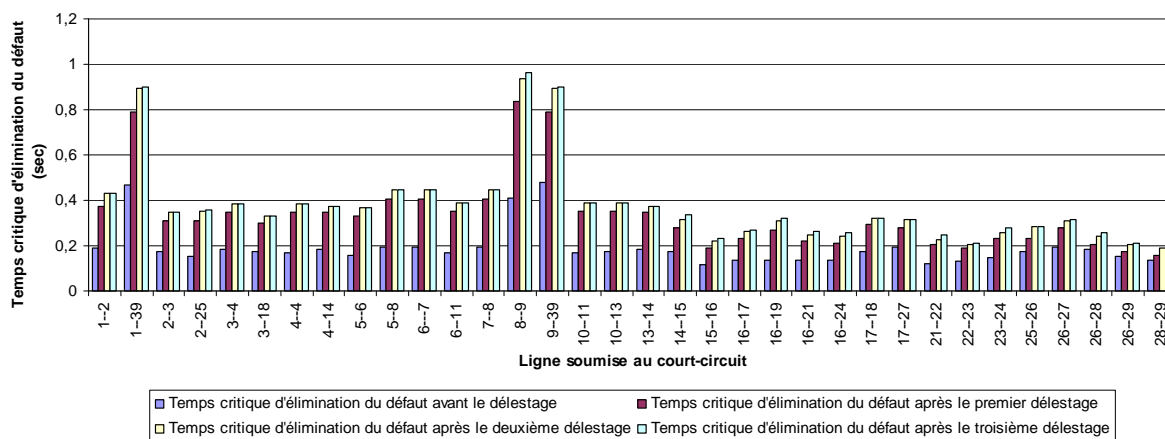


Figure 4.38 – Temps critique d'élimination du défaut

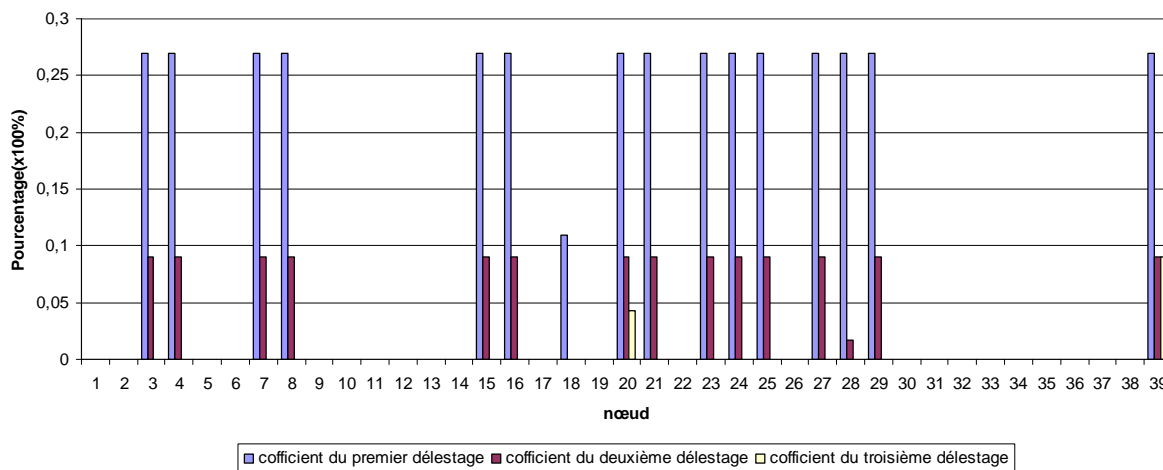


Figure 4.39 – Pourcentage de charge à délester en chaque nœud

Comme nous l'avons présenté dans la Figure 4.38, avant le délestage, 31 contingences ont un temps critique d'élimination du défaut inférieur à 0.2s. Après le premier délestage, il en reste 4 et seulement 1 seule après le deuxième délestage. Finalement, après les trois délestages, tous les temps critiques d'élimination des défauts sont supérieurs à 0.2s. Nous constatons que le point fonctionnement du réseau électrique est dans la région stable.

4.3.3.2 Problème de tension dans la situation N-1

Pour la situation N-1, il faut choisir au préalable un point de fonctionnement ayant la stabilité pratique. Grâce au programme d'évaluation de la sécurité du réseau électrique ou à la méthode hors ligne qui est présentée dans le §3.2.2., nous pouvons préparer les points de fonctionnement ayant la stabilité pratique dans les différentes situations N-1 et les plans de production peuvent être utilisés comme contraintes dans la méthode OLS-SSB&R selon les différentes situations N-1. Ici, la production objectif est présentée dans le Tableau 4.20. Après deux délestages, le réseau est stable (Figure 4.40). Il n'y a pas de risque d'instabilité transitoire (Figure. 4.41). Les tensions redeviennent normales (Figure 4.42). Les nœuds et la quantité de charge à délester sont présentés dans la Figure 4.43. Le total de charge à délester est 1495.4MW et 376.3MVAR (Table 4.21). Le temps de calcul de chaque délestage est de 16s (Tableau 4.22).

No. Générateur	Pgen objectif (MW)	Qgen objectif (Mvar)
1	2,478	0,719
2	5,449	3,434
3	6,464	3,072
4	6,284	2,113
5	5,058	1,687
6	6,464	1,852
7	5,578	0,543
8	5,364	0,247
9	8,264	0,397
10	9,764	1,058

Tableau 4.20 – Production objectif

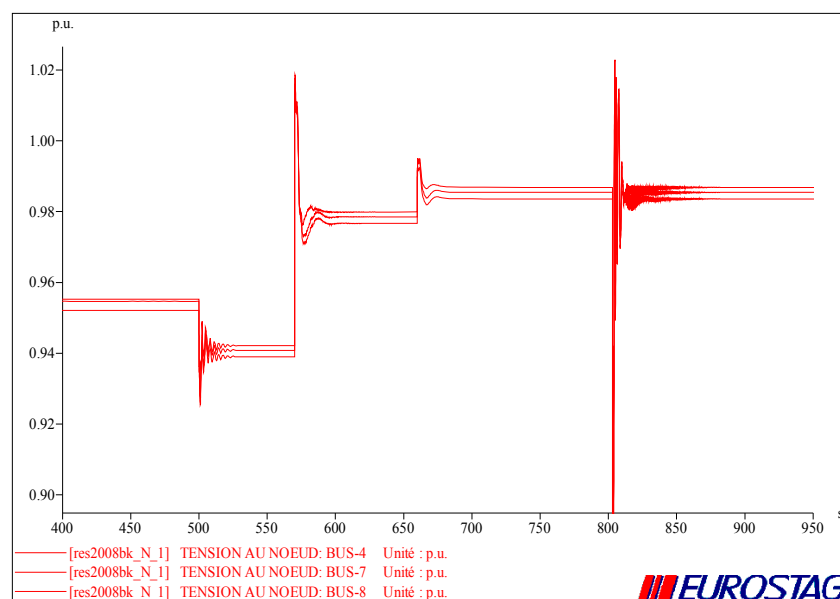


Figure 4.40 – Simulation dynamique du délestage

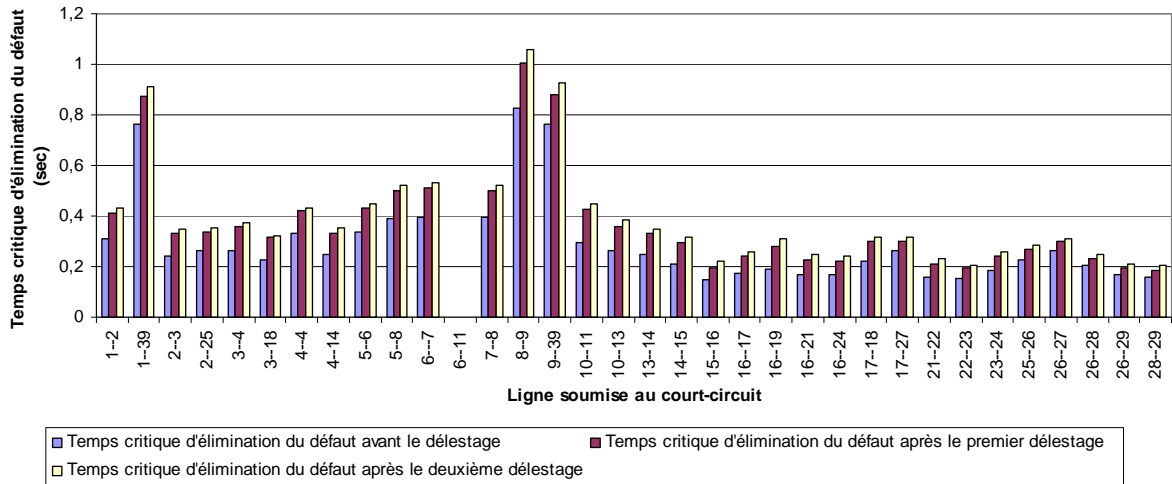


Figure 4.41 – Temps critique d'élimination du défaut

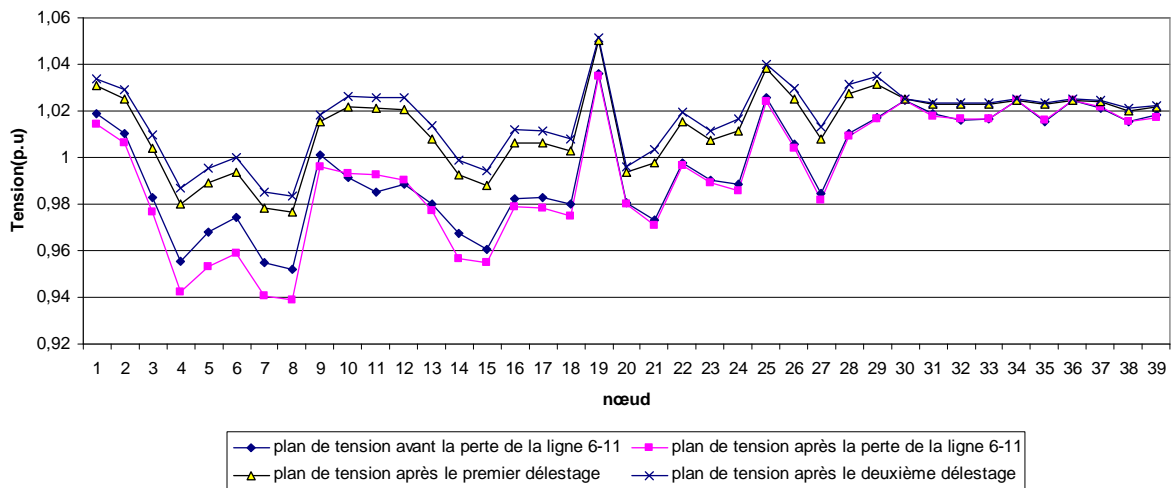


Figure 4.42 – Plan de tension pendant le délestage

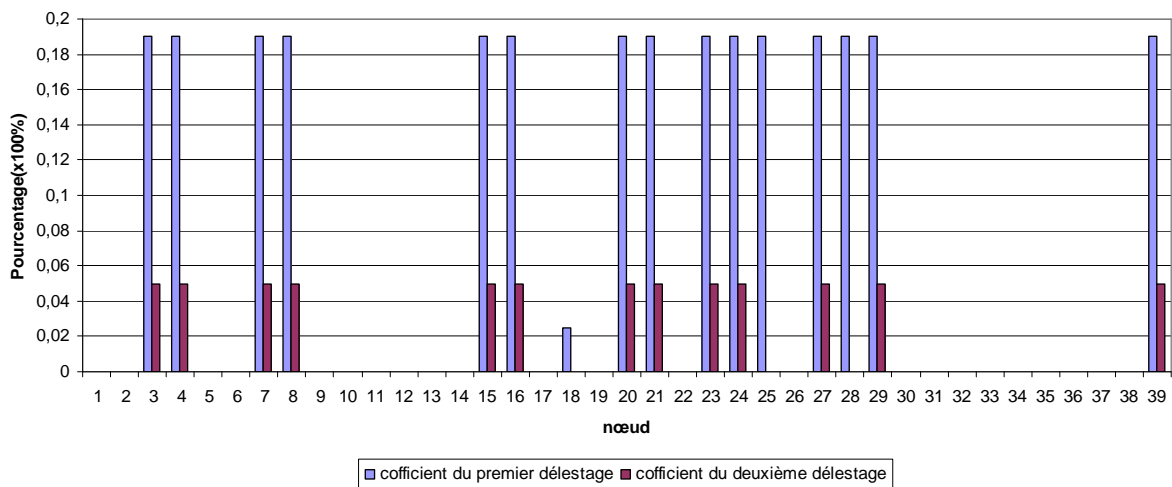


Figure 4.43 – Pourcentage de charge à délester en chaque nœud

	Pourcentage de charge autorisé à délester λ_{\max}	Nombre de nœuds de charge à délester	Total de charge à délester	
Premier délestage	19%	16	1246.8MW	313.1MVAR
Deuxième délestage	5%	13	248.6MW	63.2MVAR
Total de charges à délester			1495.4MW	376.3MVAR

Tableau 4.21 – Pourcentage de charge autorisé, nombre de nœuds de charge à délester et total de charges à délester

	Temps de calcul		
	Calcul λ_{\max}	Calcul λ_i	Total
Premier délestage	11s	5s	16s
Deuxième délestage	11s	5s	16s

Tableau 4.22 – Temps de calcul du délestage

4.4 Simulation de la méthode pour la cascade de surcharge

Comme présenté dans le §3.3, la méthode OLSSC peut également résoudre le problème de surcharge des lignes. Nous proposons que lorsque la charge augmente, il y a trois lignes (ligne 9, ligne 22, ligne 27, dont la limite est respectivement de 5 p.u, 4.5 p.u et 6 p.u) surchargées en même temps (Figure 4.44). Les charges des lignes 9, 22 et 27 sont respectivement de 107%, 115% et 110% de leur limite. Selon les règles de protection usuelles en France, si la charge de la ligne atteint 130% de sa limite, la ligne sera déclenchée après une temporisation de 20 minutes [34]. Notre programme peut avoir une solution optimale dans un délai de 20 secondes. Il doit donc logiquement avoir assez de temps pour résoudre le problème de surcharge des lignes en temps réel.

Les résultats montrent qu'après le délestage aux nœuds 4 et 39 (Figure 4.45) et la diminution de production aux générateurs 4, 6 et 7 (Figure 4.46), le problème de la surcharge à la ligne 9, 22 et 27 est résolu (Figure 4.44).

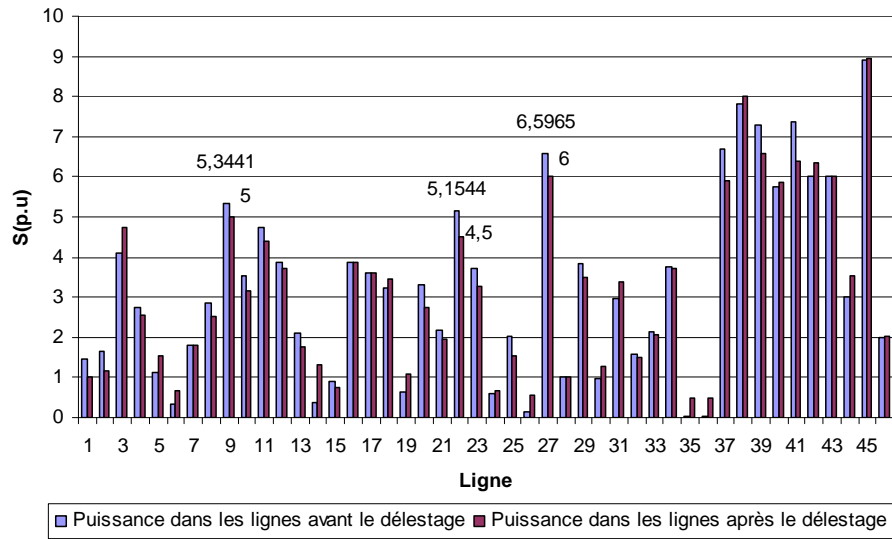


Figure 4.44 – Puissance dans les lignes avant et après le délestage.

