

République Algérienne Démocratique et Populaire
Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique
Université Abderrahmane Mira – Béjaïa



Faculté de Technologie
Département de Génie Électrique

Mémoire de fin de cycle

En vue de l'obtention du diplôme de master

Filière : Électrotechnique

Réseaux Électriques

Thème

Stabilité d'un réseau électrique algérien soumis à des contingences N-K

Réalisé par

Kenza KHEMOUDJ

Siham MEZIANE

Encadré(e)s par

Pr A. BOUZIDI (Encadreur)
Dr S. SADOUKI (Co-encadreur)

Année universitaire : 2024 / 2025

Remerciements

Avant toute chose, nous remercions Dieu Tout-Puissant, source de sagesse et de force, pour nous avoir accordé la santé, la patience et le courage nécessaires pour mener à bien ce travail. C'est grâce à Sa volonté que nous avons pu surmonter les difficultés rencontrées tout au long de ce projet.

Nous tenons à exprimer notre profonde gratitude à **Pr.A. Bouzidi**, notre enseignant encadrant, pour sa grande disponibilité, son accompagnement constant, sa rigueur scientifique et ses précieux conseils. Il a su nous orienter avec patience et bienveillance, tout en nous poussant à donner le meilleur de nous-mêmes. Nous lui témoignons notre respect et notre reconnaissance pour l'attention particulière qu'il a portée à notre travail.

Nous adressons également nos sincères remerciements à **Dr.S. Sadouki**, pour son intérêt envers notre travail, ses remarques pertinentes et son implication dans le suivi de notre progression. Sa contribution a enrichi la qualité de ce mémoire, et nous lui en sommes profondément reconnaissants.

Nous exprimons aussi notre reconnaissance aux **membres du jury**, pour avoir accepté d'évaluer ce travail. Leur présence, leurs lectures attentives et leurs observations nous ont permis de consolider notre réflexion et d'améliorer la qualité scientifique de ce mémoire.

Nos remerciements s'adressent aussi à nos familles, pour leur soutien moral inestimable, leur compréhension face à nos absences, et leur encouragement sans faille tout au long de cette aventure universitaire. Leur présence bienveillante a été une source essentielle de motivation.

Enfin, je tiens à remercier chaleureusement mon binôme, pour son sérieux, son implication et sa collaboration tout au long de ce mémoire. Notre esprit d'équipe, notre complémentarité et notre confiance mutuelle ont largement contribué à la réussite de ce projet.

Résumé

Dans un contexte où les réseaux électriques algériens sont soumis à une demande croissante en énergie, la stabilité de la tension devient un enjeu crucial pour assurer un fonctionnement fiable et sécurisé. Ce mémoire analyse l'impact des contingences N-k (perte d'un ou plusieurs éléments du réseau) sur la stabilité de la tension dans un réseau électrique algérien. L'étude repose sur l'application de la méthode de Newton-Raphson, implémentée en Python, pour simuler différents scénarios de charge et de défaut. Des simulations numériques sont réalisées sur des configurations de 59 et 114 jeux de barres, avec et sans compensation en puissance réactive. Les résultats mettent en évidence les points critiques (points nez), les zones vulnérables et l'efficacité des dispositifs de compensation. Ce travail propose ainsi des pistes concrètes d'amélioration pour renforcer la résilience du réseau national face aux perturbations.

Mots-clés : stabilité de tension, réseau électrique algérien, contingence N-k, Newton-Raphson, puissance réactive, compensation, Python, point nez.

Abstract

In the context of increasing electricity demand in Algeria, voltage stability is a critical issue to ensure the reliable and secure operation of power systems. This thesis analyzes the impact of N-k contingencies (loss of one or several network elements) on voltage stability in an Algerian power grid. The study is based on the Newton-Raphson method, implemented in Python, to simulate various loading and fault scenarios. Numerical simulations are carried out on 59 and 114 bus systems, with and without reactive power compensation. The results highlight critical points (nose points), vulnerable zones, and the effectiveness of compensation devices. This work provides practical recommendations to enhance the resilience of the national grid against disturbances.

Keywords : voltage stability, Algerian power grid, N-k contingency, Newton-Raphson, reactive power, compensation, Python, nose point.

Table des matières

Remerciements	2
Résumé	3
Abstract	3
Nomenclature	8
Introduction générale	10
Chapitre I : Généralités sur les réseaux électriques	10
Chapitre I : Généralités sur les réseaux électriques	10
I.1 Introduction	10
I.2 Définition du réseau électrique	10
I.3 Architectures des réseaux électriques et méthodes de calcul de l'écoulement de puissances	10
I.3.1 Architectures des réseaux électriques	11
I.3.1.1 Réseau radial	11
I.3.1.2 Réseaux bouclés	12
I.3.1.3 Réseau maillé	12
I.4 Structure et fonction d'un réseau électrique	13
I.4.1 Réseaux de transport	13
I.4.2 Réseau de répartition	13
I.4.3 Réseau de distribution	14
I.4.4 Réseau d'interconnexion	15
I.4.5 Les niveaux de tension	15
I.5 Les réseaux électriques en Algérie	16
I.5.1 Structure des réseaux électriques	16
I.5.2 Réseaux de répartition haute tension dans la distribution	17
Conclusion	18
Chapitre II : Modélisation des éléments du réseau et écoulement de puissance	20
II.1 Introduction	20

II.2 But de l'étude de l'écoulement de puissance	21
II.3 Problème lié à la circulation de la puissance	21
II.3.1 Nœud de charge (PQ)	21
II.3.2 Nœud générateur (PV)	21
II.3.3 Nœud d'accès bilan (Slack)	21
II.4 Modélisation des composants de puissance	22
II.4.1 Modèle du générateur	22
II.5 Modélisation des lignes électriques	22
II.5.1 Lignes de transmission courte distance	22
II.5.2 Lignes de transmission moyenne distance	23
II.5.3 Lignes de transmission longue distance	23
II.5.4 Charges électriques	24
II.5.5 Les compensateurs synchrones	24
II.5.6 Les dispositifs de compensation statique	24
II.5.7 Les transformateurs	25
II.6 Écoulement de puissance	25
II.6.1 Classification des accès dans un réseau électrique	25
II.6.2 Les équations de l'écoulement de puissance	26
II.6.3 Solution des équations de l'écoulement de puissance	27
II.6.3.5 Algorithme de Newton–Raphson	32
II.6.3.6 Méthode Découplée	34
II.6.3.7 Méthode Découplée Rapide	34
II.6.3.8 Avantages et inconvénients de la méthode de Newton-Raphson	35
II.7. Conclusion	35
Chapitre III : Etude et Analyse de Contingence	37
III.1 Introduction	37
III.2 Définition de la stabilité des systèmes	38
III.3 Concepts de base de la stabilité	38
III.4 Intérêt de l'étude de la stabilité	39
III.5 Classification de la stabilité	39
III.5.1 Stabilité angulaire	40
III.5.2 Stabilité de fréquence	41

III.5.3 Stabilité de la tension	41
III.5.4 Importance et incidents liés à l'instabilité de la tension	43
III.5.5 Caractéristiques et analyse de la stabilité de la tension	45
III.6 Technologies pour améliorer la stabilité des réseaux électriques	47
III.6.1 Compensations traditionnelles	47
III.7 Utilisation des FACTS	48
III.7.1 Types de FACTS	48
III.7.2 Application des FACTS dans le réseau	48
III.7.3 Avantages des dispositifs FACTS	49
III.7.4 Inconvénients des dispositifs FACTS	49
III.8. Définition et importance des contingences	49
III.8.1. Concept d'analyse des contingences	50
III.8.2. Types de contingences	50
III.8.3. Méthodes d'analyse des contingences	50
III.8.4. Études de cas de pannes majeures	51
III.9. Conclusion	51
Chapitre IV : Simulation et Interprétation des Résultats	54
IV.1 Introduction	54
IV.2 Présentation du langage de programmation Python	54
IV.3. Présentation des programmes de simulation réalisées	55
IV.4. Présentation du réseau algérien	56
IV.5. Extrait des données réseau – Cas 59 et Cas 114	57
IV.6. Résultats de programmation	60
IV.6.1 Analyse des contingences critiques N-1 sans compensation	60
IV.6.2 Simulation des contingences critiques N-2	62
IV.6.3 Simulation des contingences critiques N-1 (114 JdB)	64
IV.6.4 Étude après compensation	67
IV.6.3 Analyse détaillée d'un cas critique : Contingence 1	68
Conclusion	70
Conclusion générale	71
Annexe	77

Liste des figures

1	Figure I.1 : Structure générale d'un réseau électrique.	10
2	Figure I.2 : Réseau radial	12
3	Figure I.3 : Réseaux bouclés	12
4	Figure I.4 : Réseau maillé	13
5	Figure I.5 : Topologie du réseau de distribution urbain en double dérivation à moyenne tension	14
6	Figure I.6 : Structure d'un réseau rural à moyenne tension	15
7	Figure I.7 : Organisation d'un réseau électrique national [13]	16
8	Figure I.8 : Architecture générale d'un réseau d'énergie électrique [12]	17
9	Figure I.9 : Réseau de répartition – Région d'Alger[12]	18
10	Figure II.1 : Modèle d'un générateur	22
11	Figure II.2 : Modèle d'une ligne de transmission courte	23
12	Figure II.3 : Représentation en π d'une ligne de transmission moyenne	23
13	Figure II.4 : Schéma unifilaire d'une ligne longue avec paramètres répartis	23
14	Figure II.5 : Représentation d'une charge électrique	24
15	Figure II.6 : Symbole d'un compensateur synchrone	24
16	Figure II.7 : Exemple d'un transformateur	25
17	Tableaux III.3 et III.4 : Incidents suivis ou non d'un effondrement de la tension .	44
18	Figure IV.1 : Carte du réseau électrique algérien [41]	57
19	Figure IV.2 : Évolution de la tension en fonction de P – Contingence N-1, avant compensation	62
22	Figure IV.3 : Évolution de la tension en fonction de P – Contingence N-2	63
23	Figure IV.4 : Profil de tension – Contingence N-2	64
25	Figure IV.7 : Évolution de la tension en fonction de P – Contingence 4 (Réseau 114 JdB)	66
26	Figure IV.8 : Profil de tension – Contingence 4 (Réseau 114 JdB)	66
20	Figure IV.3 : Profil de tension avant/après – Contingence 1	69
21	Figure IV.4 : Évolution de la tension en fonction de ΣP_c – Contingence 1	69

Nomenclature

P	: Puissance active (W)
Q	: Puissance réactive (VAR)
S	: Puissance apparente (VA)
P_{gi}	: Puissance active générée au nœud i
Q_{gi}	: Puissance réactive générée au nœud i
P_{Li}	: Puissance active consommée au nœud i
Q_{Li}	: Puissance réactive consommée au nœud i
$ V $: Module de la tension (pu ou V)
θ	: Angle de phase (rad)
δ	: Angle de déphasage (rad)
ΔV	: Variation de tension (%)
$\Delta \delta$: Variation de l'angle de phase
$\Delta V $: Variation du module de tension
I	: Courant (A)
I_{ij}	: Courant entre les nœuds i et j
Z	: Impédance ()
R	: Résistance ()
X	: Réactance ()
Y	: Admittance complexe (S)
Y_{ij}	: Élément (i, j) de la matrice d'admittance
Y_{bus}	: Matrice d'admittance du réseau
G	: Conductance (S)
B	: Susceptance (S)
S_{ij}	: Puissance apparente entre les nœuds i et j
S_{cc}	: Puissance de court-circuit du réseau
f	: Fréquence du réseau (Hz)
α	: Facteur de charge
ϵ	: Critère de convergence
J	: Matrice Jacobienne
J_1, J_2, J_3, J_4	: Sous-matrices de la matrice Jacobienne
N_r	: Nombre de nœuds (ou jeux de barres)

N_l	: Nombre de lignes
PV	: Nœud de type P–V (générateur)
PQ	: Nœud de type P–Q (charge)
$Slack$: Nœud de référence (tension et angle fixés)
S_{loss}	: Pertes de puissance apparente
P_{loss}	: Pertes de puissance active
Q_{loss}	: Pertes de puissance réactive
ΔP_i	: Écart entre la puissance active spécifiée et calculée au nœud i
ΔQ_i	: Écart entre la puissance réactive spécifiée et calculée au nœud i
n	: Nombre total de nœuds
k	: Numéro d’itération dans les algorithmes
$V_i^{(k)}$: Tension au nœud i à l’itération k
$\Delta V_i^{(k)}$: Variation de tension au nœud i à l’itération k
$\Delta \theta_i^{(k)}$: Variation d’angle de phase au nœud i à l’itération k
ϕ_{ij}	: Argument de l’élément Y_{ij}

Introduction générale

L'énergie électrique est au cœur du développement industriel et social. Sa disponibilité, sa qualité et sa stabilité conditionnent le bon fonctionnement des infrastructures économiques, sanitaires et technologiques. Dans ce contexte, la stabilité de la tension dans les réseaux électriques interconnectés représente un enjeu stratégique majeur, notamment pour des pays comme l'Algérie, où les besoins en électricité sont en constante croissance [1].

