République Algérienne Démocratique et Populaire

Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique

UNIVERSITE DJILLALI LIABES DE SIDI-BEL-ABBES

Faculté de Génie Electrique

Département d'Electrotechnique

Thèse présentée par :

Souag Slimane

Pour l'obtention du diplôme de :

Doctorat 3ème Cycle en Electrotechnique

Option : Réseaux Electriques

Intitulé de la thèse :

Contribution à l'étude de l'analyse des contingences par la méthode de DC load flow sous LabVIEW

Présentée devant le jury composé de :

Président	Pr. Zidi Sid Ahmed	Professeur	UDL-Sidi Bel Abbès
Directeur de thèse	Pr. Benhamida Farid	Professeur	UDL-Sidi Bel Abbès
Examinateur 1	Pr. Khatir Mohammed	MCA	UDL-Sidi Bel Abbès
Examinateur 2	Pr. Gherbi Fatima Zohra	Professeur	UDL-Sidi Bel Abbès
Examinateur 3	Pr. Bouzeboudja Hamid	Professeur	USTOran

Soutenue le : / / 2016

Laboratoire de Recherche-IRECOM

بسم الله الرحمن الرحيم

“Il est bien des choses qui ne paraissent impossibles que tant qu’on ne les a pas tentées.”

André Gide

Du livre « Si le grain ne meurt »

DEDICACE

Je dédie ce travail,

A mes très chers parents qui ont sacrifié leur vie pour

Ma réussite, et pour leurs encouragements. Que dieu les garde éternellement heureux.

A Ma femme ;

A mon frère et ma sœur

A ma grand-mère que dieu la garde pour nous

A toute la famille SOUAG,

Et mes amis sur les réseaux sociaux

A tous mes amis et mes collègues, et à tous ceux qui

M'ont aidé pour réaliser cette thèse.

REMERCIEMENTS

Voici venu le moment où je tiens à exprimer ma gratitude envers tous ceux qui m'ont aidé et soutenu tout au long de ce travail.

Je remercie en premier lieu le Pr. BENHAMIDA Farid, directeur de cette thèse. Ces idées, ces conseils et ces critiques m'ont été d'une aide précieuse pour mener ce travail à bien. Au-delà de l'aspect scientifique de nos discussions, j'ai été particulièrement sensible à leur qualité humaine, à l'excellent climat relationnel qu'il a su établir entre nous et au fait de savoir que je pouvais toujours compter sur lui.

Mes remerciements s'adressent également aux membres de mon jury

Mes profonds remerciements à :

- *L'ensemble des enseignants qui ont participé à ma formation.*
- *Toute la promotion CGRE.*
- *Tous les responsables du département d'électrotechnique à Sidi Bel Abbés.*
- *Tous ceux qui ont contribué de près ou de loin à l'élaboration de cette thèse.*

Un infini remerciement à ma très chère mère, et mon cher père pour tout ce qu'ils ont fait pour moi.

Je remercie également ma famille et tous mes amis. Surtout Ma grand-mère ainsi que mon frère et ma sœur.

Je tiens aussi à remercier ma Femme de son soutien moral, et la bonne humeur qu'elle a su faire partager.

Malheureusement je crains d'oublier de citer certaines personnes ; j'espère qu'elles ne m'en tiendront pas grief, et je peux leur assurer qu'elles ont une place particulière dans mon cœur.

SOUAG Slimane

PUBLICATIONS ET COMMUNICATIONS

La liste des publications et des communications issue des travaux de cette thèse

Publications :

1. **S. Souag**, F. Benhamida, " *A virtual instrument for dc power flow solution using LabVIEW language*", Advances in Electrical and Electronic Engineering, vol. 10, n°2-2012, pp, 68-74, 2012, ISSN: 1804-3119.
2. **S. Souag**, F. Benhamida, « *Résolution de DC power flow par le langage graphique LabVIEW* », Acta Electrotehnica, vol. 53, N°3-2012, pp. 192-198, 2012, ISSN : 1841-3323.
3. **S. Souag**, F. Benhamida, "*Secured Economic Dispatch Algorithm using GSDF Matrix*." Leonardo Journal of Sciences 01/2014; 13(24):1–14. , ISSN : 1583-0233.
4. **S. Souag**, F. Benhamida, "*A dynamic power system economic dispatch enhancement by wind integration considering ramping constraint -Application to Algerian power system*" international Journal of Renewable Energy Research, ISSN: 13090127, Volume 5, Issue 3, 2015, Pages 794-805

Communications :

1. **S. Souag**, F. Benhamida, "*DC power flow solution using the graphical language LabVIEW*", proceeding of 2th International Conference on Information Processing and Electrical Engineering, ICIPEE'12-2012, pp. 148-135 Tebessa, 14 - 16 April 2012.
2. **S. Souag**, F. Benhamida et F. Z. Gherbi, "*Generation Shift Distribution Factor Calculation using DC Power Flow Solution* ", présenté à la Deuxième Conférence Internationale sur la Maintenance, la Gestion, la Logistique et l'Electrotechnique (CIMGLE 2012) à ENSET Oran (Algeria), 19-21 Novembre 2012.
3. **S. Souag**, F. Benhamida, F. Z GHERBI, A. Graa, " *A New Software for Power flow solution computing using LabVIEW*", the 5th international conference on modeling, simulation and applied optimization (ICMSAO'13) April 28-30, 2013, Hammamet, TUNISIA .
4. **S. Souag**, F. Benhamida, Y. Salhi, A. bendaoud , F. Gherbi "*Sensitivity factor for power system security analysis using LabVIEW*" DOI: 10.1109/IRSEC.2013.6529671 Conference: Renewable and Sustainable Energy Conference (IRSEC), 2013 International
5. F. Benhamida, **S. Souag**, Y. Salhi, A. Graa, A. bendaoud , M. Djahaf "*A Fuzzy Logic controller for reactive power and PQ bus voltage control*" DOI: 10.1109/EPECS.2013.6712991 3rd International Conference on: Electric Power and Energy Conversion Systems (EPECS), 2013

RÉSUMÉ

La sécurité des réseaux électriques est une tâche très importante dans les réseaux modernes d'aujourd'hui, vue la complexité de la mission pour sécuriser un réseau électrique coté tension et coté puissance. Pour sauvegarder la stabilité on a étudié plusieurs facteurs dans cette thèse dont l'objectif été focalisé sur la détection et la régulation de la stabilité statique du réseau, l'étude des contingences et leurs impact sur la sécurité du réseau électrique, le dispatching économique qui répond aux exigences sécuritaires avec de nouvelle méthodes plus rapide, et l'impact de l'insertion de la production éolienne sur la sécurité du réseau électrique. Tout en exploitant la rapidité de calcul de l'écoulement de puissance en utilisant le DC load flow.

MOTS CLÉS

Sécurité des réseaux, DC load flow, étude des contingences, dispatching économique sécuritaire, énergie éolienne.

ABSTRACT

The safety of electrical networks is a very important task in modern networks today, given the complexity of secure mission one side mains voltage and rated power. To safeguard the stability we considered several factors in this thesis that the objective was focused on the detection and static stability regulation of the network, the contingency study and its impact on the power grid security, the economic dispatch that respond to the security requirements with new faster methods, and the impact of the integration of wind generation on the safety of the power grid. Exploiting the calculation speed of power flow using the DC load flow.

KEYWORDS

Network security, DC load flow, contingencies study, secure economic dispatch, wind energy.

ملخص

سلامة الشبكات الكهربائية هي مهمة ذات أهمية بالغة جدا في الشبكات الحديثة اليوم، نظرا لتعقيد مهمة تأمين الشبكة الكهربائية من جانب الجهد والطاقة في نفس الوقت. للحفاظ على الاستقرار قمنا بدراسة عدة عوامل في هذه الأطروحة التي تركز على كشف وتنظيم الاستقرار الثابت للشبكة، ودراسة حالات الطوارئ وتأثيرها على أمن الشبكات الكهربائية، والتوزيع الاقتصادي للطاقة الذي يلبي المتطلبات الأمنية بطرق جديدة أسرع، وتأثير ادماج طاقة الرياح على أمن الشبكة الكهربائية. مع توظيف سرعة حساب تدفق الطاقة باستخدام تدفق طاقة التيار المستمر.

الكلمات المفتاحية

أمن الشبكات الكهربائية، تدفق طاقة التيار المستمر، دراسة الحالات الطارئة، التوزيع الاقتصادي الأمن، طاقة الرياح.

Sommaire

INTRODUCTION **1**

1. MOTIVATION 2
2. L'ORGANISATION DE LA THESE 2
3. PRESENTATION DU LOGICIEL LABPOWER 3
   a. Introduction et mise en forme des données du réseau électrique 4
   b. Calcul du DC Load Flow 5
   c. Calcul des facteurs de sensitivité 5
   d. Calcul de l'écoulement de puissance par la méthode Newton-Raphson 6
   e. Le contrôle de tension en utilisant la logique floue 7
   f. Etude de stabilité et le traçage de la courbe PV 8
   g. Analyse des contingences en utilisant les différentes méthodes 9
   h. Calcul du dispatching économique 10
   i. Calcul du dispatching économique dynamique avec contraintes 10
   j. Calcul du dispatching économique dynamique et statique sécuritaire en prenant en compte les énergies renouvelables et les contingences 11

CHAPITRE I ANALYSE ET IMPACT DES CONTINGENCES **12**

I.1 L'ANALYSE DES CONTINGENCES 13
   I.1.1 Contingence N-k 14
   I.1.2 Blackout en cascade 15
   I.1.3 Sélection de contingence 15
   I.1.4 L'évaluation de contingence 17
I.2 L'IMPACT DES CONTINGENCES SUR LA STABILITE DES TENSIONS 17
I.3 LA STABILITE ET LA CHUTE DE TENSION 17
   I.3.1 La stabilité de tension 17
   I.3.2 La chute de tension 18
   I.3.3 Méthodes d'analyse de stabilité de tension 18
   I.3.4 La courbe PV 19
   I.3.5 Application de la méthode de continuation au problème d'écoulement de puissance 19
I.4 TEST ET SIMULATION 23
I.5 CONCLUSION 24

CHAPITRE II L'ECOULEMENT DE PUISSANCE DC **25**

II.1 INTRODUCTION 26
II.2 CALCUL DE L'ECOULEMENT DE PUISSANCE 26
II.3 CLASSIFICATION DES VARIABLES ET DES CONTRAINTES DU SYSTEME 27
   II.3.1 Classification des variables 27
   II.3.2 Classification des contraintes 27
II.4 RESOLUTION DU PROBLEME DE L'ECOULEMENT DE PUISSANCE 28
   II.4.1 Méthode de Newton-Raphson 29
II.5 LA METHODE DECOUPLEE DE NEWTON 31
II.6 LE DC LOAD FLOW 35
II.7 CONCLUSION 35

CHAPITRE III REGULATION DE TENSION DANS UN RESEAU ELECTRIQUE **36**

III.1 INTRODUCTION 37
III.2 FONCTION OBJECTIF 37
III.3 FORME GENERALE DU PROBLEME D'OPTIMISATION 37
   III.3.1 Contraintes sur les variables dépendantes 37
   III.3.2 Contraintes sur les variables de contrôle 38
   III.3.3 Le modèle de transformateur avec régleur en charge 38
   III.3.4 Calcul de la matrice de sensibilité 41
III.4 REDUCTION DE NOMBRE DE VARIABLES DE COMMANDE 46
   III.4.1 Relation entre les variables dépendantes et de contrôle 46
   III.4.2 L'algorithme de l'action minimale de contrôle 48
III.5 APPLICATION SUR LE RESEAU ELECTRIQUE 50
III.6 FORMULATION MATHEMATIQUE DU PROBLEME 50

III.7 LA LOGIQUE FLOUE 52
III.7.1 Différence entre les contrôleurs FL et conventionnel 52
III.7.2 Pourquoi utiliser la logique floue ? 52
III.7.3 Les fonctions d'appartenances 52
III.7.4 Le système d'inférence floue Mamdani 53
III.7.5 Les éléments du modèle floue 53
III.8 MODELISATION FLOUE 53
III.8.1 Violation de tension dans un nœud consommateur 54
III.8.2 La capacité de commande de contrôleur 54
III.8.3 Description de l'entrée/sortie du system floue 55
III.8.4 Sortie du contrôleur 55
III.8.5 Génération de la base des règles 56
III.9 L'ALGORITHME DE CONTROLEUR 57
III.10 TEST ET SIMULATION 59
III.10.1 Système test avec fonctionnement normal 59
III.10.2 Système test dans le cas de contingence 67
III.11 CONCLUSION 75

CHAPITRE IV LES FACTEURS DE SENSITIVITE 76

IV.1 INTRODUCTION 77
IV.1.1 Calcul de la matrice LODF pour la panne d'une ligne 77
IV.1.2 Facteur de sensitivité LODF 77
IV.2 FACTEUR DE SENSITIVITE GSDF 81
IV.2.1 Introduction 81
IV.2.2 Les Facteurs GSDF 82
IV.2.3 Algorithme de calcul de la matrice GSDF 84
IV.3 SIMULATION DES SYSTEMES SANS ET AVEC CONTINGENCE 85
IV.3.1 Exemple 1 : Système IEEE 6 Nœuds 85
IV.3.2 Exemple 2 : Système IEEE 14 Nœuds 88
IV.3.3 Exemple 3 : Système IEEE 6 Nœuds avec la ligne 1-5 ouverte 92
IV.3.4 Exemple 4 : Système IEEE 14 Nœuds avec générateur 2 hors service 95
IV.4 CONCLUSION 100

CHAPITRE V DISPATCHING ECONOMIQUE SOUMIS A DES CONTRAINTES DE SECURITE 101

V.1 INTRODUCTION 102
V.2 FACTEURS AFFECTANT LA SECURITE DE RESEAU ELECTRIQUE 105
V.3 ANALYSE DES CONTINGENCES : DETECTION DES PROBLEMES DU RESEAU 106
V.4 APERÇU SUR L'ANALYSE DE LA SECURITE D'UN RESEAU ELECTRIQUE 112
V.5 LE PROBLEME DU DISPATCHING ECONOMIQUE 114
V.5.1 Le dispatching économique en négligeant les pertes et les limites sur les puissances produites 114
V.5.2 Solution de dispatching économique avec perte 116
V.6 DISPATCHING ECONOMIQUE AVEC DES CONTRAINTES DE SECURITE 123
V.6.1 L'algorithme proposé 123
V.6.2 Simulation et Résultats 124
V.6.3 Test 01 : réseau IEEE 14 124
V.6.4 Discutions des résultats du Test N° 01 129
V.6.5 Test 02 : réseau ALG 114 130
V.6.6 Discutions des résultats du Test N° 02 135
V.7 CONCLUSION 135

CHAPITRE VIL'IMPACT DE L'ENERGIE EOLIENNE SUR LA SECURITE DU RESEAU ELECTRIQUE 136

VI.1 INTRODUCTION 137
VI.2 L'ENERGIE ÉOLIENNE 137
VI.3 QUELQUES NOTIONS SUR LE VENT 138
VI.3.1 Direction et vitesse de vent 138
VI.3.2 Définition de l'énergie éolienne 139
VI.4 INCLUSION D'UNE CENTRALE ÉOLIENNE DANS LE DISPATCHING ÉCONOMIQUE 140
VI.4.1 Le réglage mécanique de la puissance du vent 141
VI.5 SIMULATION ET RESULTATS 142

VI.5.1 Introduction 142
VI.5.2 Les données du système 142
VI.5.3 Application 1 : sans centrale éolienne 143
VI.5.4 Application 2 : avec centrale éolienne 150
VI.5.5 Etude comparative 156
VI.6 CONCLUSION 158

CONCLUSION 159

1. CONCLUSION GENERALE 160
2. PERSPECTIVE DE RECHERCHE 160

ANNEXE 161

1. ANNEXE 01 : LES DONNEES DU RESEAU IEEE 06 : 162
2. ANNEXE 02 : LES DONNEES DU RESEAU IEEE 14 : 162
3. ANNEXE 03 : LES DONNEES DU RESEAU ALG 114 : 163
4. ANNEXE 04 : LES DONNEES DU RESEAU IEEE 30 : 169

BIBLIOGRAPHIE 171

LISTE DES FIGURES

Figure 1 L'interface graphique du logiciel Labpower programmé sur la Platform LabVIEW 3
Figure 2 Interface graphique du logiciel Labpower pour introduire les données 4
Figure 3 Interface graphique du logiciel Labpower pour le calcul du DC load flow 5
Figure 4 Interface graphique du logiciel Labpower pour le calcul des facteurs de sensitivité 5
Figure 5 Interface graphique du logiciel Labpower qui permet de calculer l'écoulement de puissance par la méthode de Newton-Raphson 6
Figure 6 Interface graphique du logiciel Labpower pour la régulation de la tension 7
Figure 7 Interface graphique du logiciel Labpower pour l'analyse de stabilité par la courbe PV 8
Figure 8 Interface graphique du logiciel Labpower pour l'étude des contingences par les différentes méthodes 9
Figure 9 Interface graphique du logiciel Labpower pour le calcul du dispatching économique statique 10
Figure 10 Interface graphique du logiciel Labpower pour le calcul du dispatching économique dynamique avec différentes contraintes 10
Figure 11 Interface graphique du logiciel Labpower pour la simulation des différentes contingences et la résolution par le dispatching économiques dynamique et sécuritaire 11
Figure 1. 1 Chronologie du blackout Canado-Américain du 14 Août 2003 15
Figure 1. 2 Organigramme de l'analyse de contingence. 16
Figure 1. 3 La courbe PV 19
Figure 1. 4 Tracé de la courbe PV du réseau IEEE 14 nœuds sans contingence 23
Figure 1. 5 Tracé de la courbe PV du réseau IEEE 14 nœuds avec contingence (ouverture de la ligne 3-4). . 23
Figure 2. 1 Organigramme de la résolution de l'écoulement de puissance par la méthode Newton-Raphson. 31
Figure 2. 2 L'algorithme de la méthode découplé de Newton-Raphson. 34
Figure 2. 3 Caractéristiques de convergence de 3 algorithmes d'écoulement de puissance. 34
Figure 3. 1 Représentation d'un transformateur équipé d'un ULTC. 39
Figure 3. 2 Organigramme de l'algorithme de l'action minimale de contrôle. 49
Figure 3. 3 Système d'inférence floue Mamdani 53
Figure 3. 4 Schéma fonctionnel du système flou. 53
Figure 3. 5 La fonction d'appartenance pour la violation de tension. 55
Figure 3. 6 La fonction d'appartenance de la capacité de contrôle. 55
Figure 3. 7 La sortie du contrôleur flou. 56
Figure 3. 8 La fonction entrée/sortie du contrôleur flou. 56
Figure 3. 9 Organigramme de la commande floue 58
Figure 3. 10 Réseau IEEE14 avec 16 lignes et 3 transformateurs. 59
Figure 3. 11 Résultat de l'écoulement de puissance du system IEEE14 en utilisant la méthode Newton-Raphson. 60
Figure 3. 12 Profil de tension du système IEEE 14nœuds avant l'action de contrôleurs de la logique floue .. 61
Figure 3. 13 Résultat de l'écoulement de puissance du system IEEE14 après réglages en utilisant la méthode Newton-Raphson. 62
Figure 3. 14 Profil de tension du système IEEE 14nœuds après l'action de contrôleurs de la logique floue .. 62
Figure 3. 15 Réseau IEEE-30 avec 32 lignes et 7 transformateurs. 63
Figure 3. 16 Résultat de l'écoulement de puissance du système IEEE-30. 64
Figure 3. 17 Profil de tension du système IEEE 30nœuds avant la correction. 65
Figure 3. 18 Résultat de l'écoulement de puissance du system IEEE30 après correction en utilisant la méthode Newton-Raphson. 66
Figure 3. 19 Profil de tension du système IEEE 30 nœuds après correction. 67
Figure 3. 20 Réseau IEEE14 avec 16 lignes et 3 transformateurs (la ligne 9-14 ouverte). 68
Figure 3. 21 Résultat de l'écoulement de puissance du system IEEE14 en utilisant la méthode de Newton-Raphson (la ligne 9-14 ouverte). 68
Figure 3. 22 Profil de tension du système IEEE 14nœuds. 69
Figure 3. 23 Résultat de l'écoulement de puissance du system IEEE14 après réglages. 70
Figure 3. 24 Profil de tension du système IEEE 14nœuds après réglages (avec la ligne 9-14 ouverte) 70
Figure 3. 25 Réseau IEEE-30 avec la ligne 14-12 ouverte 71
Figure 3. 26 Résultat de l'écoulement de puissance du system IEEE-30 avec ligne 14-12 ouverte. 72
Figure 3. 27 Profil de tension du système IEEE 30nœuds avec la ligne 14-12 ouverte. 73
Figure 3. 28 Résultat de l'écoulement de puissance du system IEEE30 avec la ligne 14-12 ouverte après réglages 74

Figure 3. 29 Profil de tension du système IEEE 30nœuds après réglages.....75
Figure 4. 1 Isolation d'une branche par injection des contres puissances. 77
Figure 4. 2 Organigramme de l'algorithme de calcul LODF. 81
Figure 4. 3 Organigramme de l'algorithme de calcul GSDF 85
Figure 4. 4 Résultat de l'écoulement de puissance par la méthode Newton-Raphson du system IEEE 6 nœuds. 86
Figure 4. 5 Résultat de l'écoulement de puissance par la méthode DC Power Flow du system IEEE 6 nœuds avec affectation des pertes au nœud 4 comme charge.....86
Figure 4. 6 L'état de transite de puissance du réseau IEEE 6 nœuds calculée par la méthode de Newton-Raphson.....87
Figure 4. 7 L'état de transite de puissance du réseau IEEE 6 nœuds calculée par la méthode DC power flow.....87
Figure 4. 8 Comparaison entre les deux profils de transite de puissance calculées par les méthodes DC power flow et Newton-Raphson pour le système IEEE 6 nœuds.....88
Figure 4. 9 La matrice LODF pour le système IEEE 6 nœuds générée par le logiciel Labpower 88
Figure 4. 10 La matrice GSDF pour le système IEEE 6 nœuds généré par le logiciel Labpower 88
Figure 4. 11 Résultat de l'écoulement de puissance par la méthode de Newton-Raphson du système IEEE 14 nœuds 89
Figure 4. 12 Résultat de l'écoulement de puissance par la méthode DC PF du système IEEE 14 nœuds sans affectation des pertes.....89
Figure 4. 13 L'état de transite de puissance du réseau IEEE 14 nœuds calculée par la méthode DC power flow 90
Figure 4. 14 L'état de transite de puissance du réseau IEEE 14 nœuds calculé par la méthode Newton-Raphson 91
Figure 4. 15 Comparaison entre les deux profils de transit de puissance calculés par les méthodes DC power flow et Newton-Raphson pour le système IEEE 14 nœuds.....91
Figure 4. 16 La matrice LODF pour le système IEEE 14 nœuds.....92
Figure 4. 17 La matrice GSDF pour le système IEEE 14 nœuds.....92
Figure 4. 18 Résultat de l'écoulement de puissance du système IEEE 6 nœuds avec la ligne 1-5 ouverte 92
Figure 4. 19 DC Power flow du réseau IEEE 6 nœuds avec la ligne 1-5 ouverte et affectation des pertes au nœud 4. 93
Figure 4. 20 L'état de transit de puissance calculé par la méthode Newton-Raphson du réseau IEEE 6 nœuds (la ligne 1-5 ouverte).....93
Figure 4. 21 L'état de transit de puissance calculé par la méthode DC power flow du réseau IEEE 6 nœuds (la ligne 1-5 ouverte) 94
Figure 4. 22 L'état de transit de puissance calculé par la matrice LODF du réseau IEEE 6 nœuds (la ligne 1-5 ouverte).....94
Figure 4. 23 Comparaison entre les profils de transit de puissance calculés par les méthodes DC power flow, Newton-Raphson et LODF pour le system IEEE 6 nœuds (la ligne 1-5 ouverte).....95
Figure 4. 24 Résultat de l'écoulement de puissance du système IEEE 14 nœuds avec le générateur 2 mis hors service.....96
Figure 4. 25 Résultat de l'écoulement de puissance par la méthode DC PF du system IEEE 14 nœuds et affectation des pertes aux nœuds 3 et 4 comme charge.....96
Figure 4. 26 L'état de transit de puissance du réseau IEEE 14 nœuds calculée par la méthode Newton-Raphson (avec le générateur 2 mis hors service). 97
Figure 4. 27 L'état de transit de puissance du réseau IEEE 14 nœuds calculée par la méthode DC power flow (avec le générateur 2 mis hors service). 98
Figure 4. 28 L'état de transite de puissance calculé par la matrice GSDF du réseau IEEE 14 nœuds (avec le générateur 2 mis hors service).....99
Figure 4. 29 Comparaison entre les profils de transit de puissances calculés par les méthodes DC power flow, Newton-Raphson et GSDF pour le système IEEE 14 nœuds avec le générateur 2 mis hors service.....100
Figure 5. 1 Dispatching optimal 104
Figure 5. 2 L'état de post-contingence. 104
Figure 5. 3 Dispatching sécurisé. 104
Figure 5. 4 Post contingence sécurisé 105
Figure 5.5 L'écoulement de puissance de réseau à Six- nœuds 108
Figure 5.6 Ouverture de la ligne entre le nœud 3 et 5 de réseau de six-nœuds 109

Figure 5.7 Cas de mis hors service d'un générateur du réseau de six-nœuds. Panne de générateur connecté au nœud 3 ; la production perdue est reprise par le générateur 1. 110
Figure 5.8 Cas de mis hors service d'un générateur du réseau de Six-nœuds. La perte de puissance produite par le générateur3 est reprise par le générateur 1 et le générateur 2. 111
Figure 5. 9 Procédure de l'analyse des contingences 113
Figure 5. 10 Le modèle du problème de dispatching économique 114
Figure 5. 11 Dispatching économique avec mis à jour des facteurs de pénalité. 122
Figure 5. 12 L'organigramme de l'algorithme du dispatching économique sécuritaire 123
Figure 5. 13 L'écoulement de puissance du réseau IEEE 14 sur Labpower 125
Figure 5. 14 Donnée des fonctions cout des générateurs du réseau IEEE 14 utilisé 125
Figure 5. 15 Résultats du dispatching économique du réseau IEEE 14. 125
Figure 5. 16 Le transit de puissance des lignes du réseau IEEE 14 âpres le dispatching économique 126
Figure 5. 17 Dispatching économique sécuritaire du réseau IEEE 14 sans surcharge. 126
Figure 5. 18 L'écoulement de puissance du réseau IEEE 14 modifié. 127
Figure 5. 19 L'écoulement de puissance du réseau IEEE 14 modifié âpres le dispatching économique seul. 128
Figure 5. 20 L'écoulement de puissance du réseau IEEE 14 modifié âpres le dispatching économique sécuritaire 129
Figure 5. 21 Résultats du dispatching économique (non sécuritaire) du réseau IEEE 14 modifié. 129
Figure 5. 22 Résultats du dispatching économique sécuritaire du réseau IEEE 14 modifié. 129
Figure 5. 23 Les transits de puissance dans les lignes après le dispatching économique non sécurisé 132
Figure 5. 24 Les allocations de puissance des générateurs du dispatching économique non sécurisé 132
Figure 5. 25 Résultats du dispatching économique non sécurisé du réseau ALG 114 132
Figure 5. 26 Les transits de puissance dans les lignes après le dispatching économique sécurisé 134
Figure 5. 27 Les allocations de puissance des générateurs du dispatching économique sécurisé 135
Figure 5. 28 Résultats du dispatching économique sécurisé du réseau ALG 114 135
Figure 6.1 Puissance éolienne cumulée dans le monde en MW [41] 138
Figure 6.2 Conversion de l'énergie cinétique du vent 139
Figure 6. 3 Cartographie des ressources d'énergie éolienne en Algérie [43] 140
Figure 6.4 Les prévisions de production éolienne sur une durée de 10 h. 141
Figure 6.5 Diagramme de la puissance utile en fonction de la vitesse du vent 141
Figure 6. 6 Interface graphique de la charge dynamique sur 10 périodes de temps 143
Figure 6. 7 Comparaison entre les deux résultats du dispatching économique du réseau ALG 114 sans éolienne avec contrainte de limite de rampe et sans ce dernier avec la courbe de différence. 148
Figure 6. 8 Le taux du déficit de puissance des 9 générateurs concerné sur 9 périodes de temps du réseau ALG 114 sans éolienne 149
Figure 6. 9 Déficit de puissance total sur les 9 périodes de temps du réseau ALG 114 sans éolienne 149
Figure 6. 10 Comparaison entre les deux résultats du dispatching économique du réseau ALG 114 avec éolienne avec contrainte de limite de rampe et sans ce dernier avec la courbe de différence 155
Figure 6. 11 Le taux du déficit de puissance des 9 générateurs concernés sur 9 périodes de temps du réseau ALG 114 avec éolienne 155
Figure 6. 12 Déficit de puissance total sur les 9 périodes de temps du réseau ALG 114 sans éolienne 156
Figure 6. 13 La variation de cout due à l'effet de rampe du DED avec et sans éolienne 156
Figure 6. 14 La variation de déficit de puissance due à l'effet de rampe du DED avec et sans éolienne 157

LISTE DES TABLEAUX

Tableau 3. 1 Base de règles du contrôleur flou. 56
Tableau 3. 2 Les limites des contrôleurs de système IEEE 14 nœud. 61
Tableau 3. 3 les valeurs des variations des contrôleurs de système IEEE 14 après réglage. 61
Tableau 3. 4 Les pertes de puissances actives et réactives du système IEEE 14 avant et après correction. 62
Tableau 3. 5 les limites des contrôleurs de système IEEE 30nœud. 65
Tableau 3. 6 les valeurs des contrôleurs de système de nœud IEEE 30après réglage. 65
Tableau 3. 7 les pertes du système de puissance IEEE 30 avant et après correction. 67
Tableau 3. 8 les limites des contrôleurs de système IEEE 14 nœud. 69
Tableau 3. 9 les valeurs des contrôleurs de système de nœud IEEE 14 après réglage. 69
Tableau 3. 10 Les pertes du système de puissance IEEE 14 avant et après correction. 70
Tableau 3. 11 les limites des contrôleurs de système IEEE 30nœud. 73
Tableau 3. 12 Les valeurs des contrôleurs du système IEEE 30 avec la ligne 14-12 ouverte après réglage..... 73
Tableau 3. 13Les pertes du système de puissance IEEE 30 avant et après correction. 74
Tableau 6. 1 Echelle Beaufort. 138
Tableau 6. 2 Caractéristique Des 9 Générateur Du Réseau Algérien 114 142
Tableau 6. 3 la puissance demande total dans 10 périodes de temps 142
Tableau 6.4 résultats de l'écoulement de puissance du réseau ALG 114 sans éolienne 143
Tableau 6. 5 résultats des B-coefficients calculé du réseau ALG 114 sans éolienne 146
Tableau 6. 6 résultats du dispatching économique du réseau ALG 114 sans éolienne et sans contrainte de limite de rampe 146
Tableau 6. 7 résultats du dispatching économique du réseau ALG 114 sans éolienne et avec contrainte de limite de rampe 147
Tableau 6. 8 Caractéristique du central éolien 150
Tableau 6. 9 résultats de l'écoulement de puissance du réseau ALG 114 avec inclusion d'éolienne 150
Tableau 6. 10 les B-coefficients calculé du réseau ALG 114 avec inclusion de centrale éolienne 152
Tableau 6. 11 résultats du dispatching économique du réseau ALG 114 sans contrainte de limite de rampe 153
Tableau 6. 12 résultats du dispatching économique du réseau ALG 114 avec contrainte de limite de rampe 154
Tableau 6. 13 Bilan de l’amélioration du dispatching économique dynamique par l’intégration d’une éolienne 157
Tableau 6. 14 Bilan de l’amélioration de la disponibilité de puissance par l’intégration d’une éolienne 157

NOMENCLATURE

C_{Nk}	Le nombre de contingence *k* possible pour un nombre total de *N*	*cap*	Nombre de compensateur VAR
NLF	Newton load flow (l'écoulement de puissance par la méthode de NEWTON	*J*	Sous matrice
AC	Courant alternatif	*M*	Matrice diagonale des marges de régulation
DC	Courant continue	*SIF*	Le système d'inférence floue
SVC	Compensateur VAR synchrone	*KB*	Base de connaissances
ULTC	Under-Load Tap Changer (changeur de prise de transformateur en charge)	GSDF	Facteur de sensibilité des lignes par rapport aux générateurs
PV	Puissance active-Module de tension	LODF	Facteur de sensibilité des lignes par rapport aux lignes en panne
IEEE	institute of electrical and electronics engineers	*F*	Fonction cout du générateur
P	Puissance active	λ	le coefficient de Lagrange
Q	Puissance réactive	P_{loss}	Les pertes actives
γ	Multiplicateur de la charge	$\mathcal{L}$	Lagrangien
V	Module de la tension	Ψ	La partie imaginaire d'un nombre
θ	L'angle de la tension	$\Re$	La partie réelle d'un nombre
f_λ	Dérivé partiel par rapport a λ	*f*	La partie imaginaire de la tension complexe
H	La 1ere sous matrice de la jacobienne	*N*	Nombre totale des nœuds
N	La 2eme sous matrice de la jacobienne	N_c	Nombre de nœuds de consommation (charge)
J	La 3eme sous matrice de la jacobienne	N_g	Nombre de nœuds de génération (production)
L	La 4eme sous matrice de la jacobienne	*e*	La partie réelle de la tension complexe
e_k	un vecteur avec tous les éléments égalent à zéro	*t*	Régleur en charge du transformateur
σ	un scalaire qui définit la dimension de pas	*u*	vecteur colonne des variables de contrôle linéarisées
$\|\|t\|\|$	la norme euclidienne du vecteur tangent	*c*	un vecteur ligne des coefficients de sensibilité
σ_0	un scalaire prédéfini	x	réactance
x	vecteur	r	résistance
η	Un élément du vecteur *x*	ε	epsilon
Δ	La variation de la variable qui la suit	*B*	susceptance
y	L'admittance	*a*	Rapport de transformation
Z	L'impédance	*I*	Le courant
G	conductance	*S*	La puissance apparente

INTRODUCTION

1. Motivation

L'industrie de l'énergie électrique est en pleine mutation à cause de la dérèglementation et la privatisation. Sa fonction de base est de fournir l'électricité aux clients toute en prenant en charge la production et le transport de cette énergie avec sécurité et d'une manière fiable. Relativement à ces circonstances et à cette ouverture du marché, peu d'attention à étés dirigée vers la question de la sécurité du système électrique. D'où il est essentiel d'équilibrer soigneusement les besoins en puissance de l'offre et la demande dans la présence des perturbations. Il est bien connu que cet équilibre est nécessaire pour maintenir la tension du système, la fréquence et la stabilité du réseau. Cela implique des techniques développées pour maintenir le système en équilibre. Par exemple, quand il y a une panne de générateur, le système peut compenser la puissance perdue s'il y a une réserve tournante suffisante, et a savoir si le nouvel écoulement de puissance ne pose pas de problème de surcharge au niveau des lignes de transport. Les aspects clés de tout cadre de sécurité sont les méthodes d'évaluation de sécurité et un certain type de méthode de répartitions économique du marché pour mettre en œuvre les solutions de sécurité.

La sécurité du réseau électrique est de pouvoir maintenir l'écoulement de la puissance depuis la production jusqu'au client, même sous des perturbations, qui peuvent être petites ou grandes, prévu ou inattendu. D'où la planification du réseau électrique doit atteindre un certain niveau de sécurité. Pour sécuriser le réseau électrique contre les plus grandes perturbations nécessite évidement des modèles plus couteux, par conséquent, les critères de conception sont choisis pour répondre à un niveau de sécurité approprié. Afin de réduire les coupures fréquentes on doit faire un plan de sécurité rigoureux et fiable basé sur des probabilités classé par leur degré de dégâts qu'elles peuvent provoquer.

Trouver des moyens d'évaluer et de sélection des contingences éventuelles du réseau électrique doit être une mission principale et l'important c'est de trouver des solutions économiquement viable et moins couteuse et pourquoi pas de rendre les changements des réseaux d'aujourd'hui par l'intégration des énergies renouvelables dans l'intérêt du réseau électrique et ça sécurité.

2. L'organisation de la thèse

Le premier chapitre de cette thèse ce concentre sur la définition et la sélection des contingences ainsi que leur impact sur le réseau électrique et sa sécurité. En plus, l'impact des contingences sur la stabilité du réseau électrique par des méthodes de résolution adapté sera abordé.

Le DC load flow est abordé dans le deuxième chapitre afin de déterminer l'acheminement de la puissance transitée dans les lignes électriques rapidement et efficacement suivant un algorithme linéaire et non itératif de l'écoulement de puissance.

Le troisième chapitre se focalise et présente une méthode développée et programmée sous LabVIEW sous forme d'un nouveau logiciel qu'on a nommé Labpower. Dans ce chapitre, on élaborera la régulation de la tension nodale du réseau électrique en utilisant ce programme.

Dans le chapitre quatre, on présente les différentes possibilités de prévoir l'écoulement de puissance d'une façon plus rapide en utilisant les facteurs de sensitivité et les comparaisons entre eux.

Le cinquième chapitre va mettre en application les différents chapitres qui le précédent pour développer un nouveau algorithme qui effectue le dispatching économique sécurisé et qui sera intégré dans le logiciel Labpower.

Le sixième chapitre ce focalise sur l'impact des énergies renouvelable sur la sécurité du réseau qui peut être affecté par les différents types de contingences au niveau technique et économique. L'inclusion d'énergie renouvelable dans le logiciel Labpower va permettre d'analyser les différents scénarios possibles et leurs impacts sur le réseau électrique.

3. Présentation du logiciel Labpower

Labpower (*cf. Figure 1*) est le nom du logiciel développé dans le cadre de cette thèse, programmé sous la plateforme LabVIEW afin de subvenir à des besoins de calcul cruciaux avec une interface graphique très riche et personnalisable.

Tout au long de ces années de préparation on a pu programmer tous les taches qu'on avait besoin, Labpower permet de faire des calculs et d'analyser les résultats très rapidement.

Les taches du programme sont les suivantes :

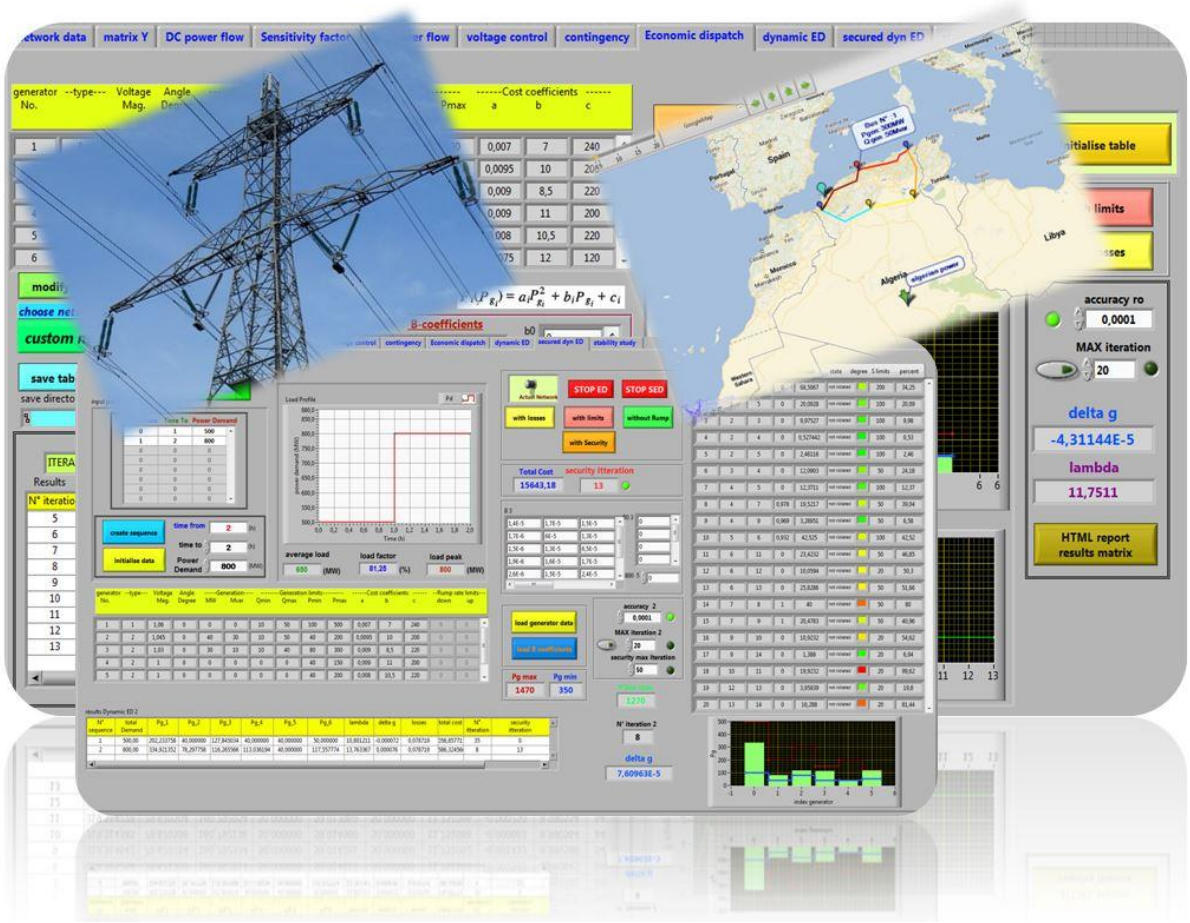


Figure 1 L'interface graphique du logiciel Labpower programmé sur la Platform LabVIEW

a. Introduction et mise en forme des données du réseau électrique

L'interface illustrée dans la Figure 2 est destinée à introduire les données du réseau électrique. Il est possible d'exporter à partir de l'interface les données saisies sous différents formats pour des utilisations ultérieurs sur d'autres logiciels.

Le système permet aussi de sauvegarder et vérifier la conformité des données des nœuds et des lignes introduites, et d'importer les donnée à partir des fichiers déjà sauvegarder.

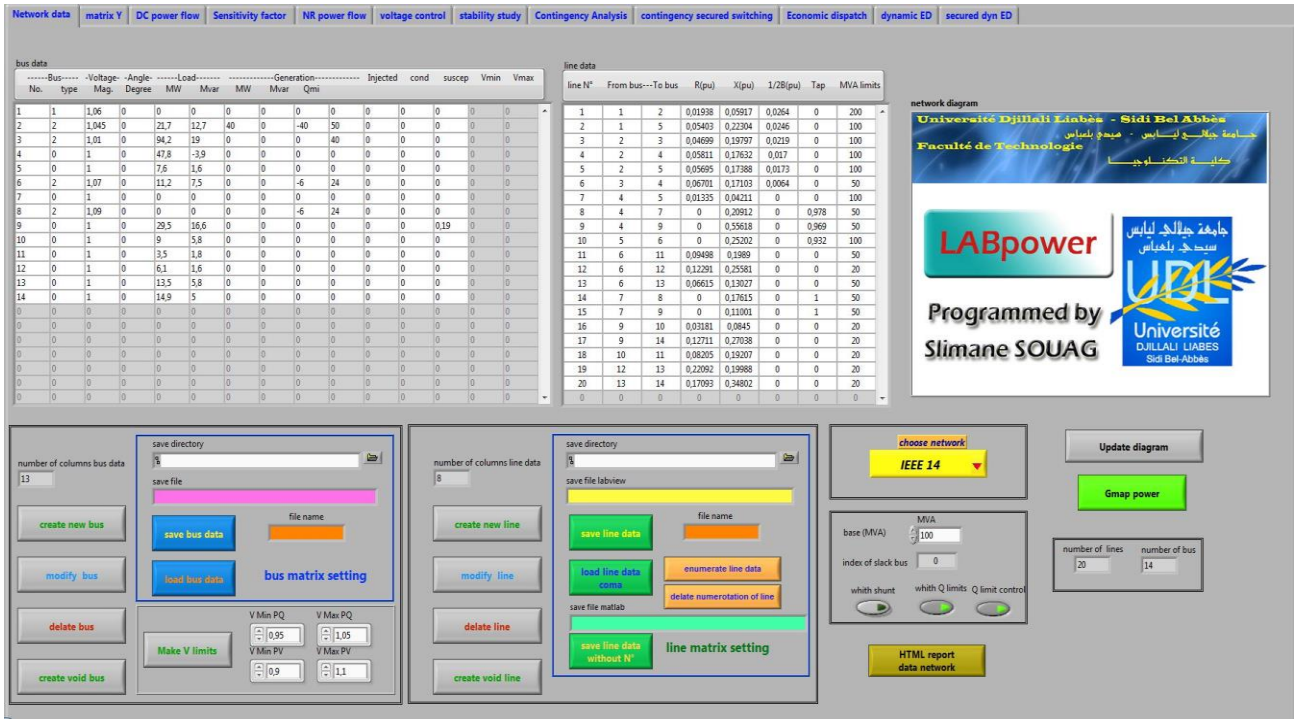


Figure 2 Interface graphique du logiciel Labpower pour introduire les données

b. Calcul du DC Load Flow

Cette interface (*cf. Figure 3*) permet de calculer le DC load flow directement à partir des données déjà introduites dans l'interface et de les afficher sous forme de deux tableaux distincts, et donne la possibilité d'afficher les puissances actives en système P.U et en MW et enfin d'imprimer des rapports des résultats sous forme HTML pour une utilisation rapide sous Microsoft Word ou d'autres logiciels.

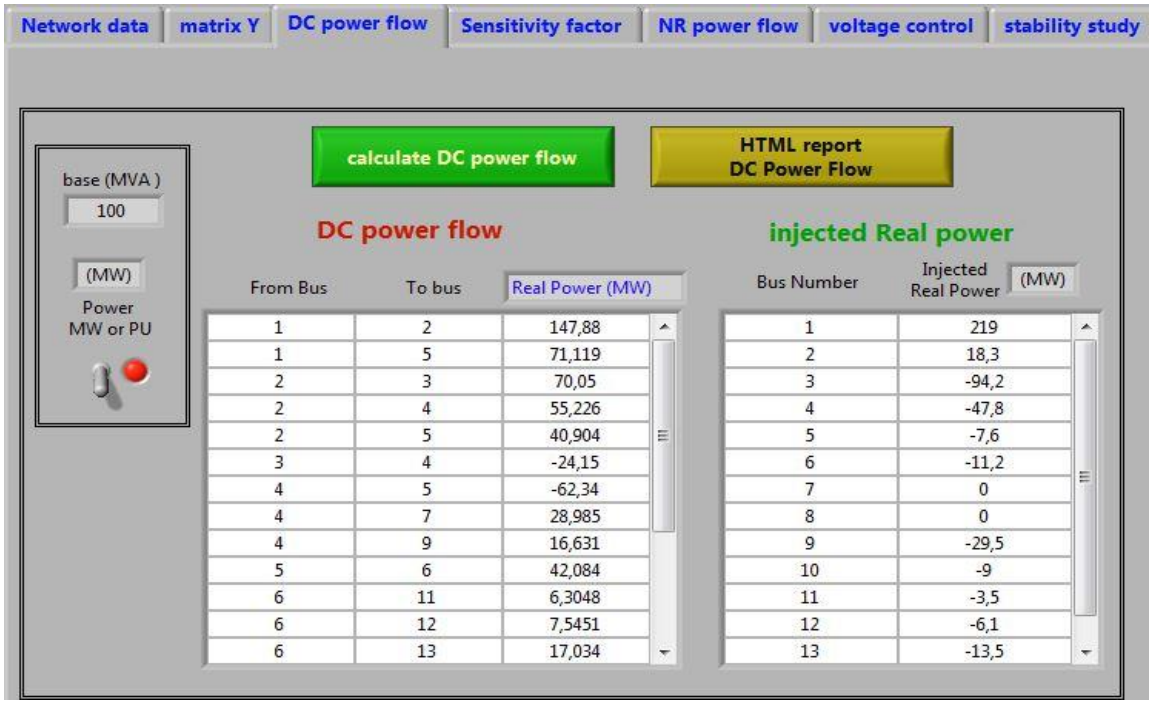


Figure 3 Interface graphique du logiciel Labpower pour le calcul du DC load flow

c. Calcul des facteurs de sensitivité

L'interface (*cf. Figure 4*) est destinée au calcul des facteurs de sensitivité, programmés en utilisant des algorithmes développés dans le cadre de ce projet de thèse (Voir chapitre IV). A travers cette interface, on peut afficher la matrice de sensibilité GSDF (*generation shift distribution factor*) ou la matrice LODF (*line outage distribution factor*).

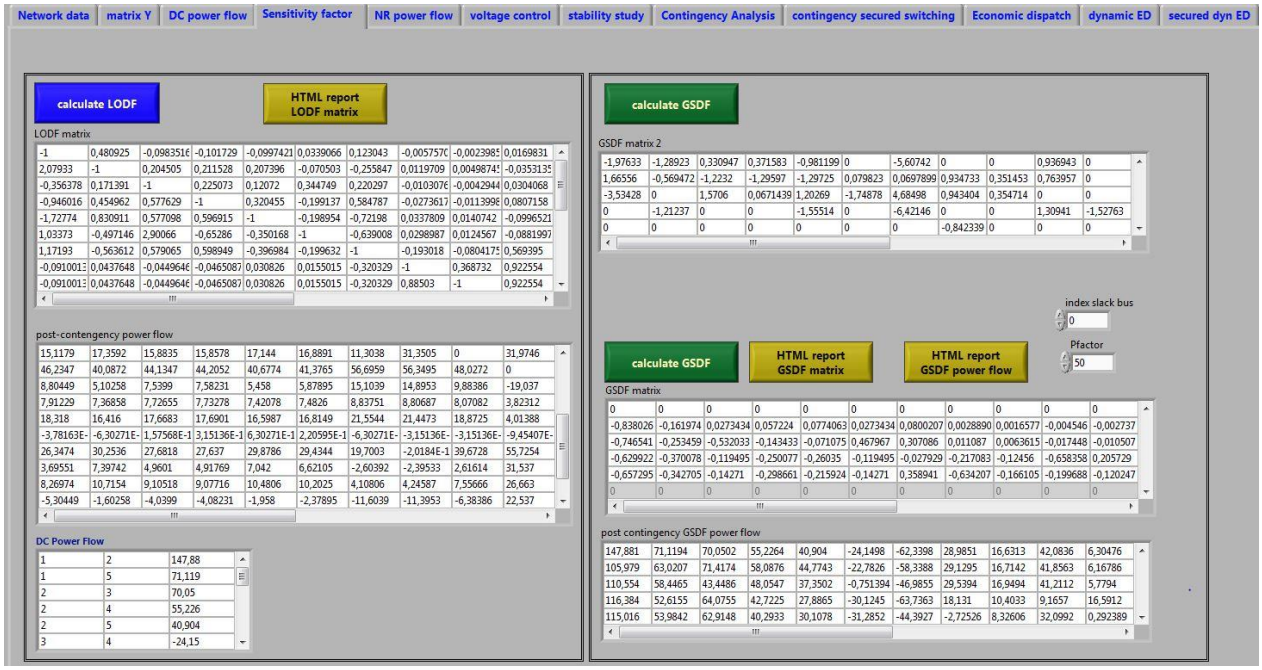


Figure 4 Interface graphique du logiciel Labpower pour le calcul des facteurs de sensitivité

d. Calcul de l'écoulement de puissance par la méthode Newton-Raphson

L'écoulement de puissance est calculé dans l'interface de Labpower (*cf. Figure 5*) en utilisant la méthode de Newton-Raphson. L'algorithme de résolution itérative du problème est développé sous LabVIEW dans le cadre de ce projet de thèse. Cet algorithme permet de résoudre le problème rapidement à partir des données déjà introduites dans l'interface de donnée principale (*cf. Figure 2*). L'interface donne une vision globale des niveaux des tensions nodales sous forme graphique qui se met à jour automatiquement et permet l'affichage d'un tableau de l'écoulement de puissance active et réactive dans chaque branche ainsi que les pertes dans les branches du réseau électrique.

L'interface de l'écoulement de puissance par la méthode de Newton-Raphson permet également de calculer les B-coefficients à partir des résultats de l'écoulement de puissance pour une utilisation ultérieure dans d'autres taches de ce même logiciel.

L'application permet d'exporter les données et les résultats sous différents formats de fichier pour des utilisations d'analyse ou de rédaction très rapide et efficace.

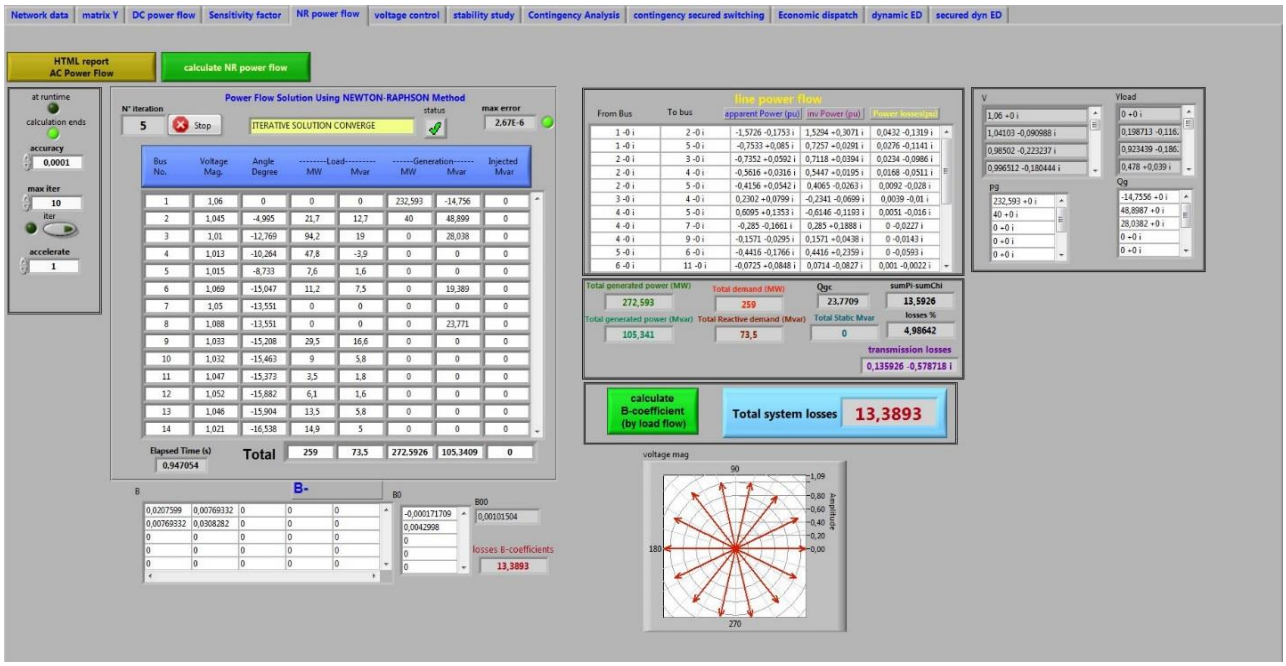


Figure 5 Interface graphique du logiciel Labpower qui permet de calculer l'écoulement de puissance par la méthode de Newton-Raphson

e. Le contrôle de tension en utilisant la logique floue

La régulation de tension est programmée (*cf. Figure 6*) sous forme d'algorithme basé sur la logique floue pour effectuer des calculs et des régulations complexes du réseau électrique. L'interface peut donner une analyse rapide et claire sur les niveaux de tension à partir des données échangées avec les autres taches d'application du logiciel Labpower. Le problème peut être résolu en seulement quelque secondes de calcul en fonction de la taille du réseau.

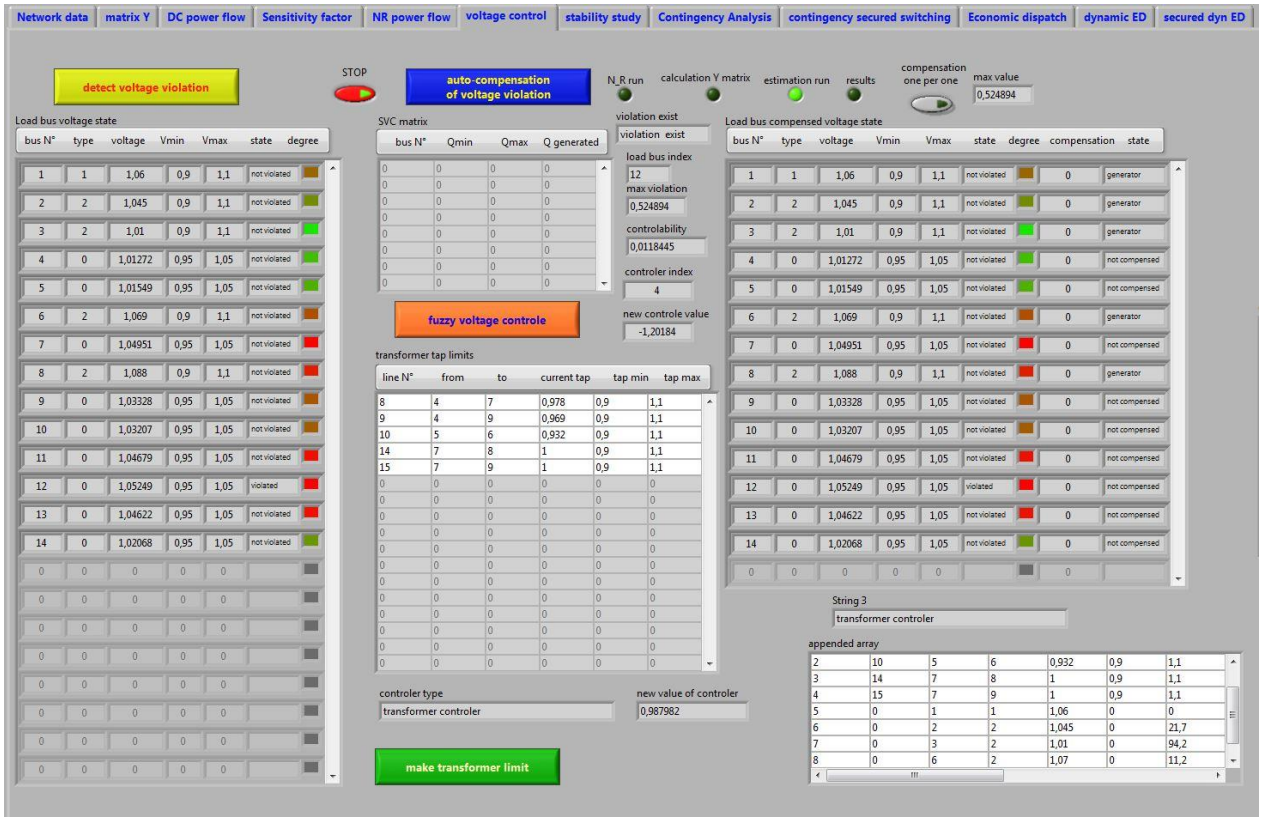


Figure 6 Interface graphique du logiciel Labpower pour la régulation de la tension

f. Etude de stabilité et le traçage de la courbe PV

La stabilité abordée dans le premier chapitre de cette thèse est effectuée par l'interface d'analyse de stabilité (courbe PV) (*cf. Figure 7*), est tracée par la méthode de l'écoulement de puissance continue décrite dans le chapitre I, section 3. L'interface affiche les limites de stabilité de chaque nœud.

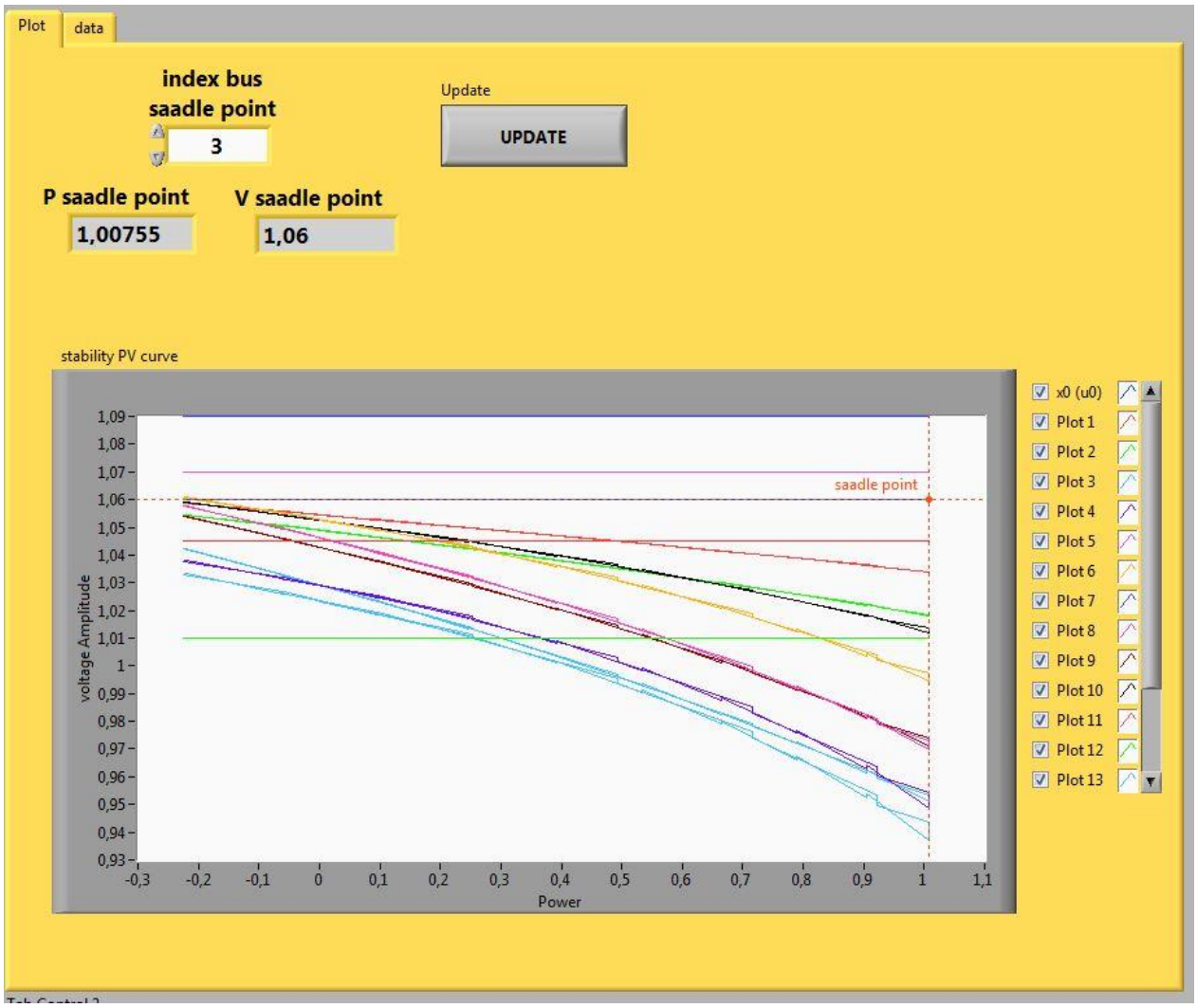


Figure 7 Interface graphique du logiciel Labpower pour l'analyse de stabilité par la courbe PV

g. Analyse des contingences en utilisant les différentes méthodes

L'analyse de contingence est un problème complexe suite au nombre important de paramètres intervenant dans le calcul. Dans l'interface dédiée à l'analyse de contingence (*cf. Figure 8*) du logiciel Labpower, on a essayé de simplifier l'analyse en se basant sur le choix de la méthode d'analyse et le défaut ou la panne qu'on veut analyser. Le programme est conçu de telle façon à échanger les données et les résultats avec les autres taches déjà citées en toute simplicité en quelques secondes de simulation.

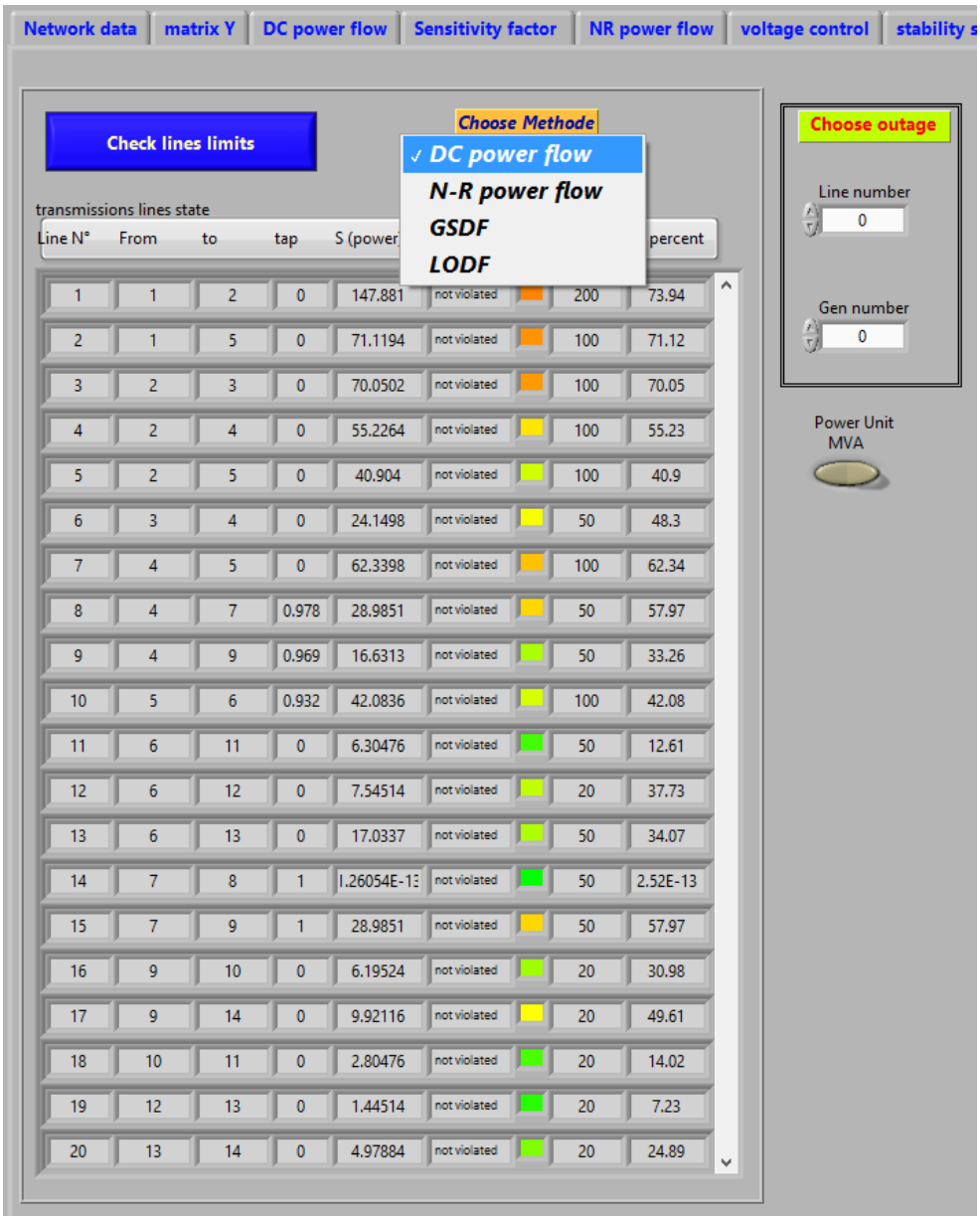


Figure 8 Interface graphique du logiciel Labpower pour l'étude des contingences par les différentes méthodes

h. Calcul du dispatching économique

Le dispatching économique est un problème très important dans les réseaux modernes ou l'aspect économique rentre dans la gestion du réseau électrique. Le logiciel Labpower prend en charge ce problème à travers l'interface de la figure 9 qui permet d'échanger les données avec les autres interfaces déjà établis et effectuer le dispatching économique en toute simplicité par la méthode de lambda (voir chapitre V section 5) avec de diffèrent choix de contraintes de calcul.

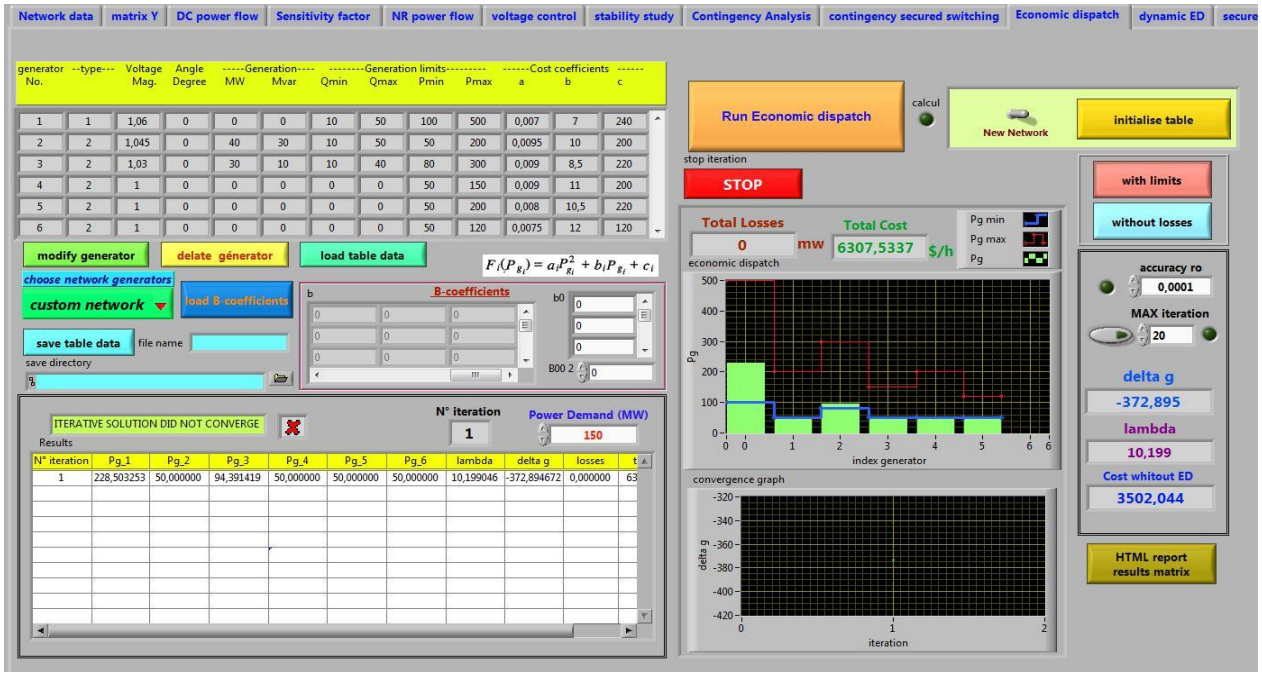


Figure 9 Interface graphique du logiciel Labpower pour le calcul du dispatching économique statique

i. Calcul du dispatching économique dynamique avec contraintes

Le dispatching économique dynamique est une extension du dispatching économique statique qui permet d'introduire la dimension du temps dans le calcul et de simuler d'une façon plus proche le fonctionnement réel du réseau tout en respectant les différentes contraintes et avec l'intégration des énergies renouvelables dans le calcul.

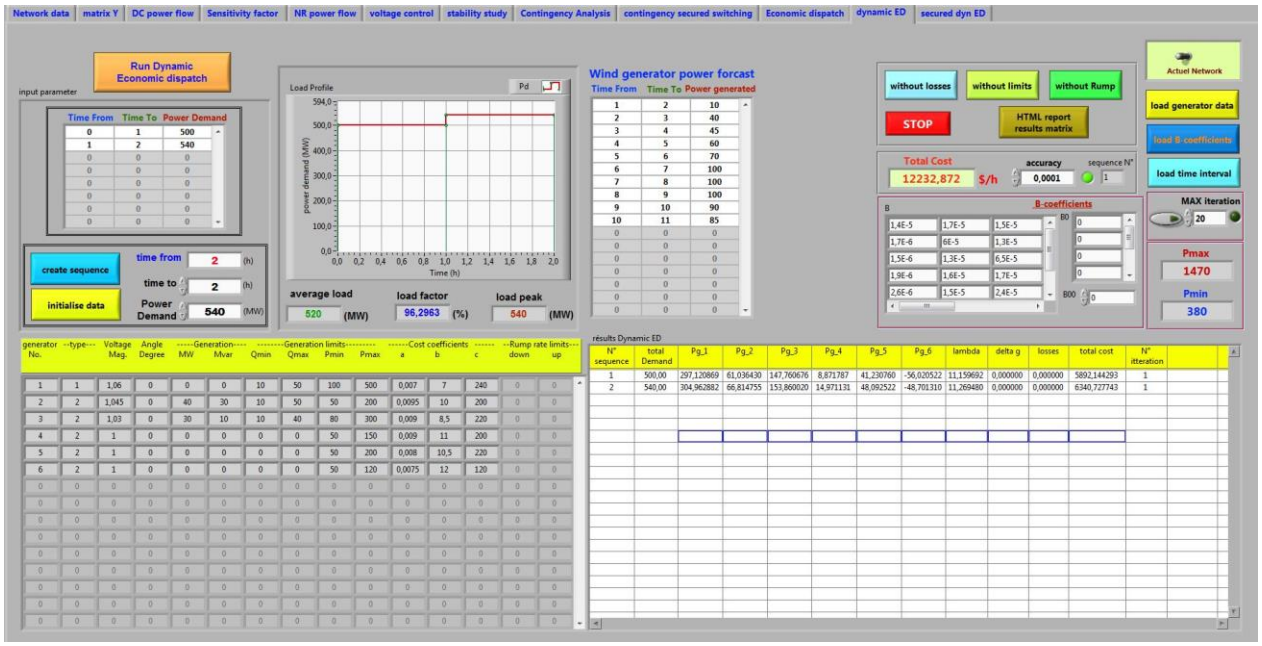


Figure 10 Interface graphique du logiciel Labpower pour le calcul du dispatching économique dynamique avec différentes contraintes

j. Calcul du dispatching économique dynamique et statique sécuritaire en prenant en compte les énergies renouvelables et les contingences

Le problème du dispatching économique dynamique sécuritaire est un problème très complexe, car la résolution de tel problème nécessite presque tous les résultats des autres interfaces. Le programme permet d'organiser leurs exécutions suivant un algorithme présenté au chapitre VI, et programmé dans le logiciel Labpower.

A partir de l'interface, on peut introduire directement les intervalles de temps qu'on veut simuler et les données des générateurs que ce soit générateur conventionnel ou une source renouvelable avec un comportement spécifique.

A travers les résultats affichés sur l'interface, on a une vue générale sur le transit de puissance après le dispatching économique avec les pourcentages de dépassement et les limites de fonctionnement.

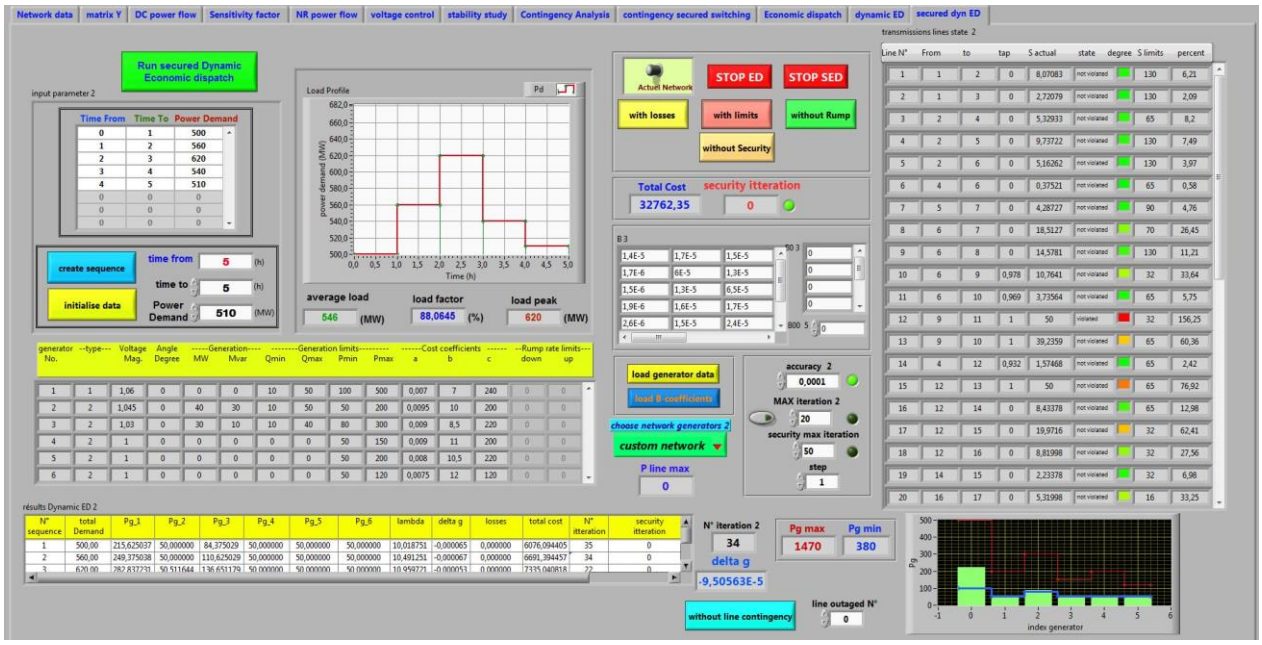


Figure 11 Interface graphique du logiciel Labpower pour la simulation des différentes contingences et la résolution par le dispatching économiques dynamique et sécuritaire

CHAPITRE I

ANALYSE ET IMPACT DES CONTINGENCES

I.1 L'Analyse des Contingences

L'analyse des contingences est une tache (programme) exécutée sur des logiciels informatiques afin de mieux gérer les systèmes d'énergie. Elle donne aux opérateurs une indication de ce qui pourrait arriver au système de puissance en cas d'une panne non planifiée d'équipement. En d'autres termes l'application d'analyse de contingence permet à l'opérateur de demander « si » des questions tell que : « quel sera l'état de système si nous avons une panne dans tel ou tel endroit ? » la réponse à cette question pourrait être que l'écoulement de puissance et les tensions du system ce réajustent et de rester dans les limites de fonctionnement acceptables, ou il peut arriver des surcharges sévères et des chutes de tensions de sorte que la survie du system deviens en question. L'utilisation d'une application d'analyse de contingence dans un système de gestion d'énergie électrique est fondée sur l'idée que lorsqu'une panne est prévenue, l'opérateur peut prendre des mesures avant ou après l'événement pour aider le système à éviter des événements d'interruptions. Les contingences typiques d'un réseau de transport sont constituées de pannes telles que la perte des lignes de transport, des transformateurs, ou des générateurs. Les contingences peuvent se présenter sous forme d'une panne d'équipement unique ou sous la forme de multiples pannes. Les causes des pannes des équipements et des courts circuits peuvent être classées comme internes ou externes. Les causes internes découlent de phénomènes tels que la rupture d'un isolateur, surchauffe d'un relais d'action ou tout simplement une opération incorrecte d'un dispositif de relais. Les causes externes résultent de certains effets environnementaux tell que la foudre, les vents violents et les conditions de la glace ou des phénomènes non-météorologiques tels que le contact d'un véhicule ou d'un avion avec l'équipement, ou même un contact humain ou animal direct. Toutes ces causes sont traitées comme des événements aléatoires, imprévues que les opérateurs ne s'attendent pas à se produire, mais pour lesquels les opérateurs doivent être préparés.