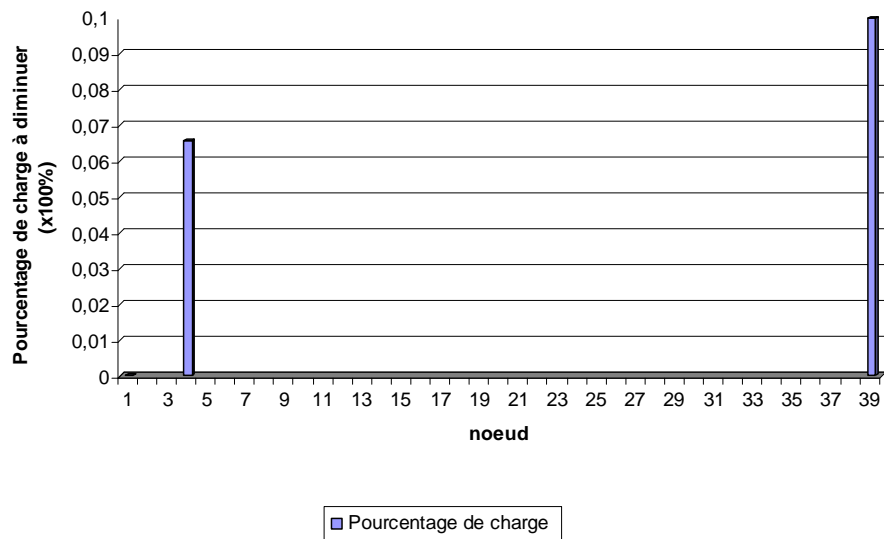


Figure 4.45 – Pourcentage de charge à délester en chaque noeud

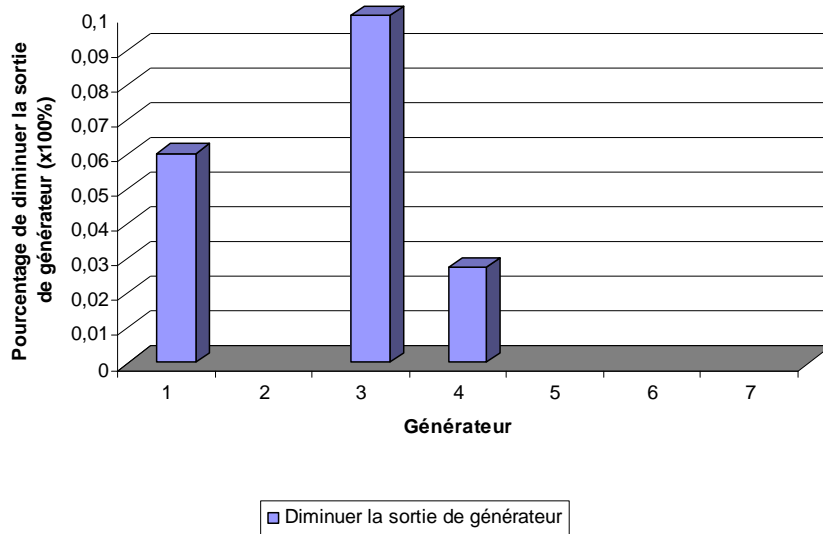


Figure 4.46 – Pourcentage de diminution des sorties des générateurs

4.5 Comparaison et synthèse des méthodes proposées, et stratégies optimales

4.5.1 Comparaison des méthodes proposées

Nous avons proposé dans ce chapitre trois méthodes pour le délestage optimal en temps réel. Pour comparer ces trois méthodes, nous avons mis les résultats dans le tableau 4.23. Dans ce tableau, on constate que les méthodes OLSSC et OLS-SSB&R sont les plus rapides. Les méthodes OLSTC et OLS-SSB&R peuvent mettre le point de fonctionnement du réseau dans une région stable. La méthode OLSTC (la méthode hors-ligne avec une seule contrainte transitoire) semble avoir le moins de charge à délester avec un temps de calcul raisonnable.

La méthode OLS-SSB&R utilise le moins de temps de calcul. Cependant, la quantité totale de la charge est plus élevée que la méthode OLSTC (la méthode hors-ligne avec seul contrainte transitoire) à cause du plan objectif de production. Le tableau 4.24 compare ces trois méthodes compte tenu les aspects de rapidité, stabilité et flexibilité. L'aspect de flexibilité de méthode est que cette méthode peut être utiliser dans des situations imprévues, par exemple N-2, N-3,...N-x.

Situation	Méthode	Temps de calcul	Charge à délester		Stabilité du réseau électrique		
					A	B	C
N	OLSSC	6s<t<30s	1762.9MW	433.4MVAR	√	√	×
	OLSTC (hors ligne) simple	86s<t<180s	2195.4MW	570.1MVAR	√	√	√
	OLS-SSB&R	6s<t<24s	2320.3MW	586.3MVAR	√	√	√
N-1	OLSSC	6s<t<30s	1131.6MW	276.6MVAR	√	√	×
	OLSTC (hors ligne) simple	86s<t<180s	1194.5MW	290.8MVAR	√	√	√
	OLSTC (en ligne) simple	86s+te<t<180s+te	1231.3MW	366.9MVAR	√	√	√
	OLSTC (en ligne) multi-contingences	98s+te<t<200s+te	2094.5MW	605.7MVAR	√	√	√
	OLS-SSB&R	6s<t<24s	1495.4MW	376.3MVAR	√	√	√

Tableau 4.23 – Tableau récapitulatif des résultats des méthodes proposées

t_e : temps d'évaluation de la stabilité transitoire du réseau électrique.

A : stabilité statique

B : stabilité de tension

C : stabilité transitoire

Méthode	Rapidité	Stabilité	Flexibilité
OLSSC	++++	++	++++
OLSTC avec la méthode hors ligne	++	++++	++
OLSTC avec la méthode en ligne	+	++++	++++
OLS-SSB&R	++++	++++	++

Tableau 4.24 – Méthodes comparées

Les symboles utilisés dans ce tableau signifient:

++++: très bon

+++ : bon

++ : moyen

+: mauvais

Des tableaux présentés ci-dessus, nous pouvons faire le bilan des avantages et des inconvénients de ces trois méthodes.

La méthode OLSSC a des contraintes statiques pour les tensions et les lignes. Elle peut assurer que la tension et la puissance de la ligne ne dépassent pas les limites et garantir que le réseau électrique soit dans un état de stabilité statique et de stabilité de tension. Le temps de calcul de cette méthode est rapide. Cette méthode est flexible et elle peut être utilisée dans les situations N à N-x. Elle peut être aussi employée pour résoudre le problème de surcharge des lignes. Malgré cela, cette méthode ne peut pas garantir la stabilité transitoire après le délestage.

La méthode OLSTC a des contraintes statiques et des contraintes de stabilité transitoire. Ces contraintes pourront assurer la stabilité statique, la stabilité de la tension et la stabilité transitoire après le délestage. Le temps de calcul est plus important que la méthode OLSSC à cause du calcul pour la stabilité transitoire. Cette méthode doit préparer les contingences les plus critiques qui peuvent provoquer l'instabilité transitoire du réseau. Pour trouver ces contingences, nous avons proposé deux approches : en ligne et hors ligne. La méthode en ligne peut être utilisée dans n'importe quel état du réseau (N,...,N-x). Cependant le temps de calcul est long en raison de l'évaluation de la stabilité transitoire. La méthode hors ligne est plus rapide que la méthode en ligne grâce à la préparation de contingences critiques faite au préalable. Cependant elle doit simuler différentes situations du réseau (N,...,N-x) et elle a besoin de beaucoup de temps pour les simulations. Pour les réseaux électriques à grande échelle, il est difficile de simuler toutes les conditions du réseau. Également, pour ce type de réseaux, dans le cas où plusieurs contingences critiques apparaissent en même temps dans différents endroits et qu'elles n'ont pas de relation entre elles, nous proposons la méthode OLSTC avec multi-contingences de stabilité transitoire pour résoudre ce problème. Mais le temps de calcul est important à cause des contraintes transitoires ajoutées. Cela signifie que plus nous avons de contraintes, plus le temps de calcul est important, ce qui est somme toute logique.

La méthode OLS-SSB&R a des contraintes statiques et un plan objectif de la production. Cette méthode peut assurer la stabilité statique, la stabilité de la tension et la stabilité

transitoire après le délestage. Le temps de calcul est rapide. Mais cette méthode doit préparer au préalable le plan objectif de la production. Elle doit également simuler différentes conditions du réseau.

4.5.2 Stratégies optimales

A partir de différentes caractéristiques des méthodes OLSSC, OLSTC et OLS-SSB&R, on peut utiliser différentes stratégies pour différentes conditions. L'objectif de ces stratégies est de trouver la solution la plus rapide et la plus stable possible selon l'état du réseau.

Si le réseau électrique est dans l'état d'urgence, on peut utiliser la méthode OLSSC pour améliorer rapidement la situation d'urgence et puis utiliser ensuite la méthode OLSTC plus lente pour assurer la stabilité transitoire. On peut aussi utiliser la méthode OLS-SSB&R dans les situations d'urgence si un point de fonctionnement stable est déjà préparé.

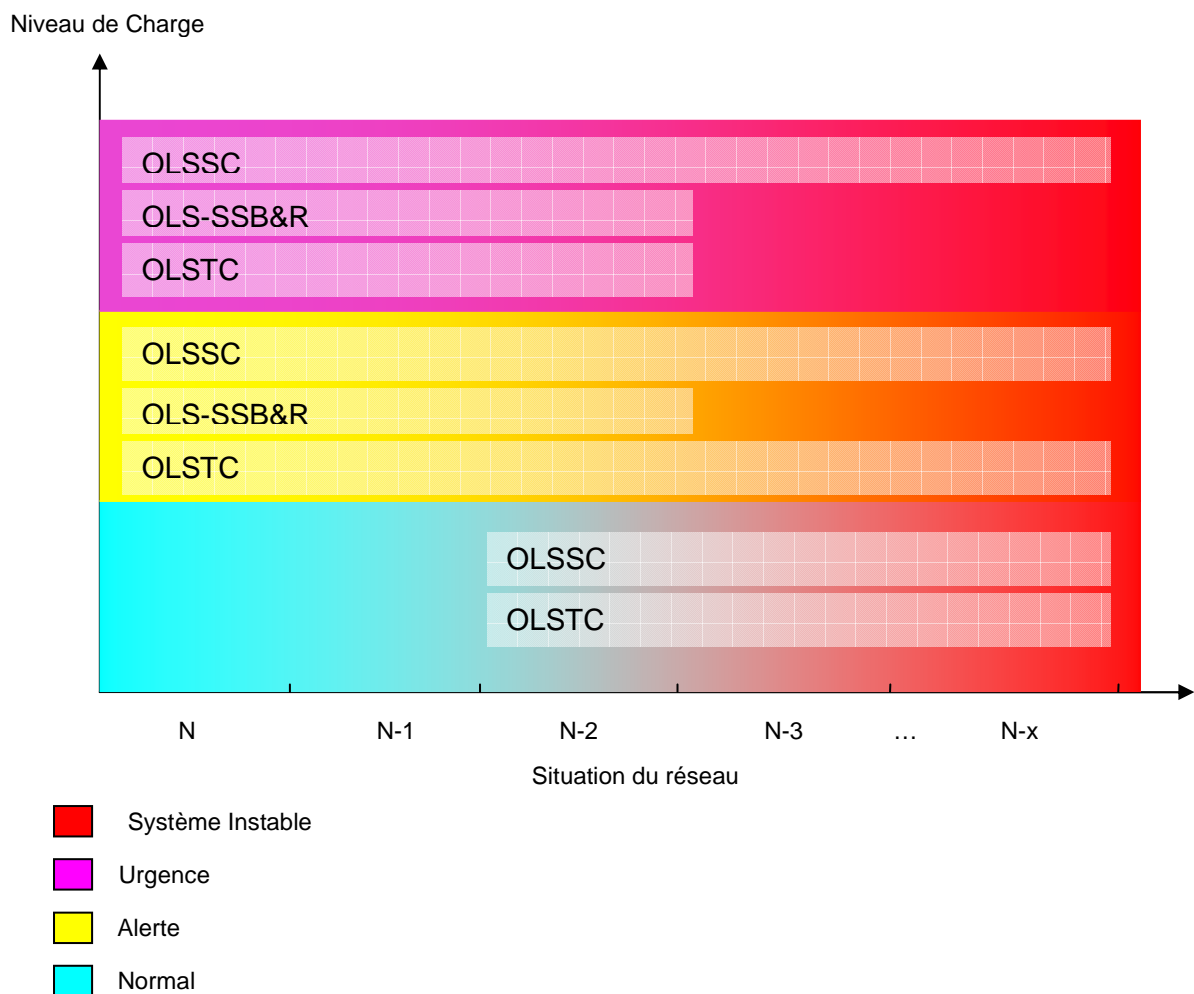


Figure 4.47 – Différentes stratégies recommandées selon la situation du réseau

Pour les situations imprévues, s'il apparaît une cascade de surcharge ou un problème de tension, dans un premier temps, on peut utiliser la méthode OLSSC pour arrêter la cascade de surcharge. Ensuite, on peut utiliser la méthode OLSTC avec les méthodes d'analyse de la sécurité dynamique en temps réel pour faire revenir le réseau électrique dans la situation stable.

Les recommandations pour l'utilisation des méthodes proposées selon différentes situations possibles sont présentées dans la Figure 4.47.

4.6 Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons présenté les simulations de trois méthodes de délestage optimal en situation N et N-1. Dans un premier temps, nous présentons la méthode OLSSC basée sur l'OPF traditionnel. Cette méthode peut garantir que les puissances de ligne et les tensions soient dans les limites imposées. Elle peut également résoudre de façon efficace et rapide le problème de surcharge des lignes. Cependant, cette méthode ne peut pas garantir la stabilité transitoire. Pour résoudre ce problème, nous avons proposé la méthode OLSTC qui introduit les contraintes transitoires. Cependant, le temps de calcul de cette méthode est important. Pour réaliser une méthode de calcul plus rapide et en même temps garantir la stabilité transitoire, nous proposons la méthode OLS-SSB&R qui est basée sur la méthode de « sauvegarde de l'état du système et de rétablissement (SSB&R) ». Cette méthode est efficace et rapide. Mais pour l'appliquer, il faut préparer un point de fonctionnement stable. Donc, l'utilisation de cette méthode est limitée dans les situations imprévues.

Après avoir comparé les trois méthodes, nous avons proposé des stratégies pour les situations d'urgence et les situations imprévues. L'objectif de ces stratégies est trouver la solution la plus rapide et la plus stable possible en fonction de l'état du réseau. Nous avons alors donné des recommandations pour l'application des différentes méthodes de délestage optimal dans les différentes situations possibles. Finalement, les stratégies proposées peuvent réaliser le délestage optimal de façon rapide et fiable et assurer la stabilité de tension et la stabilité transitoire du réseau électrique après le délestage.

Dans le chapitre suivant, le dernier de cette thèse, nous allons présenter une application du nouveau système de défense contre les blackouts abordé dans le chapitre III, basé sur les méthodes de délestage optimal que nous venons de présenter et sur le concept de délestage en douceur.

**CHAPITRE V : Un nouveau système de défense contre les
blackouts et les instabilités utilisant le délestage en
douceur**

5.1 Introduction

Dans les plans de défense actuels, le délestage est une parade ultime qui consiste à mettre un certain nombre de consommateurs dans le noir "brutalement", de façon manuelle ou automatique selon la dynamique de l'incident considéré, pour tenter de stopper son extension et sa propagation au reste du réseau. L'idée du délestage en douceur est de changer radicalement le concept du délestage utilisé aujourd'hui dans les situations critiques. Aujourd'hui en France, la granularité des délestages va jusqu'aux départs HTA des postes sources. Nous envisageons d'utiliser le concept de système intelligent de gestion d'énergie dans l'habitat pour réaliser un délestage avec une granularité allant jusqu'aux charges des bâtiments. LE Ky a développé un tel système dans sa thèse [45]. L'objectif est d'adapter la consommation d'énergie à la disponibilité des ressources tout en maximisant le confort de l'utilisateur. Ce système intelligent permet donc d'optimiser l'énergie consommée et d'éviter au maximum les pointes de consommation en décalant l'alimentation de certaines charges (retarder la machine à laver, par exemple), en diminuant la puissance fournie à certaines charges (éclairage, par exemple), ou en déconnectant temporairement certaines autres.