La stabilité de la tension fait référence à la capacité du système électrique à maintenir les tensions des nœuds proches de leur valeur nominale après l'apparition de perturbations. Ces dernières peuvent résulter de contingences, c'est-à-dire de pertes soudaines ou planifiées d'éléments critiques du réseau (lignes, transformateurs, unités de production). Une mauvaise maîtrise de ces situations peut provoquer un effondrement progressif de la tension, voire un blackout partiel ou total [2].

Pour garantir la sécurité d'exploitation, il est donc essentiel de mener des analyses de contingences et d'évaluer leur impact sur le comportement du réseau. Cela implique l'utilisation de méthodes numériques comme le calcul du flux de puissance, permettant de simuler la réponse du système en conditions normales puis dégradées. Ces analyses permettent de détecter les zones vulnérables, d'identifier les seuils critiques (comme les points nez), et de mettre en place des solutions de compensation pour renforcer la stabilité globale [3].

Dans ce mémoire, nous nous intéressons à l'étude de la stabilité de la tension dans le réseau électrique algérien, en considérant différents scénarios de contingences (N-1, N-2). Nous développons une approche basée sur la méthode de Newton-Raphson pour analyser l'évolution des tensions en fonction d'un facteur de charge croissant. Des simulations numériques sont réalisées afin de mettre en évidence les situations critiques, de tester des mesures de compensation, et de proposer des recommandations concrètes pour améliorer la résilience du réseau.

Pour cela, nous avons utilisé le langage **Python** afin de développer une série de programmes numériques. Ceux-ci incluent la construction de la matrice d'admittance Y_{bus} , le calcul du jacobien, l'implémentation de la méthode de Newton-Raphson, ainsi qu'un programme principal dédié à l'étude des scénarios de contingence (N-1 et N-2), avec prise en compte de l'injection de puissance réactive comme solution de compensation. L'ensemble de ces développements est présenté et appliqué dans le chapitre IV.

Ce travail est structuré en quatre chapitres principaux :

— Le **chapitre I** présente les généralités sur les réseaux électriques, leur structure, leur

fonctionnement et les paramètres influençant leur stabilité.

- Le **chapitre II** est dédié au calcul du flux de puissance, avec une mise au point sur les équations fondamentales, les types de bus, et les méthodes de résolution classiques.
- Le **chapitre III** traite de la stabilité de la tension et de l'analyse des contingences, avec les concepts théoriques, les classifications et les approches méthodologiques.
- Le **chapitre IV** est consacré à la simulation et à l'interprétation des résultats obtenus sur un réseau électrique algérien, en mettant en évidence les effets des contingences et l'efficacité des compensations appliquées.

Enfin, nous terminons par une conclusion générale.

CHAPITRE I

Généralités sur les réseaux électriques

Chapitre I : Généralités sur les réseaux électriques

Chapitre I : Généralités sur les réseaux électriques

I.1 Introduction

Le réseau électrique a initialement été conçu pour transporter l'énergie produite par les grands centres de production vers les zones de consommation, souvent éloignées. Ainsi, les flux de puissance s'écoulent de l'amont constitué des centrales de production d'électricité (thermiques, hydrauliques ou nucléaires) vers l'aval, où se trouvent les consommateurs finaux [1].

Ce réseau est composé de lignes électriques fonctionnant à différents niveaux de tension, interconnectées par des postes électriques. Ces postes jouent un rôle essentiel en assurant la répartition de l'énergie et en permettant son passage d'un niveau de tension à un autre, grâce à des transformateurs [2].

I.2 Définition du réseau électrique

Un réseau électrique comprend les centres de production, les lignes électriques, les installations de transformation et les postes de distribution. C'est un groupe d'équipements (figure I.1) qui achemine l'énergie du site de production vers les utilisateurs [3].

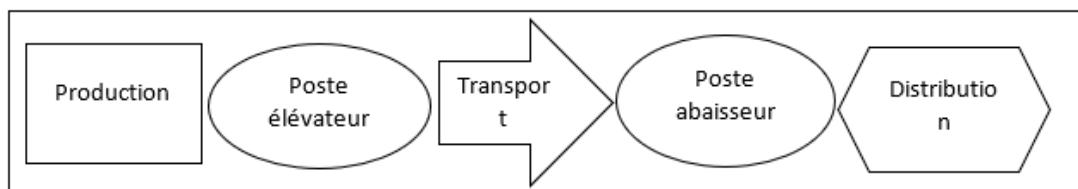


Figure I.1 : Structure générale d'un réseau électrique.

I.3 Architectures des réseaux électriques et méthodes de calcul de l'écoulement de puissances

Les réseaux électriques assurent le transport de l'énergie depuis les centres de production jusqu'aux utilisateurs finaux. Leur structure est conçue de manière à garantir une alimentation stable, continue et optimisée en termes de coûts d'investissement et d'exploitation[4].

Ils sont hiérarchisés selon trois niveaux : transport, répartition et distribution, chacun correspondant à des plages de tension et à des exigences techniques distinctes [4].

L'architecture du réseau dépend de nombreux critères tels que la densité de la charge, les niveaux de tension, les besoins en puissance, ou encore les exigences de fiabilité et de sûreté. Plusieurs topologies sont utilisées en fonction de ces contraintes, chacune présentant des avantages et inconvénients spécifiques [5].

En parallèle, le calcul de l'écoulement de puissance constitue un outil fondamental pour l'analyse du comportement d'un réseau en régime permanent. Il permet de déterminer les tensions, ainsi que les puissances actives et réactives dans tous les nœuds du système.

Parmi les méthodes les plus courantes, on retrouve la méthode de Newton-Raphson, largement utilisée pour sa rapidité et sa précision [4]. Des méthodes plus récentes, comme la méthode d'injection holomorphe, permettent d'étudier la stabilité de tension dans les conditions critiques et assurent une convergence même en cas de forte sollicitation du réseau [6].

I.3.1 Architectures des réseaux électriques

L'architecture d'un réseau électrique est généralement représentée par un schéma unifilaire simplifié, où chaque ligne triphasée est symbolisée par un seul trait. Plusieurs topologies sont utilisées selon les niveaux des tensions, les besoins techniques, économiques et de sûreté. Les principales configurations sont radiales, bouclées et maillées.

I.3.1.1 Réseau radial

Le réseau radial, ou arborescent, est la forme la plus élémentaire d'architecture. Il est beaucoup plus répandu dans les réseaux de distribution moyenne et basse tension. À partir d'une station de transformation, les lignes s'étendent en antenne pour alimenter les différents points de consommation. Chaque branche est desservie par un unique chemin, ce qui signifie qu'en cas d'incident sur une ligne, tous les consommateurs situés en aval subissent une coupure de service.

Cette configuration, bien que simple et peu coûteuse à mettre en œuvre, offre une sécurité limitée. Elle est également sujette à de fortes variations de tension, notamment aux extrémités du réseau [7].

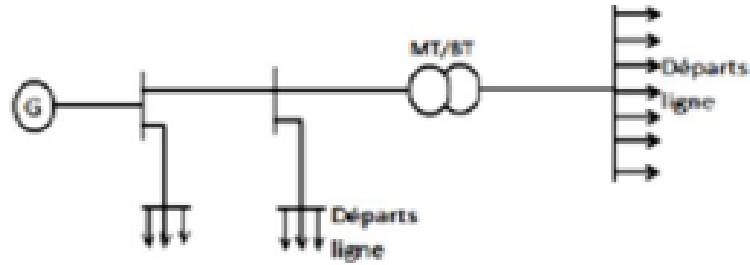


Figure I.2 : Réseau radial

I.3.1.2 Réseaux bouclés

Avec l'augmentation de la densité de charge, notamment dans les réseaux de distribution moyenne et basse tension, les infrastructures tendent vers un maillage partiel, (voir figure 3) réalisé par la mise en place de boucles. Cette configuration permet à chaque point de la boucle d'être alimenté par deux lignes différentes, ce qui accroît considérablement la fiabilité de l'alimentation électrique. En cas de défaillance sur une ligne, l'autre peut immédiatement prendre le relais, garantissant ainsi une continuité de service renforcée [8].

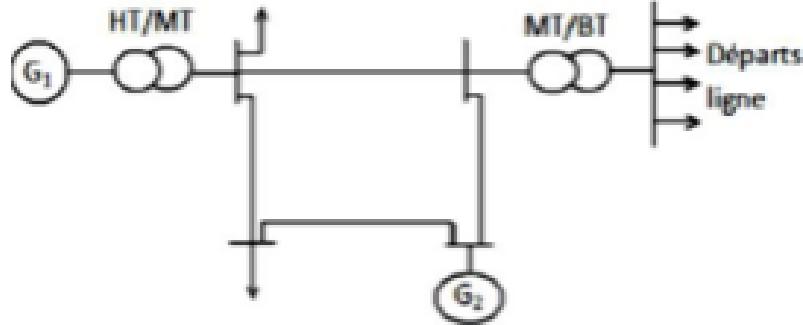


Figure I.3 : Réseaux bouclés

I.3.1.3 Réseau maillé

Le réseau maillé, présent principalement dans les réseaux de transport (et parfois de répartition), est une configuration où chaque nœud est connecté à plusieurs autres, formant une topologie dense. Cette structure améliore considérablement la flexibilité opérationnelle et la tolérance aux pannes, grâce à des chemins alternatifs en cas de défaut sur une ligne. Elle renforce ainsi la sécurité d'alimentation et améliore la fiabilité globale du système [9,10].

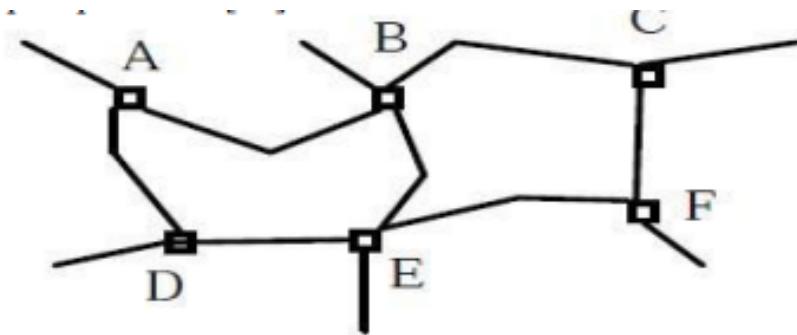


Figure I.4 : Réseau maillé

I.4 Structure et fonction d'un réseau électrique

I.4.1 Réseaux de transport

Le réseau de transport d'électricité joue un rôle fondamental dans le fonctionnement du système électrique. Il constitue l'interface entre la production et la distribution, reliant les grandes centrales aux centres de consommation via des lignes à haute et très haute tension. Le rôle du réseau de transport (200 kV, 400 kV et 800 kV) est de transmettre l'énergie et d'assurer constamment l'équilibre entre production et consommation sur tout le territoire, tout en respectant des normes strictes concernant la stabilité de la tension.

Par conséquent, il doit garantir un fonctionnement solide non seulement dans les conditions normales, mais aussi lors d'incidents opérationnels entraînant la défaillance de l'une ou de plusieurs lignes à très haute tension ou l'arrêt inattendu d'une installation de production [9]. Le réseau de transport est généralement maillé.