Le fait que le système de puissance est conçu pour tenir compte des pannes ne signifie pas que les opérateurs peuvent assumer passivement que le système puisse résister à l'ensemble de ces événements. Il y a une grande différence entre la conception des planificateurs du système et le système réel en exploitation pour fournir de l'énergie. La réalisation peut être retardée ou refusée par les organismes de réglementation, les modes de charge peuvent se déplacer de manière imprévue cependant la perte d'un générateur peut nécessiter l'achat de la puissance et la transmettre sur de longues distances. Le résultat est une situation dans laquelle les opérateurs doivent jouer un rôle actif dans le maintien de la sécurité du système.

La première étape dans ce rôle actif consiste à exécuter le programme d'analyse de contingence à des intervalles de temps suffisamment fréquents pour garantir que les conditions de système n'ont pas changé de manière significative depuis la dernière exécution. Le résultat de l'analyse de contingence est une série d'avertissements ou des alarmes aux opérateurs indiquant par exemple la Réduction de la demande au nœud dans tel ou tel nœud, un ou plusieurs Transformateur en surcharge ou une Chute de tension dans un ou plusieurs nœuds dans le réseau.

Pour obtenir une image précise de la vulnérabilité du système, plusieurs questions doivent être abordées :

Le modèle du système : l'analyse de contingence est réalisée en utilisant un modèle du système de puissance à l'état d'équilibre ou le modèle d'écoulement de puissance du système. Si la stabilité doit être estimée aussi bien, alors des informations supplémentaires concernant les aspects dynamiques du système doit être ajoutée.

La définition de la contingence : chaque contingence à modéliser doit être spécifiée. La définition la plus simple la contingence est de nommer un seul composant. Ceci implique que, lorsque le modèle du système est mis en place, cette contingence sera modélisée en enlevant le seul composant spécifié. La définition de la panne a également une importance considérable.

La liste des contingences : généralement les programmes d'analyse de contingence sont conçus pour fonctionner à partir d'une liste de risques valides.

La performance : Le temps d'exécution de programme d'analyse de contingence. En général, les opérateurs de gestion du réseau souhaitent avoir les résultats d'un programme d'analyse de contingence de l'ordre de quelques minutes jusqu'à quinze minutes. En plus et pour que les résultats de l'analyse en cours soient fiables, le modèle de système doit être mis à jour fréquemment.

La modélisation détaillée : Le détail souhaité par la plupart des ingénieurs d'exploitation pour un cas de contingence est généralement le même que celui utilisé dans l'étude de l'écoulement de puissance. Autrement dit, chaque cas de contingence nécessite un écoulement de puissance totalement convergé qui décrit correctement la charge des transformateurs et l'estimation de chaque charge.

I.1.1 Contingence N-k

Le critère « N-1 » est une notation représentant une contingence simple (élément mis hors services pour maintenance, unité de production en panne non prévue,..., etc.), ou le déclenchement d'un élément suite à un incident, tel qu'un court-circuit triphasé. Une contingence N-k signifie un événement entrainant une perte de *k* composants (avec *k* > 1).

La difficulté d'une analyse de contingence N-k réside dans sa nature combinatoire. Le nombre de contingence crédibles peuvent varier selon le niveau d'analyse, nombre d'éléments (N), et le niveau de contingence. Autrement dit, premier niveau de contingence correspond à N-1 ; deuxième niveau de contingence correspond à N-2 et ainsi de suite. Ainsi, le nombre total de risque *k* peut être donné par C_{Nk} pour *k*= 0, 1, 2,…, N. Ensuite, le nombre total de toutes les contingences possibles, TC_{Nk}, peut être donné par :

$$TC_{Nk} = \sum_{k=0}^{N} C_{Nk} \tag{1.1}$$

D'où, C_{Nk} peut être donné par :

$$C_{Nk} = \frac{N!}{k!(N-k)!} \tag{1.2}$$

Par exemple pour un petit réseau de taille N = 100, il y a 4950 N-2 contingences, 161 700 N-3 contingences, 7842450 N-4 contingences, 14304628800 N-5 contingences, et ainsi de suite.

Pour *k* = 2, $C_{Nk} = \frac{N!}{k!(N-k)!} = C_{N2} = \frac{100!}{2!(100-2)!} = 4950$

Pour *k* = 3, $C_{Nk} = \frac{N!}{k!(N-k)!} = C_{N3} = \frac{100!}{3!(100-3)!} = 161\ 700$

Pour *k* = 4, $C_{Nk} = \frac{N!}{k!(N-k)!} = C_{N2} = \frac{100!}{4!(100-4)!} = 7842450$

Pour *k* = 5, $C_{Nk} = \frac{N!}{k!(N-k)!} = C_{N2} = \frac{100!}{5!(100-5)!} = 14304628800$

Et le nombre total des contingences (*k* =1, 2, 3, 4, 5) :

$$TC_{Nk(k=1,..,5)} = \sum_{k=0}^{5} C_{Nk} = 100 + 4950 + 161700 + 7842450 + 14304628800 = 14312638000$$

Le problème de la grande dimension des données rend presque impossible d'évaluer toutes les combinaisons de contingence dans un temps raisonnable. Généralement l'analyse de contingences est effectuée sur quelques contingences présélectionnées pour un temps de calcul de plusieurs minutes (par exemple, la plupart des contingences N-1 et les N-2 les plus importantes). Dans de nombreux cas, des événements dangereux peuvent être ignorés à cause de leurs faibles probabilités d'occurrence. Cependant, plusieurs contingences se produisent, et leurs conséquences peuvent être

très graves, ce qui motivent l'objectif de l''analyse des contingences de risque supérieur N-k pour l'évaluation de la sécurité en ligne.

I.1.2 Blackout en cascade

Heureusement que la plupart des processus en cascade sont relativement lent dans les premières étapes qui permet d'effectuer l'analyse de contingence en ligne.

La Figure 1.1 présente la chronologie du blackout Canado-Américain du 14 Août 2003.[1] A l'intervalle initial (entre 15h05 et16h08), il y avait cinq lignes qui ont déclenché successivement, et les gestionnaires de réseau ont eu 27 min, 9 min, 4 min et 29 min (de temps entre deux déclenchements) pour prendre des mesures correctives. Si l'analyse de contingence a été effectuée avec une méthode efficace et des résultats fiables en quelques minutes, les opérateurs de système auraient pu éviter cette panne en cascade. Toutefois, vu le grand nombre d'éléments de réseau (N), l'analyse de contingence du niveau N-5 est très difficile. Les opérateurs de systèmes n'avaient aucune information en ligne suffisante pour effectuer un contrôle préventive ou corrective en vue d'assurer la sécurité du système en cas de panne en cascade dangereuse. Ensuite, l'oscillation du système a augmenté de façon importante que le système n'a pas pu rétablir l'équilibre et se stabiliser. Enfin, le blackout a eu lieu.

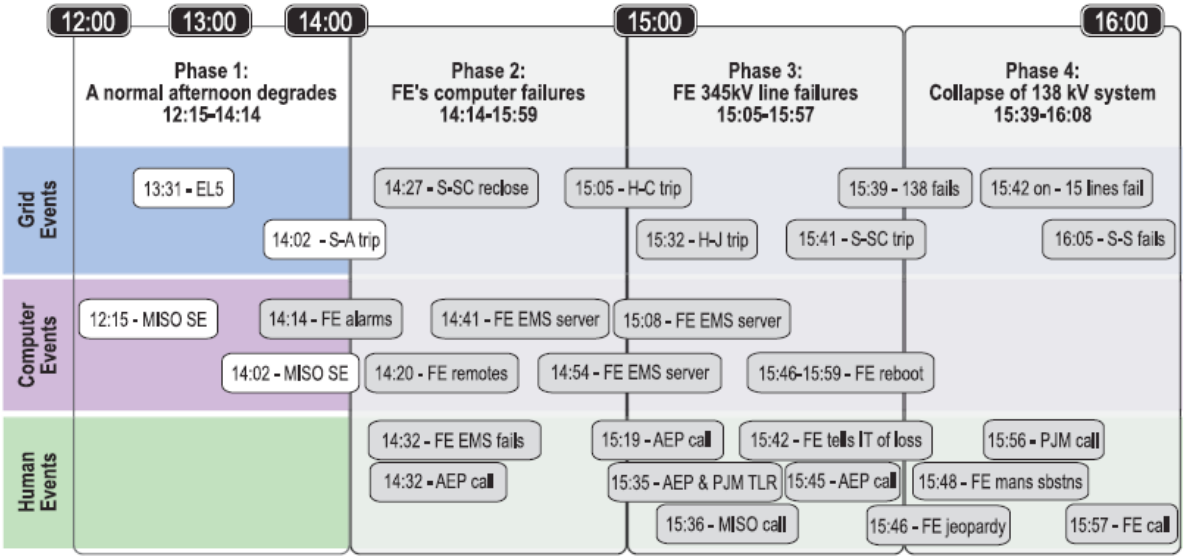


Figure 1. 1 Chronologie du blackout Canado-Américain du 14 Août 2003

Par conséquent, il est essentiel d'analyser les contingences qui peuvent provoquer une défaillance en cascade et déterminer les mesures correctives pour prévenir les pannes de manière à assurer la stabilité du système lors de l'étape initiale. C'est important de profiter des intervalles de temps entre les pannes en cascade et évaluer avec précision le système pour fournir des résultats préventifs suffisamment rapides en cas de risques critiques.

I.1.3 Sélection de contingence

Pour un réseau électrique à grande échelle, il existe un nombre important de contingences dangereuses à analyser. En conséquence, il existe deux approches importantes pour l'analyse de contingence en ligne. Tout d'abord, réduire le temps de calcul de l'analyse. Dans ce contexte, de nombreux chercheurs se sont penchés pour traiter ce problème et ont tenté de réduire le temps de calcul en profitant du développement de la technologie informatique tels que le calcul parallèle et distribué. Cependant, dans une certaine mesure, certaines méthodes de calcul existantes ne peuvent satisfaire aux exigences de la grande complexité du système dans l'environnement dérèglementé en raison de la précision et l'exactitude de la modélisation du système ou de la vitesse et de l'efficacité des processus de calcul. D'autres chercheurs ont essayé de créer une sélection de contingences par ordre d'importances et établir une liste réduite de contingences en simplifiant le modèle du système détaillé [2]-[4]. Cette

approche peut réduire le temps de calcul, mais ne peut pas classer les contingences du système d'une façon précise, ce qui peut provoquer de fausses alarmes ou de manquer la détection des contingences dangereuses.

La difficulté de l'analyse de contingence provienne du conflit entre la précision avec laquelle le système est modélisé et la vitesse nécessaires pour modéliser toutes les contingences. Si les risques peuvent être évalués assez rapidement, alors tous les cas mentionnés dans la liste de réserve sont exécutés périodiquement et l'alarmes est signalée aux opérateurs. Cela est possible si le calcul pour chaque cas de contingence peut être réalisé très rapidement ou bien le nombre de contingences qui doit être exécuté est très faible.

Dans le but de trouver des solutions très rapides au réseau de transport, on emploie dans cette étude une sélection de contingence simple et précise. L'idée de base de cette sélection est, quand la panne se produit, et en se basant sur le niveau de la contingence actuelle de système de N-k ($k \geq 1$), on exécute une analyse de contingence N-1, qui est en fait une analyse de contingence (N-k) - 1. Les analyses sont toujours basées sur les dernières informations de configuration du système et n'exécutent que l'analyse de contingence N-1. Avec cette stratégie d'analyse, le nombre total de contingences pour l'analyse sera :

$$TC_{Nk} = N - k \tag{1.3}$$

Apparemment, cette stratégie est très efficace et elle réduit le nombre de calculs et améliore la vitesse d'exécution d'analyse. Si l'intervalle de temps entre le dernier événement et le déclenchement de l'élément suivant est plus long que le temps de l'analyse, l'opérateur de système pourrait avoir assez de temps pour prendre des mesures correctives, ce qui peut réduire la probabilité et la gravité de l'événement suivant ou empêcher un blackout en cascade.

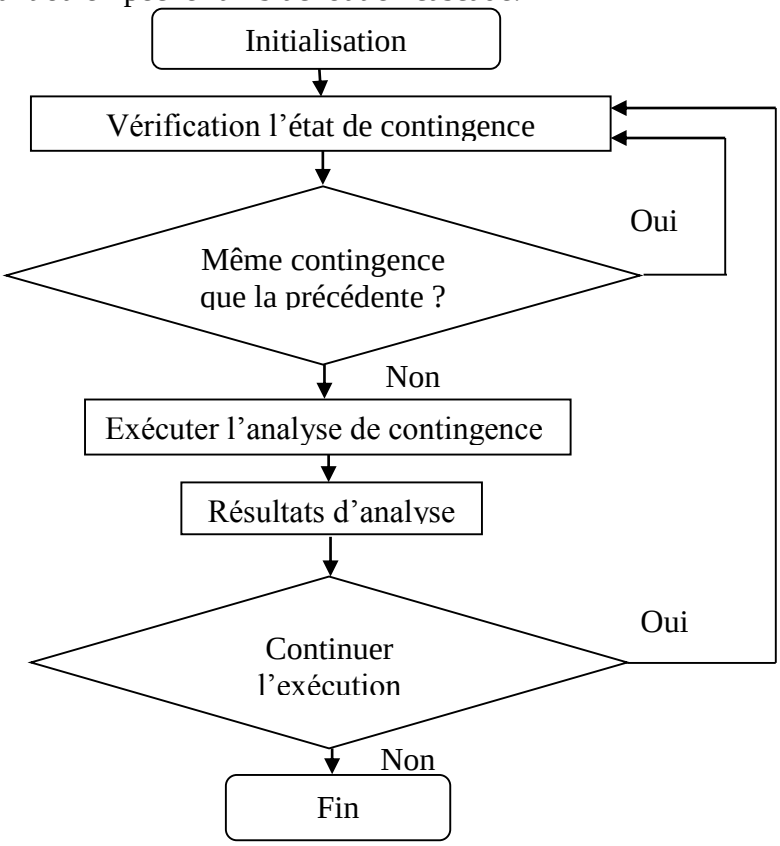


Figure 1. 2 Organigramme de l'analyse de contingence.

Pour les petits ou moyens systèmes, l'analyse fondée sur la stratégie précédente peut être exécutée en une seconde. Avec le suivi continu de la configuration du système, le programme d'analyse peut mettre à jour les données requises à temps et améliore la précision de l'évaluation, ce qui le rend particulièrement adapté à l'évaluation en ligne. La Figure 1.2 présente l'organigramme représentant l'ensemble du processus d'analyse de contingence.

I.1.4 L'évaluation de contingence

Il y a deux parties dans l'évaluation de contingence, l'une est l'analyse post contingence et l'autre est l'analyse pré-contingence N-1. Chaque scénario post contingence est évalué afin de détecter les problèmes de fonctionnement et la gravité des violations. Les problèmes de fonctionnement les plus courants sont la surcharge de la ligne, les surcharges des transformateurs et les niveaux de tension inadéquats des nœuds du système. L'analyse N-1 pré-contingence est également effectuée pour identifier les contingences potentiellement nuisibles et réduire le risque de fausses alarmes.

L'évaluation post contingence tout comme l'évaluation pré- contingence N-1 a besoin d'un écoulement de puissance rapide et précis. Un certain nombre d'algorithmes pour l'analyse rapide de contingences tel que la méthode découplée rapide de Newton-Raphson [5] ou des méthodes de localisation [6] sont étudiées par de nombreux chercheurs.

Pour améliorer la précision de l'évaluation, plusieurs techniques de l'écoulement de puissance tels que *Newton load flow* (NLF) [7] [8]sont rapportés. Malgré ses qualités évidentes, la méthode NLF présente des inconvénients tels que le temps de factorisation de la matrice jacobienne. Toutes les méthodes ci-dessus ne sont focalisées que sur l'amélioration des algorithmes de l'écoulement de puissance, cependant, le modèle de charge, qui joue un rôle important dans l'écoulement de puissance, est habituellement négligé.

Si on est absolument sûr que le système de puissance qu'on est en train d'analyser n'est pas en face à des problèmes de tension, il est intéressant à exploiter le DC load flow. Dans le cas contraire, il est absolument inutile d'utiliser le DC load flow, et on a besoin d'une solution AC complète du système pour vérifier les problèmes de tension.

Dans le cas où la solution de l'écoulement de puissance AC ne converge pas, il pourrait être une indication qu'on est au-delà du «point critique » de la courbe PV et donc il n'existe pas de solution de l'écoulement de puissance. Évidemment, il existe d'autres raisons de la non-convergence.

I.2 L'impact des contingences sur la stabilité des tensions

Plusieurs théories ont été proposées afin de comprendre le mécanisme de l'instabilité de tension. Il existe plusieurs changements de système qui peuvent entrainer une chute de tension tels que l'augmentation de la charge, les SVC atteignent leurs limites de puissance réactive, l'action de changement de prises des transformateurs (ULTC) "*Under-Load Tap Changer*", la variation dynamique de la charge, un déclenchement de ligne de transport et la mise hors service d'un générateur. La plupart des changements de système mentionnés ci-dessus ont un effet important sur la production ou le transport de puissance réactive. Pour examiner le problème de la chute de tension, la notion de l'échelle de temps est très importante qui passe de quelques secondes pour les variables d'action rapide tel que les moteurs à induction et les SVC, etc. à des heures pour les variables d'action lente ayant une dynamique à long terme tels que ULTC, l'évolution de la charge, etc.[9]

I.3 La Stabilité et la chute de tension

Les termes de stabilité et l'effondrement de tension sont étroitement liés les uns aux autres dans les thèmes de fonctionnement et de contrôle des systèmes de puissance. Dans notre étude nous avons essentiellement utilisé la méthode DC load flow qui donne des résultats directs (rapides) et plus ou moins précis mais pour avoir une bonne précision il faut que le système soit dans la marge de stabilité. Pour cela on doit tester la stabilité du système à travers cette méthode (la courbe PV) qui est développée par les chercheurs (Ricardo Vargas, M.A Arjona et Manuel Carrillo) de l'institut de technologie de *Laguna* à Mexico [10].

I.3.1 La stabilité de tension

Selon l'IEEE, la stabilité de la tension est définie comme étant la capacité d'un système de puissance de maintenir dans tous les nœuds, des niveaux de tension acceptables dans des conditions normales après une perturbation du système pour un état initial donné [11]. La robustesse d'un système de puissance électrique qui est mesurée par sa capacité à maintenir l'équilibre entre la puissance

demandée et la puissance générée. Le système peut être dans un état instable à cause d'une perturbation, d'une augmentation de la puissance demandée, et des changements dans la topologie du réseau, ce qui provoque une chute de tension incontrôlable [11]. L'état instable est généralement dû aux dépassements des limites de fonctionnement des composants du réseau [12], tels que :

Les générateurs : Ils représentent la production de puissance réactive suffisante pour maintenir le réseau dans des conditions stables en gardant les niveaux de tension normalisées de fonctionnement normal. Toutefois, la puissance produite par une machine est limitée par sa courbe de capacité « *capability curve* » qui représente une contrainte sur la puissance réactive en raison de limite du courant d'excitation.

Les lignes de transport : c'est une autre contrainte importante sur la stabilité de la tension, et elles limitent aussi la puissance maximale transportée définie par les limites thermiques.

Les Charges : Elles représentent le troisième élément qui influence la stabilité de la tension ; elles sont classés en deux catégories : les charges statiques et dynamiques et elles ont un effet sur les profils de tension en cas de production excessive de puissance réactive.

I.3.2 La chute de tension

La chute de tension est un phénomène qui pourrait se présenter dans un réseau électrique à forte demande. Cela peut être présent sous la forme d'une séquence d'événements conjointement avec l'instabilité de la tension qui peut conduire à un blackout ou à un niveau de tension au-dessous des limites de fonctionnement pour une partie importante du réseau [11]. En raison de la nature non linéaire du réseau électrique, et en tant que phénomène lié au réseau, il est nécessaire de recourir à des techniques non linéaires pour l'analyse de la chute de tension [12] et de trouver une solution pour éviter ce phénomène.

Il existe beaucoup de perturbations qui contribuent à la chute de la tension :

- Variation de la charge (demande).
- Atteindre les limites de puissance réactive des générateurs, des condensateurs synchrones ou des SVC.
- Le fonctionnement des changeurs de prises dans les transformateurs (ULTC).
- Le déclenchement de lignes de transport, les transformateurs et les générateurs.

La plupart de ces modifications ont un effet significatif sur la production, la consommation et le transport de la puissance réactive. Pour cette raison, il est conseillé de prendre des mesures de contrôle en utilisant des moyens de compensations comme des batteries de condensateurs, les changeurs de prises des transformateurs, nouvelle répartition de la production (Dispatching économique), la régulation secondaire de la tension et le délestage des charges [11].

I.3.3 Méthodes d'analyse de stabilité de tension

Parmi les outils utilisés pour l'analyse de stabilité de la tension, il y a des méthodes basées sur l'analyse dynamique et ceux fondés sur l'analyse statique.

L'Analyse dynamique : Consiste à trouver une solution numérique (simulation) de l'ensemble d'équations différentielles et algébriques qui modélisent le réseau électrique [11], ce qui est similaire à l'étude transitoires ; cependant, ce genre de simulations a besoin d'un temps de calcul considérable et ne donne pas d'informations sur le degré de sensibilité et de la stabilité.

L'analyse statique : Consiste à trouver une solution de l'ensemble d'équations algébriques qui représentent le système dans l'état d'équilibre [11], dans le but d'évaluer la faisabilité du point d'équilibre représenté par les conditions de fonctionnement du système et pour trouver la valeur critique de tension . L'avantage de cette méthode par rapport aux techniques d'analyse dynamique c'est qu'elle donne des informations importantes sur la nature du problème et permet d'identifier les facteurs clés pour le problème de l'instabilité. Le tracé de la courbe PV contribue à l'analyse des limites de stabilité de tension d'un réseau électrique dans un scénario avec des variations de charge et

avec la présence d'une perturbation telle que la perte d'un générateur ou la perte d'une ligne de transport.

I.3.4 La courbe PV

Les courbes PV représentent la variation de tension par rapport à la variation de la puissance active de la charge. Cette courbe est fournie par une série de solutions de l'écoulement de puissance pour des niveaux de charge différents uniformément réparties, en gardant le facteur de puissance constant. La puissance active générée est incrémentée proportionnellement à la capacité de production du générateur ou aux facteurs de participation qui sont définis par l'utilisateur. Les composantes P et Q de chaque charge sont soit dépendantes ou non dépendantes de la tension nodale suivant le modèle de charge utilisé. La détermination du point critique pour un incrément de charge donné est très importante car ça peut conduire à une chute de tension du système. Ces caractéristiques sont illustrées sur la figure 1.3.

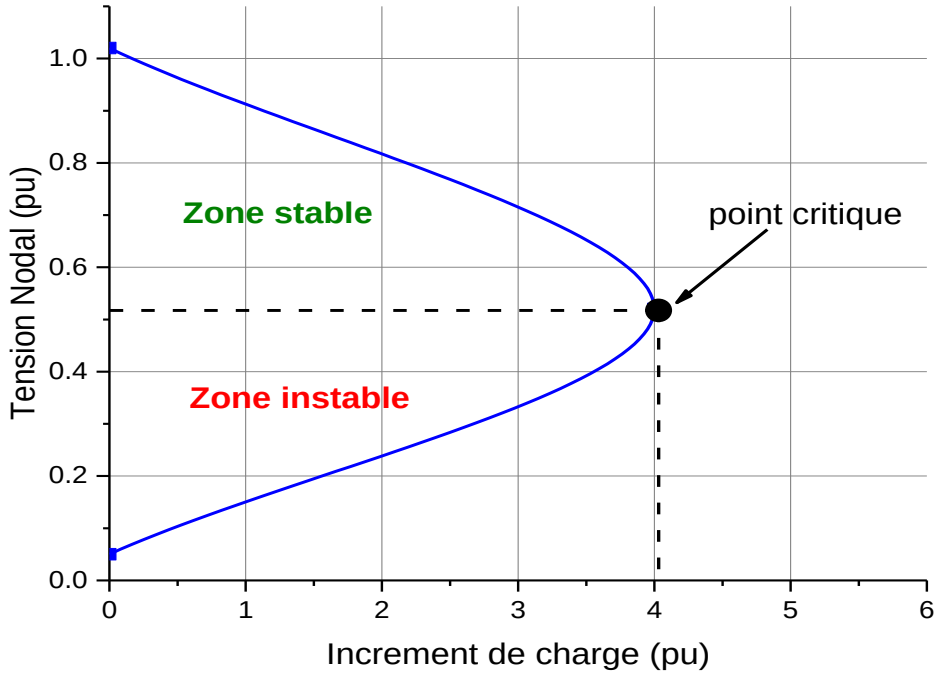


Figure 1. 3 La courbe PV

Dans la référence [13], des indices de stabilité de la tension sont proposés qui se basent sur une analyse de l'écoulement de puissance dans le but d'évaluer les limites de tension de stabilité. Cependant, la matrice jacobienne utilisé dans la solution de l'écoulements de puissance en utilisant la méthode de Newton-Raphson, devient singulière au point critique. En plus, les solutions de l'écoulement de puissance aux points proches de la zone critique ont tendance à diverger [11]. Ces inconvénients sont évités en utilisant la méthode d'écoulement de puissance proposée dans la référence [14] dite « *continuation load flow method* ».

I.3.5 Application de la méthode de continuation au problème d'écoulement de puissance

La procédure d'écoulement de puissance continue est basée sur une reformulation des équations du problème d'écoulement de puissance classique et l'application de la technique de continuation avec un paramétrage locale qui a démontré son efficacité dans le tracé de la trajectoire de la courbe PV.

L'objectif de l'écoulement de puissance continu est de trouver un ensemble de solutions dans un scénario où la charge est variable, à partir d'un scénario de base jusqu'au point critique. Ainsi,

l'écoulement de puissance continue a été appliqué pour comprendre et évaluer le problème de la stabilité de la tension et à d'autres genres de problèmes similaires au problème de chute de tension. En outre, ils ont également été appliqués dans d'autres problèmes tels que l'évaluation des limites de transfert de puissance entre régions.

Le principe de l'écoulement de puissance continu utilise la notion estimation-correction pour trouver une trajectoire de solutions pour l'ensemble d'équations d'écoulement de puissance (1.4) - (1.9) qui sont reformulées pour inclure le paramètre γ (multiplicateur) de la charge.

$$P_i = P_i^{Gen} - P_i^{charge} \tag{1.4}$$

$$Q_i = Q_i^{Gen} - Q_i^{charge} \tag{1.5}$$

$$P_i^{estm} - \left[V_i^2 G_{ii} + V_i \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq n}}^{n} V_m (G_{ij} \cos(\theta_i - \theta_j) + B_{ij} \sin(\theta_i - \theta_j)) \right] = 0 \tag{1.6}$$

$$Q_i^{estm} - \left[-V_i^2 B_{ij} + V_i \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq n}}^{n} V_m (\mathrm{G}_{ij} \cos(\theta_i - \theta_j) - \mathrm{B}_{ij} \cos(\theta_i - \theta_j)) \right] = 0 \tag{1.7}$$

$$\Delta P_i = \gamma (P_{Gi} - P_{Li}) - P_i = \gamma P_i^{estm} - P_i = 0 \tag{1.8}$$

$$\Delta Q_i = \gamma (Q_{Gi} - Q_{Li}) - Q_i = \gamma Q_i^{estm} - Q_i = 0 \tag{1.9}$$

$$1 \leq \gamma \leq \gamma_{critique} \tag{1.10}$$

P_i^{estm} est la puissance active estimée, Q_i^{estm} est la puissance réactive estimée, P_i est la puissance active calculée, Q_i est la puissance réactive calculée, γ est le multiplicateur de la charge et $\gamma_{critique}$ est la valeur maximale que peut prendre le multiplicateur de la charge.

Le processus démarre à partir d'une solution connue et un vecteur d'estimation qui est tangent aux solutions corrigées est utilisé pour estimer les futures solutions avec différentes valeurs du paramètre de charge. L'estimation est corrigée en utilisant la même technique de Newton-Raphson employé dans l'écoulement de puissance conventionnelle avec un nouveau paramètre γ ajouté :

$$\mathrm{f}(\theta, \mathrm{V}, \lambda) = \begin{bmatrix} \Delta P(\theta, \mathrm{V}, \gamma) \\ \Delta Q(\theta, \mathrm{V}, \gamma) \end{bmatrix} = 0 \tag{1.11}$$

Le paramétrage joue un rôle important dans l'élimination de la singularité de la matrice jacobienne.

I.3.5.1 Estimation des nouvelles solutions

Une fois la solution de base (pour γ = 1) a été trouvée, il est nécessaire de faire une estimation de la solution suivante en tenant compte de la taille de pas appropriée et la direction de la tangente à la trajectoire de la solution. La première étape de cette méthode consiste à calculer le vecteur tangent, qui est déterminée en prenant la première dérivée des équations de l'écoulement de puissance (1.8) et (1.9) reformulées.

$$\mathrm{df}(\theta, \mathrm{V}, \gamma) = \frac{\partial \mathrm{f}}{\partial \theta} d\theta + \frac{\partial \mathrm{f}}{\partial V} dV + \frac{\partial \mathrm{f}}{\partial \gamma} d\gamma = 0$$

$$\mathrm{df}(\theta, \mathrm{V}, \gamma) = \mathrm{f}_\theta \, d\theta + \mathrm{f}_V \, dV + \mathrm{f}_\lambda \, d\gamma = 0 \tag{1.12}$$

Ou sous une forme matricielle, l'équation (1.12) est exprimée comme suit :

$$\begin{bmatrix} f_\theta & f_V & f_\gamma \end{bmatrix} \begin{bmatrix} d\theta \\ dV \\ d\gamma \end{bmatrix} = 0 \tag{1.13}$$

La matrice des dérivées partielles est dite la matrice jacobienne de l'écoulement de puissance conventionnel qui est augmentée par la colonne f_γ (les dérivées partielles des équations (1.8) et (1.9) par rapport à γ), ce qui donne :

$$\begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} H & N & -P^{estm} \\ J & L & -Q^{estm} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} d\theta \\ \dfrac{dV}{V} \\ d\gamma \end{bmatrix} \tag{1.14}$$

Pour sauvegarder la similarité des équations des éléments du jacobienne H, N, J, et L, on peut multiplier N et L par V et travailler par rapport à dV/V au lieu de dV.

Si *nc* est le nombre total des nœuds de charge PQ et *n* est le nombre total des nœuds et en raison de la nature de l'équation (1.14), qui est un ensemble de *nc* + *n*-1 équations à *nc* + *n* inconnues (en ajoutant γ pour les équations de l'écoulement de puissance), il n'est pas possible de trouver une solution unique et significatif du vecteur tangent ; par conséquent, une équation supplémentaire est nécessaire. Ce problème est résolu par la sélection d'une amplitude différente de zéro pour l'une des composantes du vecteur de tangente. En d'autres termes, si le vecteur de tangente est indiqué par :

$$t = \begin{bmatrix} d\theta \\ dV \\ d\gamma \end{bmatrix} = 0 \quad , \quad t_k = \pm 1 \tag{1.15}$$

$$\begin{bmatrix} H & N & -P^{esp} \\ J & L & -Q^{esp} \\ & e_k & \end{bmatrix} .t = \begin{bmatrix} 0 \\ \pm 1 \end{bmatrix} \tag{1.16}$$

e_k est un vecteur de dimension *m*+1 avec tous les éléments égalent à zéro, sauf l'élément *k*, qui est égal à 1. Si l'index *k* est correctement sélectionné, $t_k = \pm 1$ impose une norme différente de zéro au vecteur tangent et il garantit que la jacobienne augmentée sera inversible au point critique [15]. L'utilisation du +1 ou -1 dépend de la façon dont l'élément *k* de variable d'état évolue au cours de trajectoire de la solution de. Dans la section suivante de ce chapitre, une méthode pour sélectionner *k* sera présentée. Une fois que le vecteur tangent de (1.16) est calculé, l'estimation est calculée comme suit :

$$\begin{bmatrix} \theta^* \\ V^* \\ \gamma^* \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \theta \\ V \\ \gamma \end{bmatrix} + \sigma \begin{bmatrix} d\theta \\ dV \\ d\gamma \end{bmatrix} \tag{1.17}$$

Où "*" désigne l'estimation de la nouvelle valeur (à l'itération suivante) de γ (le multiplicateur de charge) et *σ* est un scalaire qui définit la dimension de pas. Le seul inconvénient dans le contrôle de pas est sa dépendance du vecteur de tangente normalisée [16].

$$\sigma = \frac{\sigma_0}{\| t \|} \tag{1.18}$$

||t|| est la norme euclidienne du vecteur tangent et σ_0 est un scalaire prédéfini. L'efficacité la méthode dépend de sélection de σ_0, dont la valeur dépend du système.

I.3.5.2 Paramétrage et correcteur

Après l'estimation de la solution, il est nécessaire de corriger la solution approximative. Chaque technique de continuation a un paramétrage particulier pour identifier la solution le long de processus itérative. La méthode présentée dans ce chapitre est dite « paramétrage local ». Dans cette méthode, l'ensemble d'équations original est augmentée avec une équation supplémentaire, dont le sens est de spécifier la valeur d'une seule variable d'état. Le nouvel ensemble d'équations implique la nouvelle définition de variables d'état comme suit :

$$x = \begin{bmatrix} \theta \\ V \\ \gamma \end{bmatrix} \tag{1.19}$$

$$x_k = \eta \tag{1.20}$$

x_k et représente l'élément k de vecteur Par conséquent, le nouveau ensemble d'équations que substitut (1.11) est donnée par,

$$\begin{bmatrix} \mathrm{f(x)} \\ x_k - \eta \end{bmatrix} = 0 \tag{1.21}$$

Après un choix approprié de l'index k et une valeur correspondante de η, l'écoulement de puissance de système (1.21) est résolu par la méthode de Newton-Raphson légèrement modifiée. En d'autres termes, l'indice k utilisé dans le correcteur est le même que celui utilisé dans l'estimateur et η est égale à la valeur x_k obtenu à partir du correcteur (1.17), ainsi la variable x_k est le paramètre de continuation. L'application de la méthode de Newton-Raphson à (1.11) entraîne,

$$\begin{bmatrix} H & N & -P^{estm} \\ J & L & -Q^{estm} \\ & e_k & \end{bmatrix} . \begin{bmatrix} \Delta\theta \\ \Delta V \\ \Delta\gamma \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \\ 0 \end{bmatrix} \tag{1.22}$$

e_k est le même vecteur utilisé dans (1.16), et les éléments ΔP et ΔQ sont calculées à partir de (1.8) et (1.9). Une fois que x_k est déterminé dans (1.21), les valeurs des autres variables sont dépendantes et elles sont résolues par l'application itérative de (1.22).

I.3.5.3 La sélection du paramètre de continuation

Le choix le plus approprié est celui qui correspond à la variable d'état avec la composante du vecteur de tangente de plus grand taux de variation par rapport à la solution proposée. Typiquement, le multiplicateur de charge est un excellent choix de départ, c'est à dire γ = 1. Cette l'hypothèse est vraie si le cas de départ est caractérisé par une demande normale ; dans de telles conditions, les amplitudes des tensions nodales et des angles de déphasage restent presque constantes avec la variation de la demande. D'autre part, lorsque le multiplicateur de charge augmente pour un nombre donné d'étapes de continuation, la trajectoire de la solution se rapproche du point critique, et les amplitudes de tension et les angles de déphasage auront probablement des changements plus importants. À ce niveau, γ aura un mauvais choix par rapport aux autres variables d'état. Donc, une fois la première étape de sélection a été faite, la vérification suivante doit être faite :

$$x_k \leftarrow \max\left\{ \frac{t_1}{x_1}, \frac{t_2}{x_2}, \frac{t_3}{x_3}, \ldots, \frac{t_{m-1}}{x_{m-1}}, \frac{t_m}{x_m} \right\} \tag{1.23}$$

Où m est l'indice des variables d'état ; y compris le multiplicateur de charge et k correspondant à l'indice de la composante maximale (t / x). Lorsque le paramètre de continuation est sélectionné, le signe de la composante correspondante t_k du vecteur tangent doit être pris en compte (+ 1 ou -1) dans en (1.15) pour le calcul du vecteur tangent aux itérations suivantes.

I.4 Test et simulation

On a testé cette méthode de continuation pour tracer la courbe PV de réseau IEEE de 14 nœuds (voir Annexe 02) à l'état normal sans contingence sur le logiciel *Labpower* qu'on a développé sous LabVIEW. Les résultats sont illustrés dans les figure 1.4 et 1.5.

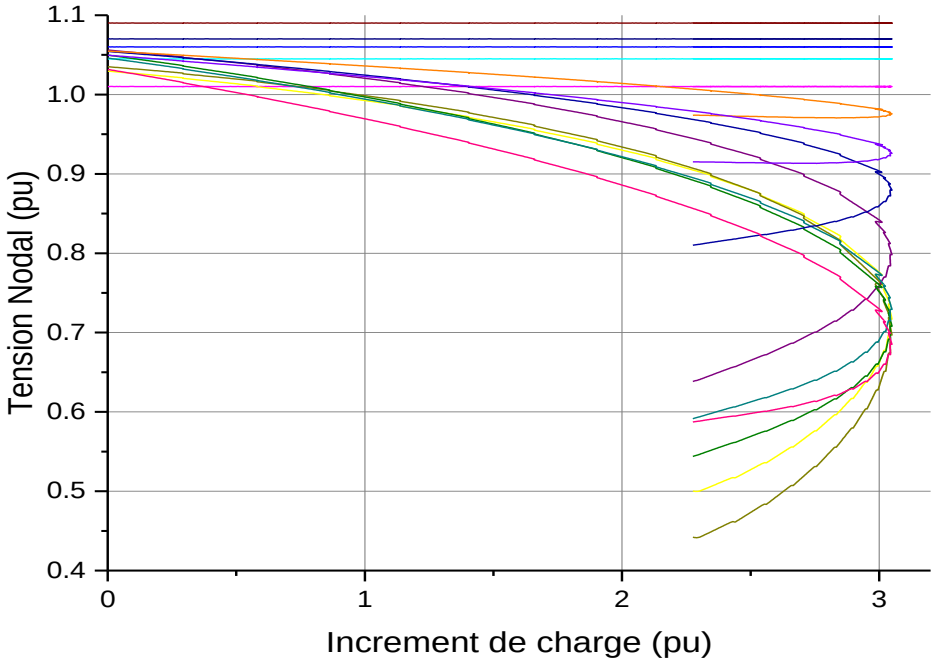


Figure 1. 4 Tracé de la courbe PV du réseau IEEE 14 nœuds sans contingence.

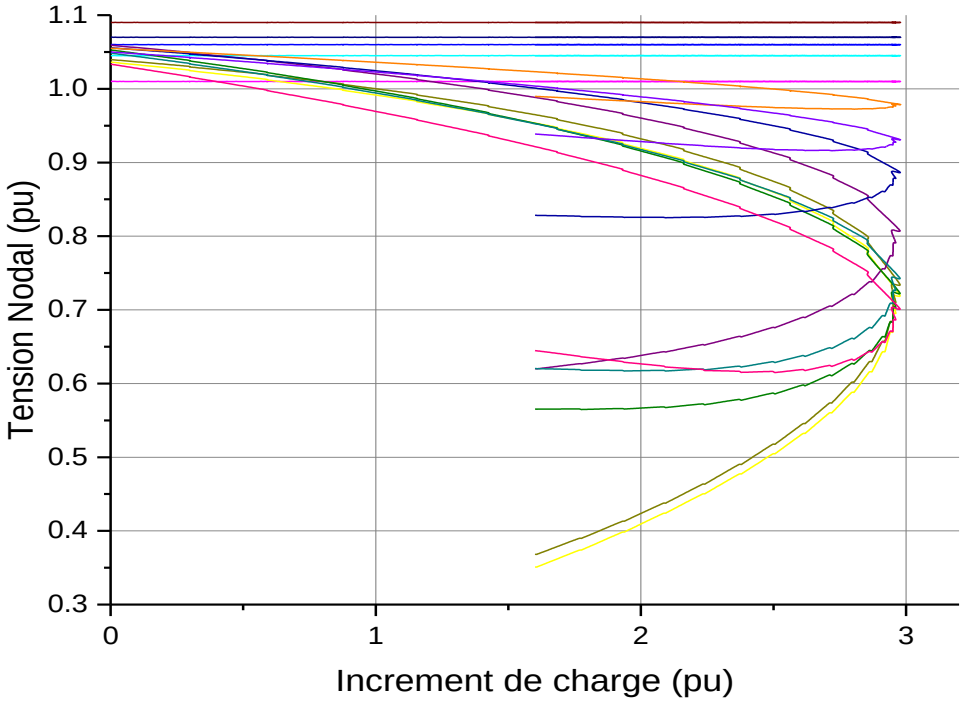


Figure 1. 5 Tracé de la courbe PV du réseau IEEE 14 nœuds avec contingence (ouverture de la ligne 3-4).

En comparant de la figure 1.4 et la figure 1.5, on remarque clairement que l'ouverture de la ligne 3-4 a diminué la marge de stabilité de plusieurs nœuds du réseau IEEE 14 nœuds ce qui peut conduire à des problèmes de convergence dans le calcul de l'écoulement de puissance.

I.5 Conclusion

Dans ce chapitre on a présenté les différents paramètres qui définissent une contingence, la sélection de ces paramètres et leur évaluation pré et post contingence. Pour cela on a besoin d'un écoulement de puissance rapide, sure et plus ou moins précis, dans ce cas le DC load flow peut être un excellent choix pour déterminer l'état du réseau avec ces caractéristiques. Les contingences ont aussi un effet sur la stabilité du réseau qui doit être vérifiée avant d'effectuer un écoulement de puissance par DC load flow.

Pour achever notre étude de contingence on doit s'assurer de la stabilité du réseau et le mettre dans une bonne marge de stabilité avant d'effectuer l'écoulement de puissance avec la méthode DC load flow qui va être élaboré dans le chapitre II suivant.

CHAPITRE II

LE DC LOAD FLOW

II.1 Introduction

L'écoulement de puissance (Power Flow) est l'un des principaux problèmes qui se posent aux gestionnaires d'un système de production-transport d'énergie électrique. Dans tout ensemble de centrales électriques alimentant un ensemble de consommateurs par l'intermédiaire d'un réseau de transport maillé, on doit déterminer la répartition des puissances fournies par ces centrales, à un instant donné, tout en respectant un ensemble de contraintes techniques et économiques.

La résolution du problème de la répartition des charges, nous permet de déterminer les valeurs du **Module** et **la phase** de la tension en chaque nœud du réseau pour des conditions de fonctionnement données. Ce qui nous permettra de calculer les puissances transitées et générées et les pertes.

Pour résoudre ce problème, il est nécessaire de déterminer les conditions de l'opération en régime permanent, d'un system de puissance qui sont :

- La formulation d'un modèle mathématique approprié.
- La spécification d'un certain nombre de variables et de contraintes dans les nœuds du système.
- La résolution numérique du système.

II.2 Calcul de l'écoulement de puissance

Le calcul de l'écoulement de puissances dit aussi calcul de la répartition des charges permet de déterminer :

- Les tensions complexes aux niveaux des différents nœuds.
- Les puissances transitées d'un nœud à un autre.
- Les puissances injectées à un nœud.
- Les pertes actives et réactives dans le réseau électrique.

La puissance apparente injectée au nœud *i* est donnée par :

$$\underline{S}^*_i = P_i - jQ_i = \underline{V}^*_i . \underline{I}_i \tag{2.1}$$

On remplace l'Equation du courant dans l'Equation (2.1) on aura :

$$\underline{S}^*_i = P_i - jQ_i = \underline{V}^*_i \sum_{j=1}^{n} \underline{Y}_{ij} \underline{V}_j \tag{2.2}$$

Sachant que :

$$\begin{cases} \underline{V}_i = e_i + jf_i \\ \underline{Y}_{ij} = G_{ij} - jB_{ij} \\ \underline{V}^*_i = e_i - jf_i \end{cases} \tag{2.3}$$

Et l'équation de la puissance apparente sera :

$$\underline{S}^*_i = P_i - jQ_i = (e_i - jf_i).\sum_{j=1}^{n} (G_{ij} - jB_{ij})(e_j + jf_j) \tag{2.4}$$

On déduit les expressions des puissances actives et réactives :

$$\begin{cases} P_i = \sum_{j=1}^{n} e_i \;\; e_j G_{ij} + f_i B_{ij} \;\; + f_i \;\; f_j G_{ij} - e_j B_{ij} \\ Q_i = \sum_{j=1}^{n} f_i \;\; e_j G_{ij} + f_i B_{ij} \;\; - e_i \;\; f_j G_{ij} - e_j B_{ij} \end{cases} \tag{2.5}$$

II.3 Classification des variables et des contraintes du système

La complexité des systèmes électriques est proportionnelle aux nombres des nœuds qu'il contient. Pour cela, afin de facilité les calculs et expliquer le fonctionnement correct des grands systèmes, il faut classer les différentes variables et contraintes.

II.3.1 Classification des variables

Généralement, le fonctionnement d'un réseau électrique peut être décrit en fonction de six variables, pour chaque nœud considéré :

P_{chi} , Q_{chi} : Puissances actives et réactives consommée au nœud i.
P_{gi} , Q_{gi} : Puissances actives et réactives générée au nœud *i**
V_i : Module de tension au nœud i
θ_i : Angle de phase au nœud i

Ces variables sont divisées en trois groupes :

* *les variables incontrôlables :* sont les puissances actives et réactives liées à la consommation.

* *les variables indépendantes ou de contrôle :* sont généralement les puissances actives et réactives générée. Dans certain cas, on peut considérer les tensions des nœuds producteurs ou les rapports de transformation des transformateurs avec régleur de charge, comme variables de contrôle.

* *les variables dépendantes ou d'état :* ce sont les tensions en mode et en phase représentant l'état du système.

II.3.2 Classification des contraintes

Ces contraintes sont liées à la nature physique des éléments du réseau. On distingue les contraintes sur les variables dépendantes, dites contrainte de sécurité et contrainte sur les variables indépendantes de limites. Ces contraintes doivent être vérifiées à chaque répartition de charge ou optimisation.

II.3.2.1 Contrainte sur les variables dépendantes

Les contraintes liées à la sécurité des réseaux sont généralement comme suit :

Contrainte d'équilibre entre la production et la consommation :

En régime normale et à tout moment, l'égalité entre la production et la consommation des puissances actives et réactives doit être assurée, soit :

$$\sum_{i=1}^{N_g} P_{g_i} - \sum_{i=1}^{N_c} P_{ch_i} - P_L = 0 \tag{2.6}$$

$$\sum_{i=1}^{N_g} Q_{g_i} - \sum_{i=1}^{N_c} Q_{ch_i} - Q_L = 0 \tag{2.7}$$

P_L sont les pertes actives totales, Q_L sont les pertes réactives de consommation, N_c est le nombre de nœuds de consommation et N_g est le nombre de nœuds de production.

Contrainte sur les modules de la tension

Les conditions d'exploitation des réseaux fixant les limites des tensions maximales par la tenue diélectrique du matériel et la saturation des transformateurs ainsi que les limites minimale par l'augmentation des pertes et le maintien de la stabilité des alternateurs .On aura pour tous les nœuds, la condition suffisante et nécessaire à savoir :

$$V_i^{\min} \le V_i \le V_i^{\max} \qquad i = 1,\ldots,n \tag{2.8}$$

V_i est le module de la tension au nœud *i*, V_i^{min} et V_i^{max} sont les limites minimales et maximales, respectivement, de la tension.

Le respect des contraintes de tension est d'une importance primordiale pour la sécurité d'exploitation et du matériel .Une violation de la limite supérieure que l'on observe parfois, en faible charge, peut construire un danger pour l'isolation des matériels. Par ailleurs, des tensions trop basses nuisent à l'exploitation rationnelle du réseau et peuvent conduire à son écoulement.

Contrainte sur la capacité de transit de la ligne :

La puissance transitée dans une ligne ne doit, en aucun cas dépasser la limite maximale, soit :

$$S_{ij} \leq S_{ij}^{\max},\ \mathrm{S_{ij}} = \sqrt{\mathrm{P_{ij}^2} + \mathrm{Q_{ij}^2}} \tag{2.9}$$

S_{ij} est la puissance apparente transitée dans la ligne *i-j*, S_{ij}^{max} est la puissance apparente maximale transitée dans la ligne *i-j*, P_{ij} est la puissance active transitée dans la ligne *i-j* et Q_{ij} est la puissance réactive transitée dans la ligne *i-j*.

En générale à partir des contraintes des puissances transitées, on détermine les contraintes de courant correspondant aux lignes et aux transformateurs. On limite les courants pour des raisons de surcharge et de stabilité.

II.3.2.2 Contrainte des variables indépendantes

Ces contraintes sont liées à la nature physique des éléments du réseau :

Contrainte sur la production

La puissance produite par chaque groupe est bornée supérieurement par la puissance maximale qu'il peut fournir et inférieurement par le minimum, qui est conditionnée par le rendement de ce groupe et les contraintes sur la turbine. Pour tous les nœuds de production, les contraintes actives et réactives sont :

$$P_{Gi}^{\min} \leq P_{Gi} \leq P_{Gi}^{\max} \quad i=1,\ldots,N_g \tag{2.10}$$

$$Q_{Gi}^{\min} \leq Q_{Gi} \leq Q_{Gi}^{\max} \quad i=1,\ldots,N_g \tag{2.11}$$

Contrainte sur les rapports de transformation

Le rapport de transformation des transformateurs avec régleur en charge, peut variée selon la position du régleur .Ce dernier doit être limité entre deux borne, minimale et maximale, soit :

$$a_k^{\min} \leq a_k \leq a_k^{\max} \quad k = 1, 2, \ldots \mathrm{N_t} \tag{2.12}$$

N_t est le nombre de transformateur.

II.4 Résolution du problème de l'écoulement de puissance

Le problème de l'écoulement de puissance est capitale pour celui qui exploite un réseau électrique au point de vue structure, afin de renforcer, modifier et adapter le réseau suivant la consommation.

L'exploitant doit connaître parfaitement le comportement de son réseau au cas d'incident, afin de prendre la décision optimale.

De plus, le problème de l'écoulement de puissance est le problème fondamental de la conduite économique des réseaux d'énergie électrique.

La résolution du problème de l'écoulement de puissance ne permet de déterminer, les valeurs des modules et la phase de la tension en chaque nœud du réseau pour des conditions de fonctionnement données, ce qui permettra de calculer les valeurs des puissances actives et réactives qui transitent dans chaque ligne. Le bilan des puissances injectées en chaque nœud peut donc être établi, ce qui nous fournit la valeur des pertes actives et réactives du réseau.

La résolution de ce problème fait appel à des processus numériques qui peuvent être classés en deux groupes.

- Processus dit itératifs : méthode de GAUSS, GAUSS SEIDEL,….etc.
- Processus variationnels : découlant de la méthode Newton-Raphson, ou Jacobienne.

II.4.1 Méthode de Newton-Raphson

La méthode de Newton-Raphson permet de résoudre un système d'équations non linéaires, en exprimant les puissances actives et réactives en fonction des tensions nodales. D'où elle utilise des valeurs initiales de tensions pour déclencher le calcul itératif. Apres chaque itération les termes $P_i + jQ_i$ 'calculé', sont soustraits des termes $P_i + jQ_i$ 'donnés' au nœud (i), ce qui donne le vecteur de l'erreur.

Si on suppose que les tensions sont en coordonnées polaires et qu'on doit ajuster l'amplitude et l'angle de déphasage de chaque tension (V, δ) en tant que variables distinctes et indépendantes. Notant que pour chaque nœud, on peut écrire 2 équations : une pour la puissance active et l'autre pour la puissance réactive. Pour chaque nœud (i) on a,

$$\Delta P_i = \sum_{k=1}^{n} \frac{\partial P_i}{\partial \delta_k} \Delta \delta_k + \sum_{k=1}^{n} \frac{\partial P_i}{\partial |V_k|} \Delta |V_k| \tag{2.13}$$

$$\Delta Q_i = \sum_{k=1}^{n} \frac{\partial Q_i}{\partial \delta_k} \Delta \delta_k + \sum_{k=1}^{n} \frac{\partial Q_i}{\partial |V_k|} \Delta |V_k| \tag{2.14}$$

Si on arrange les termes en forme matricielle comme suit :

$$\begin{bmatrix} \Delta P_1 \\ \Delta Q_1 \\ . \\ . \\ \vdots \end{bmatrix} = \underbrace{\begin{bmatrix} \frac{\partial P_1}{\partial \delta_1} & \frac{\partial P_1}{\partial |V_1|} & \cdots \\ \frac{\partial Q_1}{\partial \delta_1} & \frac{\partial Q_1}{\partial |V_1|} & \cdots \\ \vdots & \vdots & \vdots \end{bmatrix}}_{\text{la matrice jacobienne}} \begin{bmatrix} \Delta \delta_1 \\ \Delta |V_1| \\ \vdots \end{bmatrix} \tag{2.15}$$

La puissance apparente injectée au nœud i est donnée par l'équation suivante :

$$P_i + jQ_i = V_i \sum_{k=1}^{n} Y_{ik}^* V_k^* \tag{2.16}$$

Cela peut être généralisé comme suit :

$$\begin{aligned} P_i + jQ_i &= \sum_{k=1}^{n} |V_i||V_k| \; G_{ik} - jB_{ik} \; e^{j\,\delta_i - \delta_k} \\ &= \sum_{k=1}^{n} \left\{ \begin{matrix} |V_i||V_k| \left[G_{ik} \cos \; \delta_i - \delta_k \; + B_{ik} \sin \; \delta_i - \delta_k \; \right] + \\ j\left[|V_i||V_k| \left[G_{ik} \sin \; \delta_i - \delta_k \; - B_{ik} \cos \; \delta_i - \delta_k \; \right] \right] \end{matrix} \right\} \end{aligned} \tag{2.17}$$

δ_i, δ_k sont les angles de déphase aux nœuds i et k, respectivement, $|V_i|$, $|V_k|$ sont les amplitudes des tensions nodales, respectivement et $G_{ik} + jB_{ik} = Y_{ik}$ est le terme ik dans la matrice admittance Y_{bus} du système de puissance.

Généralement, en pratique la résolution du problème d'écoulement de puissance par la méthode de Newton se fait en utilisant $\Delta|V_i| / |V_i|$ au lieu de $\Delta|V_i|$ seulement ; ce qui simplifie les équations.

Les dérivés seront :

$$\begin{cases} \dfrac{\partial P_i}{\partial \delta_k} = |V_i||V_k|\left[G_{ik}\sin\ \delta_i - \delta_k\ - B_{ik}\cos\ \delta_i - \delta_k\ \right] \\ \dfrac{\partial P_i}{\left(\dfrac{\partial |V_k|}{|V_k|}\right)} = |V_i||V_k|\left[G_{ik}\cos\ \delta_i - \delta_k\ + B_{ik}\sin\ \delta_i - \delta_k\ \right] \\ \dfrac{\partial Q_i}{\partial \delta_k} = -|V_i||V_k|\left[G_{ik}\cos\ \delta_i - \delta_k\ + B_{ik}\sin\ \delta_i - \delta_k\ \right] \\ \dfrac{\partial Q_i}{\left(\dfrac{\partial |V_i|}{|V_i|}\right)} = |V_i||V_k|\left[G_{ik}\sin\ \delta_i - \delta_k\ - B_{ik}\cos\ \delta_i - \delta_k\ \right] \end{cases} \tag{2.18}$$

Pour *i=k :*

$$\begin{cases} \dfrac{\partial P_i}{\partial \delta_i} = -Q_i - B_{ii}V_i^2 \\ \dfrac{\partial P_i}{\left(\dfrac{\partial |V_i|}{|V_i|}\right)} = P_i + G_{ii}V_i^2 \\ \dfrac{\partial Q_i}{\partial \delta_i} = P_i - G_{ii}V_i^2 \\ \dfrac{\partial Q_i}{\left(\dfrac{\partial |V_i|}{|V_i|}\right)} = Q_i - B_{ii}V_i^2 \end{cases} \tag{2.19}$$

L'équation (2.15)devient :

$$\begin{bmatrix} \Delta P_1 \\ \Delta Q_1 \\ \Delta P_2 \\ \Delta Q_2 \\ \vdots \\ \vdots \end{bmatrix} = [J] \begin{bmatrix} \Delta \delta_1 \\ \dfrac{\Delta |V_1|}{|V_1|} \\ \Delta \delta_2 \\ \dfrac{\Delta |V_2|}{|V_2|} \\ \vdots \end{bmatrix} \tag{2.20}$$

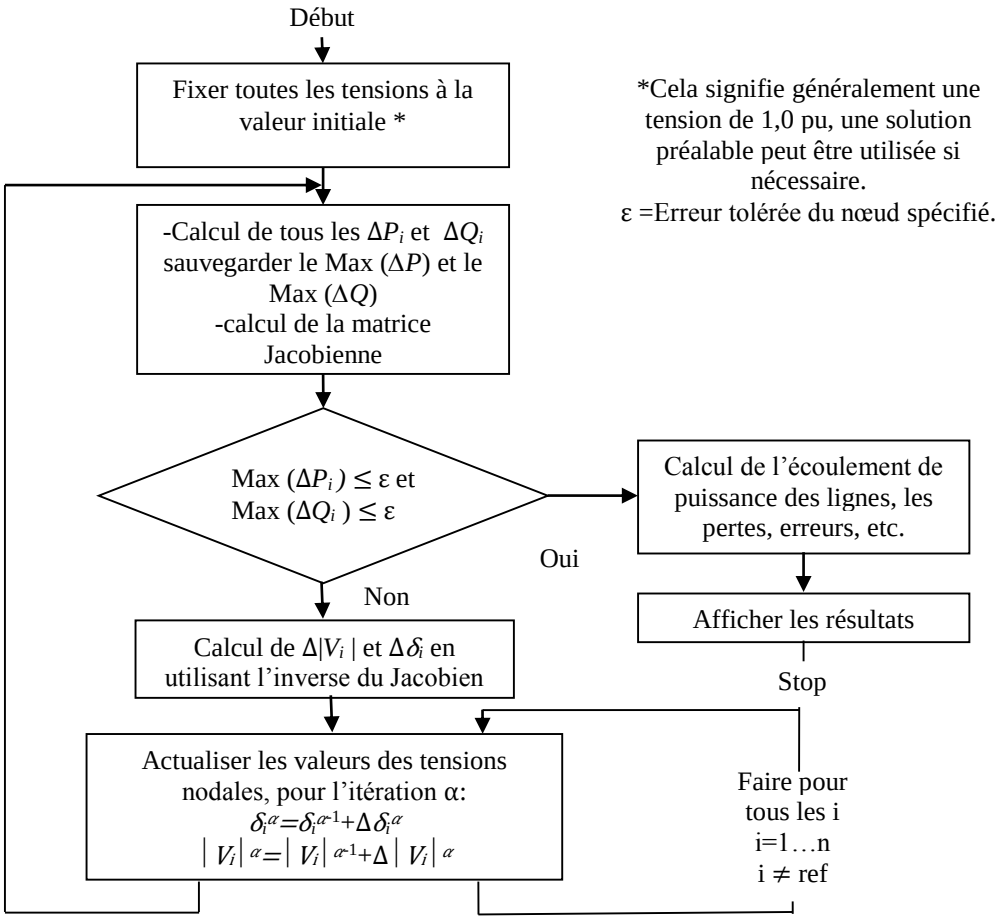


Figure 2. 1 Organigramme de la résolution de l'écoulement de puissance par la méthode Newton-Raphson.

La résolution du problème de l'écoulement de puissance par la méthode Newton-Raphson est schématisée par l'organigramme de la Figure 2. 1 Noter que la résolution de $\Delta\delta$ et $\Delta|V|$ exige la solution d'un ensemble d'équations linéaires dont les coefficients forment la matrice Jacobienne.

La matrice jacobienne est généralement une matrice creuse. Les programmes basés sur la méthode Newton-Raphson, qui sont destinés à la solution de problème d'écoulement de puissance ont beaucoup de succès, cet avantage est dû au fait que la jacobienne est une matrice «creuse ».

Dans la procédure de résolution, l'inverse de la matrice jacobienne est calculé par l'élimination de Gauss plutôt que de le calculer explicitement (J^{-1}).

II.5 La méthode découplée de Newton

L'algorithme de Newton pour la résolution du problème de l'écoulement de puissance est considéré comme la méthode la plus robuste utilisée en pratique. Mais elle présente un inconvénient, c'est que les termes de la matrice Jacobienne ainsi l'ensemble d'équations linéaires dans l'équation(2.20), doivent être recalculés à chaque itération.

Puisque des milliers de solution d'écoulements de puissance sont souvent exécutés pour une planification ou pour une étude de fonctionnement, il était important de trouver des moyens pour accélérer ce processus. La référence [5] représente le développement d'une technique connue sous le nom de «la méthode de Newton découplé rapide » (elle est dite souvent « Stott découplé», référence à son premier auteur).

On commence par les éléments de la matrice Jacobienne, les simplifications suivantes sont faites :

- l'interaction entre la puissance injectée active P_i et toute tension $|V_k|$ est négligée (Les ingénieurs électrotechniciens ont observé que la puissance active est peu influencée par la variation de

tension, ainsi cet effet a été incorporé dans l'algorithme). Donc toutes les dérivées $\partial P_i/(\partial |V_k|/|V_k|)$ seront négligées et considérées égal à zéro.

- L'interaction entre la puissance injectée réactive Q_i et l'angle de déphasage δ_k est négligée (voir la note ci-dessus, la même observation peut être faite sur l'insensibilité de la puissance réactive à la variation de l'angle de déphasage), ainsi toutes les dérivées $\partial Q_i/(\partial |V_k|/|V_k|)$ seront aussi considérées égal à zéro.
- On pose que cos $(\delta_i - \delta_k) \cong 1$ ce qui est une bonne approximation puisque le sin $(\delta_i - \delta_k)$ est souvent petit.
- On suppose que : $G_{ik} \sin(\delta_i - \delta_k) \ll B_{ik}$
- et que : $Q_i \ll B_{ii}|V_i|^2$

Ce qui réduit les dérivés à :

$$\frac{\partial P_i}{\partial \delta_k} = -|V_i||V_k|B_{ik} \tag{2.21}$$

$$\frac{\partial Q_i}{\left(\frac{\partial |V_k|}{|V_k|}\right)} = -|V_i||V_k|B_{ik} \tag{2.22}$$

Si on exprime les équations de réajustement de l'écoulement de puissance comme suivant :

$$\Delta P_i = \left(\frac{\partial P_i}{\partial \delta_k}\right)\Delta\delta_k \tag{2.23}$$

$$\Delta Q_i = \left[\frac{\partial Q_i}{\left(\frac{\partial |V_k|}{|V_k|}\right)}\right]\frac{\Delta |V_k|}{|V_k|} \tag{2.24}$$

Puis, en substituant l'équation (2.21)dans l'équation (2.23), et l'équation (2.22)dans l'équation (2.24) , on aura :

$$\Delta P_i = -|V_i||V_k|B_{ik}\Delta\delta_k \tag{2.25}$$

$$\Delta Q_i = -|V_i||V_k|B_{ik}\frac{\Delta |V_k|}{|V_k|} \tag{2.26}$$

Une simplification supplémentaire peut être alors faite comme suivant :

- on divise les équations (2.25) et (2.26) par $|V_i|$
- on suppose que $|V_i| \cong 1$ dans l'équation (2.25).

Il en résulte :

$$\frac{\Delta P_i}{|V_i|} = -B_{ik}\Delta\delta_k \tag{2.27}$$

$$\frac{\Delta Q_i}{|V_i|} = -B_{ik}\Delta|V_k| \tag{2.28}$$

On exprime l'équation (2.27) et (2.28) avec deux équations matricielles :

$$\begin{bmatrix} \frac{\Delta P_1}{|V_1|} \\ \frac{\Delta P_2}{|V_2|} \\ \vdots \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -B_{11} & -B_{12} & \dots \\ -B_{21} & -B_{22} & \dots \\ \vdots & \vdots & \ddots \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta\delta_1 \\ \Delta\delta_2 \\ \vdots \end{bmatrix} \tag{2.29}$$

$$\begin{bmatrix} \frac{\Delta Q_1}{|V_1|} \\ \frac{\Delta Q_2}{|V_2|} \\ \vdots \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -B_{11} & -B_{12} & \dots \\ -B_{21} & -B_{22} & \dots \\ \vdots & \vdots & \ddots \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta|V_1| \\ \Delta|V_2| \\ \vdots \end{bmatrix} \tag{2.30}$$

Il faut noter que les deux équations (2.29) et (2.30) sont en fonction de la même matrice. Ces deux matrices seront différentes avec les simplifications suivantes :

- On simplifie la relation entre ΔP et Δδ dans l'équation (2.29) comme suivant :
- Supposer que $r_{ik} \ll x_{ik}$ cela va changer $-B_{ik}$ à $-1/x_{ik}$
- Négliger toutes les réactances shuntées à la terre.
- Négliger tous les shunts avec la terre qui résultent des autotransformateurs.
- On simplifie la relation entre ΔQ et Δ|V| dans l'équation (2.30) comme suivant :
- Négliger tous effets des transformateurs déphaseurs.

Les équations simplifiées sont :

$$\begin{bmatrix} \frac{\Delta P_1}{|V_1|} \\ \frac{\Delta P_2}{|V_2|} \\ \vdots \end{bmatrix} = \left[B'\right] \begin{bmatrix} \Delta\delta_1 \\ \Delta\delta_2 \\ \vdots \end{bmatrix} \tag{2.31}$$

$$\begin{bmatrix} \frac{\Delta Q_1}{|V_1|} \\ \frac{\Delta Q_2}{|V_2|} \\ \vdots \end{bmatrix} = \left[B''\right] \begin{bmatrix} \Delta|V_1| \\ \Delta|V_2| \\ \vdots \end{bmatrix} \tag{2.32}$$

Les éléments des matrices B' et B'' sont :

$$B'_{ik} = \begin{cases} -\frac{1}{x_{ik}}, \text{supposant une branche entre les noueds i et k} \\ 0, \text{pas de branche entre les noeuds i et k} \end{cases}$$

$$B'_{ii} = \sum_{k=1}^{n} \frac{1}{x_{ik}}$$

$$B''_{ik} = -B_{ik} = -\frac{x_{ik}}{r_{ik}^2 + x_{ik}^2}$$

$$B''_{ii} = \sum_{k=1}^{n} -B_{ik}$$

La méthode découplée de Newton a plusieurs avantages et inconvénients par rapport à la méthode classique de Newton.

Note : puisque l'utilisation de la méthode de Newton découplée est très répandue, la méthode classique de Newton est souvent dite : l'écoulement de puissance par la méthode "complète de Newton".

Les avantages de la méthode découplée de Newton :

Les deux matrices B' et B'' sont constantes, donc ils peuvent être calculés qu'une seule fois, et ne nécessite pas une actualisation, à part le changement de B'' résultant de la limitation de la puissance réactive générée.

Puisque B' et B'' ont chacun environ un quart du nombre d'éléments de la matrice [J] (la matrice jacobienne complète de Newton), il y a beaucoup moins de calcul à faire dans les équations (2.31) et (2.32).

Les inconvénients :

La méthode découplée de Newton ne converge pas quand certaines hypothèses supposées (tel que $r_{ik} \ll x_{ik}$) sont loin d'être appliquées. Dans ces cas-là on doit utiliser la méthode classique de Newton.

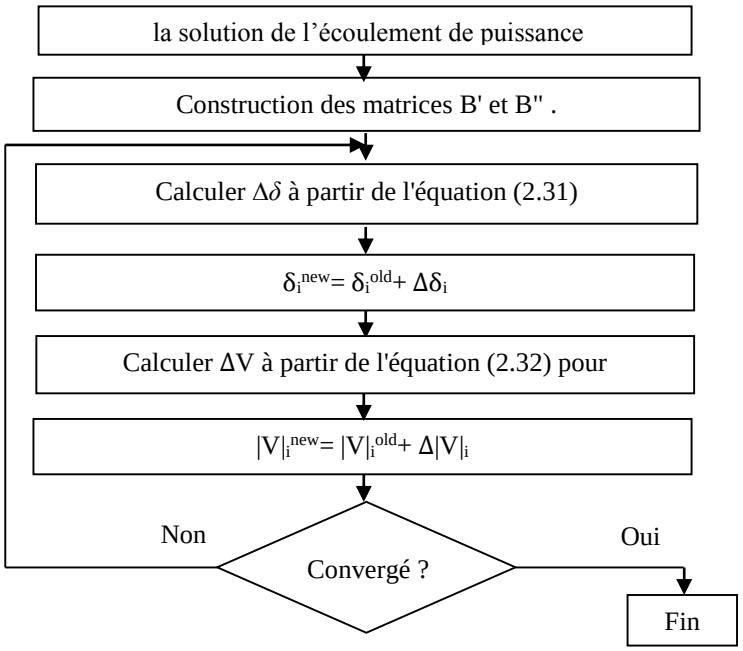


Figure 2. 2 L'algorithme de la méthode découplé de Newton-Raphson.

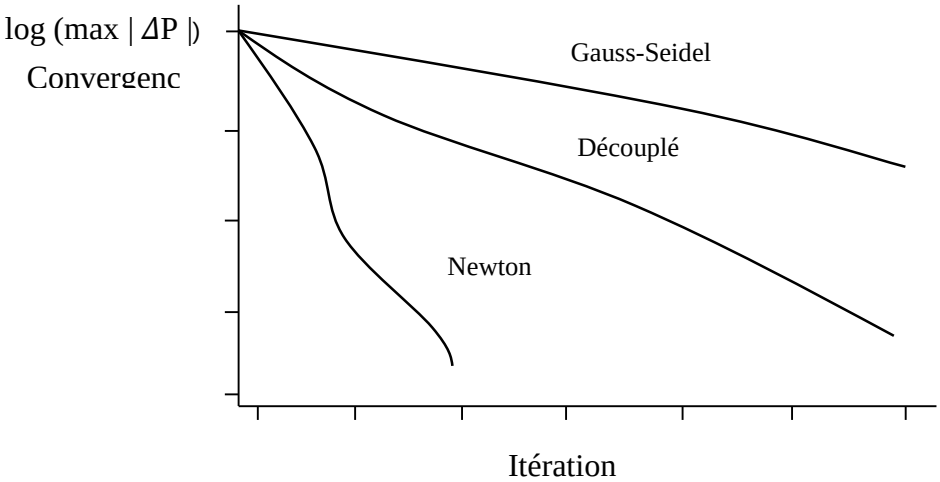


Figure 2. 3 Caractéristiques de convergence de 3 algorithmes d'écoulement de puissance.

Note : l'équation (2.31)est souvent définie comme l'équation (P-δ) et l'équation (2.32) comme l'équation Q-V.

L'organigramme de la méthode est représenté dans la Figure 2.2. La comparaison de la convergence de l'algorithme de Gauss-Seidel, Newton et la méthode découplé de Newton est illustrée dans la Figure 2.3.

II.6 Le DC Load flow

Une autre simplification [17] de l'algorithme de l'écoulement de puissance peut être effectuée en négligeant tout simplement toute équation Q-V dans l'équation (2.32). Ce qui donne comme résultat un algorithme linéaire et non itératif de l'écoulement de puissance. Pour réaliser ces simplifications, en suppose simplement que $\Delta|V_i|$ =1 pu pour tout nœud i. L'équation (2.31) devient :

$$\begin{bmatrix} \Delta P_1 \\ \Delta P_2 \\ \vdots \end{bmatrix} = \left[B'\right] \begin{bmatrix} \Delta\theta_1 \\ \Delta\theta_2 \\ \vdots \end{bmatrix} \tag{2.33}$$

Les termes de la matrice B' sont décrit précédemment. Le DC load flow est utilisé uniquement pour le calcul des écoulements de puissances actives(MW) sur des lignes de transport et des transformateurs. Il ne donne aucune indication sur les tensions, ni sur l'écoulement de puissance réactive (Mvar) et apparente (MVA).

L'écoulement de puissance sur chaque ligne en utilisant Le DC load flow peut être décrit par la relation suivante :

$$\begin{cases} P_{ik} = \dfrac{1}{x_{ik}} \ \theta_i - \theta_k \\ P_i = \displaystyle\sum_{\substack{\text{k=noeuds} \\ \text{connectés à i}}}^{N} P_{ki} \end{cases} \tag{2.34}$$

II.7 Conclusion

L'étude de l'écoulement de puissance dans un réseau électrique est une tâche primordiale d'où elle nous permet d'avoir des données qui déterminent l'état actuel du réseau (module et phase de la tension et la puissance active et réactive à chaque nœud).

On distingue dans ce chapitre quelques méthodes connus de calcul de l'écoulement de puissance alors que chacune présente des avantages et des inconvenants au niveau rapidité et robustesse de calcul ainsi que les paramètres qu'elles peuvent nous fournir.

Prend en compte la taille des réseaux et la complexité des calculs ainsi que le risque de divergence dans l'étude des contingences on tend vers la méthode de DC load flow dans les cas d'analyse de contingence ou le résultat de l'écoulement de puissance est primordial pour prendre des décisions et savoir l'état de system post-contingent.

CHAPITRE III

REGULATION DE TENSION DANS UN RESEAU ELECTRIQUE

III.1 Introduction

Apres avoir effectuer le teste de stabilité aux systèmes de puissances, on peut déterminer si le système a besoin d'une régulation de tension ou non. Pour s'assurer de le mettre dans une bonne marge de stabilité, et déterminer les acteurs à corriger pour qu'il revient à l'état stable nous avons utilisé une méthode basé sur la logique floue [18] que nous avons programmé sur le logiciel Labpower, afin de déterminer les contrôleurs qui ont un grand impact sur le system pour contrôler les tensions nodales et les faire rentrer dans la marge de stabilité.

III.2 Fonction objectif

Le but pour de cette fonction objective est de réduire le nombre de contrôleurs. Cela se fait respectivement par le contrôle des tensions aux bornes des générateurs, les régleurs des transformateurs, et par commutation des condensateurs shunts. Étant donné que l'algorithme utilise une formulation linéaire, la fonction objectif doit être linéariser.

Cette fonction objective est soumise aux contraintes suivantes :

- les limites sur les variables de contrôle (les prises des transformateurs, les tensions des générateurs, les puissances réactives des compensateurs).
- les limites sur les variables dépendantes (les puissances réactives des générateurs, les tensions des nœuds de charges).

III.3 Forme générale du problème d'optimisation

La forme générale d'un problème d'optimisation est la suivante :

Minimiser :

$$fonction\ objectif\ =\ c.u \tag{3.1}$$

Soumis à :

Des contraintes à variables dépendantes

$$x_i^{min} \le x_i \le x_i^{max} \quad \text{pour } i = 1,\ldots, n \tag{3.2}$$

Des contraintes à variable de contrôle :

$$u_m^{min} \le u_m \le u_m^{max} \quad \text{pour } m = 1,\ldots, g+t+cap \tag{3.3}$$

$$x = S.u \tag{3.4}$$

c est un vecteur ligne des coefficients de sensibilité de la fonction objectif linéarisés et *u* est vecteur colonne des variables de contrôle linéarisées et peut être comme suite :

$$u = \left[\Delta\ t_{jk\ \ 1}, \Delta\ t_{jk\ \ 2}, \ldots, \Delta\ t_{jk\ \ t}, \Delta V_1, \Delta V_2, \ldots, \Delta V_g, \Delta Q_1, \Delta Q_2, \ldots, \Delta Q_{cap}\right]^T$$

u^{min},u^{max} sont les limites inférieure et supérieure sur les variables de contrôle, et x est un vecteur colonne de variables dépendantes linéarisées et peut être écrite comme suit :

$$x = \left[\Delta Q_1, \Delta Q_2, \ldots, \Delta Q_g, \Delta V_{g+1}, \Delta V_{g+2}, \ldots \Delta V_n\right]^T$$

x^{min}, x^{max} sont les limites inférieures et supérieures sur les variables dépendantes et *S* est une matrice de sensibilité linéarisée reliant les variables dépendantes et de contrôle.

III.3.1 Contraintes sur les variables dépendantes

Ces contraintes représentent les limites de la production d'énergie réactive des générateurs, et les limites pour les modules de tension de tous les nœuds de consommation, ces limites sont comme suit :

$$Q_i^{\min} \le Q_i \le Q_i^{\max} \quad \text{pour } i = 1,\ldots, g \tag{3.5}$$

$$V_j^{\min} \leq V_j \leq V_j^{\max} \quad \text{pour } j = g+1,\ldots, n \tag{3.6}$$

Les inégalités (3.5) et (3.6) peuvent être réécrites sous une forme linéarisée comme suit :

$$\Delta Q_i^{\min} \leq \Delta Q_i \leq \Delta Q_i^{\max} \quad \text{pour } i = 1,\ldots, g \tag{3.7}$$

$$\Delta V_j^{\min} \leq \Delta V_j \leq \Delta V_j^{\max} \quad \text{pour } j = g+1,\ldots, n \tag{3.8}$$

$\Delta Q_i^{min} = \Delta Q_i^{min} - Q_i$; $\Delta Q_i^{max} = \Delta Q_i^{max} - Q_i$; $\Delta V_j^{min} = \Delta V_j^{min} - V_j$; $\Delta V_j^{max} = \Delta V_j^{max} - V_j$.