Bien qu'il ne soit pas conçu pour cela au départ, le système intelligent de gestion d'énergie dans l'habitat peut a priori être utilisé pour réaliser du délestage, dans la mesure où l'on peut prélever de la puissance à un consommateur et ce, sans que son confort ne soit véritablement affecté et dans certains cas, sans même qu'il s'en aperçoive. En tout état de cause, le consommateur se retrouvera dans une situation plus confortable que la coupure brutale et totale d'électricité engendrée par un délestage classique, d'où la notion de délestage "en douceur".

Si on envisage que, dans le futur, les habitations ainsi que les commerces et industries puissent être équipées d'un tel système (ce n'est pas aberrant dans le cadre des recherches et développements actuels concernant la domotique), si l'on envisage également qu'il existera plus tard des structures de gestion des réseaux intégrés (transport plus distribution, cela fait partie du concept très en vogue actuellement de "smartgrids" ou "réseaux intelligents"), on voit apparaître la réelle nouveauté de notre approche qui se situe dans la conception d'un système de défense intégré du transport jusqu'aux bâtiments. On peut alors imaginer qu'en cas d'incident sur le réseau de transport, le système de défense calcule un délestage optimal au

niveau du transport (quels nœuds et quelle puissance par nœud a-t-on besoin de délester pour contenir l'incident ? Voir les chapitres précédents) puis demande aux centres de gestion des réseaux de distribution concernés de répartir les quantités à délester aux bâtiments dont les systèmes intelligents de gestion de l'énergie s'occuperont de prélever "en douceur" la puissance demandée. On pourra même faire cela de façon plus préventive (donc plus souvent) que le délestage classique sans craindre de se tromper, vu l'impact moindre, voir quasi-nul selon les cas, sur les consommateurs. Cela peut d'ailleurs résoudre un des problèmes liés à l'identification d'une situation critique (niveau de criticité de l'incident) qui détermine le déclenchement ou non du délestage.

Le délestage en douceur pourra alors être considéré comme un service-système des consommateurs rendu au gestionnaire de réseau et pourra faire l'objet d'une contractualisation. Ce type de délestage pourra être possible et efficace car les charges des secteurs résidentiel et tertiaire sont une partie importante de la charge totale du réseau: environ 65% (35% pour le résidentiel et 30% pour le tertiaire) en France en 2007 [89].

Dans ce chapitre, les paragraphes suivants vont présenter le système intelligent de gestion d'énergie dans l'habitat, le délestage en douceur et le système de défense contre les instabilités associé ainsi que les résultats donnés par un démonstrateur réalisé à partir d'algorithmes développés dans cette thèse et celle de LE Ky sous Matlab couple au logiciel de simulation dynamique des réseaux Eurostag.

5.2 Système intelligent de gestion d'énergie dans l'habitat

La notion de système intelligent de gestion d'énergie dans l'habitat est présentée dans [90]. Ce système consiste en un ensemble d'équipements dotés de micro-contrôleurs ayant des capacités de communication via des protocoles standard, un système de contrôle-commande centralisé et une interface homme-machine permettant de réaliser certaines fonctions d'optimisation, de conduite et de suivi de la consommation d'énergie. Généralement, ces systèmes visent les bâtiments tertiaires commerciaux pour gérer la consommation des services de chauffage, de climatisation, d'eau chaude sanitaire et d'éclairage. Le système de gestion d'énergie dans le bâtiment contient généralement le module de gestion de production, le

module de gestion de charge, la prédiction de charge, le module de pilotage et enfin l'interface Homme-Machine (Figure 5.1).

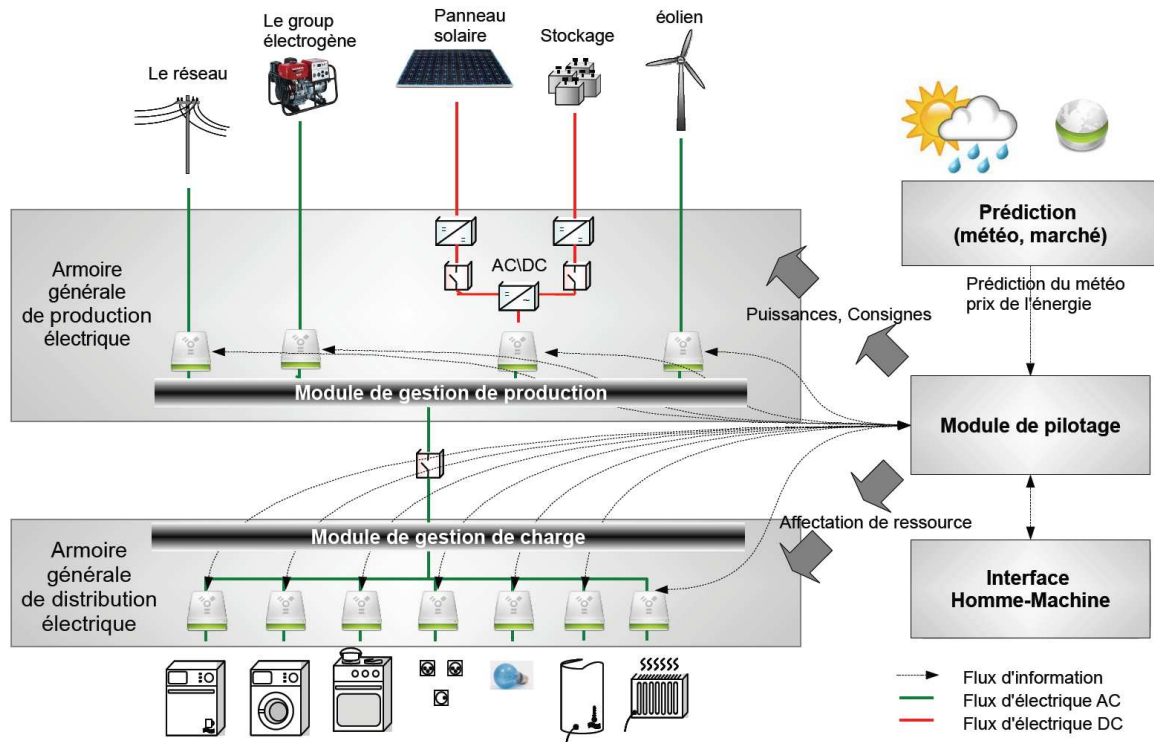


Figure 5.1 – Système intelligent de gestion d'énergie dans l'habitat

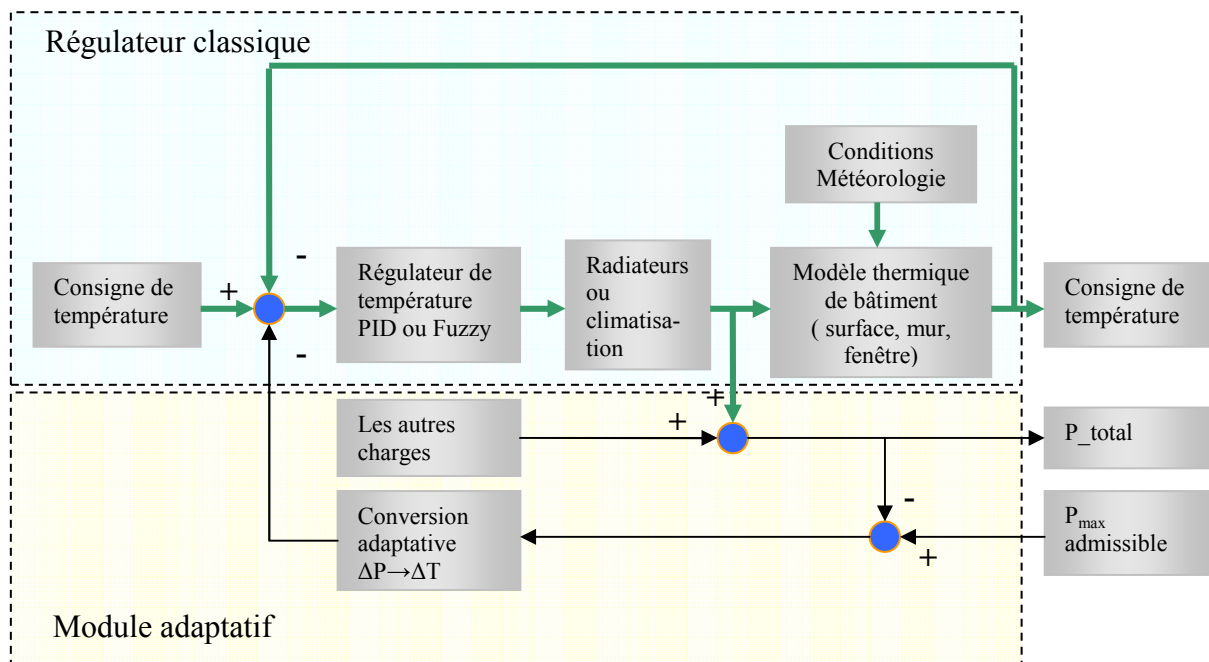


Figure. 5.2 – Principe du régulateur développé dans [45]

Dans cette thèse, nous utilisons le système intelligent de gestion d'énergie dans l'habitat qui a été développé récemment dans la thèse de LE Ky [45]. Cette thèse a développé des modèles de charges et les a validés par les mesures qui ont été utilisé lors des travaux ultérieurs. Une méthode de prévision de consommation à court terme en utilisant les réseaux de neurones est présentée pour la prédiction de charge. Cette thèse a aussi développé les modules de gestion de charge et les modules de pilotage qui peuvent réaliser des fonctions multi-objectifs pour la gestion de charge en temps réel (Figure 5.2). De ce fait, ce système intelligent de gestion d'énergie dans l'habitat peut être utilisé dans notre système pour réaliser le délestage en douceur.

5.3 Le délestage en douceur

Entre 1970 et 2007, la consommation d'électricité du résidentiel-tertiaire a augmenté beaucoup plus vite que celle de l'industrie, avec un rythme moyen de croissance annuel de plus de 5%, contre moins de 2% pour l'industrie, de telle sorte qu'en 2007, le résidentiel-tertiaire consomme 65% de charge total (Figure 5.3) [89]. Dans le secteur résidentiel, on trouve 32% de charge pour le chauffage, 46% de charge pour des usages spécifiques et 22% de charge pour l'eau chaude sanitaire et la cuisson. Dans le secteur tertiaire, ces parts sont respectivement de 15%, 74% et 11% [89].

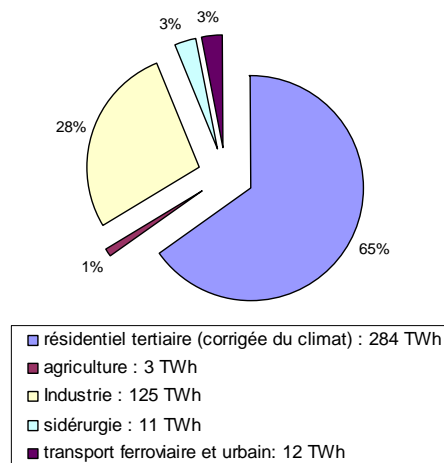


Figure 5.3 – Consommation finale d'électricité en 2007 [89]

A partir de la classification faite en [91] et [45], nous allons diviser les charges du secteur résidentiel en quatre groupes :

- Charges non pilotables : four, réfrigérateur, loisirs, lampes importantes, prises, ordinateurs
- Charges interruptibles : dans cette catégorie, on peut trouver certains types d'appareils tels que : climatiseur, chauffage, chauffe-eau, cuisinière, ventilateur, lampes moins importantes.
- Charges décalables : on place dans cette catégorie les charges dont le fonctionnement peut être programmé à l'origine pour une certaine heure de la journée mais dont on peut décaler l'alimentation sans préjudice majeur pour l'utilisateur : lave-vaisselle, lave-linge, four...
- Charges ordonnancables : ce sont des charges que l'on peut alimenter dans un certain ordre à définir afin de respecter des contraintes temporelles et/ou des contraintes de capacité (en puissance) de l'installation.

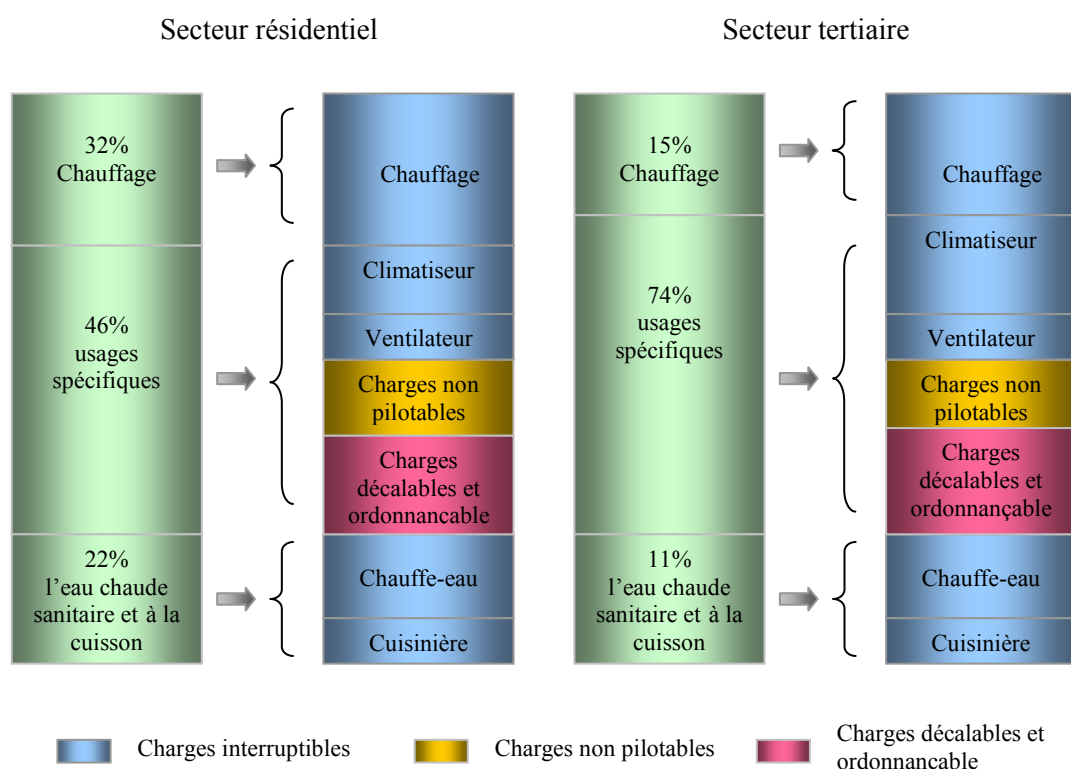


Figure. 5.4 – Quatre types de charge dans les secteurs résidentiel et tertiaire

Si nous considérons les chauffages, l'eau chaude sanitaire et la cuisson comme des charges interruptibles, au minimum 54% de charge dans le secteur résidentiel et au minimum 26% de charge dans le secteur tertiaire peuvent être utilisées pour le délestage en douceur, ce qui correspond à un minimum de 27 % du total de la charge en France (Figure 5.5). On peut agir aussi sur les charges décalables et ordonnancables au travers du système intelligent de gestion de l'énergie, donc peut avoir un gain supplémentaire non négligeable mais difficilement quantifiable a priori.

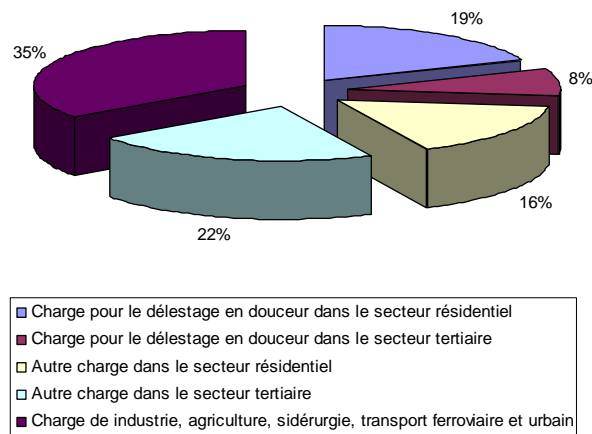


Figure 5.5 – Charge pour le délestage en douceur

On peut conclure sans trop de risques qu'au vu de ces montants utilisables pour le délestage en douceur, il n'y aura pas de limite pratique en terme de puissance disponible pour ce type de délestage car on peut supposer qu'on n'aura jamais besoin d'atteindre des délestages d'environ un tiers de la puissance totale consommée pour résoudre un incident, quel qu'il soit (hors événements catastrophiques qui mettent à bas les structures du réseau comme certaines tempêtes, mais là, le délestage brutal se produit de fait).