I.4.2 Réseau de répartition

Le réseau de répartition (63 kV, 90 kV) est en pratique radial, bouclé, mais rarement maillé. Il assure l'acheminement des réserves d'électricité, constituées de l'énergie extraite du réseau de transport et de productions à plus petite échelle, vers les zones où elle est consommée. Ces réseaux servent d'intermédiaire entre le réseau de transport et les réseaux de distribution. Ils maintiennent cette fonction en continu, même lors de l'échec de certaines lignes de transport à structure topologique bouclée. Cela permet, sans nécessairement atteindre un maillage aussi serré que celui du réseau de transport, d'assurer la livraison de l'énergie dans des conditions raisonnablement sûres [9].

I.4.3 Réseau de distribution

La structure prédominante des réseaux de distribution, couvrant les niveaux de tension de 1 kV à 60 kV, est généralement de type radial, arborescent ou mixte. Ce réseau constitue le dernier maillon du système électrique. Il a pour mission de transporter l'électricité depuis le réseau moyenne tension (MT) vers les zones de consommation à basse tension (BT), notamment les usagers domestiques et les petits professionnels.

En assurant l'accès à l'électricité sur l'ensemble du territoire, il joue un rôle essentiel dans la continuité de service, bien que sa conception soit moins robuste que celle du réseau de transport [9].

Réseaux urbains Les réseaux de distribution urbains présentent une forte densité de consommateurs de petite ou moyenne puissance sur une zone restreinte. Constitués majoritairement de câbles souterrains, ils offrent des avantages en sécurité et esthétique, mais rendent difficile la détection et la réparation des défauts. Pour pallier ces limites, une architecture en maillage est souvent adoptée, assurant une redondance d'alimentation grâce à plusieurs voies issues d'une ou plusieurs sous-stations (voir figure 5). Cette configuration garantit la continuité de service, même en cas d'incident [11].

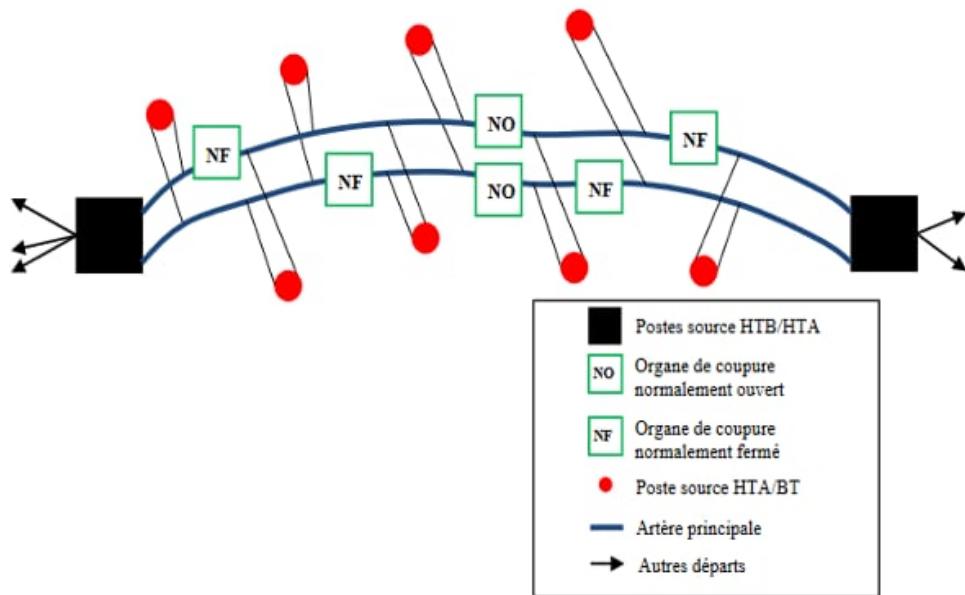


Figure I.5 : Topologie du réseau de distribution urbain en double dérivation à moyenne tension

Réseaux ruraux Ils se distinguent par un faible nombre de consommateurs de petite envergure, dispersés sur une vaste étendue. Les réseaux en milieu rural présentent une topologie arborescente à maillage très léger, incluant des circuits entre les divers postes sources. Les ramifications sont disponibles, mais l'utilisation se fait par une structure en arborescence (voir figure 6). Il existe des mécanismes de contrôle accessibles, activables pour isoler un dysfonctionnement [8].

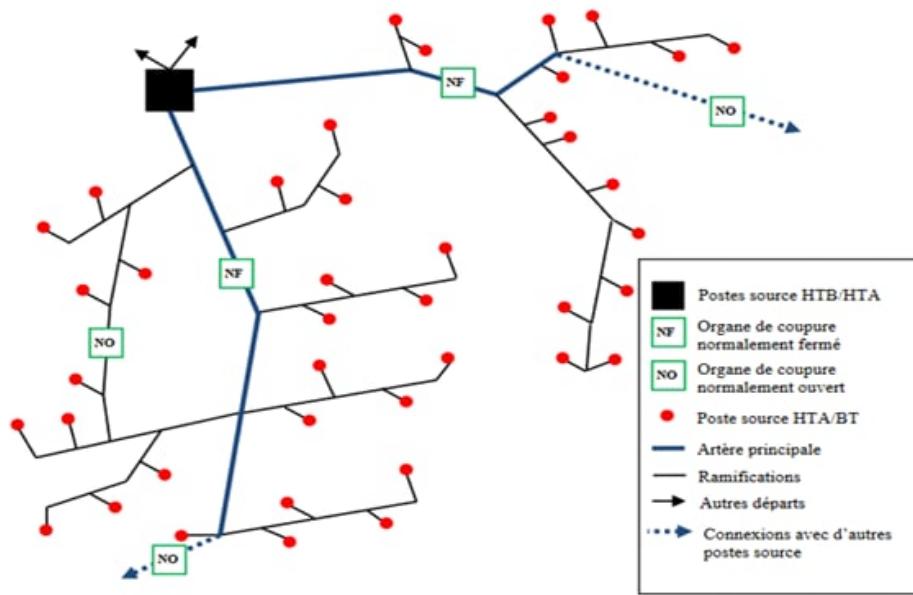


Figure I.6 : Structure d'un réseau rural à moyenne tension

I.4.4 Réseau d'interconnexion

Le réseau d'interconnexion assure le transfert d'énergie à haute tension, permettant les échanges entre régions ou pays. Il permet également de réparer les réseaux en cas de panne d'une source. Il contribue à la réduction des coûts d'investissement et d'exploitation et assure une régularité accrue, notamment si les pics de consommation ne sont pas simultanés.

L'interconnexion aide aussi à stabiliser fréquence et tension face aux variations de charge [8]. Elle renforce la résilience et réduit les besoins en réserves de puissance.

I.4.5 Les niveaux de tension

La sélection de la tension et de la fréquence repose sur des critères technico-économiques et des antécédents historiques. En Algérie, la norme SONELGAZ s'appuie sur la CEI 60038.

Tableau I.1 : Domaines de tension normalisés [12]

Domaine de Tension	Courant Alternatif	Courant Continu
Très Basse Tension (TBT)	$U_n \leq 50 \text{ V}$	$U_n \leq 120 \text{ V}$
Basse Tension (BT) BTA	$50 \text{ V} < U_n \leq 500 \text{ V}$	$120 \text{ V} < U_n \leq 750 \text{ V}$
Basse Tension (BT) BTB	$500 \text{ V} < U_n \leq 1000 \text{ V}$	$750 \text{ V} < U_n \leq 1500 \text{ V}$
Haute Tension (HT) HTA	$1 \text{ kV} < U_n \leq 50 \text{ kV}$	$1.5 \text{ kV} < U_n \leq 75 \text{ kV}$
Haute Tension (HT) HTB	$U_n > 50 \text{ kV}$	$U_n > 75 \text{ kV}$

Tableau I.2 : Niveaux de tension usuels en Algérie (SONELGAZ) [12]

HTB	220 kV – 400 kV
HTA	5.5 / 10 / 15 / 20 / 30 kV
BTA	230 V / 400 V

I.5 Les réseaux électriques en Algérie

I.5.1 Structure des réseaux électriques

Pour assurer la liaison entre production et consommation, on utilise des lignes aériennes ou souterraines connectées à des postes. Ces derniers intègrent des transformateurs, équipements de contrôle, réglage et protection [13].

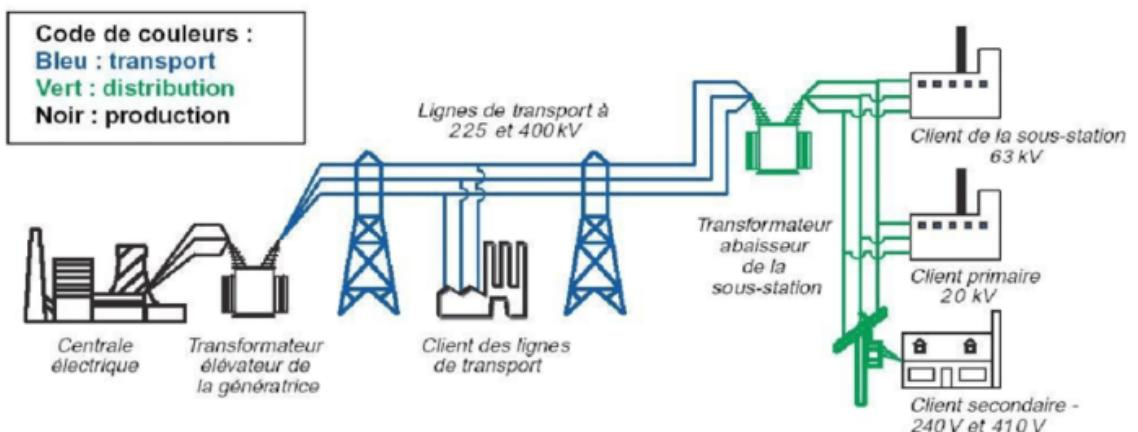


Figure I.7 : Organisation d'un réseau électrique national [13]

Les réseaux classiques sont divisés en : production, transport, distribution (voir figure 8).

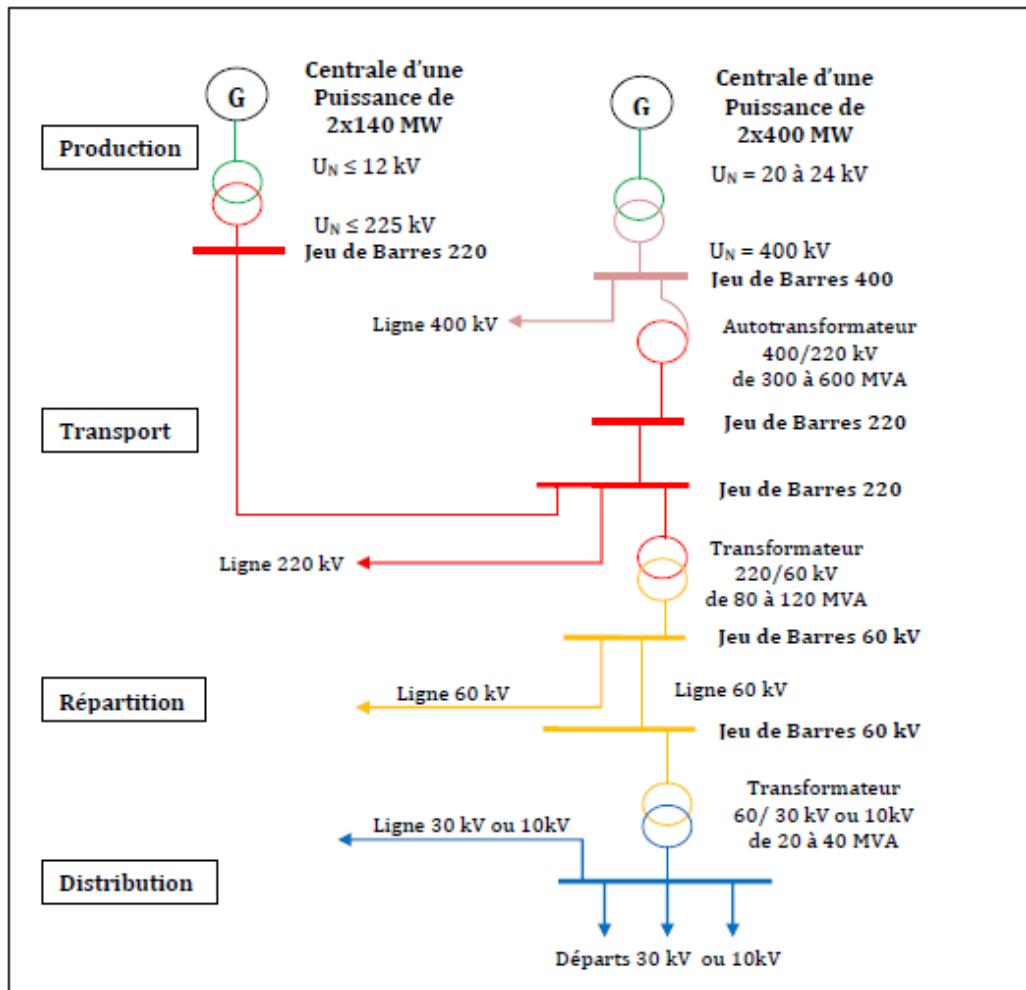


Figure I.8 : Architecture générale d'un réseau d'énergie électrique [12]