Ces contraintes linéarisées des variables dépendantes dépendent des valeurs en cours de Q_i, V_i et leurs limites supérieures et inférieures (Q_i^{max}, V_j^{max}, Q_i^{min}, V_j^{min})

III.3.2 Contraintes sur les variables de contrôle

Ces contraintes représentent les limites sur les tensions aux bornes des générateurs, les limites sur les régleurs en charge des transformateurs, et ceux pour les condensateurs shunt commutable, ces limites en forme linéarisées sont :

$$\Delta t_{jk}^{\min} \leq \Delta t_{jk} \leq \Delta t_{jk}^{\max} \tag{3.9}$$

j, *k* sont les nœuds des connexions de transformateurs

$$\Delta V_i^{\min} \leq \Delta V_i \leq \Delta V_i^{\max} \quad \text{pour } i = 1,\ldots, g \tag{3.10}$$

$$\Delta Q_k^{\min} \leq \Delta Q_k \leq \Delta Q_k^{\max} \quad \text{pour } k = g+1, g+2,\ldots, g+cap \tag{3.11}$$

cap est le nombre de condensateurs shunts commutables et *t* est le nombre de transformateurs avec régleur en charge.

$$\Delta t_{jk}^{\min} = t_{jk}^{\min} - t_{jk}, \qquad \Delta t_{jk}^{\max} = t_{jk}^{\max} - t_{jk}, \qquad \Delta V_i^{\min} = V_i^{\min} - V_i, \qquad \Delta V_i^{\max} = V_i^{\max} - V_i,$$

$$\Delta Q_k^{\min} = Q_k^{\min} - Q_k, \ \Delta Q_k^{\min} = Q_k^{\min} - Q_k$$

Encore une fois, ces contraintes linéarisées des variables de contrôle sont en fonction des valeurs (t_{jk}, V_i, Q_k) et leurs limites supérieure et inférieure (t_{jk}^{max}, V_i^{max}, Q_k^{max}, t_{jk}^{min}, V_i^{min}, Q_k^{min})

III.3.3 Le modèle de transformateur avec régleur en charge

Le rapport d'un transformateur peut être modifié soit en augmentant ou en diminuant le nombre de spires de l'enroulement primaire ou l'enroulement secondaire à l'aide d'un variateur de la position de prise en charge (*Under-load tap-changer* – ULTC). L'ULTC peut être positionné soit au primaire ou au secondaire du transformateur. La représentation d'un transformateur équipé d'un ULTC et son circuit équivalent est illustrée dans la figure (3.1). Les notations *I*, *V*, et *y* sont des valeurs complexes qui dénotent le courant, la tension et l'admittance du transformateur, respectivement, tandis que t_{jk} dénote le rapport de nombre de spire de transformateur ; *j* est le nœud associé au côté de prise de transformateur et *k* est le nœud associé au côté sans prise.

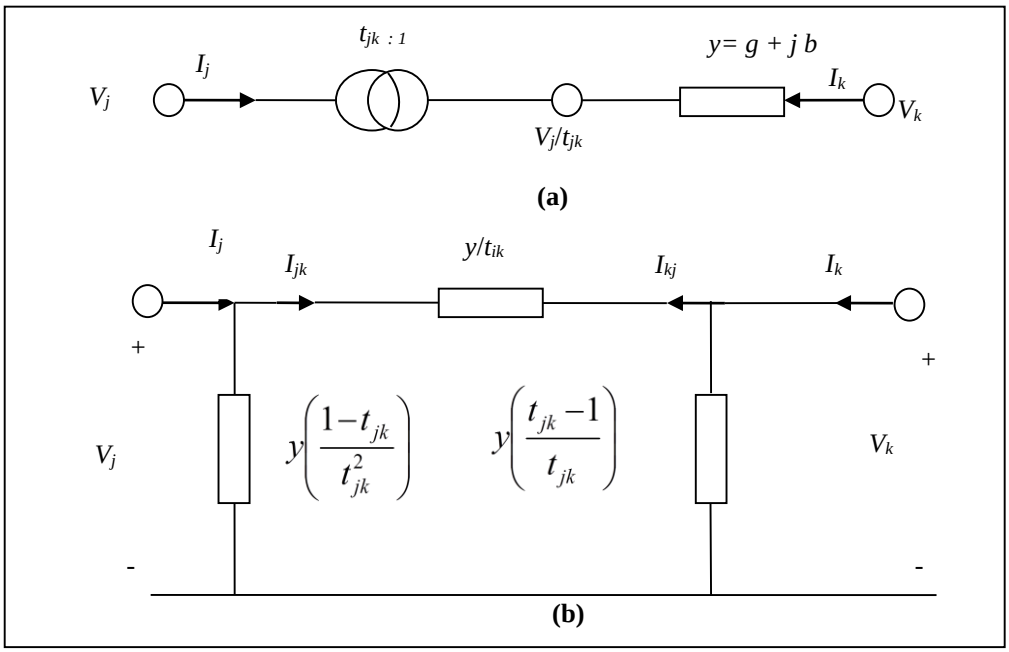


Figure 3. 1 Représentation d'un transformateur équipé d'un ULTC.

a : représentation du transformateur ULTC **b** : Circuit équivalent

D'après la figure (3.1) la relation entre les courants injectés et les tensions nodales peuvent s'écrire sous forme matricielle comme suit :

$$\begin{bmatrix} I_j \\ I_k \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{y}{t^2} & \frac{-y}{t} \\ \frac{-y}{t} & y \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_j \\ V_k \end{bmatrix} \tag{3.12}$$

La puissance apparente injectée au nœud *j* est comme suit :

$$S_j = P_j + jQ_j = V_j I_j^* \tag{3.13}$$

D'après l'équation (3.13), et en supposant que $y=g+jb$ et que l'angle de déphasage de V_i, et V_k sont θ_j et θ_k respectivement. P_j et Q_j, peuvent être reformulées comme suit :

$$P_j = g\frac{V_j^2}{t_{jk}^2} - \left(\frac{V_j V_k}{t_{jk}}\right)\left[g\cos\ \theta_j - \theta_k\ + b\sin\ \theta_j - \theta_k\ \right]$$

$$P_j = g\frac{V_j^2}{t_{jk}^2} - \left(\frac{V_j V_k}{t_{jk}}\right)\left[g\cos\ \theta_j - \theta_k\ + b\sin\ \theta_j - \theta_k\ \right] \tag{3.14}$$

$$Q_j = -b\frac{V_j^2}{t_{jk}^2} - \left(\frac{V_j V_k}{t_{jk}}\right)\left[g\sin\ \theta_j - \theta_k\ - b\cos\ \theta_j - \theta_k\ \right] \tag{3.15}$$

De même, P_k et Q_k , peuvent être reformulées comme suit:

$$P_k = gV_k^2 - \left(\frac{V_j V_k}{t_{jk}}\right)\left[g\cos\ \theta_j - \theta_k\ + b\sin\ \theta_j - \theta_k\ \right] \tag{3.16}$$

$$Q_k = -bV_k^2 + \left(\frac{V_j V_k}{t_{jk}}\right)\left[g\sin\ \theta_j - \theta_k\ + b\cos\ \theta_j - \theta_k\ \right] \tag{3.17}$$

Les dérivés des équations (3.14), (3.15), (3.16) et (3.17) sont :

$$\frac{\partial P_j}{\partial t_{jk}} = -2g\frac{V_j^2}{t_{jk}^3} + \left(\frac{V_j V_k}{t_{jk}^2}\right)\left[g\cos\ \theta_j - \theta_k\ + b\sin\ \theta_j - \theta_k\ \right] \tag{3.18}$$

$$\frac{\partial Q_j}{\partial t_{jk}} = 2b\frac{V_j^2}{t_{jk}^3} + \left(\frac{V_j V_k}{t_{jk}^2}\right)\left[g\sin\ \theta_j - \theta_k\ - b\cos\ \theta_j - \theta_k\ \right] \tag{3.19}$$

$$\frac{\partial P_k}{\partial t_{jk}} = \left(\frac{V_j V_k}{t_{jk}^2}\right)\left[g\cos\ \theta_j - \theta_k\ - b\sin\ \theta_j - \theta_k\ \right] \tag{3.20}$$

$$\frac{\partial Q_k}{\partial t_{jk}} = -\left(\frac{V_j V_k}{t_{jk}^2}\right)\left[g\sin\ \theta_j - \theta_k\ + b\cos\ \theta_j - \theta_k\ \right] \tag{3.21}$$

La puissance apparente transitant dans la branche *j-k* dans la figure (3.1 b) est comme suit :

$$S_{jk} = P_{jk} + jQ_{jk} = V_j I_{jk}^* \tag{3.22}$$

A partir de l'équation (3.24), P_{jk} et Q_{jk}, peuvent être écrites comme suit:

$$P_{jk} = g\frac{V_j^2}{t_{jk}} - \left(\frac{V_j V_k}{t_{jk}}\right)\left[g\cos\ \theta_j - \theta_k\ + b\sin\ \theta_j - \theta_k\ \right] \tag{3.23}$$

$$Q_{jk} = -b\frac{V_j^2}{t_{jk}} - \left(\frac{V_j V_k}{t_{jk}}\right)\left[g\sin\ \theta_j - \theta_k\ - b\cos\ \theta_j - \theta_k\ \right] \tag{3.24}$$

De même, P_{kj} et Q_{kj} , peuvent être écrites comme suit:

$$P_{kj} = g\frac{V_k^2}{t_{jk}} - \left(\frac{V_j V_k}{t_{jk}}\right)\left[g\cos\ \theta_j - \theta_k\ - b\sin\ \theta_j - \theta_k\ \right] \tag{3.25}$$

$$Q_{kj} = -b\frac{V_k^2}{t_{kj}} + \left(\frac{V_j V_k}{t_{jk}}\right)\left[g\sin\ \theta_j - \theta_k\ + b\cos\ \theta_j - \theta_k\ \right] \tag{3.26}$$

La dérivation des équations (3.22), (3.243), (3.24), (3.25), et (3.26) peut être trouvées comme :

$$\frac{\partial P_{jk}}{\partial t_{jk}} = -g\frac{V_j^2}{t_{jk}^2} + \left(\frac{V_j V_k}{t_{jk}^2}\right)\left[g\cos\ \theta_j - \theta_k\ + b\sin\ \theta_j - \theta_k\ \right] \tag{3.27}$$

$$\frac{\partial P_{jk}}{\partial t_{jk}} = b\frac{V_j^2}{t_{jk}^2} + \left(\frac{V_j V_k}{t_{jk}^2}\right)\left[g\sin\ \theta_j - \theta_k\ - b\cos\ \theta_j - \theta_k\ \right] \tag{3.28}$$

$$\frac{\partial P_{kj}}{\partial t_{jk}} = -g\frac{V_k^2}{t_{jk}^2} + \left(\frac{V_j V_k}{t_{jk}^2}\right)\left[g\cos\ \theta_j - \theta_k\ - b\sin\ \theta_j - \theta_k\ \right] \tag{3.29}$$

$$\frac{\partial Q_{kj}}{\partial t_{jk}} = b\frac{V_k^2}{t_{jk}^2} + \left(\frac{V_j V_k}{t_{jk}^2}\right)\left[g\sin\ \theta_j - \theta_k\ + b\cos\ \theta_j - \theta_k\ \right] \tag{3.30}$$

Ces dérivées seront utilisées par la suite pour déterminer la sensibilité des pertes de puissance active (P_L) par rapport au réglage de prise de transformateur t_{jk}

III.3.4 Calcul de la matrice de sensibilité

L'équation de l'écoulement de puissance par la méthode de Newton-Raphson (NR) en supposant que le système possède un seul nœud bilan, en forme matricielle est comme suit :

$$\begin{bmatrix} \Delta P_2 \\ \vdots \\ \vdots \\ \Delta P_n \\ \Delta Q_2 \\ \vdots \\ \vdots \\ \Delta Q_n \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{\partial P_2}{\partial \theta_2} \cdots \frac{\partial P_2}{\partial \theta_n} & \frac{\partial P_2}{\partial V_2} \cdots \frac{\partial P_2}{\partial V_n} \\ \vdots \quad \ddots \quad \vdots & \vdots \quad \ddots \quad \vdots \\ \frac{\partial P_n}{\partial \theta_2} \cdots \frac{\partial P_n}{\partial \theta_n} & \frac{\partial P_2}{\partial V_2} \cdots \frac{\partial P_n}{\partial V_n} \\ \frac{\partial Q_2}{\partial \theta_2} \cdots \frac{\partial Q_2}{\partial \theta_n} & \frac{\partial Q_2}{\partial V_2} \cdots \frac{\partial Q_2}{\partial V_n} \\ \vdots \quad \ddots \quad \vdots & \vdots \quad \ddots \quad \vdots \\ \frac{\partial Q_n}{\partial \theta_2} \cdots \frac{\partial Q_n}{\partial \theta_n} & \frac{\partial Q_n}{\partial V_2} \cdots \frac{\partial Q_n}{\partial V_n} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \theta_2 \\ \vdots \\ \vdots \\ \Delta \theta_n \\ \Delta V_2 \\ \vdots \\ \vdots \\ \Delta V_n \end{bmatrix} \tag{3.31}$$

La puissance active et réactive injectées au nœud bilan ainsi que les équations de l'écoulement de puissance des transformateurs avec régleurs en charge sont ajoutées au système d'équation précédant (3.31). Ce qui donne le nouveau système d'équations suivant :

$$\begin{bmatrix} \Delta P_1 \\ \vdots \\ \vdots \\ \Delta P_n \\ \Delta P_{jk} \\ \Delta Q_1 \\ \vdots \\ \vdots \\ \Delta Q_n \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{\partial P}{\partial \theta} & \frac{\partial P}{\partial t_{jk}} & \frac{\partial P}{\partial V} \\ \frac{\partial P_{jk}}{\partial \theta} & \frac{\partial P_{jk}}{\partial t_{jk}} & \frac{\partial P_{jk}}{\partial V} \\ \frac{\partial Q}{\partial \theta} & \frac{\partial Q}{\partial t_{jk}} & \frac{\partial Q}{\partial V} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \theta_1 \\ \vdots \\ \vdots \\ \Delta \theta_n \\ \Delta t_{jk} \\ \Delta V_1 \\ \vdots \\ \vdots \\ \Delta V_n \end{bmatrix} \tag{3.32}$$

Où :

n est le nombre total de nœud, t est le nombre total des transformateurs avec régleur en charge, $\partial P/\partial \theta$ est une matrice ($n \times n$), $\partial P/\partial t_{jk}$ est une matrice ($n \times t$), $\partial P/\partial V$ est une matrice ($n \times n$), $\partial P_{jk}/\partial \theta$ est une matrice ($t \times n$) matrice, $\partial P/\partial t_{jk}$ est une sous-matrice ($t \times t$), $\partial P/\partial V$: est une matrice ($t \times n$), $\partial Q/\partial \theta$ est une matrice ($n \times n$), $\partial Q/\partial t_{jk}$ est une matrice ($n \times t$) et $\partial Q/\partial V$ est une matrice ($n \times n$).

L'équation (3.34) peut être divisée en trois équations (3.33), (3.34) et (3.35) comme suit :

$$\begin{bmatrix} \Delta P_1 \\ \vdots \\ \vdots \\ \Delta P_n \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{\partial P}{\partial \theta} & \frac{\partial P}{\partial t_{jk}} & \frac{\partial P}{\partial V} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta\theta_1 \\ \vdots \\ \vdots \\ \Delta\theta_n \\ \Delta t_{jk} \\ \Delta V_1 \\ \vdots \\ \vdots \\ \Delta V_n \end{bmatrix} \tag{3.33}$$

$$\begin{bmatrix} \Delta P_{jk} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{\partial P_{jk}}{\partial \theta} & \frac{\partial P_{jk}}{\partial t_{jk}} & \frac{\partial P_{jk}}{\partial V} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta\theta_1 \\ \vdots \\ \vdots \\ \Delta\theta_n \\ \Delta t_{jk} \\ \Delta V_1 \\ \vdots \\ \vdots \\ \Delta V_n \end{bmatrix} \tag{3.34}$$

$$\begin{bmatrix} \Delta Q_1 \\ \vdots \\ \vdots \\ \Delta Q_n \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{\partial Q}{\partial \theta} & \frac{\partial Q}{\partial t_{jk}} & \frac{\partial Q}{\partial V} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta\theta_1 \\ \vdots \\ \vdots \\ \Delta\theta_n \\ \Delta t_{jk} \\ \Delta V_1 \\ \vdots \\ \vdots \\ \Delta V_n \end{bmatrix} \tag{3.35}$$

Supposant qu'un petit changement dans l'angle de déphasage ($\Delta\theta$) de la tension nodale ne modifie pas la puissance réactive injectée, (i.e., $\partial Q/\partial\theta \approx 0$), d'où l'équation (3.35) peut être réécrite sous la forme :

$$\begin{bmatrix} \Delta Q_1 \\ \vdots \\ \vdots \\ \Delta Q_n \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{\partial Q}{\partial t_{jk}} & \frac{\partial Q}{\partial V} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta t_{jk} \\ \Delta V_1 \\ \vdots \\ \vdots \\ \Delta V_n \end{bmatrix} \tag{3.36}$$

Le nombre total des nœuds (n) dans un système peut être divisé en trois catégories comme suit :

- nœuds producteurs (g+1)
- nœuds de compensation VAR commutables (*cap*)
- nœuds de charge sans aucune source de compensation VAR (l)

Où : $n = g + 1 + cap + l$

L'équation (3.36) peut être réécrite sous la forme :

$$\begin{bmatrix} \Delta Q_1 \\ \vdots \\ \Delta Q_g \\ \Delta Q_{g+1} \\ \vdots \\ \Delta Q_{g+cap} \\ \Delta Q_{g+cap+1} \\ \vdots \\ \Delta Q_n \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} J_{g_t} & J_{g_g} & J_{g_cap} & J_{g_l} \\ J_{cap_t} & J_{cap_g} & J_{cap_cap} & J_{cap_l} \\ J_{l_t} & J_{l_g} & J_{l_cap} & J_{l_l} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta t_{jk\ 1} \\ \vdots \\ \Delta t_{jk\ t} \\ \Delta V_1 \\ \vdots \\ \Delta V_g \\ \Delta V_{g+1} \\ \vdots \\ \Delta V_{g+cap} \\ \Delta V_{g+cap+1} \\ \vdots \\ \Delta V_n \end{bmatrix}$$

$$\begin{bmatrix} \Delta Q_1 \\ \vdots \\ \Delta Q_g \\ \Delta Q_{g+1} \\ \vdots \\ \Delta Q_{g+cap} \\ \Delta Q_{g+cap+1} \\ \vdots \\ \Delta Q_n \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} J_{g_t} & J_{g_g} & J_{g_cap} & J_{g_l} \\ J_{cap_t} & J_{cap_g} & J_{cap_cap} & J_{cap_l} \\ J_{l_t} & J_{l_g} & J_{l_cap} & J_{l_l} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta t_{jk\ 1} \\ \vdots \\ \Delta t_{jk\ t} \\ \Delta V_1 \\ \vdots \\ \Delta V_g \\ \Delta V_{g+1} \\ \vdots \\ \Delta V_{g+cap} \\ \Delta V_{g+cap+1} \\ \vdots \\ \Delta V_n \end{bmatrix} \tag{3.37}$$

Où :

$J_{g_t} = \partial Q_g / \partial t_{jk}$ est une matrice ($g \times t$); $J_{g_g} = \partial Q_g / \partial V_g$ est une matrice ($g \times g$) ; $J_{g_cap} = \partial Q_g / \partial V_{cap}$ est une matrice ($g \times cap$) ; $J_{g_l} = \partial Q_g / \partial V_l$ est une matrice ($g \times l$); $J_{cap_t} = \partial Q_{cap} / \partial t_{jk}$ est une matrice ($cap \times t$); $J_{cap_g} = \partial Q_{cap} / \partial V_g$ est une matrice ($cap \times g$); $J_{cap_cap} = \partial Q_{cap} / \partial V_{cap}$ est une matrice ($cap \times cap$) ; $J_{cap_l} = \partial Q_{cap} / \partial V_l$ est une matrice ($cap \times l$); $J_{l_t} = \partial Q_l / \partial t_{jk}$ est une matrice ($l \times t$); $J_{l_g} = \partial Q_l / \partial V_g$ est une matrice ($l \times g$); $J_{l_cap} = \partial Q_l / \partial V_{cap}$ est une matrice ($l \times cap$); $J_{l_l} = \partial Q_l / \partial V_l$ est une matrice ($l \times l$).

Les sous-matrices J_{g_t} et J_{cap_t} et J_{l_t} dans l'équation (3.37) peuvent être calculées à partir de l'équation (3.19) pour les nœuds côté régleur des transformateurs ULTC (*Under-Load Tap Changer*) et de l'équation (3.21) sur les nœuds côté non-régleur des transformateurs.

Pour chaque nœud non connecté à un transformateur, la valeur de $\partial Q / \partial t_{jk}$ est égale à zéro.

Les autres sous-matrices de l'équation (3.37) peuvent être trouvées directement à partir de la matrice jacobienne en supposant que tous les nœuds sont des nœuds de charge.

Afin d'obtenir la matrice de sensibilité (**S**) (une matrice jacobienne modifiée, qui représente la relation entre les variables de contrôle et les variables dépendantes), il faut séparer les variables de contrôle sur le côté droit et les variables dépendantes sur le côté gauche.

La répartition de la puissance réactive dans un système de puissance peut être commandée par l'exploitant du système de commande par un ajustement approprié des contrôleurs suivants :

- Les paramètres de prise des transformateurs (Δt_{jk}).
- Les tensions de sortie des générateurs (ΔV_i).
- Les valeurs de sources VAR commutables (ΔQ_k).

Ces variables de contrôle (variables d'état) ont leurs limites inférieures et supérieures admissibles. Toute modification de ces variables d'état a pour effet de modifier les profils de tension et de la puissance réactive produite par les générateurs et les pertes du système. Ainsi, le contrôle de l'opérateur sur ces variables d'état est indirectement limité par les contraintes de réponse du système, c'est à dire, par les limites admissibles des tensions au niveau des nœuds de consommation, et les puissances réactives nominales des générateurs.

Ces contraintes sont appelées contraintes de performances du réseau.

Les variables dépendantes sont les suivantes :

- La puissance réactive des générateurs (ΔQ_i)
- Le Module de la tension dans tous les nœuds de consommation avec et sans compensation VAR commutables, (ΔV_j).

Soit :

$$S_1 = \begin{bmatrix} J_{g_t} & J_{g_g} \end{bmatrix} \tag{3.38}$$

$$S_2 = \begin{bmatrix} J_{g_cap} & J_{g_l} \end{bmatrix} \tag{3.39}$$

$$S_3 = \begin{bmatrix} J_{cap_t} & J_{cap_g} \\ J_{l_t} & J_{l_g} \end{bmatrix} \tag{3.40}$$

$$S_4 = \begin{bmatrix} J_{cap_cap} & J_{cap_l} \\ J_{l_cap} & J_{l_l} \end{bmatrix} \tag{3.41}$$

Connaissant les variables de contrôle et les variables dépendantes, l'équation (3.39) peut être divisée en deux équations suivantes :

$$\begin{bmatrix} \Delta Q_1 \\ \vdots \\ \Delta Q_g \end{bmatrix} = S_1 \begin{bmatrix} \Delta t_{jk\ 1} \\ \vdots \\ \Delta t_{jk\ t} \\ \Delta V_1 \\ \vdots \\ \Delta V_g \end{bmatrix} + S_2 \begin{bmatrix} \Delta V_{g+1} \\ \vdots \\ \Delta V_{g+cap} \\ \Delta V_{g+cap+1} \\ \vdots \\ \Delta V_n \end{bmatrix} \tag{3.42}$$

$$\begin{bmatrix} \Delta Q_{g+1} \\ \vdots \\ \Delta Q_{g+cap} \\ \Delta Q_{g+cap+1} \\ \vdots \\ \Delta Q_n \end{bmatrix} = S_3 \begin{bmatrix} \Delta t_{jk\ 1} \\ \vdots \\ \Delta t_{jk\ t} \\ \Delta V_1 \\ \vdots \\ \Delta V_g \end{bmatrix} + S_4 \begin{bmatrix} \Delta V_{g+1} \\ \vdots \\ \Delta V_{g+cap} \\ \Delta V_{g+cap+1} \\ \vdots \\ \Delta V_n \end{bmatrix} \tag{3.43}$$

Réorganisons l'équation (3.43) :

$$\begin{bmatrix} \Delta V_{g+1} \\ \vdots \\ \Delta V_{g+cap} \\ \Delta V_{g+cap+1} \\ \vdots \\ \Delta V_n \end{bmatrix} = (S_4)^{-1} \begin{bmatrix} \Delta Q_{g+1} \\ \vdots \\ \Delta Q_{g+cap} \\ \Delta Q_{g+cap+1} \\ \vdots \\ \Delta Q_n \end{bmatrix} - S_4^{-1} S_3 \begin{bmatrix} \Delta t_{jk\ 1} \\ \vdots \\ \Delta t_{jk\ t} \\ \Delta V_1 \\ \vdots \\ \Delta V_g \end{bmatrix} \tag{3.44}$$

Remplaçant (3.44) dans (3.42), on obtient :

$$\begin{bmatrix} \Delta Q_1 \\ \vdots \\ \Delta Q_g \end{bmatrix} = \left(S_1 - S_2 S_4^{-1} S_3 \right) \begin{bmatrix} \Delta t_{jk\ 1} \\ \vdots \\ \Delta t_{jk\ t} \\ \Delta V_1 \\ \vdots \\ \Delta V_g \end{bmatrix} + S_2 S_4^{-1} \begin{bmatrix} \Delta Q_{g+1} \\ \vdots \\ \Delta Q_{g+cap} \\ \Delta Q_{g+cap+1} \\ \vdots \\ \Delta Q_n \end{bmatrix} \tag{3.45}$$

L'équation (3.45) peut être réécrite sous la forme :

$$\begin{bmatrix} \Delta Q_1 \\ \vdots \\ \Delta Q_g \end{bmatrix} = \left(S_1 - S_2 S_4^{-1} S_3 \right) \begin{bmatrix} \Delta t_{jk\ 1} \\ \vdots \\ \Delta t_{jk\ t} \\ \Delta V_1 \\ \vdots \\ \Delta V_g \end{bmatrix} + S_2 S_4^{-1} \begin{bmatrix} I_{cap \times cap} \\ 0_{l \times cap} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta Q_{g+1} \\ \vdots \\ \Delta Q_{g+cap} \end{bmatrix} + S_2 S_4^{-1} \ldots$$
$$\ldots \times \begin{bmatrix} I_{l \times l} \\ 0_{cap \times l} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta Q_{g+cap+1} \\ \vdots \\ \Delta Q_n \end{bmatrix} \tag{3.46}$$

Le dernier terme de l'équation (3.46) est égal à zéro car le changement de la puissance réactive à tout nœud de consommation sans ressources compensation (VAR) suite à un changement dans n'importe quelle variable de contrôle est nul. Donc, l'équation (3.46) peut être réécrite sous la forme :

$$\begin{bmatrix} \Delta Q_1 \\ \vdots \\ \Delta Q_g \end{bmatrix} = \left(S_1 - S_2 \quad S_4^{-1} \quad S_3 \right) \begin{bmatrix} \Delta t_{jk\ 1} \\ \vdots \\ \Delta t_{jk\ t} \\ \Delta V_1 \\ \vdots \\ \Delta V_g \end{bmatrix} + S_2 \quad S_4^{-1} \begin{bmatrix} I_{cap \times cap} \\ 0_{l \times cap} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta Q_{g+1} \\ \vdots \\ \Delta Q_{g+cap} \end{bmatrix} \tag{3.47}$$

De même l'équation (3.44) peut être réécrite sous la forme :

$$\begin{bmatrix} \Delta V_{g+1} \\ \vdots \\ \Delta V_{g+cap} \\ \Delta V_{g+cap+1} \\ \vdots \\ \Delta V_n \end{bmatrix} = - S_4^{-1} \quad S_3 \begin{bmatrix} \Delta t_{jk\ 1} \\ \vdots \\ \Delta t_{jk\ t} \\ \Delta V_1 \\ \vdots \\ \Delta V_g \end{bmatrix} + S_4^{-1} \begin{bmatrix} I_{cap\ xcap} \\ 0_{l\ x\ cap} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta Q_{g+1} \\ \vdots \\ Q_{g+cap} \end{bmatrix} \tag{3.48}$$

Assemblant les équations (3.47) et (3.48) dans une même équation pour obtenir la sensibilité complète du système :

$$\begin{bmatrix} \Delta Q_1 \\ \vdots \\ \Delta Q_g \\ \Delta V_{g+1} \\ \vdots \\ \Delta V_{g+cap} \\ \Delta V_{g+cap+1} \\ \vdots \\ \Delta V_n \end{bmatrix} = [S] \begin{bmatrix} \Delta t_{jk\ 1} \\ \vdots \\ \Delta t_{jk\ t} \\ \Delta V_1 \\ \vdots \\ \Delta V_g \\ \Delta Q_{g+1} \\ \vdots \\ \Delta Q_{g+cap} \end{bmatrix} \tag{3.49}$$

Où :

$$[S] = \begin{bmatrix} \left(S_1 - S2 \quad S_4^{-1} \quad S_3 \right) & S_2 \quad S_4^{-1} \begin{bmatrix} I_{cap\,x\,cap} \\ 0_{l\,x\,cap} \end{bmatrix} \\ - S_4^{-1} \quad S_3 & S_4^{-1} \begin{bmatrix} I_{cap\ x\ cap} \\ 0_{l\,x\ cap} \end{bmatrix} \end{bmatrix} \tag{3.50}$$

I : la matrice unité, 0 : la matrice zéro

III.4 Réduction de nombre de variables de commande

III.4.1 Relation entre les variables dépendantes et de contrôle

Considérons un réseau électrique avec *N* nœuds ; 1 à *g* nœuds producteurs ; *g*+1 à *n* nœuds des consommations et le premier générateur est considéré comme nœud bilan, le système comporte un certain *t* transformateurs avec régleur en charge, et *cap* nœuds avec condensateur shunt commutable. En ajustant le dispositif de commande au nœud de consommation *j*, l'amélioration de tension au niveau du nœud *i* peut être calculée par l'équation (3.51) comme suit :

Où :

$$\Delta V_i = S_{ij}.\Delta U_j \quad \text{pour : } i=g+1, g+2,\ldots, n \text{ et } j=1, 2, ..., t+g+cap \tag{3.51}$$

ΔV_i est la variation de tension au nœud de consommation *i*, ΔU_j est l'ajustement du dispositif de commande *j* et S_{ij} est le coefficient de sensibilité du dispositif de commande *j* sur la tension au nœud de consommation *i*.

Le réglage des dispositifs de commande est sous limites supérieures et inférieures :

$$\Delta U^{\min} \leq \Delta U \leq \Delta U^{\max} \tag{3.52}$$

Ou :

$$\Delta U = [(\Delta t_{jk})_1,...,(\Delta t_{jk})_t, \Delta V_1,...,\Delta V_g, \Delta Q_{g+1},...,\Delta Q_{g+cap}]^T$$
$$\Delta U^{\min} = [(\Delta t_{jk})_1^{\min},...,(\Delta t_{jk})_t^{\min}, \Delta V_1^{\min},...,\Delta V_g^{\min}, \Delta Q_{g+1}^{\min},...,\Delta Q_{g+cap}^{\min}]^T$$
$$\Delta U^{\max} = [(\Delta t_{jk})_1^{\max},...,(\Delta t_{jk})_t^{\max}, \Delta V_1^{\max},...,\Delta V_g^{\max}, \Delta Q_{g+1}^{\max},...,\Delta Q_{g+cap}^{\max}]^T$$

L'objectif de ce travail est de garder la déviation de la tension des nœuds de charge dans la marge ± 5% de la tension nominale qui est à 1 pu.

où :

$$0,95 \leq V_i \leq 1,05 \qquad \text{pour : } i=g+1, g+2,\ldots, n. \tag{3.53}$$

La capacité de contrôle des dispositifs de commande sur les nœuds de consommation est sous forme suivante [29]:

$$C = S_{vc} M \tag{3.54}$$

Où :

C : est une matrice de dimension ((*n*-*g*)×(*t* + *g*+ *cap*))qui représente la capacité de contrôle des dispositifs de commande sur les modules des tensions des nœuds consommateurs. Ce vecteur « colonne » représente les changements des modules de tensions des nœuds consommateurs.

M : est une matrice diagonale de dimension ((*t* + *g*+ *cap*)×(*t* + *g*+ *cap*)). Les éléments de la diagonale représentent les marges de contrôle des dispositifs de commande.

S_{vc}: est la matrice de sensibilité (la matrice jacobienne modifiée) de dimension ((*n*-*g*) × (*t* + *g*+ *cap*)) représente les dérivées des modules par rapport à chaque variable de contrôle.

Cette matrice montre l'effet de tout changement dans une variable de contrôle sur toutes les variables dépendantes. Sur la base des limites supérieures et inférieures pour chaque contrôleur la capacité de chaque dispositif de commande peut être divisée en deux, une pour la marge positive et l'autre pour la marge négative de la manière suivante :

$$C^+ = S_{vc} M^+ \tag{3.55}$$

$$C^- = S_{vc} M^- \tag{3.56}$$

où :

M^+: est une matrice diagonale de dimension ((*t* + *g*+ *cap*)× (*t* + *g*+ *cap*)). Les éléments de la diagonale représentent les marges positives des dispositifs de commande en fonction du point de fonctionnement actuel et égale à (U^{max}-*U*).

M^- : est une matrice diagonale de dimension ((*t* + *g*+ *cap*)×(*t* + *g*+ *cap*)). Les éléments de la diagonale représentent les marges négatives des dispositifs de commande en fonction du point de fonctionnement actuel et égal à (U^{min}-*U*).

III.4.2 L'algorithme de l'action minimale de contrôle

Les étapes du processus de résolution de l'algorithme de l'action minimale de contrôle sont comme suit.

1. Effectuer le calcul de l'écoulement de puissance.
2. Vérifier les performances du système par rapport aux modules des tensions des nœuds consommateurs. Si l'amélioration du profil de tension est nécessaire passez à l'étape 3, sinon, arrêter.
3. Calculer la matrice de sensibilité (S_{vc}), M^+, M^-, C^+, and C^-.
4. Trouver le module de la tension minimale (V_{min}) et le module de tension maximale (V_{max}) parmi les tensions du système.
5. Trouver le nœud consommateur dont la tension est celle qui a le plus dépassé ces limites en comparant les valeurs absolues de (1 - V_{min}) et (1 - V_{max}). Si la valeur absolue de (1 - V_{min}) est supérieure à la valeur absolue de (*1* - V_{max}), passer à l'étape 6, sinon, passer à l'étape 8.
6. Trouver la valeur maximale de matrice augmentée, [C^+ C^-] dans la ligne *i* correspond au nœud avec module de la tension minimale, et soit C_i^{max}. Trouvez l'élément S_{ij} correspondant au nœud consommateur *i* et le dispositif de commande *j*.
7. Calculer la valeur de (1 - V_{min}) / S_{ij}. Stocker cette valeur dans *A*. Trouver la valeur maximale de[C^+ C^-] / S_{ij}. Stocker cette valeur dans *B*, puis passez à l'étape 10.
8. Trouver la valeur minimale de la matrice [C^+ C^-] dans la ligne correspondante au nœud dont le module de la tension est maximale. Trouvez l'élément S_{ij} correspondant au nœud consommateur *i* et le dispositif de commande *j*.
9. Calculer la valeur de (*1* - V_{min}) / S_{ij}. Stocker cette valeur dans A. Trouver la valeur minimale de [C^+ C^-] / S_{ij}. Stocker cette valeur dans *B*.
10. Si la valeur absolue de *A* est supérieure à la valeur absolue de *B*, passer à l'étape 11,sinon, passer à l'étape 12
11. Mettre à jours le nouveau réglage du régulateur = l'ancien réglage + *B*, puis passer à l'étape 13.
12. Mettre à jours le nouveau réglage du régulateur = l'ancien réglage + *A*.
13. Effectuer des calculs de l'écoulement de puissance et retourner à l'étape 2.

L'organigramme correspondant est illustré dans la figure 3.2.

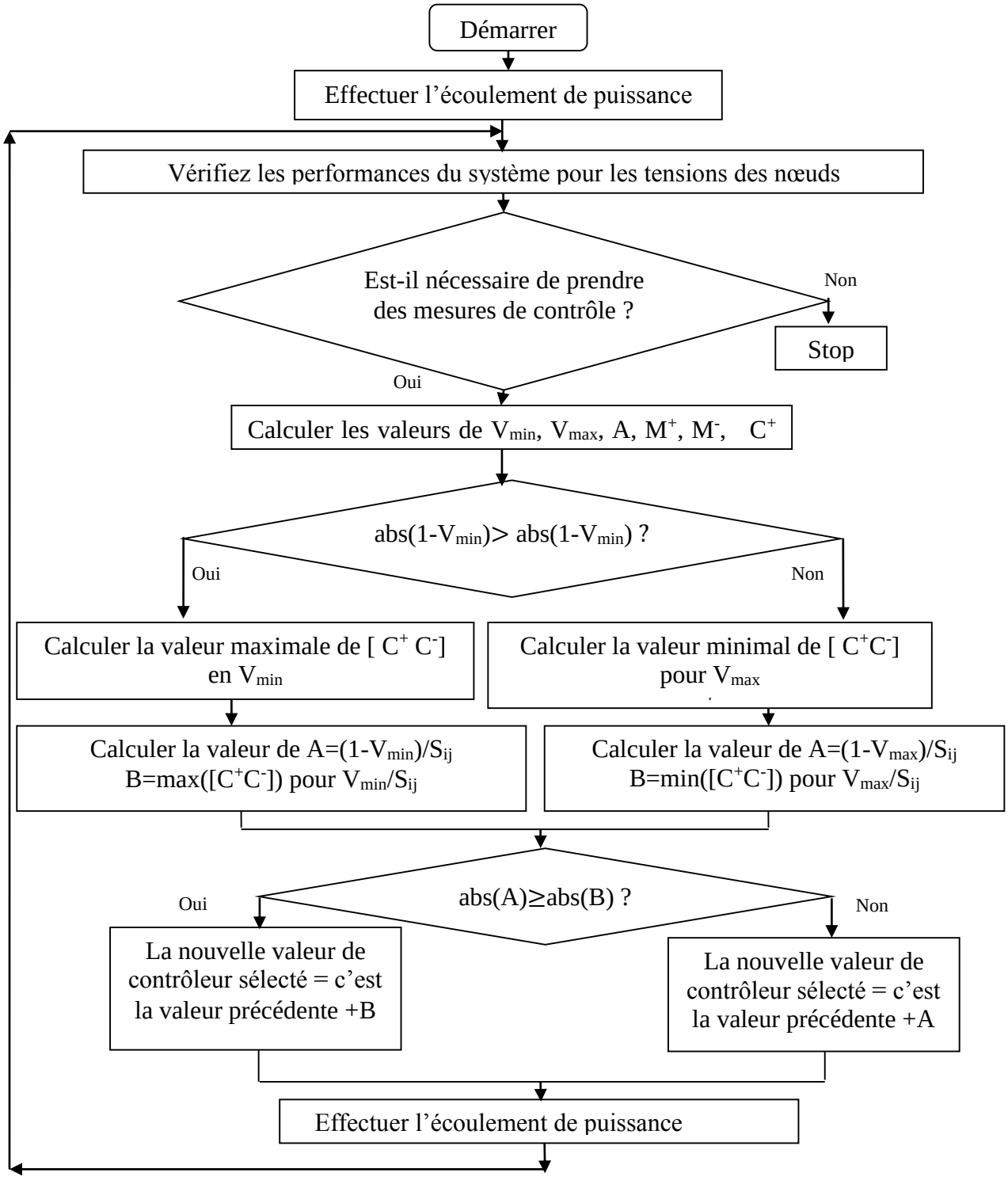


Figure 3. 2 Organigramme de l'algorithme de l'action minimale de contrôle.

<u>La logique floue :</u> est une extension de la logique classique qui permet la modélisation des imperfections des données et se rapproche dans une certaine mesure de la flexibilité du raisonnement humain.

Elle apprécie les variables d'entrées de façon approximative fait de mêmes pour les variables de sorties et édicte un ensemble de règles permettant de déterminer les sorties en fonction des entrées.

Le modèle floue présenté utilise :

Deux entrées : la déviation des tensions au niveau des nœuds consommateurs et la capacité de contrôle des dispositifs de commande, tels que la tension aux bornes d'un générateur, régleur en charge des transformateurs et des condensateurs shunts commutables.

Une sortie : le changement dans le dispositif de commande.

La matrice de coefficient de sensibilité relative aux variables de commande et les variables dépendantes est utilisée pour calculer la capacité de commande de chaque contrôleur pour chaque variable dépendante. Deux réseaux électriques IEEE de 14 nœuds et IEEE de 30 nœuds sont utilisés pour valider les performances du système flou proposé.

III.5 Application sur le réseau électrique

Toute modification de la configuration du réseau, ou une perturbation dans la charge du système, se traduira par une variation de profil de tension du réseau électrique. Afin de garantir l'allègement rapide et fiable d'une telle variation dans le profil de tension, des actions de contrôle en temps réel doivent être prises par les opérateurs de centre de dispatching et de contrôle. Afin d'améliorer la sécurité de tension, les réseaux électriques sont équipés d'un grand nombre de dispositifs de commande de tension tels que :

- Tensions aux bornes du générateur.
- Transformateurs avec régleur en charge.
- Compensateurs synchrones.
- Compensateurs statiques VAR.
- Condensateurs shunt commutable.
- Réactances shunt commutable.
- FACTS.

Afin de maintenir la stabilité du système et de garantir la qualité de l'énergie fournie aux consommateurs, le réseau électrique doit garder un profil de tension tolérable sous toutes conditions. Après toute perturbation dans le profil des tensions du système, une détermination rapide et précise de l'emplacement et de nombre des compensateurs disponibles est nécessaire afin de choisir celles qui conviennent pour remettre le système dans les limites de tension.

La plus part des techniques d'optimisation utilisent toutes les ressources de puissance réactive pour optimiser le système de puissance, ce qui veut dire que tous les contrôleurs disponibles doivent être impliqués pour optimiser le réseau électrique. Dans certaines situations, en particulier pour les contrôleurs ajustés mécaniquement, cette solution n'est pas pratique en raison du nombre important de contrôleurs. Les opérateurs de centre de contrôle ne peuvent pas commander autant de contrôleurs dans un délai raisonnable pour rattraper le système avant d'aller à une chute de tension considérable. Pour cette raison (Complication d'actionner un grand nombre de contrôleurs dans un délai raisonnable), la nécessité de remettre le système à fonctionner dans ces limites pré-spécifiées à l'aide d'un nombre réduit de contrôleurs, devient une obligation. La méthode de logique floue est une solution adaptée pour diminuer le nombre d'action de contrôle nécessaires pour corriger la tension du système dans un délai raisonnable.

III.6 Formulation mathématique du problème

Tout changement dans la topologie d'un réseau électrique et / ou de la demande de puissance peut provoquer une violation des limites de tensions. L'amélioration permanente de la sécurité de tension est essentielle pour maintenir le réseau électrique sécurisé. Le contrôle optimal de la tension et de la puissance réactive est une technique importante pour l'amélioration du profil de tension d'un réseau électrique. En trouvant une série d'ajustements (d'actions) des variables de contrôle, ces méthodes optimisent une fonction objective donnée, tout en satisfaisant les contraintes du réseau électrique pour les deux variables dépendantes et de contrôle. L'objectif de la méthode de la logique floue est d'améliorer le profil de la tension du réseau électrique en utilisant le moins de contrôleurs disponibles. Les contraintes du réseau comprennent les limites supérieures et inférieures de module de la tension des nœuds consommateurs, les limites supérieures et inférieures de la puissance réactive des générateurs, ainsi que les limites supérieures et inférieures de l'ensemble des contrôleurs disponibles.

Les contrôleurs comprennent la tension aux bornes des générateurs, les régleurs en charge des transformateurs et des condensateurs shunts commutables.

Lorsque le module de la tension à un nœud consommateur dépasse ces limites, des mesures de contrôle doivent être prises par l'opérateur de centre de contrôle pour atténuer la violation.

Comme mentionné auparavant, considérons un réseau électrique avec *N* nœuds ; 1 à *g* nœuds producteur ; *g*+1 à *n* nœuds consommateurs et le premier générateur est considéré comme nœud bilan, le système comporte *t* transformateurs avec régleur en charge, et *cap* nœuds avec condensateur shunt commutable. En ajustant le dispositif de commande au nœud de consommation *j*, l'amélioration de tension au niveau du nœud *i* peut être calculée par l'équation (3.51) reproduite dans l'équation (3.57), comme suit :

$$\Delta V_i = S_{ij}.\Delta U_j \quad \text{pour : } i=g+1,\ g+2,\ldots,\ n.\ \text{et } j=1,\ 2,\ldots\ldots\ldots t+g+cap \tag{3.57}$$

ΔV_i est la variation de tension au nœud consommateur *i;* ΔU_i est l'ajustement du dispositif de commande nœud *j* et S_{ij} est le coefficient de sensibilité du dispositif de commande *j* sur le module de la tension de nœud consommateur *i*.

La matrice de sensibilité (*S*), qui est une version modifiée de la matrice jacobienne est une matrice qui relie les variables de contrôle et les variables dépendantes, comme indiqué dans l'équation (3.49) reproduite dans l'équation (3.58) :

$$\begin{bmatrix} \Delta Q_1 \\ \vdots \\ \Delta Q_g \\ \Delta V_{g+1} \\ \vdots \\ \Delta V_{g+cap} \\ \Delta V_{g+cap+1} \\ \vdots \\ \Delta V_n \end{bmatrix} = \left[S\right] \begin{bmatrix} \Delta t_{jk\ 1} \\ \vdots \\ \Delta t_{jk\ t} \\ \Delta V_1 \\ \vdots \\ \Delta V_g \\ \Delta Q_{g+1} \\ \vdots \\ \Delta Q_{g+cap} \end{bmatrix} \tag{3.58}$$

Le réglage des dispositifs de commande est sous contraintes de limites supérieures et inférieures :

$$\Delta U^{\min} \leq \Delta U \leq \Delta U^{\max} \tag{3.59}$$

Où :

$$\Delta U = \left[\ \Delta t_{jk\ 1},\ldots,\ \Delta t_{jk\ t}, \Delta V_1,\ldots,\Delta V_g, \Delta Q_{g+1},\ldots,\Delta Q_{g+cap}\right]^T$$

$$\Delta U^{\min} = \left[\ \Delta t_{jk\ 1}^{\min},\ldots,\ \Delta t_{jk\ 1}^{\min}, \Delta V_1^{\min},\ldots,\Delta V_g^{\min}, \Delta Q_{g+1}^{\min},\ldots,\Delta Q_{g+cap}^{\min}\right]^T$$

$$\Delta U^{\max} = \left[\ \Delta t_{jk\ 1}^{\max},\ldots,\ \Delta t_{jk\ 1}^{\max}, \Delta V_1^{\max},\ldots,\Delta V_g^{\max}, \Delta Q_{g+1}^{\max},\ldots,\Delta Q_{g+cap}^{\max}\right]^T$$

L'objectif de ce travail est de maintenir la variation de tension des nœuds consommateurs dans la marge ±5% de la tension nominale qui est à 1 p.u.

$$0,95 \leq V_i \leq 1,05 \qquad \text{pour : } i=g+1,\ g+2,\ldots,\ n. \tag{3.60}$$

III.7 La logique floue

Le concept de la Logique floue (en anglais *Fuzzy Logic* (FL)) a été introduit par Lotfi Zadeh comme un outil mathématique permettant de décrire l'imprécision et l'ambiguïté en linguistique [30]. FL imite la façon dont une personne experte prend des décisions, mais dépendante à un taux très élevé de la base de connaissances. FL fournit un moyen facile d'arriver à une conclusion définitive en ce qui concerne un problème quand :

1- il n'existe pas de modèle mathématique pour le problème, ou
2- il s'agit d'un modèle mathématique, mais difficile à comprendre, ou
3- il s'agit d'un modèle mathématique compliqué pour l'utilisé en temps réel.

III.7.1 Différence entre les contrôleurs FL et conventionnel

FL est constitué d'une approche basé sur une règle simple (si X et Y, alors Z) pour résoudre un problème de contrôle plutôt que de tenter de modéliser mathématiquement le système. Le modèle FL est empirique, s'appuyant sur l'expérience des opérateurs plutôt que sur leur compréhension technique du système [19]. Par exemple, au lieu de traiter avec un contrôle de vitesse en termes tels que :

La vitesse nominale = 1800 tr/mn, vitesse <1700 tr/mn, ou vitesse > 1900 tr/mn,

Des termes comme SI (vitesse du moteur est à peu près juste) ALORS (pas de changement de la tension) ou SI (vitesse du moteur est trop lente) ALORS (augmentation de la tension) ou SI (vitesse du moteur est trop rapide) ALORS (diminuer la tension) sont utilisées. Ces termes sont imprécis et très descriptifs de ce qui doit réellement se passer.

III.7.2 Pourquoi utiliser la logique floue ?

FL offre plusieurs caractéristiques uniques qui présentent un excellent choix pour de nombreux problèmes de contrôle [20].

- La logique floue ne nécessite pas un modèle mathématique
- La logique floue peut contrôler des systèmes non linéaires qui sont difficiles à modéliser mathématiquement
- La logique floue est relativement simple, rapide et adaptative
- La logique floue est moins sensible aux fluctuations du système et des perturbations
- La logique floue a la capacité de simuler l'expérience humaine
- La logique floue peut être incorporée dans des méthodes classiques
- Le concept de la logique floue est facile à comprendre.

III.7.3 Les fonctions d'appartenances

La fonction d'appartenance est une courbe qui définit comment associer chaque point de l'univers (espace d'entrée) à une valeur d'appartenance (ou degré d'appartenance) entre 0 et 1. Il existe de nombreux types de fonctions d'appartenance. Chaque fonction d'appartenance a des caractéristiques spécifiques comme suit :

- FORME : des formes triangulaires et trapézoïdaux sont les plus communs, mais il y a d'autres formes comme la cloche et l'exponentielle.
- HAUTEUR : la hauteur ou l'amplitude maximale d'une fonction d'appartenance est 1
- LARGEUR : la largeur de la base d'une fonction d'appartenance
- CENTRE : le centre de la forme de fonction d'appartenance
- OVERLAP : le chevauchement est généralement d'environ 50% de la largeur de la fonction d'appartenance, mais peut-être moins.

III.7.4 Le système d'inférence floue Mamdani

La figure 3.3 montre comment deux entrées, deux règles d'inférence floue de système Mamdani entraînent la sortie sur la base de la méthode de défuzzification centroïde.

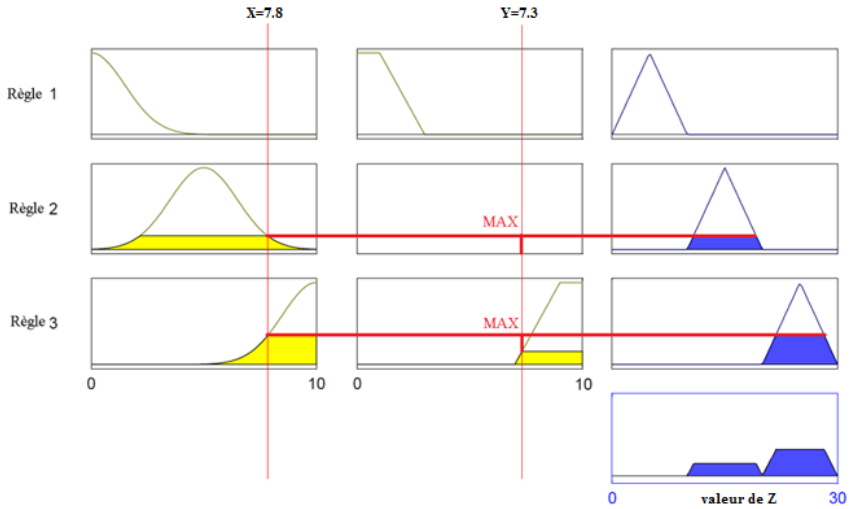


Figure 3. 3 Système d'inférence floue Mamdani

III.7.5 Les éléments du modèle floue

Les principaux éléments d'un modèle flou peuvent être résumés comme suit :

- *Base de connaissances* (*Knowledge Base « KB »*) : représente les règles floues qui expliquent les relations entre les entrées et les sorties dans le domaine du problème.
- *Modèle flou :* est un groupe de sous-ensembles flous qui modélise les variables du système.
- *Fuzzifier :* convertit les entrées nettes dans un format approprié pour le traitement flou au sein du modèle flou.
- *Le système d'inférence floue (SIF) :* exécute toutes les règles dans les *KB* qui ont l'entrée floue
- *Defuzzifier :* convertit l'ensemble flou de sortie en une valeur nette.

La figure 3.4 représente l'organigramme de la logique floue et la relation entre les éléments du modèle flou.

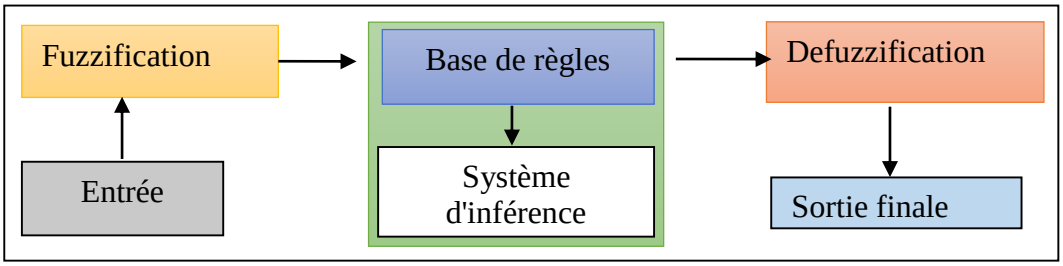


Figure 3. 4 Schéma fonctionnel du système flou.

III.8 Modélisation floue

Le problème principal des algorithmes d'optimisation classique, est la modélisation stricte des contraintes du réseau, par la suite de cette modélisation, ces algorithmes peuvent être incapables de représenter des cas pratiques. En conséquence, et afin de contrôler la tension, un modèle plus raisonnable et fiable est indispensable. Dans ce travail proposé, les ensembles flous sont utilisés pour modéliser la fonction objective et les contraintes du réseau. Deux variables sont observées et utilisées comme deux entrées au modèle proposé, ces entrées sont les suivantes :

- Les nœuds consommateurs avec la plus grande violation de la tension (ΔV_i).

- La capacité de contrôle (ΔC_{ij}) du dispositif de commande *j* qui a la capacité de contrôle maximal sur le nœud *i*, qui a la plus grande violation de la tension.

Le problème principal est d'améliorer le profil de la tension d'un réseau électrique. La plus grande violation de tension (ΔV_i) dans un nœud consommateur est sélectionnée comme une entrée à la logique floue proposée parce que c'est une mesure directe de la gravité du problème (la violation de limites de tension). D'autre part, la capacité de contrôle (ΔC_{ij}) est sélectionnée en tant que seconde entrée, car elle représente la capacité du contrôleur pour régler le problème.

III.8.1 Violation de tension dans un nœud consommateur

Les fonctions d'appartenance qui représentent les variations de tension sont présentées dans la figure 3.5. Dans ce travail, on a besoin de contrôler la variation de tension dans tous les nœuds consommateurs entre une marge de ± 5% du module de la tension nominale. La déviation minimale et maximale de la tension dans un nœud consommateur peut être calculée à partir des équations (3.61) et (3.62) respectivement.

$$\Delta V_i^{\min} = V_i^{\min} - V_i^{nominal} \tag{3.61}$$

$$\Delta V_i^{\max} = V_i^{\max} - V_i^{nominal} \tag{3.62}$$

V_i^{min} est le module de la tension minimale tolérée dans un consommateur. Dans ce travail, V_i^{min} est de 0,95 pu.

V_i^{max} est le module de la tension minimale tolérée dans un consommateur. Dans ce travail, V_i^{max} est de 1,05 pu.

$V_i^{nominal}$: est le module de la tension nominale en pu. Dans ce travail, $V_i^{nominal}$ est de 1,0 pu

III.8.2 La capacité de commande de contrôleur

Les fonctions d'appartenance qui représentent la capacité de commande du contrôleur sont présentées dans la figure 3.5. Dans le cas d'un système surchargé, l'amplitude de la tension de nœud est inférieure à la limite de tension minimum tolérée, et le contrôleur doit augmenter le module de la tension pour remettre le fonctionnement du système à l'intérieur de limites acceptables. La capacité maximale de la commande de tous les contrôleurs sur le nœud *i* (le nœud de la tension minimum) est la valeur maximale de l'équation (3.65).

D'autre part, si le système est légèrement chargé, le module de la tension de nœud est supérieur à la limite de la tension maximale tolérée. Dans ce cas, le contrôleur devrait diminuer le module de la tension pour être à l'intérieur des limites acceptables. Le minimum de l'équation (3.65) représente la capacité maximale de contrôle pour diminuer le module de la tension au niveau du nœud *i* (le nœud qui a une tension maximale). Les équations suivante à recalculées à chaque itération :

$$C_i^+ = S_i M^+ \tag{3.63}$$

$$C_i^- = S_i M^- \tag{3.64}$$

$$C_i = \left[C_i^+ \quad C_i^- \right] \tag{3.65}$$

Où :

S_i est un vecteur ligne correspondant au nœud consommateur avec la plus grande violation de tension. Sa dimension est $(1\times(t+g+cap))$, $t+g+cap$ représente le nombre total de contrôleurs, M^+ est une matrice diagonale où ces éléments diagonaux sont les marges positives des contrôleurs = $(U^{max}-U)$, C_i^+ est un vecteur ligne qui représente la capacité de contrôle de tous les contrôleurs sur le nœud *i* qui résulte de marges positives. Sa dimension est la même que la dimension de S_i, M^- est une matrice diagonale où ces éléments diagonaux sont les marges négatives des contrôleurs = $(U^{min}-U)$, C_i^- est un

vecteur ligne qui représente la capacité de contrôle de tous les contrôleurs sur le nœud i qui résulte de marges négatives. Sa dimension est la même que la dimension de S_i.

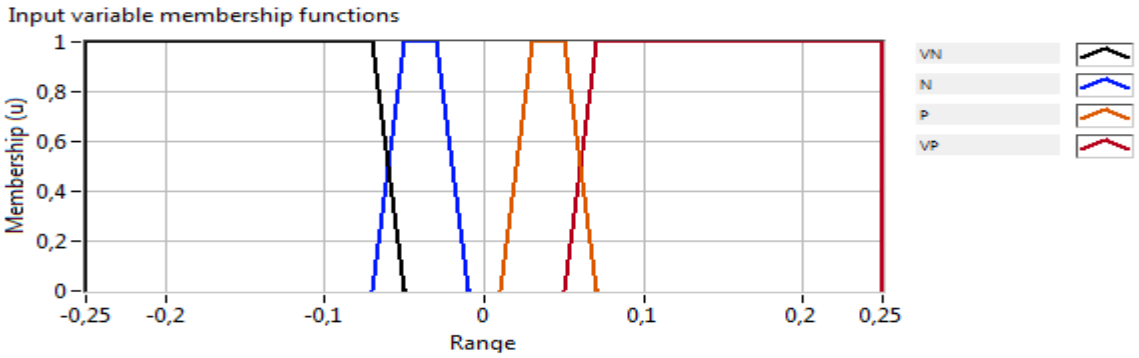


Figure 3. 5 La fonction d'appartenance pour la violation de tension.

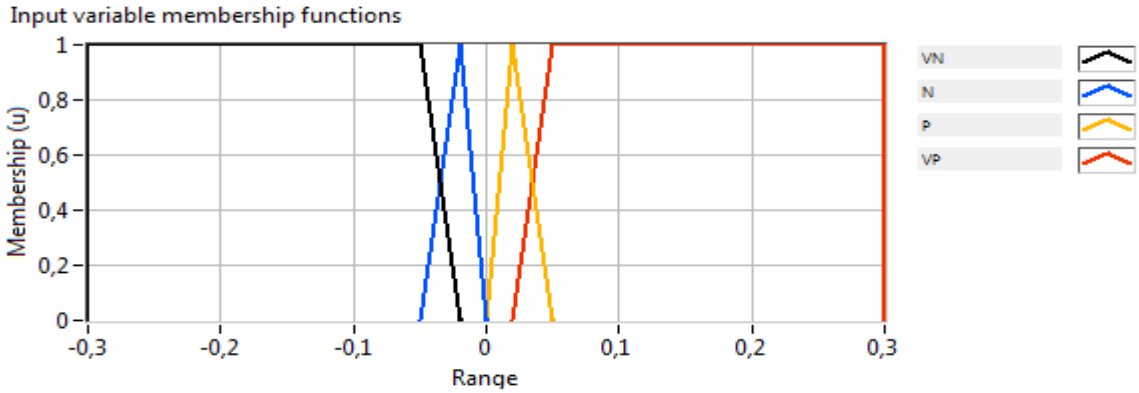


Figure 3. 6 La fonction d'appartenance de la capacité de contrôle.

III.8.3 Description de l'entrée/sortie du system floue

Après de nombreux essais, on a constaté que quatre fonctions d'appartenance pour chacune des deux entrées et sept fonctions d'appartenance pour la sortie sont suffisantes pour donner une action de commande rapide et acceptable. Les quatre fonctions d'appartenance pour la première entrée (violation de la tension) sont les suivants : Très négatif (TN), Négatif (N), Positif (P), et Très positif (TP).

Ces fonctions d'appartenance sont présentées dans la figure 3.5.

D'autre part, les quatre fonctions d'appartenance de la seconde entrée (la capacité de commande du contrôleur) sont : Très négatif (TN), Négatif (N), Positif (P), et Très positif (TP),

Ces fonctions d'appartenance sont illustrées dans la figure 3.6.

Alors que les 7 fonctions d'appartenance pour la sortie du contrôleur (action de contrôle) sont les suivants : Trois pas négatifs (N3), Deux pas négatifs (N2), Un pas négatif (N1), Aucune action de contrôle (Z), Un pas positif (P1), Deux pas positifs (P2) et Trois pas positifs (P3) .

Ces fonctions d'appartenance sont illustrées la figure 3.7.

III.8.4 Sortie du contrôleur

Le nœud consommateur avec la plus grande violation de la tension est *fuzzifier* selon les fonctions d'appartenance de la figure 3.5, de la même manière le dispositif de commande qui a la capacité de contrôle la plus grande sur ce nœud est *fuzzifier* en utilisant les fonctions d'appartenance de la figure 3.6. La décision prise par le contrôleur est basé sur les règles conçues en fonction de l'expérience avec le réseau électrique. Les fonctions d'appartenance de la sortie du contrôleur sont représentées sur la figure 3.7. Alors que le système entré sortie est représenté dans la figure 3.8. La conception des fonctions d'appartenance dépend totalement de réseau électrique à étudier, et change d'un à l'autre

selon les limites tolérées de la tension. Le contrôleur utilise la méthode de structure de Mamdani SIF (*Le système d'inférence floue*), et la méthode du centre de gravité est adoptée pour la défuzzification.

III.8.5 Génération de la base des règles

La base de règles est conçu en se basant sur l'expérience de l'opérateur à l'aide SI (X) et (Y) ALORS (Z). Un échantillon de ces règles et comme suit :

SI la violation de la tension (ΔV_i) est TN et la capacité de contrôle (C_{ij}) est P ALORS sortie du régulateur est P2.

La base de règles complète du contrôleur floue conçu est présentée dans le tableau 3.1.

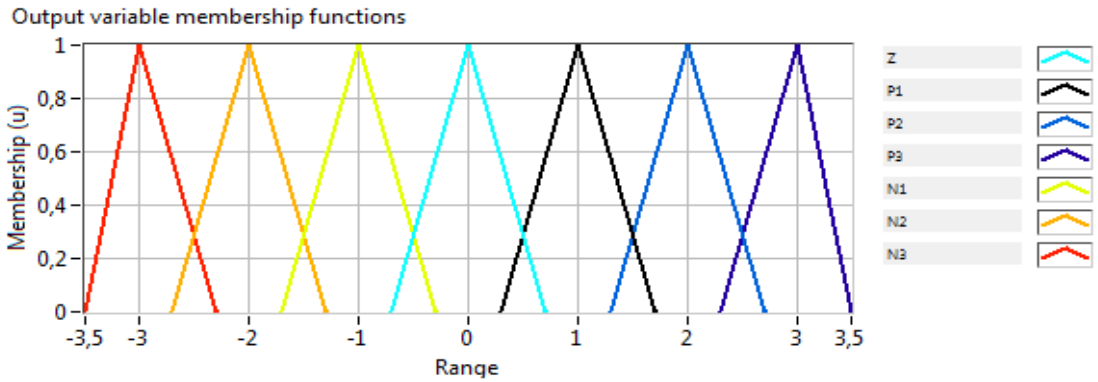


Figure 3. 7 La sortie du contrôleur flou.

Tableau 3. 1 Base de règles du contrôleur flou.

C_{ij} / ΔV_i	**TN**	**N**	**P**	**TP**
TN	Z	Z	P2	P3
N	Z	Z	P1	P2
P	N2	N1	Z	Z
TP	N3	N2	Z	Z

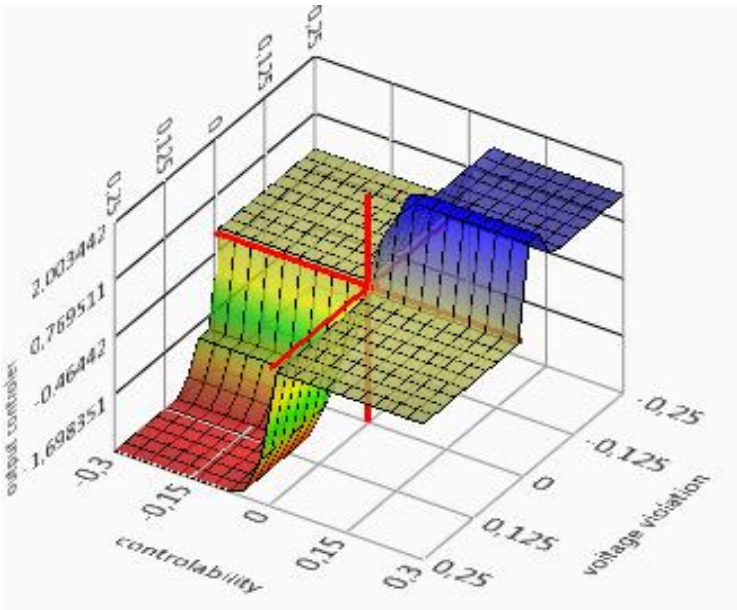


Figure 3. 8 La fonction entrée/sortie du contrôleur flou.

III.9 L'algorithme de contrôleur

Les détails du processus de résolution de l'algorithme de commande avec la logique floue sont donnés dans les étapes suivantes. L'organigramme correspondant est illustré dans la figure 3.9.

1. Effectuer l'écoulement de puissance.
2. Vérifiez les performances du système par rapport aux tensions des nœuds consommateurs et si nécessaire d'améliorer le profil de la tension du système, passez à l'étape 3, sinon, arrêter.
3. Calculer la matrice de sensibilité (S), M +, M-.
4. Calculer le module de tension minimale V_{min} et maximale V_{max}
5. Trouver le nœud consommateur qui a la plus grande violation de tension
6. Calculer le maximum de vecteur ligne $[C_i^- \ C_i^+]$ correspondant au nœud avec la plus grande déviation de tension ΔV_i dans le cas de surcharge, sinon, calculer le minimum de $[C_i^- \ C_i^+]$
7. Fuzzifier les deux entrées de la commande floue, la violation de tension nommé ΔV_i et la capacité de contrôle du contrôleur j sur le nœud i (C_{ij}) .
8. Appliquer le régulateur à logique floue pour obtenir le nouveau réglage de la commande j.
9. Mettre à jour le paramètre de la commande j.
10. Effectuer des calculs de l'écoulement de puissance et retourner à l'étape 2.

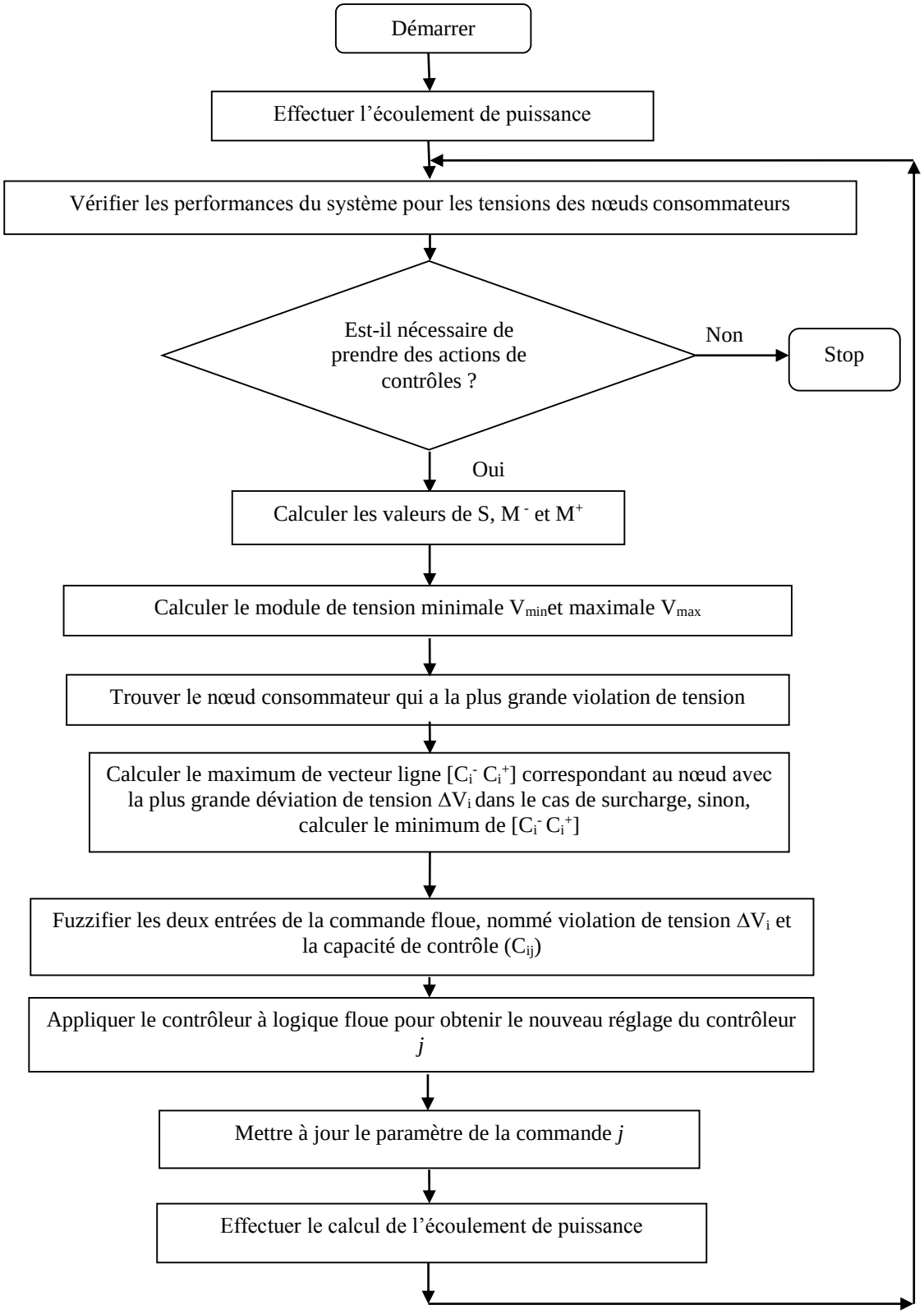


Figure 3. 9 Organigramme de la commande floue

III.10 Test et simulation

On a présenté dans ce chapitre une méthode de contrôle basée sur la logique floue La puissance de la logique floue vient de sa capacité à d'écrire un phénomène ou processus particulier de façon linguistique, puis de représenter ce phénomène par un faible nombre de règles. Les connaissances dans un système flou sont contenues dans les règles et dans les ensembles flous, qui contiennent des descriptions générales des propriétés du phénomène en question.

On a présenté l'utilisation de la logique floue pour le contrôle de la tension et de la puissance réactive dans un réseau électrique en utilisant le minimum possible des ressources de compensation en puissance réactive (VAR) disponibles dans le système. L'objectif est de fournir une solution qui fait à la fois l'amélioration de la tension et si possible la réduction des pertes pour n'importe quel réseau électrique réel.

L'algorithme proposé est testé sur deux systèmes différents en état de contingence, les deux systèmes sont le système modifié IEEE 14 nœuds et le deuxième système IEEE 30. Les résultats et l'analyse de certains cas avec de certaines contingences sont présentés dans les sections suivantes ci-dessous.

III.10.1 Système test avec fonctionnement normal

III.10.1.1 Système 1 : Système IEEE 14Nœuds

Les données du système IEEE 14 illustré dans la figure 3.10 se trouve dans l'annexe 01. Le résultat de l'écoulement de puissance en utilisant la méthode de Newton-Raphson est illustré dans la figure 3.11. Dans le fonctionnement normal et sans actions de contrôle, le système dispose de six nœuds qui dépassent les limites de tension suivant les conditions de système, ces nœuds sont : nœud 7, nœud 9 nœud 10, nœud 11, nœud 12, et le nœud, 13(*cf. figure 3.12*). La valeur maximale des modules des tensions nodales avant toute action de contrôle est au nœud n° 7 et égal à 1.06152 pu. C'est la tension la plus critique dans le système. Le profil de tension du système IEEE 14nœuds avant l'action de contrôleurs de la logique floue est illustré dans la figure 3.12. Pour améliorer le module de tension des nœuds qui ont dépassé leurs limites, on doit agir avec les dispositifs de contrôle disponible, et à l'aide de la fonction objectif de déviation de tension, tout en respectant les limites de contrôle de chaque dispositifs (les limites de tension pour les générateurs et les compensateurs et les limites de rapport de transformation pour les transformateurs). Les limites des 11 contrôleurs de système IEEE 14 nœuds sont données au tableau 3.2. Dans ce cas on utilise les contrôleurs floue afin d'estimer leurs valeurs optimum.

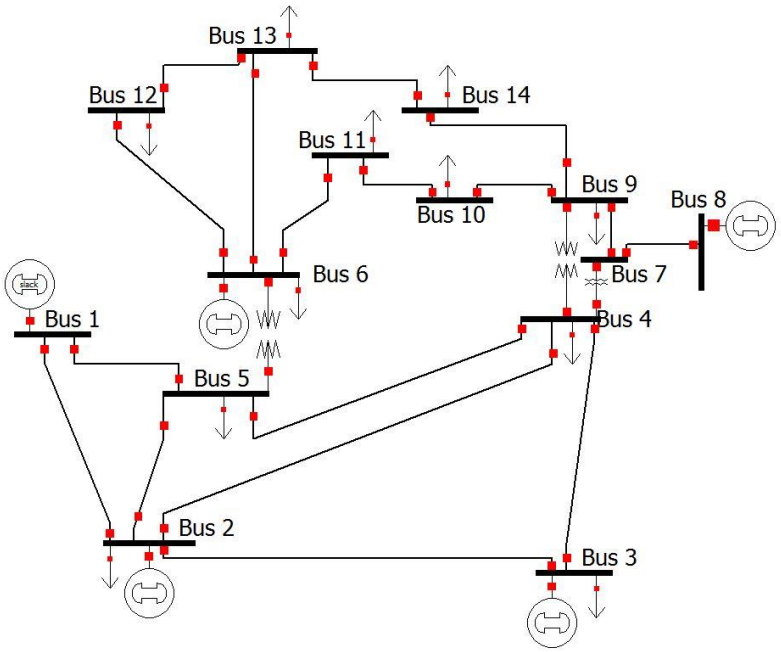
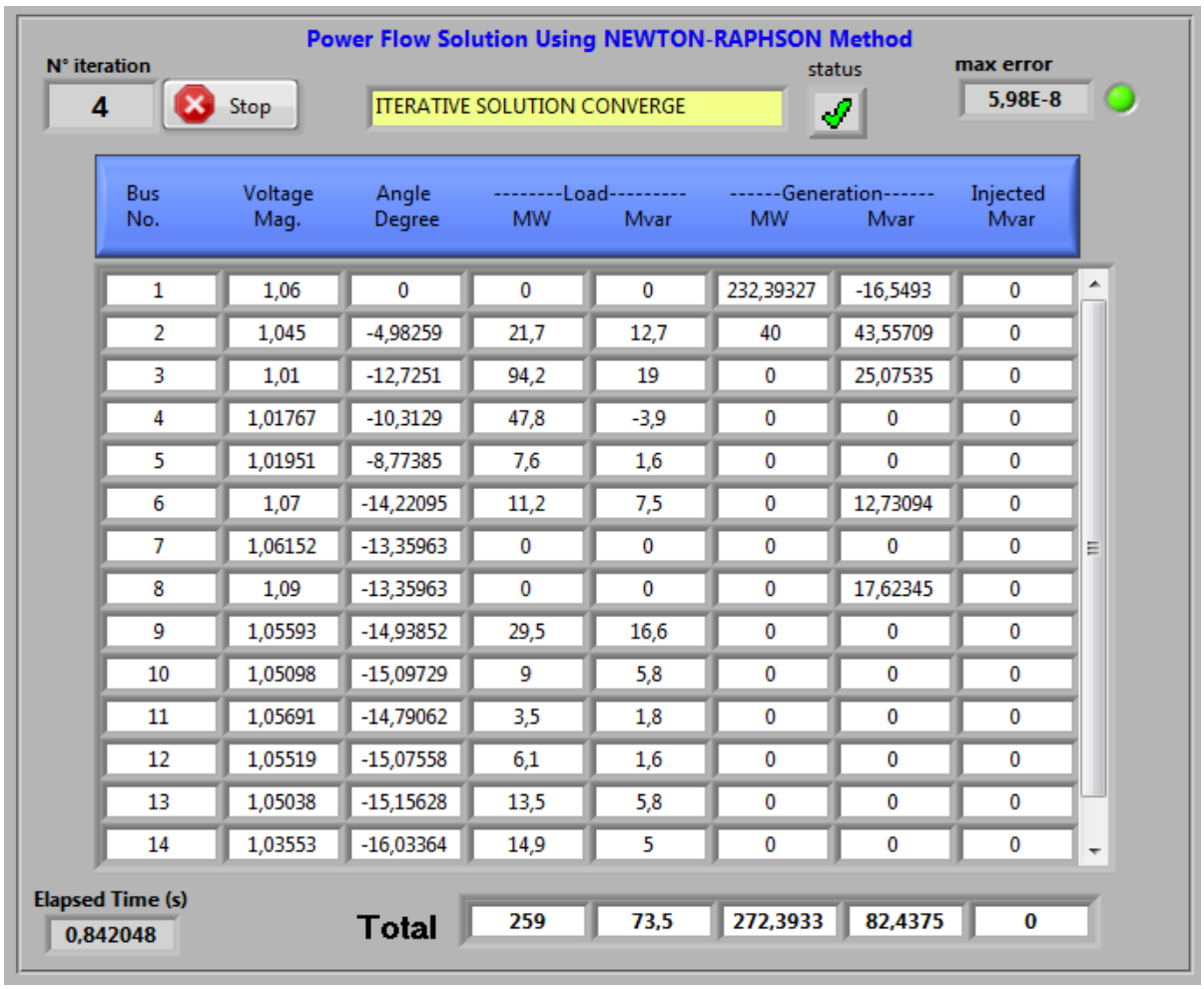


Figure 3. 10 Réseau IEEE14 avec 16 lignes et 3 transformateurs.