5.3.1 Structure du système de défense contre les blackouts et les instabilités

Comme présenté dans le chapitre II, le délestage en douceur est une application du système de contrôle de la stabilité du réseau électrique en temps réel. La structure du système de défense intégrant le délestage en douceur est présentée dans la figure 5.6.

Les stratégies du délestage optimal, qui sont présentés dans le chapitre III, sont introduites au niveau du transport. Le système intelligent de gestion d'énergie est introduit au niveau des bâtiments.

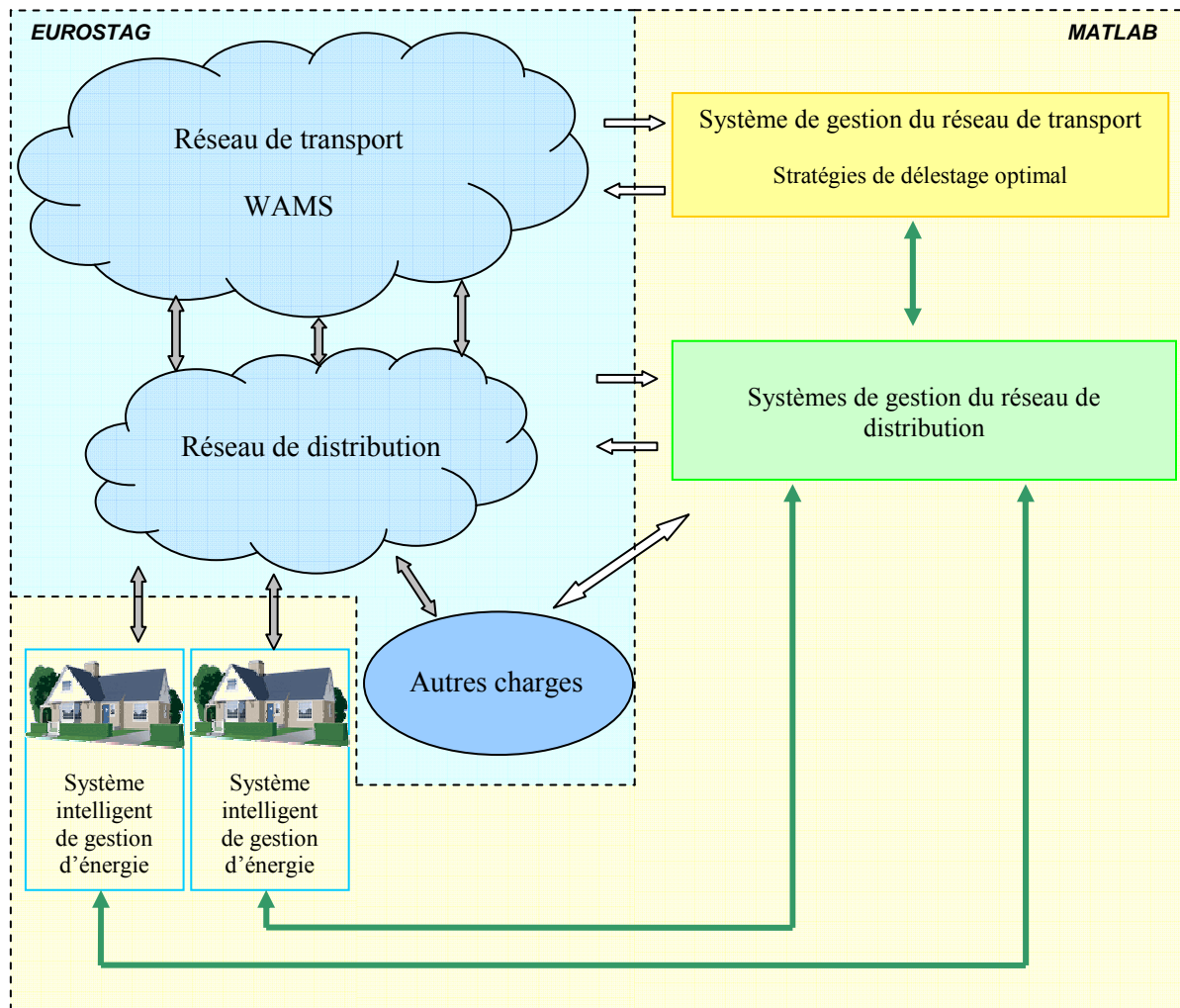


Figure 5.6 – Structure de système du délestage en douceur

Dans ce système intégré, le système intelligent de gestion d'énergie de chaque bâtiment envoie les informations en temps réel des charges disponibles, qui peuvent être diminuées sans influencer notablement la vie de l'habitant pendant certain temps, au système de gestion de la distribution qui lui est associé. Ce dernier les sauvegarde et les concatène. Ensuite, il envoie au système de gestion du transport les totaux de charge disponibles en chaque nœud pour le délestage optimal. Quand des problèmes de stabilité apparaissent dans le réseau, le système de gestion du transport va calculer les solutions optimales de délestage selon les informations de charge disponibles et envoyer les commandes de délestage au niveau de la distribution, aux différents gestionnaires concernés. Le niveau de la distribution va distribuer la quantité de délestage nécessaire à chaque bâtiment. Il peut pour cela utiliser des critères qui lui sont propres tels que des charges prioritaires, des contrats différents selon les consommateurs (notion de service système des consommateurs pour le gestionnaire), etc. Il

peut également fonctionner en coordination avec le(s) fournisseur(s) d'énergie qui sont éventuellement des entités différentes. Finalement, le système intelligent de gestion d'énergie va prendre en compte les consignes de limitation de puissance venant du système de gestion de la distribution et va diminuer les charges dans chaque maison en minimisant l'impact sur le confort de l'utilisateur. Grâce à ce système intégré, il devient a priori possible de réaliser le délestage sans mettre aucun client dans le noir et de résoudre le problème de stabilité.

5.3.2 Stratégie de délestage en douceur

Le délestage en douceur peut être utilisé en situation normale et en situation d'urgence.

En situation normale, le réseau reste stable et il n'y a pas de problème sur la tension et la fréquence. Dans certaines situations, le pic de consommation peut arriver à la limite de charge du réseau, par exemple dans le pic de l'été et de l'hiver. Si la charge continue d'augmenter, il va apparaître un problème de la stabilité. Dans cette situation, nous pouvons utiliser le délestage en douceur pour diminuer les charges dans l'habitat sans mettre aucun client dans le noir et ainsi effacer le pic de consommation.

La surcharge de ligne est un type de problème qui provoque des blackouts. Le délestage en douceur peut également résoudre ce problème en remplacement du délestage brutal utilisé en dernier recours. De plus, un délestage en douceur réalisé astucieusement peut modifier des transits de puissance sur le réseau et ainsi permettre la résolution des congestions. Selon les durées mises en jeu, ceci peut éviter la mise en oeuvre d'actions coûteuses habituellement utilisées pour ce type de problème comme le renforcement du réseau, le démarrage de groupes, ou risquées comme les manœuvres sur le réseau (reconfigurations).

Dans la situation d'urgence, le réseau peut voir apparaître le problème de la tension et le risque d'instabilité transitoire. Dans ces situations, le délestage en douceur peut réduire les charges dans l'habitat pour remettre le réseau dans une situation stable. De ce fait, le délestage en douceur va sauver le réseau sans mettre aucun client dans le noir.

La figure 5.7 présente l'algorithme de principe du système développé.

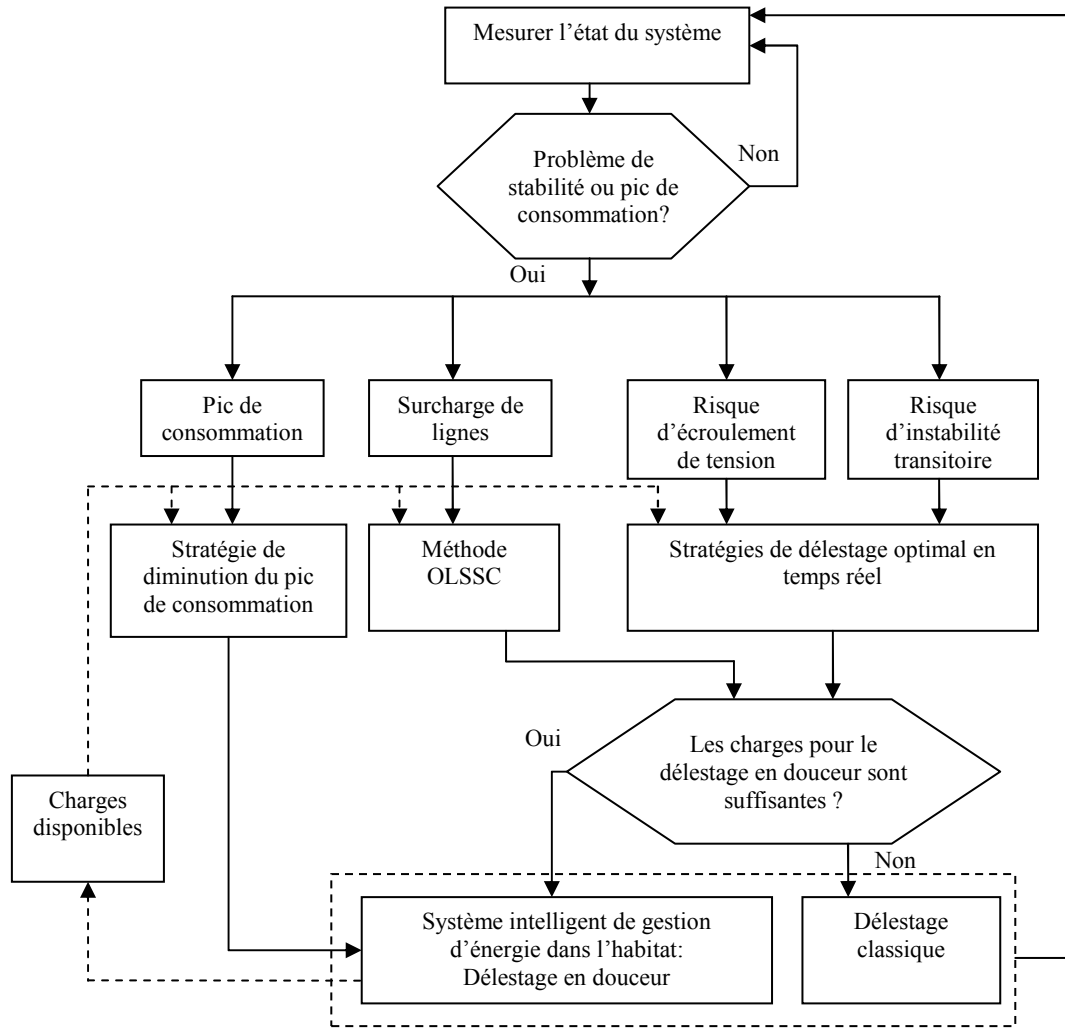


Figure 5.7 – Algorithme de principe du système de défense

5.3.3 Hypothèses et résultats numériques

Dans la simulation de délestage en douceur, le réseau de transport utilisé est encore une fois le réseau test standard « IEEE 39 nœuds – New England ». Dans chaque nœud de charge, nous supposons 35% de charge pour le résidentiel et 65% de charge pour les autres. Cette situation est analogue à celle en France. La charge résidentielle est représentée par le réseau de distribution urbain C0505. Ce réseau est un réseau radial. La puissance apparente totale du départ est 45.09kVA dont les données sont fournies dans l'annexe.2. Dans les nœuds du réseau de distribution, nous proposons que les charges soient composées par quelques maisons du même type. Ce type de maison est équipé de 2 chauffages de 5 kW, 1 charge de 2 kW, 1 charge de 3 kW et 1 charge d'1 kW. La puissance souscrite est de 15 kW. Le facteur de

puissance est 0.98.

De ce fait, il existe 603 réseaux de distribution connectés sur le réseau de transport simulé et 229 743 maisons dans ces réseaux de distribution. Pour simplifier la simulation, nous présentons juste un réseau de distribution avec 381 maisons (Annexe.3). Les autres réseaux de distribution sont présentés chacun comme une charge agrégée. Dans les nœuds du réseau de distribution, nous partageons les charges comme présenté dans la Figure 5.8.

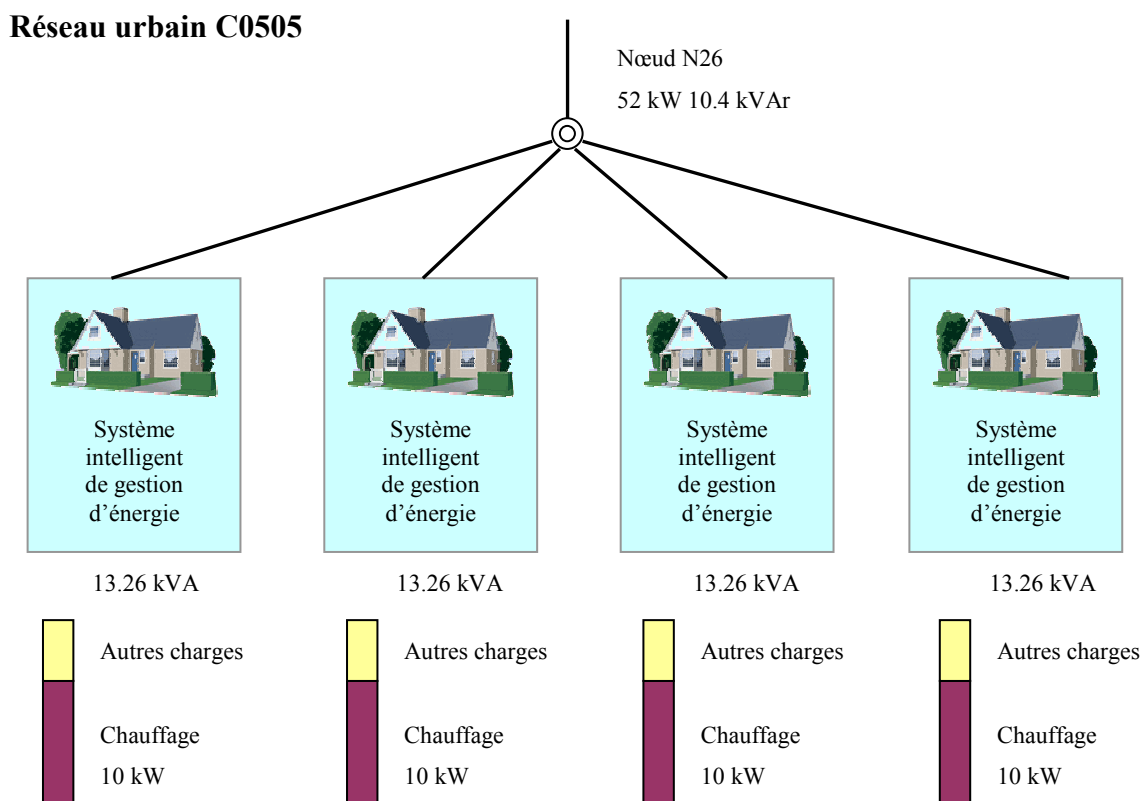


Figure 5.8 – Charge au nœud N26

La situation du réseau de transport est comme présenté dans le §4.3.1.2 Après le déclenchement de la ligne 11-6, les tensions aux nœuds 4, 7 et 8 sont inférieures à 0.95 pu (Figure 5.9 et 5.10). A un instant donné, nous supposons que chaque maison consomme 10 kW de chauffage. Le système intelligent de gestion d'énergie dans l'habitat peut diminuer 5 kW de charge sans influencer notablement le confort de la maison. De ce fait, 18.24MW de charge dans l'habitat sont disponibles pour le délestage en douceur. Après calcul du délestage optimal au niveau du transport (Figure 5.11), il faut délester 12.21MW de charge pour le premier délestage. Le niveau de transport envoie la quantité de charge aux nœuds qui sont

besoin de faire le délestage. Le niveau de distribution envoie les commandes à des maisons qui sont les charges disponibles. Quand le système intelligent de gestion d'énergie dans l'habitat reçoit la consigne, il va diminuer certains types de charge sans influencer le confort de la maison. Par exemple, la Figure 5.12 présente une courbe de charge dans une maison pendant le délestage. Le pic de consommation de 13 kW apparaît à 19:00 (68 400s). Le système intelligent de gestion d'énergie dans cette maison reçoit la commande de délestage de 5 kW à 19:30 (70 200s). Ce système commence à diminuer 5 kW de charge et limite donc la charge maximale dans cette maison à 8 kW. Dans la Figure 5.12, on constate qu'après 19:30, la charge maximale dans cette maison est 8 kW. De ce fait, nous réalisons le délestage dans cette maison et également garantissons un certain confort de la maison. Enfin, les maisons délestent un total de 12.21MW de charge. Après le premier délestage, il y a encore 6.03 MW de charge dans l'habitat qui est disponible pour le prochain délestage (Figure 5.13). Après le premier délestage, il existe un risque de l'instabilité transitoire (Figure 5.14). Le niveau de transport calcule le deuxième délestage optimal (Figure 5.11) et 2.83 MW de charge doit être délesté en 17 nœuds. Après que les maisons aient délesté 2.83MW de charge, le réseau est dans une situation stable (Figure 5.9 et 5.14). Tous les temps critiques d'élimination des défauts sont devenus supérieurs ou égaux à 0.2s. De ce fait, nous avons réalisé le délestage optimal en douceur et sans avoir mis aucun client dans le noir.