I.5.2 Réseaux de répartition haute tension dans la distribution

Les réseaux HT de répartition distribuent l'énergie du réseau de transport à l'échelle régionale. Ils sont souvent en boucle ouverte (parfois fermée ou en antenne). Ils peuvent aussi alimenter des industriels connectés à 63 ou 90 kV. Ils sont limités à : - 1500 A neutre pour 90 kV - 1000 A neutre pour 63 kV

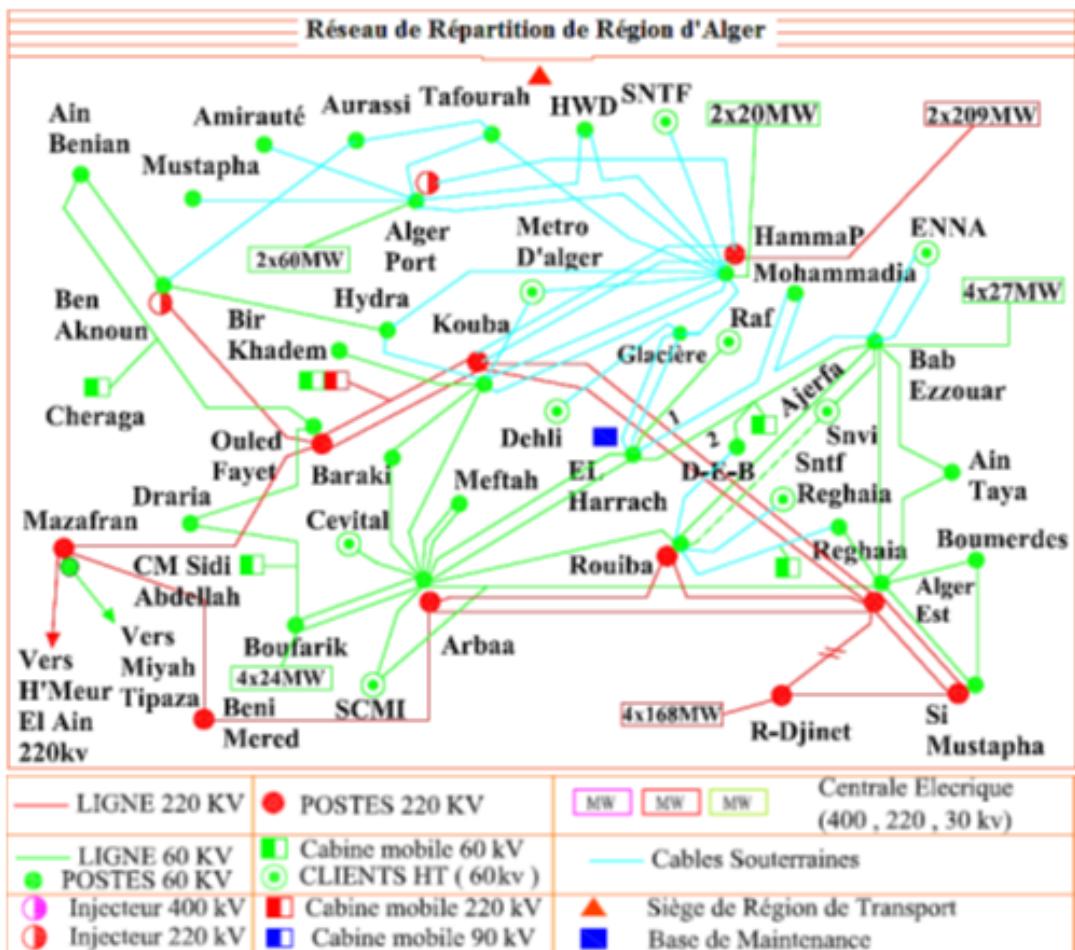


Figure I.9 : Réseau de répartition – Région d'Alger[12]

Conclusion

Ce chapitre a permis de présenter la structure générale et les différentes architectures des réseaux électriques, ainsi que leur rôle essentiel dans l'acheminement et la distribution de l'énergie. La compréhension de ces bases est fondamentale pour analyser la stabilité des réseaux, qui dépend directement de leur topologie, de leur organisation et des interactions entre les différentes composantes. Cette introduction prépare ainsi l'étude approfondie des conditions de stabilité et des mécanismes permettant d'assurer un fonctionnement fiable du réseau électrique.

CHAPITRE II

Modélisation des éléments du réseau et
écoulement de puissance

Chapitre II :Modélisation des éléments du réseau et écoulement de puissance

II.1 Introduction

Le calcul de l'écoulement de puissance est une analyse en régime permanent du réseau électrique. Il vise, dans un premier temps, à déterminer l'amplitude et la phase de la tension à chaque jeu de barres, ainsi que les puissances active et réactive injectées. Une fois ces grandeurs connues, il devient possible, dans un second temps, de calculer les courants circulant dans les lignes, ainsi que les puissances échangées entre les différents éléments du réseau, y compris celles fournies par les sources [13].

Philosophie de l'écoulement de puissance :

L'écoulement de puissance dans les réseaux électriques garantit l'équilibre production-consommation avec des niveaux de tensions de qualité, ce qui constitue un enjeu majeur pour assurer le bon fonctionnement et la stabilité du système de puissance. Il s'agit d'une question clé, car elle impacte directement la capacité à maintenir le système dans son état normal.

Le calcul de l'écoulement de puissance permet de déterminer les grandeurs électriques d'un réseau en régime permanent et équilibré. Ces grandeurs incluent notamment :

- les tensions aux nœuds,
- les puissances injectées,
- les puissances qui transitent à travers les lignes,
- les pertes et les courants résultants.

Cette analyse est essentielle pour comprendre le comportement du réseau et assurer son efficacité.

Ce chapitre est dédié à une présentation détaillée de l'écoulement de puissance dans les réseaux électriques, notamment à travers des méthodes numériques (GS et NR). Nous commencerons par une description du système électrique, suivie de la modélisation de ses différents éléments et de la classification des nœuds (génération, charge, slack). Ensuite, nous établirons les équations d'écoulement de puissance, puis nous aborderons les méthodes de résolution numérique adaptées à ces systèmes complexes [14].

II.2 But de l'étude de l'écoulement de puissance

L'analyse de l'écoulement de puissance vise à garantir un fonctionnement optimal et sécurisé des réseaux électriques. Ses principaux objectifs sont les suivants [14] :

- Assurer l'équilibre production-consommation ;
- Maintenir les tensions aux jeux de barres dans les limites admissibles ($V_{min} < V < V_{max}$), pour limiter les pertes d'énergie et garantir une qualité de service satisfaisante ;
- Contrôler la puissance réactive dans des plages acceptables ($Q_{min} < Q < Q_{max}$), pour maîtriser les coûts et éviter les déséquilibres ;
- Prévenir les défauts et les surcharges en évitant les dépassements de capacités des lignes et transformateurs ;
- Faciliter la planification et la sécurisation du réseau via des simulations de comportement.

II.3 Problème lié à la circulation de la puissance

Le calcul de l'écoulement de puissance consiste à déterminer les tensions et transits dans un réseau comportant des charges. À chaque nœud sont associées quatre grandeurs : la puissance active (P), la puissance réactive (Q), le module de la tension ($|V|$) et l'angle de phase (θ). Deux de ces variables sont connues, les deux autres doivent être déterminées [15].

II.3.1 Nœud de charge (PQ)

Ce type de nœud est uniquement relié à une charge sans source d'énergie. Les puissances active (P) et réactive (Q) sont connues ; la tension ($|V|, \theta$) est à déterminer.

II.3.2 Nœud générateur (PV)

Ce nœud est connecté à un générateur. La puissance active (P) et la tension ($|V|$) sont connues. La puissance réactive (Q) est bornée entre $Q_{g_i}^{min}$ et $Q_{g_i}^{max}$. Si l'une de ces limites est atteinte, le nœud est traité comme un nœud de charge (PQ).

II.3.3 Nœud d'accès bilan (Slack)

Ce nœud est relié à un générateur de forte puissance. Il compense les pertes actives du réseau et assure l'équilibre global. La tension ($|V|$ et θ) est totalement connue à ce nœud.

II.4 Modélisation des composants de puissance

Dans l'analyse de la répartition des charges, les composants concernés sont : les générateurs synchrones, les charges électriques, les lignes de transport, les transformateurs, et les compensateurs statiques [14].

II.4.1 Modèle du générateur

Les générateurs sont modélisés comme des sources d'injection de puissance (P_{gi}, Q_{gi}), ce qui simplifie leur traitement dans les équations du réseau.

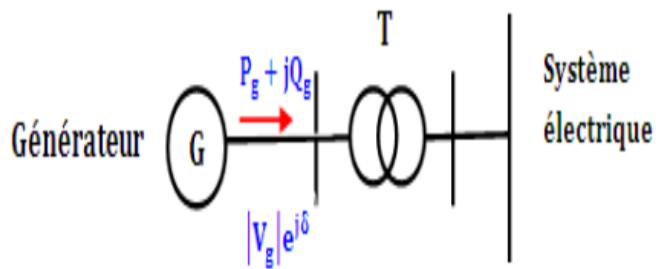


Figure II.1 : Modèle d'un générateur

II.5 Modélisation des lignes électriques

Les lignes électriques reliant les générateurs aux charges assurent la transmission de l'énergie dans les réseaux triphasés. Elles peuvent être modélisées comme des circuits distribués, dont les paramètres (résistance, inductance, capacité) sont uniformément répartis sur l'ensemble de leur longueur. Ces circuits comprennent des éléments longitudinaux (résistances et inductances linéaires) et transversaux (capacités linéaires), permettant une représentation fidèle du comportement électromagnétique de la ligne[16].

II.5.1 Lignes de transmission courte distance ($l < 80$ km)

Lorsque la tension ne dépasse pas 66 kV et que la longueur de la ligne est inférieure à 80 km, l'effet capacitif peut être négligé. Dans ce cas, la ligne est modélisée uniquement par ses éléments série (résistance et inductance).

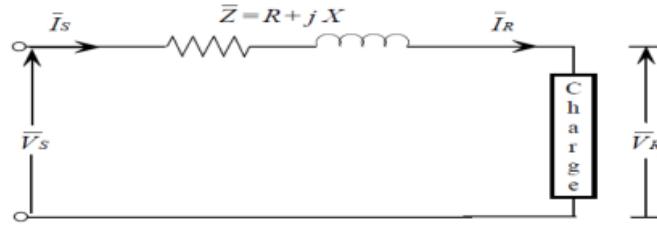
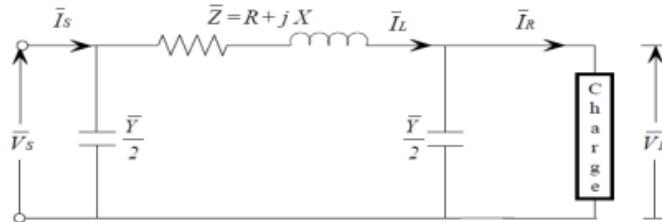


Figure II.2 : Modèle d'une ligne de transmission courte

II.5.2 Lignes de transmission moyenne distance ($80 \text{ km} < l < 250 \text{ km}$)

Les lignes de moyenne distance nécessitent une modélisation plus précise en intégrant le courant capacitif. On utilise pour cela le modèle équivalent en π , plaçant une capacité shunt équivalente à chaque extrémité de la ligne . [16]


 Figure II.3 : Représentation en π d'une ligne de transmission moyenne

II.5.3 Lignes de transmission longue distance ($l > 250 \text{ km}$)

Lorsque la distance dépasse 250 km, les paramètres doivent être considérés comme répartis. On utilise un schéma en π par unité de longueur, comme illustré ci-dessous [16].