Power Flow Solution Using NEWTON-RAPHSON Method

N° iteration: 4 — Stop — ITERATIVE SOLUTION CONVERGE — status — max error: 5,98E-8

Bus No.	Voltage Mag.	Angle Degree	--------Load--------- MW	Mvar	------Generation------ MW	Mvar	Injected Mvar
1	1,06	0	0	0	232,39327	-16,5493	0
2	1,045	-4,98259	21,7	12,7	40	43,55709	0
3	1,01	-12,7251	94,2	19	0	25,07535	0
4	1,01767	-10,3129	47,8	-3,9	0	0	0
5	1,01951	-8,77385	7,6	1,6	0	0	0
6	1,07	-14,22095	11,2	7,5	0	12,73094	0
7	1,06152	-13,35963	0	0	0	0	0
8	1,09	-13,35963	0	0	0	17,62345	0
9	1,05593	-14,93852	29,5	16,6	0	0	0
10	1,05098	-15,09729	9	5,8	0	0	0
11	1,05691	-14,79062	3,5	1,8	0	0	0
12	1,05519	-15,07558	6,1	1,6	0	0	0
13	1,05038	-15,15628	13,5	5,8	0	0	0
14	1,03553	-16,03364	14,9	5	0	0	0
Total			259	73,5	272,3933	82,4375	0

Elapsed Time (s): 0,842048

Figure 3. 11 Résultat de l'écoulement de puissance du system IEEE14 en utilisant la méthode Newton-Raphson.

Les ajustements nécessaires pour tous les contrôleurs sont indiqués dans le tableau 3.3.

La figure 3.12 montre que le nœud numéro 7 est le plus critique dans le système, à la valeur (1,06152 p.u).Cette valeur améliorée à 1.00647 après le réglage à l'aide du contrôleur de logique floue (*cf. figure 3.14*). La même figure indique l'amélioration à tous les nœuds de charge après compensation. Le résultat de l'écoulement de puissance en utilisant la méthode de Newton-Raphson après le réglage de la logique floue est illustré dans la figure 3.13. Les pertes de puissances actives et réactives du système IEEE 14 avant et après les réglages sont présentées dans le tableau 3.4. La figure 3.14 montre l'état des tensions vis-à-vis leur limites avec le profil de tension du système IEEE 14 nœuds après l'action de contrôleurs de la logique floue.

Tableau 3. 2 Les limites des contrôleurs de système IEEE 14 nœud.

Nom du contrôleur	limite minimal	valeur actuel	limite maximal
t5-6	0.8	0.932	1.2
t4-7	0.8	0.978	1.2
t4-9	0.8	0.969	1.2
t7-8	0.8	1	1.2
t7-9	0.8	1	1.2
V1	0.9	1.06	1.1
V2	0.9	1.045	1.1
V3	0.9	1.01	1.1
V6	0.9	1.07	1.1
V8	0.9	1.09	1.1
Qc9 (Mvar)	0	19	40

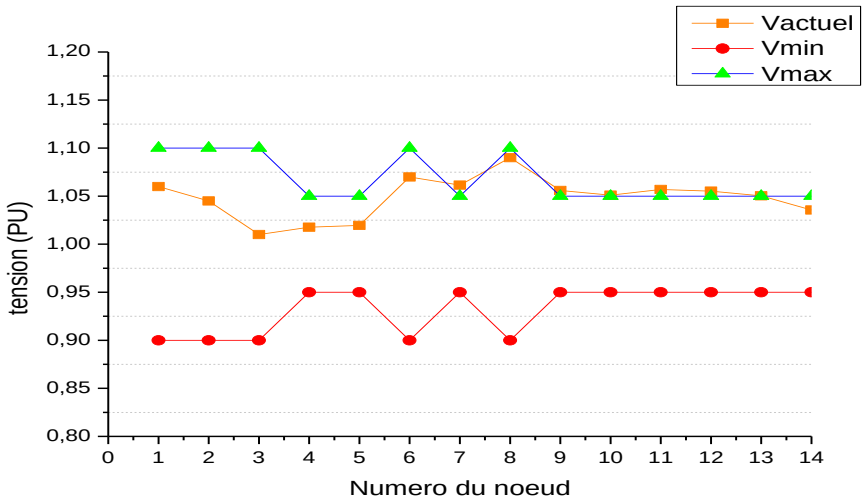
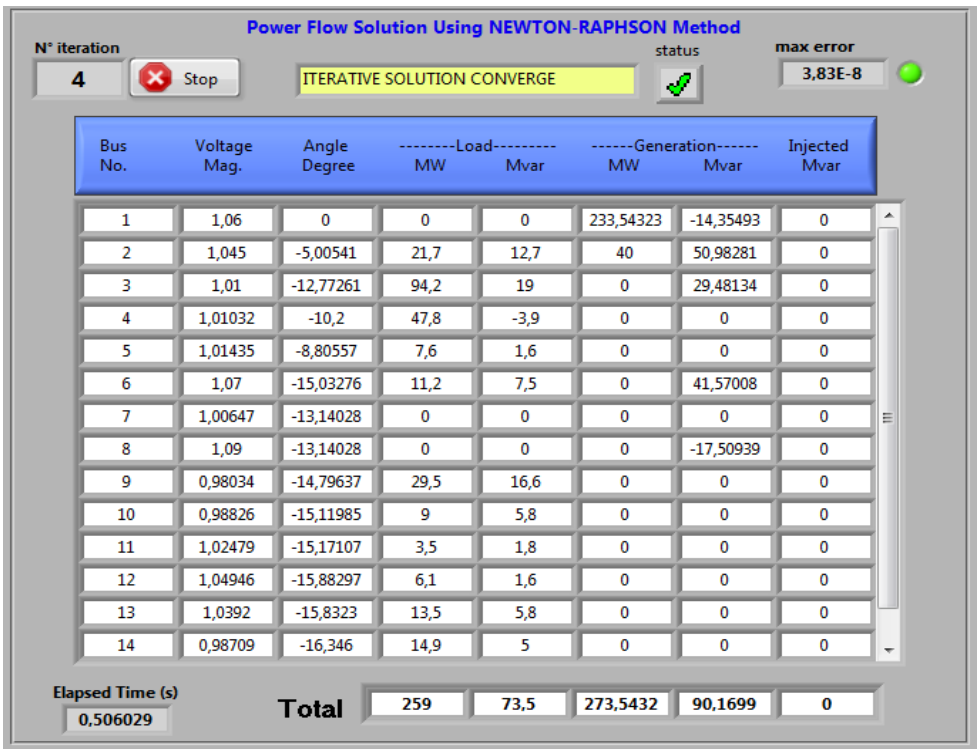


Figure 3. 12 Profil de tension du système IEEE 14nœuds avant l'action de contrôleurs de la logique floue

Tableau 3. 3 les valeurs des variations des contrôleurs de système IEEE 14 après réglage.

Nom du contrôleur	Contrôleur Logique Floue (variation)
t6-5	0
t4-7	0.044
t4-9	0
t7-8	-0.1
t7-9	0.06
V1	0
V2	0
V3	0
V6	0
V8	0
Qc9	0



Power Flow Solution Using NEWTON-RAPHSON Method

N° iteration: 4 | Stop | ITERATIVE SOLUTION CONVERGE | status | max error: 3,83E-8

Bus No.	Voltage Mag.	Angle Degree	--------Load--------- MW	Mvar	------Generation------ MW	Mvar	Injected Mvar
1	1,06	0	0	0	233,54323	-14,35493	0
2	1,045	-5,00541	21,7	12,7	40	50,98281	0
3	1,01	-12,77261	94,2	19	0	29,48134	0
4	1,01032	-10,2	47,8	-3,9	0	0	0
5	1,01435	-8,80557	7,6	1,6	0	0	0
6	1,07	-15,03276	11,2	7,5	0	41,57008	0
7	1,00647	-13,14028	0	0	0	0	0
8	1,09	-13,14028	0	0	0	-17,50939	0
9	0,98034	-14,79637	29,5	16,6	0	0	0
10	0,98826	-15,11985	9	5,8	0	0	0
11	1,02479	-15,17107	3,5	1,8	0	0	0
12	1,04946	-15,88297	6,1	1,6	0	0	0
13	1,0392	-15,8323	13,5	5,8	0	0	0
14	0,98709	-16,346	14,9	5	0	0	0
Total			259	73,5	273,5432	90,1699	0

Elapsed Time (s): 0,506029

Figure 3. 13 Résultat de l'écoulement de puissance du system IEEE14 après réglages en utilisant la méthode Newton-Raphson.

Tableau 3. 4 Les pertes de puissances actives et réactives du système IEEE 14 avant et après réglage.

Action / Paramètre	Sans contrôle	Avec contrôleur Logique Floue
Pertes actives	13,3933 MW	14,5432 MW
Pertes réactives	8,9375 MVAR	16,6699 MVAR

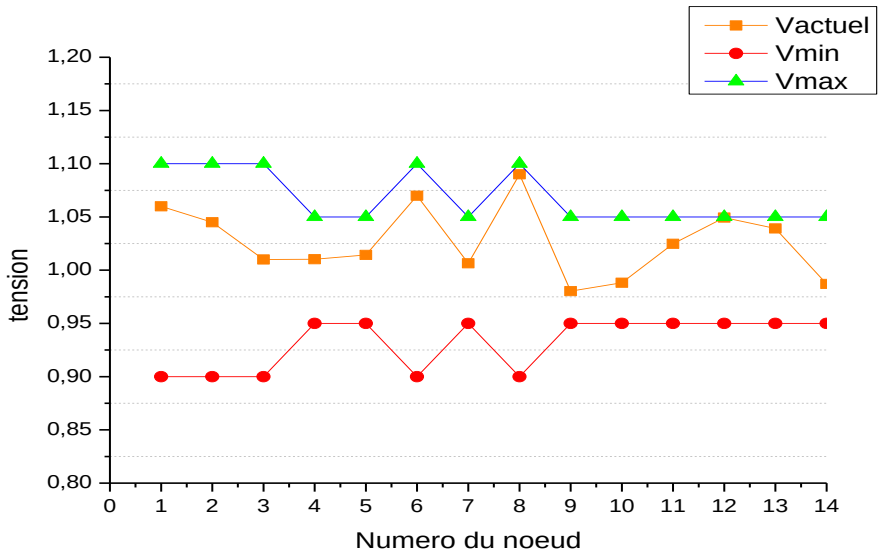


Figure 3. 14 Profil de tension du système IEEE 14nœuds après l'action de contrôleurs de la logique floue

III.10.1.2 Système 2 : Système IEEE 30 Nœuds

Les données du système IEEE 30 illustré dans la figure 3.15 se trouve dans l'annexe 04. Le résultat de l'écoulement de puissance en utilisant la méthode de Newton-Raphson est illustré dans la figure 3.16. Dans le fonctionnement normal et sans actions de contrôle, le système dispose de deux nœuds qui dépassent les limites de tension suivant les conditions de système, ces nœuds sont : nœud 9, nœud 12 (*cf. figure 3.17*). La valeur maximale des modules des tensions nodales avant toute action de contrôle est au nœud n° 12 et égal à 1.05734 pu. C'est la tension la plus critique dans le système. Le profil de tension du système IEEE 30nœuds avant l'action de contrôleurs de la logique floue est illustré dans la figure 3.17. Pour améliorer le module de tension des nœuds qui ont dépassé leurs limites, on doit agir avec les dispositifs de contrôle disponibles, et à l'aide de la fonction objective de déviation de tension, tout en respectant les limites de contrôle de chaque dispositifs (les limites de tension pour les générateurs et les compensateurs et les limites de rapport de transformation pour les transformateurs). Les limites des 15 contrôleurs de système IEEE 30nœuds sont données au tableau 3.5. Dans ce cas on utilise les contrôleurs floue afin d'estimer leurs valeurs optimum.

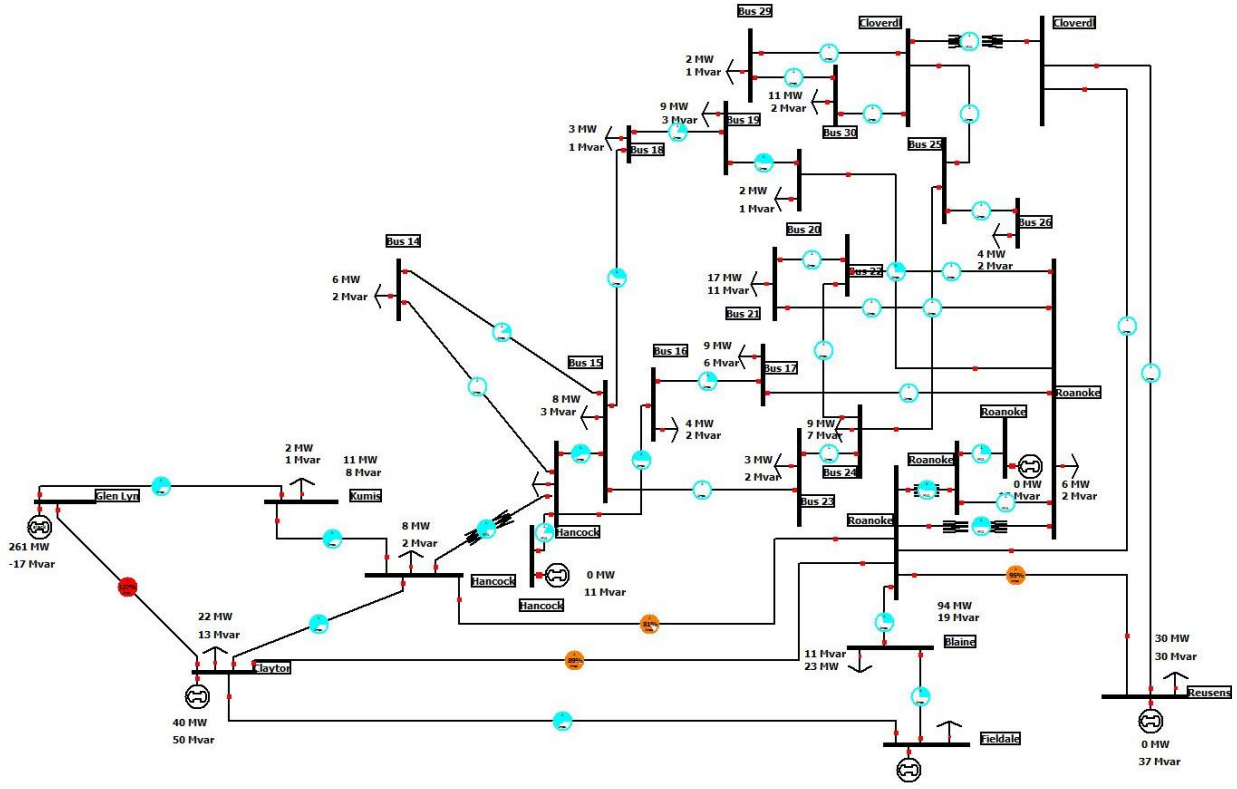


Figure 3. 15 Réseau IEEE-30 avec 32 lignes et 7 transformateurs.

Power Flow Solution Using NEWTON-RAPHSON Method

N° iteration: 4 — Stop — ITERATIVE SOLUTION CONVERGE — status — max error: 5,18E-8

Bus No.	Voltage Mag.	Angle Degree	--------Load--------- MW	Mvar	------Generation------ MW	Mvar	Injected Mvar
1	1,06	0	0	0	260,95694	-20,41789	0
2	1,045	-5,37824	21,7	12,7	40	56,06946	0
3	1,02118	-7,52866	2,4	1,2	0	0	0
4	1,0123	-9,27943	7,6	1,6	0	0	0
5	1,01	-14,14877	94,2	19	0	35,65879	0
6	1,01063	-11,05502	0	0	0	0	0
7	1,0026	-12,85232	22,8	10,9	0	0	0
8	1,01	-11,79739	30	30	0	36,11126	0
9	1,05113	-14,09797	0	0	0	0	0
10	1,04538	-15,68817	5,8	2	0	0	0
11	1,082	-14,09797	0	0	0	16,05744	0
12	1,05734	-14,93291	11,2	7,5	0	0	0
13	1,071	-14,93291	0	0	0	10,45071	0
14	1,04251	-15,82452	6,2	1,6	0	0	0
15	1,03792	-15,91636	8,2	2,5	0	0	0
16	1,04463	-15,51542	3,5	1,8	0	0	0
17	1,04015	-15,84995	9	5,8	0	0	0
18	1,0284	-16,53019	3,2	0,9	0	0	0
19	1,0259	-16,70372	9,5	3,4	0	0	0
20	1,02999	-16,50719	2,2	0,7	0	0	0
21	1,03298	-16,13067	17,5	11,2	0	0	0
22	1,03351	-16,11644	0	0	0	0	0
23	1,02743	-16,30663	3,2	1,6	0	0	0
24	1,02185	-16,48279	8,7	6,7	0	0	0
25	1,01762	-16,05456	0	0	0	0	0
26	0,99995	-16,47398	3,5	2,3	0	0	0
27	1,02354	-15,53008	0	0	0	0	0
28	1,0071	-11,6773	0	0	0	0	0
29	1,00371	-16,75931	2,4	0,9	0	0	0
30	0,99223	-17,64161	10,6	1,9	0	0	0
Total			283,4	126,2	300,9569	133,9298	0

Elapsed Time (s): 1,65009

Figure 3. 16 Résultat de l'écoulement de puissance du système IEEE-30.

Les ajustements nécessaires pour tous les contrôleurs sont indiqués dans le tableau 3.6.

La figure 3.17 montre que le nœud N° 12 est le plus critique dans le système, à la valeur (1.05734 p.u). Cette valeur améliorée à 1.04981 après le réglage à l'aide du contrôleur de logique floue (*cf. figure 3.19).* La même figure indique l'amélioration à tous les nœuds de charge après compensation. Le résultat de l'écoulement de puissance en utilisant la méthode de Newton-Raphson après le réglage de la logique floue est illustré dans la figure 3.18. Les pertes de puissances actives et réactives du système IEEE 30 avant et après sont présentées dans le tableau 3.7. La figure 3.19 montre le profil de tension du système IEEE 30 nœuds après l'action de contrôleurs de la logique floue.

Tableau 3. 5 les limites des contrôleurs de système IEEE 30nœud.

Nom du contrôleur	limite minimal	valeur actuel	limite maximal
t6-9	0.8	0,978	1.2
t6-10	0.8	0,969	1.2
t9-11	0.8	1	1.2
t9-10	0.8	1	1.2
t4-12	0.8	0,932	1.2
t12-13	0.8	1	1.2
t28-27	0.8	0,968	1.2
V1	0.9	1,06	1.1
V2	0.9	1,045	1.1
V5	0.9	1.01	1.1
V8	0.9	1.01	1.1
V11	0.9	1.082	1.1
V13	0.9	1.071	1.1
Qc10	0	19	40
Qc24	0	4.3	40

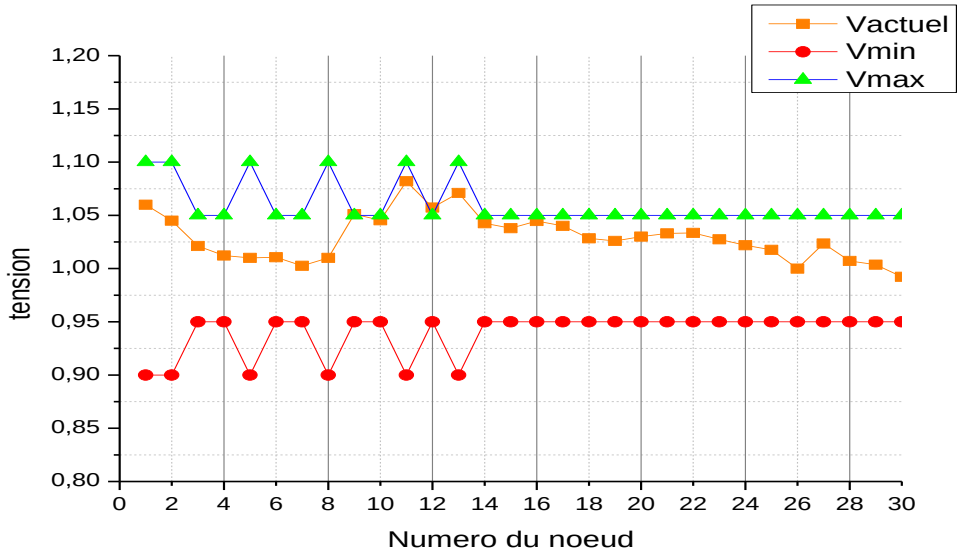


Figure 3. 17 Profil de tension du système IEEE 30nœuds avant la correction.

Tableau 3. 6 les valeurs des contrôleurs de système de nœud IEEE 30après réglage.

Nom du contrôleur	Contrôleur Logique Floue (variation)
t6-9	0
t6-10	0
t9-11	-0.077
t9-10	0
t4-12	0
t12-13	0
t28-27	0
V1	0
V2	0
V5	0
V8	0
V11	0
V13	0
Qc10	0
Qc24	0

Power Flow Solution Using NEWTON-RAPHSON Method

N° iteration: 4 — Stop — ITERATIVE SOLUTION CONVERGE — status — max error: 4,09E-8

Bus No.	Voltage Mag.	Angle Degree	--------Load--------- MW	Mvar	------Generation------ MW	Mvar	Injected Mvar
1	1,06	0	0	0	261,18519	-18,60199	0
2	1,045	-5,38717	21,7	12,7	40	60,95721	0
3	1,01818	-7,50112	2,4	1,2	0	0	0
4	1,00859	-9,24877	7,6	1,6	0	0	0
5	1,01	-14,18095	94,2	19	0	38,03792	0
6	1,00609	-10,9975	0	0	0	0	0
7	0,99989	-12,83376	22,8	10,9	0	0	0
8	1,01	-11,82131	30	30	0	49,21412	0
9	1,01607	-14,0286	0	0	0	0	0
10	1,02133	-15,64264	5,8	2	0	0	0
11	1,082	-14,0286	0	0	0	-9,79581	0
12	1,04981	-15,11521	11,2	7,5	0	0	0
13	1,071	-15,11521	0	0	0	16,20753	0
14	1,033	-16,01464	6,2	1,6	0	0	0
15	1,02661	-16,0606	8,2	2,5	0	0	0
16	1,03002	-15,57371	3,5	1,8	0	0	0
17	1,0189	-15,85706	9	5,8	0	0	0
18	1,01241	-16,62956	3,2	0,9	0	0	0
19	1,00718	-16,77161	9,5	3,4	0	0	0
20	1,00993	-16,54728	2,2	0,7	0	0	0
21	1,00987	-16,11438	17,5	11,2	0	0	0
22	1,0108	-16,1027	0	0	0	0	0
23	1,01324	-16,42507	3,2	1,6	0	0	0
24	1,00392	-16,55938	8,7	6,7	0	0	0
25	1,00466	-16,16623	0	0	0	0	0
26	0,98675	-16,59674	3,5	2,3	0	0	0
27	1,01378	-15,65294	0	0	0	0	0
28	1,00286	-11,64257	0	0	0	0	0
29	0,99374	-16,90644	2,4	0,9	0	0	0
30	0,98215	-17,80673	10,6	1,9	0	0	0
Total			283,4	126,2	301,1852	136,019	0

Elapsed Time (s): 1,59609

Figure 3. 18 Résultat de l'écoulement de puissance du système IEEE30 après correction en utilisant la méthode Newton-Raphson.

Tableau 3. 7 les pertes du système de puissance IEEE 30 avant et après correction.

Action / Paramètre	Sans control	Avec contrôleur Logique Floue
Pertes Active	17,5596 MW	17,7852 MW
Pertes réactive	7,7298 MVAR	9,819 MVAR

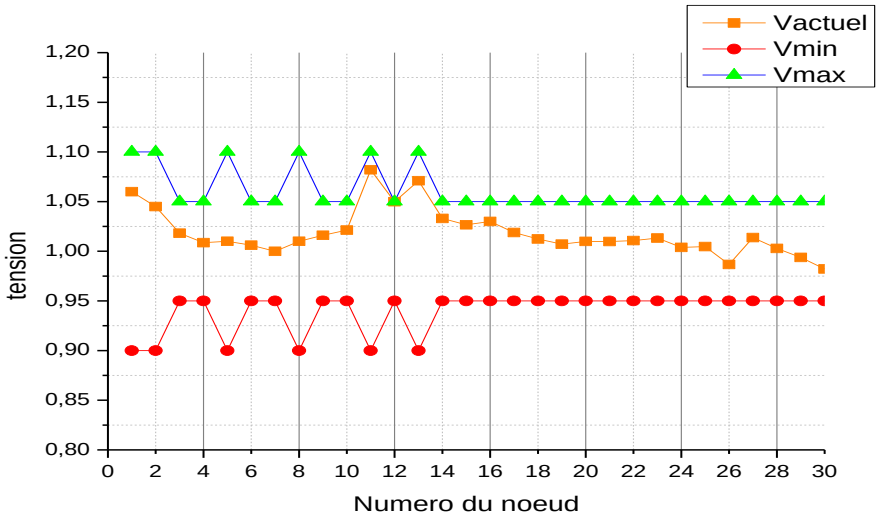


Figure 3. 19 Profil de tension du système IEEE 30 nœuds après correction.

III.10.2 Système test dans le cas de contingence

III.10.2.1 Système 3 : Système IEEE 14 Nœuds avec la ligne 9-14 ouverte

Le système IEEE 14 avec la ligne 9-14 ouverte est illustré dans la figure 3.20. Le résultat de l'écoulement de puissance en utilisant la méthode de Newton-Raphson est illustré dans la figure 3.21. Dans le fonctionnement normal et sans actions de contrôle, le système dispose d'un seul nœud qui dépasse les limites de tension suivant les conditions de système, c'est le nœud 12 (*cf. figure 3.22*). La valeur maximale des modules des tensions nodales avant toute action de contrôle est au nœud n° 12 et égal à 1.05118 pu. C'est la tension la plus critique dans le système. Le profil de tension du système IEEE 14 nœuds avant l'action de contrôleurs de la logique floue est illustré dans la figure 3.22. Pour améliorer le module de tension des nœuds qui ont dépassé leurs limites, on doit agir avec les dispositifs de contrôle disponibles, et à l'aide de la fonction objective de déviation de tension, tout en respectant les limites de contrôle de chaque dispositifs (les limites de tension pour les générateurs et les compensateurs et les limites de rapport de transformation pour les transformateurs). Les limites des 11 contrôleurs de système IEEE 14 nœuds sont données au tableau 3.8. Dans ce cas on utilise les contrôleurs floue afin d'estimer leurs valeurs optimum.

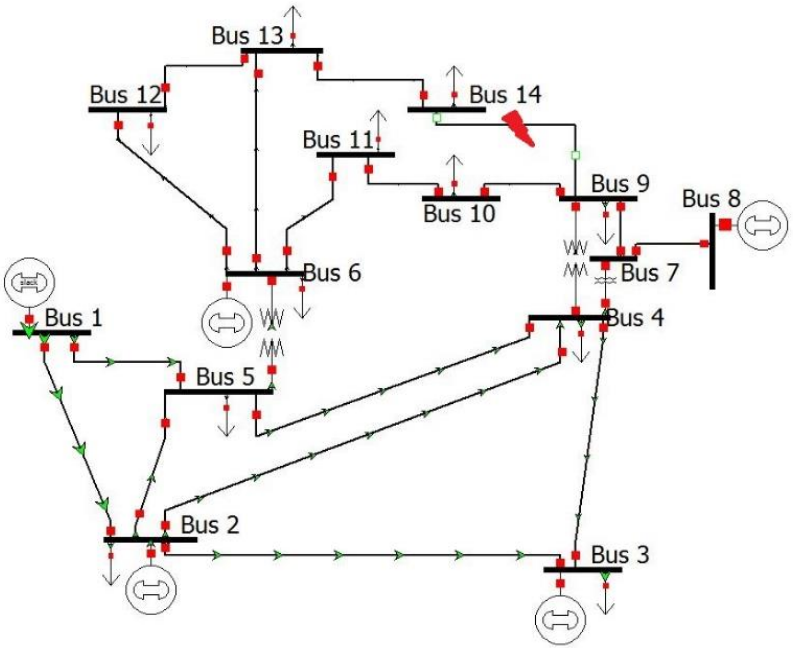
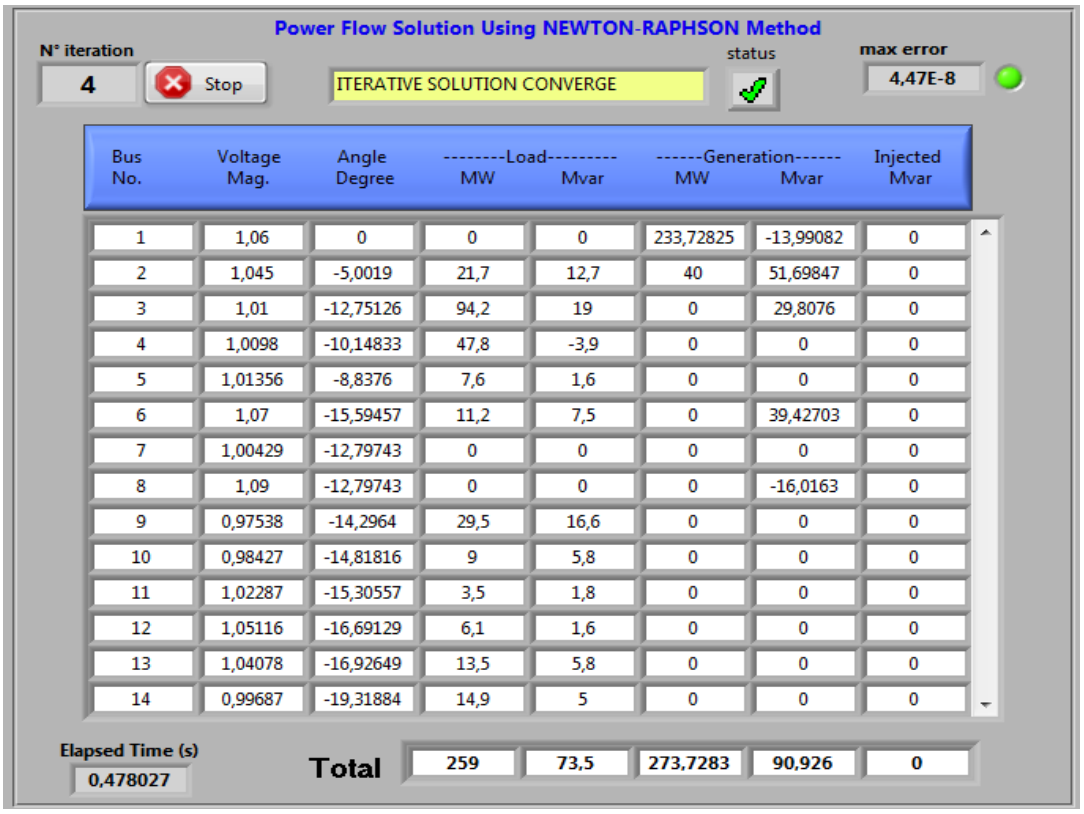


Figure 3. 20 Réseau IEEE14 avec 16 lignes et 3 transformateurs (la ligne 9-14 ouverte).



Power Flow Solution Using NEWTON-RAPHSON Method

N° iteration: 4 — Stop — ITERATIVE SOLUTION CONVERGE — status — max error: 4,47E-8

Bus No.	Voltage Mag.	Angle Degree	--------Load--------- MW	Mvar	------Generation------ MW	Mvar	Injected Mvar
1	1,06	0	0	0	233,72825	-13,99082	0
2	1,045	-5,0019	21,7	12,7	40	51,69847	0
3	1,01	-12,75126	94,2	19	0	29,8076	0
4	1,0098	-10,14833	47,8	-3,9	0	0	0
5	1,01356	-8,8376	7,6	1,6	0	0	0
6	1,07	-15,59457	11,2	7,5	0	39,42703	0
7	1,00429	-12,79743	0	0	0	0	0
8	1,09	-12,79743	0	0	0	-16,0163	0
9	0,97538	-14,2964	29,5	16,6	0	0	0
10	0,98427	-14,81816	9	5,8	0	0	0
11	1,02287	-15,30557	3,5	1,8	0	0	0
12	1,05116	-16,69129	6,1	1,6	0	0	0
13	1,04078	-16,92649	13,5	5,8	0	0	0
14	0,99687	-19,31884	14,9	5	0	0	0
Total			259	73,5	273,7283	90,926	0

Elapsed Time (s): 0,478027

Figure 3. 21 Résultat de l'écoulement de puissance du system IEEE14 en utilisant la méthode de Newton-Raphson (la ligne 9-14 ouverte).

Les ajustements nécessaires pour tous les contrôleurs sont indiqués dans le tableau 3.8.

La figure 3.22 montre que le nœud numéro 12 est le plus critique dans le système, à la valeur (1.05116 p.u). Cette valeur améliorée à 1.04095 après le réglage à l'aide du contrôleur de logique floue (*cf. figure 3.24*). La même figure indique l'amélioration à tous les nœuds de charge après compensation. Le résultat de l'écoulement de puissance en utilisant la méthode de Newton-Raphson après le réglage de la logique floue est illustré dans la figure 3.23. Les pertes de puissances actives et réactives du système IEEE 14 (avec la ligne 9-14 ouverte) avant et après sont présentées dans le tableau 3.9. La figure 3.24 montre le profil de tension du système IEEE 14 nœuds (avec la ligne 9-14 ouverte) après l'action de contrôleurs de la logique floue.

Tableau 3. 8 les limites des contrôleurs de système IEEE 14 nœud.

Nom du contrôleur	limite minimal	valeur actuel	limite maximal
t5-6	0.8	0.932	1.2
t4-7	0.8	1.02	1.2
t4-9	0.8	0.969	1.2
t7-8	0.8	0.9	1.2
t7-9	0.8	1.06	1.2
V1	0.9	1.06	1.1
V2	0.9	1.045	1.1
V3	0.9	1.01	1.1
V6	0.9	1.07	1.1
V8	0.9	1.09	1.1
Qc9	0	19	40

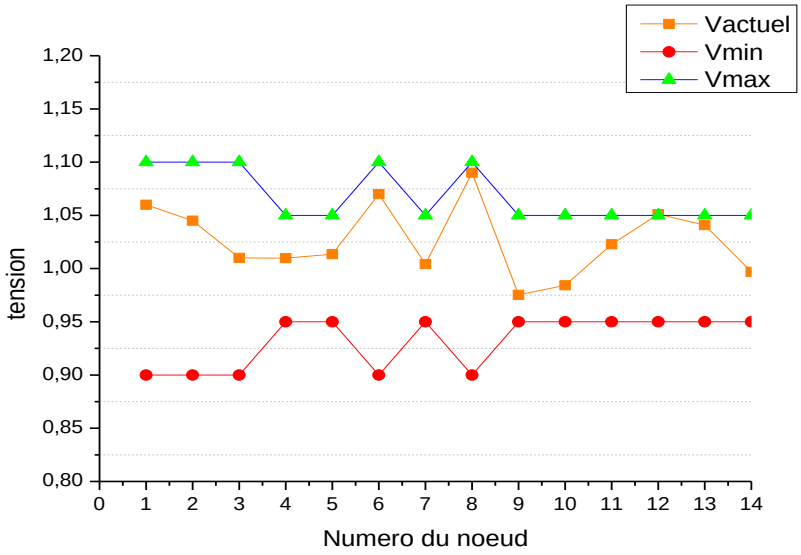
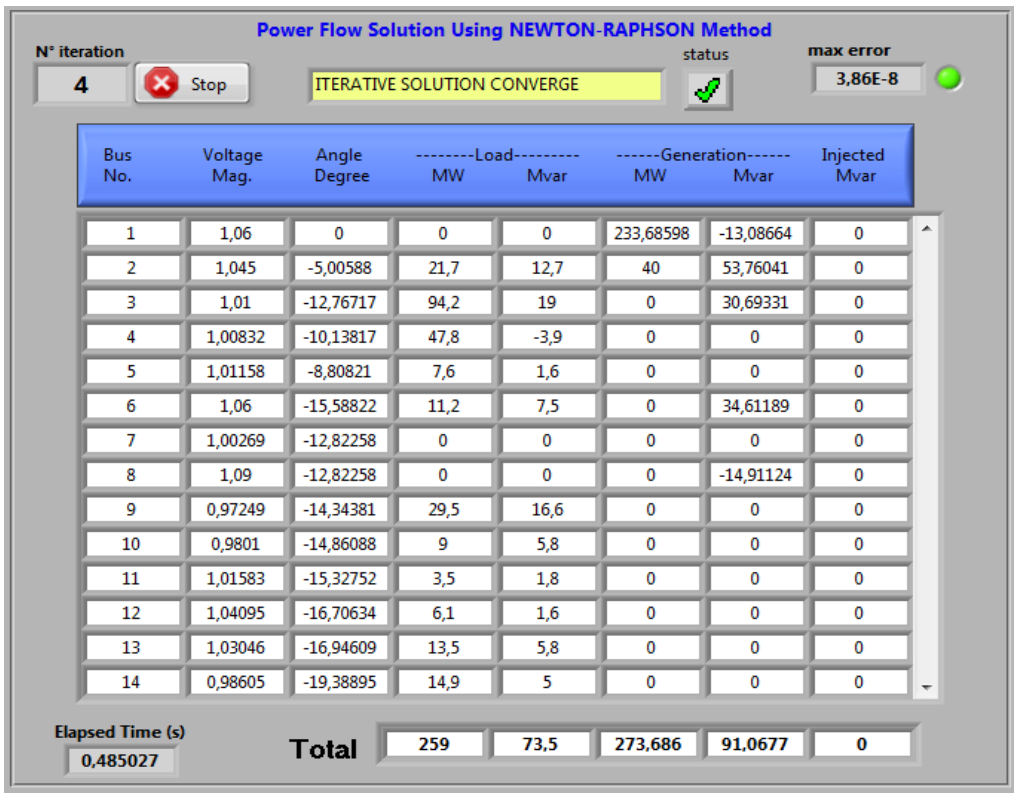


Figure 3. 22 Profil de tension du système IEEE 14nœuds.

Tableau 3. 9 les valeurs des contrôleurs de système de nœud IEEE 14 après réglage.

Nom du contrôleur	Contrôleur Logique Floue
t6-5	0
t4-7	0
t4-9	0
V1	0
V2	0
V3	0
V6	-0.1
V8	0
Qc9	0



Power Flow Solution Using NEWTON-RAPHSON Method

N° iteration: 4 | Stop | ITERATIVE SOLUTION CONVERGE | status | max error: 3,86E-8

Bus No.	Voltage Mag.	Angle Degree	--------Load--------- MW	Mvar	------Generation------ MW	Mvar	Injected Mvar
1	1,06	0	0	0	233,68598	-13,08664	0
2	1,045	-5,00588	21,7	12,7	40	53,76041	0
3	1,01	-12,76717	94,2	19	0	30,69331	0
4	1,00832	-10,13817	47,8	-3,9	0	0	0
5	1,01158	-8,80821	7,6	1,6	0	0	0
6	1,06	-15,58822	11,2	7,5	0	34,61189	0
7	1,00269	-12,82258	0	0	0	0	0
8	1,09	-12,82258	0	0	0	-14,91124	0
9	0,97249	-14,34381	29,5	16,6	0	0	0
10	0,9801	-14,86088	9	5,8	0	0	0
11	1,01583	-15,32752	3,5	1,8	0	0	0
12	1,04095	-16,70634	6,1	1,6	0	0	0
13	1,03046	-16,94609	13,5	5,8	0	0	0
14	0,98605	-19,38895	14,9	5	0	0	0
Total			259	73,5	273,686	91,0677	0

Elapsed Time (s): 0,485027

Figure 3. 23 Résultat de l'écoulement de puissance du système IEEE14 après réglages.

Tableau 3. 10 Les pertes du système de puissance IEEE 14 avant et après réglages.

Action / Paramètre	Sans control	Avec contrôleur Logique Floue
pertes	14.7283 MW	14.686 MW
Pertes réactive	17.426 MVAR	17.5677 MVAR

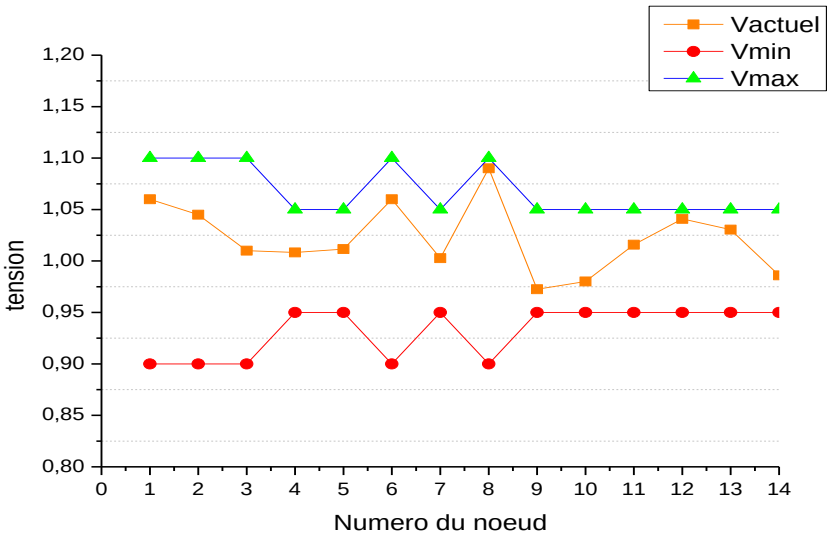


Figure 3. 24 Profil de tension du système IEEE 14nœuds après réglages (avec la ligne 9-14 ouverte)

III.10.2.2 Système 4 : Système IEEE 30 Nœuds avec la ligne 14-12 ouverte

Le système IEEE 30 nœuds avec la ligne 14-12 ouverte est illustré dans la figure 3.25. Le résultat de l'écoulement de puissance en utilisant la méthode de Newton-Raphson est illustré dans la figure 3.26. Dans le fonctionnement normal et sans actions de contrôle, le système dispos d'un seul nœud qui dépasse les limites de tension suivant les conditions de système, c'est le nœud 12 (*cf. figure 3.27*). La valeur maximale des modules des tensions nodales avant toute action de contrôle est au nœud n° 12 et égal à 1.05034 pu. C'est la tension la plus critique dans le système. Le profil de tension du système IEEE 30 nœuds avant l'action de contrôleurs de la logique floue est illustré dans la figure 3.27. Pour améliorer le module de tension des nœuds qui ont dépassé leurs limites, on doit agir avec les dispositifs de contrôle disponible, et à l'aide de la fonction objective de déviation de tension, tout en respectant les limites de contrôle de chaque dispositifs (les limites de tension pour les générateurs et les compensateurs et les limites de rapport de transformation pour les transformateurs). Les limites des 15 contrôleurs de système IEEE 30 nœuds sont données au tableau 3.11. Dans ce cas on utilise les contrôleurs floue afin d'estimer leurs valeurs optimum.

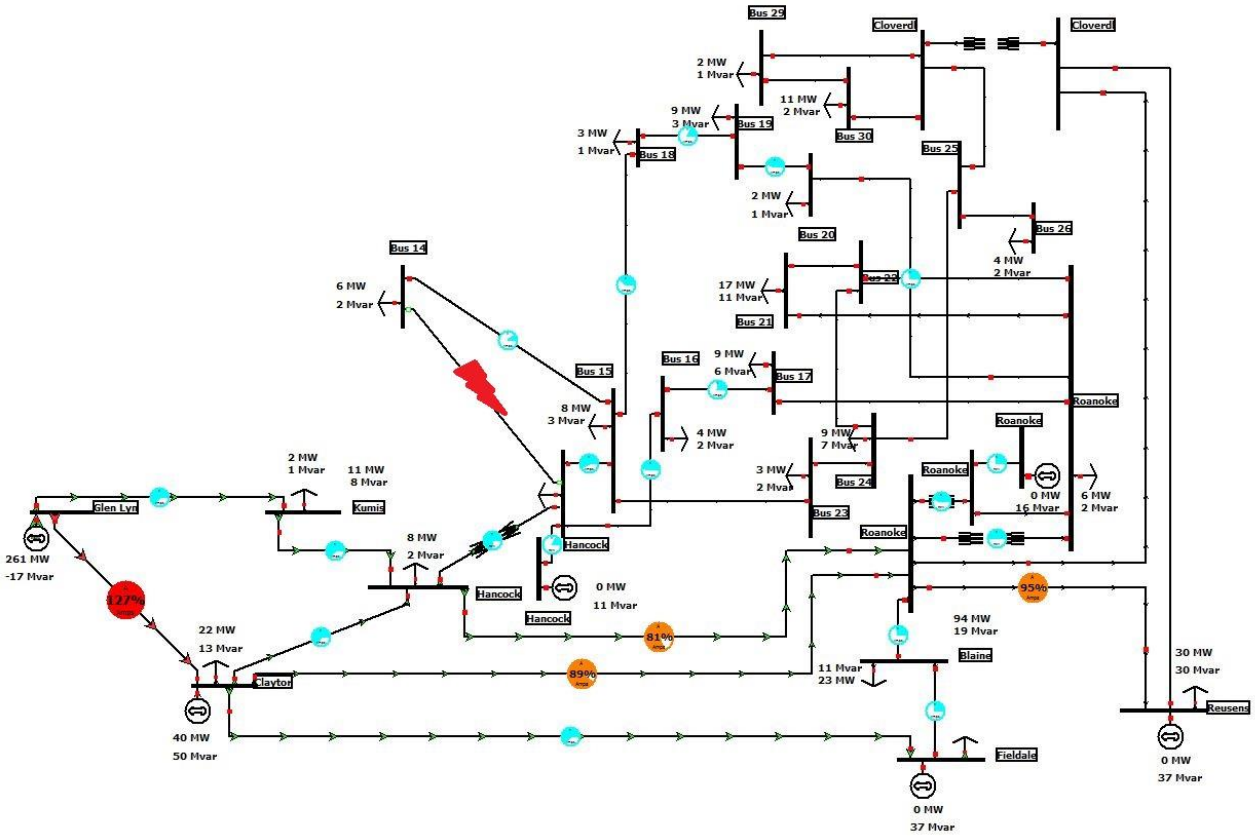


Figure 3. 25 Réseau IEEE-30 avec la ligne 14-12 ouverte.

Power Flow Solution Using NEWTON-RAPHSON Method

N° iteration: 4 — Stop — ITERATIVE SOLUTION CONVERGE — status — max error: 4,26E-8

Bus No.	Voltage Mag.	Angle Degree	--------Load--------- MW	Mvar	------Generation------ MW	Mvar	Injected Mvar
1	1,06	0	0	0	261,45094	-18,67302	0
2	1,045	-5,39421	21,7	12,7	40	61,07843	0
3	1,0182	-7,50561	2,4	1,2	0	0	0
4	1,00862	-9,25434	7,6	1,6	0	0	0
5	1,01	-14,19626	94,2	19	0	38,11188	0
6	1,00594	-11,01818	0	0	0	0	0
7	0,9998	-12,85232	22,8	10,9	0	0	0
8	1,01	-11,84592	30	30	0	49,68459	0
9	1,01542	-14,0973	0	0	0	0	0
10	1,02006	-15,7387	5,8	2	0	0	0
11	1,082	-14,0973	0	0	0	-9,43301	0
12	1,05034	-15,02949	11,2	7,5	0	0	0
13	1,071	-15,02949	0	0	0	15,80578	0
14	1,00321	-16,85636	6,2	1,6	0	0	0
15	1,02009	-16,36112	8,2	2,5	0	0	0
16	1,02964	-15,56131	3,5	1,8	0	0	0
17	1,01795	-15,92056	9	5,8	0	0	0
18	1,0077	-16,86525	3,2	0,9	0	0	0
19	1,00355	-16,96584	9,5	3,4	0	0	0
20	1,00689	-16,71765	2,2	0,7	0	0	0
21	1,00833	-16,22187	17,5	11,2	0	0	0
22	1,00918	-16,21332	0	0	0	0	0
23	1,00833	-16,66327	3,2	1,6	0	0	0
24	1,00117	-16,7077	8,7	6,7	0	0	0
25	1,00295	-16,28034	0	0	0	0	0
26	0,98501	-16,71235	3,5	2,3	0	0	0
27	1,01274	-15,74435	0	0	0	0	0
28	1,00261	-11,66971	0	0	0	0	0
29	0,99267	-17,00049	2,4	0,9	0	0	0
30	0,98106	-17,90275	10,6	1,9	0	0	0
		Total	283,4	126,2	301,4509	136,5747	0

Elapsed Time (s): 1,58409

Figure 3. 26 Résultat de l'écoulement de puissance du système IEEE-30 avec ligne 14-12 ouverte.

Les ajustements nécessaires pour tous les contrôleurs sont indiqués dans le tableau 3.12.

La figure 3.27 montre que le nœud numéro 12 est le plus critique dans le système, à la valeur (1.05034 p.u). Cette valeur améliorée à 1.0497 après le réglage à l'aide du contrôleur de logique floue (*cf. figure 3.29*). La même figure indique l'amélioration à tous les nœuds de charge après compensation. Le résultat de l'écoulement de puissance en utilisant la méthode de Newton-Raphson après le réglage de la logique floue est illustré dans la figure 3.28. Les pertes de puissances actives et réactives du système IEEE 30 (avec la ligne 14-12 ouverte) avant et après sont présentées dans le tableau 3.13. La figure 3.29 montre le profil de tension du système IEEE 30 nœuds (avec la ligne 14-12 ouverte) après l'action de contrôleurs de la logique floue.

Tableau 3. 11 les limites des contrôleurs de système IEEE 30nœud.

Nom du contrôleur	limite minimal	valeur actuel	limite maximal
t6-9	0.8	0,978	1.2
t6-10	0.8	0,969	1.2
t9-11	0.8	1	1.2
t9-10	0.8	0.923	1.2
t4-12	0.8	0,932	1.2
t12-13	0.8	1	1.2
t28-27	0.8	0,968	1.2
V1	0.9	1,06	1.1
V2	0.9	1,045	1.1
V5	0.9	1.01	1.1
V8	0.9	1.01	1.1
V11	0.9	1.082	1.1
V13	0.9	1.071	1.1
Qc10	0	19	40
Qc24	0	4.3	40

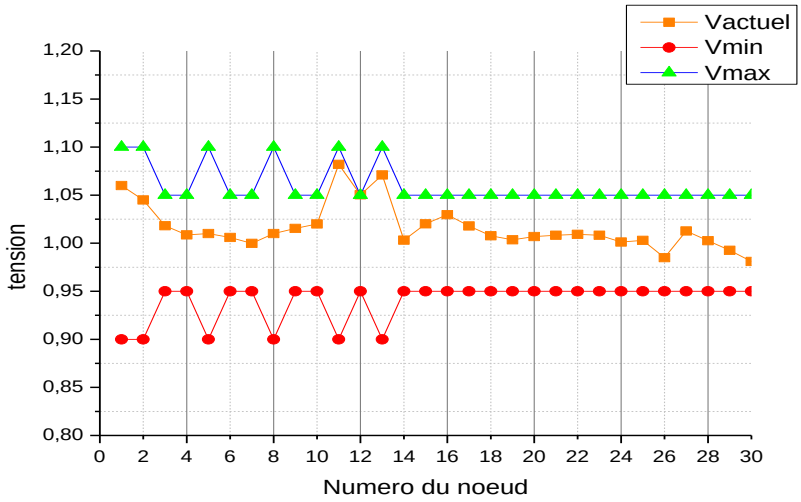


Figure 3. 27 Profil de tension du système IEEE 30nœuds avec la ligne 14-12 ouverte.

Tableau 3. 12 Les valeurs des contrôleurs du système IEEE 30 avec la ligne 14-12 ouverte après réglage.

Nom du contrôleur	Contrôleur Logique Floue (variation)
t6-9	0
t6-10	0
t9-11	-0.006
t9-10	0
t4-12	0
t12-13	0
t28-27	0
V1	0
V2	0
V5	0
V8	0
V11	0
V13	0
Qc10	0
Qc24	0

Power Flow Solution Using NEWTON-RAPHSON Method

N° iteration: 4 — Stop — ITERATIVE SOLUTION CONVERGE — status — max error: 4,25E-8

Bus No.	Voltage Mag.	Angle Degree	--------Load--------- MW	Mvar	------Generation------ MW	Mvar	Injected Mvar
1	1,06	0	0	0	261,48035	-18,51858	0
2	1,045	-5,39518	21,7	12,7	40	61,50109	0
3	1,01794	-7,50355	2,4	1,2	0	0	0
4	1,0083	-9,25209	7,6	1,6	0	0	0
5	1,01	-14,19938	94,2	19	0	38,31715	0
6	1,00555	-11,01368	0	0	0	0	0
7	0,99957	-12,85114	22,8	10,9	0	0	0
8	1,01	-11,84848	30	30	0	50,81577	0
9	1,01241	-14,0921	0	0	0	0	0
10	1,01798	-15,73583	5,8	2	0	0	0
11	1,082	-14,0921	0	0	0	-11,46579	0
12	1,0497	-15,04581	11,2	7,5	0	0	0
13	1,071	-15,04581	0	0	0	16,2947	0
14	1,00216	-16,87103	6,2	1,6	0	0	0
15	1,01906	-16,37476	8,2	2,5	0	0	0
16	1,02838	-15,5671	3,5	1,8	0	0	0
17	1,01611	-15,92221	9	5,8	0	0	0
18	1,00627	-16,8752	3,2	0,9	0	0	0
19	1,0019	-16,9731	9,5	3,4	0	0	0
20	1,00513	-16,72245	2,2	0,7	0	0	0
21	1,00633	-16,22163	17,5	11,2	0	0	0
22	1,00721	-16,21329	0	0	0	0	0
23	1,00706	-16,67476	3,2	1,6	0	0	0
24	0,9996	-16,71553	8,7	6,7	0	0	0
25	1,00182	-16,29108	0	0	0	0	0
26	0,98386	-16,72408	3,5	2,3	0	0	0
27	1,01189	-15,75595	0	0	0	0	0
28	1,00224	-11,66721	0	0	0	0	0
29	0,9918	-17,01425	2,4	0,9	0	0	0
30	0,98018	-17,9181	10,6	1,9	0	0	0
Total			283,4	126,2	301,4804	136,9443	0

Elapsed Time (s): 1,58109

Figure 3. 28 Résultat de l'écoulement de puissance du système IEEE30 avec la ligne 14-12 ouverte après réglages.

Tableau 3. 13Les pertes du système de puissance IEEE 30 avant et après réglages.

Action / Paramètre	Sans control	Avec contrôleur Logique Floue
Pertes active	18,0509MW	18,0804 MW
Pertes réactives	10,3747MVAR	10,7443MVAR

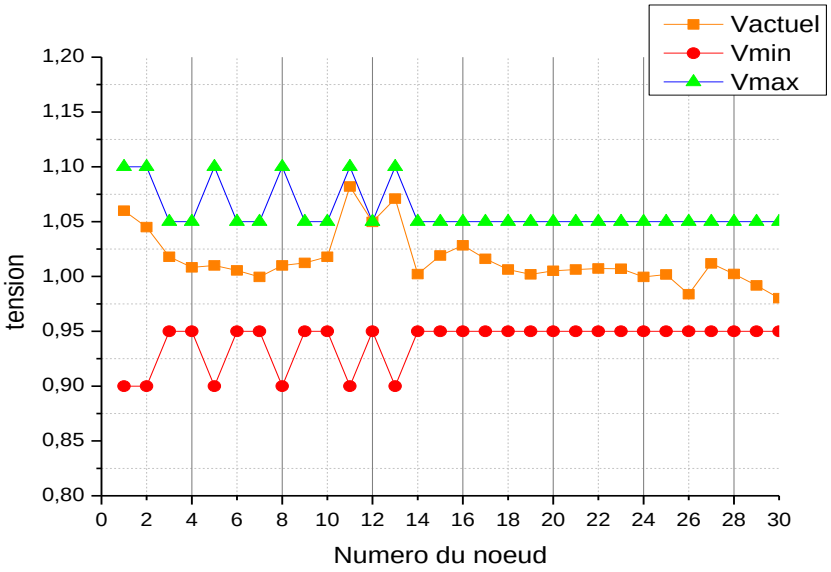


Figure 3. 29 Profil de tension du système IEEE 30nœuds après réglages.

III.11 Conclusion

Le réseau électrique subit plusieurs perturbations qui provoquent des changements de paramètres du système de puissance ou même ça configuration qui se répercute sur sa stabilité (sa survie). Dans ce chapitre on vient d'élaborer une solution de la régulation de la tension en utilisant une méthode basé sur la logique floue vue la complexité du problème et la multitude des paramètres qui rentre en actions.

Cette méthode utilise une extension de la matrice jacobienne qui nous donne plus de données de sensibilité afin de voir l'évolution du réglage effectuer et l'optimisé, on vient de tester cette méthode sur deux réseaux (IEEE-14 et IEEE-30) dans des cas normaux et de contingences.

La méthode a démontré une très bonne robustesse vu la rapidité et l'efficacité des actions proposées donc les systèmes opérés sont a priori dans une marge de stabilité suffisante qui va nous permettre d'avoir plus de temps pour réagir au défaillances imprévues en plus la stabilité du système va nous permettre dont profité dans le calcul de l'écoulement de puissance des avantages du DC load flow qui a une très grande approche de calcul dans ces circonstances ce qu'on va l'étudier et le démontrer dans le chapitre suivant.

CHAPITRE IV

LES FACTEURS DE SENSITIVITE

IV.1 Introduction

Dans un réseau à grande échelle les pannes des lignes et des générateurs sont souvent inattendues pour cela il faut bien étudier chaque cas et son ampleur. Afin d'étudier cette impact on sépare les sensibilités de chaque composant du réseau à celui en panne en deux, LODF (*load outage distribution factor*) qui détermine la sensibilité de puissance transités des lignes par rapport à l'ouverture d'une ligne (à cause d'une panne) et la matrice GSDF (*generation shift distribution factor*) qui détermine la sensibilité des puissances transmises dans les lignes par rapport à une perte d'un générateur.

IV.1.1 Calcul de la matrice LODF pour la panne d'une ligne

Dans cette section, on s'intéresse au développement d'algorithmes pour les pannes causées par l'ouverture d'une ligne et la solution des différentes violations provoquées par ces pannes. Les algorithmes développés dans ce chapitre sont basés sur DC power flow. On étudie premièrement la panne d'une seule ligne dans le réseau électrique basé sur la référence [21]. Le travail présenté dans la référence [22] a été encore développé pour trouver la sensibilité des nœuds. On explique les algorithmes et les organigrammes pour résoudre l'ouverture d'une seule ligne basée sur l'écoulement de puissance DC.

IV.1.2 Facteur de sensitivité LODF

Le facteur de sensitivité LODF est l'un des facteurs linéaires importants de sensibilité qui joue un rôle principal pour trouver l'effet des contingences critiques et en conséquence, proposer des actions préventives et possibles pour éviter les violations dans un système. LODF calcule l'impact sur toutes autres lignes de transport suite à l'ouverture d'une seule ligne de transport dans un système. LODF est utilisé comme outil important pour mesurer l'impact d'une défaillance, c.-à-d., la gravité de panne et son effet sur le système.

LODF est basé sur le DC load flow qui est moins précis comparé à l'écoulement de puissance complet basé sur Newton-Raphson. Dans un DC load flow, on calcule seulement l'écoulement de puissances actives (en MW) et on ne fournit aucune informations concernant l'écoulement de puissances réactives (MVAR) des lignes ni des tensions nodales. Cependant, le *DC load flow* présente une méthode inévitable pour accélérer le temps de calcul dans l'analyse des contingences en se basant sur un modèle rapproché de réseau électrique à étudier.

IV.1.2.1 Calcul de facteur LODF

Pour calculer le facteur LODF, on doit premièrement modéliser l'ouverture d'une ligne suite à une panne ou défaillance. Cette modélisation sera utilisée par la suite pour la formulation de la matrice LODF. La formulation de LODF présentée dans ce chapitre est un résumé développé dans la référence [23]. L'ouverture d'une ligne peut être modélisée en injectant la puissance équivalente aux deux extrémités du système, la ligne est laissée dans le système mais l'effet de son ouverture est modélisée en injectant la puissance active (MW) équivalente (ou l'écoulement de puissance de post-contingences) aux deux bouts de la ligne.

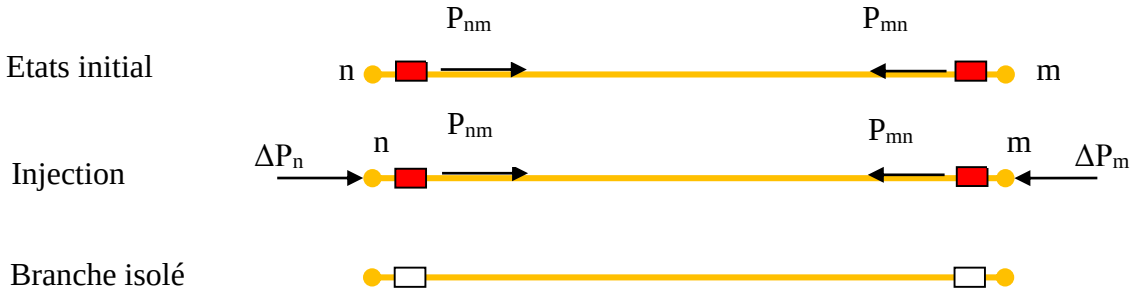


Figure 4. 1 Isolation d'une branche par injection des contres puissances.

Supposer que la ligne *k* reliant les nœuds *n* et *m*, si la ligne est ouverte par l'ouverture d'un disjoncteur, aucun courant ne circule dans la branche *nm* de système et la ligne est complètement isolée du reste du réseau électrique.

Pour simuler cet impact on injecte la puissance ΔP_n au nœud *n* et ΔP_m aux nœuds *m* respectivement.

$$\Delta P_n = \tilde{P}_{nm} \quad \text{et} \quad \Delta P_n = -\tilde{P}_{nm} \tag{4.1}$$

Et puisque l'écoulement de puissance dans la ligne *nm* est égal à zéro MW, le courant traversant la ligne sera également zéro quoique les disjoncteurs soient fermés et la ligne est complètement isolée du reste du réseau électrique. Puisque l'écoulement de puissance utilisé est l'écoulement de puissance DC pour le calcul de facteurs LODF et puisque ce modèle est linéaire, on peut écrire,

$$\Delta\theta = [X]\Delta P \tag{4.2}$$

Avec :

$\Delta\theta$: est le changement dans l'angle de déphasage des nœuds dus aux changements dans les puissances injectées ΔP.

[*X*] : est la matrice des réactances ou bien l'inverse de la matrice B'.

$$\text{et } \Delta P = \begin{bmatrix} . \\ \Delta P_n \\ . \\ \Delta P_m \\ . \end{bmatrix}$$

Par conséquence, et à partir de la relation ci-dessus on peut écrire :

$$\Delta\theta_n = X_{nn}\Delta P_n + X_{nm}\Delta P_m \tag{4.3}$$

$$\Delta\theta_m = X_{mn}\Delta P_n + X_{mm}\Delta P_m \tag{4.4}$$

θ_n, θ_m sont les angles de déphasage initiales des nœuds *n* et *m*, P_{nm} est l'écoulement de puissance active sur la ligne *k* reliant les nœuds *n* et *m* et $\Delta\theta_n$, $\Delta\theta_m$, ΔP_{nm} sont les changements incrémentaux résultants de l'ouverture de la ligne *k*.

Notant les angles de déphasage des nœuds *n* et *m* par θ_n, θ_m, et l'écoulement de puissance active sur la ligne *k* reliant les nœuds *n* et *m*, après l'ouverture de la ligne par $P_{n\,m}$.

Lors de l'ouverture d'une ligne, l'écoulement de la puissance dans la ligne est égal aux injections incrémentaux aux nœuds *n* et *m*. Noter également la réactance de la ligne *k* par x_k.

On peut écrire :

$$\tilde{P}_{nm} = \Delta P_n = -\Delta P_m \tag{4.5}$$

Avec :

$$\tilde{P}_{nm} = \frac{\tilde{\theta}_n - \tilde{\theta}_m}{x_k} \tag{4.6}$$

Alors :

$$\Delta\theta_n = (X_{nn} - X_{nm})\Delta P_n \tag{4.7}$$

$$\Delta\theta_m = (X_{mm} - X_{mn})\Delta P_m \tag{4.8}$$

Et :

$$\tilde{\theta}_n = \theta_n + \Delta\theta_n \tag{4.9}$$

$$\tilde{\theta}_m = \theta_m + \Delta\theta_m \tag{4.10}$$

Remplaçant les valeurs de $\tilde{\theta}_n$ et $\tilde{\theta}_m$ dans $\tilde{P}_{nm}$, on obtient,

$$\tilde{P}_{nm} = \frac{\tilde{\theta}_n - \tilde{\theta}_m}{x_k} = \frac{\theta_n - \theta_m}{x_k} + \left(\frac{\Delta\theta_n - \Delta\theta_m}{x_k}\right) \tag{4.11}$$

Ou en fonction des réactances, on peut écrire :

$$\tilde{P}_{nm} = \Delta P_{nm} + \left(\frac{X_{nm} + X_{mm} - 2X_{nm} \quad \Delta P_n}{x_k}\right) \tag{4.12}$$

Puisque $\tilde{P}_{nm} = \Delta P_n$

$$\Delta P_n = \frac{\Delta P_{nm} \times x_k}{\left[x_k - \ X_{nn} + X_{mm} - 2X_{nm}\ \right]} \tag{4.13}$$

On définit maintenant le facteur de la sensibilité δ par le rapport de changement d'angle de déphasage sur la puissance (MW) transmise de nœud *n* au nœud *m* de la ligne, on peut écrire δ comme suit :

$$\delta_{i,nm} = \frac{\Delta\theta_i}{\Delta P_{nm}} \tag{4.14}$$

À condition que ni le nœud *n* ni le nœud *m* ne soit le nœud de référence du système.

Les puissances injectées ΔP_n et ΔP_m sont imposées aux nœuds *n* et *m*. Le changement d'angle de déphasage d'un nœud *i* due à ces puissances injectées est égal à :

$$\Delta\theta_i = X_{in}\Delta P_n + X_{im}\Delta P_m \tag{4.15}$$

Alors le facteur de la sensibilité δ peut être écrit comme suit :

$$\delta_{i,nm} = \frac{\Delta\theta_i}{\Delta P_{nm}} = \frac{\Delta P_n (X_{in} - X_{im})}{\Delta P_{nm}} = \frac{X_{in} - X_{im} \quad x_k}{\left[x_k - \ X_{nn} + X_{mm} - 2X_{nm}\ \right]} \tag{4.16}$$

Avec

$$\Delta P_m = -\Delta P_n \ \text{ et } \Delta P_n = \frac{\Delta P_{nm} \times x_k}{\left[x_k - \ X_{nn} + X_{mm} - 2X_{nm}\ \right]} \tag{4.17}$$

Si l'un des nouds *n* ou *m* soit le nœud de référence, une seule puissance injectée est effectuée. Le facteur de la sensibilité δ sera :

Si *m* est le nœud de référence :

$$\delta_{i,nm} = \frac{X_{in} \times x_k}{x_k - X_{mm}}$$

Si *n* est le nœud de référence :

$$\delta_{i,nm} = \frac{-X_{in} \times x_k}{x_k - X_{mm}}$$

Si *i* est le nœud de référence :

$$\delta_{i,nm} = 0$$

On dénote le facteur de sensitivité de panne d'une ligne (LODF) par *d*. $d_{l,k}$ est le facteur LODF de la ligne *l* lors de l'ouverture de la ligne *k*. $d_{l,k}$ est définie par le rapport du changement dans l'écoulement de puissance sur la ligne *l* sur l'écoulement de la ligne *k* avant l'ouverture :

$$d_{l,k} = \frac{\Delta f_l}{f_k^0} = \frac{\Delta\theta_i - \Delta\theta_j}{x_l f_k^0} \tag{4.18}$$

$$d_{l,k} = \frac{\left[\left(\frac{\Delta\theta_i}{P_{nm}}\right) - \left(\frac{\Delta\theta_j}{P_{nm}}\right)\right]}{x_l} \quad \text{avec } f_k^0 = P_{nm} \tag{4.19}$$

$$= \frac{\delta_{i,nm} - \delta_{j,nm}}{x_l}$$

Si les nœuds *i* et *j* ne soient pas de nœud référence ; on peut écrire :

$$d_{l,k} = \frac{\frac{x_k}{x_l}\ X_{in} - X_{jn} - X_{im} + X_{jm}}{x_k - \ X_{nn} + X_{mm} - 2X_{nm}} \tag{4.20}$$

On utilise cette expression de l'équation (4.20) pour calculer le facteur LODF pour la ligne *l* lors de l'ouverture de la ligne *k*.

En utilisant cette même formule, on a développé et tester un algorithme de calcul de la matrice LODF pour différents cas de contingence. Pour chaque cas de contingence, la sensibilité sur les différentes lignes est déterminée qui permettre par la suite de prendre des mesures correctives pour le système pour éviter des situations critiques (surcharge des lignes) lors d'une contingence.

IV.1.2.2 Algorithme de calcul de la matrice LODF

1. Entrer les données de lignes et des nœuds pour le cas à tester.

2. Calculer le nombre de nœuds et le nombre de branches à partir des données.

3. Définir le nœud balancier (*slack bus*) et son numéro correspondant.

4. Calculer la matrice des susceptances « B » à partir des données de lignes.

$$B_{ij} = 1/x_{ij} \tag{4.21}$$

x_{ij} est la réactance de la ligne entre les nœuds *i* et *j*.

5. Éliminer la ligne et la colonne correspondantes au nœud balancier de la matrice « B ».

6. Calculer l'inverse de la matrice résultante et que soit « X ».

7. Ajouter une ligne et une colonne à la matrice « X » avec des valeurs 'zéro'.

8. Calculer les éléments $d_{l,k}$ de la matrice LODF pour n'importe quelle ligne *l (entre les nœud i et j)* lors l'ouverture d'une ligne *k (entre les nœud n et m)*dans le réseau par l'équation (4.22)

$$d_{l,k} = \frac{\frac{x_k}{x_l}\ X_{in} - X_{jn} - X_{im} + X_{jm}}{x_k - \ X_{nn} + X_{mm} - 2X_{nm}} \tag{4.22}$$

9. Répéter le processus pour toutes les lignes du réseau.

10. affecter l'impact sur la ligne aux deux nœuds qui la relie et ajouter l'impact cumulatif sur chaque nœud. Enfin classer les nœuds de réseau selon leurs sensibilités cumulatives.

Ainsi les éléments de la matrice LODF de toutes lignes du réseau sont calculés lors de l'ouverture d'une ligne. Les nœuds sensibles obtenus seront utilisées pour prendre des mesures correctives et préventives dans le système.

IV.1.2.3 Organigramme de calcul de la matrice LODF

L'organigramme de l'algorithme de la matrice LODF est illustré dans la figue 4.2.

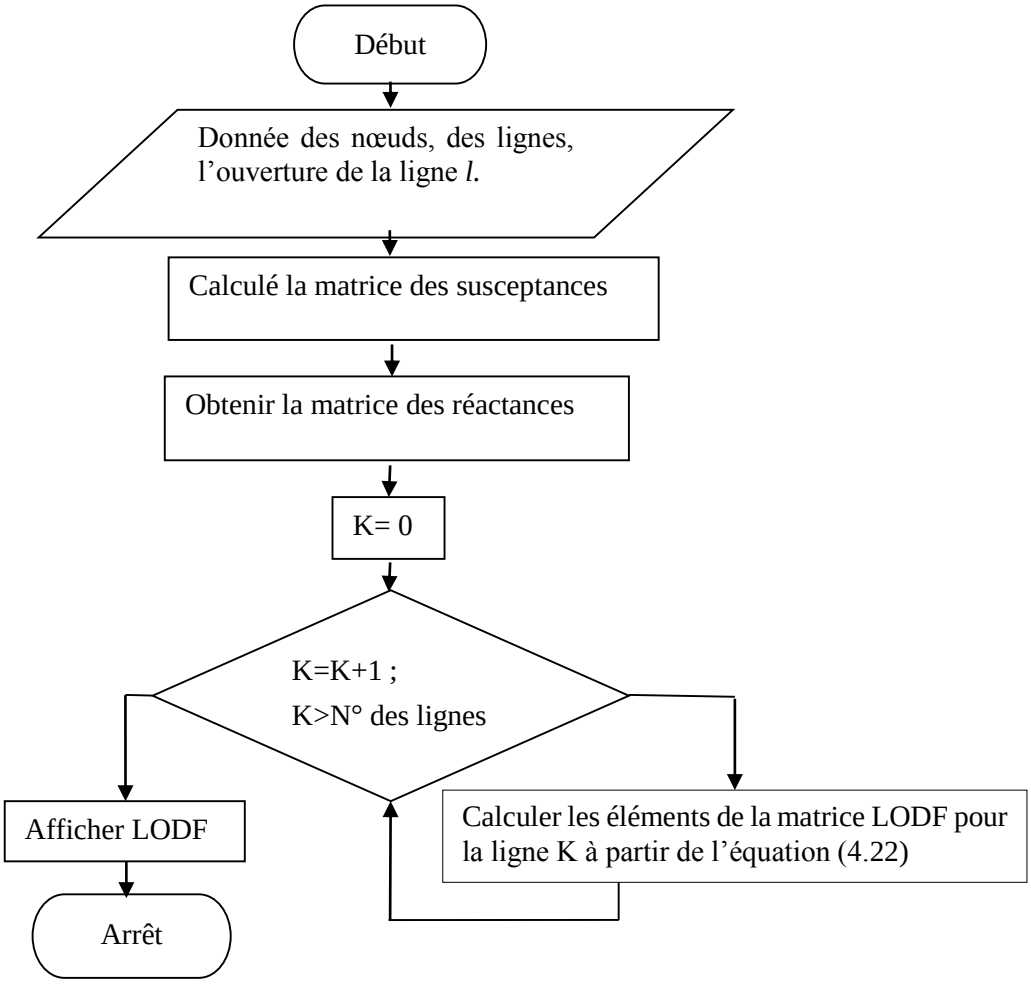


Figure 4. 2 Organigramme de l'algorithme de calcul LODF.

IV.2 Facteur de sensitivité GSDF

IV.2.1 Introduction

Dans cette section, on s'intéresse à l'impact sur le réseau électrique lors d'une perte d'un générateur, suite à une panne dans le système. Le facteur de sensitivité suite à une panne de générateur (*Generator shift Distribution Factor* GSDF) est l'état du système basé sur l'écoulement de puissance *DC power flow* suite à une panne d'un générateur, qui sera utile pour déterminer l'impact sur le réseau électrique lors ce type d'incident. Dans cette section, on présente premièrement la théorie de la matrice GSDF, et puis la formulation mathématique des facteurs GSDF appelée aussi *Generator Shift Factor* (GSF) et finalement on met l'accent sur le besoin de facteur de distribution de multiples pannes de générateurs.

Les facteurs de la sensibilité linéarisés simplifie généralement l'étude de ces pannes qui sont autrement des équations très complexes et difficiles à résoudre [24]. Le facteur de distribution suite à une panne de générateur GSDF est un facteur parmi les facteurs de sensibilité qui facilite la détermination de l'impact sur les lignes d'un réseau suite à un changement de la puissance injectée d'un nœud. Ce changement de puissance peut être dû à différents facteurs tels que la panne d'un générateur ou la variation de la production. GSDF peut être un outil très important pour évaluer

l'impact et pour prendre des mesures nécessaires. En étudiant les références au cours des années précédentes, on a remarqué qu'il n'y a pas eu beaucoup de travail concentré sur le calcul des facteurs GSDF et leur utilité pour le contrôle de réseau électrique lors de multiples pannes. La référence [24] définit les facteurs GSDF et leurs formulations pour calculer l'impact sur les lignes due à une panne de générateur, et comment utiliser ces facteurs pendant l'analyse des contingences.

Le facteur de distribution de panne d'un générateur peut également être utilisé pour détecter la formation de zone isolée et également identifier les causes. Les auteurs de référence [25] expliquent la façon de combiner GSDF avec d'autres facteurs de sensibilité pour déterminer la topologie d'un système tel que la formation de zone isolée dans le système. C'est également une étape importante pour traiter des contingences sévères d'ordre supérieur puisque l'argument de séparer le système en plusieurs zones au cours des contingences d'ordre supérieur (>N-1) aidera à éviter les pannes en cascade et par conséquent empêcher le blackout général du réseau.

IV.2.2 Les Facteurs GSDF

Le calcul des facteurs GSDF consiste à utiliser le logiciel Labpower pour le calcul de GSDF pour un réseau donné. Le logiciel Labpower dispose d'un outil incorporé pour le calcul de GSDF pour des contingences simples de type N-1 et des contingences multiple (>N-1). Cet outil est utilisé pour générer une base de règle.

La détermination des facteurs GSDF pour un système donné, La puissance injectée ou le changement de la puissance injectée à n'importe quels nœuds dus à une panne d'un générateur est calculée en utilisant la matrice GSDF. Ainsi, le facteur GSDF est calculé en sélectionnant la mise hors service d'un générateur et puis calculer l'impact de cette panne sur les lignes de transport L'impact est alors attribué aux nœuds du système et ainsi les nœuds sont classés suivant l'importance de l'impact.

IV.2.2.1 Formulation de la matrice GSDF

Dans cette section, on présente la formulation mathématique pour le calcul de la matrice GSDF. On a programmé dans notre logiciel Labpower la méthode de calcul de cette matrice. Le *DC power flow* et ces approximations sont utilisé pour calculer ces facteurs. Les équations (4.1) à (4.4) sont développées dans la référence [26] pour une simple mise hors service d'un générateur.

Le facteur GSDF est dénoté par a_{li} , et il est défini par:

$$a_{li} = \frac{\Delta f_l}{\Delta P_i} \tag{4.23}$$

l est l'indice de la ligne dont on veut calculer l'impact de mise hors service de générateur i, Δf_l est la variation de la puissance active (MW) sur la ligne l lorsqu'une une panne se produit au générateur connecté au nœud i, ΔP_i est la variation de la production active en (MW) aux nœuds i.

Le nœud bilan est toujours supposé peut fournir/absorber la puissance nécessaire requise lors d'une panne d'un générateur du système. La variation de la production est toujours compensée par le nœud bilan qui est égal dans ce cas à ΔP_i.

Ainsi le facteur a_{li} peut être définit par la variation dans la sensibilité de l'écoulement de puissance dans la ligne l par rapport à la variation de la production au nœud i. En réalité, la production perdue est toujours prise par tous les générateurs du système. Mais, dans un premier lieu, dans la formulation de facteurs a_{li} on suppose que la variation de la production est compensée par le nœud bilan. Ensuite, on généralise la formulation au cas le reste des générateurs contribuent également à la compensation de la production perdu dans le système.

Si le générateur produit P_{i0} (MW) avant de tomber en panne ou bien mis hors service, la variation de la production compensée par le nœud bilan est ΔP_i. Cela aura un impact sur l'écoulement de puissance sur toutes les lignes de transport du système, cet impact peut être traduit en termes de facteur a_{li}. Par conséquent, le transit de puissance sur une ligne l lors d'une mise hors service d'un générateur (connecté au nœud i) est donnée par :

$$\hat{f}_l = f_l^{\circ} + a_{li}\Delta P_i \tag{4.24}$$

Pour *l*=1…...Nombre de ligne dans le système

$\hat{f}_l$ est le transit de puissance sur la ligne *l* après la mise hors service de générateur *i* et f_l° : Le transit de puissance sur la ligne *l* avant la mise hors service de générateur *i*.