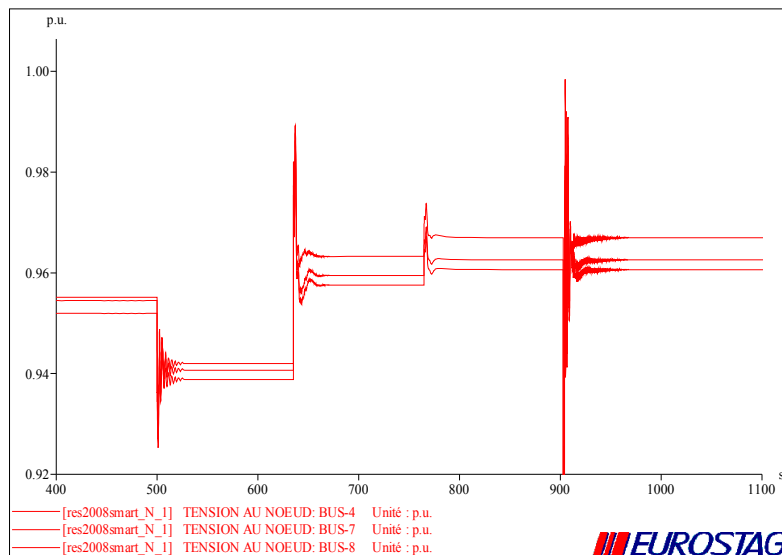


Figure 5.9 – Simulation dynamique du délestage

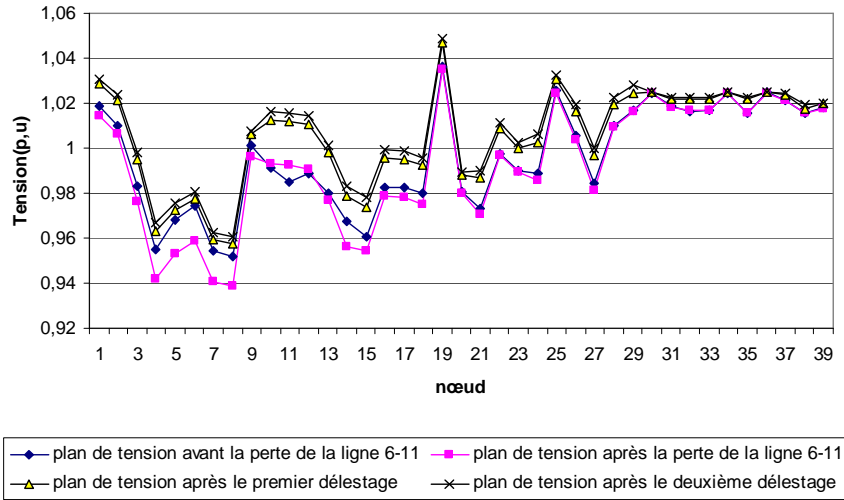


Figure 5.10 – Plan de tension pendant le délestage

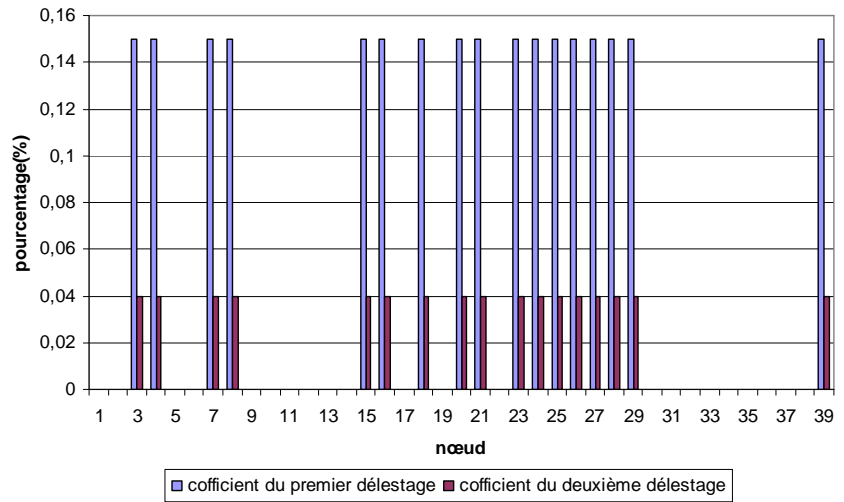


Figure 5.11 – Pourcentage de charge à délester en chaque nœud

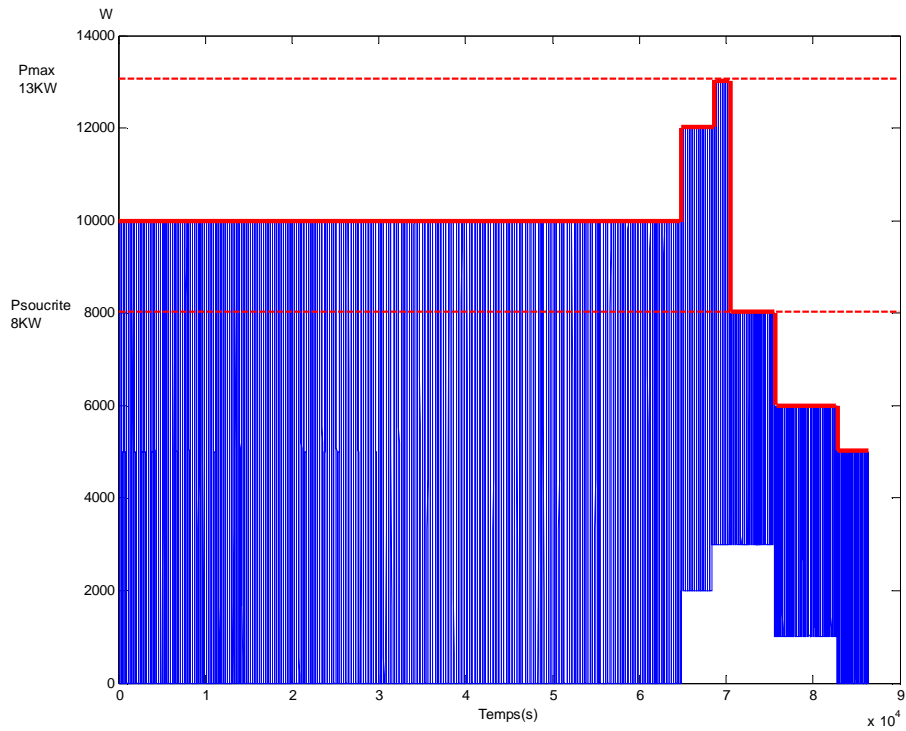


Figure 5.12 – Courbe de puissance dans une maison pendant le délestage

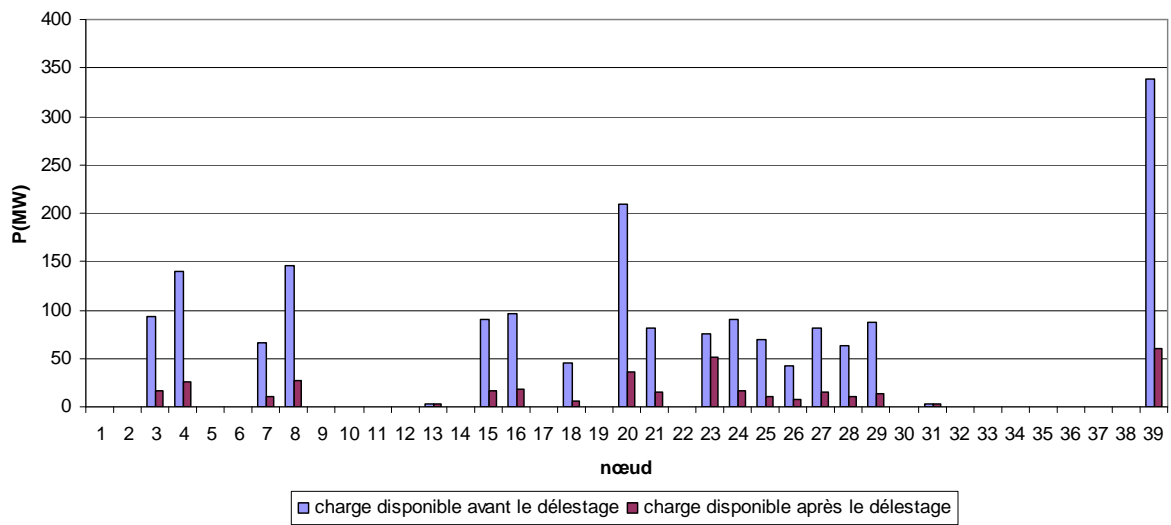


Figure 5.13 – Charges disponibles aux nœuds de IEEE 39

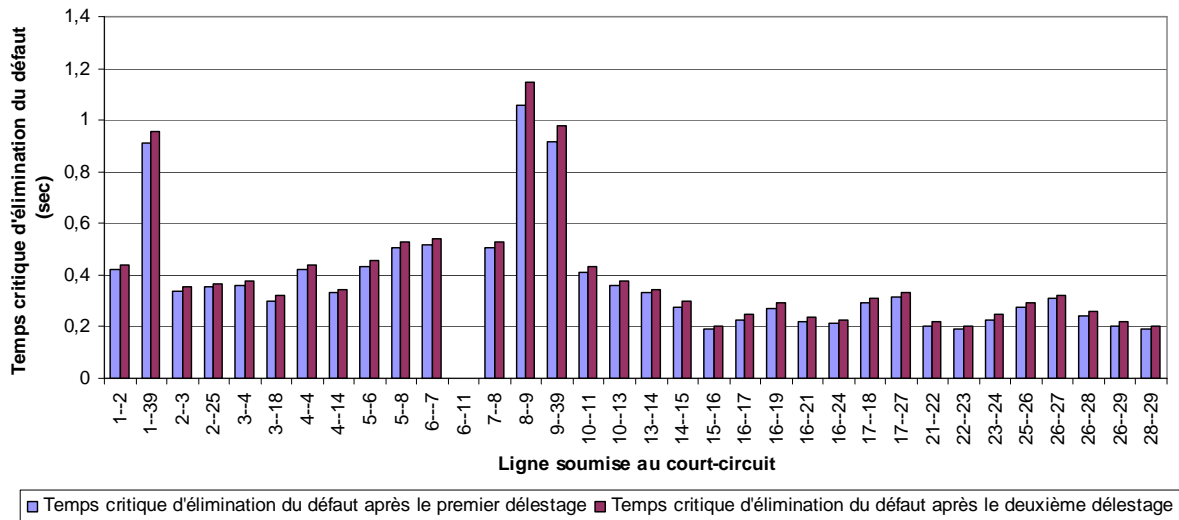


Figure 5.14 – Temps critique d'élimination du défaut

5.4 Conclusions

Les charges dans l'habitat sont une part importante de la charge totale d'un réseau. Elles peuvent être contrôlées par le système intelligent de gestion d'énergie dans l'habitat pour des intérêts globaux d'économie et de sécurité. Dans ce chapitre, nous avons présenté le concept, la structure et le fonctionnement du système intelligent de gestion d'énergie dans l'habitat.

Le délestage en douceur est un nouveau concept de délestage. Il utilise le système intelligent de gestion d'énergie dans l'habitat qui peut gérer les charges de façon optimale en tenant compte du confort et sans mettre aucun client dans le noir. Basé sur le système de contrôle de la stabilité du réseau électrique en temps réel que nous avons proposé dans le chapitre II, nous avons proposé la structure et l'algorithme du système du délestage en douceur. Dans la simulation numérique illustrant ce système, nous avons présenté un exemple d'application à partir du réseau de transport New-England et d'un réseau de distribution typique. La méthode de délestage en douceur peut assurer la stabilité du réseau et également diminuer le coût du délestage, ainsi que du renforcement du réseau. Il peut aussi éviter le désordre social pendant le délestage normal. De ce fait, il a beaucoup d'intérêt économique et social.

CONCLUSIONS ET PERSPECTIVES

Les réseaux électriques ont un rôle très important dans les sociétés modernes. Les blackouts sont des phénomènes catastrophiques dans les réseaux électriques. Ils découlent de la perte de stabilité du réseau et causent des dégâts immenses au niveau économique et social. Bien que les réseaux électriques soient pourvus de systèmes d'automatisation et de protection ainsi que de plans de défense pour éviter les instabilités du système, des blackouts se produisent régulièrement dans le monde.

Dans le but de concevoir un système de prévention des blackouts, dans un premier temps, nous avons analysé 37 blackouts importants dans le monde de 1965 à 2005, et déterminé une division de la progression des blackouts en cinq phases séquentielles : les préconditions, les événements initiaux, la cascade d'événements, l'état final et la restauration. Nous avons comparé les phénomènes des grands incidents selon ces différentes phases et trouvé leurs caractéristiques communes. Nous avons trouvé que la cascade de surcharge et l'écroulement de tension se produisent de loin le plus souvent dans les blackouts et peuvent être considéré comme les incidents principaux dans les réseaux. Après avoir analysé des progressions de blackouts, nous avons résumé leurs mécanismes communs. Enfin, nous avons suggéré quelques méthodes possibles selon des phases différentes pour la prévention des futurs blackouts.

Nous avons ensuite présenté notre idée générale et trois types d'action curative pour éviter au maximum les blackouts. Puis, nous avons proposé un concept de système de contrôle de la stabilité du réseau électrique en temps réel. Ce système est basé sur des nouvelles technologies - les systèmes de type WAMS, WACS, WADC, etc., et des technologies plus traditionnelles - FACTS, PSS, etc. Il peut réaliser des contrôles optimaux en boucle fermée en temps réel, diminuer l'occurrence des blackouts, limiter leur influence et assurer la stabilité du système électrique.

Le délestage est une méthode efficace pour éviter les blackouts. Le délestage optimal en temps réel peut être une solution selon les situations et résoudre les problèmes de stabilité du réseau. Surtout, c'est une bonne méthode à utiliser dans les situations imprévues et critiques qui vont souvent mener à des blackouts. Nous avons proposé trois méthodes de délestage optimal en temps réel. La première méthode est le délestage optimal avec contraintes statiques (OLSSC). Il peut assurer la stabilité statique et la stabilité de la tension du réseau. Il est

flexible et rapide pour résoudre le problème de la stabilité. Cependant, il ne peut pas garantir la stabilité transitoire du réseau après le délestage. Pour résoudre ce problème, nous avons proposé une deuxième méthode: la méthode de délestage optimal avec contraintes transitoires (OLSTC). Cette méthode peut garantir la stabilité statique, la stabilité de la tension et la stabilité transitoire du réseau. Après avoir utilisé cette méthode, le réseau va revenir dans une zone de fonctionnement avec une situation stable. Cependant le temps de calcul de cette méthode est important. Ensuite, nous avons proposé une méthode de délestage optimal (OLS-SSB&R) basée sur la méthode «sauvegarde de l'état du système et de rétablissement (SSB&R) ». Cette méthode peut calculer rapidement et également garantir la stabilité statique, la stabilité de tension et la stabilité transitoire du réseau après le délestage. Néanmoins, elle est limitée en utilisation dans une situation imprévue. En fonction des avantages et des inconvénients de ces trois méthodes, nous avons proposé des stratégies optimales pour réaliser le délestage optimal de façon rapide et fiable. Ces stratégies optimales peuvent éviter la plupart des cascades de surcharge et des écroulements de tension en temps réel. De ce fait, ils peuvent éviter les blackouts qui se produisent suite à ces deux types de événements qui, rappelons le, sont de loin les plus fréquents.