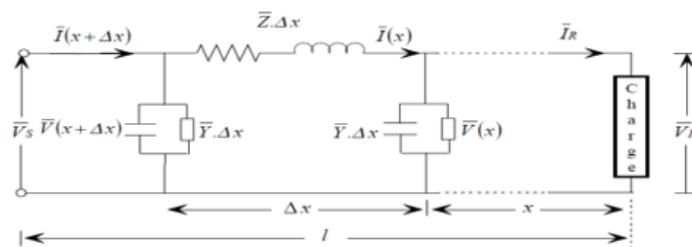


Figure II.4 : Schéma unifilaire d'une ligne longue avec paramètres répartis

II.5.4 Charges électriques

Les charges sont généralement modélisées comme des impédances constantes (P_{Li}, Q_{Li}). Elles représentent souvent des postes de répartition (ou sous-stations) dans le réseau [14].

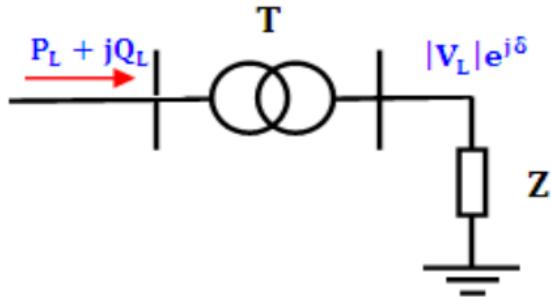


Figure II.5 : Représentation d'une charge électrique

II.5.5 Les compensateurs synchrones

Les compensateurs synchrones sont des machines capables de produire ou absorber de la puissance réactive. Ils permettent de réguler la tension du réseau ou d'ajuster le facteur de puissance grâce à un contrôle d'excitation[16].

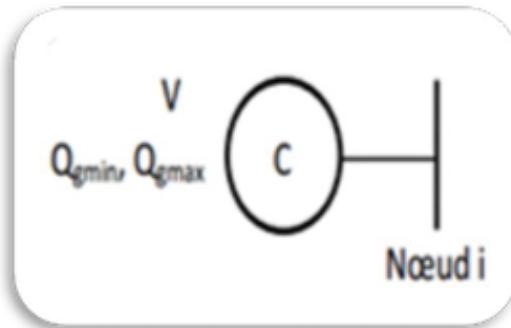


Figure II.6 : Symbole d'un compensateur synchrone

Aujourd'hui, cette technologie est moins couramment employée et est souvent remplacée par des dispositifs de compensation statique.

II.5.6 Les dispositifs de compensation statique

Les SVC (*Static Var Compensators*) sont des dispositifs d'électronique de puissance de la famille des FACTS, utilisés pour compenser la puissance réactive et maintenir une tension

stable dans les réseaux électriques.

Ils sont constitués de :

- Un banc de condensateurs fixes ou commutables (souvent avec filtres anti-harmoniques) ;
- Un régulateur à thyristors triphasé contrôlant le courant dans les inductances.

Le SVC ajuste la puissance réactive Q échangée avec le réseau, permettant de réguler efficacement la tension U en temps réel selon l'équation :

article amsmath

$$\frac{\Delta U}{U} = \frac{Q}{S_{cc}} \quad (II.1)$$

où $\frac{\Delta U}{U}$ est la variation relative de tension, et S_{cc} est la puissance de court-circuit du réseau. [16]

II.5.7 Les transformateurs

Les transformateurs sont modélisés par leur matrice d'admittance dans les calculs d'écoulement de puissance. Les paramètres principaux sont :

- Le rapport de transformation réel ou complexe ;
- L'impédance de fuite $Z = R + jX$;
- La puissance maximale admissible.

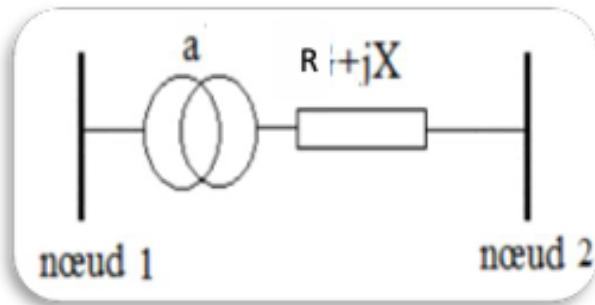


Figure II.7 : Exemple d'un transformateur

II.6 Écoulement de puissance

II.6.1 Classification des accès dans un réseau électrique

La classification des accès dans un réseau électrique rejoint celle utilisée dans les méthodes de calcul de l'écoulement de puissance (titre II.3), mais s'appuie ici sur une vision plus fonctionnelle

et opérationnelle du système.

Dans un réseau d'énergie électrique, les jeux de barres (ou accès) se répartissent en trois catégories principales [16] :

- **Accès bilan (Slack)** : unique point du réseau chargé de compenser les pertes et d'assurer l'équilibre production/consommation ;
- **Accès générateur (type P–V)** : environ 15% des accès, connectés à des sources de production ;
- **Accès de charge (type P–Q)** : environ 85% des accès, correspondant aux points de consommation.

Chaque accès est défini par 4 grandeurs électriques :

- Puissance active P ;
- Puissance réactive Q ;
- Module de la tension $|V|$;
- Angle de phase θ .

Pour chaque type d'accès, deux grandeurs sont connues à l'avance, les deux autres sont à calculer en fonction de la topologie du réseau et de la demande.

II.6.2 Les équations de l'écoulement de puissance

Le problème d'écoulement de puissance se réfère au calcul des tensions du réseau électrique pour des points terminaux en prenant compte les conditions spécifiques des jeux de barres. On exploite les tensions calculées pour définir toutes les autres valeurs comme les courants dans les lignes de transport, les puissances et les pertes de puissance [1].

La puissance apparente au nœud i :

$$S_i^* = V_i^* I_i \quad (\text{II.2})$$

La relation entre puissance générée et puissance consommée :

$$S_i = S_{gi} - S_{li} = (P_{gi} - P_{li}) + j(Q_{gi} - Q_{li}) \quad (\text{II.3})$$

Tension au nœud i :

$$V_i = |V_i| e^{j\delta_i} \quad (\text{II.4})$$

Courant au nœud i :

$$I_i = \sum_{j=1}^N Y_{ij} V_j \quad (II.5)$$

Admittance de la branche $i - j$:

$$Y_{ij} = G_{ij} + jB_{ij} \quad (II.6)$$

Équation de puissance complexe :

$$S_i^* = P_i - jQ_i = |V_i|e^{-j\delta_i} \sum_{j=1}^N |Y_{ij}| |V_j| e^{j(\delta_j + \theta_{ij})} \quad (II.7)$$

Partie réelle : puissance active :

$$P_i = \sum_{j=1}^N |V_i| |Y_{ij}| |V_j| \cos(\theta_{ij} - \delta_i + \delta_j) \quad (II.8)$$

Partie imaginaire : puissance réactive :

$$Q_i = - \sum_{j=1}^N |V_i| |Y_{ij}| |V_j| \sin(\theta_{ij} - \delta_i + \delta_j) \quad (II.9)$$

Pertes actives :

$$P_{loss} = \sum_{i=1}^{N_g} P_{gi} - \sum_{i=1}^{N_e} P_{Li} \quad (II.10)$$

Pertes réactives :

$$Q_{loss} = \sum_{i=1}^{N_g} Q_{gi} - \sum_{i=1}^{N_e} Q_{Li} \quad (II.11)$$

—

II.6.3 Solution des équations de l'écoulement de puissance [17]

II.6.3.1 Méthode de Gauss-Seidel Y_{ii} est l'admittance équivalente au nœud i :

$$Y_{ii} = \sum_{j=1}^N \left(\frac{y_{ij}^{shunt}}{2} + y_{ij} \right) \quad (II.12)$$

Pour $i \neq j$:

$$Y_{ij} = -y_{ij} \quad (II.13)$$

Tension mise à jour :

$$V_i^{(k+1)} = \frac{1}{Y_{ii}} \left[\frac{P_i - jQ_i}{(V_i^*)^{(k)}} + \sum_{j=1}^{i-1} Y_{ij} V_j^{(k+1)} + \sum_{j=i+1}^N Y_{ij} V_j^{(k)} \right] \quad (II.14)$$

Puissance active estimée :

$$P_i^{(k+1)} = \Re \left[V_i^{*(k)} \left(\sum_{j=1}^{i-1} Y_{ij} V_j^{(k+1)} + \sum_{j=i+1}^N Y_{ij} V_j^{(k)} \right) \right] \quad (II.15)$$

Puissance réactive estimée :

$$Q_i^{(k+1)} = -\Im \left[V_i^{*(k)} \left(\sum_{j \neq i} Y_{ij} V_j^{(k)} \right) \right] \quad (II.16)$$

II.6.3.2 Méthode de Gauss-Seidel avec accélération [17] Tension accélérée :

$$V_i^{(k+1)} = V_i^{(k)} + \alpha \cdot \Delta V_i^{(k+1)} \quad (II.17)$$

Écart de tension :

$$\Delta V_i^{(k+1)} = V_i^{(k+1)} - V_i^{(k)} \quad (II.18)$$

Critère d'arrêt :

$$|\Delta V_i^{(k+1)}| \leq \varepsilon \quad (II.19)$$

II.6.3.3 Algorithme de Gauss-Seidel [17] Puissances échangées dans les lignes :

$$S_{ij}^* = V_i^* \left[(V_i - V_j) y_{ij} + V_i \cdot \frac{y_{ij}^{shunt}}{2} \right] \quad (II.20)$$

Pertes sur la ligne ij :

$$S_{loss_{ij}} = S_{ij} + S_{ji} \quad (II.21)$$

Pertes totales :

$$S_{loss} = \sum_{j=1}^N S_{loss_j} \quad (II.22)$$

II.6.3.4 Méthode de Newton-Raphson [17] Cette méthode nécessite plus de temps par itération que celle de Gauss-Seidel, alors qu'elle ne demande que quelques itérations même pour les grands réseaux. Cependant, elle requiert des capacités de stockage ainsi que des puissances de calcul importantes.

Nous savons que :

$$V_i = |V_i|(\cos \delta_i + j \sin \delta_i) \quad (II.23)$$

Après développement de P_i et Q_i en série de Taylor premier ordre, les puissances actives et réactives s'écrivent comme suit :

$$\left\{ \begin{array}{l} P_i = P_i^{(k)} + \left(\frac{\partial P_i}{\partial \delta_2} \right)^{(k)} \Delta \delta_2^{(k)} + \dots + \left(\frac{\partial P_i}{\partial \delta_n} \right)^{(k)} \Delta \delta_n^{(k)} \\ \quad + \left(\frac{\partial P_i}{\partial |V_2|} \right)^{(k)} \Delta |V_2|^{(k)} + \dots + \left(\frac{\partial P_i}{\partial |V_n|} \right)^{(k)} \Delta |V_n|^{(k)} \\ Q_i = Q_i^{(k)} + \left(\frac{\partial Q_i}{\partial \delta_2} \right)^{(k)} \Delta \delta_2^{(k)} + \dots + \left(\frac{\partial Q_i}{\partial \delta_n} \right)^{(k)} \Delta \delta_n^{(k)} \\ \quad + \left(\frac{\partial Q_i}{\partial |V_2|} \right)^{(k)} \Delta |V_2|^{(k)} + \dots + \left(\frac{\partial Q_i}{\partial |V_n|} \right)^{(k)} \Delta |V_n|^{(k)} \end{array} \right. \quad (II.24)$$