En utilisant ces facteurs de sensibilité, on peut calculer le transit de puissance sur les lignes après mise hors service d'un générateur par simulation de ces contingences. Cette analyse permet la planification du système et l'identification des lignes les plus sensibles ainsi que les nœuds à renforcés, de tel sorte que le système puisse fonctionner dans des conditions normales pendant n'importe quelle contingence. Cette analyse permet également d'étudier les contingences et de déterminer les lignes qui vont être surchargées suite d'une mise hors service d'un générateur et de définir les actions à prendre pour acheminer la puissance aux différentes charges par différentes manières possibles sans surcharger les lignes.

En réalité, la production perdue est toujours prise par les générateurs restants du système, proportionnellement à leur production maximum. La quantité de la production reprise au nœud *j* due à la perte de production dans le nœud *i* est donnée par :

$$\gamma_{ji} = \frac{P_j^{\max}}{\sum_{k,k\neq i} P_k^{\max}} \tag{4.25}$$

P_k^{max} est la puissance maximum disponible en MW pour le générateur *k*, γ_{ji} est le facteur avec lequel le générateur au nœud *k* compense le générateur mise hors service de nœud *i*.

Les formules mathématiques pour calculer le facteur GSDF sont détaillé dans la référence [27]-[30] est expliquée ci-dessous. Le calcul du GSDF est basé sur l'écoulement de puissance *DC power flow*. Le modèle de DC *power flow* nous donne l'avantage de la rapidité des calculs dus à sa nature linéaire, ainsi qu'une bonne approximation du système et de son état. Le modèle de *DC power flow* est donné par l'équation suivante :

$$\Delta\theta = [X]\Delta P \tag{4.26}$$

$\Delta\theta$ est le vecteur de variation dans les angles de déphasage des nœuds due aux variations des puissances injectés, *X* est la Matrice des réactances formée par l'inverse de la matrices des susceptance de la ligne de transport, ΔP est la variation de puissances injectées ou perturbations.

Pour calculer le facteur GSDF dans le nœud *i* on suppose que la variation de puissance injectée au nœud *i* est égal à $+\Delta P$ et la puissance injectée correspondante dans le nœud bilan est égal à $-\Delta P$.

Par conséquent le transit de puissance sur la ligne *l* peut être écrit comme suit :

$$f_l = \frac{(\theta_n - \theta_m)}{x_l} \tag{4.27}$$

m est le nœud de départ de la ligne *l*, *n* est le nœud d'arrivé de la ligne *l*, x_l est la réactance de la ligne *l*, $\Delta\theta_n$ est l'angle de déphasage de nœud *n*, $\Delta\theta_m$ est l'angle de déphasage de nœud *m*.

Le facteur GSDF dénoté par a_{li}, devient:

$$\begin{aligned} a_{li} &= \frac{df_l}{dP_i} = \frac{d}{dP_i}\left[\frac{(\theta_n - \theta_m)}{x_l}\right] \\ &= \frac{1}{x_l}\left(\frac{d\theta_n}{dP_i} - \frac{d\theta_m}{dP_i}\right) = \frac{1}{x_l}\ X_{ni} - X_{mi} \end{aligned} \tag{4.28}$$

$d\theta_n/dP_i=X_{ni}$ est l'élément de la ligne n et la colonne i de la matrice des réactances X, $d\theta_m/dP_i=X_{mi}$ est l'élément de la ligne m et la colonne i de la matrice des réactances X.

En utilisant l'équation (4.28) on peut calculer le facteur GSDF de toutes les lignes de transport dans un réseau électrique quelconque lors d'une mise hors service d'un générateur simple.

IV.2.3 Algorithme de calcul de la matrice GSDF

1. Entrer les données de branches, les données des nœuds et les données des générateurs pour le système à étudier.

2. Calculer le nombre des nœuds et le nombre des branches à partir des données.

3. Définir le nœud bilan et son nœud correspondant.

4. Obtenir le nombre des nœuds producteurs et les indices des nœuds producteurs à partir des données.

5. Calculer la matrice susceptance 'B' à partir des données de branche.

$$B_{ij} = \frac{1}{x_{i,j}} \tag{4.29}$$

x_{ij} est la réactance de la ligne entre i et le nœud de j.

6. Éliminer la ligne et la colonne correspondantes au nœud bilan de la matrice 'B'.

7. Calculer l'inverse de la matrice résultante (après élimination).

8. Ajouter une ligne et une colonne (correspondante au nœud bilan) à la matrice 'X' avec des valeurs 'zéro'.

9. Calculer le facteur GSDF a_{li} pour la ligne l lors de la mise hors service d'un générateur i, à partir de l'équation (4.28)

$$a_{li} = \frac{1}{x_l} \; X_{ni} - X_{mi} \tag{4.30}$$

10. Répéter le processus 1 pour chaque générateur en calculant l'impact de sa mise hors service sur toutes les lignes de transport.

11. affecter l'impact sur la ligne aux deux nœuds qui la relie et ajouter l'impact cumulatif sur chaque nœud. Enfin classer les nœuds de réseau selon leurs sensibilités cumulatives.

Ainsi les éléments de la matrice GSDF de toutes lignes du réseau sont calculés lors de la mise hors service d'un générateur. Les nœuds sensibles obtenus seront utilisées pour prendre des mesures correctives et préventives dans le système.

L'organigramme de l'algorithme de calcul des facteurs de GSDF est donné dans la figure 4.3.

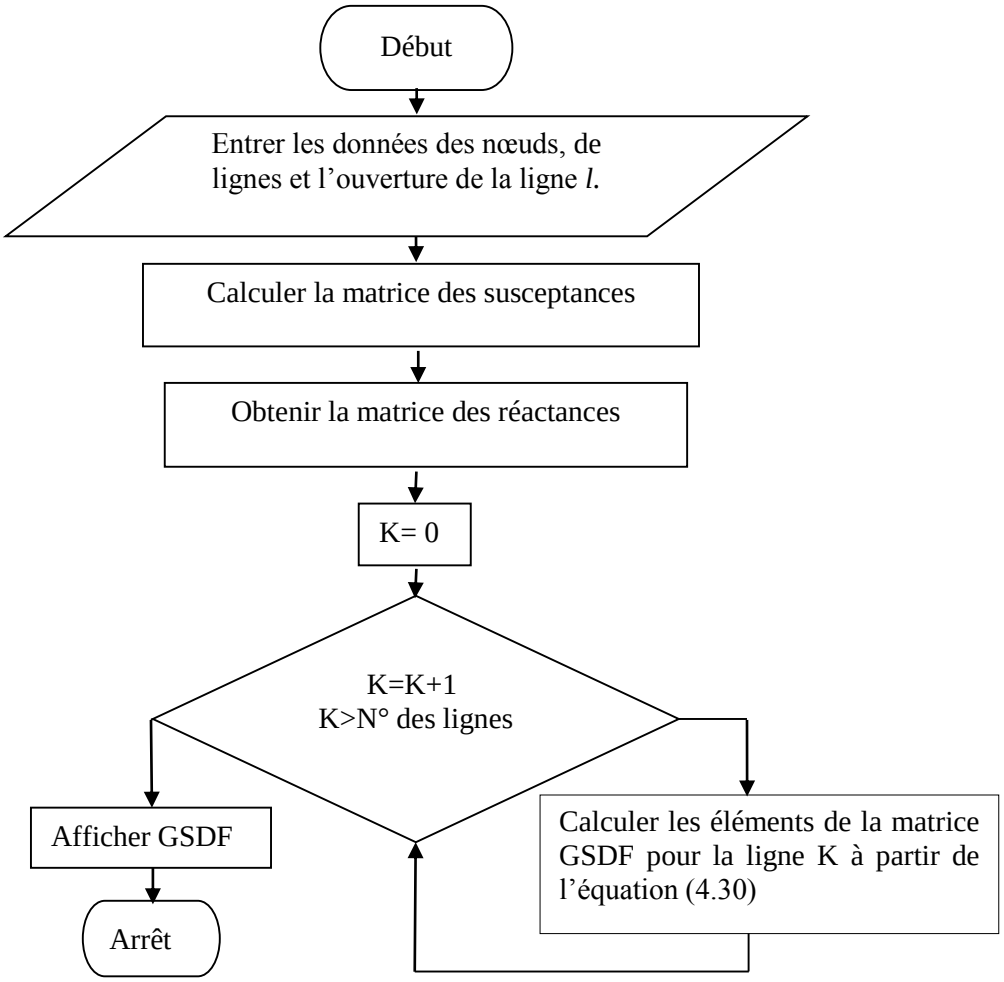


Figure 4. 3 Organigramme de l'algorithme de calcul GSDF

Les algorithmes proposés ont été testés sur deux systèmes différents en vertu l'opération de contingence, les deux systèmes sont le système IEEE 6 nœuds et le deuxième système IEEE 14 nœuds. Les résultats et l'analyse de certains cas, dont des contingences du a des pannes de ligne et d'autre à des pannes de générateur sont indiquées dans les sections suivantes ci-dessous.

IV.3 Simulation des Systèmes sans et avec contingences

IV.3.1 Exemple 1 : Système IEEE 6 Nœuds

Les données du système IEEE-6 nœuds sont données dans l'annexe 01. Le résultat de l'écoulement de puissance calculé par la méthode Newton-Raphson en utilisant le logiciel Labpower est illustré dans la figure 4.4. Dans le fonctionnement normal (sans contingences), le système dispose de six nœuds, 11 lignes et 3 générateurs. Les résultats de l'écoulement de puissance par la méthode DC PF du system IEEE-6 avec affectation des pertes (calculé par la méthode de Newton-Raphson) au nœud 4 en utilisant le logiciel Labpower sont illustrés dans la figure 4.5. La valeur maximale de transite de puissance pour chaque ligne du réseau IEEE 6 nœuds est proposé pour cette analyse et ajouter dans les donnée des lignes à l'annexe 1. Pour analyser le transite de puissance des lignes et vérifier ceux qui ont dépassé leurs limites, on a programmé des algorithmes spécifier pour cette tâche. Dans ce cas on vérifie l'état de sécurité du réseau IEEE 6 nœuds par les deux méthodes DC power flow et Newton-Raphson dans l'état normal (sans contingences).

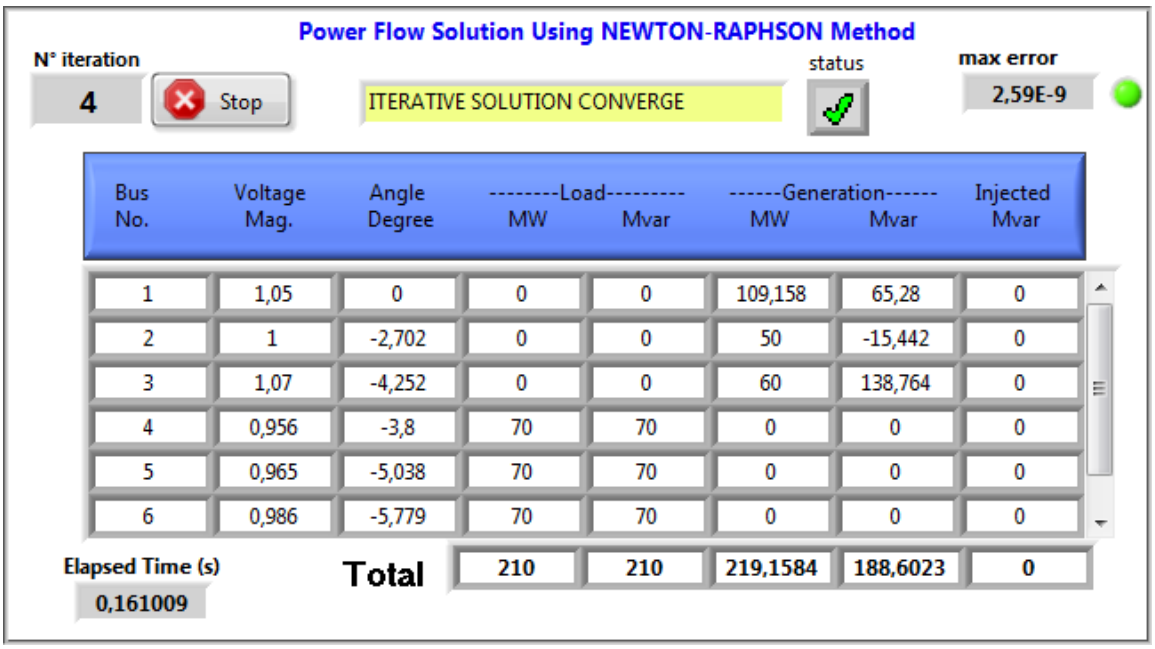


Figure 4. 4 Résultat de l'écoulement de puissance par la méthode Newton-Raphson du system IEEE 6 nœuds.

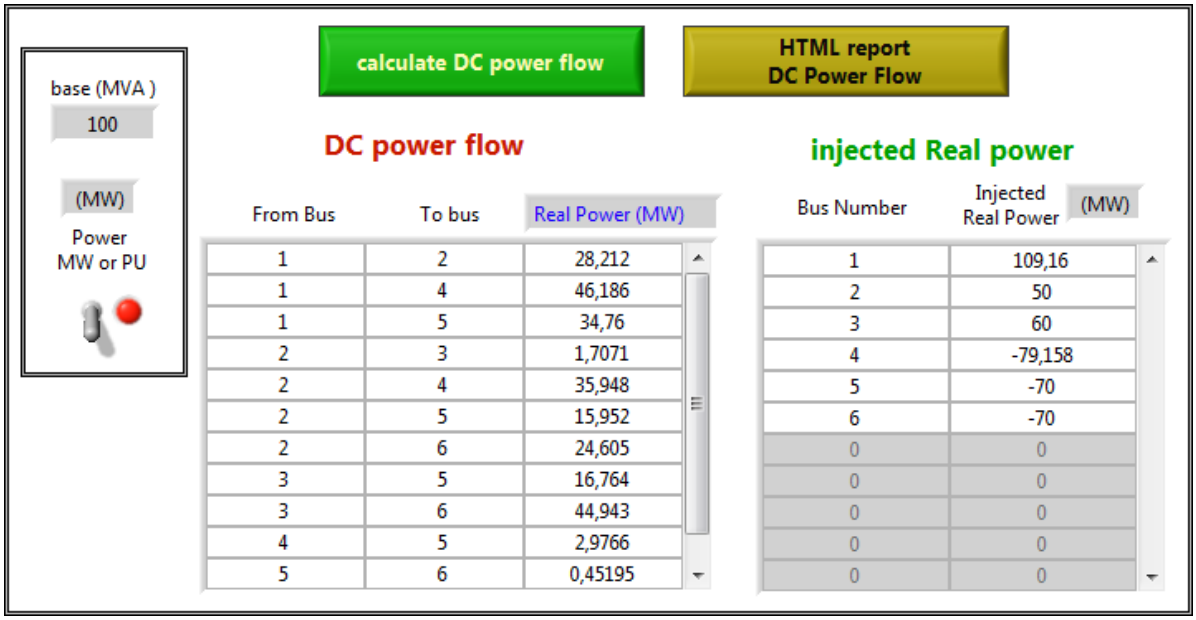
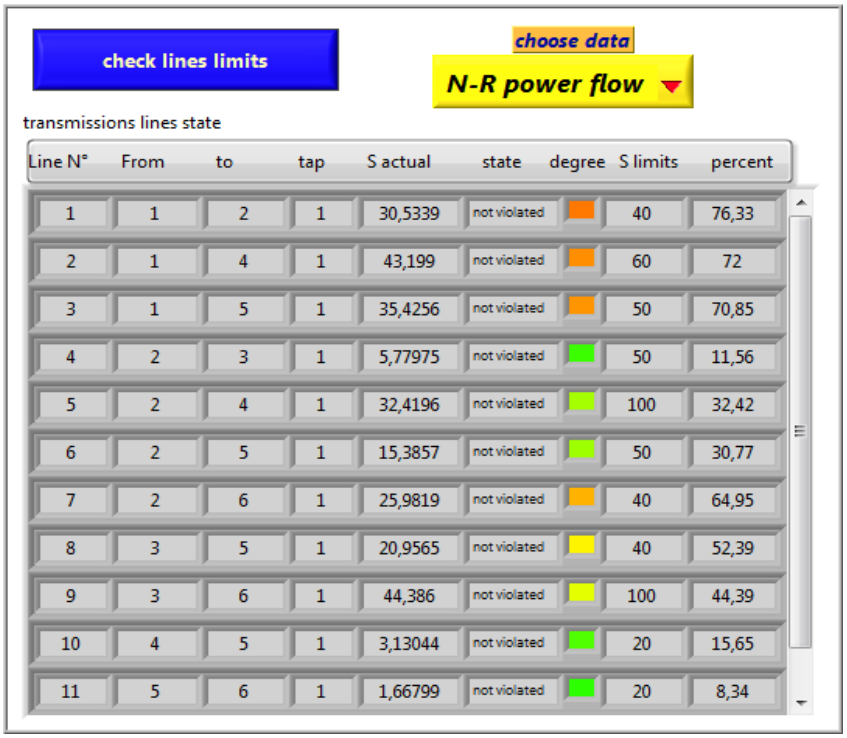


Figure 4. 5 Résultat de l'écoulement de puissance par la méthode DC Power Flow du system IEEE 6 nœuds avec affectation des pertes au nœud 4 comme charge

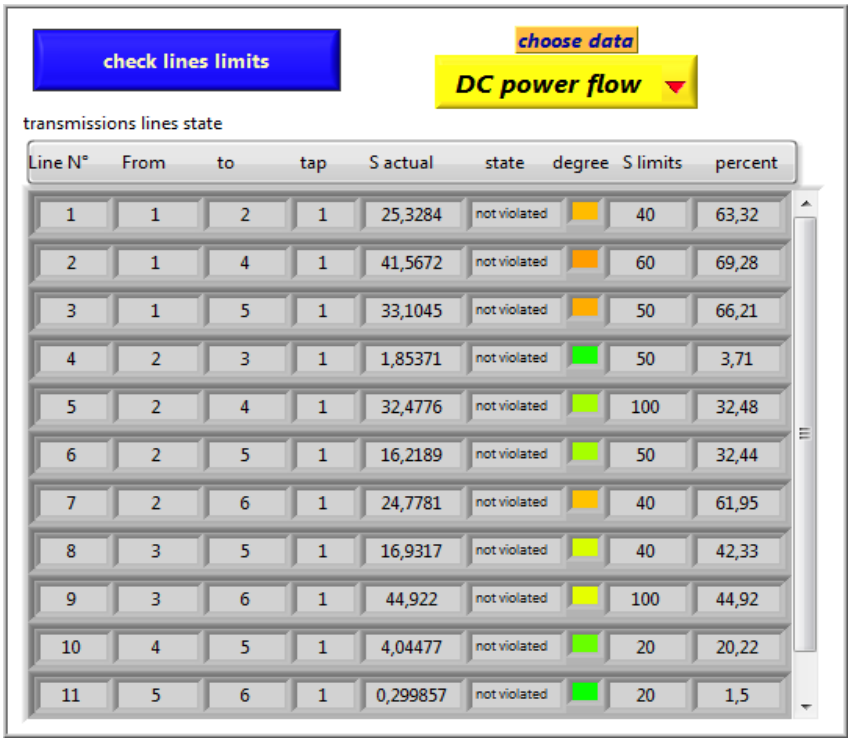
Après vérification de l'état de transite de puissance établie par les deux méthodes DC power flow et Newton-Raphson illustré respectivement dans la figure 4.6 et 4.7, on remarque que l'indice de couleur généré par les deux méthodes est presque le même. La même chose peut être dite concernons le pourcentage de surcharge des lignes malgré les simplifications sévères faites dans la méthode DC power flow. Ce qui justifie l'efficacité de la méthode DC power flow dans l'évaluation de la sécurité du réseau afin de déterminer toute violation de puissance transitée dans le système ainsi pour prévenir des réglages préventif pour maintenir une large plage de sécurité du système.

La figure 4.8 montre une comparaison entre les puissances transmises dans les lignes du même réseau étudié (IEEE 6 nœuds) en utilisant les deux méthodes DC power flow et Newton-Raphson. Les pertes calculées par la méthode de Newton-Raphson sont affectées au nœud 4 dans le cas de la résolution par la méthode DC power flow. On remarque que les résultats donnée par les deux méthodes sont très proche.



Line N°	From	to	tap	S actual	state	degree	S limits	percent
1	1	2	1	30,5339	not violated		40	76,33
2	1	4	1	43,199	not violated		60	72
3	1	5	1	35,4256	not violated		50	70,85
4	2	3	1	5,77975	not violated		50	11,56
5	2	4	1	32,4196	not violated		100	32,42
6	2	5	1	15,3857	not violated		50	30,77
7	2	6	1	25,9819	not violated		40	64,95
8	3	5	1	20,9565	not violated		40	52,39
9	3	6	1	44,386	not violated		100	44,39
10	4	5	1	3,13044	not violated		20	15,65
11	5	6	1	1,66799	not violated		20	8,34

Figure 4. 6 L'état de transite de puissance du réseau IEEE 6 nœuds calculée par la méthode de Newton-Raphson



Line N°	From	to	tap	S actual	state	degree	S limits	percent
1	1	2	1	25,3284	not violated		40	63,32
2	1	4	1	41,5672	not violated		60	69,28
3	1	5	1	33,1045	not violated		50	66,21
4	2	3	1	1,85371	not violated		50	3,71
5	2	4	1	32,4776	not violated		100	32,48
6	2	5	1	16,2189	not violated		50	32,44
7	2	6	1	24,7781	not violated		40	61,95
8	3	5	1	16,9317	not violated		40	42,33
9	3	6	1	44,922	not violated		100	44,92
10	4	5	1	4,04477	not violated		20	20,22
11	5	6	1	0,299857	not violated		20	1,5

Figure 4. 7 L'état de transite de puissance du réseau IEEE 6 nœuds calculée par la méthode DC load flow

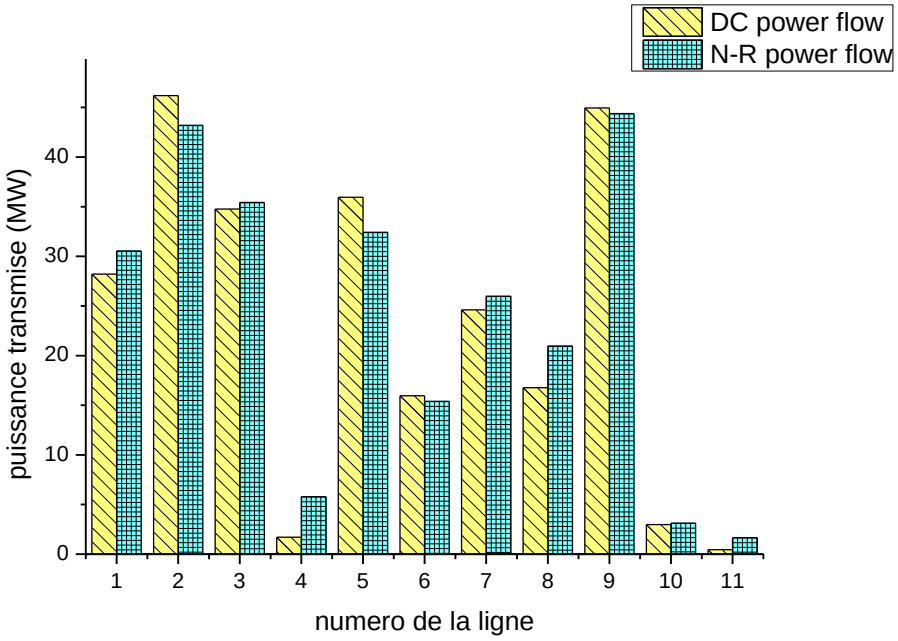


Figure 4. 8 Comparaison entre les deux profils de transite de puissance calculées par les méthodes DC power flow et Newton-Raphson pour le système IEEE 6 nœuds

La figure 4.9 présente la matrice LODF pour le système IEEE 6 nœuds généré par le logiciel Labpower. Le nombre de lignes de cette matrice est égale au nombre de colonnes et qui est équivalent au nombre de lignes du système étudié.

La figure 4.10 présente la matrice GSDF pour le système IEEE 6 nœuds généré par le logiciel Labpower. Le nombre de lignes de cette matrice est égale au nombre de générateurs et le nombre de colonnes est équivalent au nombre de lignes du système étudié.

LODF matrix

-1	1,04013	0,668656	-0,0068182	-0,641055	-0,118899	-0,106479	-0,0813652	0,0214378	0,00101151	0,0021079
0,363343	-1	0,344159	-0,0012249	0,476452	-0,0213611	-0,0191296	-0,0146178	0,0038514	-0,0210705	0,0003787
0,328849	0,484532	-1	0,0071615	-0,112775	0,124886	0,11184	0,0854621	-0,0225172	0,0271761	-0,002214
-1,69986	-0,874231	3,63039	-1	2,61469	2,11349	6,71927	-3,92367	-13,8307	0,297428	0,0349514
-0,461751	0,982428	-0,16517	0,0075542	-1	0,131734	0,117973	0,0901485	-0,023752	-0,055730	-0,0023354
-0,33163	-0,170556	0,708263	0,0236448	0,510107	-1	0,369255	0,282164	-0,074343	0,0580261	-0,007310
-0,139043	-0,071509	0,296955	0,0351941	0,213874	0,172877	-1	-0,135712	1,06702	0,0243287	0,008143
-0,197666	-0,101659	0,422156	-0,0382337	0,304046	0,245765	-0,252478	-1	1,27254	0,0345861	-0,011447
0,0091666	0,0047143	-0,019577	-0,0237211	-0,0141	-0,011397	0,349393	0,223981	-1	-0,001603	0,005597
0,0612385	-3,65172	3,34539	0,0722265	-4,68417	1,25951	1,12794	0,861911	-0,227093	-1	-0,022329

Figure 4. 9 La matrice LODF pour le système IEEE 6 nœuds générée par le logiciel Labpower

GSDF matrix

0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
0,470624	0,314889	0,214487	-0,054448	-0,311469	-0,099262	-0,064195	-0,062179	0,0077303	0,0034203	0,0564654
0,402563	0,294871	0,302566	0,341554	-0,215383	0,0341903	0,242202	-0,288967	-0,36948	0,0794885	0,127278

Figure 4. 10 La matrice GSDF pour le système IEEE 6 nœuds généré par le logiciel Labpower

IV.3.2 Exemple 2 : Système IEEE 14 Nœuds

Les données du système IEEE 14 nœuds sont données dans l'annexe 2. Le résultat de l'écoulement de puissance calculé par la méthode Newton-Raphson en utilisant le logiciel Labpower sont illustrés dans la figures 4.11. Dans le fonctionnement normal (sans contingences), le système dispose de six

nœuds, 16 lignes et 5 générateurs. Les résultats de l'écoulement de puissance par la méthode DC PF du system IEEE 14 en utilisant le logiciel Labpower sont illustrés dans la figure 4.12. La valeur maximale de transite de puissance pour chaque ligne du réseau IEEE 14 nœuds est proposé pour cette analyse et ajouter dans les donnée des lignes à l'annexe 02.

Power Flow Solution Using NEWTON-RAPHSON Method

N° iteration: 4 — Stop — ITERATIVE SOLUTION CONVERGE — status — max error: 9.14E-8

Bus No.	Voltage Mag.	Angle Degree	--------Load--------- MW	Mvar	------Generation------ MW	Mvar	Injected Mvar
1	1.06	0	0	0	232.404	-13.667	0
2	1.043	-4.952	21.7	12.7	40	35.246	0
3	1.01	-12.734	94.2	19	0	25.581	0
4	1.019	-10.342	47.8	-3.9	0	0	0
5	1.01	-8.798	7.6	1.6	0	0	0
6	1.089	-14.874	11.2	7.5	0	20.582	0
7	1.066	-13.592	0	0	0	0	0
8	1.089	-13.592	0	0	0	14.341	0
9	1.064	-15.191	29.5	16.6	0	0	21.6
10	1.061	-15.409	9	5.8	0	0	0
11	1.072	-15.26	3.5	1.8	0	0	0
12	1.074	-15.681	6.1	1.6	0	0	0
13	1.068	-15.722	13.5	5.8	0	0	0
14	1.048	-16.398	14.9	5	0	0	0
Total			259	73.5	272.4037	82.0834	21.6

Elapsed Time (s): 0.283309

Figure 4. 11 Résultat de l'écoulement de puissance par la méthode de Newton-Raphson du système IEEE 14 nœuds

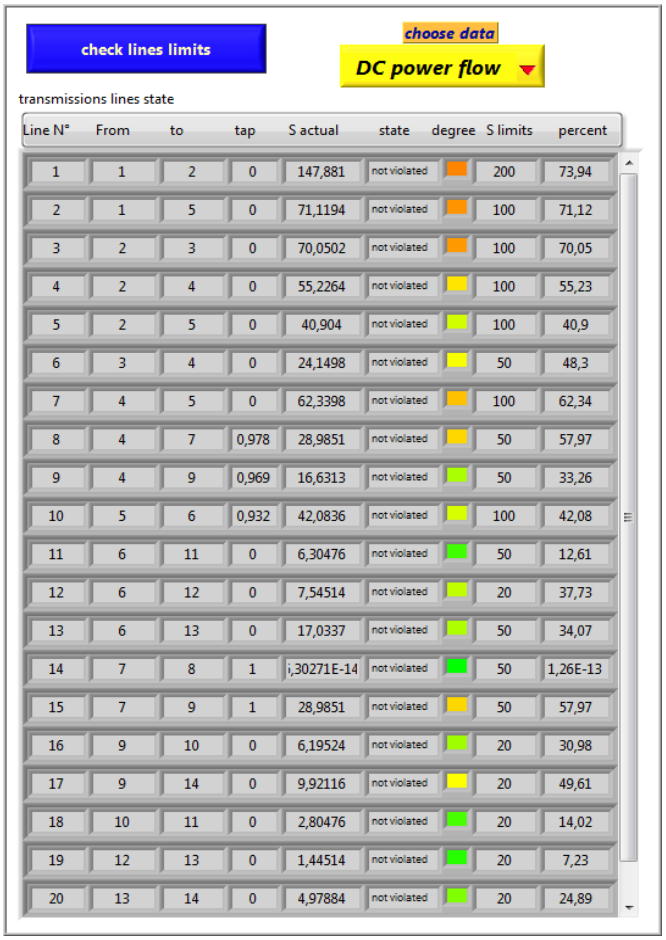
DC power flow

From Bus	To bus	Real Power (MW)
1	2	147,88
1	5	71,119
2	3	70,05
2	4	55,226
2	5	40,904
3	4	-24,15
4	5	-62,34
4	7	28,985
4	9	16,631
5	6	42,084
6	11	6,3048
6	12	7,5451
6	13	17,034
7	8	6,3027E-14
7	9	28,985
9	10	6,1952
9	14	9,9212
10	11	-2,8048
12	13	1,4451
13	14	4,9788

injected Real power

Bus Number	Injected Real Power (MW)
1	219
2	18,3
3	-94,2
4	-47,8
5	-7,6
6	-11,2
7	-0
8	-0
9	-29,5
10	-9
11	-3,5
12	-6,1
13	-13,5
14	-14,9

Figure 4. 12 Résultat de l'écoulement de puissance par la méthode DC PF du système IEEE 14 nœuds sans affectation des pertes

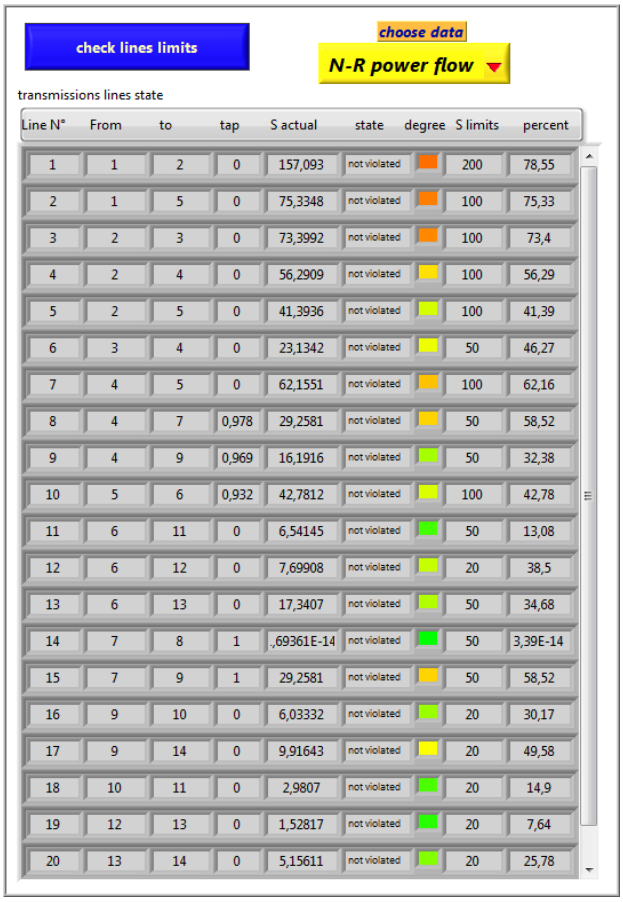


Line N°	From	to	tap	S actual	state	degree	S limits	percent
1	1	2	0	147,881	not violated		200	73,94
2	1	5	0	71,1194	not violated		100	71,12
3	2	3	0	70,0502	not violated		100	70,05
4	2	4	0	55,2264	not violated		100	55,23
5	2	5	0	40,904	not violated		100	40,9
6	3	4	0	24,1498	not violated		50	48,3
7	4	5	0	62,3398	not violated		100	62,34
8	4	7	0,978	28,9851	not violated		50	57,97
9	4	9	0,969	16,6313	not violated		50	33,26
10	5	6	0,932	42,0836	not violated		100	42,08
11	6	11	0	6,30476	not violated		50	12,61
12	6	12	0	7,54514	not violated		20	37,73
13	6	13	0	17,0337	not violated		50	34,07
14	7	8	1	,30271E-14	not violated		50	1,26E-13
15	7	9	1	28,9851	not violated		50	57,97
16	9	10	0	6,19524	not violated		20	30,98
17	9	14	0	9,92116	not violated		20	49,61
18	10	11	0	2,80476	not violated		20	14,02
19	12	13	0	1,44514	not violated		20	7,23
20	13	14	0	4,97884	not violated		20	24,89

Figure 4. 13 L'état de transite de puissance du réseau IEEE 14 nœuds calculée par la méthode DC power flow

Après vérification de l'état de transite de puissance établie par les deux méthodes DC power flow et Newton-Raphson illustré respectivement dans la figure 4.13 et 4.14, on remarque que l'indice de couleur généré par les deux méthodes est presque le même. La même chose peut être dite concernons le pourcentage de surcharge des lignes malgré les simplifications sévères faites dans la méthode DC power flow. Ce qui justifie l'efficacité de la méthode DC power flow dans l'évaluation de la sécurité du réseau afin de déterminer toute violation de puissance transitée dans le système ainsi pour prévenir des réglages préventif pour maintenir une large plage de sécurité du système.

La figure 4.15 montre une comparaison entre les puissances transmises dans les lignes du même réseau étudié IEEE 14 nœuds en utilisant les deux méthodes DC power flow et Newton-Raphson. Dans le cas de DC power flow de logiciel Labpower, les pertes sont affectées proportionnellement aux nœuds de consommations du réseau.



Line N°	From	to	tap	S actual	state	degree	S limits	percent
1	1	2	0	157,093	not violated		200	78,55
2	1	5	0	75,3348	not violated		100	75,33
3	2	3	0	73,3992	not violated		100	73,4
4	2	4	0	56,2909	not violated		100	56,29
5	2	5	0	41,3936	not violated		100	41,39
6	3	4	0	23,1342	not violated		50	46,27
7	4	5	0	62,1551	not violated		100	62,16
8	4	7	0,978	29,2581	not violated		50	58,52
9	4	9	0,969	16,1916	not violated		50	32,38
10	5	6	0,932	42,7812	not violated		100	42,78
11	6	11	0	6,54145	not violated		50	13,08
12	6	12	0	7,69908	not violated		20	38,5
13	6	13	0	17,3407	not violated		50	34,68
14	7	8	1	,69361E-14	not violated		50	3,39E-14
15	7	9	1	29,2581	not violated		50	58,52
16	9	10	0	6,03332	not violated		20	30,17
17	9	14	0	9,91643	not violated		20	49,58
18	10	11	0	2,9807	not violated		20	14,9
19	12	13	0	1,52817	not violated		20	7,64
20	13	14	0	5,15611	not violated		20	25,78

Figure 4. 14 L'état de transite de puissance du réseau IEEE 14 nœuds calculé par la méthode Newton-Raphson

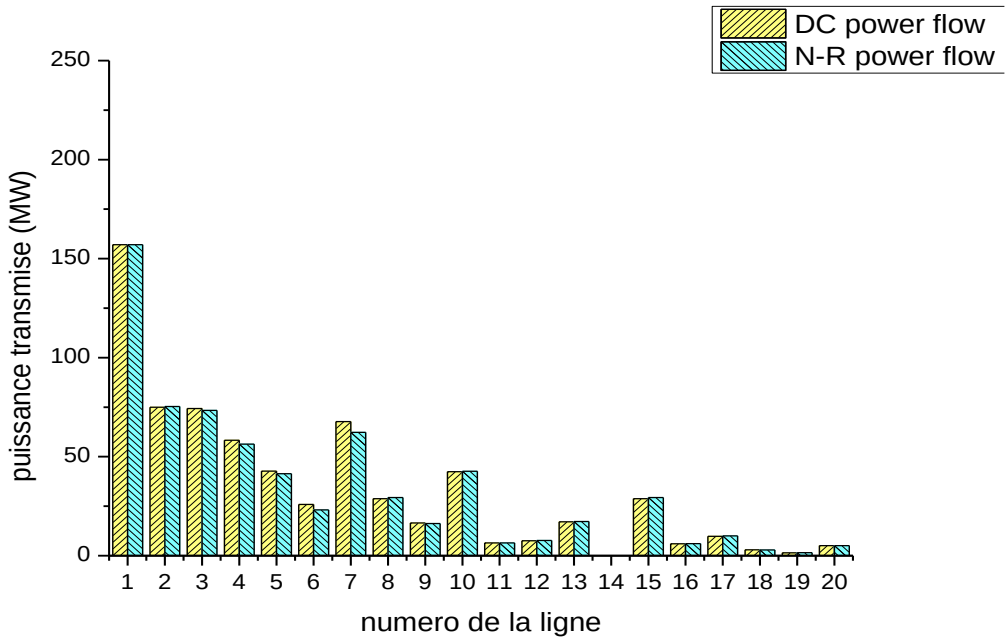


Figure 4. 15 Comparaison entre les deux profils de transit de puissance calculés par les méthodes DC power flow et Newton-Raphson pour le système IEEE 14 nœuds

LODF matrix

-1	0,480925	-0,0983516	-0,101729	-0,0997421	0,0339066	0,123043	-0,0057570	-0,0023985	0,0169831	0,0015133	0,0001972	0,0011723	-3,26729E-	-0,005757	-0,0014870	-0,0019711	0,0006732	3,77782E-5	0,0009891
2,07933	-1	0,204505	0,211528	0,207396	-0,070503	-0,255847	0,0119709	0,0049874	-0,0353135	-0,0031467	-0,0004101	-0,0024376	-3,19707E-	0,0119709	0,0030920	0,0040985	-0,0013998	-7,85533E-	-0,0020568
-0,356378	0,171391	-1	0,225073	0,12072	0,344749	0,220297	-0,0103076	-0,0042944	0,0304068	0,0027095	0,0003531	0,0020989	-4,8688E-1	-0,0103076	-0,0026624	-0,0035290	0,0012053	6,76385E-5	0,0017710
-0,946016	0,454962	0,577629	-1	0,320455	-0,199137	0,584787	-0,0273617	-0,0113998	0,0807158	0,0071924	0,0009374	0,0055716	-2,05856E-	-0,0273617	-0,0070675	-0,0093680	0,0031996	0,0001795	0,0047012
-1,72774	0,830911	0,577098	0,596915	-1	-0,198954	-0,72198	0,0337809	0,0140742	-0,0996521	-0,0088798	-0,0011573	-0,0068787	-3,12678E-	0,0337809	0,0087255	0,0115659	-0,0039503	-0,0002216	-0,0058042
1,03373	-0,497146	2,90066	-0,65286	-0,350168	-1	-0,639008	0,0298987	0,0124567	-0,0881997	-0,0078593	-0,0010243	-0,0060882	-1,22103E-	0,0298987	0,0077228	0,0102367	-0,0034963	-0,0001961	-0,0051371
1,17193	-0,563612	0,579065	0,598949	-0,396984	-0,199632	-1	-0,193018	-0,0804175	0,569395	0,0507378	0,0066129	0,039304	1,02581E-1	-0,193018	-0,0498564	-0,0660854	0,0225714	0,0012665	0,0331643
-0,0910013	0,0437648	-0,0449646	-0,0465087	0,030826	0,0155015	-0,320329	-1	0,368732	0,922554	0,0822072	0,0107145	0,0636818	-1,01733E-	-1	-0,0807792	-0,107074	0,036571	0,0020521	0,053734
-0,0910013	0,0437648	-0,0449646	-0,0465087	0,030826	0,0155015	-0,320329	0,88503	-1	0,922554	0,0822072	0,0107145	0,0636818	-5,55401E-	0,88503	-0,0807792	-0,107074	0,036571	0,0020521	0,053734
0,0986406	-0,0474387	0,0487393	0,050413	-0,0334137	-0,0168028	0,34722	0,338989	0,141233	-1	-0,0891083	-0,0116139	-0,0690277	-2,19493E-	0,338989	0,0875604	0,116062	-0,0396411	-0,0022244	-0,0582448
0,396482	-0,190678	0,195906	0,202633	-0,134305	-0,0675384	1,39564	1,36255	0,567682	-4,01946	-1	0,0799424	0,475139	1,32422E-1	1,36255	0,982629	-0,798894	-0,444864	0,0153116	0,400917
0,0486595	-0,0234016	0,0240432	0,0248688	-0,016483	-0,0082888	0,171284	0,167223	0,0696706	-0,493301	0,0752765	-1	1,47553	-2,58973E-	0,167223	-0,0739685	0,292329	0,0334878	-0,191533	-0,146702
0,0753966	-0,0362601	0,0372542	0,0385335	-0,02554	-0,0128434	0,2654	0,259108	0,107953	-0,764356	0,116639	0,384671	-1	-1,75199E-	0,259108	-0,114613	0,452955	0,0518884	0,0736773	-0,227311
-1	0	-2	-1,5	-3	1,25	2,5	0	-4	1,5	-2,5	0	0,75	-1	-0,5	-4,75	-0,5	3,25	-3,25	-1,25
-0,0910013	0,0437648	-0,0449646	-0,0465087	0,030826	0,0155015	-0,320329	-1	0,368732	0,922554	0,0822072	0,0107145	0,0636818	2,57398E-1	-1	-0,0807792	-0,107074	0,036571	0,0020521	0,053734
-0,403491	0,194049	-0,199369	-0,206215	0,13668	0,0687324	-1,42031	-1,38664	-0,577718	4,09052	1,01768	-0,0813557	-0,483539	4,24359E-1	-1,38664	-1	0,813017	0,452728	-0,0155823	-0,408005
-0,166455	0,0800522	-0,082247	-0,0850713	0,0563853	0,0283546	-0,585929	-0,572039	-0,23833	1,68749	-0,257506	0,100066	0,594746	0	-0,572039	0,253033	-1	-0,114555	0,019166	0,50184
0,891244	-0,428621	0,440373	0,455495	-0,301902	-0,151818	3,13722	3,06285	1,27608	-9,03527	-2,24788	0,179701	1,06806	-4,11669E-	3,06285	2,20883	-1,79582	-1	0,0344187	0,901213
0,254053	-0,12218	0,12553	0,129841	-0,0860584	-0,0432764	0,894279	0,873079	0,363752	-2,57554	0,393021	-5,22103	7,70381	3,84122E-1	0,873079	-0,386194	1,52626	0,174841	-1	-0,765937

Figure 4. 16 La matrice LODF pour le système IEEE 14 nœuds

GSDF matrix

-0	-0	-0	-0	-0	-0	-0	-0	-0	-0	-0	-0	-0	-0	-0	-0	-0	-0	-0	-0
0,838026	0,161974	-0,027343	-0,057224	-0,077406	-0,027343	-0,080020	-0,002889	-0,001657	0,0045467	0,0027379	0,0004021	0,0014066	-6,30271E	-0,002889	-0,002737	-0,001808	-0,002737	0,0004021	0,0018088
0,746541	0,253459	0,532033	0,143433	0,0710757	-0,467967	-0,307086	-0,011087	-0,006361	0,0174486	0,0105071	0,0015432	0,0053982	-6,30271E	-0,011087	-0,010507	-0,006941	-0,010507	0,0015432	0,0069414
0,629922	0,370078	0,119495	0,250077	0,26035	0,119495	0,0279297	0,217083	0,12456	0,658358	-0,205729	-0,030216	-0,105697	-0	0,217083	0,205729	0,135913	0,205729	-0,030216	-0,135913
0,657295	0,342705	0,14271	0,298661	0,215924	0,14271	-0,358941	0,634207	0,166105	0,199688	0,120247	0,0176611	0,0617794	1	-0,365793	-0,120247	-0,079440	-0,120247	0,0176611	0,0794406

Figure 4. 17 La matrice GSDF pour le système IEEE 14 nœuds

La figure 4.16 présente la matrice LODF pour le système IEEE 14 nœuds généré par le logiciel Labpower. Le nombre de lignes de cette matrice est égale au nombre de colonnes et qui est équivalent au nombre de lignes du système étudié.

La figure 4.17 présente la matrice GSDF pour le système IEEE 14 nœuds généré par le logiciel Labpower. Le nombre de lignes de cette matrice est égale au nombre de générateurs et le nombre de colonnes est équivalent au nombre de lignes du système étudié.

IV.3.3 Exemple 3 : Système IEEE 6 Nœuds avec la ligne 1-5 ouverte

Pour pouvoir vérifier l'efficacité des méthodes déjà cité et en particulier la matrice LODF on a provoqué l'ouverture de la ligne 1-5 dans le système IEEE 6 nœuds. Le résultat de l'écoulement de puissance calculé par la méthode Newton-Raphson en utilisant le logiciel Labpower sont illustrés dans la figure 4.18. Les résultats de l'écoulement de puissance par la méthode DC PF du système IEEE 6 avec affectation des pertes au nœud 4 en utilisant le logiciel Labpower sont illustrés dans la figure 4.19.

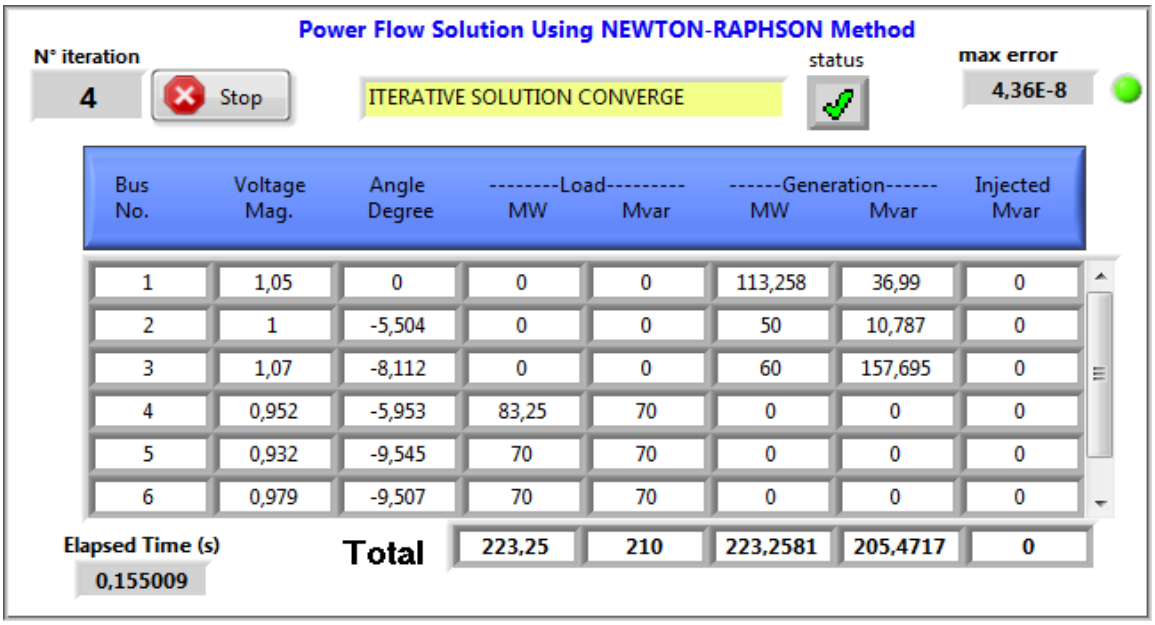


Figure 4. 18 Résultat de l'écoulement de puissance du système IEEE 6 nœuds avec la ligne 1-5 ouverte

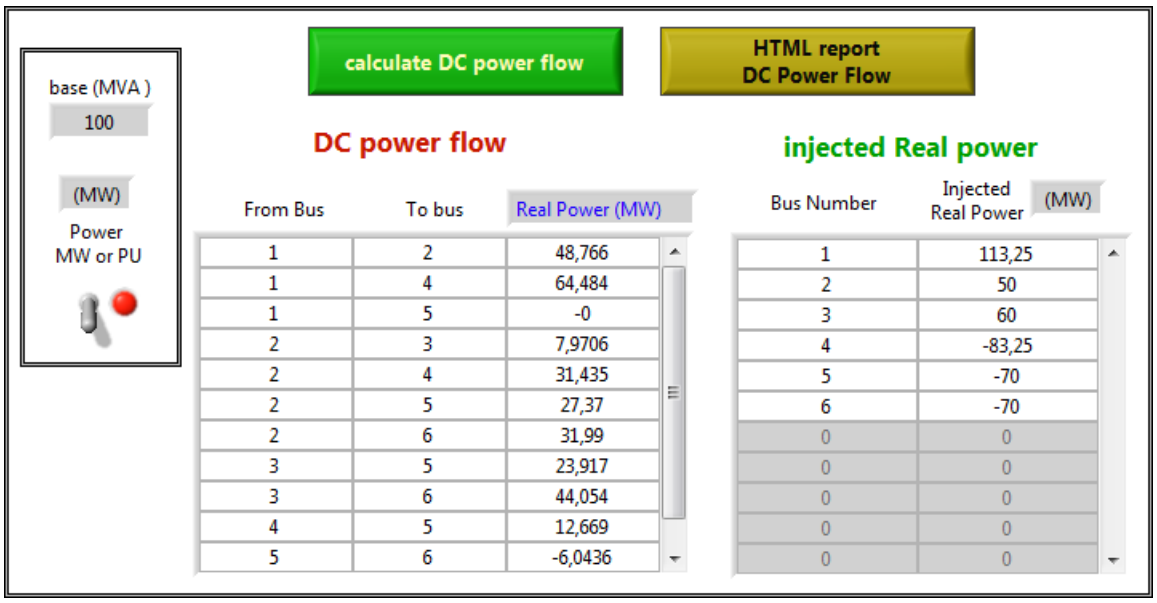


Figure 4. 19 DC Power flow du réseau IEEE 6 nœuds avec la ligne 1-5 ouverte et affectation des pertes au nœud 4.

Après vérification de l'état de transit de puissance établie par les trois méthodes Newton-Raphson et DC power flow et LODF illustré respectivement dans la figure 4.20, 4.21 et 4.22, on remarque que l'indice de couleur généré par les trois méthodes est identique. La même chose peut être dite concernant le pourcentage de surcharge des lignes.

La figure 4.23 montre une comparaison entre les puissances transmises dans les lignes du même réseau étudié (IEEE 6 nœuds) en utilisant les trois méthodes DC power flow et Newton-Raphson et la méthode LODF. Les pertes calculées par la méthode de Newton-Raphson sont affectées au nœud 4 dans le cas de la résolution par la méthode DC power flow. On remarque que les résultats donnés par les deux méthodes sont très proches.

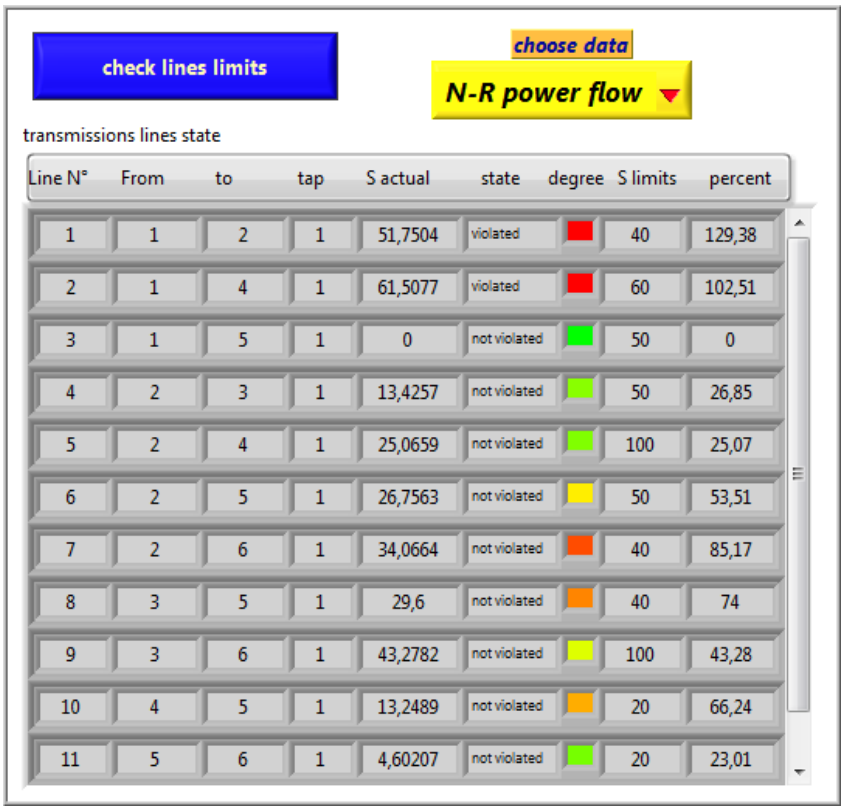
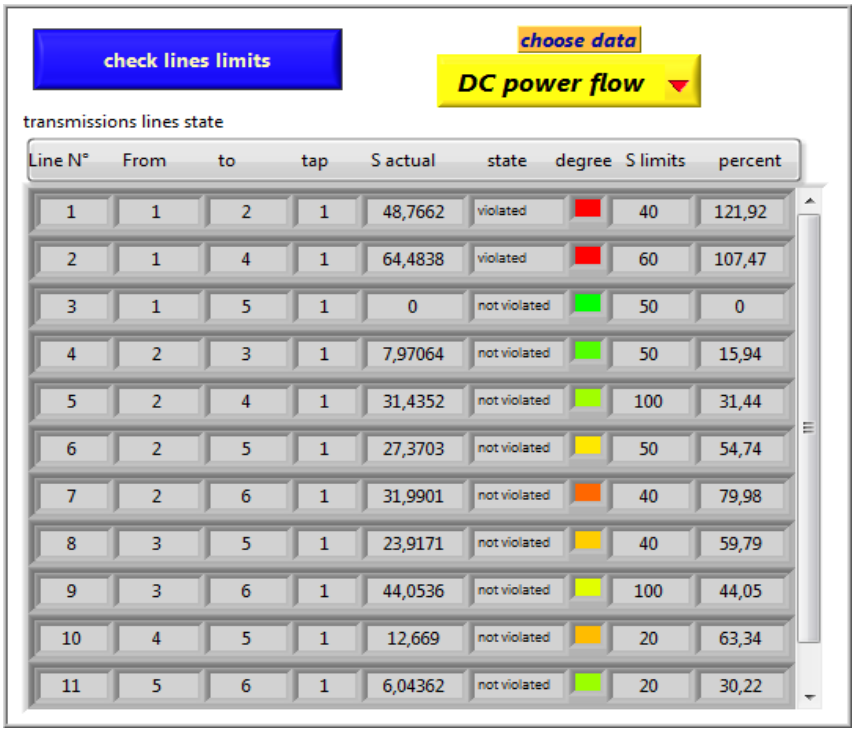
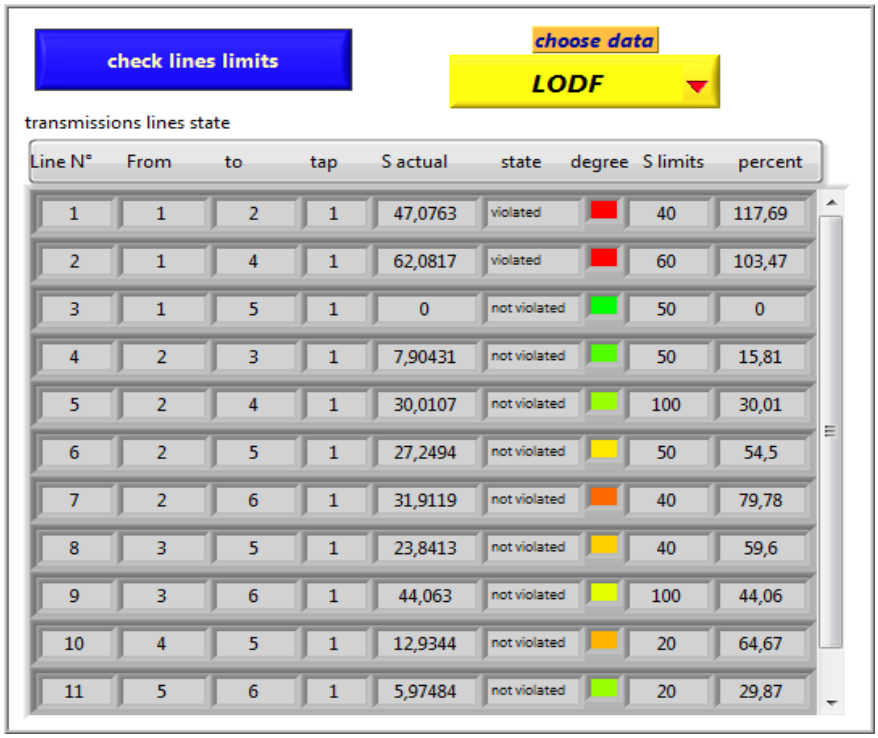


Figure 4. 20 L'état de transit de puissance calculé par la méthode Newton-Raphson du réseau IEEE 6 nœuds (la ligne 1-5 ouverte)



Line N°	From	to	tap	S actual	state	degree	S limits	percent
1	1	2	1	48,7662	violated		40	121,92
2	1	4	1	64,4838	violated		60	107,47
3	1	5	1	0	not violated		50	0
4	2	3	1	7,97064	not violated		50	15,94
5	2	4	1	31,4352	not violated		100	31,44
6	2	5	1	27,3703	not violated		50	54,74
7	2	6	1	31,9901	not violated		40	79,98
8	3	5	1	23,9171	not violated		40	59,79
9	3	6	1	44,0536	not violated		100	44,05
10	4	5	1	12,669	not violated		20	63,34
11	5	6	1	6,04362	not violated		20	30,22

Figure 4. 21 L'état de transit de puissance calculé par la méthode DC power flow du réseau IEEE 6 nœuds (la ligne 1-5 ouverte)



Line N°	From	to	tap	S actual	state	degree	S limits	percent
1	1	2	1	47,0763	violated		40	117,69
2	1	4	1	62,0817	violated		60	103,47
3	1	5	1	0	not violated		50	0
4	2	3	1	7,90431	not violated		50	15,81
5	2	4	1	30,0107	not violated		100	30,01
6	2	5	1	27,2494	not violated		50	54,5
7	2	6	1	31,9119	not violated		40	79,78
8	3	5	1	23,8413	not violated		40	59,6
9	3	6	1	44,063	not violated		100	44,06
10	4	5	1	12,9344	not violated		20	64,67
11	5	6	1	5,97484	not violated		20	29,87

Figure 4. 22 L'état de transit de puissance calculé par la matrice LODF du réseau IEEE 6 nœuds (la ligne 1-5 ouverte)

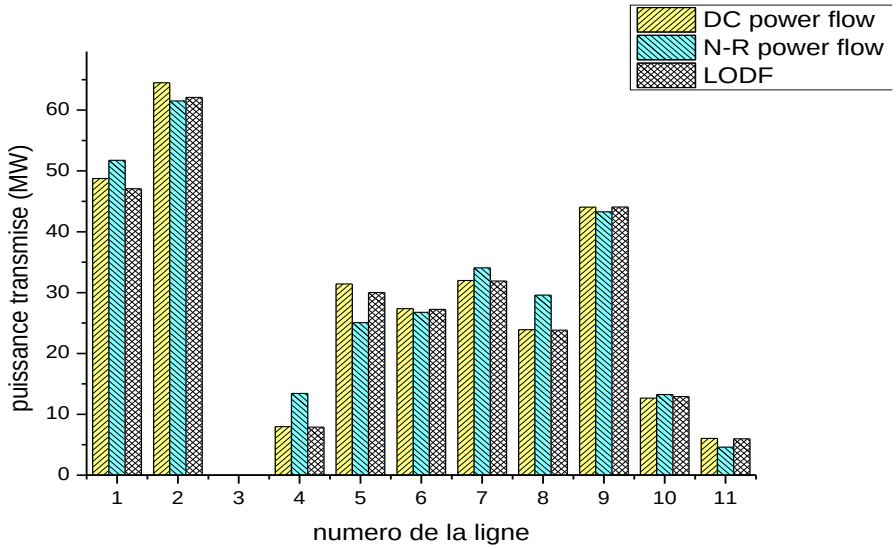
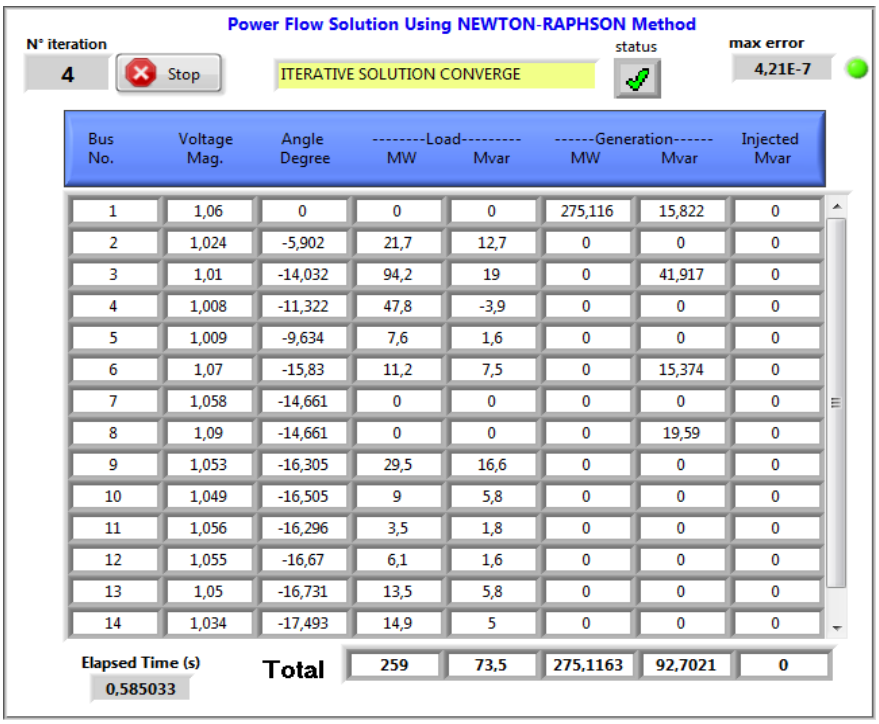


Figure 4. 23 Comparaison entre les profils de transit de puissance calculés par les méthodes DC power flow, Newton-Raphson et LODF pour le system IEEE 6 nœuds (la ligne 1-5 ouverte)

On peut conclure que l'application de la matrice LODF pour la détermination des contingences à étés vérifiées avec succès ce qui justifie la large utilisation de cette dernière dans le domaine de sécurité et l'analyse de contingence N-k des réseaux électriques.

IV.3.4 Exemple 4 : Système IEEE 14 Nœuds avec générateur 2 hors service

Pour pouvoir vérifier l'efficacité de la méthode de la matrice GSDF on a provoqué la mise hors service de générateur 2 du système IEEE 14 nœuds. Le résultat de l'écoulement de puissance calculé par la méthode Newton-Raphson sous le logiciel Labpower sont illustrés dans la figure 4.24. Les résultats de l'écoulement de puissance par la méthode DC PF du système IEEE 14 avec affectation des pertes aux nœuds 3 et 4 comme charge en utilisant le logiciel Labpower sont illustrés dans la figure 4.25.



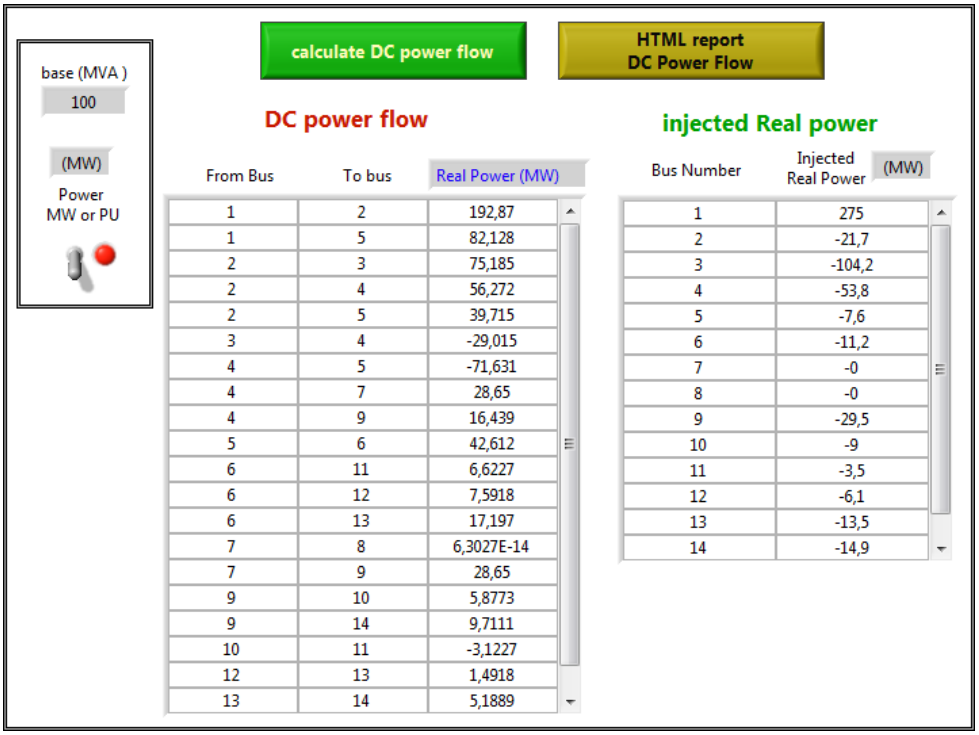
Power Flow Solution Using NEWTON-RAPHSON Method

N° iteration: 4 — Stop — ITERATIVE SOLUTION CONVERGE — status — max error: 4,21E-7

Bus No.	Voltage Mag.	Angle Degree	--------Load--------- MW	Mvar	------Generation------ MW	Mvar	Injected Mvar
1	1,06	0	0	0	275,116	15,822	0
2	1,024	-5,902	21,7	12,7	0	0	0
3	1,01	-14,032	94,2	19	0	41,917	0
4	1,008	-11,322	47,8	-3,9	0	0	0
5	1,009	-9,634	7,6	1,6	0	0	0
6	1,07	-15,83	11,2	7,5	0	15,374	0
7	1,058	-14,661	0	0	0	0	0
8	1,09	-14,661	0	0	0	19,59	0
9	1,053	-16,305	29,5	16,6	0	0	0
10	1,049	-16,505	9	5,8	0	0	0
11	1,056	-16,296	3,5	1,8	0	0	0
12	1,055	-16,67	6,1	1,6	0	0	0
13	1,05	-16,731	13,5	5,8	0	0	0
14	1,034	-17,493	14,9	5	0	0	0
Total			259	73,5	275,1163	92,7021	0

Elapsed Time (s): 0,585033

Figure 4. 24 Résultat de l'écoulement de puissance du système IEEE 14 nœuds avec le générateur 2 mis hors service



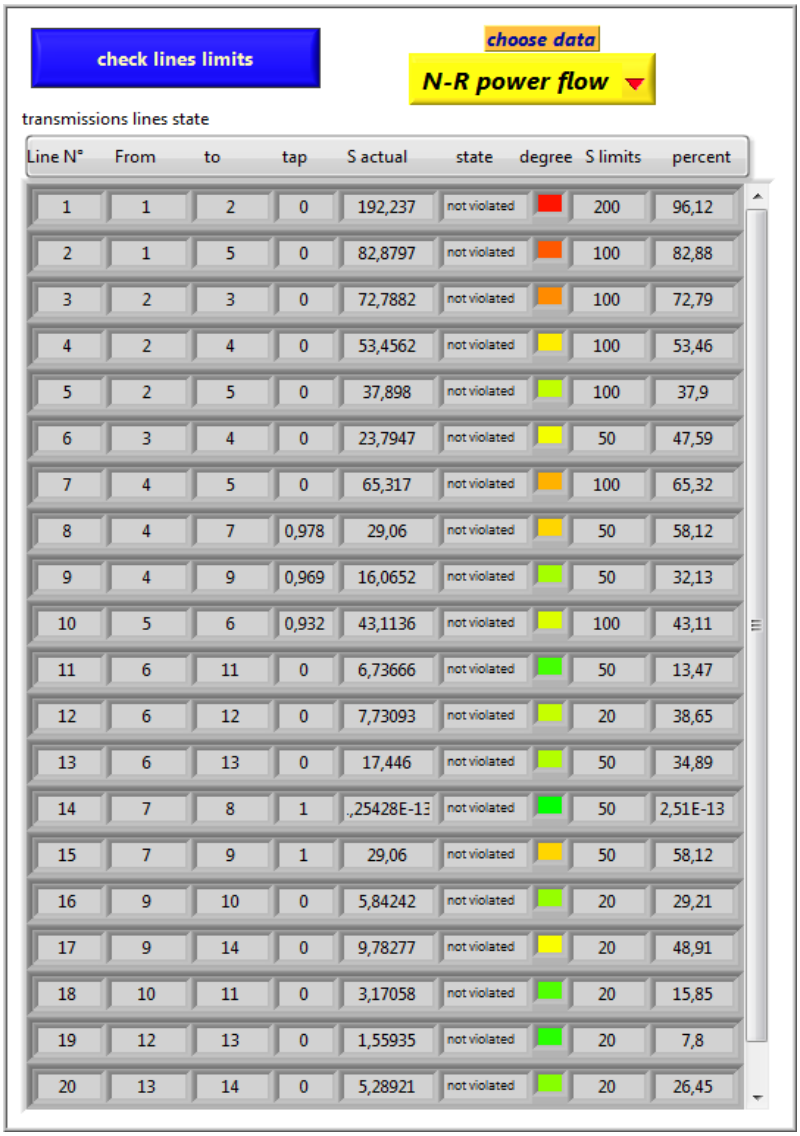
From Bus	To bus	Real Power (MW)
1	2	192,87
1	5	82,128
2	3	75,185
2	4	56,272
2	5	39,715
3	4	-29,015
4	5	-71,631
4	7	28,65
4	9	16,439
5	6	42,612
6	11	6,6227
6	12	7,5918
6	13	17,197
7	8	6,3027E-14
7	9	28,65
9	10	5,8773
9	14	9,7111
10	11	-3,1227
12	13	1,4918
13	14	5,1889

Bus Number	Injected Real Power
1	275
2	-21,7
3	-104,2
4	-53,8
5	-7,6
6	-11,2
7	-0
8	-0
9	-29,5
10	-9
11	-3,5
12	-6,1
13	-13,5
14	-14,9

Figure 4. 25 Résultat de l'écoulement de puissance par la méthode DC PF du system IEEE 14 nœuds et affectation des pertes aux nœuds 3 et 4 comme charge

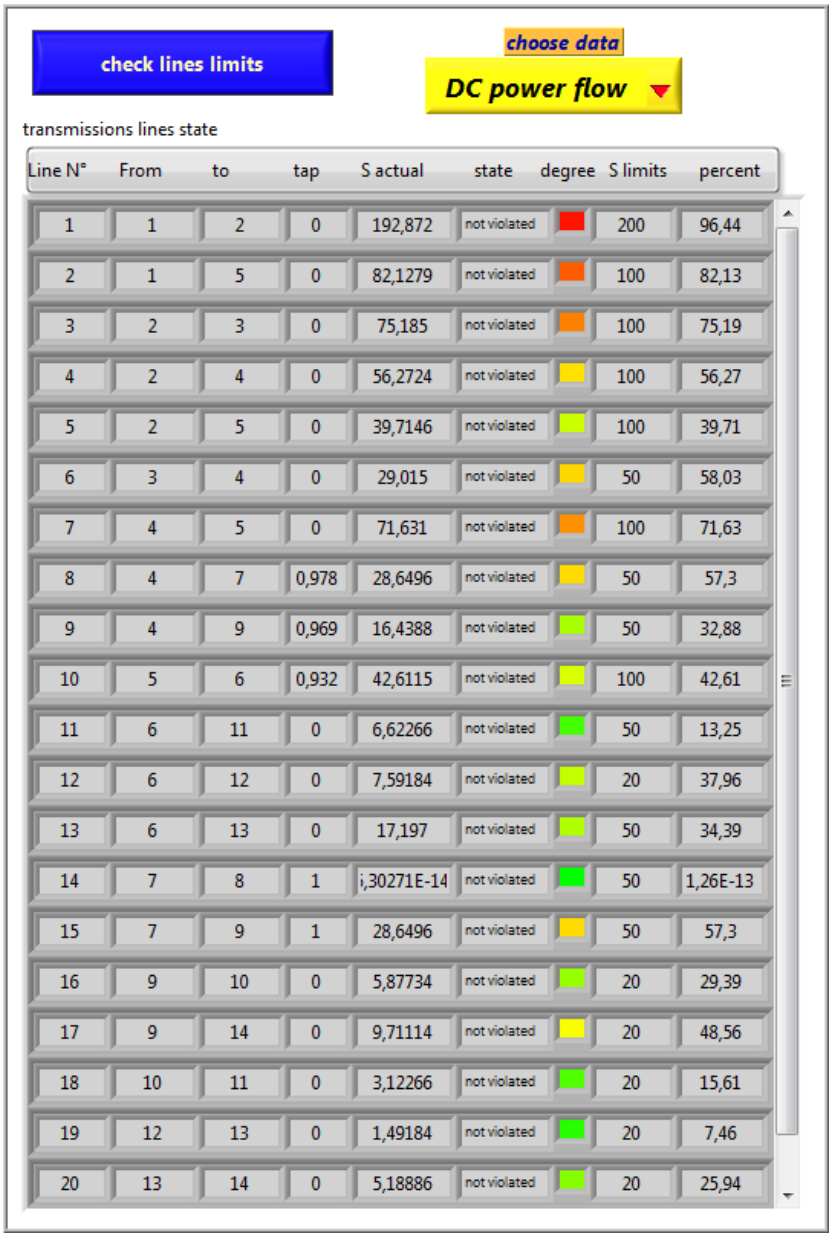
Après vérification de l'état de transite de puissance établie par les trois méthodes Newton-Raphson et DC power flow et GSDF illustré respectivement dans la figure 4.26, 4.27 et 4.28, on remarque que l'indice de couleur généré par les trois méthodes est identique. La même chose peut être dite concernant le pourcentage de surcharge des lignes.

La figure 4.29 montre une comparaison entre les puissances transmises dans les lignes du même réseau étudié (IEEE 14 nœuds avec mise hors service de générateur 2) en utilisant les trois méthodes DC power flow et Newton-Raphson et la méthode GSDF. On remarque que les résultats donnés par les trois méthodes sont très proches.



Line N°	From	to	tap	S actual	state	degree	S limits	percent
1	1	2	0	192,237	not violated		200	96,12
2	1	5	0	82,8797	not violated		100	82,88
3	2	3	0	72,7882	not violated		100	72,79
4	2	4	0	53,4562	not violated		100	53,46
5	2	5	0	37,898	not violated		100	37,9
6	3	4	0	23,7947	not violated		50	47,59
7	4	5	0	65,317	not violated		100	65,32
8	4	7	0,978	29,06	not violated		50	58,12
9	4	9	0,969	16,0652	not violated		50	32,13
10	5	6	0,932	43,1136	not violated		100	43,11
11	6	11	0	6,73666	not violated		50	13,47
12	6	12	0	7,73093	not violated		20	38,65
13	6	13	0	17,446	not violated		50	34,89
14	7	8	1	,25428E-13	not violated		50	2,51E-13
15	7	9	1	29,06	not violated		50	58,12
16	9	10	0	5,84242	not violated		20	29,21
17	9	14	0	9,78277	not violated		20	48,91
18	10	11	0	3,17058	not violated		20	15,85
19	12	13	0	1,55935	not violated		20	7,8
20	13	14	0	5,28921	not violated		20	26,45

Figure 4. 26 L'état de transit de puissance du réseau IEEE 14 nœuds calculée par la méthode Newton-Raphson (avec le générateur 2 mis hors service).



Line N°	From	to	tap	S actual	state	degree	S limits	percent
1	1	2	0	192,872	not violated		200	96,44
2	1	5	0	82,1279	not violated		100	82,13
3	2	3	0	75,185	not violated		100	75,19
4	2	4	0	56,2724	not violated		100	56,27
5	2	5	0	39,7146	not violated		100	39,71
6	3	4	0	29,015	not violated		50	58,03
7	4	5	0	71,631	not violated		100	71,63
8	4	7	0,978	28,6496	not violated		50	57,3
9	4	9	0,969	16,4388	not violated		50	32,88
10	5	6	0,932	42,6115	not violated		100	42,61
11	6	11	0	6,62266	not violated		50	13,25
12	6	12	0	7,59184	not violated		20	37,96
13	6	13	0	17,197	not violated		50	34,39
14	7	8	1	;,30271E-14	not violated		50	1,26E-13
15	7	9	1	28,6496	not violated		50	57,3
16	9	10	0	5,87734	not violated		20	29,39
17	9	14	0	9,71114	not violated		20	48,56
18	10	11	0	3,12266	not violated		20	15,61
19	12	13	0	1,49184	not violated		20	7,46
20	13	14	0	5,18886	not violated		20	25,94

Figure 4. 27 L'état de transit de puissance du réseau IEEE 14 nœuds calculée par la méthode DC power flow (avec le générateur 2 mis hors service).

check lines limits

choose data

GSDF

transmissions lines state

Line N°	From	to	tap	S actual	state	degree	S limits	percent
1	1	2	0	181,402	not violated		200	90,7
2	1	5	0	77,5984	not violated		100	77,6
3	2	3	0	68,9565	not violated		100	68,96
4	2	4	0	52,9374	not violated		100	52,94
5	2	5	0	37,8077	not violated		100	37,81
6	3	4	0	-25,2435	not violated		50	-50,49
7	4	5	0	-65,5406	not violated		100	-65,54
8	4	7	0,978	28,8695	not violated		50	57,74
9	4	9	0,969	16,565	not violated		50	33,13
10	5	6	0,932	42,2655	not violated		100	42,27
11	6	11	0	6,41428	not violated		50	12,83
12	6	12	0	7,56123	not violated		20	37,81
13	6	13	0	17,09	not violated		50	34,18
14	7	8	1	;30271E-14	not violated		50	1,26E-13
15	7	9	1	28,8695	not violated		50	57,74
16	9	10	0	6,08572	not violated		20	30,43
17	9	14	0	9,84881	not violated		20	49,24
18	10	11	0	-2,91428	not violated		20	-14,57
19	12	13	0	1,46123	not violated		20	7,31
20	13	14	0	5,05119	not violated		20	25,26

Figure 4. 28 L'état de transite de puissance calculé par la matrice GSDF du réseau IEEE 14 nœuds (avec le générateur 2 mis hors service).