Enfin, nous avons présenté un nouveau concept de délestage – le délestage en douceur. Il peut effectuer un délestage en utilisant les charges interruptibles, les charges décalables et les charges ordonnancables dans l'habitat quand le système devient instable, et sans mettre aucun client dans le noir. Nous avons présenté le concept et la structure du système intelligent de gestion d'énergie dans l'habitat. Ce système adapte la consommation d'énergie à la disponibilité des ressources tout en maximisant le confort de l'utilisateur. Il peut contrôler les charges dans l'habitat pour optimiser l'énergie consommée et éviter au maximum les pointes de consommation. Puis, les stratégies, la structure du système et l'algorithme du délestage en douceur sont présentés. Les résultats ont montré que le délestage en douceur peut éviter les blackouts sans mettre aucun client dans le noir, ce qui devrait permettre aux opérateurs des réseaux de l'utiliser plus souvent que le délestage classique (brutal) sans crainte de se tromper, même en cas de simple doute sur la stabilité du réseau.

Perspectives

Nos travaux ouvrent plusieurs axes de recherche pour l'avenir :

1. le système de contrôle de la stabilité du réseau électrique en temps réel:
 - compléter le système : système de mesure, système de communication, etc.

- développer des méthodes qui peuvent agrandir la région de la stabilité du système par modification de ses caractéristiques (par exemples, l'argument les tensions dans les générateurs pendant une courte durée),
- développer des stratégies optimales qui contiennent les méthodes de délestage optimal et les méthodes d'agrandissement de la région de stabilité pour trouver une solution économique et fiable,
- développer des méthodes pour éviter les phénomènes dynamiques du réseau qui peuvent causer l'instabilité, par exemple, les grandes oscillations,
- développer un système cordonné de contrôle-commande de système FACTS en fonction des travaux de positionnement et de dimensionnement optimaux effectués précédemment par Daniel Radu [46, 47].

2. la méthode de délestage optimal en temps réel:

- développer la méthode de délestage optimal en temps réel avec modèles dynamique des charges,
- utiliser les probabilités pour aider à choisir les contraintes transitoires,
- étudier la robustesse des méthodes par rapport aux incertitudes sur les paramètres du réseau.

3. le délestage en douceur

- compléter le système : système de mesure, système de communication, etc,
- développer l'algorithme du gestionnaire de la distribution.

REFERENCES

REFERENCES:

- [1] *Final report on the august 14, 2003 Blackout in the United States and Canada: Causes and Recommendations*: U.S.-Canada Power System Outage Task Force, 2004.
- [2] S. Corsi and C. Sabelli, "General Blackout in Italy Sunday September 28, 2003, h.03:28:00," *IEEE Power Engineering Society General Meeting*, vol. 2, pp. 1691 - 1702, 6-10 Juin 2004.
- [3] RTE, "Mémento de la sûreté du système électrique," *édition 2004*, 2004.
- [4] W. LU, Y. Besanger, E. Zamai, and D. Radu, "Analysis of Large Scale Blackouts and Recommendations for Prevention," *WSEAS Transactions on power systems*, vol. 1, 2006.
- [5] C. W. Taylor, "Concepts of undervoltage load shedding for voltage stability," *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 7, pp. 480-488, 1992.
- [6] T. Q. Tuan, J. Fandino, N. Hadjsaid, J. C. Sabonnadiere, and H. Vu, "Emergency Load Shedding to Avoid Risks of Voltage Instability Using Indicators," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 9 No.1, pp. 341-351, Février 1994.
- [7] T. Van Cutsem, C. Moors, and D. Lefebvre, "Design of load shedding schemes against voltage instability using combinatorial optimization," *Power Engineering Society Winter Meeting, 2002.*, vol. 2, pp. 848-853, 2002.
- [8] S. Tso, T. Zhu, Q. Zeng, and K. Lo, "Evaluation of load shedding to prevent dynamic voltage instability based on extended fuzzy reasoning," *Generation, Transmission and Distribution, IEE Proceedings*, vol. 144, pp. 81-86, 1997.
- [9] S. ARNBORG, C. ANDERSON, D. J. HILL, and L. HISKENS, "On undervoltage load shedding in power svstems," *Int. J. Elect. Power Energy system*, pp. 141-149, 1997.
- [10] M. J. Rider, C. A. Castro, V. L. Paucar, and A. V. Garcia, "Higher order interior-point method for minimising load-shedding in a competitive electric power market," *IEE Proc.-Gener. Transm. Distrib.*, vol. 151 No.4, pp. 433-440, Juillet 2004.
- [11] "Technical Analysis of the August 14, 2003, Blackout: What Happened, Why, and What Did We Learn?," NERC Steering Group, Report to the NERC Board of Trustees Juillet 13, 2004.
- [12] UCTE, "Interim report of the investigation committee on the 28 September 2003 Blackout in Italy," 27 Octobre 2003.
- [13] "Power System Incident 14 March 2005 Final Report," *National Electricity Market Management Company Limited ABN 94 072 010 327*, 2005.

- [14] N.Dizdarevic and M.Majstrovic, "Causes, analyses and countermeasures with respect to blackout in Croatia on January 12, 2003," *CRIS International Workshop on Power System Blackout*, Lund, Sweden, Mai 3 -5 2004.
- [15] C. Vournas, "Technical Summary on the Athens and Southern Greece Blackout of Juillet 12, 2004, Août 2004," [http:// www.pserc .org/Greece_Outage_Summary.pdf](http://www.pserc.org/Greece_Outage_Summary.pdf) 2005.
- [16] NERC, "1996 System Disturbances Review of Selected 1996 Electric System Disturbances in North America," North American Electric Reliability Council Princeton Forrestal Village Août 2002.
- [17] D. Novosel, M. M. Begovic, and V. Madani, "Shedding light on blackouts," *Power and Energy Magazine, IEEE*, vol. 2, pp. 32-43, Jan-Fév. 2004.
- [18] Y. Hain and I. Schweitzer, "Analysis of the power blackout of June 8, 1995 in the Israel Electric Corporation," *Power Systems, IEEE Transactions*, vol. 12, pp. 1752 - 1758, Nov. 1997.
- [19] OFGEM, "Report on support investigations into recent blackouts in London and west midlands," *main report, OFGEM*, vol. 1, 2004.
- [20] OFGEM, "Report on support investigations into recent blackouts in London and west midlands," *Supplement report, protection commissioning & performance OFGEM*, vol. 2, Fév. 2004.
- [21] M. AMIN, "North America's electricity infrastructure," *Security & Privacy Magazine, IEEE*, vol. 1, pp. 19-25, Sept.-Oct. 2003.
- [22] E. System, "Power failure in Eastern Denmark and Southern Sweden on 23 September 2003 Final report on the course of events," *Ekrft System*, 4 Novembre 2003.
- [23] "CHILE - Power Blackout Hits Most of Country," *Interstate Renewable Energy Council*, 7, November <http://www.solarstorms.org/Chile2002.html> 2003.
- [24] "Resources for Understanding the Moscow Blackout of 2005," Power Systems Engineering Research Center <http://www.pserc.org/MoscowBlackout.htm> 2005.
- [25] V. X. Filho, L. A. S. Pilotto, N. Martins, A. R. C. Carvalho, and A. Bianco, "Brazilian defense plan against extreme contingencies," *Power Engineering Society Summer Meeting 2001 IEEE*, vol. 2, pp. 834-839, 2001.
- [26] P. Kundur and a. al., "Definition and classification of power system stability," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 19 No.2, Mai 2004.
- [27] M. EREMIA, J. TRECAT, and A. GERMOND, *Reseaux Electriques Aspects actuels: Editura Tehnica*, 2000.
- [28] P. Kundur, *Power system stability and Control*. New York: McGraw Hill, 1994.

- [29] T. V. Cutsem and C. Vournas, *Voltage Stability of Electric Power Systems*: Norwell, MA: Kluwer, 1998.
- [30] T. V. Cutsem, "Validation of a fast voltage stability analysis method on the Hydro-Quebec System," *IEEE Trans. Power Systems*, vol. 12, pp. 282-292, Fév. 2000.
- [31] "Interaction between HVDC converters and nearby synchronous machines," CIGRE Brochure 119, CIGRE Working Group 14.05 Report Oct. 1997.
- [32] D. J. Hill, P. A. Lof, and G. Anderson, "Analysis of long-term voltage stability," *Proc. 10th Power Systems Computation Conf.*, pp. 1252-1259, Août 1990.
- [33] C. W. Taylor, *Power System Voltage Stability*. New York: McGrawHill, 1994.
- [34] J.-P. CLERFEUILLE, S. VITET, et C. LEBREVELEC, "Plan de défense des réseaux contre les incidents majeurs," Techniques de l'ingénieur D4807.
- [35] Y. V. Markov and V. I. Reshetov, "Blackout Prevention in the United States, Europe, and Russia," *Proceedings of the IEEE*, vol. 93 No.11, Novembre 2005.
- [36] J. Y. Cai, z. Huang, J. Hauer, and K. Martin, "Current status and Experience of WAMS implementation in North America " *2005 IEEE/PES Transmission and Distribution Conference & Exhibition: Asia and Pacific Dalian, China*, 15-18 Août 2005.
- [37] C. W. Taylor, D. C. Erickson, K. E. Martin, R. E. Wilson, and V. Venkatasubramanian, "WACS – Wide-area stability and voltage control system: R&D and online demonstration," *Proceedings of the IEEE*, vol. 93 No.5, Mai 2005.
- [38] M. Zima, M. Larsson, P. Korba, C. Rehtanz, and G. Andersson, "Design aspects for wide-area monitoring and control systems," *Proceedings of the IEEE*, vol. 93 No.5, Mai 2005.
- [39] N. G. Hingorani, "Flexible ac transmission," *IEEE spectrum*, avril 1993.
- [40] L. Wehenkel, "Emergency control and its strategies," <http://www.montefiore.ulg.ac.be/~lwh/> 2006.
- [41] A. G. Phadke, "Synchronized phasor measurements in power systems," *IEEE Computer Applications in Power*, vol. 6, pp. 10-15, Avril 1993.
- [42] B. Bhargava, "Synchronized phasor measurement system project at Southern California Edison Co.," in *Proceedings of the 1999 IEEE/PES Summer Meeting* Edmonton, Alberta, Canada, 1999, pp. 16-22.
- [43] L. Chen, Y. Taka, H. Okamoto, R. Tanabe, and A. Ono, "Optimal operation solutions of power systems with transient stability constraints," *IEEE Transactions on Circuits and Systems I: Fundamental Theory and Applications*, vol. 48, pp. 327-339, Mars 2001.

- [44] D.-L. HA, "Un systeme avance de gestion d'energie dans le batiment pour coordonner production et consommation," *Laboratoire d'Automatique de Grenoble*. Doctorat: Grenoble INP, 2007.
- [45] K. LE, "Gestion optimale des consommations d'energie dans les batiments," *Laboratoire de Genie Electrique de Grenoble*. Doctorat: Genoble INP, 2008.
- [46] D. Radu and Y. Bésanger, "A multi-objective genetic algorithm approach to optimal allocation of multi-type FACTS devices for power system security," *IEEE PES GM 2006 Power Engineering Society General Meeting*, 18-22 juin 2006.
- [47] D. Radu and Y. Bésanger, "Blackouts Prevention by optimal insertion of FACTS devices in power systems," *IEEE FPS 2005 International Conference on Future Power Systems*, 16-18 novembre 2005.
- [48] X. Xie and C. Lu, "Optimization and coordination of wide-area damping controls for enhancing the transfer capability of interconnected power systems," *Electric Power Systems Research 78 (2008)*, pp. 1099 -1108, 2007.
- [49] B. KIRBY and E. HIRST, "Load as a resource in providing ancillary services," http://www.ornl.gov/sci/btc/apps/Restructuring/Load_as_a_Resource-APC_99.pdf January 11 1999.
- [50] C. D. Voumas, "Interruptible load as a competitor to local generation for preserving voltage security," *Power Engineering Society Winter Meeting, 2001. IEEE*, vol. 1, pp. 236-240, 28 Jan. - 1Fév. 2001.
- [51] "L'Electricité en France en 2006 : une analyse statistique," Direction Générale de l'énergie et des Matires Premiers <http://www.industrie.gouv.fr/energie> Avril 2007.
- [52] M. A. Mostafa and M. E. El-Hawary, "A Computational Comparison of Steady State Load Shedding Approaches in Electric Power Systems," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 12, No. 1, 1997.
- [53] H.H.Happ, "Optimal Power Dispatch – A Comprehensive Survey," *IEEE Trans. Power Apparatus & Systems*, vol. PAS-96, pp. 841-851, Mai/Juin 1977.
- [54] J. Carpentier, "Optimal Power Flows," *Electrical Power & Energy Systems*, vol. 1, pp. 3-15, Avril 1979.
- [55] M. Huneault, F. D. Galiana, C. I. Inc., and Q. St. Bruno, "A survey of the optimal power flow literature," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 6, pp. 762-770, mai 1991.
- [56] "Mathematical optimization," Oak Ridge National Laboratory 1995.
- [57] P. G. Ciarlet, *Introduction l'analyse numérique, matricielle et l'optimisation*: Masson, 1985.

- [58] J. A. Momoh, M. E. El-Hawary, and R. Adapa, "A Review of Selected Optimal Power Flow Literature to 1993 Part I: Nonlinear and Quadratic Programming Approaches," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 14 No.1, pp. 96-104, Fév. 1993.
- [59] J. A. Momoh, M. E. El-Hawary, and R. Adapa, "A Review of Selected Optimal Power Flow Literature to 1993 Part II: Newton, Linear Programming and Interior Point Methods.," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 14 No.1, pp. 105-111, Fév. 1993.
- [60] B. A. Murtagh and M. A. Saunders, "Large-scale linearly constrained optimization," *Math. Program.*, pp. 14:41-72, 1978.
- [61] J. A. Momoh, R. A. Austin, and R. Adapa, "application of Interior Point Method to Economic Dispatch," *IEEE International Conference on Systems Man & Cybernetics*, 1992.
- [62] J. A. Momoh, G. S. X., O. C. E., and R. Adapa, "The Quadratic Interior Point Method for Solving Power System Optimization Problems," *IEEE PES 1993 Summer Meeting*, Paper no. 93 SM 4T5-BC 1993.
- [63] M. Todorovski and D. Rajicic, "An initialization procedure in solving optimal power flow by genetic algorithm," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 21, pp. 480-487, Mai 2006.
- [64] P. Dutta and A. K. Sinha, "Voltage Stability Constrained Multi-objective Optimal Power Flow using Particle Swarm Optimization," *First International Conference on Industrial and Information Systems*, pp. 161-166, Août 2006.
- [65] B. P.T. and T. J.W., "Sequential Quadratic programming," *Acta Numerica*, pp. 1-52, 1995.
- [66] J. A. Momoh, R. J. Koessler, M. S. Bond, B. Stott, D. Sun, A. Papalexopoulos, and P. Ristanovic, "Challenges to optimal power flow," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 12, pp. 444-455, Fév. 1997.
- [67] S. MAGINIER, "Le filtrage des défauts dans l'analyse de la sécurité dynamique en temps réel des grands réseaux électriques," *Laboratoire d'Electrotechnique de Grenoble*. Doctorat Grenoble: Grenoble INP, 1998.
- [68] M.Pavella and P. G. Murthy, *Transient Stability of Power System*: John Wiley & Sons, 1994.
- [69] D. Chattopadhyay and D. Gan, "Dispatch optimization incorporating transient and voltage stability constraints," *Proc. 2000 IEEE Power Engineering Society Summer Meeting*, pp. 516-521, 2000.
- [70] D. Gan, D. Chattopadhyay, and X. Luo, "Stability constrained OPF: new results," *Proc. 2003 Southeastern Symposium on System Theory*, pp. 273-277, 2003.