La méthode de Newton-Raphson exige que les équations non linéaires soient formées d'expressions liant les puissances et les composantes de la tension. Le système ci-dessus peut s'écrire sous forme matricielle comme suit :

$$\begin{bmatrix} \Delta P_2^{(k)} \\ \vdots \\ \Delta P_n^{(k)} \\ \Delta Q_2^{(k)} \\ \vdots \\ \Delta Q_n^{(k)} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{\partial P_2^{(k)}}{\partial \delta_2} & \dots & \frac{\partial P_2^{(k)}}{\partial \delta_n} & \frac{\partial P_2^{(k)}}{\partial |V_2|} & \dots & \frac{\partial P_2^{(k)}}{\partial |V_n|} \\ \vdots & \ddots & \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ \frac{\partial P_n^{(k)}}{\partial \delta_2} & \dots & \frac{\partial P_n^{(k)}}{\partial \delta_n} & \frac{\partial P_n^{(k)}}{\partial |V_2|} & \dots & \frac{\partial P_n^{(k)}}{\partial |V_n|} \\ \frac{\partial Q_2^{(k)}}{\partial \delta_2} & \dots & \frac{\partial Q_2^{(k)}}{\partial \delta_n} & \frac{\partial Q_2^{(k)}}{\partial |V_2|} & \dots & \frac{\partial Q_2^{(k)}}{\partial |V_n|} \\ \vdots & \ddots & \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ \frac{\partial Q_n^{(k)}}{\partial \delta_2} & \dots & \frac{\partial Q_n^{(k)}}{\partial \delta_n} & \frac{\partial Q_n^{(k)}}{\partial |V_2|} & \dots & \frac{\partial Q_n^{(k)}}{\partial |V_n|} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \delta_2^{(k)} \\ \vdots \\ \Delta \delta_n^{(k)} \\ \Delta |V_2|^{(k)} \\ \vdots \\ \Delta |V_n|^{(k)} \end{bmatrix} \quad (II.25)$$

Suite de la méthode de Newton-Raphson Où le dernier jeu de barres est le jeu de barres de référence. La forme matricielle s'écrit :

$$\begin{bmatrix} \Delta P^{(k)} \\ \Delta Q^{(k)} \end{bmatrix} = J^{(k)} \begin{bmatrix} \Delta \delta^{(k)} \\ \Delta |V|^{(k)} \end{bmatrix} \quad (II.26)$$

Ou encore :

$$\begin{bmatrix} \Delta \delta^{(k)} \\ \Delta |V|^{(k)} \end{bmatrix} = [J^{(k)}]^{-1} \begin{bmatrix} \Delta P^{(k)} \\ \Delta Q^{(k)} \end{bmatrix} \quad (II.27)$$

Avec :

$$\left\{ \begin{array}{l} \Delta P_i^{(k)} = P_i - P_i^{(k)} \quad \text{pour } i = 1 \dots N \\ \Delta Q_i^{(k)} = Q_i - Q_i^{(k)} \quad \text{pour } i = 1 \dots N \end{array} \right. \quad (II.28)$$

C'est un système d'équations non linéaires. La puissance active P_i et la puissance réactive Q_i sont connues, et la tension V_i est inconnue pour tous les jeux de barres, sauf le jeu de barres de référence où la tension est spécifiée. Il s'agit donc de résoudre $2(n-1)$ équations pour obtenir les tensions.

On rappelle :

$$0.3\text{cm} \quad \Delta \delta_i^{(k)} = \delta_i^{(k+1)} - \delta_i^{(k)} \quad \text{pour } i = 1 \dots N \quad (II.29)$$

$$\Delta|V_i|^{(k)} = |V_i|^{(k+1)} - |V_i|^{(k)} \quad \text{pour } i = 1 \dots N \quad (\text{II.30})$$

L'adaptation donne alors :

$$\begin{bmatrix} \delta^{(k+1)} \\ |V|^{(k+1)} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \delta^{(k)} \\ |V|^{(k)} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} \Delta\delta \\ \Delta|V| \end{bmatrix} \quad (\text{II.31})$$

$$\begin{bmatrix} \delta^{(k+1)} \\ |V|^{(k+1)} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \delta^{(k)} \\ |V|^{(k)} \end{bmatrix} + [J^{(k)}]^{-1} \begin{bmatrix} \Delta P^{(k)} \\ \Delta Q^{(k)} \end{bmatrix} \quad (\text{II.32})$$

Avec :

$$J = \begin{bmatrix} J_1 & J_2 \\ J_3 & J_4 \end{bmatrix} \quad (\text{II.33})$$

où J_1 , J_2 , J_3 , et J_4 sont les sous-matrices du Jacobien.

Détermination des éléments du Jacobien

a) Forme polaire

Éléments de J_1 :

Élément diagonal :

$$\frac{\partial P_i}{\partial \delta_i} = \sum_{j \neq i}^n |V_i| |V_j| |Y_{ij}| \sin(\theta_{ij} - \delta_i + \delta_j) \quad (\text{II.34})$$

Élément non diagonal :

$$\frac{\partial P_i}{\partial \delta_k} = -|V_i| |V_k| |Y_{ik}| \sin(\theta_{ik} - \delta_i + \delta_k), \quad i \neq k \quad (\text{II.35})$$

Éléments de J_2 :

Élément diagonal :

$$\frac{\partial P_i}{\partial |V_i|} = 2|V_i| |Y_{ii}| \cos(\theta_{ii}) + \sum_{j \neq i} |V_j| |Y_{ij}| \cos(\theta_{ij} - \delta_i + \delta_j) \quad (\text{II.36})$$

Élément non diagonal :

$$\frac{\partial P_i}{\partial |V_k|} = |V_i| |Y_{ik}| \cos(\theta_{ik} - \delta_i + \delta_k), \quad i \neq k \quad (\text{II.37})$$

Éléments de J_3 :

Élément diagonal :

$$\frac{\partial Q_i}{\partial \delta_i} = \sum_{j \neq i}^n |V_i| |V_j| |Y_{ij}| \cos(\theta_{ij} - \delta_i + \delta_j) \quad (\text{II.38})$$

Élément non diagonal :

$$\frac{\partial Q_i}{\partial \delta_k} = -|V_i| |V_k| |Y_{ik}| \cos(\theta_{ik} - \delta_i + \delta_k), \quad i \neq k \quad (\text{II.39})$$

Éléments de J_4 :

Élément diagonal :

$$\frac{\partial Q_i}{\partial |V_i|} = -2|V_i| |Y_{ii}| \sin(\theta_{ii}) - \sum_{j \neq i} |V_j| |Y_{ij}| \cos(\theta_{ij} - \delta_i + \delta_j) \quad (\text{II.40})$$

Élément non diagonal :

$$\frac{\partial Q_i}{\partial |V_k|} = -|V_k| |Y_{ik}| \sin(\theta_{ik} - \delta_i + \delta_k), \quad i \neq k \quad (\text{II.41})$$

b) Forme hybride

Éléments de J_1 :

Élément non diagonal :

$$\frac{\partial P_i}{\partial \theta_k} = -|\bar{V}_i| |\bar{V}_k| [-B_{ik} \cos(\theta_i - \theta_k) + G_{ik} \sin(\theta_i - \theta_k)], \quad i \neq k \quad (\text{II.42})$$

Éléments de J_2 :

Élément diagonal :

$$\frac{\partial P_i}{\partial |V_i|} = \sum_{j=1}^n |\bar{V}_j| [B_{ij} \sin(\theta_i - \theta_j) + G_{ij} \cos(\theta_i - \theta_j)] + 2|\bar{V}_i| G_{ii} \quad (\text{II.43})$$

Élément non diagonal :

$$\frac{\partial P_i}{\partial |V_k|} = |\bar{V}_i| [B_{ik} \sin(\theta_i - \theta_k) + G_{ik} \cos(\theta_i - \theta_k)] \quad (\text{II.44})$$

Éléments de J_3 :

Élément diagonal :

$$\frac{\partial Q_i}{\partial \theta_i} = -|\bar{V}_i| \sum_{j=1, j \neq i}^n |\bar{V}_j| [B_{ij} \sin(\theta_i - \theta_j) + G_{ij} \cos(\theta_i - \theta_j)] \quad (\text{II.45})$$

Élément non diagonal :

$$\frac{\partial Q_i}{\partial \theta_k} = |\bar{V}_i| |\bar{V}_k| [-B_{ik} \sin(\theta_i - \theta_k) - G_{ik} \cos(\theta_i - \theta_k)] \quad (\text{II.46})$$

Éléments de J_4 :

Élément diagonal :

$$\frac{\partial Q_i}{\partial |\bar{V}_i|} = \sum_{j=1}^n |\bar{V}_j| [-B_{ij} \cos(\theta_i - \theta_j) + G_{ij} \sin(\theta_i - \theta_j)] - 2|\bar{V}_i| B_{ii} \quad (\text{II.47})$$

Élément non diagonal :

$$\frac{\partial Q_i}{\partial |\bar{V}_k|} = |\bar{V}_i| [-B_{ik} \cos(\theta_i - \theta_k) + G_{ik} \sin(\theta_i - \theta_k)] \quad (\text{II.48})$$

II.6.3.5 Algorithme de Newton–Raphson

1^{ère} Etape :

Introduction des données du réseau.

Détermination de la matrice admittance.

Les puissances actives et réactives des charges du réseau sont données dans le tableau de planification.[17]

2^{ème} Etape :

Calcul des puissances actives P_i et réactives Q_i pour $i = 1$ à $(n1)$, à l'exception du nœud de référence.

3^{ème} Etape :

Puisque les valeurs des puissances planifiées sont données par le tableau de planification, on peut calculer les variations de puissance telles que :

$$\begin{cases} \Delta P_i^{(k)} = P_{ip} - P_i^{(k)} \\ \Delta Q_i^{(k)} = Q_{ip} - Q_i^{(k)} \end{cases} \quad (\text{II.49})$$

4^{ème} Étape :

On détermine la variation maximale des puissances :

$\text{Max}(\Delta P_i)$ et $\text{Max}(\Delta Q_i)$. Et $\text{Erreur} = \max(\text{Max}(\Delta P_i), \text{Max}(\Delta Q_i))$

5^{ème} Étape :

Test de convergence :

Si $\text{Erreur} > \varepsilon$, on passe au calcul du jacobien J .

6^{ème} Étape :

Résolution du système avec l'inverse de la matrice jacobienne :

$$\begin{bmatrix} \Delta\delta \\ \Delta|V| \end{bmatrix} = J^{-1} \begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix} \quad (\text{II.50})$$

7^{ème} Étape :

Mise à jour des tensions nodales :

$$\begin{cases} \delta_i^{(k+1)} = \delta_i^{(k)} + \Delta\delta_i^{(k)} \\ |V_i|^{(k+1)} = |V_i|^{(k)} + \Delta|V_i|^{(k)} \end{cases} \quad (\text{II.51})$$

8^{ème} Etape :

Allez à l'étape 03, les nouvelles valeurs de $\delta_i^{(k+1)}$ et $|V_i|^{(k+1)}$ sont remplacées dans les formules des puissances P_i et Q_i .

Si non :

$\delta_i^{(k+1)}$ et $|V_i|^{(k+1)}$ est la solution.

Calculer I_{ij} , S_{ij} .

Fin.