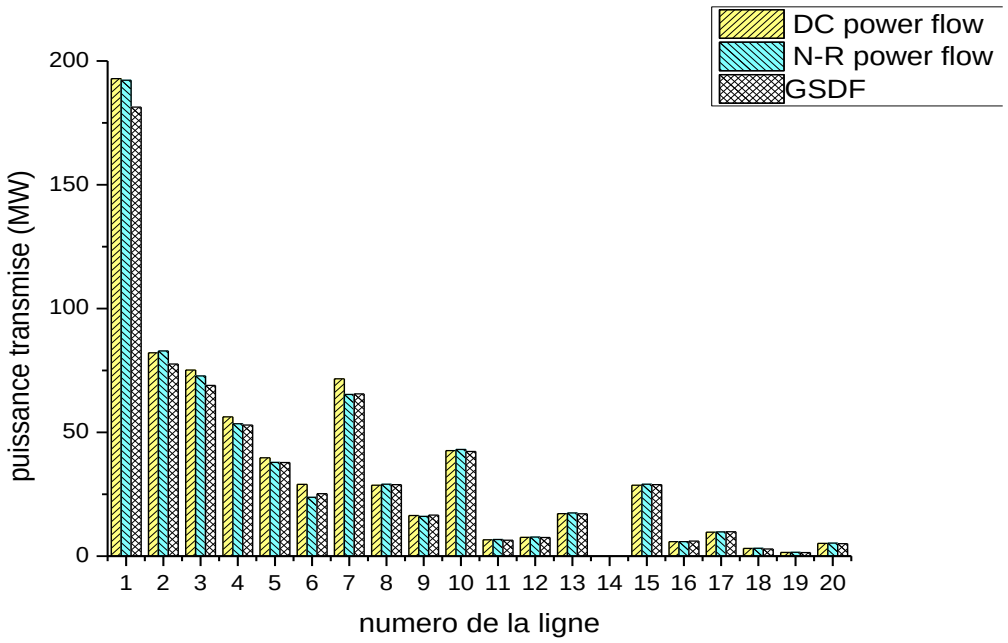


Figure 4. 29 Comparaison entre les profils de transit de puissances calculés par les méthodes DC power flow, Newton-Raphson et GSDF pour le système IEEE 14 nœuds avec le générateur 2 mis hors service

IV.4 **Conclusion**

Dans ce chapitre on vient de voir l'efficacité de l'approche entre les méthodes non linéaire et les méthodes linéaires (direct), tel que les calculs effectuer à travers les matrices de sensibilité LODF et GSDF et la méthode de résolution d'écoulement de puissance DC power flow, vis à vis la méthode de Newton-Raphson.

D'après cette analyse on conclue que les méthodes linéaires approchées telle que le DC load flow, les matrices LODF et GSDF sont un très bon outil de calcul simplifié qui nous permet d'avoir les données nécessaires sur l'écoulement de puissance et l'état du système avec une bonne précision dans un temps record pour accélérer la prise des décisions dans les cas urgents.

CHAPITRE V

DISPATCHING ECONOMIQUE SOUMIS A DES CONTRAINTES DE SECURITE

V.1 Introduction

Dans le dispatching économique, on s'intéresse principalement à minimiser le coût de l'exploitation d'un réseau électrique. Maintenir la sécurité du système, représente un facteur primordial dans le fonctionnement d'un réseau électrique. La sécurité du système implique des manœuvres visant à maintenir le système d'exploitation lorsque des composantes tombent en panne.

Par exemple, une unité de production peut être mise hors service en raison de défaillance d'un équipement auxiliaire. En maintenant des quantités appropriées de réserve tournante, les unités restantes de système peuvent compenser le manque de puissance sans causer une forte baisse de la fréquence ou bien sans recourir au délestage de la charge. De même, une ligne de transport peut être endommagée par une tempête et mise hors service par des relais automatiques. Si les écoulements de puissances dans les différentes lignes des réseaux sont pris en compte au cours de l'engagement et le dispatching de la production, les lignes de transport restantes peuvent prendre leurs surcharges tout en restant à l'intérieur de leurs limites.

Les moments précis au cours de lesquelles les événements déclencheurs provoquant la défaillance des composantes sont imprévisibles, c'est pour cela que le système doit fonctionner en tout temps de telle sorte qu'il ne soit pas laissé dans une condition dangereuse (Non sécurisée). Puisque les équipements d'un réseau électrique sont conçus pour être utilisé dans certaines limites, la plupart des éléments d'un équipement sont protégés par des dispositifs automatiques qui peuvent mettre l'équipement hors service si ces limites sont dépassées.

Si un événement se produit sur un système et provoque un fonctionnement avec des limites dépassées, l'événement peut être suivi d'une série d'autres actions qui peuvent mettre hors service d'autres équipements du système.

Si ce processus de défaillances en cascade continue, l'ensemble du système ou bien de grandes parties peuvent être mis en hors service complètement. Cela est généralement dit « un *blackout du système*» [31]-[34].

Un exemple du type de séquence d'événements qui peuvent entrainer *un blackout* pourrait commencer avec l'ouverture d'une ligne à cause d'un défaut d'isolateur, le reste de réseau de transport dans le système prendra l'écoulement de puissance qui doit être transmis sur la ligne ouverte.

Si l'une des lignes restantes sera surchargée, elle peut s'ouvrir en raison de l'action du relais, ce qui provoque encore plus de charge sur les lignes restantes du réseau.

Ce type de processus est souvent appelé une panne en cascade. La plupart des réseaux électriques fonctionnent de telle sorte que tout événement de panne initiale n'entraine pas une forte surcharge sur les composants, et cela pour éviter une panne en cascade.

La plupart des réseaux électriques à grande échelle installent des équipements pour permettre aux personnels des fonctionnements de surveillance et de faire fonctionner le système de manière fiable.

Les systèmes de sécurité peuvent être partagés en trois grandes taches qui sont effectuées dans un centre de contrôle des opérations :

1. Système de contrôle et de surveillance ;
2. Analyse des contingences ;
3. L'écoulement de puissance optimale avec contrainte de sécurité.

Le système de contrôle et de surveillance fournit aux opérateurs du réseau électrique avec la mise à jour correcte des informations sur les conditions du réseau électrique, généralement c'est la fonction la plus importante des trois taches. Le bon fonctionnement du système exige maintenant que des quantités importantes de mesures soient faites et transmises aux centres de contrôle.

De tels systèmes de mesure et de transport des données sont appelés les systèmes de télémétrie. Ils sont élaborés afin de surveiller les tensions, les courants, les écoulements de puissances, et le statut des disjoncteurs et des interrupteurs dans chaque poste source d'un réseau de transport d'énergie électrique.

En outre, d'autres informations critiques telles que la fréquence, les puissances produites à partir des unités génératrices et les positions de prise de transformateurs peuvent également être télémétrées. Avec un temps de renseignements télémétrés simultanément, aucun opérateur humain ne peut les vérifiés dans une durée raisonnable. Pour cette raison, des ordinateurs sont souvent installés dans des centres de contrôle de fonctionnement pour recueillir les données télémétrées, les traiter et pour les placer dans une base de données. Les opérateurs peuvent, par la suite visualiser l'information sur de grands écrans. Les informations entrantes sont vérifiées par des ordinateurs et comparées à des limites préenregistrées et enfin alertent les opérateurs en cas d'une surcharge ou d'une tension dépassant ses limites permises.

L'estimateur d'état est souvent employé dans de tels systèmes pour combiner les données télémétrées avec des modèles du système pour produire la meilleure estimation (dans un sens statistique) des conditions ou l'état en cours du réseau électrique.

De tels systèmes sont habituellement combinés avec les systèmes de contrôle et de surveillance qui permettent à des opérateurs de commander des disjoncteurs et de déconnecter des commutateurs et des prises de transformateur à distance. L'ensemble de ces systèmes est désigné souvent sous le nom de *système SCADA* (*supervisory control and data acquisition system*), qui veut dire système de contrôle et d'acquisition de données. Le système SCADA permet à quelques opérateurs de surveiller la production et les systèmes de transport à haute tension et d'agir pour corriger les surcharges et les tensions dépassant leurs limites permises.

La deuxième fonction importante de sécurité est l'analyse des contingences. Les résultats de ce type d'analyse permettent aux systèmes de fonctionner défensivement. Plusieurs problèmes liés au réseau électrique peuvent causer de sérieux ennuis au cours d'une période de temps si rapide que l'opérateur ne pourrait pas agir assez rapidement. C'est souvent le cas avec les pannes en cascade. En raison de cet aspect d'exploitation des systèmes, des ordinateurs modernes sont équipés de programmes d'analyse des contingences qui modèlent des problèmes possibles de systèmes avant qu'ils surgissent. Ces programmes sont basés sur un modèle du réseau électrique et sont employés pour étudier des événements de panne et pour alerter les opérateurs en cas de tous problèmes potentiels liés aux surcharges ou tensions dépassant les limites. Par exemple, la forme la plus simple d'analyse des contingences peut être étudiée en combinant un programme standard de l'écoulement de puissance tel que décrit en **chapitre II**, ainsi que des procédures pour mettre à jours les données de l'écoulement de puissance correspondante à chaque mise hors service. Le programme de l'écoulement de puissance doit être exécuté pour chaque cas. Ce type d'analyse des contingences doit impliquer des méthodes rapides de solution, le choix automatique d'événement de contingence et l'initialisation automatique des écoulements de puissance de contingence suivant les données réelles de système et les procédures de l'estimation d'état.

La troisième fonction est l'écoulement de puissance optimal avec contrainte de sécurité. Dans cette fonction, une analyse des contingences est combinée avec l'écoulement de puissance optimal. En cherchant à apporter des modifications au dispatching optimal de la production, ainsi que d'autres ajustements, l'analyse de sécurité ne doit avoir comme conséquence des violations contingentes. Pour montrer cette fonction, on divise le réseau électrique en quatre états de fonctionnement.

Dispatching optimale : c'est l'état du réseau électrique avant n'importe quelle contingence. Il est optimal point de vue économique, mais il peut être non sécurisé.

Post-contingence : est l'état du réseau électrique après un événement de contingence. On suppose ici que cette condition est associée avec une violation de sécurité (ligne ou transformateur au-delà de sa limite, ou une tension nodale dépassant de ses limites).

Dispatching sécurisé : est l'état du système sans pannes de contingence, mais avec des paramètres d'exploitation corrigés pour prévenir les violations de sécurité.

Post-contingence sécurisé : est l'état du système quand l'analyse de contingence est appliquée aux conditions de base avec corrections.

On illustre ce qui précède avec un exemple. Supposer le réseau électrique simple de la figure 5.1 qui se compose de deux générateurs, d'une charge et d'une ligne double. Les deux générateurs alimentent la charge comme montrée ci-dessous (en ignorant les pertes) :

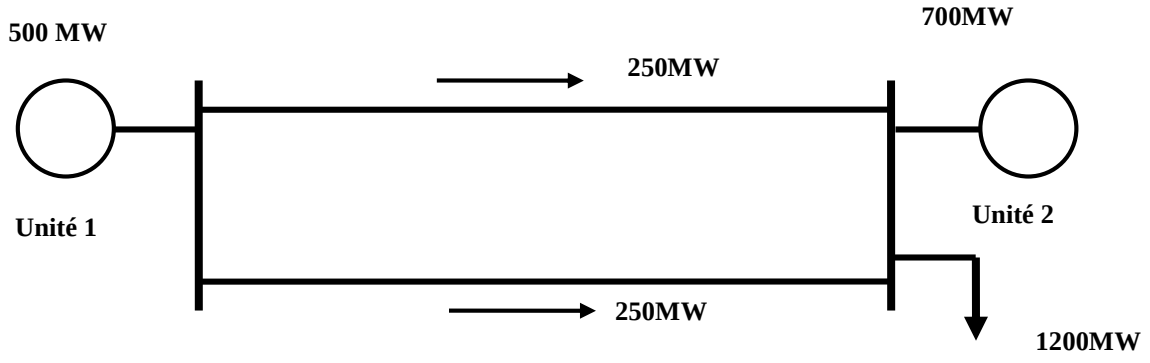


Figure 5. 1 Dispatching optimal

On suppose que le réseau montré à la figure 5.1 est en état de dispatching économique, qui veut dire que les 500 MW produite par l'unité 1 et les 700 MW produite par l'unité 2 est le dispatching optimal.

De plus, on suppose que chaque ligne peut acheminer un maximum de 400 MW, de telle sorte qu'il n'y ait aucun problème de surcharge dans l'état de fonctionnement de base.

Maintenant, on suppose qu'une des deux lignes de transport a été ouverte en raison d'une panne. Le résultat est illustré dans la Figure 5. 2.

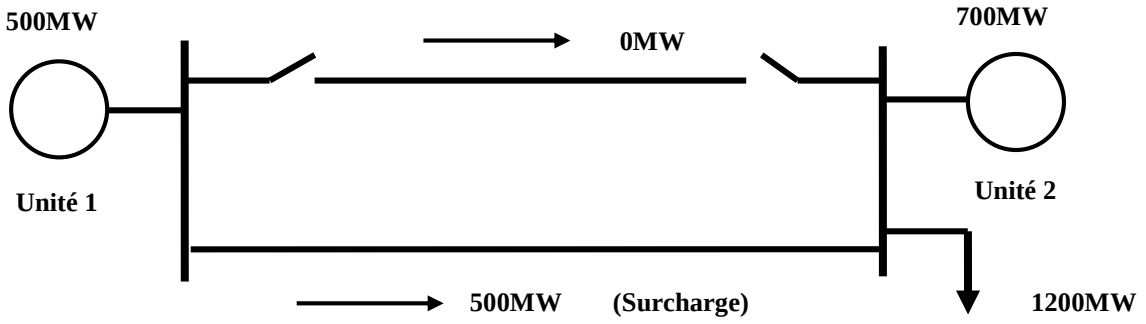


Figure 5. 2 L'état de post-contingence.

Il y a maintenant une surcharge sur la ligne restante. On suppose pour cet exemple qu'on ne veut pas que cette condition surgisse et qu'on doit corriger la condition en abaissant la production de l'unité 1 à 400 MW. Le dispatching sécurisé est illustré dans la Figure 5. 3.

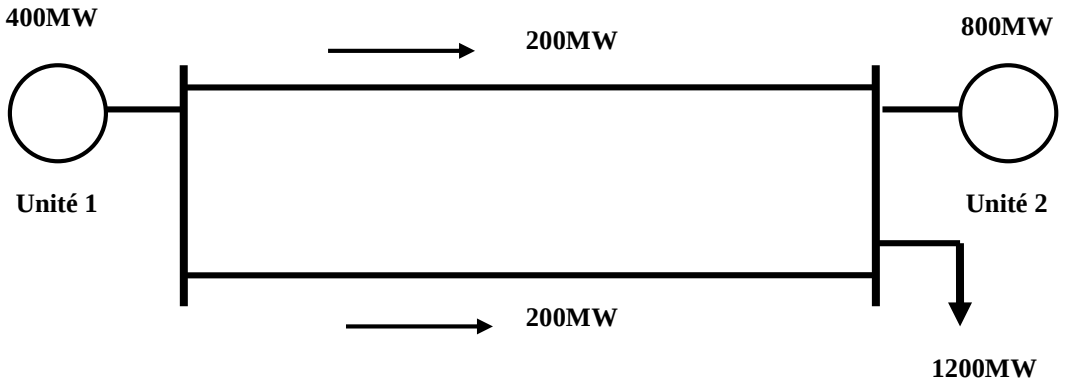


Figure 5. 3 Dispatching sécurisé.

Maintenant, si la même analyse des contingences est faite, le post contingence sécurisé est illustré dans la Figure 5. 4.

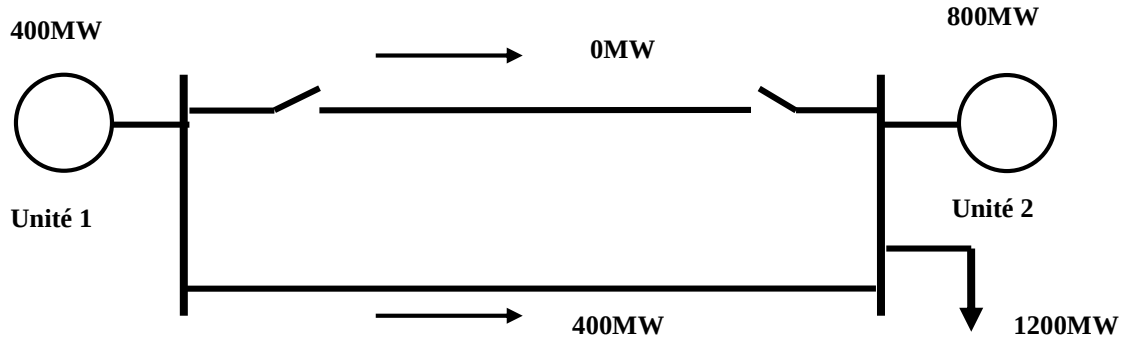


Figure 5. 4 Post contingence sécurisé

En ajustant la production de l'unité 1 et l'unité 2, on peut éviter une surcharge sur le fonctionnement en post contingence. C'est ce qu'on appelle les « corrections de sécurité». Les programmes qui peuvent faire des ajustements de contrôle sur le fonctionnement de système en état de base ou avant contingence pour éviter des violations en conditions de post-contingence s'appellent « des écoulements de puissances optimales sous contrainte de sécurité » ou *security-Constrained Optimal Power Flows* (SCOPF). Ces programmes peuvent tenir compte de beaucoup de contingence et calculer des ajustements de puissances générées (MW), de tensions de générateur, de prises de transformateur, des échanges de puissance entre zones, etc. Les fonctions de (1) contrôle et de surveillance, (2) l'analyse des contingences et de (3) l'écoulement de puissances optimales avec contrainte de sécurité, utilisent un ensemble très complexe de moyens de calcul et d'analyse afin de faciliter le fonctionnement sécurisé d'un réseau électrique. Dans notre thèse on se concentre sur l'analyse des contingences.

V.2 Facteurs affectant la sécurité de réseau électrique

Suite à beaucoup de pannes d'électricité et blackout dans les réseaux électriques interconnectés au niveau mondial, les priorités pour le bon fonctionnement des réseaux électriques modernes ont évolués comme suit :

1. Exploiter le système de telle manière que la puissance soit délivrée d'une façon fiable.
2. En tenant compte des contraintes de fiabilité sur l'exploitation du système, le système doit être exploité de la façon la plus économique.

Beaucoup de références bibliographiques [35] ont étés consacrés au développement de méthodes pour l'exploitation des réseaux électriques de manière à maximiser le gain économique. Mais quels sont les facteurs affectant son fonctionnement d'un point de vue de fiabilité ? On suppose que les groupes d'ingénieurs qui ont conçu les systèmes de transmission de puissance (réseaux de transport) et de la production ont pris en considération la fiabilité. Ceci signifie qu'une production adéquate a été installée pour satisfaire la charge et qu'une ligne de transport adéquate a été installée pour acheminer la puissance produite à la charge.

Si le fonctionnement du système ne rencontre pas des pannes soudaines ou bien des états de fonctionnement imprévus, on n'aura probablement aucun problème de fiabilité. Cependant, n'importe quel élément d'équipement dans le système peut tomber en panne, soit en raison de causes internes ou externes telles que les coups de foudre, des objets frappant des pylônes, ou des erreurs humaines dans le réglage des relais.

Il est fortement non économique, sinon impossible, de concevoir un réseau électrique avec tellement de redondance (*lignes de transport supplémentaires, réserve de production, etc.*), où les différentes

pannes ne causeront jamais la non prise en charge de la charge dans un système ou bien un délestage. Le système est plutôt conçu de telles sortes que la probabilité de ces événements soit tolérablement petite. Ainsi, la plupart des réseaux électriques sont conçus pour avoir une redondance suffisante pour résister à tous les événements de pannes importantes, mais ceci ne garantit pas que le système soit 100% fiable.

Avec les contraintes économiques et de la conception, les opérateurs de système doivent maximiser la fiabilité du système instantanément. Le réseau électrique n'est jamais exploité d'une manière où tous ces équipements soient reliés puisqu'un équipement (ou plusieurs) peut être mis hors service suite à une panne ou à cause de maintenance. Ainsi, les opérateurs jouent un rôle considérable pour maintenir la fiabilité de système.

Dans notre thèse, on ne s'intéresse pas à tous les événements qui peuvent causer un problème au réseau électrique. Par contre, on s'intéresse aux conséquences possibles et les mesures correctives exigées par deux types d'événement de défaillance importants :

(1) l'ouverture des lignes de transport

Et

(2) les pannes des générateurs.

L'ouverture d'une ligne de transport cause des changements dans l'écoulement de puissance et les niveaux de tensions sur le reste d'équipements de transport reliée au système. Par conséquent, l'analyse des pannes de transport exige des méthodes pour prévoir ces écoulements et tensions afin de s'assurer qu'ils sont dans leurs limites respectives. Les pannes de production (générateur) peuvent également causer des changements dans l'écoulement de puissance et des tensions du système de transport, en plus des problèmes dynamiques liés à la fréquence du système et la puissance produite du générateur.

V.3 Analyse des contingences : Détection des problèmes du réseau

On illustre brièvement le genre de problèmes qu'on a présenté auparavant en utilisant un réseau de six nœuds. Les résultats d'écoulement de puissance de situation de base sont illustrés sur la Figure 5.5. On peut remarquer que l'écoulement de puissance sur la ligne reliant le nœud 3 et nœud 6 est de 43,8 MW et de 60,7 MVAR.

La limite sur cette ligne peut être exprimée soit en (MW) ou en (MVA). Afin de simplifier la discussion, on suppose qu'on s'intéresse uniquement à l'écoulement de puissance active (MW) sur la ligne. Si on pose la question sur les conséquences de l'ouverture de la ligne reliant le nœud 3 et nœud 5. Les résultats de nouvel écoulement de puissance et les tensions sont montrés sur la Figure 5.6. Noter que l'écoulement sur la ligne reliant le nœud 3 et nœud 6 a augmenté à 54.9 MW et que la plupart des autres lignes de transport ont également subit des changements d'écoulements de puissance active. Noter également que les modules des tensions nodales ont changés, en particulier au nœud 5, qui est maintenant presque 5% au-dessous de la valeur nominale.

Les figures Figure 5.5 et Figure 5.6 sont des exemples de pannes (mis hors service) de générateur pour illustrer le fait que les pannes de production peuvent également avoir comme conséquence des changements de l'écoulements de puissance et les tensions sur un réseau de transport. Dans l'exemple représenté sur la Figure 5.7, toute la production perdue au nœud 3 est reprise par le générateur de nœud 1. La Figure 5.8 illustre le cas où la perte de puissance produite dans le nœud 3 est compensée par une augmentation de production aux nœuds 1 et 2. La différence dans l'écoulement de puissance et les tensions des deux cas (Figure 5.7 et Figure 5.8) montre clairement l'importance de la façon par laquelle la production perdue est reprise par les unités restantes.

Si le système étudié fait partie d'un grand réseau interconnecté, la perte d'un générateur (puissance produite) sera reprise par un grand nombre d'unités de l'extérieur de la zone de contrôle immédiate

du système. Dans ce cas, la reprise de la production est vue comme étant une augmentation de transits de puissances dans les lignes de liaison avec les réseaux voisins.

Pour étudier ces cas, on peut établir un modèle de réseau de notre propre système plus un réseau équivalent du système voisin et placer le nœud bilan (référence) dans le système équivalent. Une perte de la puissance d'un générateur est alors modelée de telle manière que toute production perdue soit reprise par le nœud bilan, qui apparaît comme augmentation de transit de puissance sur les liaisons. Ce qui représente une méthode approximative pour modélisé la perte de production dans un réseau interconnecté. Cependant, si le système qui nous intéresse n'est pas interconnecté, la perte d'une puissance produite d'un générateur doit être reprise par les autres unités de production du même système.

Le personnel d'opérations doivent connaître lesquelles des pannes (ouverture de ligne ou perte de production) causeront des écoulements de puissances ou des tensions dépassant des limites prescrites.

Pour prévenir les effets des pannes, des techniques d'analyse de contingences sont utilisées. Les procédures d'analyse des contingences modèlent des événements de pannes simples (*ouverture d'une ligne ou mis hors service d'un générateur*) ou des événements de pannes de multiples équipement (*deux lignes de transport, une ligne de transport plus un génératrice, etc.*), l'un après l'autre en séquence jusqu'à ce que « toutes les pannes possibles » seront étudiées. Pour chaque panne à tester, la procédure d'analyse des contingences vérifier toutes les puissances transitées dans les lignes et les tensions dans le réseau par rapport à leurs limites respectives. La forme la plus simple d'une telle technique d'analyse des contingences est montrée sur la Figure 5.9.

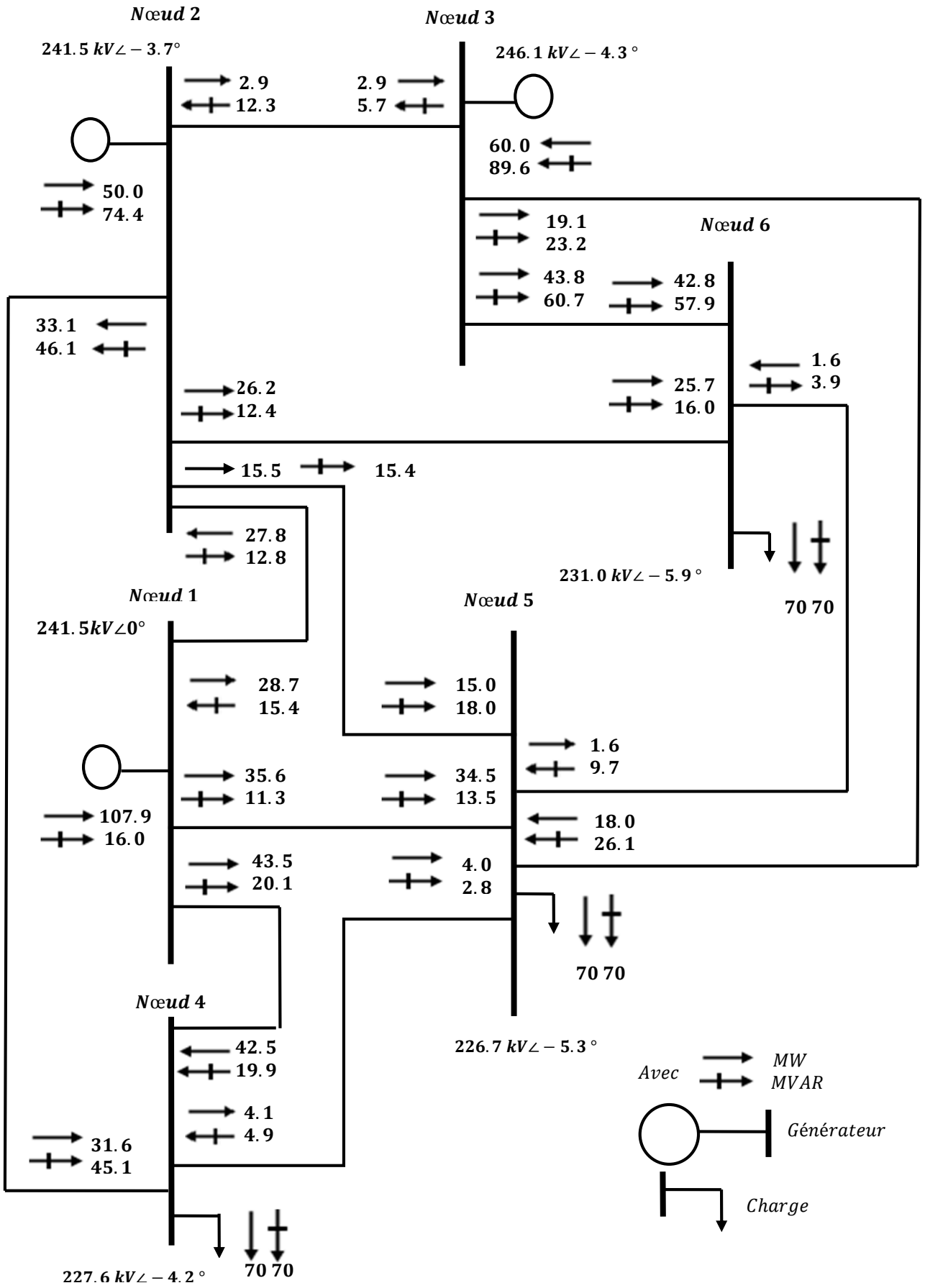


Figure 5.5 L'écoulement de puissance de réseau à Six- nœuds

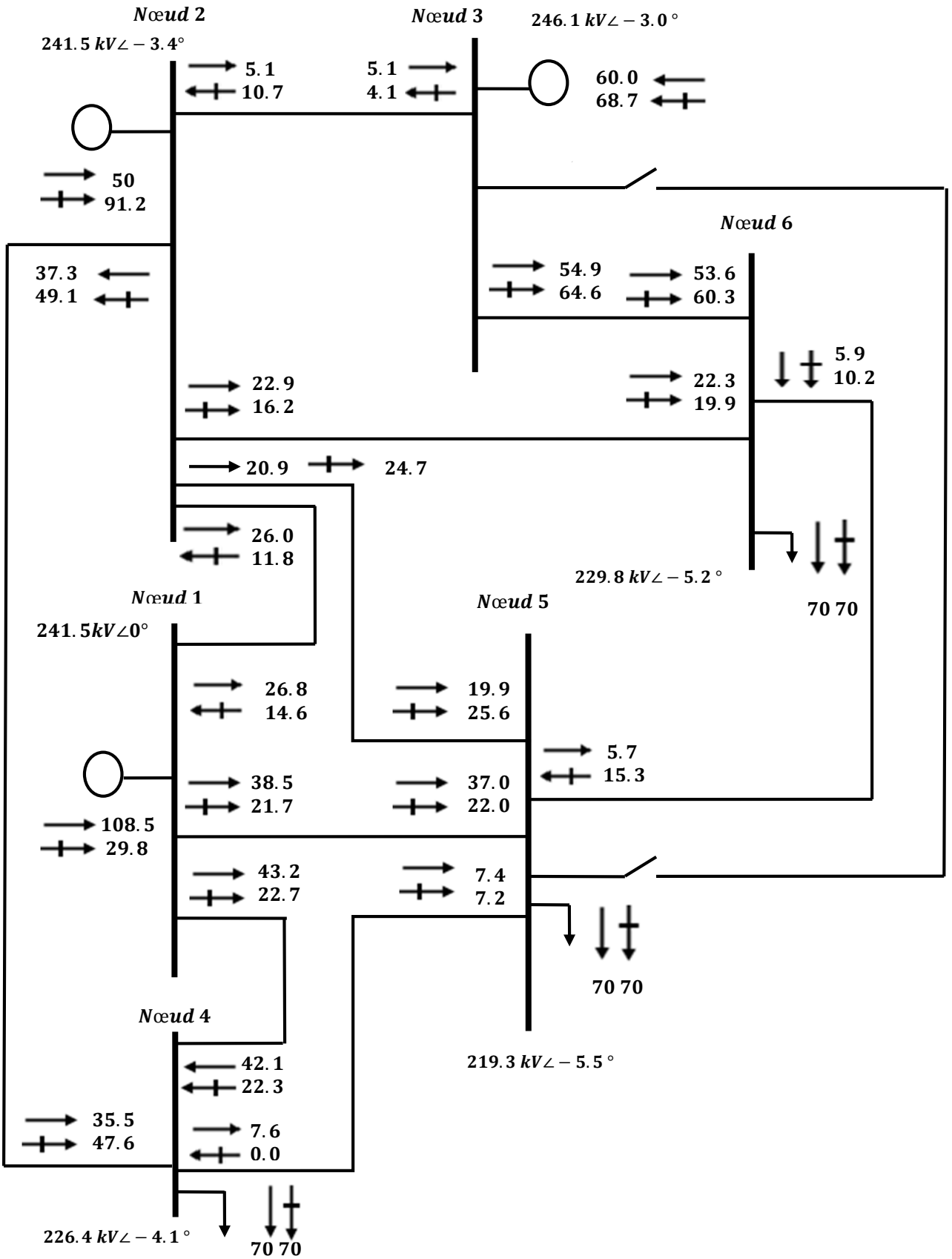


Figure 5.6 Ouverture de la ligne entre le nœud 3 et 5 de réseau de six-nœuds

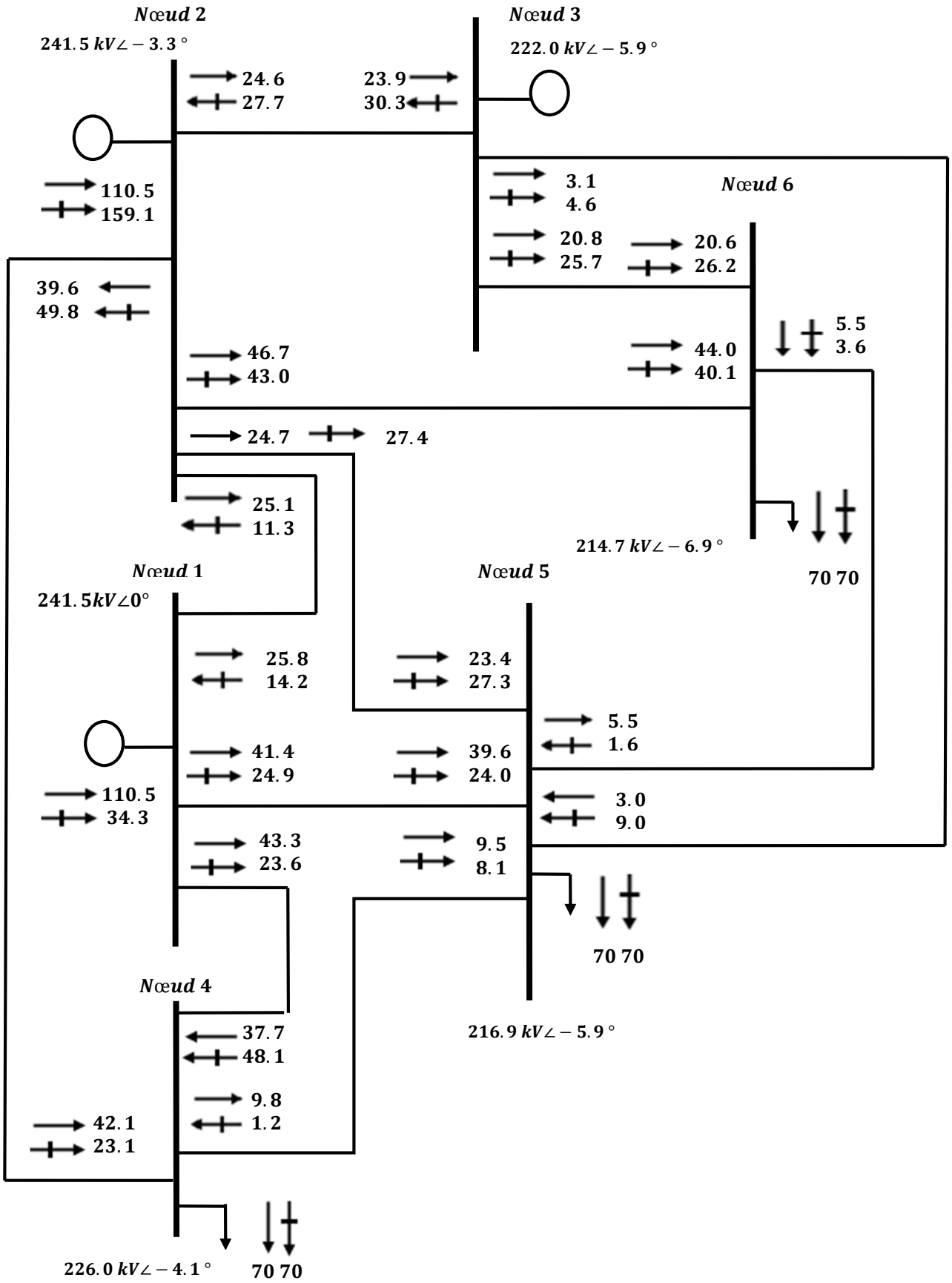


Figure 5.7 Cas de mis hors service d'un générateur du réseau de six-nœuds. Panne de générateur connecté au nœud 3 ; la production perdue est reprise par le générateur 1.

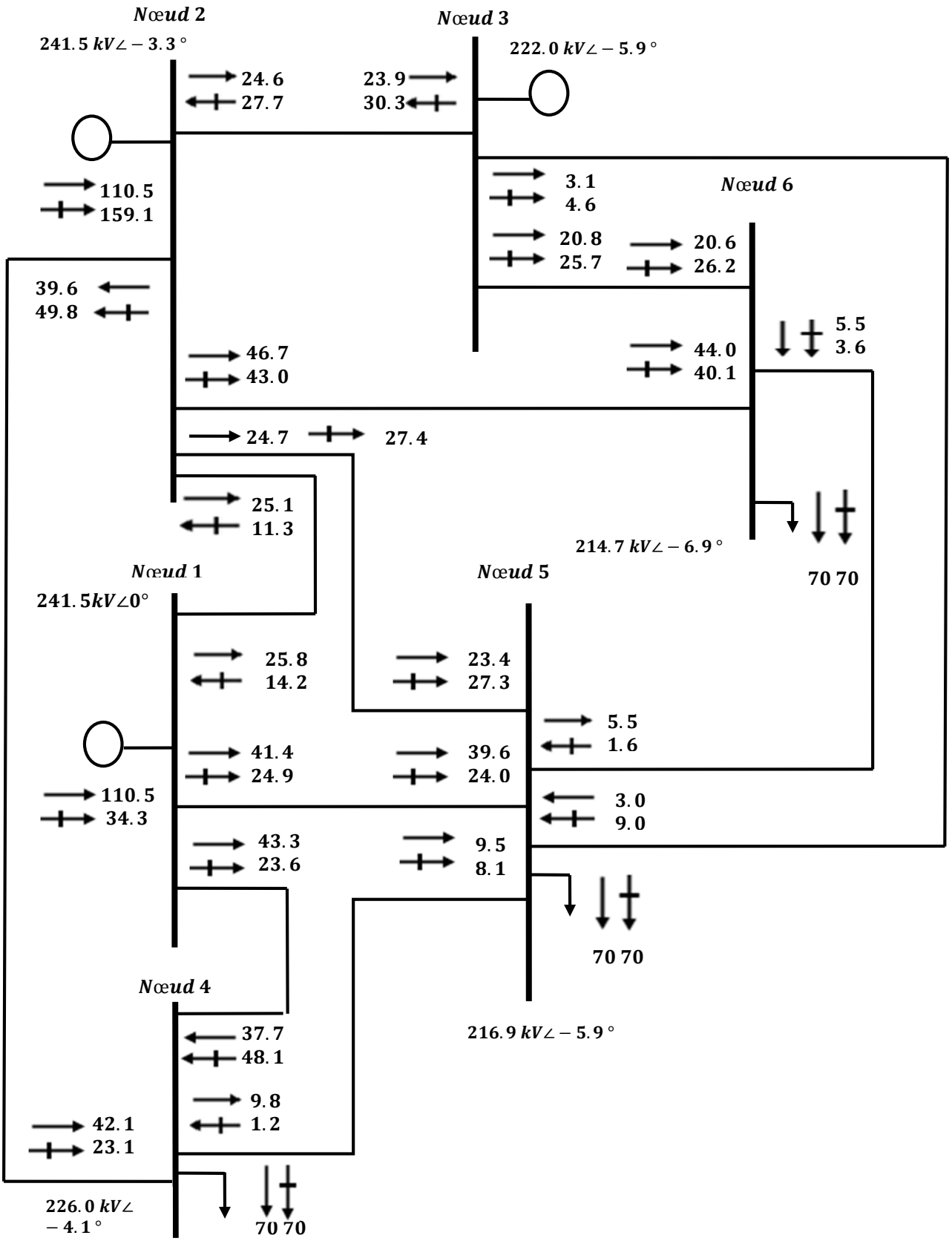


Figure 5.8 Cas de mis hors service d'un générateur du réseau de Six-nœuds. La perte de puissance produite par le générateur3 est reprise par le générateur 1 et le générateur 2.

Le problème méthodologique le plus difficile à faire face dans l'analyse des contingences est le temps de calcul de la solution du modèle utilisé. Le problème logique le plus difficile est la sélection de « toutes les pannes possibles ». Si chaque cas de panne étudié sera résolu en 1 sec et plusieurs milliers de pannes sont sélectionnées pour être étudiées, le processus peut prendre jusqu'à 1 heure pour terminer le calcul avant d'afficher le rapport. Ce rapport sera utile à condition que les conditions du système ne changent pas durant cette période.

Cependant, les réseaux électriques subissent constamment des changements et les opérateurs doivent savoir généralement si le fonctionnement actuel du système est sûr, sans attendre trop longtemps la réponse. Depuis 1995, les durées d'exécution d'analyse des contingences pour plusieurs milliers de cas de pannes ont déjà affiché moins d'une minute.

Pour accélérer la vitesse de la solution d'un processus d'analyse de contingences, il est conseillé d'utiliser un modèle approximatif du système [36]. Pour beaucoup de systèmes, l'utilisation des modèles d'écoulement de puissance (*DC load flow*) fournit des possibilités de calcul adéquates. Dans de tels systèmes, les grandeurs de tension peuvent ne pas être de grande préoccupation et l'écoulement de puissance DC load flow fournit des résultats suffisants en ce qui concerne les écoulements puissances actives. Pour d'autres systèmes, la tension est importante et l'analyse d'écoulement de puissance complet est exigée.

V.4 Aperçu Sur L'analyse De La Sécurité D'un Réseau Electrique

L'étude d'analyse de la sécurité s'exécute dans un centre de dispatching et doit être exécutée très rapidement. Les résultats doivent être mise sous disposition des opérateurs pour divers utilisations et prise de décisions. Pour accomplir cette tâche, il existe trois méthodes de base :

1. Étudier le réseau électrique avec des algorithmes approximatifs mais très rapide.
2. Sélectionnez uniquement les cas importants pour l'analyse détaillée.
3. Utiliser des ordinateurs puissants ou bien des stations de calculs munis de plusieurs processeurs pour accélérer la vitesse d'exécution des calculs.

Les premières méthodes qui ont été utilisées pendant de nombreuses années sont «méthodes de sensibilité linéaire», «méthodes d'écoulement de puissance DC ou *DC load flow*», etc. [37] Ces approches sont utilisées si l'on désire seulement une analyse approximative de l'effet de chaque défaillance. Dans cette thèse on présente ces méthodes sous le nom de facteurs de sensibilité linéaire qui utilisent la même dérivation de la méthode de DC power flow présenté dans le chapitre 2. Ces méthodes ont les mêmes limitations attribuées au DC power flow ; où l'écoulement de puissances dans les branches est exprimé en puissances actives (MW) uniquement avec une précision d'environ 5%. Il n'y a pas d'informations supplémentaires sur les transits de puissances réactives (MVAR) et sur les tensions nodales. Les facteurs de sensibilité linéaire sont présentés dans le chapitre précédent**.**

S'il est nécessaire de connaître les transites de puissances réactives dans un réseau électrique ainsi que les niveaux des tensions nodales après une défaillance, on doit accomplir un écoulement de puissances complet (*AC power flow*). Cela pose beaucoup de difficultés lorsque des milliers de cas doivent être vérifiées. Il est tout simplement impossible, même avec des processeurs les plus rapides qui existent pour exécuter des milliers de programmes d'écoulement de puissance complet assez rapidement. Heureusement que ce scénario est pratiquement évité car dans la plupart des cas, le résultat d'écoulement de puissance ne présente pas des violations vis à vis les limites des puissances transitées dans les lignes et limites de tensions. Donc, il faut éliminer les cas qui n'affichent pas de violation et exécuter l'écoulement de puissance complet que pour les cas "critiques". Ces techniques portent le nom de "sélection de contingence»**.**

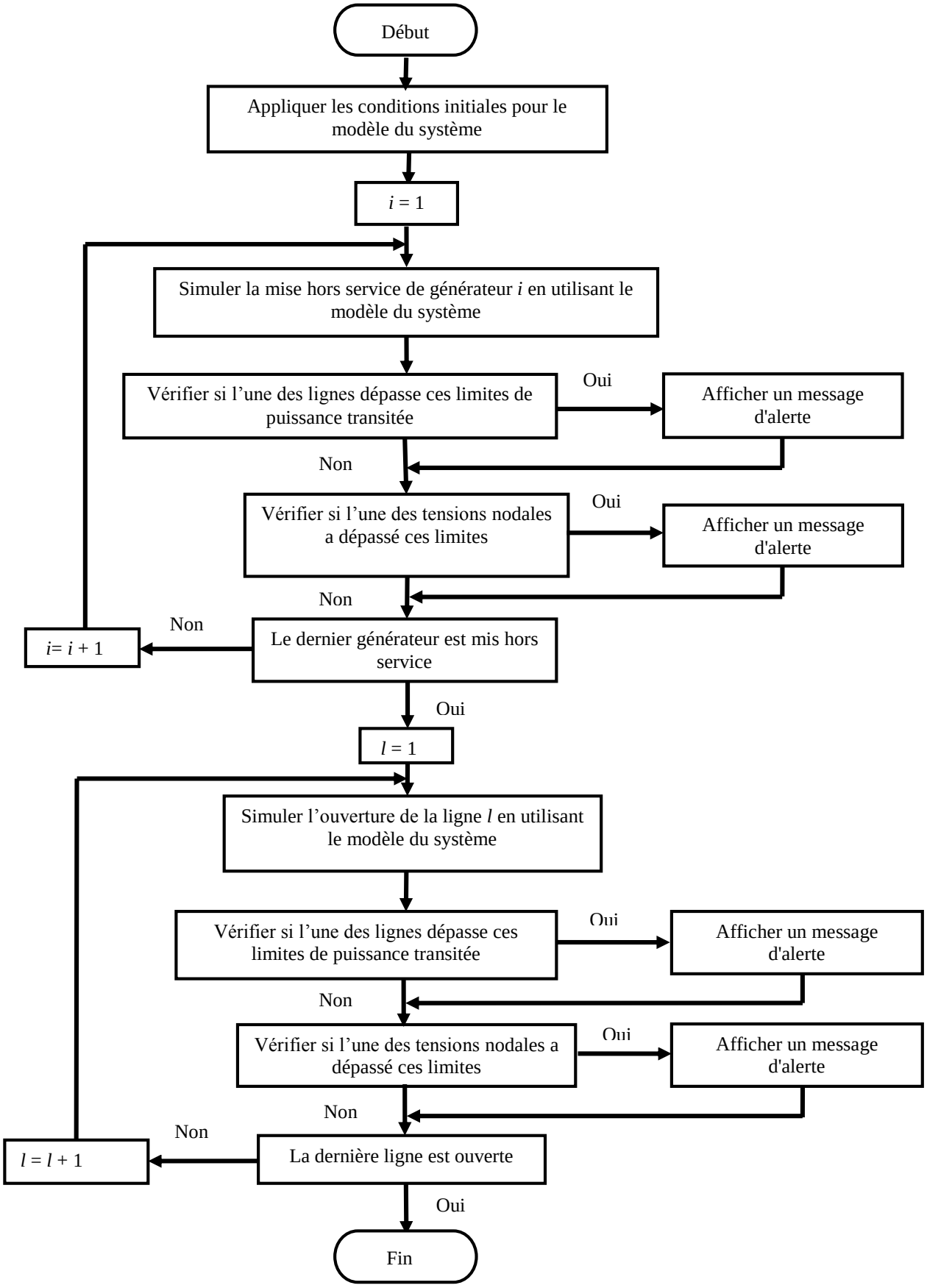


Figure 5. 9 Procédure de l'analyse des contingences

En fin, il faut mentionner qu'il existe des moyens d'exécuter des milliers de programmes d'écoulement de puissance avec contingence en présence d'outils informatiques spéciaux. Ces installations impliquent l'utilisation de plusieurs processeurs en parallèle exécutant une partie des cas de contingence.

V.5 Le problème du dispatching économique

V.5.1 Le dispatching économique en négligeant les pertes et les limites sur les puissances produites

Le problème de dispatching économique le plus simple est le cas où les pertes dans les lignes de transmission sont négligées. C'est-à-dire, le modèle de problème ne considère pas la configuration de système et les impédances des lignes. Essentiellement, le modèle suppose que le système est constitué de *n* générateurs reliés à un seul nœud consommateur comme représenté schématiquement dans la Figure 5. 10

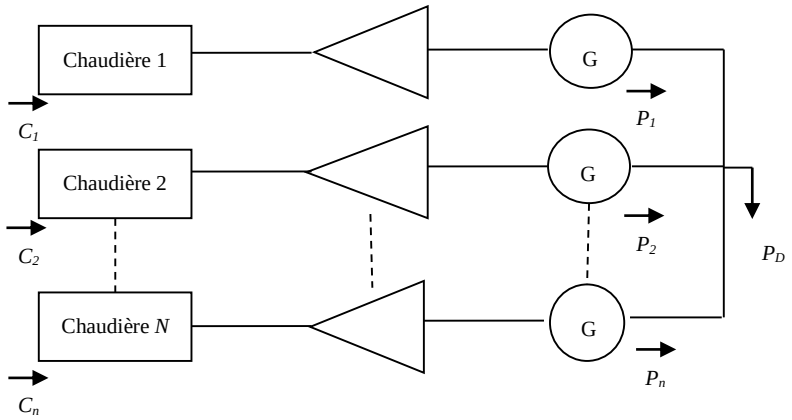


Figure 5. 10 Le modèle du problème de dispatching économique

Puisque les pertes de transmission sont négligées, la demande P_D totale est la somme des productions. On suppose qu'une fonction coût C_i est connue pour chaque générateur *i*. Le problème est de trouver la production en puissance active pour chaque générateur telle que la fonction objective (c-à-d, coût de production total) comme défini par :

$$\begin{cases} C_t = \sum_{i=1}^{n} C_i(\mathrm{P}_i) \\ C_i(\mathrm{P}_i) = \mathrm{a}_i + b_i P_i + c_i P_i^2 \end{cases} \tag{5.1}$$

Soit minimum, soumise à la contrainte d'égalité :

$$P_D = \sum_{i=1}^{n} P_{Di} \tag{5.2}$$

Une approche typique est d'augmenter la fonction objective en incorporant les contraintes en employant les multiplicateurs de Lagrange.

$$L = C + \lambda(P_D - \sum_{i=1}^{n} P_i) \tag{5.3}$$

Le minimum de cette fonction sans contrainte est trouvé au point où les dérivées partielles de la fonction par rapport à ses variables sont égales à zéro.

$$\frac{\partial L}{\partial P_i} = 0 \tag{5.4}$$

$$\frac{\partial L}{\partial \lambda} = 0 \tag{5.5}$$

La 1ère condition, donnée par l'Eq. (5.4), résulte:

$$\frac{\partial C_t}{\partial P_i} + \lambda(0-1) = 0 \tag{5.6}$$

Puisque $C_t = C_1 + C_2 + ... + C_n$

Donc :

$$\frac{\partial C_t}{\partial P_i} = \frac{\partial C_i}{\partial P_i} = \lambda$$

Et donc la condition pour le dispatching économique est :

$$\frac{\partial C_i}{\partial P_i} = \lambda \quad , i = 1,.....,n \tag{5.7}$$

Ou

$$\lambda = b_i + 2c_i P_i \tag{5.8}$$

La deuxième condition, donnée par l'Eq. (5.5), résulte :

$$\sum_{i=1}^{n} P_i = P_D \tag{5.9}$$

L'Eq. (5.9) est précisément la contrainte d'égalité qui devait être imposée.

En résumé, si les pertes sont négligées, et si les limites de puissance produite par les générateurs sont ignorées, l'opération la plus économique est de faire fonctionner tous les générateurs au même coût incrémental de production (*cf.* Eq.(5.8)), Tout en satisfaisant la contrainte d'égalité donnée par l'Eq. (5.9).

Afin de trouver la solution, on tire P_i de l'Eq. (5.8):

$$P_i = \frac{\lambda - b_i}{2c_i}, \qquad i = 1,...,n \tag{5.10}$$

Les relations données par l'Eq. (5.10) sont connues comme équations de coordination. Elles sont en fonctions de λ. La solution optimale (λ) peut être calculée en remplaçant P_i dans l'Eq. (5.9), c-à-d,

$$\sum_{i=1}^{n} \frac{\lambda - b_i}{2c_i} = P_D \tag{5.11}$$

D'où

$$\lambda = \frac{P_D + \sum_{i=1}^{n} \frac{b_i}{2c_i}}{\sum_{i=1}^{n} \frac{1}{2c_i}} \tag{5.12}$$

V.5.1.1 La méthode de gradient appliquée au dispatching économique sans perte

La valeur du λ trouvée par l'Eq. (5.12) est remplacée dans l'Eq. (5.11) pour obtenir le bilan optimal de la répartition économique de la production.

La solution du dispatching économique en négligeant les pertes a été trouvée analytiquement.

Cependant, quand les pertes sont considérées, l'équation résultante peut être non-linéaire et doit être résolue itérativement. Ainsi, l'Eq. (5.10) est itérativement résolu par une technique itérative, commençant par deux valeurs de λ, une meilleure valeur de λ est obtenue par extrapolation, et le processus continue jusqu'à ce que l'erreur ΔP soit inférieure à une précision définie (ε).

$$\Delta P^{(k)} = P_D - \sum_{i=1}^{n} P_i^{(k)} \tag{5.13}$$

Cependant, une solution rapide peut être obtenue en utilisant la méthode de gradient. Pour cela, on réécrit l'Eq. (5.11) Comme suit :

$$f(\lambda) = \sum_{i=1}^{n} \frac{\lambda - b_i}{2c_i} = P_D \tag{5.14}$$

En développant le côté gauche de l'équation ci-dessus en fonction de série de Taylor pour un point de fonctionnement λ, et en négligeant les termes d'ordre supérieur, on aura :

$$f(\lambda)^{(k)} + \left(\frac{df(\lambda)}{d\lambda}\right)^{(k)} \lambda^{(k)} = P_D \tag{5.15}$$

ou

$$\Delta\lambda^{(k)} = \frac{P_D - \sum_{i=1}^{n} P_i^{(k)}}{\left(\frac{df(\lambda)}{d\lambda}\right)^{(k)}} = \frac{\Delta P^{(k)}}{\left(\frac{df(\lambda)}{d\lambda}\right)^{(k)}} \tag{5.16}$$

$$\Delta\lambda^{(k)} = \frac{\Delta P^{(k)}}{\sum_{i=1}^{n} \left(\frac{dP_i}{d\lambda}\right)^{(k)}}$$

$$\Delta\lambda^{(k)} = \frac{\Delta P^{(k)}}{\sum_{i=1}^{n} \frac{d}{d\lambda}\left(\frac{\lambda - b_i}{2c_i}\right)^{(k)}}$$

$$\Delta\lambda^{(k)} = \frac{\Delta P^{(k)}}{\sum_{i=1}^{n} \frac{1}{2c_i}} \tag{5.17}$$

Et donc

$$\lambda^{(k+1)} = \lambda^{(k)} + \Delta\lambda^{(k)} \tag{5.18}$$

Avec :

$$\Delta P^{(k)} = P_D - \sum_{i=1}^{n} P_i^{(k)} \tag{5.19}$$

Le processus itératif se poursuit jusqu'à ce que l'erreur $\Delta P^{(k)}$ soit inférieure à une précision définie (ε).

V.5.2 Solution de dispatching économique avec perte

Dans un réseau interconnecté à grande échelle où la puissance est transmise à travers de longues distances avec une faible densité de charge, les pertes dans les lignes de transport sont un facteur important et affecte le dispatching économique. Pour inclure l'effet des pertes dans les lignes de

transport, généralement on doit exprimer les pertes totales comme équation quadratique en fonction des puissances produites par les générateurs. La forme quadratique la plus simple est :

$$P_L = \sum_{i=1}^{n}\sum_{j=1}^{n} P_i B_{ij} P_j \tag{5.20}$$

P_L: Sont les pertes actives dans le réseau.

Une formule plus générale contenant un terme linéaire B_{0i} et un terme constant B_{00}, connu sous le nom de la formule des pertes de Kron, est comme suit:

$$P_L = \sum_{i=1}^{n}\sum_{j=1}^{n} P_i B_{ij} P_j + \sum_{i=1}^{n} B_{0i} P_i + B_{00} \tag{5.21}$$

B_{ij} : sont les coefficients de la formule des pertes ou les *B-coefficients*.

Les B-coefficients sont supposés constants, et on peut prévoir une précision raisonnable si on suppose que les conditions de fonctionnement réel sont près de ceux de cas de base pour lequel les B-coefficients ont été calculées.

Le problème de dispatching économique s'intéresse à réduire au minimum le coût de production total *C*, qui est une fonction des puissances actives produites par les générateurs :

$$C_t = \sum_{i=1}^{n} C_i \;\; P_i \tag{5.22}$$

$$C_i(P_i) = a_i + b_i.P_i + c_i.P_i^2 \tag{5.23}$$

Tout en respectant la contrainte d'égalité

$$\sum_{i=1}^{n} P_i = P_D + P_L \tag{5.24}$$

Et les contraintes d'inégalités (limites de la puissance produite) :

$$P_i^{\min} \le P_i \le P_i^{\max} \quad i = 1, 2, \ldots.n. \tag{5.25}$$

Où P_i^{min} et P_i^{max} sont respectivement, les limites minimum et maximum de puissance produite, de générateur (i).

En utilisant le multiplicateur de LaGrange et en ajoutant des termes additionnels pour inclure les contraintes d'inégalité, on obtient:

$$L = C_t + \lambda(P_D + P_L - \sum_{i=1}^{n} P_i) + \sum_{i=1}^{n} \mu_i^{\max}(P_i - P_i^{\max}) + \sum_{i=1}^{n} \mu_i^{\min}(P_i^{\min} - P_i) \tag{5.26}$$

Les contraintes d'inégalité peuvent être mieux interprétées par les deux équations suivantes :

$\mu_i^{max} = 0$, si $P_i < P_i^{max}$

Et

$\mu_i^{min} = 0$, si $P_i > P_i^{min}$

En d'autres termes, si la contrainte d'inégalité correspondante au générateur (*i*) est respectée, son multiplicateur associé (μ_i) sera égal à zéro et le terme correspondant dans l'équation (5.26) disparaîtra. La contrainte devient active une fois non respectée.

Le minimum de la fonction de Lagrange (5.26) sans contrainte est trouvé au point où les dérivées partielles de la fonction par rapport à ses variables sont égales à zéro.

$$\frac{\partial L}{\partial P_i} = 0 \tag{5.27}$$

$$\frac{\partial L}{\partial \lambda} = 0 \tag{5.28}$$

$$\frac{\partial L}{\partial \mu_i^{\max}} = P_i - P_i^{\max} = 0 \tag{5.29}$$

$$\frac{\partial L}{\partial \mu_i^{\min}} = P_i^{\min} - P_i = 0 \tag{5.30}$$

Les équations (5.29) et (5.30) impliquent qu'on ne permet pas à P_i de dépasser ses limites, et si la valeur de P_i respecte les limites ($\mu_i^{min} = \mu_i^{max} = 0$), et la fonction de Kuhn-Tucker devient la même que celle de LaGrange.

Donc :

$$L = C_t + \lambda(P_D + P_L - \sum_{i=1}^{n} P_i) + \underbrace{\sum_{i=1}^{n} \mu_i^{\max}(P_i - P_i^{\max}) + \sum_{i=1}^{n} \mu_i^{\min}(P_i^{\min} - P_i)}_{0} \tag{5.31}$$

$$L = C_t + \lambda(P_D + P_L - \sum_{i=1}^{n} P_i) \tag{5.32}$$

La première condition, donnée par (5.29), donne l'équation suivante

$$\frac{\partial L}{\partial P_i} = 0 \;\Rightarrow \frac{\partial C_t}{\partial P_i} + \lambda(0 + \frac{\partial P_L}{\partial P_i} - 1) = 0 \tag{5.33}$$

Puisque : $C_t = C_1 + C_2 + ... + C_n$

Donc : $\frac{\partial C_t}{\partial P_i} = \frac{dC_i}{dP_i}$

Et donc la condition pour un dispatching économique est donnée par l'équation suivante :

$$\frac{dC_i}{dP_i} + \lambda \frac{\partial P_L}{\partial P_i} = \lambda \qquad i = 1, 2, \ldots, n \tag{5.34}$$

Le terme $\partial P_L / \partial P_i$ est les pertes incrémentales de transport.

La deuxième condition, donnée par (5.28), donne :

$$\sum_{i=1}^{n} P_i = P_D + P_L \tag{5.35}$$

L'équation (5.35) est tout simplement la contrainte d'égalité qui doit être respecté.

L'équation (5.34) peut être réarrangée comme suit :

$$\left(\frac{1}{1 - \frac{\partial P_L}{\partial P_i}} \right) \frac{dC_i}{dP_i} = \lambda \qquad i = 1, 2, \ldots, n \tag{5.36}$$

Ou

$$Fp_i \frac{dC_i}{dP_i} = \lambda \qquad i = 1, 2, \ldots, n \tag{5.37}$$

Fp_i est le facteur de pénalité d'un générateur (i) donné par :

$$Fp_i = \left(\frac{1}{1 - \frac{\partial P_L}{\partial P_i}} \right) \tag{5.38}$$

Par conséquence, l'effet des pertes de transport se manifeste dans l'apparition d'un facteur de pénalité dont la valeur dépend de l'emplacement de générateur. L'équation (5.37) démontre que le coût minimum est obtenu quand le coût incrémental de chaque générateur multiplié par son facteur de pénalité est le même pour tous les générateurs.

Le coût de production incrémental est donnée par :

$$\frac{dC_i}{dP_i} = 2c_i P_i + b \tag{5.39}$$

Et les pertes de transport incrémental sont obtenues à partir de la formule de *Kron*:

$$P_L = \sum_{i=1}^{n} \sum_{j=1}^{n} P_i B_{ij} P_j + \sum_{i=1}^{n} B_{0i} P_i + B_{00} \tag{5.40}$$

Ce qui donne la formule suivante :

$$\frac{\partial P_L}{\partial P_i} = 2 \sum_{j=1}^{n} B_{ij} P_j + B_{0i} \tag{5.41}$$

On remplace l'expression de coût de production incrémental et des pertes de transport incrémental dans (5.34)donne l'équation suivante :

$$b_i + 2c_i P_i + 2\lambda \sum_{j=1}^{n} B_{ij} P_j + B_{0i}\lambda = \lambda \tag{5.42}$$

Ou

$$\left(\frac{c_i}{\lambda} + B_{ii} \right) P_i + \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^{n} B_{ij} P_j = \frac{1}{2} \left(1 - B_{0i} - \frac{b_i}{\lambda} \right) \tag{5.43}$$

Prolongeant (5.43)à tous les générateurs ($i = 1,\ldots,n$) donne un système d'équations linéaires dont la forme matricielle est donné par la formule suivante :

$$\underbrace{\begin{bmatrix} \frac{c_1}{\lambda} + B_{11} & \mathrm{B}_{12} & \cdots & B_{1n} \\ B_{21} & \frac{c_2}{\lambda} + B_{22} & \cdots & B_{2n} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ B_{N_g 1} & B_{N_g 2} & \cdots & \frac{c_n}{\lambda} + B_{nn} \end{bmatrix}}_{E} \underbrace{\begin{bmatrix} P_1 \\ P_2 \\ \vdots \\ \vdots \\ P_n \end{bmatrix}}_{P} = \frac{1}{2} \underbrace{\begin{bmatrix} 1 - & B_{01} - & \frac{b_1}{\lambda} \\ 1 - & B_{02} - & \frac{b_2}{\lambda} \\ \vdots & \vdots & \vdots \\ \vdots & \vdots & \vdots \\ 1 - & B_{0n} - & \frac{b_n}{\lambda} \end{bmatrix}}_{D} \tag{5.44}$$

$$\left[E\right] \times \left[P\right] = \left[D\right] \tag{5.45}$$

Pour trouver le dispatching économique pour une estimation initiale du $\lambda^{(0)}$, le système linéaire de (5.45) doit être résolu numériquement.

La résolution numérique peut être effectuée itérativement, dans ce cas le problème peut être considérer comme un problème de minimisation.

Cette technique itérative peut donner des résultats satisfaisants, mais quelques fois des méthodes comme (Gauss-Seidel, Fletcher-Powell,…) présente des problèmes de convergence.

Ainsi, les techniques de résolution utilisées en simulation électrique de deuxième génération sont des méthodes de résolutions directes, basant sur des procédures dites d'élimination. Une solution directe de l'équation matricielle peut être obtenue par l'inversion de la matrice (E), avec :

$$[P] = [E]^{-1} . [D]$$

Le nombre d'opérations à effectuer peut devenir énorme lorsque le nombre d'équations s'approche de la centaine, cette méthode n'est jamais utilisée en pratique. Les procédures de calcul principalement utilisées en simulation sont :

- L'algorithme de la remontée,
- L'algorithme d'élimination de Gauss,
- La décomposition LU.

V.5.2.1 La méthode de gradient appliqué au dispatching économique avec perte

On tire P_i de (5.43). A l'itération (k), $P_i^{(k)}$ est exprimé par l'équation suivante :

$$\left(\frac{c_i}{\lambda} + B_{ii}\right) P_i + \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^{n} B_{ij} P_j = \frac{1}{2}\left(1 - B_{0i} - \frac{b_i}{\lambda}\right)$$

$$2\lambda \times \left(\frac{c_i}{\lambda} + B_{ii}\right) P_i + 2\lambda \times \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^{n} B_{ij} P_j = \frac{1}{2}\left(1 - B_{0i} - \frac{b_i}{\lambda}\right) \times 2\lambda$$

$$P_i^{(k)} = \frac{\lambda^{(k)}(1 - B_{0i}) - b_i - 2\lambda^{(k)} \sum_{j \neq i} B_{ij} P_j^{(k)}}{2(c_i + \lambda^{(k)} B_{ii})} \tag{5.46}$$

Remplaçant P_i de (5.46)dans la contrainte d'égalité (5.35)donne l'équation suivante :

$$\sum_{i=1}^{n} P_i = P_D + P_L$$

$$\sum_{i=1}^{n} \left(\frac{\lambda^{(k)}(1 - B_{0i}) - b_i - 2\lambda^{(k)} \sum_{j \neq i} B_{ij} P_j^{(k)}}{2(c_i + \lambda^{(k)} B_{ii})} \right) = P_D + P_L^{(k)} \tag{5.47}$$

ou

$$f(\lambda)^{(k)} = P_D + P_L^{(k)} \tag{5.48}$$

En développant le côté gauche de l'équation ci-dessus en série de Taylor pour un point de fonctionnement $\lambda^{(k)}$, et en négligeant les termes d'ordre supérieur, on aura :

$$f(\lambda)^{(k)} + \frac{df(\lambda)}{d\lambda}^{(k)} \Delta\lambda^{(k)} = P_D + P_L^{(k)} \tag{5.49}$$

Ou

$$\begin{cases} \Delta\lambda^{(k)} = \dfrac{\Delta P^{(k)}}{\dfrac{df(\lambda)}{d\lambda}^{(k)}} \\ \Delta\lambda^{(k)} = \dfrac{\Delta P^{(k)}}{\sum_{i=1}^{n}\left(\dfrac{dP_i}{d\lambda}\right)^{(k)}} \end{cases} \tag{5.50}$$

avec

$$\Delta P^{(k)} = P_D + P_L^{(k)} - \sum_{i=1}^{n} P_i^{(k)} \tag{5.51}$$

et

$$\sum_{i=1}^{n}\left(\frac{\partial P_i}{\partial \lambda}\right)^{(k)} = \sum_{i=1}^{n}\left(\frac{c_i(1-B_{01}) + B_{ii}b_i - 2c_i\sum_{j\neq i} B_{ij}P_j^{(k)}}{2(c_i + \lambda^{(k)}B_{ii})^2}\right) \tag{5.52}$$

Ou

$$P_i^{(k)} = \frac{\lambda^{(k)}(1-B_{0i}) - b_i - 2\lambda^{(k)}\sum_{j\neq i} B_{ij}P_j^{(k)}}{2(c_i + \lambda^{(k)}B_{ii})}$$

et donc

$$\lambda^{(k+1)} = \lambda^{(k)} + \Delta\lambda^{(k)} \tag{5.53}$$

Le processus itératif se poursuit jusqu'a ce que l'erreur $\Delta P^{(k)}$ sera inférieur à une précision définie (ε).

Si on exprime les pertes dans les lignes par la formule approximative suivante :

$$P_L = \sum_{i=1}^{n} B_{ii}P_n^{\,2} \tag{5.54}$$

En supposant que (Les éléments non diagonaux nuls)

$$\left.\begin{array}{ll} B_{ij} = 0 & i \neq j, \\ B_{0i} = 0 & i = 1,\ldots,n, \\ B_{00} = 0. & \end{array}\right\}$$

La solution du système d'équations donnée par (5.46) se réduit à l'expression simple suivante :

$$P_i^{(k)} = \frac{\lambda^{(k)} - b_i}{2(c_i + \lambda^{(k)}B_{ii})} \tag{5.55}$$

L'équation (5.52) se réduit à l'expression :

$$\sum_{i=1}^{n}\left(\frac{\partial P_i}{\partial \lambda}\right)^{(k)} = \sum_{i=1}^{n}\left(\frac{c_i + B_{ii}b_i}{2(c_i + \lambda^{(k)}B_{ii})^2}\right) \tag{5.56}$$

La figure 5.11 présente l'organigramme de méthode de solution qui est souvent employée pour résoudre ce type de problème.

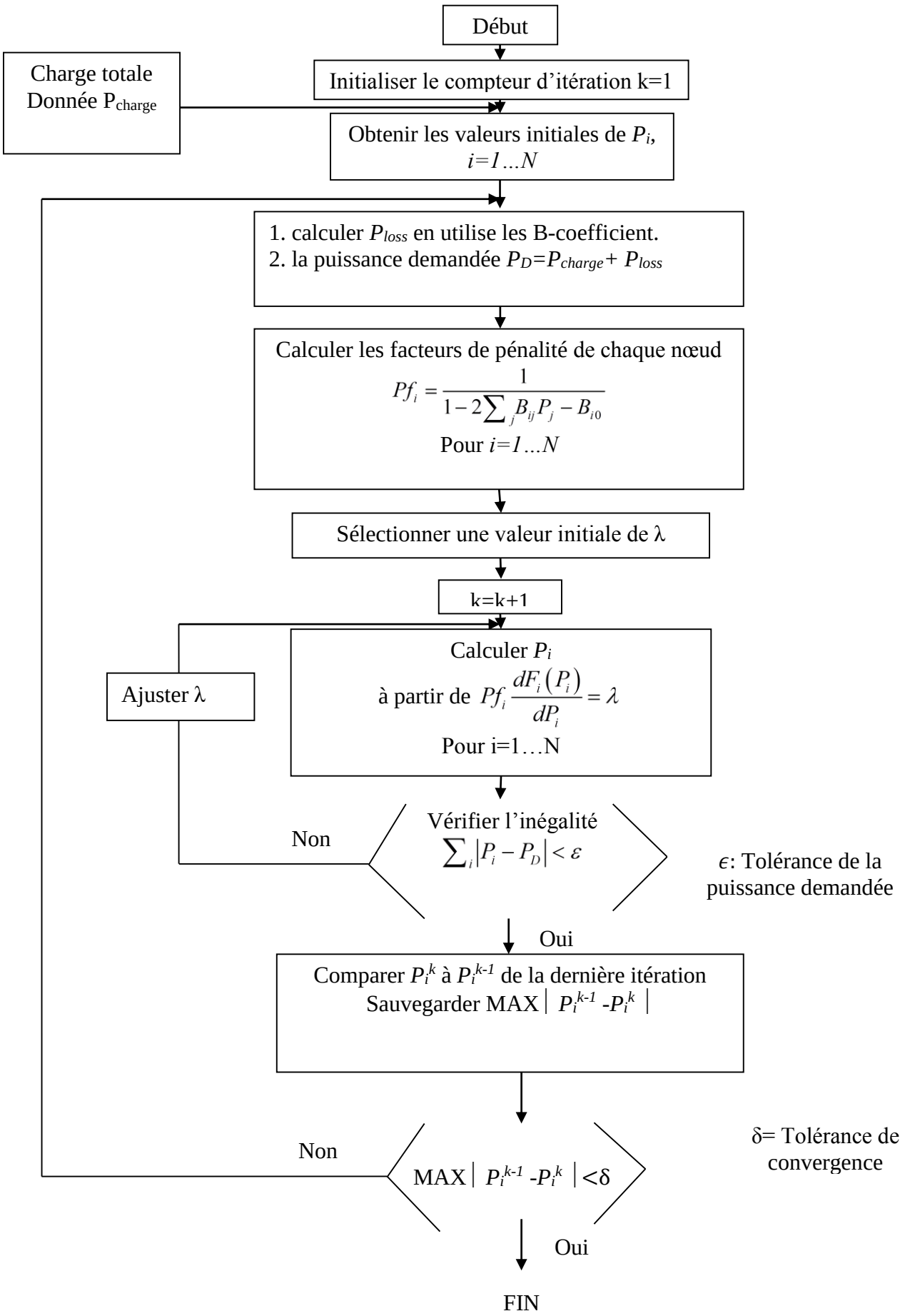


Figure 5. 11 Dispatching économique avec mis à jour des facteurs de pénalité.

V.6 Dispatching économique avec des contraintes de sécurité

Dans cette étude on va présenter une nouvelle méthode pour résoudre le problème du dispatching économique avec des contraintes de sécurité en utilisant l'écoulement de puissance DC et la matrice de sensibilité GSDF. Dans ce travail on a programmé sur le logiciel Labpower une tache qui permet d'exécuter cet algorithme en concordance avec les autres taches déjà cité dans cette thèse. d'où l'écoulement de puissance DC qui simplifie l'écoulement de puissance en un ensemble d'équations linéaires facile à résoudre dans un temps record et la matrice GSDF qui présente l'effet de la variation d'une ou plusieurs puissances de générateurs sur les puissances transmises par les lignes de transmissions. L'efficacité de cette méthode est testée sur le réseau IEEE 14 d'où les résultats présentent une excellente performance de la méthode proposée point de vue précision de résultats et temps d'exécution. $MAX \mid P_i^{(k-1)} - P_i^k \mid < \delta$

V.6.1 L'algorithme proposé

Pour appliquer le dispatching économique sécuritaire, l'écoulement de puissance dans les différents dispositifs du réseau doit être recalculé dans chaque itération (sécurité) à cause de la variation des allocations de puissance généré dans les différents nœuds générateurs par le dispatching économique. Dans ce type d'applications la demande totale de puissance reste inchangée mais les pertes du système sont variables dans chaque itération et qui vont être assurés par le calculer des pertes variables à travers les B-coefficients. Si le taux de chargement des lignes change ça veut dire qu'on à un nouveau écoulement de puissance qu'on peut le contrôler tout en contrôlent le dispatching économique. En pénalisant le ou les couts des générateurs qui ont une grande influence sur cette ligne, dans ce procédé on va utiliser la matrice GSDF tout en pénalisant progressivement le générateur qui a un facteur de sensibilité le plus élevé vis à vis la ligne en question, cette boucle sera répétée jusqu'a que le problème est résolue à travers cet algorithme voir Figure 5. 12.

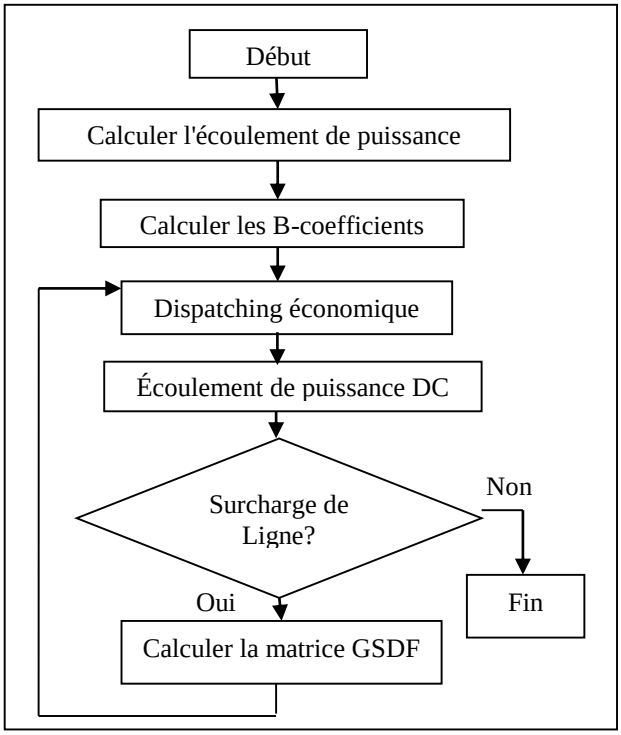


Figure 5. 12 L'organigramme de l'algorithme du dispatching économique sécuritaire

V.6.1.1 Les étapes de l'Algorithme

<u>Etape N°01 :</u> pour commencer l'algorithme il faut avoir et vérifier tous les données des lignes, et des nœuds. Et il faut que la demande totale de puissance soit inférieure à la somme des limites de puissance des lignes de transmission.

Etape N°02 : on calcule l'écoulement de puissance du système pour avoir la puissance acheminée dans chaque ligne du réseau.

Etape N°03 : calculer les B-coefficients qui sont essentiels pour le calcul des pertes variables au cours du dispatching économique qui va automatiquement changer les puissances générées à chaque générateur qui change à leurs tours l'écoulement de puissance donc les pertes.

Etape N°04 : on exécute le dispatching économique pour avoir l'allocation économique des puissances des générateurs.