- [71] S. N. Singh and A. K. David, "Dynamic security in open power market dispatch," *Electrical Power Components and Systems*, vol. 30, pp. 315-330, Mars 2002.
- [72] V. Vittal and J. L. Gleason, "Determination of transient stability constrained line flow limits: an application of linearized techniques for the transient energy function method," *Proc. 1989 Twenty-First Annual North American Power Symposium.*, pp. 142-150, 1989.
- [73] S. Bruno, E. D. Tuglie, and M. L. Scala, "Transient security dispatch for the concurrent optimization of plural postulated contingencies," *IEEE Transactions Power Systems*, vol. 17, pp. 707-713, Août 2002.
- [74] L. Chen, A. Ono, Y. Tada, H. Okamoto, and R. Tanabe, "Optimal power flow constrained by transient stability," *Proc. 2000 International Conference on Power System Technology*, pp. 1-6, 2000.
- [75] R. Li, L. Chen, and R. Yokoyama, "Stability constrained optimal power flow by inexact Newton method," *Proc. 2001 IEEE Porto Power Tech Conference*, vol. 2, pp. 549-557, 2001.
- [76] Y. Sun, Y. Xinlin, and H. F. Wang, "Approach for optimal power flow with transient stability constraints," *IEE Proc. – Generation, Transmission and Distribution*, vol. 151, pp. 8-12, Jan 2004.
- [77] L. Y. C. Amarasinghe, B. Jayasekara, and U. D. Annakkage, "The effect of dynamic security constraints on the locational marginal price," *Proc. 2005 IEEE Power Engineering Society General Meeting*, pp. 1556-1561, 2005.
- [78] Y. Yuan, J. Kubokawa, and H. Sasaki, "A solution of optimal power flow with multicontingency transient stability constraints," *IEEE Trans. Power Systems*, vol. 18, pp. 1094-1102, Août 2003.
- [79] Y. Xia, K. W. Chan, and M. Liu, "Direct nonlinear primal-dual interior-point method for transient stability constrained optimal power flow," *IEE Proc. Generation, Transmission and Distribution*, vol. 152, pp. 11-16, Jan 2005.
- [80] Y. Dong and H. R. Pota, "Fast Transient Stability Assessment using Large step-Size Numerical Integration," *IEE proceedings Generation, Transmission and Distribution*, vol. 138 No.4, pp. 377-383, Juillet 1991.
- [81] T. S. Chung and F. Da-Zhong, "A Fast Approach to Transient Stability Estimation using an Improved Potential Energy Boundary Surface Method," *Electric Power Systems Research*, vol. 34, pp. 47-55, 1995.
- [82] G. A. Maria, C. Tang, and J. Kim, "Hybrid Transient Stability Analysis," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 5 No.2, pp. 384-393, Mai 1990.
- [83] A. Alam and E. B. Makram, "Transient stability constrained optimal power flow," *IEEE Power Engineering Society General Meeting, 2006*, Juin 2006.

- [84] D. Gan, R. J. Thomas, and R. D. Zimmerman, "Stability -Constrained Optimal Power Flow," *IEEE Trans. Power Syst.* , vol. 15 No.2, Mai 2000.
- [85] M. H. Haque and A. H. M. A. Rahim, "An efficient method of identifying coherent generators using taylor series expansion," *IEEE Trans. Power Systems*, vol. 3, pp. 1112-1118, Août 1988.
- [86] M. H. Haque and A. H. M. A. Rahim, "Determination of first swing stability limit of multimachine power systems through Taylor series expansions," *IEE proceedings Generation, Transmission and Distribution*, vol. 136, pp. 373-379, Nov 1989.
- [87] M. H. Haque, A. H. M. A. Rahim, and A. M. Al-Shehri, "Rapid computation of critical clearing time through energy function and taylor series expansion," *Proc. 1989 Middle East Power System Conference*, pp. 267-271, 1989.
- [88] F. JE., "Synchronous Machine Modeling Mechanization and System Performance Study," *Doctor Thesis, The University of Texas at Arlington*, 1977.
- [89] "L'Electricité en France en 2007 : une analyse statistique," Direction Générale de l'énergie et des Matières Premières <http://www.industrie.gouv.fr/energie> Juin 2008.
- [90] K. Stum, R. Mosier, and T. Haasl, "Energy management systems," Portland Energy Conservation Inc.(PECI) 1997.
- [91] S. B. Ashok, R., "An optimization mode for industrial load management," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 16, pp. 879-884, 2001.

ANNEXE

ANNEXE 1. Réseau IEEE 39 nœuds « New England »

Ce réseau (présenté sur la figure A1.2) représente une simplification du réseau de transport de la région Nouvelle Angleterre (nord-est des Etats-Unis). Il est composé de 10 machines, 39 nœuds, 34 lignes, et 12 transformateurs.

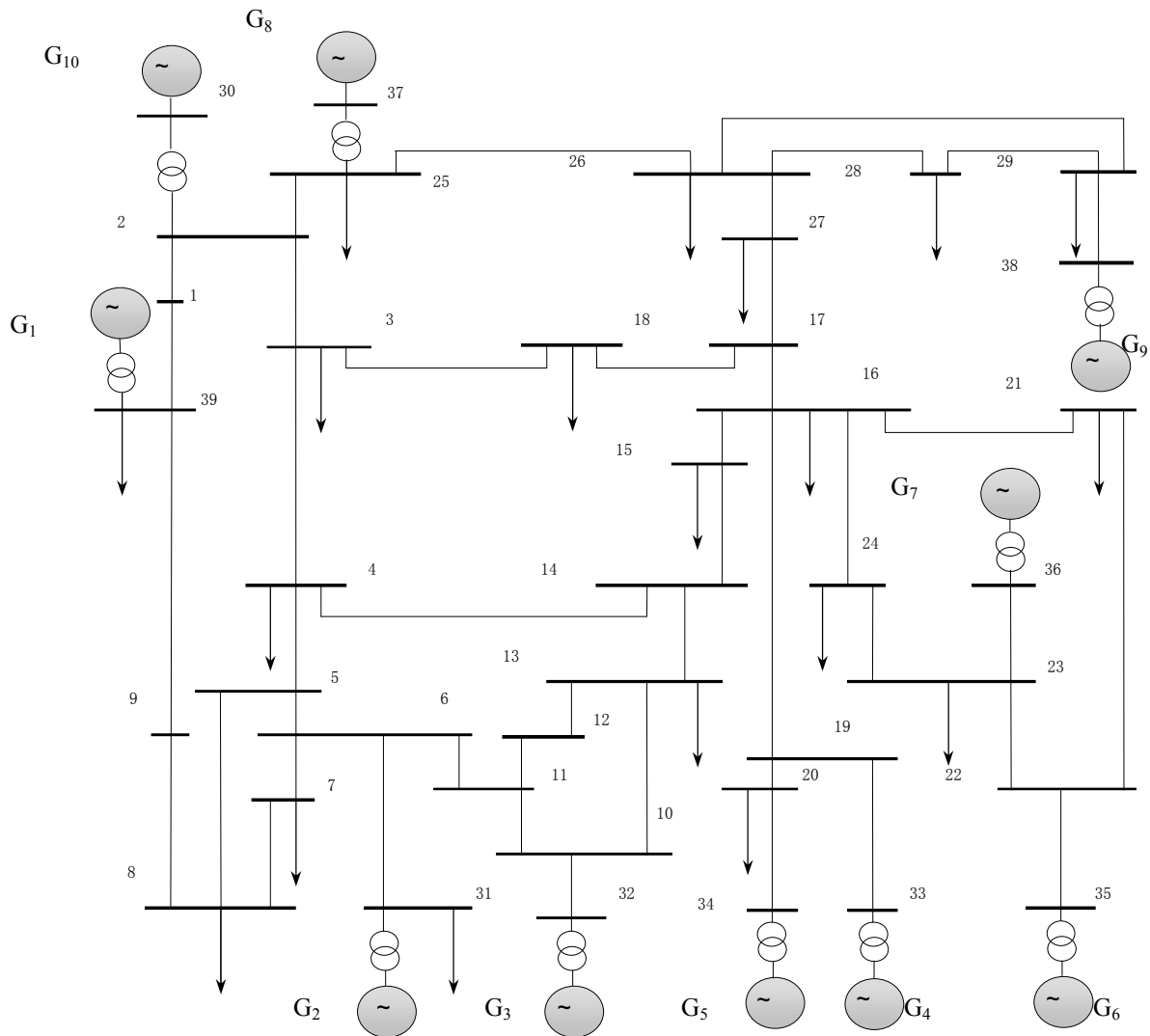


Figure A1.2 – Réseau test IEEE 39 nœuds

Toutes les données topologiques du réseau sont données par [88].

Le niveau de tension est 400kV. Le niveau de charge original est 6.1GW et 1.4GVAR.

Les données détaillées des générateurs sont indiquées dans le tableau suivant.

Générateur n°	H(sec)	R _a (pu)	X' _d (pu)	X' _q (pu)	X _d (pu)	X _q (pu)	T' _{do} (sec)	T' _{qo} (sec)	X _l (pu)
1	42.0	0	0.031	0.0449	0.1	0.069	10.2	0.0	0.0125
2	30.3	0	0.0697	0.170	0.295	0.282	6.56	1.5	0.035
3	35.8	0	0.0531	0.0876	0.2495	0.237	5.7	1.5	0.0304
4	28.6	0	0.0436	0.166	0.262	0.258	5.69	1.5	0.0295
5	26.0	0	0.132	0.166	0.67	0.62	5.4	0.44	0.054
6	34.8	0	0.05	0.0814	0.254	0.241	7.3	0.4	0.0224
7	26.4	0	0.049	0.186	0.295	0.292	5.66	1.5	0.0322
8	24.3	0	0.057	0.0911	0.290	0.280	6.7	0.41	0.028
9	34.5	0	0.057	0.0587	0.2106	0.205	4.79	1.96	0.0298
10	42.0	0	0.031	0.0449	0.1	0.069	10.2	0.0	0.0125

Donnée détaillée des générateurs du réseau IEEE 39 nœuds

Générateur n°	MW	MVAR
1	2,5	0,524
2	5,483	2,792
3	6,5	2,881
4	6,32	1,983
5	5,08	1,576
6	6,5	1,589
7	5,6	0,302
8	5,4	0,109
9	8,3	0,239
10	9,8	0,417

Le modèle des charges est

$$P = P_0 \left(\frac{U}{U_0} \right)^\alpha \cdot \left(\frac{\omega}{\omega_0} \right)^\gamma$$

$$Q = Q_0 \left(\frac{U}{U_0} \right)^\beta \cdot \left(\frac{\omega}{\omega_0} \right)^\delta$$

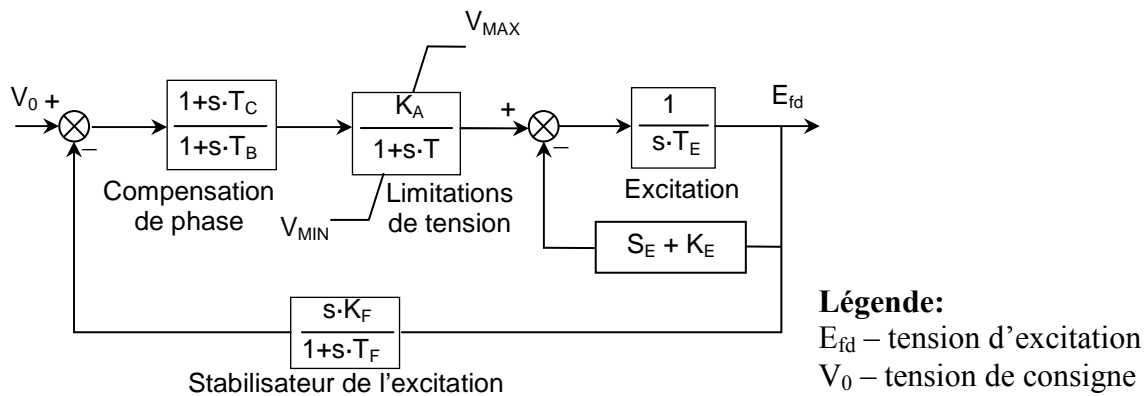
(ex : pour $\alpha = \beta = 2$ et $\gamma = \delta = 0$, le charge est une impédance constante.)

A1.1. Schémas fonctionnels des régulations utilisées

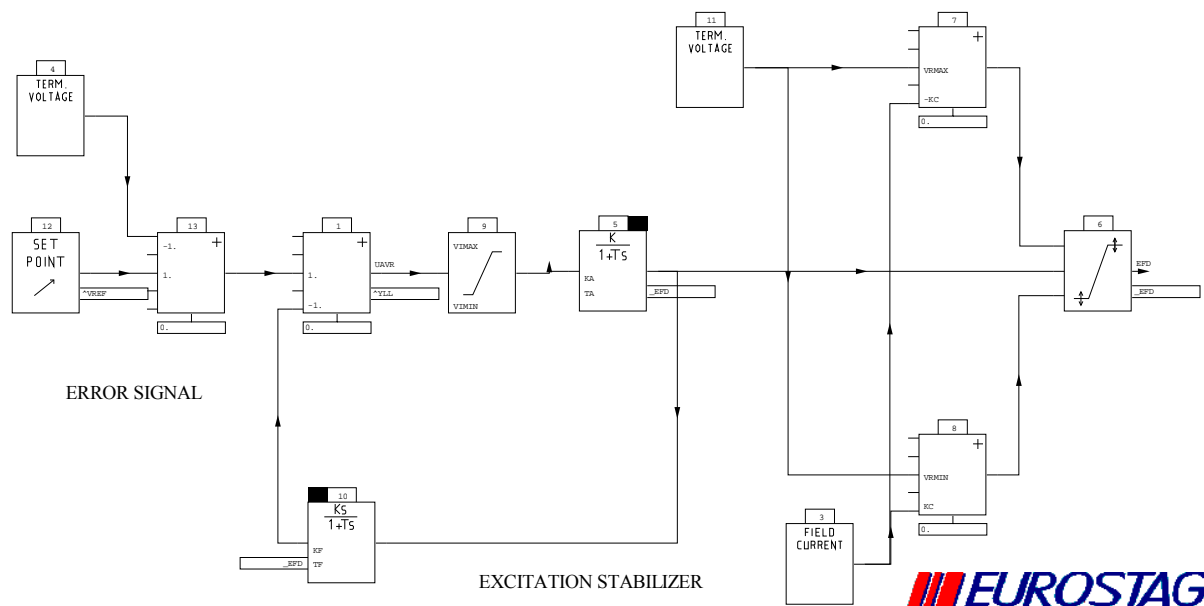
Toutes les régulations sont fondées sur les modèles standard proposés par IEEE. Les paragraphes suivants présenteront les schémas de principe initiaux et également les schémas adaptés et implantés en EUROSTAG :