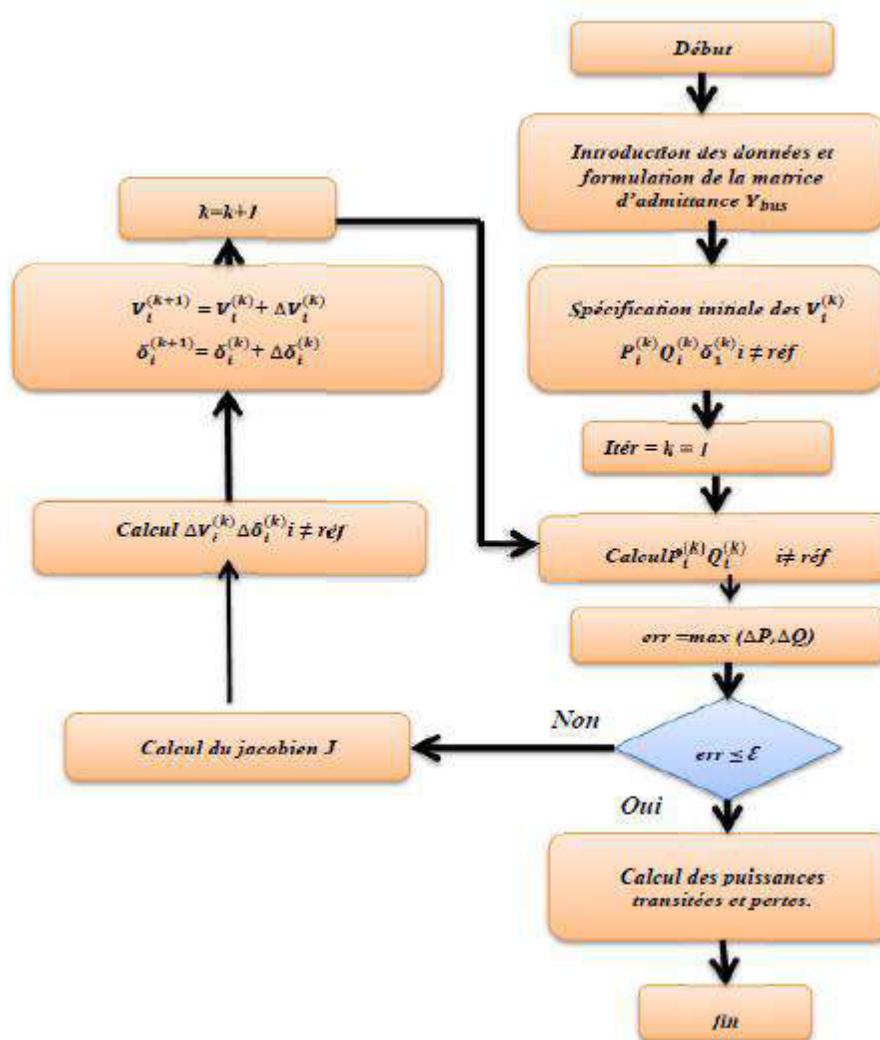


Figure II.9 : Organigramme de la méthode de Newton-Raphson

II.6.3.6 Méthode Découplée

Les éléments du jacobien J_2 et J_3 dépendent principalement de G et sont donc proches de zéro. On obtient alors deux systèmes découpés :

$$\begin{cases} \Delta P = J_1 \Delta \theta \\ \Delta Q = J_4 \Delta |V| \end{cases} \quad (II.52)$$

II.6.3.7 Méthode Découplée Rapide

En supposant que les modules des tensions sont proches de 1 pu et les arguments δ proches de zéro, on découvre que les éléments de J_1 et J_4 sont invariables et proches de $-B$ [17]. On obtient alors deux systèmes d'équations linéaires indépendantes pour chaque itération :

$$\begin{cases} \Delta\theta = -B \Delta\delta \\ \Delta Q = -B \Delta|V| \end{cases} \quad (\text{II.53})$$

B : les parties imaginaires de la matrice d'admittance.

II.6.3.8 Avantages et inconvénients de la méthode de Newton-Raphson

La méthode de Newton-Raphson est largement utilisée pour le calcul de flux de puissance en raison de ses performances reconnues. Elle présente plusieurs avantages, mais également quelques limites.

Avantages :

- Elle converge rapidement, avec un faible nombre d'itérations, ce qui réduit le temps de calcul global.
- Elle offre une grande précision et est peu sensible à certains choix techniques, comme la sélection du bus de référence (slack bus) ou la présence de transformateurs régulés.
- Le nombre d'itérations reste pratiquement constant, quelle que soit la taille du réseau.

Inconvénients :

- Chaque itération nécessite des calculs complexes, ce qui demande un temps de calcul plus important et une mémoire plus élevée.
- Les valeurs initiales doivent être proches de la solution ; il est suffisant dans ce cas de prendre les tensions initiales égales à 1 pu.
- Sa mise en œuvre est plus délicate, notamment en programmation.

Plusieurs variantes ont été proposées dans la littérature pour atténuer ces inconvénients et améliorer les performances de la méthode [15].

II.7. Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons d'abord mis en évidence les problèmes liés à la circulation de la puissance dans un réseau électrique, avant de nous intéresser à la modélisation des principaux composants, notamment les lignes électriques. Enfin, nous avons présenté les méthodes de calcul de l'écoulement de puissance, qui permettent d'analyser le comportement du réseau en régime permanent.

Ces éléments sont essentiels pour la suite de notre travail, qui portera sur l'analyse de contingences et la stabilité tensionnelle du réseau.

CHAPITRE III

Étude et Analyse de Contingence

Chapitre III : Etude et Analyse de Contingence

I. Introduction

L'industrialisation rapide et la croissance constante de la population ont entraîné une hausse significative de la demande en énergie électrique. Pour maintenir l'équilibre entre production et consommation, on pourrait être tenté d'accroître le nombre de centrales, de lignes de transport et d'équipements associés. Toutefois, une telle stratégie impliquerait des coûts financiers considérables et un impact environnemental non négligeable.

Dans ce contexte, l'optimisation de l'exploitation des infrastructures existantes s'impose comme une alternative incontournable. Les réseaux électriques modernes sont de plus en plus sollicités, fonctionnant souvent à proximité de leurs limites de stabilité. Cette contrainte est accentuée par la déréglementation du secteur de l'énergie et l'ouverture des marchés de l'électricité, qui imposent davantage de flexibilité dans l'exploitation. Cette flexibilité engendre une diversification des régimes de fonctionnement, pouvant favoriser l'apparition d'oscillations interzones et, dans les cas extrêmes, provoquer des désynchronisations généralisées du réseau[42], comme l'a illustré le blackout survenu en Algérie le 3 février 2003, ou en Espagne récemment.

La stabilité du réseau électrique devient donc un enjeu central pour garantir la continuité d'alimentation, en particulier en situation de *contingence*, c'est-à-dire lorsque des composants du réseau (lignes, transformateurs ou unités de production) deviennent indisponibles, que ce soit de manière accidentelle ou programmée. Pour y faire face, plusieurs approches ont été étudiées, notamment l'utilisation de dispositifs comme les systèmes SMES pour amortir les oscillations[43], ou encore l'analyse de la stabilité transitoire à l'aide de méthodes énergétiques telles que les fonctions de Lyapunov[42]. Plus récemment, des travaux ont proposé des lois de commande décentralisées basées sur la passivité, afin de renforcer la robustesse du réseau en cas de perturbation.

Les **contingences multiples**, notamment de type N-2 — impliquant la perte simultanée de deux composants critiques — constituent un défi majeur en matière de sécurité d'approvisionnement. Elles peuvent entraîner une dégradation rapide de l'état du système, rendant nécessaire une évaluation rigoureuse de la réponse du réseau à ces perturbations[18].

Ce **Chapitre III** est ainsi consacré à l'étude de la stabilité de la tension du réseau électrique. Nous y présenterons les différentes formes de stabilité (stabilité de tension, de fréquence, dynamique), ainsi que leurs critères d'analyse. Ensuite, une attention particulière sera portée à

l'analyse de contingences, avec une focalisation sur les cas N-1 et N-2.

Une méthodologie de simulation, reposant sur la méthode de Gauss-Seidel et la méthode de Newton-Raphson appliquées au calcul de flux de puissance, permettra de quantifier l'impact des perturbations sur le comportement du réseau algérien. Les résultats permettront d'identifier les zones sensibles, de suivre l'évolution des tensions en fonction du facteur de charge, et de repérer les points critiques de stabilité, appelés aussi « points nez ».

III.2 Définition de la stabilité des systèmes

Depuis de nombreuses années, des recherches approfondies ont été menées pour mieux comprendre les problèmes liés à la stabilité des systèmes électriques. Ces travaux ont donné lieu à plusieurs définitions, chacune mettant en lumière des aspects spécifiques de la notion d'état stable d'un système de puissance.

La définition la plus récente, que nous adopterons dans ce travail, est celle proposée par un groupe de travail de l'IEEE [10] : *La stabilité d'un système de puissance se définit comme la capacité d'un réseau électrique, dans une condition initiale donnée, à retrouver son état d'équilibre initial — ou un état voisin — après avoir subi une perturbation physique. Cette réponse doit s'effectuer tout en maintenant la majorité des variables du système dans leurs limites admissibles, de sorte que l'ensemble du réseau reste globalement opérationnel et intact.*

Autrement dit, un système est considéré comme stable s'il est capable, après une perturbation, de passer d'un régime stationnaire à un autre régime stationnaire via un régime transitoire, sans perdre le synchronisme. La nature et l'amplitude de la perturbation influencent directement la réponse du système et déterminent sa capacité à maintenir cet équilibre [19].

III.3 Concepts de base de la stabilité

L'étude de la stabilité constitue l'un des concepts fondamentaux en ingénierie des systèmes électriques. Elle revêt une importance particulière en raison des conséquences potentiellement graves que peut entraîner une situation d'instabilité dans un système dynamique.

Face à la complexité des phénomènes liés à la stabilité, de nombreuses définitions ont été proposées au fil du temps. Ces définitions mettent en évidence différents aspects du comportement stable d'un système électrique, chacun reflétant une facette particulière de sa réponse aux perturbations.

Comprendre ces concepts de base est essentiel pour analyser et anticiper le comportement du réseau, et ainsi garantir la sécurité, la fiabilité et la continuité de l'alimentation électrique, en particulier dans un contexte de forte sollicitation ou de contingences multiples [3].

III.4 Intérêt de l'étude de la stabilité

Dans la pratique, faire face aux incidents graves du réseau électrique nécessite la mise en place de mesures curatives efficaces, notamment par l'installation d'automates spécialisés. Ces dispositifs constituent le plan de défense du système électrique, visant à limiter la propagation des perturbations et à permettre une reconnexion rapide des zones affectées. Lorsqu'un défaut survient, il est impératif de l'identifier et de l'isoler immédiatement afin de préserver l'intégrité du reste du réseau.

Les études de stabilité ont pour objectifs principaux de :

- Assurer le maintien du fonctionnement synchrone du réseau, même en cas de perturbation.
- Analyser les scénarios critiques tels que le déclenchement de lignes ou de transformateurs, les courts-circuits, la perte de groupes de production, la coupure d'alimentation des centres de distribution, ou encore les variations brutales de charge.
- Prévoir le comportement du système électrique face à ces événements, afin d'anticiper les risques de déséquilibre ou de coupure.
- Définir les schémas d'exploitation appropriés pour garantir la continuité de service.
- Recommander les solutions techniques à mettre en œuvre, incluant les dispositifs de protection, les réglages de régulation, les plans de délestage, etc.
- Planifier l'équilibre entre la production et la consommation, en tenant compte des marges de sécurité nécessaires à la stabilité du réseau.

Ces études jouent donc un rôle fondamental dans la compréhension du comportement dynamique du système électrique et dans la mise en place de stratégies adaptées pour minimiser les risques de défaillance ou de perte d'alimentation [21].

III.5 Classification de la stabilité

La stabilité d'un réseau électrique peut être analysée sous différents angles, en fonction de sa topologie et des grandeurs physiques caractéristiques de son état de fonctionnement. Parmi ces grandeurs figurent notamment l'amplitude et l'angle de phase des tensions aux différents

nœuds (bus), la puissance active et réactive circulant dans les lignes, ainsi que la vitesse de rotation des génératrices synchrones.

Lorsque ces variables subissent des variations importantes, le réseau est alors considéré comme étant en situation de perturbation. La manière dont il réagit à ces perturbations permet de déterminer son niveau de stabilité.