Etape N°05 : à partir des allocations de puissance généré par le dispatching économique on doit exécuter l'écoulement de puissance DC pour avoir le nouveau écoulement de puissance et le changement du transite des puissances des lignes de transmissions qui est due aux changements des puissances générées.

Etape N°06 : dans cette étape on vérifie les limites des lignes de transmission, s'il y a pas de violation on finit l'algorithme et afficher les résultats, si on détecte une violation on passe à l'étape suivante.

Etape N°07 : âpres la détection de la violation de puissance on doit calculer la matrice GSDF qui est détaillée dans le chapitre précédent, pour avoir la matrice de sensibilité de tous les lignes du système de puissance vis à vis le changement de puissance dans chaque générateur.

Etape N°08 : on utilise la matrice GSDF pour pénaliser les fonctions couts des générateurs qui ont plus d'effet sur la ligne en surcharge et on retourne à l'étape 4 on utilise les nouvelles fonctions couts, on répète cette boucle jusqu'à la résolution du problème de la ligne.

Etape N°09 : si on a aucune ligne en surcharge âpres l'étape 5, la boucle doit être arrêtée et on affiche les résultats.

V.6.2 Simulation et Résultats

On a testé cet algorithme sur plusieurs réseau électrique telle que IEEE 14 et le réseau Algérien 114 d'où on met le réseau dans un état critique qui provoque la surcharge d'une ligne et on va la résoudre avec notre algorithme proposé.

V.6.3 Test 01 : réseau IEEE 14

Les données du réseau dans ce test sont citées dans l'annexe 02 D’où les différents type de nœud sont codés de la manière suivante "1" pour le nœud bilan et le "2" pour les nœuds PV et le "0" pour les nœuds PQ.

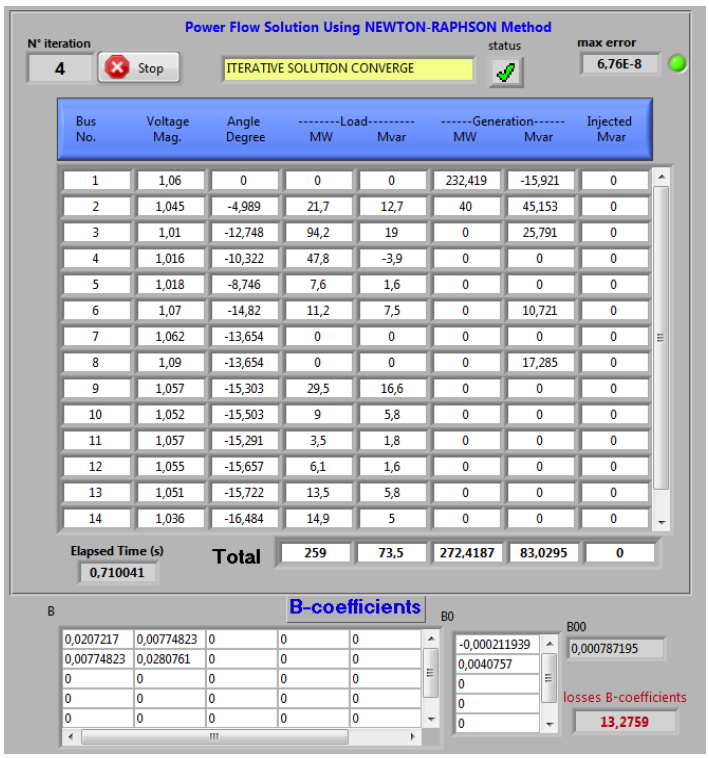


Figure 5. 13 L'écoulement de puissance du réseau IEEE 14 sur Labpower

generator No.	--type---	Voltage Mag.	Angle Degree	-----Generation---- MW	Mvar	--------Generation limits--------- Qmin	Qmax	Pmin	Pmax	------Cost coefficients a	b	c
1	1	1,06	0	0	0	10	50	50	500	0,007	7	240
2	2	1,045	0	40	30	10	50	20	200	0,0095	10	200
3	2	1,03	0	30	10	10	40	20	300	0,009	8,5	220
4	2	1	0	0	0	0	0	20	150	0,009	11	200
5	2	1	0	0	0	0	0	20	200	0,008	10,5	220

Figure 5. 14 Donnée des fonctions cout des générateurs du réseau IEEE 14 utilisé

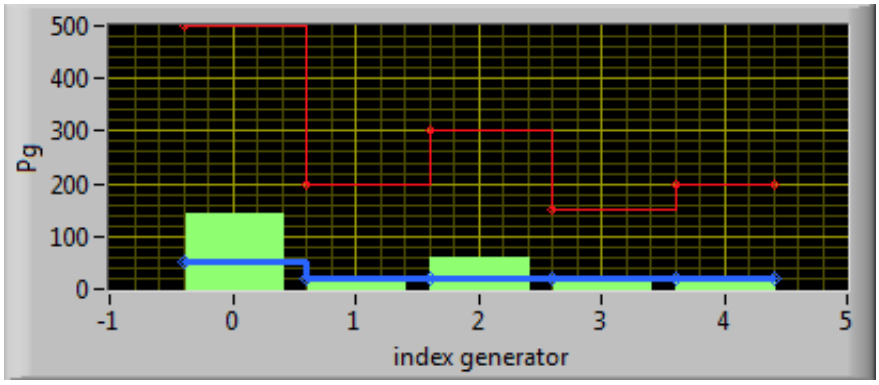


Figure 5. 15 Résultats du dispatching économique du réseau IEEE 14.

Line N°	From	to	tap	S actual	state	degree	S limits	percent
1	1	2	0	93,3774	not violated		200	46,69
2	1	5	0	44,6489	not violated		100	44,65
3	2	3	0	31,8193	not violated		100	31,82
4	2	4	0	34,3615	not violated		100	34,36
5	2	5	0	25,4966	not violated		100	25,5
6	3	4	0	1,40705	not violated		50	2,81
7	4	5	0	38,5958	not violated		100	38,6
8	4	7	0,978	12,5775	not violated		50	25,16
9	4	9	0,969	11,1728	not violated		50	22,35
10	5	6	0,932	23,9497	not violated		100	23,95
11	6	11	0	7,42849	not violated		50	14,86
12	6	12	0	7,71019	not violated		20	38,55
13	6	13	0	17,611	not violated		50	35,22
14	7	8	1	20	not violated		50	40
15	7	9	1	32,5775	not violated		50	65,16
16	9	10	0	5,07151	not violated		20	25,36
17	9	14	0	9,17878	not violated		20	45,89
18	10	11	0	3,92849	not violated		20	19,64
19	12	13	0	1,61019	not violated		20	8,05
20	13	14	0	5,72122	not violated		20	28,61

Figure 5. 16 Le transit de puissance des lignes du réseau IEEE 14 âpres le dispatching économique

Dans la Figure 5. 16 on montre l'états du transit de puissance des lignes du réseau âpres le dispatching économique qui sont tout en bon état de fonctionnement dans les limites proposées, dans cet état l'algorithme du dispatching économique sécuritaire c'est terminer sans aucune itération de sécurité, il a exécuté seulement le dispatching économique avec un cout total de puissance généré qui est égale à 3415.99$/h montré dans la Figure 5. 17.

N° sequence	total Demand	Pg_1	Pg_2	Pg_3	Pg_4	Pg_5	lambda	delta g	losses	total cost	N° itteration	security itteration	SECURITY
1	259,00	142,945876	20,000000	60,973641	20,000000	20,000000	9,597526	-0,000080	4,919437	3415,991812	28	0	SECURED

Figure 5. 17 Dispatching économique sécuritaire du réseau IEEE 14 sans surcharge.

Pour vérifier l'efficacité de l'algorithme du dispatching économique sécuritaire dans la résolution du problème de la surcharge des lignes de transmission, on va augmenter la demande totale du système de puissance pour causer des surcharges dans une ou quelques lignes de transmission. Et pour le permettre on va mettre un ajustement dans les nœuds 4 et 5 on ajoute une puissance de 100MW dans chaque un d'entre eux et voir ce que ça donne.

Résultats

dans ce test on va voir le comportement du nouveau réseau IEEE14 modifié par l'ajout de 100 MW de puissance dans les nœuds 4 et 5, ce qui va augmenter la demande totale de puissance a 459 MW qui va causer des surcharges et on va les résoudre avec notre nouveau algorithme proposé.

transmissions lines state

Line N°	From	to	tap	S actual	state	degree	S limits	percent
1	1	2	0	313,427	violated		200	156,71
2	1	5	0	157,659	violated		100	157,66
3	2	3	0	103,262	violated		100	103,26
4	2	4	0	114,367	violated		100	114,37
5	2	5	0	95,0837	not violated		100	95,08
6	3	4	0	14,2919	not violated		50	28,58
7	4	5	0	84,9181	not violated		100	84,92
8	4	7	0,978	39,8652	not violated		50	79,73
9	4	9	0,969	18,0191	not violated		50	36,04
10	5	6	0,932	53,4605	not violated		100	53,46
11	6	11	0	10,0758	not violated		50	20,15
12	6	12	0	8,42671	not violated		20	42,13
13	6	13	0	20,0122	not violated		50	40,02
14	7	8	1	25,2427	not violated		50	50,49
15	7	9	1	28,4313	not violated		50	56,86
16	9	10	0	5,04477	not violated		20	25,22
17	9	14	0	9,21993	not violated		20	46,1
18	10	11	0	6,03021	not violated		20	30,15
19	12	13	0	2,06801	not violated		20	10,34
20	13	14	0	6,99165	not violated		20	34,96

Figure 5. 18 L'écoulement de puissance du réseau IEEE 14 modifié.

Line N°	From	to	tap	S actual	state	degree	S limits	percent
1	1	2	0	134,105	not violated		200	67,05
2	1	5	0	84,1382	not violated		100	84,14
3	2	3	0	4,49555	not violated		100	4,5
4	2	4	0	66,3833	not violated		100	66,38
5	2	5	0	62,291	not violated		100	62,29
6	3	4	0	63,2329	violated		50	126,47
7	4	5	0	20,7445	not violated		100	20,74
8	4	7	0,978	4,28675	not violated		50	8,57
9	4	9	0,969	6,8475	not violated		50	13,69
10	5	6	0,932	18,0847	not violated		100	18,08
11	6	11	0	3,89673	not violated		50	7,79
12	6	12	0	7,19147	not violated		20	35,96
13	6	13	0	15,7965	not violated		50	31,59
14	7	8	1	47,0545	not violated		50	94,11
15	7	9	1	42,7678	not violated		50	85,54
16	9	10	0	8,60327	not violated		20	43,02
17	9	14	0	11,512	not violated		20	57,56
18	10	11	0	0,396726	not violated		20	1,98
19	12	13	0	1,09147	not violated		20	5,46
20	13	14	0	3,38799	not violated		20	16,94

Figure 5. 19 L'écoulement de puissance du réseau IEEE 14 modifié âpres le dispatching économique seul.

Line N°	From	to	tap	S actual	state	degree	S limits	percent
1	1	2	0	177,862	not violated		200	88,93
2	1	5	0	93,1599	not violated		100	93,16
3	2	3	0	50,6367	not violated		100	50,64
4	2	4	0	72,5777	not violated		100	72,58
5	2	5	0	58,9733	not violated		100	58,97
6	3	4	0	16,2097	not violated		50	32,42
7	4	5	0	60,3806	not violated		100	60,38
8	4	7	0,978	1,64434	not violated		50	3,29
9	4	9	0,969	3,01241	not violated		50	6,02
10	5	6	0,932	15,8474	not violated		100	15,85
11	6	11	0	20,9065	not violated		50	41,81
12	6	12	0	9,68976	not violated		20	48,45
13	6	13	0	24,5356	not violated		50	49,07
14	7	8	1	20	not violated		50	40
15	7	9	1	18,3557	not violated		50	36,71
16	9	10	0	8,40654	not violated		20	42,03
17	9	14	0	0,274607	not violated		20	1,37
18	10	11	0	17,4065	not violated		20	87,03
19	12	13	0	3,58976	not violated		20	17,95
20	13	14	0	14,6254	not violated		20	73,13

Figure 5. 20 L'écoulement de puissance du réseau IEEE 14 modifié âpres le dispatching économique sécuritaire

N° sequence	total Demand	Pg_1	Pg_2	Pg_3	Pg_4	Pg_5	lambda	delta g	losses	total cost	N° itteration	security itteration	SECURITY
1	459,00	229,731819	20,764453	152,937370	20,000000	47,054541	11,252873	0,000046	11,488229	5515,162176	12	0	WITHOUT SECURITY

Figure 5. 21 Résultats du dispatching économique (non sécuritaire) du réseau IEEE 14 modifié.

N° sequence	total Demand	Pg_1	Pg_2	Pg_3	Pg_4	Pg_5	lambda	delta g	losses	total cost	N° itteration	security itteration	SECURITY
1	459,00	289,137582	26,025441	59,773047	82,179369	20,000000	12,497230	0,000092	18,115532	5674,036204	11	2	SECURED

Figure 5. 22 Résultats du dispatching économique sécuritaire du réseau IEEE 14 modifié.

V.6.4 Discutions des résultats du Test N° 01

On remarque que la puissance augmenté dans le réseau IEEE 14 a causé plusieurs surcharges de ligne de transmission. Qui est illustré dans la Figure 5. 20, on a effectué un simple dispatching économique et voir ce que va se passer dans le transit de puissance.

La Figure 5. 21 nous montre les états nouveaux du transit de puissance âpres le dispatching économique effectué on remarque que le problème comme même a été partiellement résolue par coïncidence mais on a toujours une surcharge dans la ligne N° 06.

Finalement on exécute le nouveau algorithme du dispatching économique sécuritaire pour résoudre le problème économiquement on utilise la matrice GSDF qui est calculer âpres chaque dispatching économique effectué.

Les valeurs de la matrice GSDF correspond à la sensibilité de la puissance transmise de chaque ligne vis à vis la puissance générée par chaque générateur, qui va pénaliser ce dernier pour le forcé à produire moins ce qui va réduire la puissance dans la ligne surchargée.

La Figure 5. 22 montre que âpres l'exécution du nouveau algorithme dans le système en surcharge, le problème a été directement résolus en deux itérations de sécurité, qui prouve l'efficacité de cet algorithme dans ce cas.

V.6.5 Test 02 : réseau ALG 114

Les données du réseau Algérien de 114 dans ce test sont citées dans l'annexe 03 D'où les différents types de nœuds sont codé de la manière suivante "1" pour le nœud bilan et le "2" pour les nœuds PV et le "0" pour les nœuds PQ.

On va refaire la même procédure que le test 01 mais sur un réseau plus large qui comporte 114 nœuds, c.-à-d. on va effectuer le calculer le dispatching économique sans contrainte de sécurité puis on va voir ce qu'il va donner à propos des dépassements des puissances des lignes de transmission, puis on va lancer le dispatching économique sécuritaire avec notre algorithme proposé dans ce chapitre.

Les résultats du dispatching économique non sécurisé ont donné les résultats illustrés dans les figures suivantes

Line N°	From	to	tap	S actual	state	degree	S limits	percent
1	1	2	0	1.95953	not violated		5	39.19
2	1	6	0	1.95953	not violated		5	39.19
3	2	6	0	3.86003	not violated		10	38.6
4	2	9	0	41.8196	not violated		50	83.64
5	3	4	0	89.8736	not violated		100	89.87
6	3	5	0	69.3125	not violated		100	69.31
7	3	6	0	62.1451	not violated		100	62.15
8	3	9	0	81.8196	not violated		100	81.82
9	3	16	0	48.7785	not violated		100	48.78
10	4	42	0	74.1632	violated		50	148.33
11	4	7	0	102.751	not violated		150	68.5
12	4	5	0	8.723	not violated		10	87.23
13	4	8	0	26.8237	not violated		50	53.65
14	6	7	0	10.0353	not violated		50	20.07
15	7	10	0	37.7155	not violated		50	75.43
16	8	42	0	23.1763	not violated		50	46.35
17	10	11	0	48.2845	not violated		100	48.28
18	10	13	0	44	not violated		50	88
19	11	42	0	44.2845	not violated		50	88.57
20	12	13	0	31	not violated		50	62

Line N°	From	to	tap	S actual	state	degree	S limits	percent
41	20	35	0	16.3203	not violated		50	32.64
42	20	32	0	3.0144	not violated		10	30.14
43	20	52	0	8.36134	not violated		50	16.72
44	20	21	1.03	25.9553	not violated		50	51.91
45	21	44	0	65.9509	not violated		100	65.95
46	21	60	0	63.8438	not violated		100	63.84
47	22	32	0	40.152	not violated		100	40.15
48	22	24	0	78.0453	not violated		100	78.05
49	22	37	0	21.5322	not violated		100	21.53
50	23	30	0	21.6848	not violated		50	43.37
51	23	36	0	1.31519	not violated		10	13.15
52	24	25	0	7.07029	not violated		10	70.7
53	25	26	0	9.92971	not violated		20	49.65
54	26	34	0	3.21308	not violated		10	32.13
55	26	27	1.03	20.0933	not violated		50	40.19
56	26	28	1.03	0.239199	not violated		10	2.39
57	26	29	0	75.7152	not violated		100	75.72
58	28	31	0	0.239199	not violated		10	2.39
59	29	39	0	20	not violated		50	40
60	29	35	0	16.6797	not violated		50	33.36

Line N°	From	to	tap	S actual	state	degree	S limits	percent
21	14	16	0	136	not violated		150	90.67
22	15	16	0	184.779	not violated		200	92.39
23	17	21	0	225.75	not violated		300	75.25
24	17	72	0	37.7301	not violated		50	75.46
25	17	27	0	20.0933	not violated		50	40.19
26	17	31	0	109.986	not violated		150	73.32
27	17	64	0	2.36967	not violated		10	23.7
28	17	18	1.03	67.6853	not violated		100	67.69
29	18	22	0	21.9658	not violated		50	43.93
30	18	37	0	10.5322	not violated		50	21.06
31	18	73	0	41.9953	not violated		50	83.99
32	18	20	0	2.73016	not violated		10	27.3
33	18	33	0	25.8336	not violated		50	51.67
34	18	62	0	29.6243	not violated		50	59.25
35	19	26	0	123.526	not violated		150	82.35
36	19	34	0	45.7869	not violated		50	91.57
37	19	78	0	13	not violated		50	26
38	19	79	0	14	not violated		50	28
39	20	24	0	10.975	not violated		50	21.95
40	20	29	0	2.0355	not violated		10	20.35

Line N°	From	to	tap	S actual	state	degree	S limits	percent
61	30	31	1.03	62.625	not violated		100	62.63
62	30	36	0	18.3152	not violated		100	18.32
63	30	52	0	7.37498	not violated		50	14.75
64	31	60	0	47.122	not violated		100	47.12
65	32	33	0	3.16644	not violated		10	31.66
66	34	38	0	20	not violated		50	40
67	40	41	0	14.4875	not violated		50	28.97
68	40	50	0	6.51253	not violated		50	13.03
69	41	42	1.03	80.4875	not violated		100	80.49
70	41	49	0	13	not violated		50	26
71	42	48	0	23.7998	not violated		50	47.6
72	42	44	0	49.9852	not violated		100	49.99
73	43	46	0	3.71346	not violated		10	37.13
74	43	44	1.03	34.4955	not violated		50	68.99
75	43	51	0	0.16586	not violated		10	1.66
76	43	55	0	0.0521414	not violated		10	0.52
77	44	48	0	63.5988	not violated		100	63.6
78	44	58	0	12.9369	not violated		50	25.87
79	44	60	0	69.1917	not violated		100	69.19
80	45	46	0	12	not violated		50	24

Line N°	From	to	tap	S actual	state	degree	S limits	percent
81	46	47	0	8.28654	not violated		10	82.87
82	47	50	0	10.5125	not violated		50	21.03
83	47	48	1.03	39.7991	not violated		50	79.6
84	51	57	0	1.16586	not violated		10	11.66
85	52	59	0	15.4557	not violated		50	30.91
86	52	53	0	70.4693	not violated		100	70.47
87	53	54	0	69.3482	not violated		100	69.35
88	54	59	0	5.77035	not violated		10	57.7
89	54	55	0	18.0521	not violated		50	36.1
90	54	56	0	24.5257	not violated		50	49.05
91	56	57	0	8.4743	not violated		50	16.95
92	57	77	0	7	not violated		10	70
93	57	58	1.03	51.6402	not violated		100	51.64
94	58	75	0	5.31936	not violated		100	5.32
95	58	72	0	59.2577	not violated		100	59.26
96	59	61	0	27	not violated		50	54
97	59	60	1.03	41.774	not violated		100	41.77
98	62	73	0	7.62429	not violated		50	15.25
99	63	66	0	32.5198	not violated		100	32.52
100	63	65	0	11	not violated		50	22

Line N°	From	to	tap	S actual	state	degree	S limits	percent
121	81	85	0	7.68061	not violated		10	76.81
122	81	86	0	31.5603	not violated		50	63.12
123	82	83	0	115.022	not violated		150	76.68
124	82	87	0	27.4236	not violated		50	54.85
125	82	94	0	5.91295	not violated		10	59.13
126	83	84	0	20.108	not violated		50	40.22
127	84	100	0	108.026	not violated		150	72.02
128	85	87	0	76.3464	not violated		100	76.35
129	85	86	0	23.6658	not violated		50	47.33
130	86	93	1.03	55.2261	not violated		100	55.23
131	87	106	0	125.991	not violated		150	83.99
132	87	99	0	20.7821	not violated		50	41.56
133	87	100	0	186.132	not violated		200	93.07
134	88	89	0	11.6216	not violated		50	23.24
135	89	90	0	22.3784	not violated		50	44.76
136	90	93	0	1.22611	not violated		10	12.26
137	91	93	0	44	not violated		50	88
138	92	93	0	10	not violated		50	20
139	94	98	0	53.9129	not violated		100	53.91
140	95	96	0	35	not violated		50	70

Line N°	From	to	tap	S actual	state	degree	S limits	percent
101	63	64	1.03	92.5198	not violated		100	92.52
102	64	97	0	90.1501	not violated		100	90.15
103	66	67	0	4.10131	not violated		50	8.2
104	66	73	0	6.58154	not violated		50	13.16
105	67	68	0	1.13936	not violated		10	11.39
106	67	73	0	7.03805	not violated		10	70.38
107	68	70	0	9.86064	not violated		10	98.61
108	69	71	0	20	not violated		50	40
109	71	70	0	16.8606	not violated		50	33.72
110	71	72	1.03	72.8606	not violated		100	72.86
111	72	101	0	32.6931	not violated		50	65.39
112	72	96	0	61.6951	not violated		100	61.7
113	74	76	1.03	12	not violated		50	24
114	74	75	0	12	not violated		50	24
115	75	107	0	17.3194	not violated		50	34.64
116	80	82	0	44.5203	not violated		50	89.04
117	80	84	0	82.1337	not violated		100	82.13
118	80	88	1.03	57.6216	not violated		100	57.62
119	81	82	0	63.032	not violated		100	63.03
120	81	90	1.03	39.1523	not violated		50	78.3
141	96	98	0	96.6951	not violated		150	64.46
142	97	98	0	40.3599	not violated		50	80.72
143	97	100	0	91.7902	not violated		100	91.79
144	98	99	0	89.0199	not violated		100	89.02
145	98	100	0	86.2689	not violated		100	86.27
146	99	100	0	94.7835	not violated		100	94.78
147	99	102	0	33.8026	not violated		50	67.61
148	99	101	0	24.2187	not violated		50	48.44
149	101	102	0	0.197384	not violated		10	1.97
150	101	105	0	100.009	violated		100	100.01
151	101	107	0	41.3194	not violated		50	82.64
152	103	105	0	82.0089	not violated		100	82.01
153	103	106	0	61.9911	not violated		100	61.99
154	103	110	0	46.2794	not violated		100	46.28
155	103	114	0	31.7206	not violated		50	63.44
156	104	105	0	18	not violated		50	36
157	107	109	0	41	not violated		50	82
158	108	109	0	22	not violated		50	44
159	110	112	0	33.2794	not violated		50	66.56
160	111	112	0	17	not violated		50	34
161	111	113	0	23	not violated		50	46
162	112	114	0	7.72058	not violated		10	77.21

Figure 5. 23 Les transits de puissance dans les lignes après le dispatching économique non sécurisé

D'après les résultats obtenues l'optimisation est achevée avec un cout totale de production qui est égale à 19531.6 $/h qui a donné des allocations de puissance des générateurs illustrées dans la Figure 5. 24 mais d'après la Figure 5. 23 ils y a plusieurs lignes qui ont dépassé leurs limites ce qui rend cette solution l'inapplicable sur le réseau.

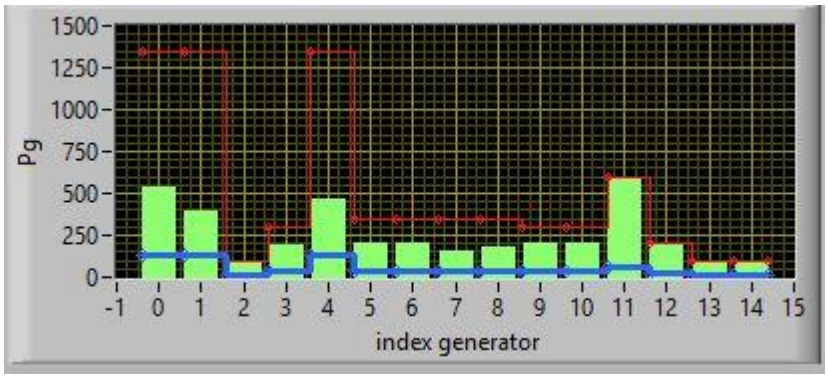


Figure 5. 24 Les allocations de puissance des générateurs du dispatching économique non sécurisé

Le dispatching économique s'est déroulé en 19 itérations pour converger. Les résultats de ce calcul sont illustrés dans la figure 5.25 suivante

N° sequence	total Demand	Pg_4	Pg_5	Pg_11	Pg_15	Pg_17	Pg_19	Pg_52	Pg_22	Pg_80
1	3727.00	538.339264	395.589513	100.000000	184.778513	463.614546	207.312444	203.695366	155.817499	177.008208

Pg_83	Pg_98	Pg_100	Pg_101	Pg_109	Pg_111	lambda	delta g	losses	total cost	N° itteration	security itteration	SECURITY
205.130469	206.718983	600.000000	200.000000	100.000000	100.000000	9.817151	0.000076	111.004881	19531.602549	19	0	WITHOUT SECURITY

Figure 5. 25 Résultats du dispatching économique non sécurisé du réseau ALG 114

Pour tester encore une fois notre algorithme nous allons l'activer pour résoudre le problème de ce réseau et permettre les lignes de fonctionner dans leurs marge de transit acceptable et avec un cout optimisé, les résultats de transit de puissance âpres le calcul du dispatching économique sécuritaire son illustré dans la figure 5.26 suivante.

Line N°	From	to	tap	S actual	state	degree	S limits	percent
1	1	2	0	1.8971	not violated		5	37.94
2	1	6	0	1.8971	not violated		5	37.94
3	2	6	0	3.73706	not violated		10	37.37
4	2	9	0	41.6342	not violated		50	83.27
5	3	4	0	90.8387	not violated		100	90.84
6	3	5	0	69.3608	not violated		100	69.36
7	3	6	0	61.9227	not violated		100	61.92
8	3	9	0	81.6342	not violated		100	81.63
9	3	16	0	47.3573	not violated		100	47.36
10	4	42	0	49.9267	not violated		50	99.85
11	4	7	0	102.199	not violated		150	68.13
12	4	5	0	9.8608	not violated		10	98.61
13	4	8	0	24.9143	not violated		50	49.83
14	6	7	0	10.4432	not violated		50	20.89
15	7	10	0	36.7553	not violated		50	73.51
16	8	42	0	25.0857	not violated		50	50.17
17	10	11	0	49.2447	not violated		100	49.24
18	10	13	0	44	not violated		50	88
19	11	42	0	45.2447	not violated		50	90.49
20	12	13	0	31	not violated		50	62

Line N°	From	to	tap	S actual	state	degree	S limits	percent
41	20	35	0	15.8904	not violated		50	31.78
42	20	32	0	2.57105	not violated		10	25.71
43	20	52	0	8.03753	not violated		50	16.08
44	20	21	1.03	21.462	not violated		50	42.92
45	21	44	0	73.483	not violated		100	73.48
46	21	60	0	66.5841	not violated		100	66.58
47	22	32	0	41.2183	not violated		100	41.22
48	22	24	0	80.1055	not violated		100	80.11
49	22	37	0	22.5745	not violated		100	22.57
50	23	30	0	21.6848	not violated		50	43.37
51	23	36	0	1.31519	not violated		10	13.15
52	24	25	0	7.0318	not violated		10	70.32
53	25	26	0	9.9682	not violated		20	49.84
54	26	34	0	2.76499	not violated		10	27.65
55	26	27	1.03	18.2952	not violated		50	36.59
56	26	28	1.03	1.96019	not violated		10	19.6
57	26	29	0	77.3006	not violated		100	77.3
58	28	31	0	1.96019	not violated		10	19.6
59	29	39	0	20	not violated		50	40
60	29	35	0	17.1096	not violated		50	34.22

Line N°	From	to	tap	S actual	state	degree	S limits	percent
21	14	16	0	136	not violated		150	90.67
22	15	16	0	183.357	not violated		200	91.68
23	17	21	0	231.529	not violated		300	77.18
24	17	72	0	35.0727	not violated		50	70.15
25	17	27	0	18.2952	not violated		50	36.59
26	17	31	0	111.153	not violated		150	74.1
27	17	64	0	2.40058	not violated		10	24.01
28	17	18	1.03	64.3283	not violated		100	64.33
29	18	22	0	23.4992	not violated		50	47
30	18	37	0	11.5745	not violated		50	23.15
31	18	73	0	41.8606	not violated		50	83.72
32	18	20	0	2.77233	not violated		10	27.72
33	18	33	0	25.2106	not violated		50	50.42
34	18	62	0	29.5585	not violated		50	59.12
35	19	26	0	128.699	not violated		150	85.8
36	19	34	0	46.235	not violated		50	92.47
37	19	78	0	13	not violated		50	26
38	19	79	0	14	not violated		50	28
39	20	24	0	13.0737	not violated		50	26.15
40	20	29	0	3.19101	not violated		10	31.91

Line N°	From	to	tap	S actual	state	degree	S limits	percent
61	30	31	1.03	61.6086	not violated		100	61.61
62	30	36	0	18.3152	not violated		100	18.32
63	30	52	0	8.39137	not violated		50	16.78
64	31	60	0	51.5046	not violated		100	51.5
65	32	33	0	3.78938	not violated		10	37.89
66	34	38	0	20	not violated		50	40
67	40	41	0	13.9483	not violated		50	27.9
68	40	50	0	7.05171	not violated		50	14.1
69	41	42	1.03	79.9483	not violated		100	79.95
70	41	49	0	13	not violated		50	26
71	42	48	0	34.4204	not violated		50	68.84
72	42	44	0	65.9316	not violated		100	65.93
73	43	46	0	4.28122	not violated		10	42.81
74	43	44	1.03	33.6022	not violated		50	67.2
75	43	51	0	0.688641	not violated		10	6.89
76	43	55	0	0.990393	not violated		10	9.9
77	44	48	0	74.1909	not violated		100	74.19
78	44	58	0	21.0768	not violated		50	42.15
79	44	60	0	79.1648	not violated		100	79.16
80	45	46	0	12	not violated		50	24

Line N°	From	to	tap	S actual	state	degree	S limits	percent
81	46	47	0	7.71878	not violated		10	77.19
82	47	50	0	11.0517	not violated		50	22.1
83	47	48	1.03	39.7705	not violated		50	79.54
84	51	57	0	1.68864	not violated		10	16.89
85	52	59	0	17.3883	not violated		50	34.78
86	52	53	0	73.7421	not violated		100	73.74
87	53	54	0	72.1451	not violated		100	72.15
88	54	59	0	6.6879	not violated		10	66.88
89	54	55	0	18.9904	not violated		50	37.98
90	54	56	0	25.4668	not violated		50	50.93
91	56	57	0	7.53322	not violated		50	15.07
92	57	77	0	7	not violated		10	70
93	57	58	1.03	51.2219	not violated		100	51.22
94	58	75	0	7.7691	not violated		100	7.77
95	58	72	0	64.5296	not violated		100	64.53
96	59	61	0	27	not violated		50	54
97	59	60	1.03	38.9238	not violated		100	38.92
98	62	73	0	7.55849	not violated		50	15.12
99	63	66	0	32.7684	not violated		100	32.77
100	63	65	0	11	not violated		50	22

Line N°	From	to	tap	S actual	state	degree	S limits	percent
121	81	85	0	7.40042	not violated		10	74
122	81	86	0	31.6496	not violated		50	63.3
123	82	83	0	117.373	not violated		150	78.25
124	82	87	0	30.063	not violated		50	60.13
125	82	94	0	4.83904	not violated		10	48.39
126	83	84	0	22.5675	not violated		50	45.14
127	84	100	0	103.303	not violated		150	68.87
128	85	87	0	75.9185	not violated		100	75.92
129	85	86	0	23.5181	not violated		50	47.04
130	86	93	1.03	55.1678	not violated		100	55.17
131	87	106	0	127.278	not violated		150	84.85
132	87	99	0	19.3463	not violated		50	38.69
133	87	100	0	185.787	not violated		200	92.89
134	88	89	0	11.8146	not violated		50	23.63
135	89	90	0	22.1854	not violated		50	44.37
136	90	93	0	1.16775	not violated		10	11.68
137	91	93	0	44	not violated		50	88
138	92	93	0	10	not violated		50	20
139	94	98	0	52.839	not violated		100	52.84
140	95	96	0	35	not violated		50	70

Line N°	From	to	tap	S actual	state	degree	S limits	percent
101	63	64	1.03	92.7684	not violated		100	92.77
102	64	97	0	95.1689	not violated		100	95.17
103	66	67	0	4.21492	not violated		50	8.43
104	66	73	0	6.44656	not violated		50	12.89
105	67	68	0	1.18748	not violated		10	11.87
106	67	73	0	6.97256	not violated		10	69.73
107	68	70	0	9.81252	not violated		10	98.13
108	69	71	0	20	not violated		50	40
109	71	70	0	16.8125	not violated		50	33.63
110	71	72	1.03	72.8125	not violated		100	72.81
111	72	101	0	35.8478	not violated		50	71.7
112	72	96	0	66.4215	not violated		100	66.42
113	74	76	1.03	12	not violated		50	24
114	74	75	0	12	not violated		50	24
115	75	107	0	19.7691	not violated		50	39.54
116	80	82	0	46.118	not violated		50	92.24
117	80	84	0	79.8709	not violated		100	79.87
118	80	88	1.03	57.8146	not violated		100	57.81
119	81	82	0	63.2668	not violated		100	63.27
120	81	90	1.03	39.0176	not violated		50	78.04

Line N°	From	to	tap	S actual	state	degree	S limits	percent
141	96	98	0	101.422	not violated		150	67.61
142	97	98	0	42.9273	not violated		50	85.85
143	97	100	0	94.2417	not violated		100	94.24
144	98	99	0	90.4746	not violated		100	90.47
145	98	100	0	87.4571	not violated		100	87.46
146	99	100	0	96.2107	not violated		100	96.21
147	99	102	0	35.5711	not violated		50	71.14
148	99	101	0	26.7678	not violated		50	53.54
149	101	102	0	1.57114	not violated		10	15.71
150	101	105	0	98.722	not violated		100	98.72
151	101	107	0	43.7691	not violated		50	87.54
152	103	105	0	80.722	not violated		100	80.72
153	103	106	0	63.278	not violated		100	63.28
154	103	110	0	46.2794	not violated		100	46.28
155	103	114	0	31.7206	not violated		50	63.44
156	104	105	0	18	not violated		50	36
157	107	109	0	41	not violated		50	82
158	108	109	0	22	not violated		50	44
159	110	112	0	33.2794	not violated		50	66.56
160	111	112	0	17	not violated		50	34

161	111	113	0	23	not violated		50	46
162	112	114	0	7.72058	not violated		10	77.21

Figure 5. 26 Les transits de puissance dans les lignes après le dispatching économique sécurisé

D'après ces résultats obtenue on remarque clairement qu'il y a plus de lignes qui ont dépassé leurs limites de transport et cela s'est réalisé à travers notre algorithme qu'on vient de proposer dans ce chapitre d'où on a obtenu un cout totale de production égale à 19541.82 $/h, les allocations de puissance générées sont illustrées dans la Figure 5. 27.

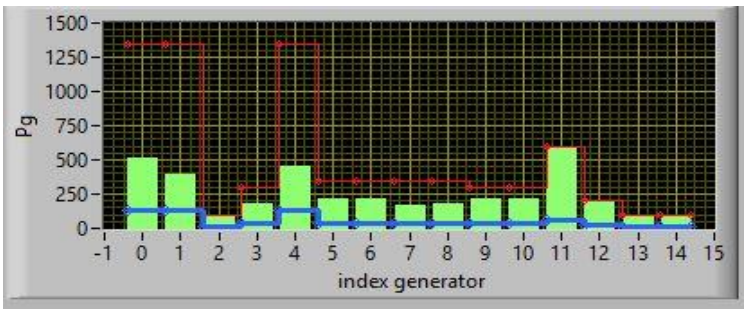


Figure 5. 27 Les allocations de puissance des générateurs du dispatching économique sécurisé

Le dispatching économique sécuritaire a convergé après 87 itérations de sécurité et 20 itérations d'optimisation dans la dernière boucle de sécurité et qui a donné les résultats illustrés dans la figure 5.28 suivante.

N° sequence	total Demand	Pg_4	Pg_5	Pg_11	Pg_15	Pg_17	Pg_19	Pg_52	Pg_22	Pg_80	Pg_83	Pg_98	Pg_100	Pg_
1	3727.00	517.767123	394.499992	100.000000	183.357301	457.977797	212.933774	209.397566	161.887185	181.061720	209.940368	213.205337	600.000000	200.0

Pg_101	Pg_109	Pg_111	lambda	delta g	losses	total cost	N° itteration	security itteration	SECURITY
200.000000	100.000000	100.000000	9.303153	-0.000026	115.028137	19541.822781	20	87	SECURED

Figure 5. 28 Résultats du dispatching économique sécurisé du réseau ALG 114

V.6.6 Discutions des résultats du Test N° 02

Dans ce réseau algérien de 114 nœuds (ALG 114) on a effectué le dispatching économique sans prise en compte les contraintes de sécurité. Ce qui a donné des dépassements de plusieurs lignes voir la Figure 5. 23 qui sont due aux allocations nouvelles des puissances générées par le dispatching économique qui donne un résultat d'écoulement de puissance diffèrent d'où ce dernier est totalement libre sans aucune action de réglage.

Pour pouvoir tester l'algorithme et régler le problème des dépassements de puissance transmise par les lignes de transmission on a effectué un nouveau teste de dispatching économique mais cette fois avec prise en compte des contraintes de sécurité en utilisons l'algorithme illustré dans la Figure 5. 12 qui ont donné des résultats de transit de puissance illustré dans la Figure 5. 26. On remarque que les problèmes de dépassement ont étés résolues tout en prenons on compte l'aspect économique de l'acheminement de la puissance. Car dans le premier cas on a un cout de production totale de 19531.6 $/h et dans le deuxième cas après la résolution du problème on a un cout de production total de 19541.82 $/h.

D'après ces résultats on a le problème de sécurité qui est résolue pour un cout de 10.12$/h d'où on avait des problèmes grave de transport par exemple on remarque que la ligne 4-42 avait un chargement de 148.33% et plusieurs lignes qui étés presque à leur maximum. Donc ce sont de très bons résultats en termes de sécurité.

V.7 Conclusion

Le problème de sécurité des transits de puissance est un problème très fréquent pour les opérateurs des réseaux électriques. Surtout si on travaille sur de large réseau d'où la réorientation de puissance est très difficile à manœuvrer qui mène la plupart du temps a des délestages pour ne pas causer des dégâts sur le réseau électrique. Dans ce chapitre nous venons de mettre en œuvre une nouvelle méthode rapide et efficace qui permet à l'operateur du réseau électrique en cas de surcharge ou de contingence de ligne de réorienter la puissance dans les lignes électriques qui n'ont pas atteint leurs limites en ajustant les allocations des puissances produites par les centrales électriques et de plus tout en prenant des décisions économiquement viable. Les tests que nous avons effectués sur plusieurs réseaux électriques ont donné d'excellents résultats en termes de précision et rapidité.

CHAPITRE VI

L'IMPACT DE L'ENERGIE EOLIENNE SUR LA SECURITE DU RESEAU ELECTRIQUE

VI.1 Introduction

L'exploitation des réseaux électriques pose de nombreux problèmes d'ordre technique et économique. L'exploitant du réseau doit assurer en tout temps et en tout lieu la couverture de l'énergie demandée, tout au temps de garantir une qualité acceptable de la puissance livrée et de procurer une sécurité d'alimentation élevée avec un coût aussi faible que possible.

Avec le développement rapide des technologies de l'énergie alternative, le réseau électrique peut comprendre plusieurs sources énergétiques renouvelables à cause de l'ouverture du marché concurrentiel d'une part et les prix de plus en plus chers des combustibles d'autre part. Les sources énergétiques ont de diverses caractéristiques en termes de coûts d'exploitation et de fiabilité ce qui donne un fonctionnement optimal ou économique des systèmes d'énergie électrique une position importante dans la gestion de sociétés productrices. Le problème qui se pose donc est, comment répartir la charge totale du système parmi les unités de productions disponibles de manière à minimiser les coûts.

Le problème de dispatching économique des puissances joue un rôle très important dans l'exploitation des systèmes électro-énergétiques afin de répartir judicieusement les puissances générées par l'ensemble des centrales. En plus de l'aspect économique, la résolution de problème de dispatching économique permet d'assurer la sécurité des limites des générateurs et une bonne transmission des puissances.

Une des limitations du dispatching économique est l'aspect statique du problème. En effet, quand on résout un dispatching économique, on le fait pour une demande à un instant précis. Lorsque le problème prend une dimension dynamique, c'est-à-dire lorsque la demande évolue dans un intervalle de temps donné (une journée par exemple), il faut alors tenir compte des états des centrales ainsi que des changements d'états qui occasionnent des coûts supplémentaires. Par exemple, si la demande augmente au court du temps, il faudra sans doute faire fonctionner une centrale qui était à l'arrêt afin de satisfaire cet accroissement de la demande ; et le coût, pour faire démarrer cette centrale, doit être pris en compte dans l'optimisation. Le traitement d'un tel problème est appelé « unit commitment ».

Notant que les générateurs à combustibles distincts possèdent différents coûts pour fournir le même montant d'énergie électrique, c'est important de se rendre compte que le générateur le plus efficace du système ne peut pas produire de l'électricité au plus bas coût et qu'un générateur bon marché ne peut pas être le plus rentable, puisqu'un générateur qui se trouve trop loin du centre de la charge donne des pertes de transmission énormes, et donc le rend peu économique.

Le problème de dispatching économique sans perte est peu complexe car le seul paramètre qui influence le coût est la puissance active générée par la centrale (sans tenir compte de la puissance perdue dans les lignes lors des transites de puissance entre les centrales et les charges). Ainsi, contrairement à celui sans perte, le dispatching économique avec perte tient compte de la topologie du réseau sous forme d'un procédé itératif qui doit converger vers la solution optimale.

Dans ce chapitre, on propose une méthodologie pour résoudre le problème de dispatching économique d'un système énergétique hybride comprenant des éoliennes qui dépendent des données du climat telles que la vitesse du vent.

VI.2 L'énergie éolienne

La ressource éolienne provient du déplacement des masses d'air qui est dû indirectement à l'ensoleillement de la Terre. Par le réchauffement de certaines zones de la planète et le refroidissement d'autres une différence de pression est créée et les masses d'air sont en perpétuel déplacement. Après avoir pendant longtemps oublié cette énergie pourtant exploitée depuis l'antiquité, elle connaît depuis environ 30 ans un essor sans précédent notamment dû aux premiers chocs pétroliers. Dans l'échelle mondiale, l'énergie éolienne depuis une dizaine d'années maintient une croissance de 30% par an. En Europe, principalement sous l'impulsion Allemande, Scandinave et Espagnole, on comptait en 2000 environ 15000 MW de puissance installée. Ce chiffre [41] a presque doublé en 2003, soit environ 27000 MW pour 40 000 MW de puissance éolienne installée dans le monde, (*cf. Figure 6.1*).

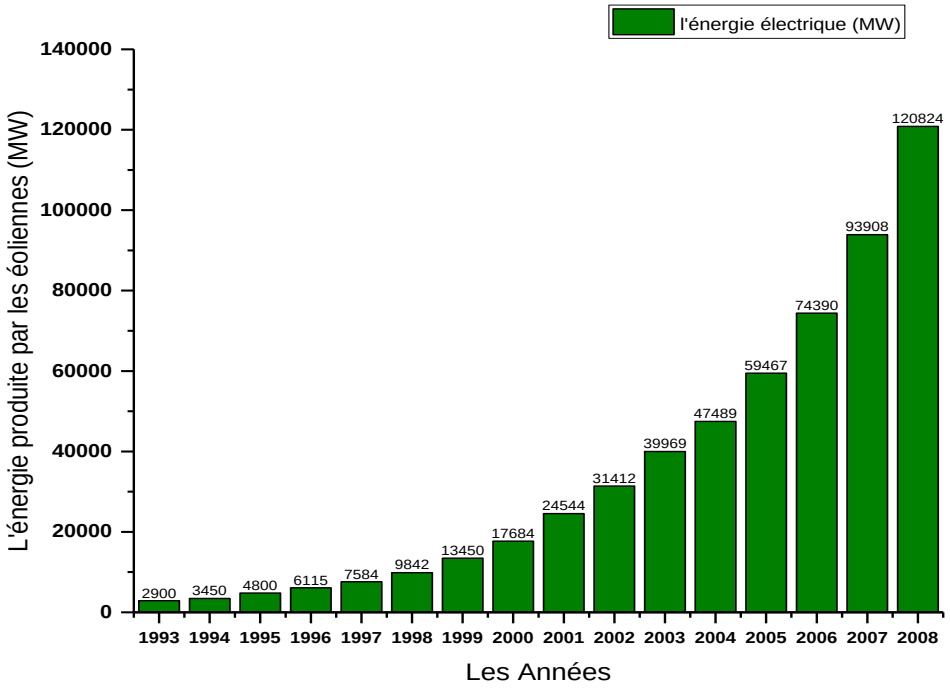


Figure 6.1 Puissance éolienne cumulée dans le monde en MW [41]

VI.3 Quelques notions sur le vent

Les éoliennes convertissent l'énergie cinétique de vent en énergie électrique. Cette énergie est renouvelable, non dégradée et non polluante.

La vitesse de vent varie selon les zones géographiques et les saisons, elle est surtout élevée pendant la période d'hiver et au niveau des mers (offshore). Le vent est défini par sa direction et sa vitesse.

VI.3.1 Direction et vitesse de vent

Le vent souffle en principe des zones de hautes pressions vers les zones de basses pressions. Aux latitudes moyennes et aux grandes latitudes, sa direction est cependant modifiée du fait de la rotation de la terre. Le vent devient alors parallèle aux isobares au lieu de leur être perpendiculaire. Dans l'hémisphère nord, le vent tourne dans le sens contraire des aiguilles d'une montre autour des aires cycloniques et dans le sens direct autour des zones anticycloniques. Dans l'hémisphère sud, les sens sont inversés par rapport aux précédents.

La vitesse de vent est mesurée avec des anémomètres. Il en existe plusieurs types classés en deux catégories principales (les anémomètres à rotation et les anémomètres à pression). Une graduation a été établie, selon l'échelle Beaufort qui divise les vents en fonction de leurs vitesses en 17 catégories dont nous citons quelques-unes au Tableau 6. 1 Echelle Beaufort.

Tableau 6. 1 Echelle Beaufort.

Be	Description	Vv (m/s)	Spécification pour l'estimation de la vitesse
0	Calme	< 0.2	Calme ; la fumée s'élève verticalement
1	Très légère brise	0.3 - 1.5	La direction de vent est révélée par l'entraînement de la fumée, mais non par la girouette
2	Légère brise	1.6 - 3.3	Le vent est perçu au visage ; les feuilles frémissent ; une girouette ordinaire est mise en mouvement
3	Petite brise	3.4 - 5.4	Feuilles et petites branches constamment agitées ; le vent déploie les drapeaux légers
4	Jolie brise	5.5 - 7.9	Le vent soulève la poussière et les feuilles de papier ; les petites branches sont agitées

5	Bonne brise	8.0 - 10.7	Les arbustes en feuilles commencent à se balancer ; de petites vagues avec crête se forment sur les eaux intérieures
6	Vent frais	10.8 - 13.8	Les grandes branches sont agitées ; les fils télégraphiques font entendre un sifflement ; l'usage des parapluies est rendu difficile
7	Grand frais	13.9 - 17.1	Les arbres sont agités en entier ; la marche contre le vent est pénible
8	Coup de vent	17.2 - 20.7	Le vent casse des branches ; la marche contre le vent est en général impossible
9	Fort coup de vent	20.8 - 24.4	Le vent occasionne de légers dommages aux habitations (arrachement de tuyaux, de cheminées et d'ardoises)
10	Tempête	24.5 - 28.4	Rare à l'intérieur des terres ; arbres déracinés ; importants dommages aux habitations
11	Violente tempête	28.5 - 32.6	Très rarement observé ; s'accompagne de ravages étendus
12	Ouragan	> 32.7	La mer est entièrement blanche du fait des bancs d'écume dérivante ; la visibilité est très fortement réduite

VI.3.2 Définition de l'énergie éolienne

Un aérogénérateur, plus communément appelé éolienne, est un dispositif qui transforme une partie de l'énergie cinétique de vent (fluide en mouvement) en énergie mécanique disponible sur un arbre de transmission puis en énergie électrique par l'intermédiaire d'un générateur (*cf.* Figure 6.2).

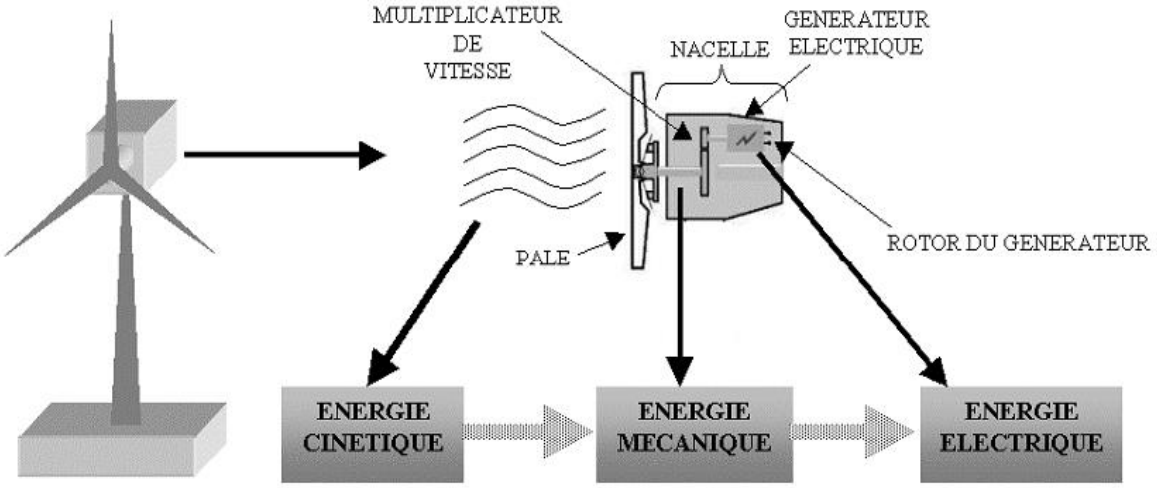


Figure 6.2 Conversion de l'énergie cinétique du vent

L'énergie éolienne est une énergie "renouvelable" non dégradée, géographiquement diffusée, de plus, c'est une énergie qui ne produit aucun rejet atmosphérique ni déchet radioactif. Elle est toutefois aléatoire dans le temps et son captage reste assez complexe, nécessitant des mâts et des pales de grandes dimensions (jusqu'à 60 m pour des éoliennes de plusieurs mégawatts) dans des zones géographiquement dégagées pour éviter les phénomènes de turbulences.

L'énergie éolienne fait partie des nouveaux moyens de production d'électricité décentralisée proposant une alternative viable à l'énergie nucléaire sans pour autant prétendre la remplacer (l'ordre de grandeur de la quantité d'énergie produite étant largement plus faible).

Les installations peuvent être réalisées sur terre mais également de plus en plus en mer où la présence de vent est plus régulière. De plus, les éoliennes sont ainsi moins visibles et occasionnent moins de nuisances sonores.

VI.4 Inclusion d'une Centrale éolienne dans le dispatching économique

L'énergie éolienne, comme l'une de nos ressources les plus abondantes, est la technologie la plus rapide en croissance dans l'énergie renouvelable dans le monde entier. L'Amélioration de la turbine et des modèles de convertisseurs de puissance ont favorisé une baisse significative du coût de production de l'énergie éolienne qui en fait la source la moins coûteuse de l'électricité à partir de 37 - cents / kWh en 1980 jusqu'à 4 cents / kWh en 2008. En 2008, les systèmes d'énergie éolienne dans le monde entier ont généré 331 600 millions de kWh, ce qui est 1,6 % de génération de l'électricité totale faisant enrouler le deuxième plus haut ressource après l'hydroélectrique (16,6%), tandis que le photovoltaïque (PV) la contribution n'était que de 0,1%.

La puissance mécanique récupérée par une éolienne [42] peut être écrite sous la forme suivante

$$P_W = 1/2 \quad C_P.\rho.\pi.R^2_P.V^3_W \tag{6.1}$$

Où C_P, est le coefficient aérodynamique de puissance de la turbine (elle caractérise l'aptitude de l'aérogénérateur de recueillir l'énergie éolienne), ρ est la densité de l'air, R_p le rayon de la turbine et V_W la vitesse du vent. La valeur du coefficient de puissance C_P, dépend de la vitesse de rotation de la turbine éolienne et la vitesse du vent.

Dans cette étude on va calculer directement la puissance délivré par la centrale éolienne dans chaque moment et on donne la courbe de puissance que délivre cette central voir la Figure 6. 3.

De plus du dispatching économique dynamique, on va ajouter la contrainte de l'effet de rampe au calcul pour simulé la vitesse de changement du niveau de production de l'unité entre l'instant *t-1* et *t* que la centrale peut fournir, qui est représenté par l'équation (6.2).

$$-\zeta_i^{down} \leq P_i^t - P_i^{t-1} \leq \zeta_i^{up} \tag{6.2}$$

Sachons que ζ_i^{down} et ζ_i^{up} sont les limites de rampes de décente et de monté de l'unité *i*, respectivement.

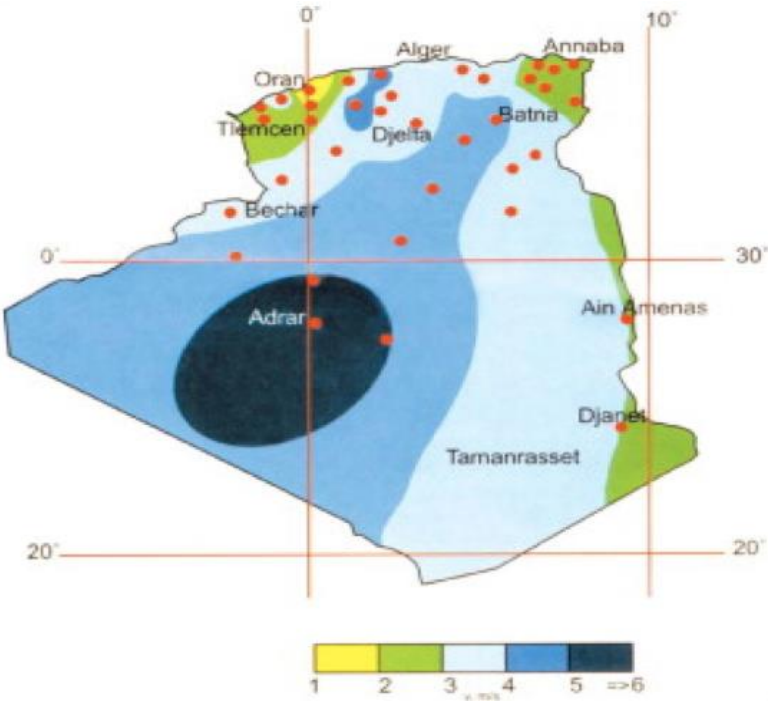


Figure 6. 3 Cartographie des ressources d'énergie éolienne en Algérie [43]

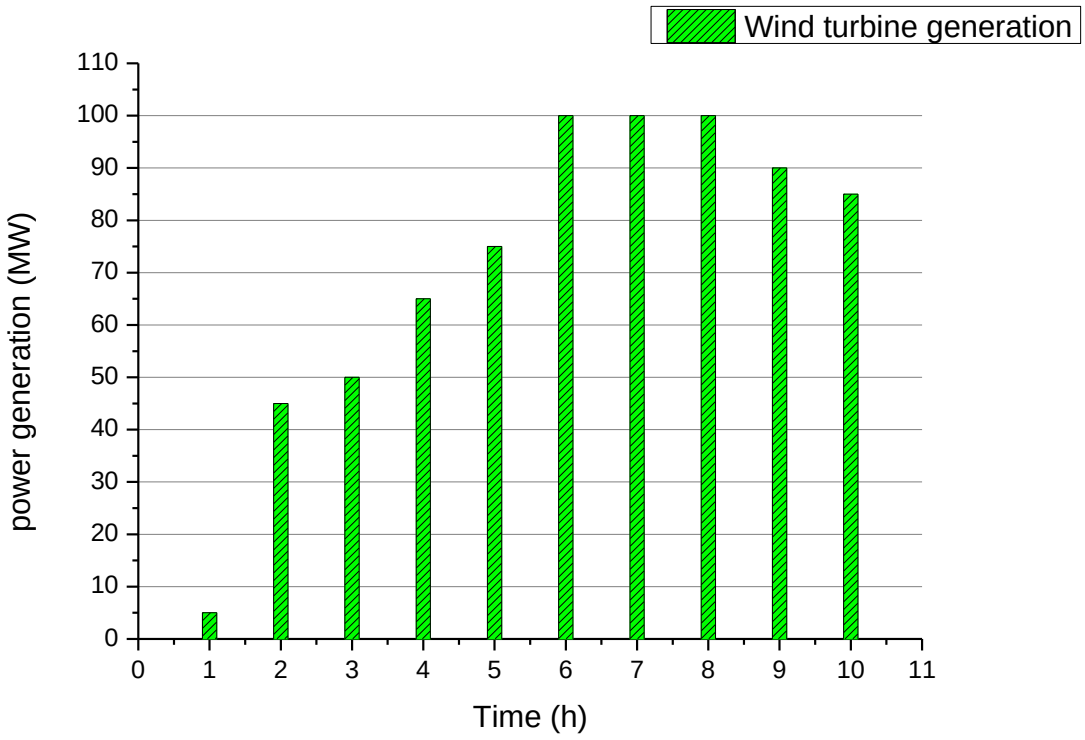


Figure 6.4 Les prévisions de production éolienne sur une durée de 10 h

VI.4.1 Le réglage mécanique de la puissance du vent

l'éolienne est dimensionnée pour développer une puissance nominale P_n à partir d'une vitesse nominale de vent V_n. pour des vitesse de vent supérieure a V_n l'éolienne doit modifier ces paramètres aérodynamique afin d'éviter les surcharges mécaniques, de sorte que la puissance récupérée par la turbine ne dépasse pas la puissance nominale pour laquelle l'éolienne a été conçue.

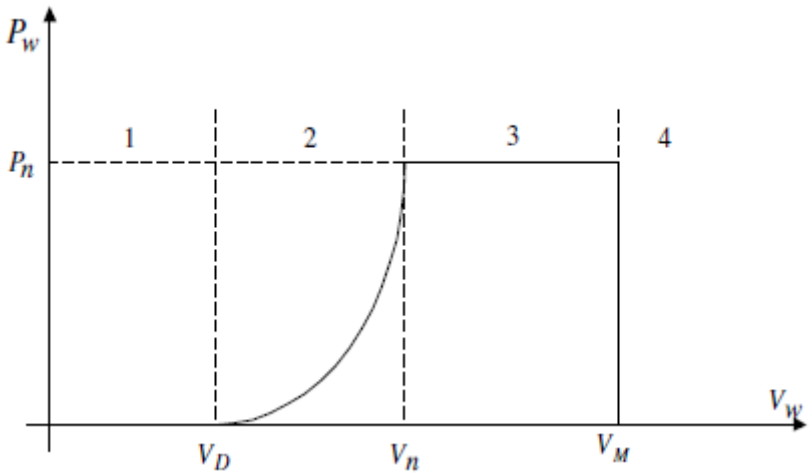


Figure 6.5 Diagramme de la puissance utile en fonction de la vitesse du vent

Selon la Figure 6.5, la caractéristique de puissance en fonction de la vitesse du vent comprend quatre zones. Zone 1, où $P_W = 0$, la zone 2, dans lequel la puissance utile dépend de la vitesse du vent V_w, zone 3, en général dans ce cas prévus la puissance P_w reste sensiblement égale à P_n et enfin la zone 4, $P_W = 0$

VI.5 SIMULATION ET RESULTATS

VI.5.1 Introduction

Pour démontré l'efficacité de l'inclusion de l'énergie éolienne dans le réseau électrique pour améliorer leurs sécurité en termes de disponibilité de puissance. On a inclus cette dernière dans un réseau électrique Algérien a 114 nœuds (*Annexe 03*) géré par un dispatching économique avec contrainte de limite de rampe, qui contient 9 générateur classique. Les données de fonction cout et limite de rampe sont présentés dans le tableau 6.2 avec une puissance demandée sur 10 périodes de temps (voir le Tableau 6. 3).

VI.5.2 Les données du système

Tableau 6. 2 Caractéristique des 9 Générateur du réseau Algérien 114

	N° gen	P_{min}/MW	P_{max}/MW	c	B	a	ζ^{down} (MW)	ζ^{up} (MW)
P_{G4}	4	135	1350	0.0085	1.5000	0	100	200
P_{G5}	5	135	1350	0.0085	1.5000	0	100	200
P_{G11}	11	10	100	0.0170	2.5000	0	50	50
P_{G15}	15	30	300	0.0170	2.5000	0	50	50
P_{G17}	17	135	1350	0.0085	1.5000	0	100	200
P_{G19}	19	34.5	345	0.0170	2.5000	0	100	100
P_{G52}	52	34.5	345	0.0170	2.5000	0	100	100
P_{G22}	22	34.5	345	0.0170	2.5000	0	100	100
P_{G80}	80	34.5	345	0.0170	2.5000	0	100	100
P_{G83}	83	30	300	0.0170	2.5000	0	50	50
P_{G98}	98	30	300	0.0170	2.5000	0	50	50
P_{G100}	100	60	600	0.0030	2.0000	0	50	50
P_{G101}	101	20	200	0.0030	2.0000	0	50	50
P_{G109}	109	10	100	0.0170	2.5000	0	50	50
P_{G111}	111	10	100	0.0170	2.5000	0	50	50

Tableau 6. 3 La puissance demandée sur 10 périodes de temps

Du (h)	Au (h)	Puissance demandé (MW)
1	2	2500
2	3	3000
3	4	3727
4	5	4500
5	6	4800
6	7	5500
7	8	5000
8	9	4800
9	10	4100
10	11	3200

On a programmé sur le logiciel Labpower un algorithme qui permet de résoudre cette tâche. La Figure 6. 6 présente l'interface graphique de la charge sur les 10 périodes de temps.

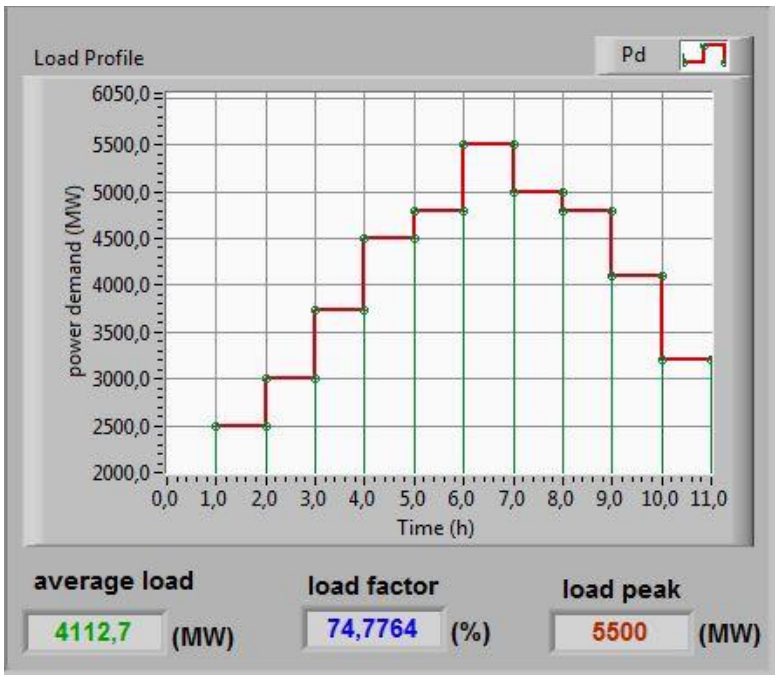


Figure 6. 6 Interface graphique de la charge dynamique sur 10 périodes de temps

VI.5.3 Application 1 : sans centrale éolienne

VI.5.3.1 Ecoulement de puissance

Tableau 6.4 résultats de l'écoulement de puissance du réseau ALG 114 sans éolienne

bus N°	voltage	angle	charge MW	charge Mvar	Production MW	Production Mvar	injecter Mvar
1	**0,988481**	-3,99404	0	0	0	0	0
2	**0,9881**	-4,001225	36	17	0	0	0
3	**1,021308**	-1,10077	64	31	0	0	0
4	**1,077273**	0	125	94	693,300284	1282,75202	0
5	**1**	-0,144643	335	250	300	-470,882748	0
6	**0,988437**	-3,976508	78	37	0	0	0
7	**1,006317**	-3,076415	55	26	0	0	0
8	**1,051497**	-0,914472	50	24	0	0	0
9	**0,993769**	-3,463918	40	19	0	0	0
10	**0,976**	-3,687346	42	21	0	0	0
11	**1**	0,383916	96	47	160	-10,21056	0
12	**0,842517**	-14,546704	31	15	0	0	0
13	**0,901547**	-9,509589	13	6	0	0	0
14	**0,998333**	-1,777362	136	65	0	0	0
15	**1**	-0,927927	0	0	60	-39,285781	0
16	**1,003044**	-1,475476	0	0	0	0	0
17	**1,068182**	3,024059	0	0	640	431,669386	0
18	**1,025441**	-0,784543	0	0	0	0	0
19	**1**	-2,218901	11	5	100	-12,262152	0
20	**1,025364**	-1,514068	14	9	0	0	0
21	**1,040322**	1,447206	70	52	0	0	0
22	**1**	-1,931787	42	25	60	1,997867	0
23	**1,032417**	-1,948377	23	11	0	0	0

24	**0,995859**	-2,555587	60	36	0	0	0
25	**0,995533**	-2,6849	17	8	0	0	0
26	**1,001025**	-2,340898	55	26	0	0	0
27	**1,051908**	2,419905	0	0	0	0	0
28	**1,02921**	0,776655	0	0	0	0	0
29	**0,998015**	-2,532363	37	18	0	0	0
30	**1,043831**	-1,130679	30	15	0	0	0
31	**1,033383**	0,926505	0	0	0	0	0
32	**0,994002**	-2,784102	40	24	0	0	0
33	**1,003215**	-2,223013	29	14	0	0	0
34	**0,9975**	-2,489447	29	14	0	0	0
35	**0,995287**	-3,336564	33	16	0	0	0
36	**1,032976**	-1,922397	17	8	0	0	0
37	**1,007611**	-1,755166	11	5	0	0	0
38	**0,993521**	-2,817851	20	10	0	0	0
39	**0,987549**	-3,416984	20	10	0	0	0
40	**1,071941**	-4,570775	21	10	0	0	0
41	**1,070693**	-3,103129	53	32	0	0	0
42	**1,053434**	-0,108686	0	0	0	0	0
43	**1,082901**	-2,113808	31	18	0	0	0
44	**1,043795**	0,052426	0	0	0	0	0
45	**1,077434**	-2,712102	12	6	0	0	0
46	**1,082168**	-2,397442	0	0	0	0	0
47	**1,081668**	-1,754503	21	10	0	0	0
48	**1,046377**	-0,254522	0	0	0	0	0
49	**1,05815**	-5,951189	13	6	0	0	0
50	**1,097822**	-3,996054	4	2	0	0	0
51	**1,102964**	-2,506548	1	1	0	0	0
52	**1,01378**	-1,6693	56	27	0	0	0
53	**1**	2,597817	16	8	80	-48,141107	0
54	**1,016077**	-2,07786	21	10	0	0	0
55	**1,045992**	-4,56913	18	9	0	0	0
56	**1,009893**	-3,548042	33	20	0	0	0
57	**1,055701**	-1,298295	35	21	0	0	0
58	**1,032612**	1,358641	0	0	0	0	0
59	**1,037466**	-1,507198	36	17	0	0	0
60	**1,031719**	0,582831	0	0	0	0	0
61	**1,003914**	-3,911443	27	13	0	0	0
62	**1,015085**	-3,752493	22	11	0	0	0
63	**1,044839**	-0,362976	49	29	0	0	0
64	**1,028926**	3,198401	0	0	0	0	0
65	**1,035128**	-1,38808	11	5	0	0	0
66	**1,046447**	-5,358721	35	21	0	0	0
67	**1,096863**	-7,16019	10	5	0	0	0
68	**1,110077**	-6,686508	11	5	0	0	0
69	**1,038007**	-2,91069	20	10	0	0	0
70	**1,106841**	-4,59667	7	3	0	0	0

71	**1,075568**	0,610374	36	22	0	0	0
72	**1,042111**	3,563953	0	0	0	0	0
73	**1,024773**	-4,335962	36	22	0	0	0
74	**1,027453**	3,767395	0	0	0	0	0
75	**1,027667**	3,782501	0	0	0	0	0
76	**0,979497**	1,578904	12	6	0	0	0
77	**1,066538**	-3,256742	7	3	0	0	0
78	**0,99908**	-2,243571	13	7	0	0	0
79	**0,997624**	-2,291513	14	7	0	0	0
80	**1**	5,688319	157	107	100	136,846826	0
81	**0,949408**	0,936049	0	0	0	0	0
82	**0,979019**	4,718669	75	36	0	0	0
83	**1**	8,633179	70	51	230	-25,012343	0
84	**1,011623**	7,793872	46	34	0	0	0
85	**0,953226**	1,305374	45	22	0	0	0
86	**0,945893**	0,221242	0	0	0	0	0
87	**0,993043**	4,877763	32	15	0	0	0
88	**0,886173**	-4,909116	46	22	0	0	0
89	**0,862659**	-7,171374	34	17	0	0	0
90	**0,907682**	-3,007223	18	9	0	0	0
91	**0,890192**	-4,105847	44	21	0	0	0
92	**0,900733**	-5,531855	10	5	0	0	0
93	**0,912832**	-2,502399	0	0	0	0	0
94	**0,974623**	4,745799	48	23	0	0	0
95	**1,01395**	4,821584	35	17	0	0	0
96	**1,015638**	4,943773	0	0	0	0	0
97	**1,024218**	6,700879	42	20	0	0	0
98	**1**	8,112891	13	6	100	-263,940014	0
99	**1,030492**	7,101553	105	50	0	0	0
100	**1,077273**	10,095166	33	16	550	495,529675	0
101	**1,081818**	8,644687	50	24	360	245,635041	0
102	**1,050318**	7,455619	34	16	0	0	0
103	**0,999703**	4,034556	66	32	0	0	0
104	**1,029715**	5,746865	18	9	0	0	0
105	**1,030584**	5,80767	0	0	0	0	0
106	**0,980603**	3,47782	64	31	0	0	0
107	**1,03011**	7,351208	65	37	0	0	0
108	**1,072067**	17,803107	22	11	0	0	0
109	**1,081818**	18,490789	37	18	180	41,74645	0
110	**1,007086**	4,687988	13	6	0	0	0
111	**1,090909**	11,28989	94	56	200	104,206666	0
112	**1,020745**	5,920232	24	12	0	0	0
113	**1,07994**	10,490979	23	11	0	0	0
114	**1,005383**	4,574702	24	12	0	0	0

VI.5.3.2 Les B-coefficients

Tableau 6. 5 Résultats des B-coefficients calculés du réseau ALG 114 sans éolienne

0,05703	-0,02604	0,0069	-0,0024	-0,00627	-0,00319	-0,00407	0,00003
-0,02604	0,05543	0,00992	0,03062	0,00079	-0,00295	-0,00227	-0,00597
0,0069	0,00992	0,02056	0,00924	-0,0013	-0,00159	-0,0017	-0,00148
-0,0024	0,03062	0,00924	0,03437	-0,00153	-0,00338	-0,00314	-0,00464
-0,00627	0,00079	-0,0013	-0,00153	0,00892	0,00582	0,00646	0,00254
-0,00319	-0,00295	-0,00159	-0,00338	0,00582	0,01461	0,00643	0,00464
-0,00407	-0,00227	-0,0017	-0,00314	0,00646	0,00643	0,0163	0,00393
0,00003	-0,00597	-0,00148	-0,00464	0,00254	0,00464	0,00393	0,09831
-0,03155	0,01189	-0,00722	-0,00096	-0,00308	-0,00218	-0,00247	-0,0004
-0,00646	-0,01161	-0,00797	-0,01072	-0,00155	-0,00252	-0,00227	-0,0035
0,02905	-0,04179	-0,00744	-0,02224	-0,00102	-0,00193	-0,00154	-0,00469
-0,01934	0,00232	-0,00657	-0,00433	-0,001	-0,00125	-0,00123	-0,00101
-0,01385	0,00027	-0,00512	-0,00419	-0,00016	-0,00056	-0,00052	-0,00046
-0,00551	-0,00441	-0,00369	-0,00513	-0,00057	-0,00078	-0,00081	-0,00002
-0,01773	-0,00286	-0,00875	-0,00765	-0,00476	-0,00447	-0,00458	-0,0037

-0,03155	-0,00646	0,02905	-0,01934	-0,01385	-0,00551	-0,01773	-0,058
0,01189	-0,01161	-0,04179	0,00232	0,00027	-0,00441	-0,00286	0,06761
-0,00722	-0,00797	-0,00744	-0,00657	-0,00512	-0,00369	-0,00875	0,00585
-0,00096	-0,01072	-0,02224	-0,00433	-0,00419	-0,00513	-0,00765	0,03244
-0,00308	-0,00155	-0,00102	-0,001	-0,00016	-0,00057	-0,00476	0,01751
-0,00218	-0,00252	-0,00193	-0,00125	-0,00056	-0,00078	-0,00447	-0,00067
-0,00247	-0,00227	-0,00154	-0,00123	-0,00052	-0,00081	-0,00458	0,00341
-0,0004	-0,0035	-0,00469	-0,00101	-0,00046	-0,00002	-0,0037	-0,03601
0,05438	0,0108	-0,02303	0,02149	0,00935	0,00043	0,00701	-0,007
0,0108	0,01827	0,01117	0,00923	0,00477	0,00088	0,0049	-0,00382
-0,02303	0,01117	0,09317	-0,0106	-0,00424	0,002	0,00051	-0,02765
0,02149	0,00923	-0,0106	0,01847	0,00832	0,00131	0,00609	-0,00063
0,00935	0,00477	-0,00424	0,00832	0,01428	0,0047	0,00683	0,00013
0,00043	0,00088	0,002	0,00131	0,0047	0,05436	0,00039	-0,00641
0,00701	0,0049	0,00051	0,00609	0,00683	0,00039	0,07922	-0,01677

VI.5.3.3 Dispatching économique dynamique sans effet de rampe

Tableau 6. 6 Résultats du dispatching économique du réseau ALG 114 sans éolienne et sans contrainte de limite de rampe

N° séquence	Demande Totale	Pg_4	Pg_5	Pg_11	Pg_15	Pg_17	Pg_19	Pg_52	Pg_22
1	2500	319,705	236,093	100	98,750	264,656	105,920	104,589	88,633
2	3000	398,155	304,345	100	133,198	340,108	143,951	141,996	115,078
3	3727	517,003	415,111	100	187,273	465,006	206,722	203,414	154,579
4	4500	643,380	535,124	100	244,613	603,780	276,220	270,949	193,209
5	4800	695,020	583,856	100	267,567	663,059	305,660	299,435	208,049
6	5500	867,477	739,231	100	300,000	889,667	345,000	345,000	255,148
7	5000	731,099	617,518	100	283,310	705,723	326,691	319,749	218,093

8	4800	695,020	583,856	100	267,567	663,059	305,660	299,435	208,049
9	4100	577,930	472,761	100	214,969	531,212	239,910	235,727	173,630
10	3200	430,897	334,586	100	148,081	373,913	160,963	158,679	126,270
Pg_80	**Pg_83**	**Pg_98**	**Pg_100**	**Pg_101**	**Pg_109**	**Pg_111**	**lambda**	**Pertes**	**Cout Total**
96,326	108,917	557,659	200,000	95,413	98,825	6,091	96,326	58,094	9829,071
134,998	143,867	600,000	200,000	100,000	100,000	7,453	134,998	73,407	13187,943
203,984	198,432	600,000	200,000	100,000	100,000	9,783	203,984	106,362	19442,084
284,192	256,063	600,000	200,000	100,000	100,000	12,465	284,192	162,669	28026,767
300,000	280,838	600,000	200,000	100,000	100,000	13,651	300,000	191,775	31937,110
300,000	300,000	600,000	200,000	100,000	100,000	18,287	300,000	286,523	42816,053
300,000	299,065	600,000	200,000	100,000	100,000	14,523	300,000	214,500	34754,044
300,000	280,838	600,000	200,000	100,000	100,000	13,651	300,000	191,775	31937,110
241,804	226,296	600,000	200,000	100,000	100,000	11,050	241,804	130,827	23325,779
153,353	158,909	600,000	200,000	100,000	100,000	8,076	153,353	80,505	14740,586

après ce dispatching économique dynamique sans limite de rampe, on constate que le cout total des 10 périodes de temps est à 248816,944 $/h, et on note qu'on a quelques générateurs fixés à leurs limites maximum ou minimum de puissances générées comme les générateurs 100,101,109 et 111 depuis la période 2 jusqu'au 10.

On exécute le dispatching économique dynamique avec la limite de rampe sachant que dans ce cas et le cas précédent, on n'a pas inclue de turbine éolienne, le résultat de cette simulation est affiché dans le Tableau 6. 7.