A1.1.1. Régulateur automatique de tension

a) schéma de principe proposé par IEEE

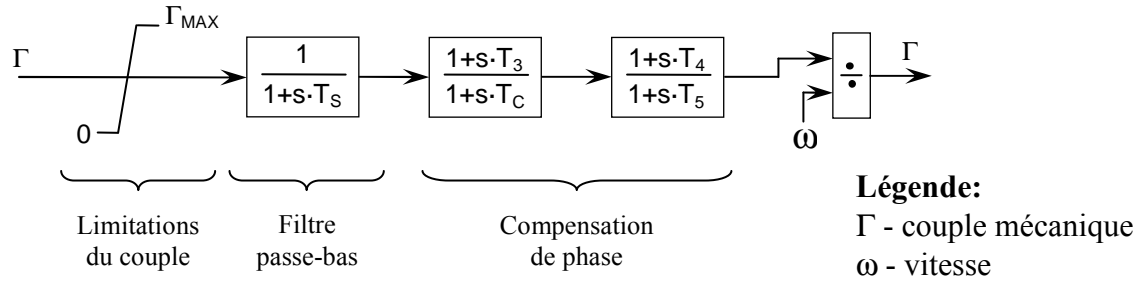


b) schéma implante dans EUROSTAG

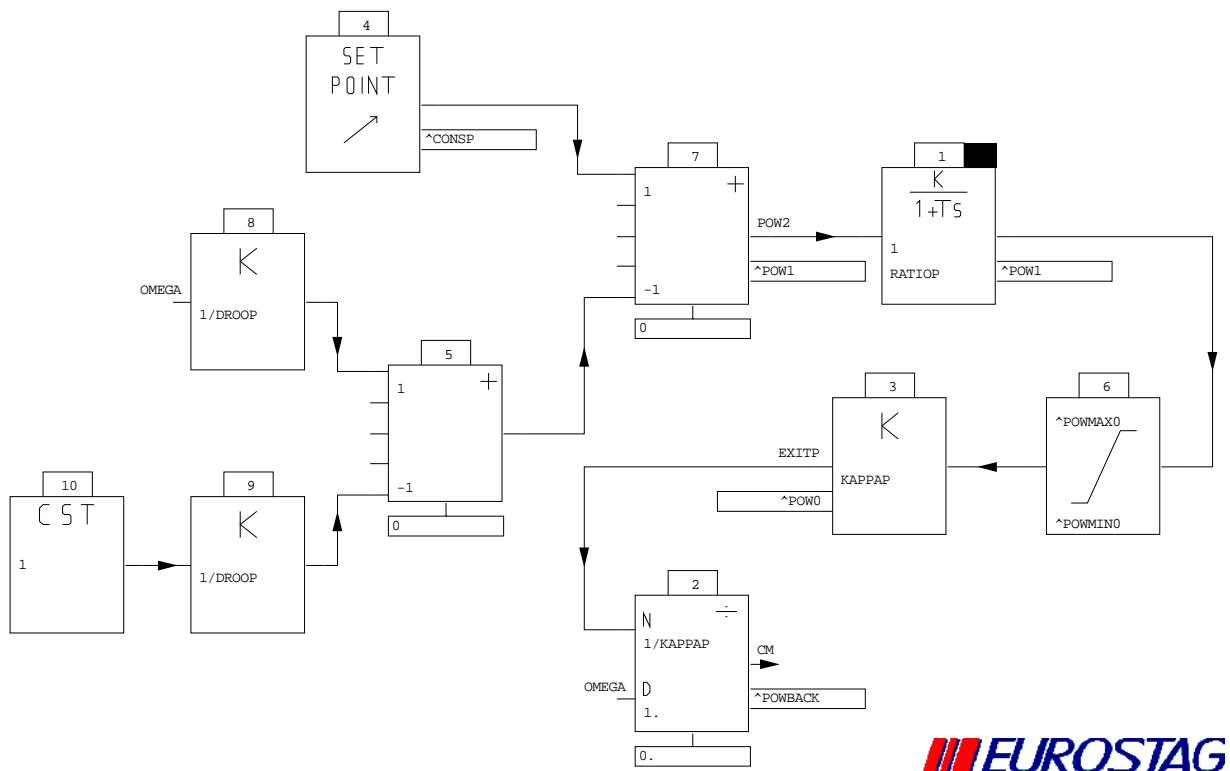


A1.1.2. Régulateur automatique de vitesse

a) schéma de principe proposé par IEEE

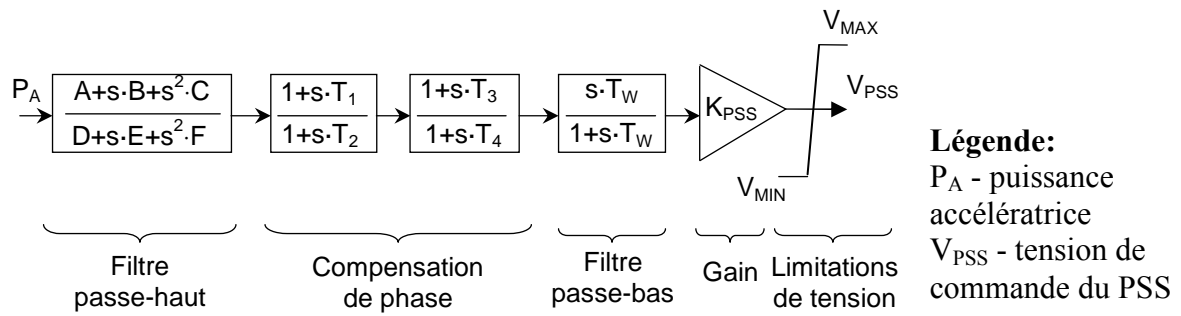


b) schéma implante dans EUROSTAG

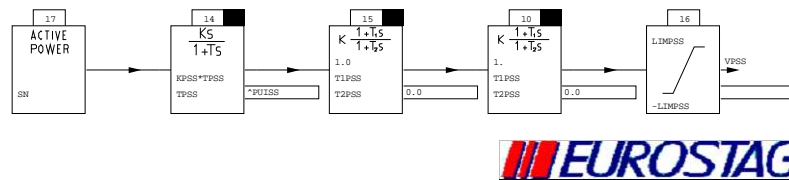


A1.1.3. Stabilisateur des oscillations de puissance

a) schéma de principe proposé par IEEE



b) schéma implante dans EUROSTAG



ANNEXE 2. Réseau de distribution urbain C0505

A2.1 Structure

La figure qui suit fournit la structure générale du départ considéré :

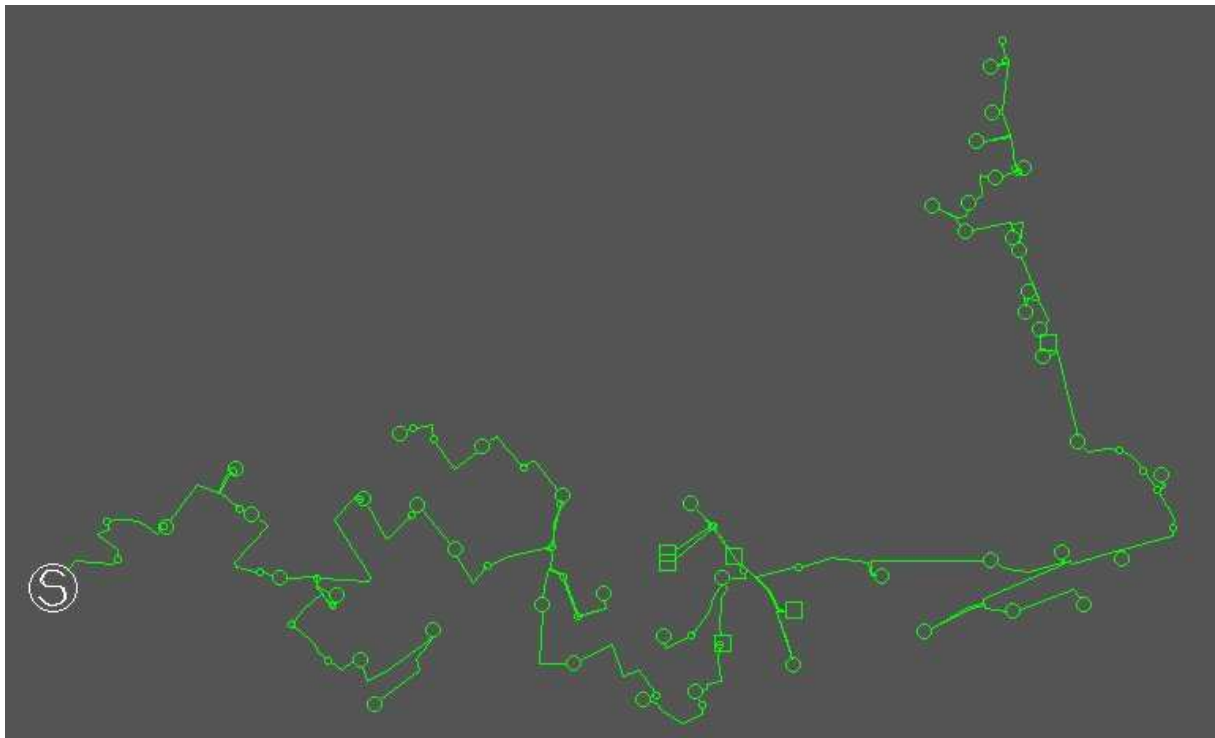


Figure A2.1: Structure du départ C0505

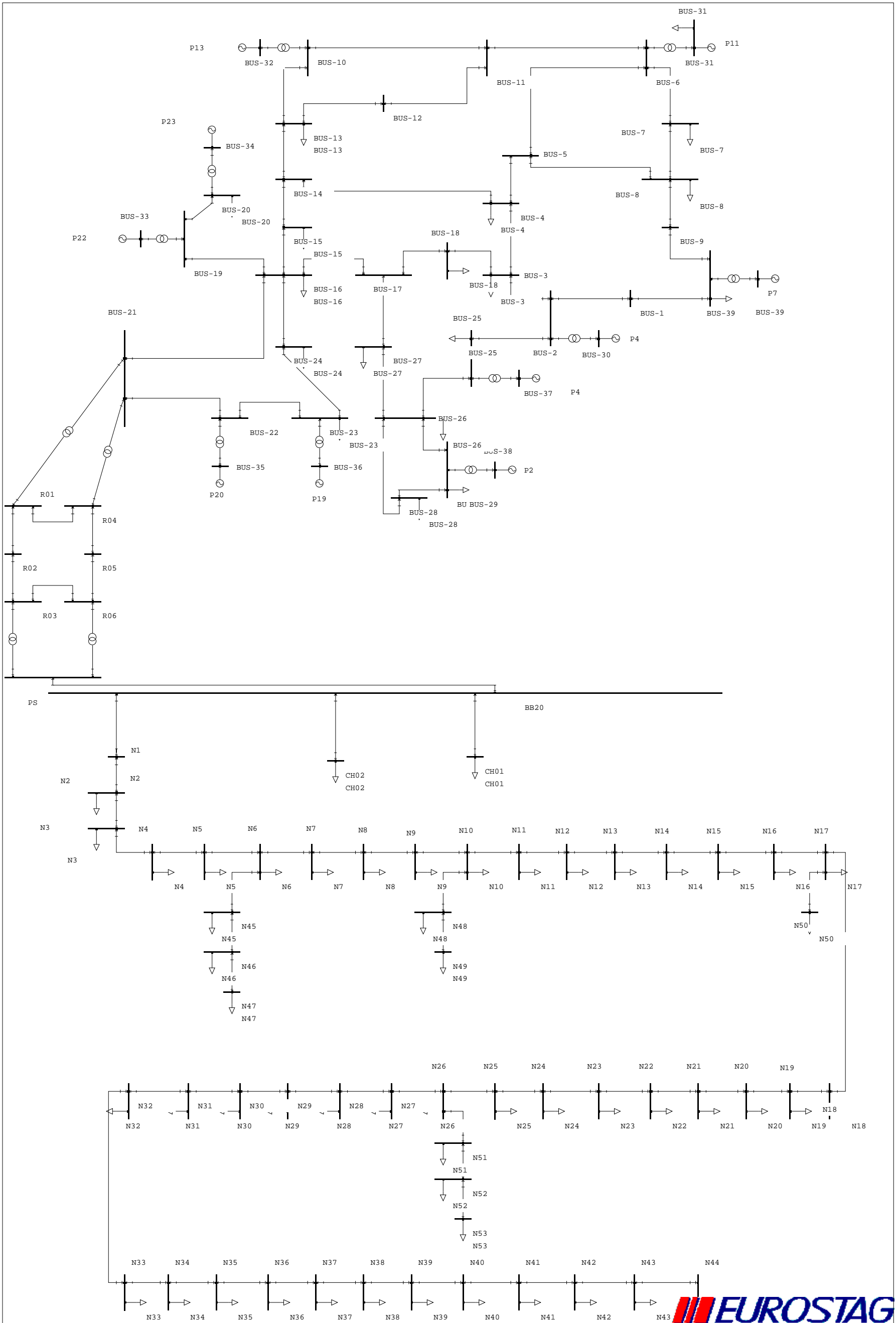
S : poste source.

A2.2 Caractéristiques générales

Le tableau qui suit fournit les caractéristiques générales du départ considéré :

Capacitif du départ (3 Io en A) (sous 20 kV)	37.2
Nb clients BT	5587
Nb. clients HTA	6
Puissance apparente totale du départ (kVA)	4509
Chute de tension max (%)	1.32
Icc biphasé min. (A)	2251
Proportion de câble souterrain (% de la longueur totale)	100
Longueur du chemin le plus long (km)	12.29
Longueur totale du départ (km)	15.65
Nb. d'organes de coupure télécommandés (dont Nb. DRR)	5 (0)

ANNEXE 3. Réseau IEEE 39 avec le réseau de distribution urbain C0505



Z:\2007\theses\NE3.11\39dis.nwk



Le délestage optimal pour la prévention des grandes pannes d'électricité

Résumé

Avec l'extension de la dérégulation du système électrique, les réseaux électriques sont exploités de plus en plus près de leurs limites de sécurité et de stabilité. Les conditions d'exploitation des réseaux deviennent de plus en plus complexes. Dans cette situation, des blackouts se produisent plus fréquemment. Les blackouts à grande échelle provoquent d'énormes pertes économiques et sociales. Nous avons tout d'abord analysé 37 blackouts apparus dans le monde entre 1965 et 2005, classifié leurs caractéristiques selon des phases temporelles identifiées au préalable, résumé leurs mécanismes communs et suggéré quelques méthodes possibles pour la prévention des futurs blackouts. Il est ressorti de cette analyse que la cascade de surcharge et l'écroulement de tension sont de loin les incidents les plus fréquents dans les blackouts et qu'un système pour la prévention de ces incidents en temps réel est nécessaire. Basé sur les nouvelles technologies de surveillance et contrôle des réseaux de type WAMS (*Wide-area measurement system* en anglais), nous proposons un nouveau système de contrôle de la stabilité du réseau électrique en temps réel. Ce système peut fournir les solutions optimales pour éviter l'instabilité du réseau électrique et fonctionne à base de délestage. Le délestage, une méthode efficace pour éviter les blackouts, a été largement utilisé dans les réseaux électriques. Les plans de délestage actuels sont normalement préparés à l'avance selon l'estimation de l'état d'urgence du réseau. Cependant, les délestages prédéfinis ne peuvent parfois empêcher les blackouts dans certaines situations complexes et imprévues. De ce fait, nous avons proposé trois méthodes de délestage optimal en temps réel et des stratégies optimales associées qui se concentrent sur les situations imprévues et peuvent assurer la stabilité de tension et la stabilité transitoire après le délestage. En utilisant de plus un système intelligent de gestion d'énergie dans l'habitat qui permet d'adapter la consommation d'énergie à la disponibilité des ressources tout en maximisant le confort de l'utilisateur, nos délestages sont réalisés "en douceur", c'est à dire sans mettre aucun client dans le noir. Ce concept est radicalement différent du délestage classique actuel.

Mots clefs :

Blackouts, délestage, stabilité de tension, stabilité transitoire, écroulement de tension, cascade de surcharge.

Optimal load shedding to prevent blackouts

Abstract

With the spread of deregulation, power systems are operated more and more close to their security and stability limits, and system conditions have become increasingly complex. Under this situation, blackouts occur more often, and large-scale blackouts cause enormous economic losses and social problems. Firstly, we analyze 37 important blackouts in the world from 1965 to 2005. And we classify their features in each phase, summarize their mechanism and give some recommendations for preventing the future blackouts. From the analysis, cascade overload and voltage collapse are the major incidents in the blackouts and a real-time system to prevent the blackouts is necessary. Based on the new measurement and control technologies – Wide-area measurement system (WAMS), we propose a new real-time power system stability control system. This system could provide the optimal real-time solutions based on load shedding to prevent the system instability. Load shedding, an effective method to prevent blackouts, has been widely used in power systems. Previous load-shedding plans were usually prearranged with the estimation of the system's emergency condition. However, sometimes, predesigned load shedding could not prevent blackouts in the complex and non-forecasted system conditions. We propose three real-time optimal load shedding methods and the optimal strategies which focus on the real-time non-forecasted system situation and realize both voltage stability and transient stability after load shedding. The smart home system is a system which could control the energy and keep comfort in the house at the same time. The soft load shedding, which is based on the smart home system, could realize the load shedding without switching the customer supply off. The concept of soft load shedding is then completely different from the classic load shedding.

Keywords:

Blackouts, load shedding, voltage stability, transient stability, voltage collapse, cascade overload.