VI.5.3.4 Dispatching économique dynamique avec effet de rampe

Tableau 6. 7 Résultats du dispatching économique du réseau ALG 114 sans éolienne et avec contrainte de limite de rampe

N° séquence	Demande totale	Pg_4	Pg_5	Pg_11	Pg_15	Pg_17	Pg_19	Pg_52	Pg_22
1	2500	319,705	236,093	100,000	98,750	264,656	105,920	104,589	88,633
2	3000	398,155	304,345	100,000	133,198	340,108	143,951	141,996	115,078
3	3727	523,529	418,526	100,000	183,198	471,445	209,666	206,345	156,023
4	4500	660,896	543,683	100,000	233,198	621,795	284,220	278,891	196,374
5	4800	697,131	585,273	100,000	268,238	666,390	307,172	300,920	208,663
6	5500	877,878	751,548	100,000	300,000	866,390	345,000	345,000	259,418
7	5000	777,878	651,548	100,000	251,374	766,390	297,163	291,030	204,706
8	4800	694,545	583,211	100,000	267,298	666,390	305,094	298,867	207,809
9	4100	594,545	483,211	100,000	217,298	566,390	215,008	211,236	160,723
10	3200	494,545	383,211	76,153	167,298	466,390	115,008	111,236	70,897
Pg_80	**Pg_83**	**Pg_98**	**Pg_100**	**Pg_101**	**Pg_109**	**Pg_111**	**lambda**	**pertes**	**Cout totale**
82,608	96,326	108,917	557,659	200,000	95,413	98,825	6,091	58,094	9829,071
117,712	134,998	143,867	600,000	200,000	100,000	100,000	7,453	73,407	13187,943
185,865	184,998	193,867	600,000	200,000	100,000	100,000	9,913	106,462	19451,520
266,936	234,998	243,867	600,000	200,000	100,000	100,000	12,849	164,858	28094,043
291,287	284,998	283,059	600,000	200,000	100,000	100,000	13,725	193,130	31953,320
345,000	300,000	300,000	600,000	200,000	100,000	100,000	18,706	290,235	42826,184

295,233	300,000	274,713	600,000	200,000	100,000	100,000	13,345	210,036	34905,837
287,923	300,000	280,475	600,000	200,000	100,000	100,000	13,634	191,611	31937,243
199,336	250,000	230,475	600,000	200,000	100,000	100,000	10,077	128,221	23379,782
99,336	200,000	180,475	550,000	200,000	76,463	87,084	5,102	78,094	15404,436

Dans ce cas de dispatching économique dynamique avec la limite de rampe, on constate que le cout total des 10 périodes de temps a augmenté d'une valeur de 1443, 7935 $/h ce qui donne un cout total de 303108,146 $/h, ce qui logique car le system a subit une contrainte de plus on comparant avec le cas précédent du même système sans limite de rampe.

VI.5.3.5 La comparaison entre dispatching économique dynamique sans et avec effet de rampe

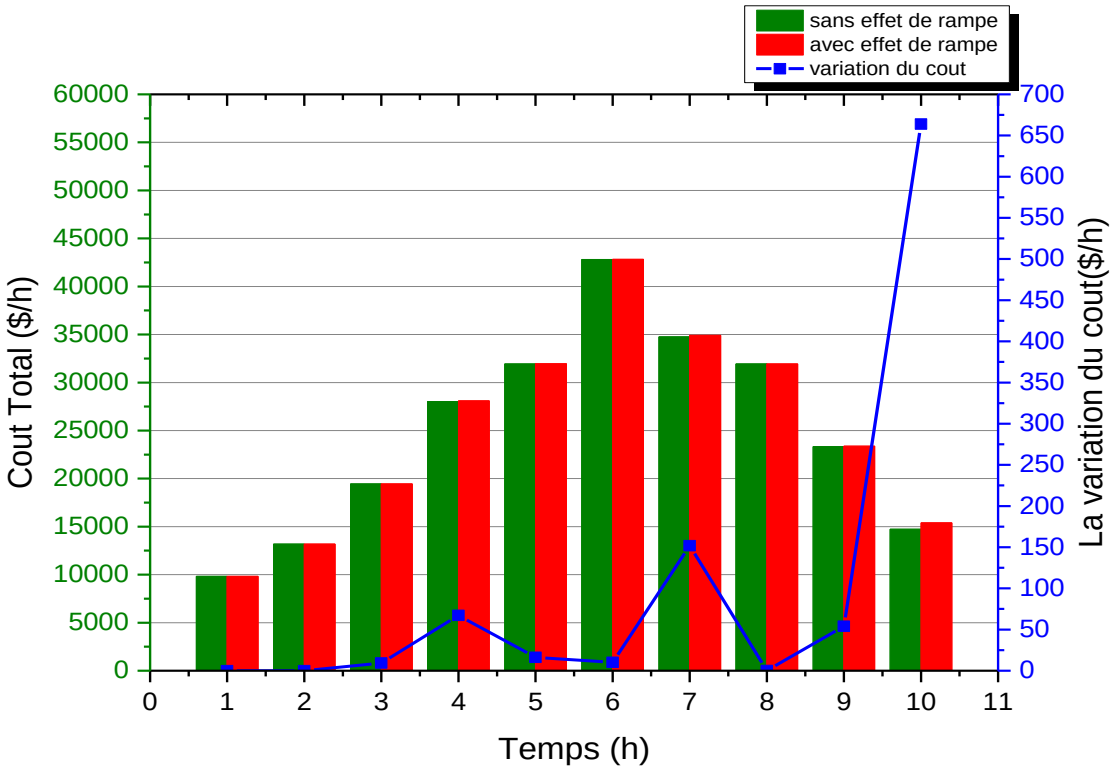


Figure 6. 7 Comparaison entre les deux résultats du dispatching économique du réseau ALG 114 sans éolienne avec contrainte de limite de rampe et sans ce dernier avec la courbe de différence.

On remarque dans la Figure 6. 7que le system a subis des pertes à cause de l'effet de rampe, car il y avait un déficit de puissance causé par ce dernier dans les générateurs qui devraient produire plus que l'effet de rampe a limité. D'après les résultats, on remarque que les générateurs qui n'ont pas connue de déficit sont les générateurs 11, 85, 98, 100, 101,109 et 111. Puisque leurs déficit égal à zéro donc on a tracé une courbe de puissance déficitaire en fonction de temps pour les générateurs concerné uniquement (voir la Figure 6. 8).

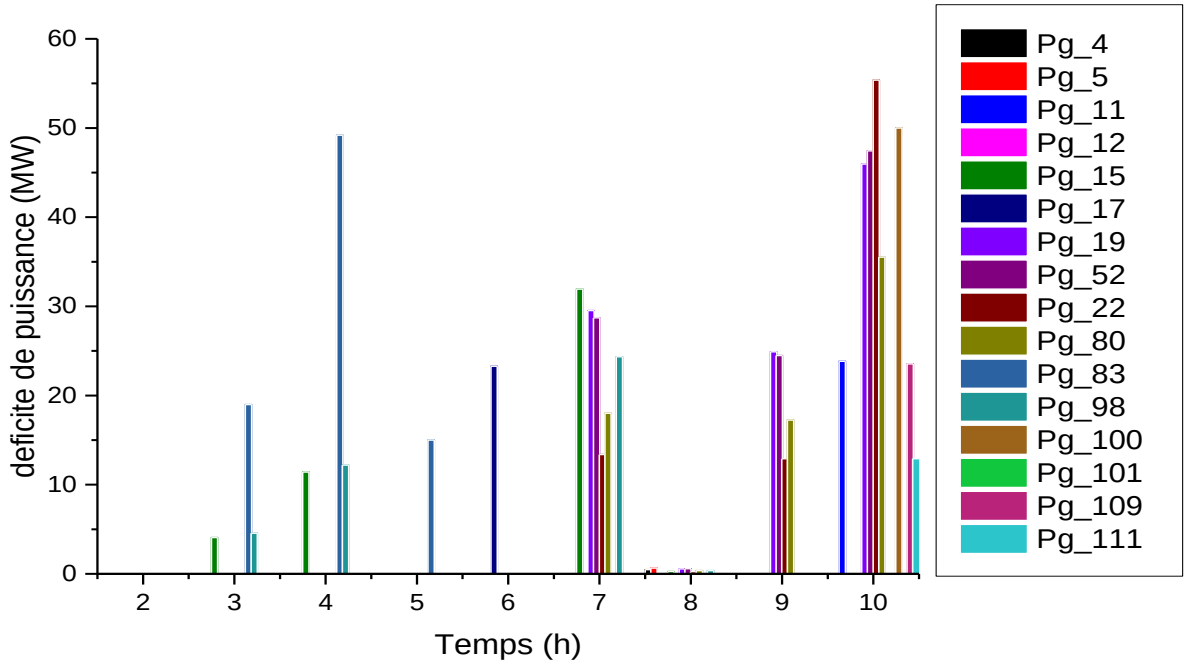


Figure 6. 8 Le taux du déficit de puissance des 9 générateurs concerné sur 9 périodes de temps du réseau ALG 114 sans éolienne

La puissance totale déficitaire est représentée dans la Figure 6. 9, ça présente la puissance que le system du dispatching économique n'a pas pu la faire fournir hors les contraintes de l'effet de rampe donc le system est saturé et il travaille plus librement car la puissance généré dans quelques générateurs est limité par la limite que l'effet de rampe impose.

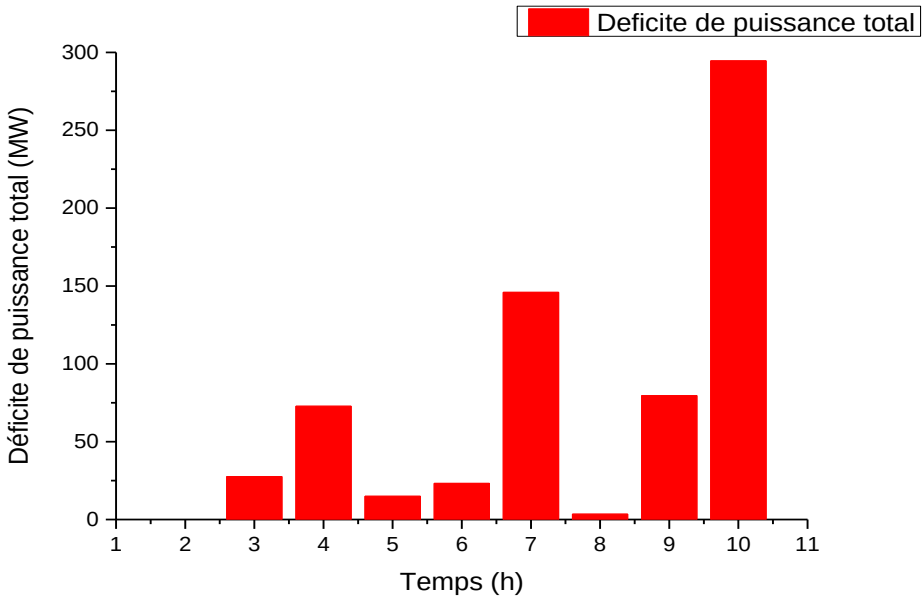


Figure 6. 9 Déficit de puissance total sur les 9 périodes de temps du réseau ALG 114 sans éolienne

Dans ce cas on va introduire dans ce système qui est jusqu'au moment opéré par des générateurs classique, une éolienne ou une ferme éolienne pour voir l'impact de ce type de générateur sur le dispatching économique avec l'effet de rampe

VI.5.4 Application 2 : avec centrale éolienne

Dans le cas précédent on a vu l'impact de l'effet de rampe sur le dispatching économique dynamique et le déficit de puissance causé par ce dernier qui a engendré des pertes, on va introduire une génératrice éolienne dans ce system de puissance pour voir l'impact de ce dernier sur le cout et le déficit de puissance causé par l'effet de rampe.

La génératrice éolienne qui va être utilisée est introduite sous forme de fonction cout mais avec une puissance qui est déjà connu ou bien prévu, donc sa puissance généré obéi à une courbe de puissance prévu déjà calculer à partir d'une courbe de vent journalière et qui sera pas affecté par le dispatching économique.

On suppose qu'on a une centrale éolienne dans le sud-ouest algérien particulièrement dans la région d'Adrar opérationnelle et produit une puissance électrique aux alentours de 100 MW

Tableau 6. 8 Caractéristique du central éolien

	N° gen	P_{min}/MW	P_{max}/MW	c	B	A	ζ^{down} (MW)	ζ^{up} (MW)
P_{G12}	12	0	100	0.002	0	0	100	100

VI.5.4.1 Ecoulement de puissance

Tableau 6. 9 Résultats de l'écoulement de puissance du réseau ALG 114 avec inclusion d'éolienne

bus N°	voltage	Angle	Charge MW	Charge Mvar	Production MW	Production Mvar	injecter Mvar
1	0,991339	-3,352297	0	0	0	0	0
2	0,990564	-3,429956	36	17	0	0	0
3	1,021704	-0,987856	64	31	0	0	0
4	1,077273	0	125	94	593,054549	1294,2425	0
5	1	-0,09975	335	250	300	-473,06366	0
6	0,991861	-3,233835	78	37	0	0	0
7	1,013046	-1,511992	55	26	0	0	0
8	1,052541	-0,753688	50	24	0	0	0
9	0,995659	-3,042749	40	19	0	0	0
10	0,992313	0,438558	42	21	0	0	0
11	1	2,321589	96	47	160	-28,61833	0
12	1	17,329314	31	15	100	11,992833	0
13	0,980339	7,732473	13	6	0	0	0
14	0,998527	-1,660842	136	65	0	0	0
15	1	-0,80853	0	0	60	-40,713618	0
16	1,003237	-1,359072	0	0	0	0	0
17	1,068182	3,321115	0	0	640	429,282436	0
18	1,025455	-0,487289	0	0	0	0	0
19	1	-1,921461	11	5	100	-12,473873	0
20	1,025459	-1,218014	14	9	0	0	0
21	1,040507	1,742203	70	52	0	0	0
22	1	-1,634282	42	25	60	1,884304	0
23	1,032592	-1,652177	23	11	0	0	0
24	0,995889	-2,258568	60	36	0	0	0
25	0,995551	-2,387807	17	8	0	0	0
26	1,001033	-2,043757	55	26	0	0	0
27	1,051909	2,716959	0	0	0	0	0

28	1,029369	1,072153	0	0	0	0	0
29	0,998031	-2,23548	37	18	0	0	0
30	1,044003	-0,834743	30	15	0	0	0
31	1,033551	1,22179	0	0	0	0	0
32	0,994027	-2,486935	40	24	0	0	0
33	1,003234	-1,925785	29	14	0	0	0
34	0,997502	-2,192091	29	14	0	0	0
35	0,995344	-3,039949	33	16	0	0	0
36	1,033151	-1,626206	17	8	0	0	0
37	1,007617	-1,457756	11	5	0	0	0
38	0,993523	-2,520493	20	10	0	0	0
39	0,987565	-3,120073	20	10	0	0	0
40	1,073949	-4,279692	21	10	0	0	0
41	1,072729	-2,81676	53	32	0	0	0
42	1,055345	0,1671	0	0	0	0	0
43	1,084017	-1,82533	31	18	0	0	0
44	1,044887	0,337027	0	0	0	0	0
45	1,078779	-2,423143	12	6	0	0	0
46	1,083505	-2,109242	0	0	0	0	0
47	1,083053	-1,467812	21	10	0	0	0
48	1,047674	0,028422	0	0	0	0	0
49	1,060331	-5,655424	13	6	0	0	0
50	1,099582	-3,706016	4	2	0	0	0
51	1,103909	-2,215111	1	1	0	0	0
52	1,013936	-1,372835	56	27	0	0	0
53	1	2,899687	16	8	80	-48,395369	0
54	1,016392	-1,781958	21	10	0	0	0
55	1,046683	-4,274018	18	9	0	0	0
56	1,010474	-3,252543	33	20	0	0	0
57	1,056395	-1,006329	35	21	0	0	0
58	1,033262	1,64739	0	0	0	0	0
59	1,037754	-1,212485	36	17	0	0	0
60	1,032051	0,876479	0	0	0	0	0
61	1,004216	-3,615385	27	13	0	0	0
62	1,015105	-3,455239	22	11	0	0	0
63	1,044852	-0,066429	49	29	0	0	0
64	1,028931	3,494767	0	0	0	0	0
65	1,035141	-1,09151	11	5	0	0	0
66	1,046485	-5,061879	35	21	0	0	0
67	1,096932	-6,86342	10	5	0	0	0
68	1,110202	-6,390183	11	5	0	0	0
69	1,038204	-2,615256	20	10	0	0	0
70	1,106993	-4,301006	7	3	0	0	0
71	1,075748	0,904674	36	22	0	0	0
72	1,042286	3,857414	0	0	0	0	0
73	1,024797	-4,038756	36	22	0	0	0
74	1,027919	4,056587	0	0	0	0	0

75	1,028132	4,07168	0	0	0	0	0
76	0,979961	1,870121	12	6	0	0	0
77	1,067271	-2,962885	7	3	0	0	0
78	0,99908	-1,94613	13	7	0	0	0
79	0,997624	-1,994073	14	7	0	0	0
80	1	5,983633	157	107	100	136,846889	0
81	0,949407	1,231311	0	0	0	0	0
82	0,979019	5,013949	75	36	0	0	0
83	1	8,928493	70	51	230	-25,012221	0
84	1,011623	8,089196	46	34	0	0	0
85	0,953226	1,600629	45	22	0	0	0
86	0,945893	0,516502	0	0	0	0	0
87	0,993043	5,173005	32	15	0	0	0
88	0,886173	-4,613815	46	22	0	0	0
89	0,862659	-6,876096	34	17	0	0	0
90	0,907682	-2,711957	18	9	0	0	0
91	0,890192	-3,810587	44	21	0	0	0
92	0,900732	-5,236595	10	5	0	0	0
93	0,912832	-2,207139	0	0	0	0	0
94	0,974623	5,041099	48	23	0	0	0
95	1,01405	5,115794	35	17	0	0	0
96	1,015738	5,237959	0	0	0	0	0
97	1,02422	6,996555	42	20	0	0	0
98	1	8,408292	13	6	100	-264,080525	0
99	1,030491	7,396625	105	50	0	0	0
100	1,077273	10,390524	33	16	550	495,527131	0
101	1,081818	8,939358	50	24	360	245,291338	0
102	1,050318	7,750486	34	16	0	0	0
103	0,999703	4,329494	66	32	0	0	0
104	1,029715	6,041683	18	9	0	0	0
105	1,030584	6,102487	0	0	0	0	0
106	0,980603	3,772959	64	31	0	0	0
107	1,030342	7,641827	65	37	0	0	0
108	1,072067	18,093909	22	11	0	0	0
109	1,081818	18,781591	37	18	180	41,61237	0
110	1,007086	4,982927	13	6	0	0	0
111	1,090909	11,584829	94	56	200	104,206603	0
112	1,020745	6,21517	24	12	0	0	0
113	1,07994	10,785918	23	11	0	0	0
114	1,005383	4,869641	24	12	0	0	0

VI.5.4.2 Les B-Coefficients

Tableau 6. 10 les B-coefficients calculé du réseau ALG 114 avec inclusion de centrale éolienne

0,0746	-0,03358	0,00393	0,00535	-0,00609	-0,00673	-0,00299	-0,00401
-0,03358	0,05601	0,01199	0,01488	0,03141	0,00055	-0,00311	-0,00245
0,00393	0,01199	0,0212	0,0149	0,01011	-0,00119	-0,00154	-0,00164
0,00535	0,01488	0,0149	0,12713	0,01284	-0,00335	-0,00391	-0,00397

-0,00609	0,03141	0,01011	0,01284	0,03522	-0,0016	-0,00343	-0,00319	
-0,00673	0,00055	-0,00119	-0,00335	-0,0016	0,00886	0,00579	0,00643	
-0,00299	-0,00311	-0,00154	-0,00391	-0,00343	0,00579	0,01459	0,00641	
-0,00401	-0,00245	-0,00164	-0,00397	-0,00319	0,00643	0,00641	0,01627	
0,00085	-0,00605	-0,00147	-0,0039	-0,00466	0,00253	0,00462	0,00391	
-0,03548	0,01145	-0,00581	-0,00883	-0,00097	-0,00318	-0,00229	-0,00258	
-0,00567	-0,01185	-0,00807	-0,01063	-0,01082	-0,00155	-0,00255	-0,0023	
0,03619	-0,04167	-0,00943	-0,01103	-0,02241	-0,00088	-0,00187	-0,00146	
-0,02117	0,00198	-0,00586	-0,00862	-0,00438	-0,00106	-0,00133	-0,0013	
-0,01495	-0,00002	-0,00467	-0,00719	-0,00425	-0,00021	-0,00062	-0,00058	
-0,00538	-0,00459	-0,0036	-0,00584	-0,00518	-0,00059	-0,00081	-0,00083	
-0,01888	-0,00318	-0,0082	-0,01086	-0,00771	-0,0048	-0,00454	-0,00465	
0,00085	-0,03548	-0,00567	0,03619	-0,02117	-0,01495	-0,00538	-0,01888	-0,06986
-0,00605	0,01145	-0,01185	-0,04167	0,00198	-0,00002	-0,00459	-0,00318	0,06619
-0,00147	-0,00581	-0,00807	-0,00943	-0,00586	-0,00467	-0,0036	-0,0082	0,00691
-0,0039	-0,00883	-0,01063	-0,01103	-0,00862	-0,00719	-0,00584	-0,01086	0,00549
-0,00466	-0,00097	-0,01082	-0,02241	-0,00438	-0,00425	-0,00518	-0,00771	0,03204
0,00253	-0,00318	-0,00155	-0,00088	-0,00106	-0,00021	-0,00059	-0,0048	0,01722
0,00462	-0,00229	-0,00255	-0,00187	-0,00133	-0,00062	-0,00081	-0,00454	-0,00073
0,00391	-0,00258	-0,0023	-0,00146	-0,0013	-0,00058	-0,00083	-0,00465	0,00334
0,09856	-0,0005	-0,00357	-0,00472	-0,00108	-0,00052	-0,00006	-0,00379	-0,03623
-0,0005	0,05417	0,01074	-0,02291	0,02135	0,00922	0,00033	0,0069	-0,00688
-0,00357	0,01074	0,0182	0,01106	0,00917	0,00473	0,00084	0,00482	-0,00294
-0,00472	-0,02291	0,01106	0,09279	-0,01056	-0,00418	0,00201	0,00045	-0,02586
-0,00108	0,02135	0,00917	-0,01056	0,01837	0,00823	0,00124	0,00601	-0,00033
-0,00052	0,00922	0,00473	-0,00418	0,00823	0,0142	0,00464	0,00675	0,00036
-0,00006	0,00033	0,00084	0,00201	0,00124	0,00464	0,0543	0,00032	-0,0061
-0,00379	0,0069	0,00482	0,00045	0,00601	0,00675	0,00032	0,07912	-0,01597

VI.5.4.3 Dispatching économique dynamique sans effet de rampe

Tableau 6. 11 Résultats du dispatching économique du réseau ALG 114 sans contrainte de limite de rampe

Demande totale	**Pg_4**	**Pg_5**	**Pg_11**	**Pg_12**	**Pg_15**	**Pg_17**	**Pg_19**	**Pg_52**	**Pg_22**
2500	318,756	235,114	100	5	98,270	264,077	105,634	104,309	88,430
3000	388,673	293,692	100	45	128,142	333,364	140,613	138,737	112,883
3727	506,044	402,370	100	50	181,347	457,423	202,993	199,806	152,454
4500	628,617	517,559	100	65	236,596	593,895	271,390	266,325	190,848
4800	677,164	562,799	100	75	258,019	650,690	299,670	293,713	205,326
5500	834,177	697,882	100	100	300,000	857,250	345,000	345,000	249,522
5000	707,557	589,544	100	100	270,696	689,735	318,977	312,405	214,754
4800	671,784	556,333	100	100	255,090	647,201	297,984	292,105	204,563
4100	558,490	449,753	100	90	204,372	518,188	233,530	229,587	170,254
3200	413,494	314,704	100	85	138,706	361,810	154,987	152,861	122,486
Pg_80	**Pg_83**	**Pg_98**	**Pg_100**	**Pg_101**	**Pg_109**	**Pg_111**	**lambda**	**pertes**	**Cout totale**
82,457	96,150	108,714	556,752	200,000	95,188	98,646	6,079	57,499	9796,068
115,125	132,316	141,563	600,000	200,000	100,000	100,000	7,309	70,107	12845,667

178,948	200,946	196,109	600,000	200,000	100,000	100,000	9,610	101,439	18944,617
251,424	280,185	253,361	600,000	200,000	100,000	100,000	12,223	155,200	27216,805
283,136	300,000	277,195	600,000	200,000	100,000	100,000	13,342	182,712	30929,437
345,000	300,000	300,000	600,000	200,000	100,000	100,000	17,512	273,832	41145,024
306,638	300,000	294,519	600,000	200,000	100,000	100,000	14,112	204,826	33380,289
281,780	300,000	276,245	600,000	200,000	100,000	100,000	13,252	183,085	30644,296
211,742	236,665	222,592	600,000	200,000	100,000	100,000	10,741	125,174	22373,402
130,293	148,624	154,959	600,000	200,000	100,000	100,000	7,812	77,925	14084,620

Après le calcul de ce dispatching économique sans contraintes de limite des rampes on a le cout total des 10 périodes de temps est égale à 301664,353 $/h, on note qu'on a quelques générateurs fixé à leur limites maximum ou minimum de la puissance généré comme les générateurs N° 100,101,109 et 111 depuis la période 2 jusqu'a la 10eme période.

Âpres cela on va exécuter le dispatching économique dynamique avec contraintes de limite des rampes sans éolienne pour une période de 10 comme les cas précédents et les résultats sont montrés dans le Tableau 6. 12.

VI.5.4.4 Dispatching économique dynamique avec rampe

Tableau 6. 12 Résultats du dispatching économique du réseau ALG 114 avec contrainte de limite de rampe

Demande totale	Pg_4	Pg_5	Pg_11	Pg_12	Pg_15	Pg_17	Pg_19	Pg_52	Pg_22
2500	318,756	235,114	100,000	5	98,270	264,077	105,634	104,309	88,430
3000	388,673	293,692	100,000	45	128,142	333,364	140,613	138,737	112,883
3727	512,337	405,426	100,000	50	178,142	463,654	205,848	202,650	153,873
4500	645,170	524,842	100,000	65	228,142	611,068	279,044	273,926	193,935
4800	679,660	564,469	100,000	75	258,814	654,630	301,464	295,476	206,069
5500	835,353	699,254	100,000	100	300,000	854,630	345,000	345,000	250,011
5000	735,353	599,254	100,000	100	250,516	754,630	296,515	290,452	204,473
4800	670,717	554,898	100,000	100	254,488	654,630	296,725	290,840	204,018
4100	570,717	454,898	100,000	90	204,488	554,630	210,944	207,336	158,403
3200	470,717	354,898	75,764	85	154,488	454,630	110,944	107,336	72,721
Pg_80	**Pg_83**	**Pg_98**	**Pg_100**	**Pg_101**	**Pg_109**	**Pg_111**	**lambda**	**Pertes**	**Cout totale**
82,457	96,150	108,714	556,752	200	95,188	98,646	6,079	57,499	9796,068
115,125	132,316	141,563	600,000	200	100,000	100,000	7,309	70,107	12845,667
182,846	182,316	191,563	600,000	200	100,000	100,000	9,736	101,655	18953,559
262,712	232,316	241,563	600,000	200	100,000	100,000	12,586	157,719	27278,911
286,655	282,316	279,816	600,000	200	100,000	100,000	13,429	184,368	30945,977
345,000	300,000	300,000	600,000	200	100,000	100,000	17,558	274,249	41145,151
293,518	300,000	275,373	600,000	200	100,000	100,000	13,271	200,083	33470,328
280,947	300,000	275,427	600,000	200	100,000	100,000	13,215	182,690	30644,956
195,573	250,000	225,427	600,000	200	100,000	100,000	9,875	122,416	22420,539
95,573	200,000	175,427	550,000	200	78,562	89,299	5,168	75,358	14670,686

Dans ce cas on a un cout total de production pour les 10 périodes de temps qui a augmenté de 1443,7935 $ et il est à 303108,146 $ et c'est normal car on a un système avec plus de contraintes en comparaison avec le même système sans les contraintes de limite des rampes

VI.5.4.5 La comparaison entre dispatching économique dynamique sans et avec effet de rampe :

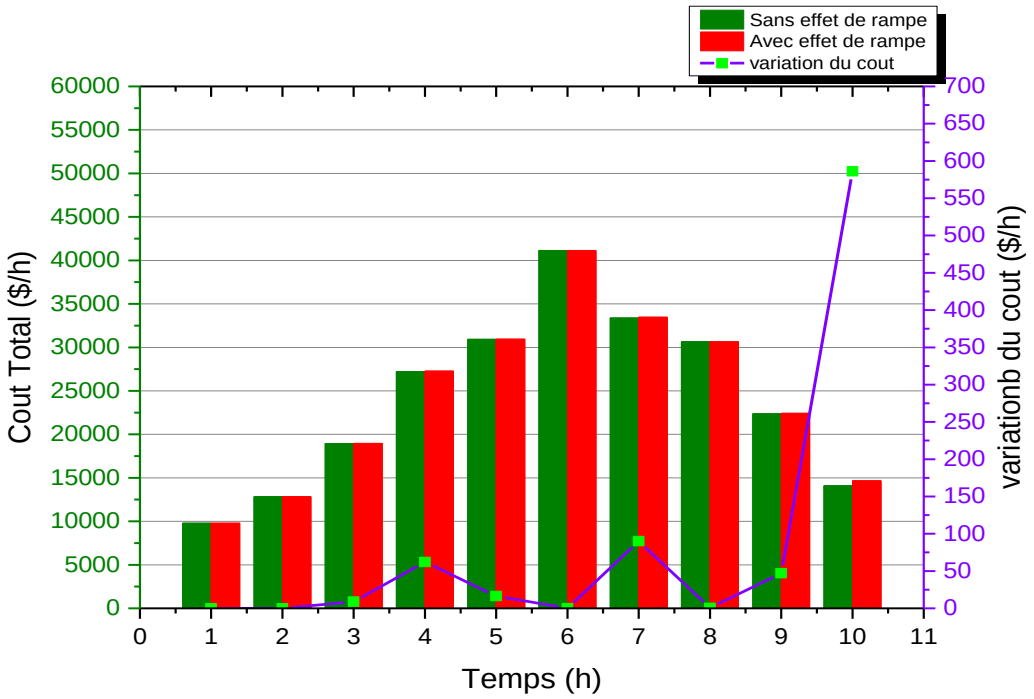


Figure 6. 10 Comparaison entre les deux résultats du dispatching économique du réseau ALG 114 avec éolienne avec contrainte de limite de rampe et sans ce dernier avec la courbe de différence

On remarque dans la Figure 6. 10, que le system a subi des pertes économique à cause de l'effet de rampe car il y avait un déficit de puissance causé par ce dernier dans les générateurs, qui devraient produire plus que l'effet de rampe a limité. D'après les résultats, on remarque que les générateurs qui n'ont pas connue de déficit sont les générateurs 11, 85, 98, 100, 101,109 et 111. Pour cela on ne va pas les tracé car leurs déficit égal à zéro donc on a tracé une courbe de puissance déficitaire en fonction de temps pour les générateurs concernés, voir la Figure 6. 11.

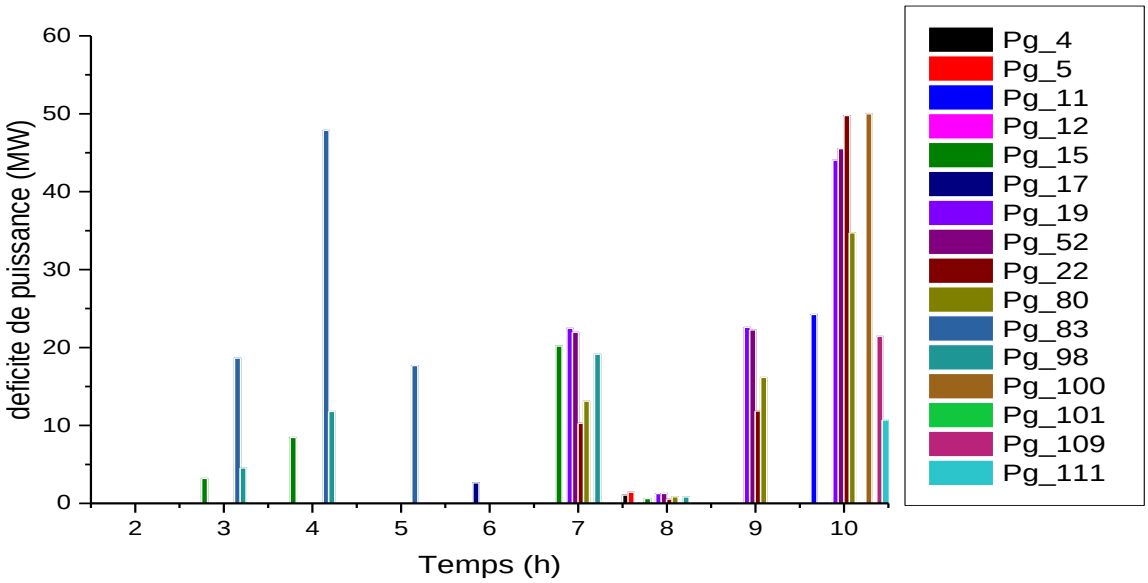


Figure 6. 11 Le taux du déficit de puissance des 9 générateurs concernés sur 9 périodes de temps du réseau ALG 114 avec éolienne

La puissance totale déficitaire est représentée dans la Figure 6. 12, ça présente la puissance que le system du dispatching économique n'a pas pu la faire fournir hors les contrainte de l'effet de rampe donc le système est saturé et il travaille plus librement car la puissance généré dans quelque générateurs est limité par la contrainte imposé par l'effet de rampe.

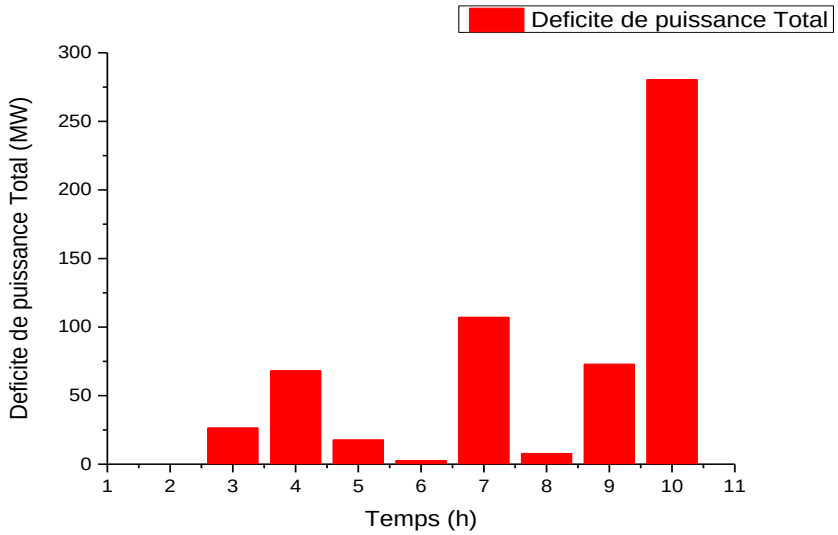


Figure 6. 12 Déficit de puissance total sur les 9 périodes de temps du réseau ALG 114 sans éolienne

D'après le cas d'introduction d'une éolienne dans ce system, il est clair que l'éolienne a amélioré le system du dispatching économique dynamique avec l'effet de rampe, pour analyser cette amélioration et voir l'impact de l'introduction d'une éolienne dans ce system on va établir une étude comparative.

VI.5.5 Etude comparative

Pour étudier l'effet de l'introduction d'une turbine éolienne sur le dispatching économique on va faire la comparaison entre deux points essentiels, le cout de production total et la disponibilité de la puissance ou bien le déficit de puissance.

Voir le Figure 6. 13 qui représente la variation du cout de production dans le cas d'effet de rampe en présence ou non de la turbine éolienne.

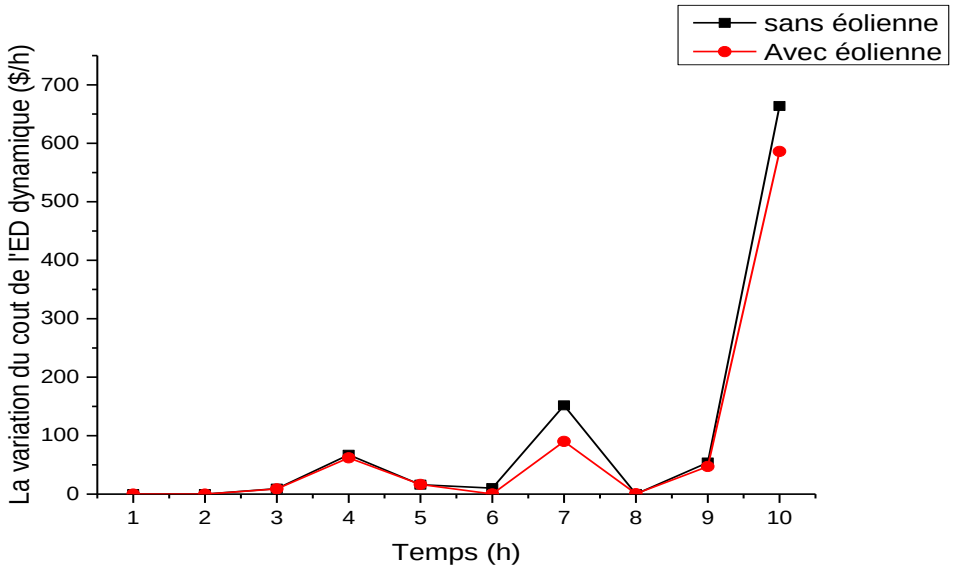


Figure 6. 13 La variation de cout due à l'effet de rampe du DED avec et sans éolienne

Tableau 6. 13 Bilan de l'amélioration du dispatching économique dynamique par l'intégration d'une éolienne

	cout Total ($/h)	perte d'argent ($/h)	amélioration de l'éolienne ($/h)
DED sans contraintes de rampe sans éolienne	249996,547	972,832	161,215
DED avec contraintes de rampe sans éolienne	250969,38		
DED sans contraintes de rampe avec éolienne	241360,225	811,617	
DED avec contraintes de rampe avec éolienne	242171,843		

D'après le Tableau 6. 13 on remarque clairement que le bilan est positive, l'intégration de l'éolienne dans le system du dispatching économique dynamique a amélioré le cout d'une valeur de 161.2 $/h dans cet exemple.

En point de vue puissance dans la Figure 6. 14 on remarque clairement que le system après intégration de ce type d'énergie c'est amélioré en ce qui concerne la disponibilité de puissance donc le déficit de puissance est moins rude qu'un system sans éolienne.

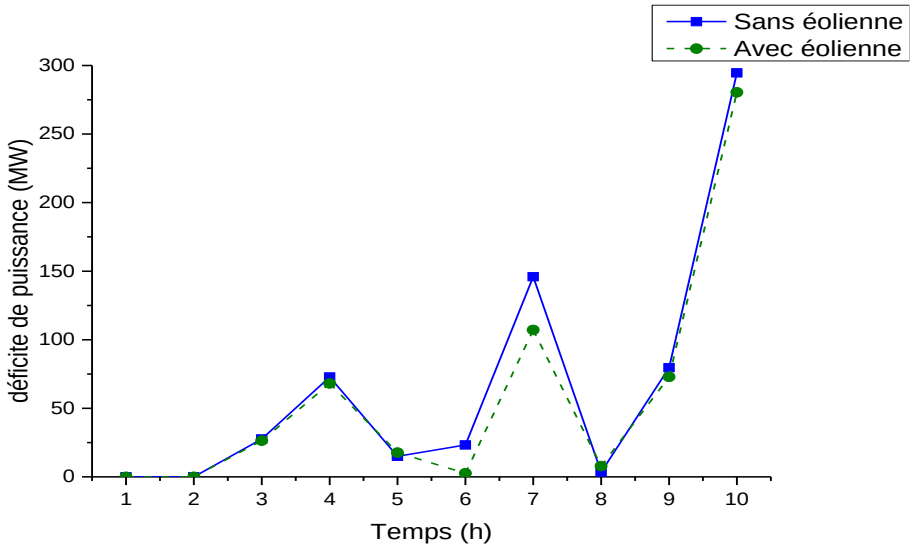


Figure 6. 14 La variation de déficit de puissance due à l'effet de rampe du DED avec et sans éolienne

Tableau 6. 14 Bilan de l'amélioration de la disponibilité de puissance par l'intégration d'une éolienne

	Le déficit de puissance (MW)	L'amélioration de l'éolienne (MW)
DED sans contraintes de rampe sans éolienne	662,289	79,228
DED avec contraintes de rampe sans éolienne		
DED sans contraintes de rampe avec éolienne	583,062	
DED avec contraintes de rampe avec éolienne		

D’après le Tableau 6. 14 on remarque que le déficit de puissance a baissé d’une valeur de 79.2 MW ce qui a répercuté une amélioration sur le DED avec l’effet de rampe et un système moins contraint.

Ce qui veut dire un système est maniable avec l’augmentation des possibilités de manœuvres, de reconfigurations ou de réorientations de puissances qui nous permettent d’exploiter le système avec plus de sécurité, de souplesse.

VI.6 Conclusion

D'après cette analyse qu'on vient de faire dans ce chapitre, on remarque clairement qu'il y a une forte dépendance entre la disponibilité de puissance qui assure la sécurité du réseau électrique et le cout de production qui doit être toujours compétitive. C’est pour cette raison que l'architecture du réseau électrique qui lui permet d'être plus léger et plus souple est très importante dans les réseaux modernes car elle lui permet une grande possibilité de reconfiguration et une grande marge de sécurité dans le transport d'électricité. D’un autre coté on vient de voir l'impact de l'introduction des éoliennes dans le réseau électrique sur la sécurité du réseau tout en assurant une marge supplémentaire pour que le dispatching économique puisse d’effectuer. L’introduction de cette énergie renouvelable et l’allure de sa production dans le temps donne au réseau une puissance supplémentaire pour assurer le déficit causé par l’effet de rampe donc ça nous permet d’apaiser l’effet de la contrainte sur le coût de la production et d’assurer la puissance plus rapidement en cas de contingence pour éviter d’autres conséquences nuisibles.

CONCLUSION

1. Conclusion Générale

Dans cette thèse on a élaboré plusieurs côté de la sécurité des réseaux électriques d'où on a discuté de la sécurité coté stabilité de tension, la perte d'un générateur ou d'une ligne de transmission, la disponibilité de puissance et leurs impact sur les différents acteurs du réseau électrique, l'amélioration que peut apporter l'énergie éolienne a la sécurité du réseau électrique.

Dans le premier chapitre on a discuté de la définition et la sélection des contingences qui peuvent affecter la sécurité du réseau électrique et la stabilité statique de ce dernier qu'on a effectué des tests en utilisent la méthode de la courbe PV.

Le deuxième chapitre c'est focalisé sur la détermination de la méthode DC power flow qui est dérivé de la méthode classique de Newton-Raphson qu'on a effectué des tests sur notre logiciel Labpower et qui ont donné de très bons résultats en comparant avec la méthode classique avec une précision de plus ou moins 5%.

Le troisième chapitre on a élaboré le problème de régulation de tension qui peuvent provoquer une instabilité du réseau et faussé les calculs de la méthode DC power flow, l'utilisation de la logique floue dans notre problème sur Labpower a démontré de bonne performance en terme de précision et rapidité.

Le quatrième chapitre à discuter sur les facteurs de sensitivité qu'on a fait plusieurs teste pour validé leur précision en comparons avec d'autre méthodes pour faciliter l'accès à des décisions rapide et précise.

Le cinquième chapitre on a mis en évidence presque tout ce que je viens de citer précédemment, le dc power flow, la stabilité de tension et les facteurs de sensitivité pour arriver à une très bonne amélioration de performance de calcul du dispatching économique sécuritaire afin de résoudre des problème de contingences ou de surcharge des lignes. D'où l'algorithme proposé a donnée de très bons résultats dans les tests effectués.

Le sixième chapitre c'est basé sur l'amélioration de la sécurité du réseau en termes de disponibilité de puissance d'où on a effectué des tests en utilisons une solution qui est l'inclusion d'une centrale éolienne et les résultats ont étés très bons d'où on a remarqué qu'il y a une nette amélioration économique et sécuritaire.

2. Perspective de Recherche

D'après les travaux réalisés dans cette thèse qui ont ouvert un grand univers de recherche pour nous qui peut être cité sous les points suivant :

- Programmation d'un simulateur en temps réel avec l'intégration de Google earth et le traçage du réseau réel.
- L'interaction du réseau de transport d'électricité avec les différents reliefs que peut fournir google earth et la prévention des plans d'urgence.
- Développement de l'algorithme de dispatching économique sécuritaire pour 'qu'il s'interagir avec la carte météo et les prévisions sismique.
- Développé encore plus le logiciel Labpower dans le domaine de gestion et prévention des réseaux électriques.

ANNEXE

1. Annexe 01 : Les Données du réseau IEEE 06

Les données des nœuds :

N° nœud	Type	Volt	Angle	Charge		Puissance Générée		Limite générateur		Statique Mvar
				MW	Mvar	MW	Mvar	Qmin	Qmax	
1	1	1.05	0	0	0	0	0	0	0	0
2	2	1	0	0	0	50	0	0	0	0
3	2	1.07	0	0	0	60	0	0	0	0
4	0	1	0	70	70	0	0	0	0	0
5	0	1	0	70	70	0	0	0	0	0
6	0	1	0	70	70	0	0	0	0	0

Les données des lignes :

N° de ligne	Nœud		R (pu)	X (pu)	1/2 B (pu)	Ligne code	Ligne limite (MVA)
	départ	Arriver					
1	1	2	0.1	0.2	0.02	0	40
2	1	4	0.05	0.2	0.02	0	60
3	1	5	0.08	0.3	0.03	0	50
4	2	3	0.05	0.25	0.03	0	50
5	2	4	0.05	0.1	0.01	0	100
6	2	5	0.1	0.3	0.02	0	50
7	2	6	0.07	0.2	0.025	0	40
8	3	5	0.12	0.26	0.025	0	40
9	3	6	0.02	0.1	0.01	0	100
10	4	5	0.2	0.4	0.04	0	20
11	5	6	0.1	0.3	0.03	0	20

2. Annexe 02 : Les Données du réseau IEEE 14

Les données des nœuds :

N° nœud	Type	Volt	Angle	Charge		Puissance Générée		Limite générateur		Cond	Susce p
				MW	Mvar	MW	Mvar	Qmin	Qmax		
1	1	1.06	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2	2	1.045	0	21.7	12.7	40	0	-40	50	0	0
3	2	1.01	0	94.2	19	0	0	0	40	0	0
4	0	1	0	47.8	-3.9	0	0	0	0	0	0
5	0	1	0	7.6	1.6	0	0	0	0	0	0
6	2	1.07	0	11.2	7.5	0	0	-6	24	0	0
7	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0
8	2	1.09	0	0	0	0	0	-6	24	0	0
9	0	1	0	29.5	16.6	0	0	0	0	0	0.19
10	0	1	0	9	5.8	0	0	0	0	0	0
11	0	1	0	3.5	1.8	0	0	0	0	0	0
12	0	1	0	6.1	1.6	0	0	0	0	0	0
13	0	1	0	13.5	5.8	0	0	0	0	0	0
14	0	1	0	14.9	5	0	0	0	0	0	0

Les données des lignes :

N° de ligne	Nœud		R (pu)	X (pu)	1/2 B (pu)	Ligne code	Ligne limite (MVA)
	départ	Arriver					
1	1	2	0.01938	0.05917	0.0264	0	200
2	1	5	0.05403	0.22304	0.0246	0	100
3	2	3	0.04699	0.19797	0.0219	0	100
4	2	4	0.05811	0.17632	0.017	0	100
5	2	5	0.05695	0.17388	0.0173	0	100
6	3	4	0.06701	0.17103	0.0064	0	50
7	4	5	0.01335	0.04211	0	0	100
8	4	7	0	0.20912	0	0.978	50
9	4	9	0	0.55618	0	0.969	50
10	5	6	0	0.25202	0	0.932	100
11	6	11	0.09498	0.1989	0	0	50
12	6	12	0.12291	0.25581	0	0	20
13	6	13	0.06615	0.13027	0	0	50
14	7	8	0	0.17615	0	1	50
15	7	9	0	0.11001	0	1	50
16	9	10	0.03181	0.0845	0	0	20
17	9	14	0.12711	0.27038	0	0	20
18	10	11	0.08205	0.19207	0	0	20
19	12	13	0.22092	0.19988	0	0	20
20	13	14	0.17093	0.34802	0	0	20

Les données des fonctions couts des générateurs :

N° nœud Générateur	Type	Limite production		Cout A	Cout B	Cout C
		Pmin	Pmax			
1	1	50.000	200.000	0.002	2.000	150.00
2	2	20.000	80.000	0.010	2.500	25.00
3	2	15.000	50.000	0.062	1.000	0.00
6	2	10.000	35.000	0.008	3.250	0.00
8	2	10.000	30.000	0.025	3.000	0.00

3. Annexe 03 : Les Données du réseau ALG 114

Les données des nœuds :

N° nœud	Type	Voltage	Angle	Charge		Puissance Générée	
				MW	Mvar	MW	Mvar
1	0	1	0	0	0	0	0
2	0	1	0	36	17	0	0
3	0	1	0	64	31	0	0
4	1	1.077273	0	125	94	750	400
5	2	1	0	335	250	300	160
6	0	1	0	78	37	0	0
7	0	1	0	55	26	0	0
8	0	1	0	50	24	0	0
9	0	1	0	40	19	0	0
10	0	1	0	42	21	0	0
11	2	1	0	96	47	160	30
12	0	1	0	31	15	0	0
13	0	1	0	13	6	0	0
14	0	1	0	136	65	0	0
15	2	1	0	0	0	60	30
16	0	1	0	0	0	0	0
17	2	1.068182	0	0	0	640	400
18	0	1	0	0	0	0	0

19	2	1	0	11	5	100	60
20	0	1	0	14	9	0	0
21	0	1	0	70	52	0	0
22	2	1	0	42	25	60	40
23	0	1	0	23	11	0	0
24	0	1	0	60	36	0	0
25	0	1	0	17	8	0	0
26	0	1	0	55	26	0	0
27	0	1	0	0	0	0	0
28	0	1	0	0	0	0	0
29	0	1	0	37	18	0	0
30	0	1	0	30	15	0	0
31	0	1	0	0	0	0	0
32	0	1	0	40	24	0	0
33	0	1	0	29	14	0	0
34	0	1	0	29	14	0	0
35	0	1	0	33	16	0	0
36	0	1	0	17	8	0	0
37	0	1	0	11	5	0	0
38	0	1	0	20	10	0	0
39	0	1	0	20	10	0	0
40	0	1	0	21	10	0	0
41	0	1	0	53	32	0	0
42	0	1	0	0	0	0	0
43	0	1	0	31	18	0	0
44	0	1	0	0	0	0	0
45	0	1	0	12	6	0	0
46	0	1	0	0	0	0	0
47	0	1	0	21	10	0	0
48	0	1	0	0	0	0	0
49	0	1	0	13	6	0	0
50	0	1	0	4	2	0	0
51	0	1	0	1	1	0	0
52	0	1	0	56	27	0	0
53	2	1	0	16	8	80	50
54	0	1	0	21	10	0	0
55	0	1	0	18	9	0	0
56	0	1	0	33	20	0	0
57	0	1	0	35	21	0	0
58	0	1	0	0	0	0	0
59	0	1	0	36	17	0	0
60	0	1	0	0	0	0	0
61	0	1	0	27	13	0	0
62	0	1	0	22	11	0	0
63	0	1	0	49	29	0	0
64	0	1	0	0	0	0	0
65	0	1	0	11	5	0	0
66	0	1	0	35	21	0	0
67	0	1	0	10	5	0	0
68	0	1	0	11	5	0	0
69	0	1	0	20	10	0	0
70	0	1	0	7	3	0	0
71	0	1	0	36	22	0	0
72	0	1	0	0	0	0	0
73	0	1	0	36	22	0	0
74	0	1	0	0	0	0	0
75	0	1	0	0	0	0	0
76	0	1	0	12	6	0	0
77	0	1	0	7	3	0	0
78	0	1	0	13	7	0	0
79	0	1	0	14	7	0	0

80	2	1	0	157	107	100	56
81	0	1	0	0	0	0	0
82	0	1	0	75	36	0	0
83	2	1	0	70	51	230	120
84	0	1	0	46	34	0	0
85	0	1	0	45	22	0	0
86	0	1	0	0	0	0	0
87	0	1	0	32	15	0	0
88	0	1	0	46	22	0	0
89	0	1	0	34	17	0	0
90	0	1	0	18	9	0	0
91	0	1	0	44	21	0	0
92	0	1	0	10	5	0	0
93	0	1	0	0	0	0	0
94	0	1	0	48	23	0	0
95	0	1	0	35	17	0	0
96	0	1	0	0	0	0	0
97	0	1	0	42	20	0	0
98	2	1	0	13	6	100	30
99	0	1	0	105	50	0	0
100	2	1.077273	0	33	16	550	50
101	2	1.081818	0	50	24	360	50
102	0	1	0	34	16	0	0
103	0	1	0	66	32	0	0
104	0	1	0	18	9	0	0
105	0	1	0	0	0	0	0
106	0	1	0	64	31	0	0
107	0	1	0	65	37	0	0
108	0	1	0	22	11	0	0
109	2	1.081818	0	37	18	180	85
110	0	1	0	13	6	0	0
111	2	1.090909	0	94	56	200	85
112	0	1	0	24	12	0	0
113	0	1	0	23	11	0	0
114	0	1	0	24	12	0	0

Les données des lignes :

N° de ligne	Nœud		R (pu)	X (pu)	1/2 B (pu)	Ligne code	Ligne limite (MVA)
	départ	Arriver					
1	1	2	0.0085	0.0403	0.00425	0	5
2	1	6	0.0122	0.0578	0.0061	0	5
3	2	6	0.014	0.0498	0.007	0	10
4	2	9	0.0042	0.028401	0.0021	0	50
5	3	4	0.0033	0.0158	0.00165	0	100
6	3	5	0.0028	0.018901	0.0014	0	100
7	3	6	0.0288	0.1012	0.0144	0	100
8	3	9	0.0088	0.06	0.0044	0	100
9	3	16	0.004099	0.014401	0.00205	0	100
10	4	42	0.011616	0.01181	0.1225	0	50
11	4	7	0.014401	0.0678	0.0072	0	150
12	4	5	0.0018	0.012599	0.0009	0	10
13	4	8	0.018401	0.087	0.0092	0	50
14	6	7	0.0157	0.074	0.00785	0	50
15	7	10	0.015	0.070901	0.0075	0	50
16	8	42	0.017099	0.062901	0.00855	0	50
17	10	11	0.0228	0.107599	0.0114	0	100
18	10	13	0.046401	0.219	0.0232	0	50
19	11	42	0.017	0.080599	0.0085	0	50
20	12	13	0.050099	0.2365	0.02505	0	50
21	14	16	0.0013	0.0045	0.00065	0	150

22	15	16	0.0038	0.0135	0.0019	0	200
23	17	21	0.003438	0.012995	0.0189	0	300
24	17	72	0.0197	0.0732	0.00985	0	50
25	17	27	0.004599	0.0237	0.0023	0	50
26	17	31	0.006099	0.031099	0.00305	0	150
27	17	64	0.0198	0.0727	0.0099	0	10
28	17	18	0.001401	0.051599	0.0007	1.03	100
29	18	22	0.029	0.139694	0.0145	0	50
30	18	37	0.025611	0.123306	0.012806	0	50
31	18	73	0.057939	0.161802	0.00135	0	50
32	18	20	0.134806	0.294389	0.067403	0	10
33	18	33	0.0205	0.0685	0.01025	0	50
34	18	62	0.050806	0.194111	0.025403	0	50
35	19	26	0.002903	0.003847	0.001699	0	150
36	19	34	0.001889	0.012611	0.000944	0	50
37	19	78	0.004194	0.0055	0.002097	0	50
38	19	79	0.0105	0.013889	0.00525	0	50
39	20	24	0.018602	0.06877	0.000601	0	50
40	20	29	0.031889	0.117806	0.015944	0	10
41	20	35	0.042806	0.152806	0.021403	0	50
42	20	32	0.070806	0.2365	0.035403	0	10
43	20	52	0.043701	0.108222	0.001102	0	50
44	20	21	0.001599	0.0525	0.0008	1.03	50
45	21	44	0.024	0.086099	0.012	0	100
46	21	60	0.005599	0.0263	0.0028	0	100
47	22	32	0.034194	0.114194	0.017097	0	100
48	22	24	0.011944	0.039944	0.000299	0	100
49	22	37	0.017111	0.082194	0.008556	0	100
50	23	30	0.023889	0.079889	0.011944	0	50
51	23	36	0.013611	0.045694	0.006806	0	10
52	24	25	0.016389	0.060806	0.008194	0	10
53	25	26	0.013889	0.051694	0.006944	0	20
54	26	34	0.004889	0.031806	0.002444	0	10
55	26	27	0.002401	0.148401	0.0012	1.03	50
56	26	28	0.002401	0.148401	0.0012	1.03	10
57	26	29	0.005944	0.007903	0.011889	0	100
58	28	31	0.0017	0.0088	0.00085	0	10
59	29	39	0.012611	0.082	0.006306	0	50
60	29	35	0.045806	0.163889	0.022903	0	50
61	30	31	0.0007	0.0495	0.00035	1.03	100
62	30	36	0.027306	0.091306	0.013653	0	100
63	30	52	0.072194	0.178889	0.036097	0	50
64	31	60	0.0037	0.0253	0.00185	0	100
65	32	33	0.023889	0.079889	0.011944	0	10
66	34	38	0.004694	0.030694	0.002347	0	50
67	40	41	0.058611	0.162306	0.029306	0	50
68	40	50	0.134306	0.3645	0.067153	0	50
69	41	42	0.0012	0.0742	0.0006	1.03	100
70	41	49	0.1265	0.4225	0.06325	0	50
71	42	48	0.007401	0.050599	0.0037	0	50
72	42	44	0.010698	0.044195	0.065001	0	100
73	43	46	0.1025	0.3425	0.05125	0	10
74	43	44	0.002901	0.1053	0.00145	1.03	50
75	43	51	0.206694	0.355611	0.103347	0	10
76	43	55	0.170806	0.570806	0.085403	0	10
77	44	48	0.0025	0.0158	0.00125	0	100
78	44	58	0.012099	0.056901	0.00605	0	50
79	44	60	0.0122	0.0578	0.0061	0	100
80	45	46	0.017111	0.0605	0.008556	0	50
81	46	47	0.034194	0.114194	0.017097	0	10
82	47	50	0.119611	0.399611	0.059806	0	50

83	47	48	0.0012	0.0742	0.0006	1.03	50
84	51	57	0.122694	0.409806	0.061347	0	10
85	52	59	0.036	0.101389	0.018	0	50
86	52	53	0.093694	0.178806	0.046847	0	100
87	53	54	0.093694	0.178806	0.046847	0	100
88	54	59	0.118806	0.306306	0.059403	0	10
89	54	55	0.119611	0.399611	0.059806	0	50
90	54	56	0.1025	0.3425	0.05125	0	50
91	56	57	0.059806	0.199806	0.0018	0	50
92	57	77	0.136611	0.456611	0.068306	0	10
93	57	58	0.0012	0.0742	0.0006	1.03	100
94	58	75	0.0148	0.070099	0.0074	0	100
95	58	72	0.0183	0.0863	0.00915	0	100
96	59	61	0.051306	0.181611	0.025653	0	50
97	59	60	0.001401	0.051599	0.0007	1.03	100
98	62	73	0.041	0.137	0.0205	0	50
99	63	66	0.068306	0.228306	0.034153	0	100
100	63	65	0.055694	0.186111	0.027847	0	50
101	63	64	0.001901	0.07	0.00095	1.03	100
102	64	97	0.0178	0.065401	0.0089	0	100
103	66	67	0.112806	0.279389	0.056403	0	50
104	66	73	0.162306	0.575194	0.081153	0	50
105	67	68	0.164806	0.356889	0.082403	0	10
106	67	73	0.334694	0.700694	0.167347	0	10
107	68	70	0.120389	0.218	0.060194	0	10
108	69	71	0.109306	0.365306	0.054653	0	50
109	71	70	0.159889	0.314806	0.079944	0	50
110	71	72	0.0012	0.0742	0.0006	1.03	100
111	72	101	0.0213	0.1007	0.01065	0	50
112	72	96	0.0152	0.054	0.0076	0	100
113	74	76	0.008901	0.334	0.00445	1.03	50
114	74	75	0.000599	0.002599	0.0003	0	50
115	75	107	0.0185	0.087599	0.00925	0	50
116	80	82	0.031901	0.112901	0.01595	0	50
117	80	84	0.005893	0.029064	0.01325	0	100
118	80	88	0.0123	0.314	0.00615	1.03	100
119	81	82	0.0303	0.1075	0.01515	0	100
120	81	90	0.0062	0.1452	0.0031	1.03	50
121	81	85	0.009901	0.0467	0.00495	0	10
122	81	86	0.0055	0.037901	0.00275	0	50
123	82	83	0.019099	0.067599	0.00955	0	150
124	82	87	0.005599	0.026599	0.0028	0	50
125	82	94	0.005599	0.0263	0.0028	0	10
126	83	84	0.005099	0.018	0.00255	0	50
127	84	100	0.0065	0.0442	0.00325	0	150
128	85	87	0.0158	0.0745	0.0079	0	100
129	85	86	0.013901	0.0657	0.00695	0	50
130	86	93	0.0012	0.0742	0.0006	1.03	100
131	87	106	0.0105	0.0495	0.00525	0	150
132	87	99	0.0322	0.124901	0.0161	0	50
133	87	100	0.0102	0.069401	0.0051	0	200
134	88	89	0.135395	0.41	0.067698	0	50
135	89	90	0.077605	0.24	0.038802	0	50
136	90	93	0.185198	0.318864	0.092599	0	10
137	91	93	0.016868	0.059655	0.002398	0	50
138	92	93	0.162395	0.408753	0.081198	0	50
139	94	98	0.0357	0.1275	0.01785	0	100
140	95	96	0.0015	0.007	0.00075	0	50
141	96	98	0.0203	0.072	0.01015	0	150
142	97	98	0.012099	0.0448	0.00605	0	50
143	97	100	0.011099	0.075901	0.00555	0	100

144	98	99	0.0163	0.058	0.00815	0	100
145	98	100	0.0102	0.0598	0.0051	0	100
146	99	100	0.023099	0.108901	0.01155	0	100
147	99	102	0.011599	0.0547	0.0058	0	50
148	99	101	0.011099	0.075901	0.00555	0	50
149	101	102	0.011599	0.0547	0.0058	0	10
150	101	105	0.017099	0.080599	0.00855	0	100
151	101	107	0.033401	0.1577	0.0167	0	50
152	103	105	0.013	0.0613	0.0065	0	100
153	103	106	0.0208	0.0983	0.0104	0	100
154	103	110	0.0185	0.087599	0.00925	0	100
155	103	114	0.041901	0.197901	0.02095	0	50
156	104	105	0.0015	0.007	0.00075	0	50
157	107	109	0.0388	0.1833	0.0194	0	50
158	108	109	0.0148	0.070099	0.0074	0	50
159	110	112	0.0185	0.087599	0.00925	0	50
160	111	112	0.0297	0.1402	0.01485	0	50
161	111	113	0.0167	0.0787	0.00835	0	50
162	112	114	0.019	0.089599	0.0095	0	10

Les données des fonctions couts des générateurs :

N° nœud Générateur	**Type**	**limite Production**		**Cout A**	**Cout B**	**Cout C**	**Rampe basse**	**Rampe haute**
		Pmin	**Pmax**					
4	1	135.000	1350.000	0.009	1.500	0.000	100.000	200.000
5	2	135.000	1350.000	0.009	1.500	0.000	100.000	200.000
11	2	10.000	100.000	0.017	2.500	0.000	50.000	50.000
15	2	30.000	300.000	0.017	2.500	0.000	50.000	50.000
17	2	135.000	1350.000	0.009	1.500	0.000	100.000	200.000
19	2	34.500	345.000	0.017	2.500	0.000	100.000	100.000
52	2	34.500	345.000	0.017	2.500	0.000	100.000	100.000
22	2	34.500	345.000	0.017	2.500	0.000	100.000	100.000
80	2	34.500	345.000	0.017	2.500	0.000	100.000	100.000
83	2	30.000	300.000	0.017	2.500	0.000	50.000	50.000
98	2	30.000	300.000	0.017	2.500	0.000	50.000	50.000
100	2	60.000	600.000	0.003	2.000	0.000	50.000	50.000
101	2	20.000	200.000	0.003	2.000	0.000	50.000	50.000
109	2	10.000	100.000	0.017	2.500	0.000	50.000	50.000
111	2	10.000	100.000	0.017	2.500	0.000	50.000	50.000

4. Annexe 04 : Les Données du réseau IEEE 30 :

Les données des nœuds :

N° nœud	type	volt	angle	Charge		Puissance générée		Limite générateur		cond	suscep
				MW	Mvar	MW	Mvar	Qmin	Qmax		
1	1	1.06	0	0	0	260.2	-16.1	0	0	0	0
2	2	1.045	0	21.7	12.7	40	0	-40	50	0	0
3	0	1	0	2.4	1.2	0	0	0	0	0	0
4	0	1	0	7.6	1.6	0	0	0	0	0	0
5	2	1.01	0	94.2	19	0	0	-40	40	0	0
6	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0
7	0	1	0	22.8	10.9	0	0	0	0	0	0
8	2	1.01	0	30	30	0	0	-10	40	0	0
9	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0
10	0	1	0	5.8	2	0	0	0	0	0	0.19
11	2	1.082	0	0	0	0	0	-6	24	0	0
12	0	1	0	11.2	7.5	0	0	-6	24	0	0
13	2	1.071	0	0	0	0	0	0	0	0	0
14	0	1	0	6.2	1.6	0	0	0	0	0	0
15	0	1	0	8.2	2.5	0	0	0	0	0	0
16	0	1	0	3.5	1.8	0	0	0	0	0	0
17	0	1	0	9	5.8	0	0	0	0	0	0
18	0	1	0	3.2	0.9	0	0	0	0	0	0
19	0	1	0	9.5	3.4	0	0	0	0	0	0
20	0	1	0	2.2	0.7	0	0	0	0	0	0
21	0	1	0	17.5	11.2	0	0	0	0	0	0
22	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0
23	0	1	0	3.2	1.6	0	0	0	0	0	0
24	0	1	0	8.7	6.7	0	0	0	0	0	0.043
25	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0
26	0	1	0	3.5	2.3	0	0	0	0	0	0
27	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0
28	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0
29	0	1	0	2.4	0.9	0	0	0	0	0	0
30	0	1	0	10.6	1.9	0	0	0	0	0	0

Les données des lignes :

N° de ligne	Nœud		R (pu)	X (pu)	1/2 B (pu)	ligne code	ligne limite (MVA)
	départ	Arriver					
1	1	2	0.0192	0.0575	0.0264	0	130
2	1	3	0.0452	0.1652	0.0204	0	130
3	2	4	0.057	0.1737	0.0184	0	65
4	2	5	0.0472	0.1983	0.0209	0	130
5	2	6	0.0581	0.1763	0.0187	0	130
6	4	6	0.0119	0.0414	0.0045	0	65
7	5	7	0.046	0.116	0.0102	0	90
8	6	7	0.0267	0.082	0.0085	0	70
9	6	8	0.012	0.042	0.0045	0	130
10	6	9	0	0.208	0	0.978	32
11	6	10	0	0.556	0	0.969	65
12	9	11	0	0.208	0	1	32
13	9	10	0	0.11	0	1	65
14	4	12	0	0.256	0	0.932	65
15	12	13	0	0.14	0	1	65
16	12	14	0.1231	0.2559	0	0	65
17	12	15	0.0662	0.1304	0	0	32
18	12	16	0.0945	0.1987	0	0	32
19	14	15	0.221	0.1997	0	0	32
20	16	17	0.0524	0.1923	0	0	16

21	15	18	0.1073	0.2185	0	0	16
22	18	19	0.0639	0.1292	0	0	16
23	19	20	0.034	0.068	0	0	16
24	10	20	0.0936	0.209	0	0	32
25	10	17	0.0324	0.0845	0	0	32
26	10	21	0.0348	0.0749	0	0	32
27	10	22	0.0727	0.1499	0	0	32
28	21	22	0.0116	0.0236	0	0	32
29	15	23	0.1	0.202	0	0	32
30	22	24	0.115	0.179	0	0	16
31	23	24	0.132	0.27	0	0	16
32	24	25	0.1885	0.3292	0	0	16
33	25	26	0.2544	0.38	0	0	16
34	25	27	0.1093	0.2087	0	0	16
35	28	27	0	0.396	0	0.968	16
36	27	29	0.2198	0.4153	0	0	65
37	27	30	0.3202	0.6027	0	0	16
38	29	30	0.2399	0.4533	0	0	16
39	8	28	0.0636	0.2	0.0214	0	16
40	6	28	0.0169	0.0599	0.0065	0	32
41	3	4	0.0132	0.0379	0.0042	0	32

BIBLIOGRAPHIE

BIBLIOGRAPHIE

1. Dagle, J.E. *Data management issues associated with the August 14, 2003 blackout investigation*. in *Power Engineering Society General Meeting, 2004. IEEE*. 2004.
2. McCalley, J.D., V. Vittal, and N. Abi-Samra. *An overview of risk based security assessment*. in *Power Engineering Society Summer Meeting, 1999. IEEE*. 1999.
3. Ekwue, A.O. *A review of automatic contingency selection algorithms for online security analysis*. in *Power System Monitoring and Control, 1991., Third International Conference on*. 1991.
4. Qiming, C. and J.D. McCalley, *Identifying high risk N-k contingencies for online security assessment.* Power Systems, IEEE Transactions on, 2005. **20**(2): p. 823-834.
5. Stott, B. and O. Alsac, *Fast Decoupled Load Flow.* Power Apparatus and Systems, IEEE Transactions on, 1974. **PAS-93**(3): p. 859-869.
6. Ejebe, G.C., R.F. Paliza, and W.F. Tinney. *An adaptive localization method for real-time security analysis*. in *Power Industry Computer Application Conference, 1991. Conference Proceedings*. 1991.
7. Tinney, W.F. and C.E. Hart, *Power Flow Solution by Newton's Method.* Power Apparatus and Systems, IEEE Transactions on, 1967. **PAS-86**(11): p. 1449-1460.
8. Schlueter, R.A., et al. *A fast accurate method for midterm transient stability simulation of voltage collapse in power systems*. in *Decision and Control, 1989., Proceedings of the 28th IEEE Conference on*. 1989.
9. Krishnan, V.K., *Coordinated static and dynamic reactive power planning against power system voltage stability related problems*. 2007: ProQuest.
10. Vargas, R., M. Arjona, and M. Carrillo, *PV Curves for Steady-State Security Assessment with MATLAB.* 2011: INTECH Open Access Publisher.
11. Kundur, P., N.J. Balu, and M.G. Lauby, *Power system stability and control*. Vol. 7. 1994: McGraw-hill New York.
12. Ajjarapu, V., *Computational techniques for voltage stability assessment and control*. 2007: Springer Science & Business Media.
13. Tamura, Y., K. Sakamoto, and Y. Tayama. *Voltage instability proximity index (VIPI) based on multiple load flow solutions in ill-conditioned power systems*. in *Decision and Control, 1988., Proceedings of the 27th IEEE Conference on*. 1988.
14. Ajjarapu, V. and C. Christy, *The continuation power flow: a tool for steady state voltage stability analysis.* Power Systems, IEEE Transactions on, 1992. **7**(1): p. 416-423.
15. Rheinboldt, W.C. and J.V. Burkardt, *A locally parameterized continuation process.* ACM Trans. Math. Softw., 1983. **9**(2): p. 215-235.
16. Alves, D.A., et al. *Continuation load flow method parameterized by transmission line power losses*. in *Power System Technology, 2000. Proceedings. PowerCon 2000. International Conference on*. 2000.
17. Purchala, K., et al. *Usefulness of DC power flow for active power flow analysis*. in *Power Engineering Society General Meeting, 2005. IEEE*. 2005.
18. Mohammed, M.M., *Development of intelligent systems for evaluating voltage profile and collapse under contingency operation*. 2011, Kansas State University.
19. Gelman, L., *Advances in Electrical Engineering and Computational Science*. Vol. 39. 2009: Springer Science & Business Media.
20. El-Hawary, M.E., *Electric power applications of fuzzy systems*. 1998: Wiley-IEEE Press.
21. Wood, A.J. and B.F. Wollenberg, *Power generation, operation, and control*. 2012: John Wiley & Sons.

22. Güler, T., G. Gross, and M. Liu, *Generalized line outage distribution factors.* Power systems, ieee transactions on, 2007. **22**(2): p. 879-881.

23. Zaborszky, J., W. Keh-Wen, and K. Prasad, *Fast Contingency Evaluation Using Concentric Relaxation.* Power Apparatus and Systems, IEEE Transactions on, 1980. **PAS-99**(1): p. 28-36.

24. Saadat, H., *Power System Analysis*. 2009: McGraw-Hill.

25. Kothari, D.P. and J.S. Dhillon, *Power System Optimization*. 2004: Prentice-Hall of India.

26. Fouad, A.A., F. Aboytes, and V.F. Carvalho, *Dynamic security assessment practices in North America.* Power Systems, IEEE Transactions on, 1988. **3**(3): p. 1310-1321.

27. Jasmon, G.B. and L.H.C.C. Lee, *New contingency ranking technique incorporating a voltage stability criterion.* Generation, Transmission and Distribution, IEE Proceedings C, 1993. **140**(2): p. 87-90.

28. Shiuan-Tai, C., et al. *Power System Fast Line Flow Calculation for Security Control by Sensitivity Factor*. in *Innovative Computing, Information and Control, 2007. ICICIC '07. Second International Conference on*. 2007.

29. Ng, W.Y., *Generalized Generation Distribution Factors for Power System Security Evaluations.* Power Apparatus and Systems, IEEE Transactions on, 1981. **PAS-100**(3): p. 1001-1005.

30. Baldick, R., *Variation of distribution factors with loading.* Power Systems, IEEE Transactions on, 2003. **18**(4): p. 1316-1323.

31. Shortle, J., S. Rebennack, and F.W. Glover, *Transmission-Capacity Expansion for Minimizing Blackout Probabilities.* Power Systems, IEEE Transactions on, 2014. **29**(1): p. 43-52.

32. Makarov, Y.V., et al., *Blackout Prevention in the United States, Europe, and Russia.* Proceedings of the IEEE, 2005. **93**(11): p. 1942-1955.

33. Ahsan, M.Q., et al., *Technique to Develop Auto Load Shedding and Islanding Scheme to Prevent Power System Blackout.* Power Systems, IEEE Transactions on, 2012. **27**(1): p. 198-205.

34. Henneaux, P., P.E. Labeau, and J.C. Maun, *Blackout Probabilistic Risk Assessment and Thermal Effects: Impacts of Changes in Generation.* Power Systems, IEEE Transactions on, 2013. **28**(4): p. 4722-4731.

35. Song, Y.H., *Modern Optimisation Techniques in Power Systems*. 2013: Springer Netherlands.

36. Lauby, M.G., *Evaluation of a local DC load flow screening method for branch contingency selection of overloads.* IEEE Transactions on Power Systems, 1988. **3**(3): p. 923-928.

37. Li, Y., I.S.U. Electrical, and C. Engineering, *Decision Making Under Uncertainty in Power System Using Benders Decomposition*. 2008: Iowa State University.

38. Bertsekas, D.P. and W. Rheinboldt, *Constrained Optimization and Lagrange Multiplier Methods*. 2014: Elsevier Science.

39. Kirchmayer, L.K., *Economic operation of power systems*. 1958: Wiley.

40. Kirchmayer, L.K., et al., *Direct calculation of transmission loss equation — I.* Electrical Engineering, 1960. **79**(11): p. 909-909.

41. Statistics, G.W., *Data source: GWEC,* . 2014.

42. Piwko, R., et al., *Wind energy delivery issues [transmission planning and competitive electricity market operation]*. Power and Energy Magazine, IEEE, 2005. **3**(6): p. 47-56.

43. Stambouli, A.B., *Algerian renewable energy assessment: The challenge of sustainability.* Energy Policy, 2011. **39**(8): p. 4507-4519.

RÉSUMÉ

La sécurité des réseaux électriques est une tâche très importante dans les réseaux modernes d'aujourd'hui, vue la complexité de la mission pour sécuriser un réseau électrique coté tension et coté puissance. Pour sauvegarder la stabilité on a étudié plusieurs facteurs dans cette thèse dont l'objectif été focalisé sur la détection et la régulation de la stabilité statique du réseau, l'étude des contingences et leurs impact sur la sécurité du réseau électrique, le dispatching économique qui répond aux exigences sécuritaires avec de nouvelle méthodes plus rapide, et l'impact de l'insertion de la production éolienne sur la sécurité du réseau électrique. Tout en exploitant la rapidité de calcul de l'écoulement de puissance en utilisant le DC load flow.

MOTS CLÉS

Sécurité des réseaux, DC load flow, étude des contingences, dispatching économique sécuritaire, énergie éolienne.

ABSTRACT

The safety of electrical networks is a very important task in modern networks today, given the complexity of secure mission one side mains voltage and rated power. To safeguard the stability we considered several factors in this thesis that the objective was focused on the detection and static stability regulation of the network, the contingency study and its impact on the power grid security, the economic dispatch that respond to the security requirements with new faster methods, and the impact of the integration of wind generation on the safety of the power grid. Exploiting the calculation speed of power flow using the DC load flow.

KEYWORDS

Network security, DC load flow, contingencies study, secure economic dispatch, wind energy.

ملخص

سلامة الشبكات الكهربائية هي مهمة ذات أهمية بالغة جدا في الشبكات الحديثة اليوم، نظرا لتعقيد مهمة تأمين الشبكة الكهربائية من جانب الجهد والطاقة في نفس الوقت. للحفاظ على الاستقرار قمنا بدراسة عدة عوامل في هذه الأطروحة التي تركز على كشف وتنظيم الاستقرار الثابت للشبكة، ودراسة حالات الطوارئ وتأثيرها على أمن الشبكات الكهربائية، والتوزيع الاقتصادي للطاقة الذي يلبي المتطلبات الأمنية بطرق جديدة أسرع، وتأثير ادماج طاقة الرياح على أمن الشبكة الكهربائية. مع توظيف سرعة حساب تدفق الطاقة باستخدام تدفق طاقة التيار المستمر.

الكلمات المفتاحية

أمن الشبكات الكهربائية، تدفق طاقة التيار المستمر، دراسة الحالات الطارئة، التوزيع الاقتصادي الأمن، طاقة الرياح.