La stabilité peut être classée selon plusieurs critères :

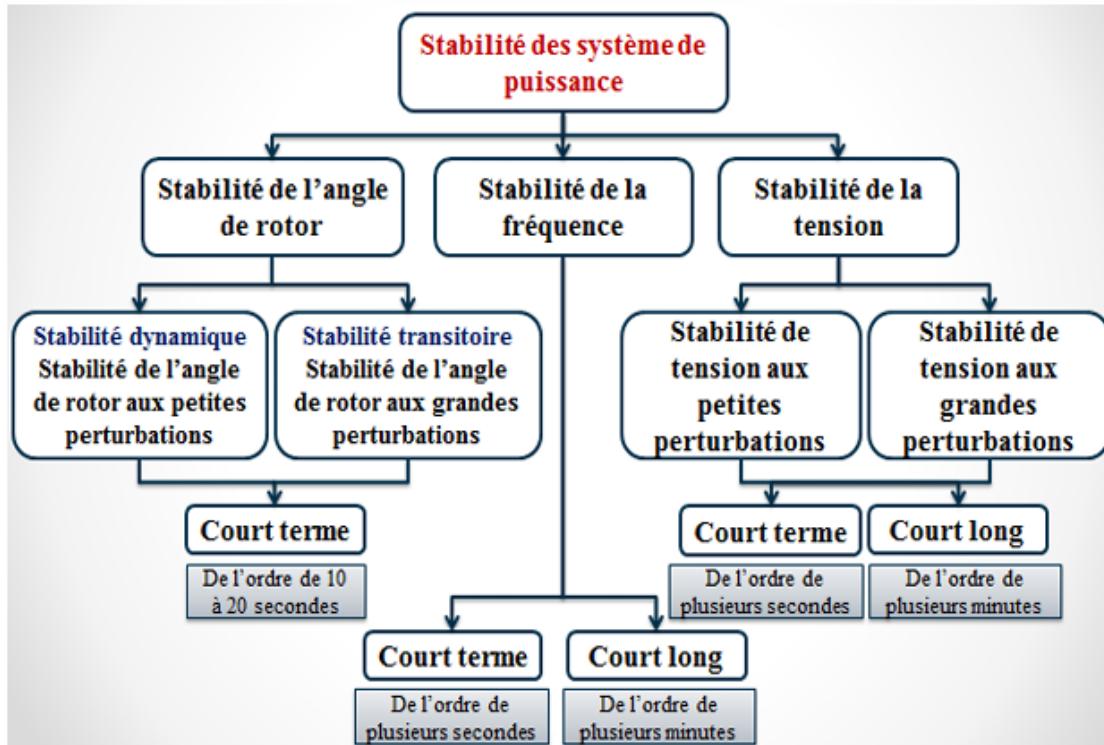


Figure III.1 : Classification de la stabilité des réseaux électriques

Ces différentes classifications permettent d'orienter les études et les outils d'analyse vers les aspects spécifiques du comportement du système, en fonction du type.

III.5.1 Stabilité angulaire

La stabilité angulaire représente la capacité des générateurs synchrones d'un réseau électrique à maintenir leur synchronisme à la suite d'une perturbation. Lorsqu'elle est compromise, certains générateurs peuvent présenter des oscillations d'angle importantes, entraînant une perte de synchronisme par rapport au reste du système.

Cette forme de stabilité se classe en deux types : la stabilité aux petites perturbations, qui concerne les variations lentes et de faible amplitude, et la stabilité transitoire, qui s'applique aux perturbations brusques et de grande ampleur. En cas de désynchronisation, les protections telles

que celles contre la survitesse ou la perte de synchronisme interviennent pour isoler les machines affectées, mettant potentiellement en péril l'équilibre entre la production et la consommation [22].

a. Stabilité angulaire aux petites perturbations La stabilité angulaire aux petites perturbations désigne la capacité d'un système électrique à maintenir le synchronisme en présence de variations de faible amplitude, telles qu'un léger changement de charge, une modification modérée de la génération ou une manœuvre d'équipement. Ce type de stabilité est généralement analysé en supposant un comportement linéaire du système autour d'un point d'équilibre [22].

b. Stabilité angulaire aux grandes perturbations (stabilité transitoire) La stabilité transitoire concerne la capacité du réseau électrique à préserver le synchronisme après une perturbation importante, telle qu'un court-circuit, l'arrêt soudain d'un générateur ou la perte d'une ligne de transport. Dans ce cas, la réponse du système implique de fortes variations des angles de rotor, et le comportement du système devient non linéaire en raison de la dépendance complexe entre les couples électromécaniques et les angles rotoriques [22].

III.5.2 Stabilité de fréquence

La stabilité de fréquence d'un système électrique correspond à sa capacité à maintenir la fréquence proche de sa valeur nominale à la suite d'une perturbation majeure. Ce type de perturbation provoque généralement un déséquilibre significatif entre la puissance produite et la puissance consommée, pouvant entraîner des écarts de fréquence dangereux pour le fonctionnement du réseau et des équipements [23].

III.5.3 Stabilité de la tension

La stabilité de la tension désigne la capacité d'un système électrique, dans un état de fonctionnement initial donné, à maintenir des niveaux de tension acceptables à l'ensemble des noeuds du réseau à la suite d'une perturbation. L'instabilité de tension se manifeste généralement par une chute progressive et non contrôlée de la tension, souvent causée par une augmentation de la charge, un changement du régime d'exploitation, ou encore par l'incapacité du réseau à fournir la puissance réactive nécessaire. Cette chute est accentuée par l'accumulation des transits de puissance active et réactive sur les lignes, conduisant à une dégradation progressive de la stabilité du système [3].

a. Stabilité de la tension aux grandes perturbations Cette stabilité dépend de la topologie du réseau, des charges et des régulations en tension. Elle se mesure sur une échelle de temps de quelques secondes à plusieurs minutes [3].

b. Stabilité de la tension aux petites perturbations Elle correspond à la réponse du réseau face à de faibles variations, telles qu'une augmentation graduelle de charge. Le critère est respecté si une injection réactive locale améliore la tension [3].

c. Instabilité de la tension Un système est dit instable lorsqu'une chute de tension incontrôlée survient, causant un effondrement global. Les tensions sortent alors des plages admissibles (V_{\min} , V_{\max}) [24].

d. Causes de l'instabilité de la tension Les principales causes de l'instabilité de la tension sont :

- Manque local de puissance réactive ;
- Contraintes de réglage de la tension ;
- Caractéristiques inductives ou sensibles des charges ;
- Absence ou dysfonctionnement des dispositifs de régulation ;
- Actions de protection non coordonnées.

Un exemple simple d'un réseau à deux nœuds reliés par une ligne inductive ($Z = jX_L$) permet d'illustrer ce phénomène :

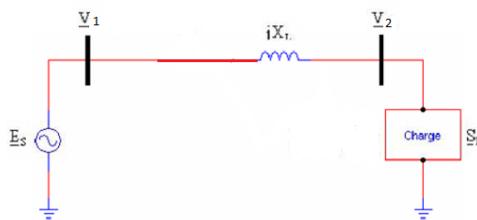


Figure III.2 : Réseau électrique à deux nœuds

Les équations correspondantes sont :

$$\bar{S}_2 = P_2 + jQ_2 \quad (\text{III.1})$$

$$\bar{S}_2 = V_2 \left[\frac{V_1 \cos \delta + jV_1 \sin \delta - V_2}{jX} \right]^* \quad (\text{III.2})$$

$$P_2 = \frac{V_1 V_2}{X} \sin \delta = P_{max} \sin \delta \quad (\text{III.3})$$

$$Q_2 = \frac{V_1 V_2 \cos \delta - V_2^2}{X} \quad (\text{III.4})$$

$$P_1 = \frac{V_1 V_2}{X} \sin \delta = P_{max} \sin \delta \quad (\text{III.5})$$

$$Q_1 = \frac{V_1^2 - V_1 V_2 \cos \delta}{X} \quad (\text{III.6})$$

$$\cos \varphi_1 = \frac{P_2}{|\bar{S}_1|} \quad (\text{III.7})$$

Une augmentation de P_2 entraîne une hausse de δ , une chute de $\cos \varphi_1$ et donc une diminution de Q_2 . Cela peut entraîner une instabilité si aucune compensation n'est apportée.

Pour y remédier, il est nécessaire de produire localement la puissance réactive à proximité des charges en utilisant :

- Des batteries de condensateurs ;
- Des compensateurs synchrones (fonctionnant à $P = 0$) ;
- Des dispositifs FACTS (compensateurs statiques) [19].

III.5.4 Importance et incidents liés à l'instabilité de la tension

Bien que les enjeux liés à la stabilité de la tension ne soient pas récents pour les fournisseurs d'électricité, ils font aujourd'hui l'objet d'une attention croissante, notamment dans les grands réseaux interconnectés. Initialement, cette problématique était principalement associée aux réseaux isolés ou peu maillés, considérés comme vulnérables. Cependant, avec l'augmentation continue de la demande en électricité et la complexification des réseaux de transport, les phénomènes d'instabilité de la tension touchent désormais même les systèmes les plus développés [24].

Au cours des dernières décennies, de nombreux épisodes d'instabilité et d'effondrement de la tension ont été signalés à travers le monde, affectant parfois de larges territoires et entraînant des coupures de grande ampleur [24].

Les tableaux III.3 et III.4 recensent, respectivement :

- Des incidents ayant conduit à un effondrement complet de la tension ;
- Des événements marqués par des chutes significatives de tension, sans pour autant provoquer d'effondrement généralisé.

La majorité de ces incidents trouvent leur origine dans des phénomènes complexes, tels que :

- La perte soudaine de groupes de production ;
- La saturation du courant d'excitation des machines synchrones ;
- Le déclenchement ou la défaillance de transformateurs clés ;
- La coupure de lignes stratégiques ;
- Ou encore un accroissement brutal de la charge.

Tableau I.1: Incidents suivis d'un effondrement [15]		
date	lieu	Durée
22-08-1970	Japon	30 minutes
22-09-1977	Jacksonville, Floride, É-U.	Quelques minutes
19-12-1978	France	4 heures de coupure
04-08-1982	Belgique	4.5 minutes
27-12-1983	Suède	1 minutes
12-01-1987	Ouest de la France	6-7 minutes
Eté 1996	Ouest USA	Plusieurs heures
03-02-2003	Algérie	Plus de 3 heures
31-03-2003	Iran	8 heures
28-08-2003	Ville de Londres, Angleterre	Quelques heures
23-09-2003	Suède et Danemark	Quelques heures
28-09-2003	Italie	Plus de 4 heures
18-01-2005	Arc lémanique	1 heure
25-05-2005	Moscou, Russie	5 heures de panne

Tableau I.2: Incidents non suivis d'un effondrement [15]		
date	lieu	Durée
22-09-1970	État de New York, É-U	Incertitudes pendant des heures
02-03-1979	Zealand, Denmark	15 minutes
10-08-1981	Longview, Wash, É-U	Quelques minutes
17-09-1981	Centre de l'Oregon, É-U	Quelques minutes
21-05-1983	Caroline du nord, É-U	2 minutes
11-06-1984	Nord-est des É-U	Incertitudes pendant des heures
20-05-1986	Angleterre	5 minutes
20-07-1987	Illinois et Indiana, É-U	Incertitudes pendant des heures
03-02-1990	Ouest de la France	Quelques minutes
05-07-1990	Baltimore, Wash É-U	Incertitudes pendant des heures
Nove-1990	Ouest de la France	Quelques minutes

FIGURE 17 – Tableaux III.3 et III.4 : Incidents suivis ou non d'un effondrement de la tension

L'Algérie a connu plusieurs incidents notables liés à l'instabilité de la tension. Le plus marquant reste celui du 3 février 2003, causé par une panne au poste à gaz de la centrale

du Hamma à Alger, qui a entraîné un effondrement total du réseau dans le nord du pays en seulement 15 secondes, avec une perte instantanée de 400 MW. En revanche, un autre incident survenu le 3 juillet 2016 au poste THT de Boudouaou n'a pas provoqué d'effondrement grâce à une intervention rapide via le système de téléconduite et les réseaux de secours, permettant un rétablissement en moins de deux heures [25,26].

Face à la recrudescence de ces événements critiques, les gestionnaires de réseaux électriques ont mis en œuvre plusieurs stratégies spécifiques de régulation de la tension et de la puissance réactive. On peut citer parmi les exemples notables suivants :

- Électricité de France (EDF) a développé un système centralisé de réglage secondaire de la tension (RST) ;
- ENEL (Italie) a mis au point un régulateur automatique destiné à la gestion conjointe de la tension et de la puissance réactive des générateurs ;
- Tokyo Electric Power Company (TEPCO) a introduit un dispositif de régulation adaptative de l'alimentation en puissance réactive, couplé à un système de surveillance en ligne visant à renforcer la sécurité des niveaux de tension [24] ;
- En Algérie, Sonelgaz a mis en place un système de téléconduite SCADA (Supervisory Control and Data Acquisition) pour la gestion du réseau électrique haute et très haute tension. Ce système permet une surveillance en temps réel des niveaux de tension et une commande centralisée des équipements (condensateurs, transformateurs à prise réglable, etc.) afin d'améliorer la régulation de la tension et de la puissance réactive, et ainsi prévenir les instabilités [27].

III.5.5 Caractéristiques et analyse de la stabilité de la tension

L'un des aspects fondamentaux de l'analyse de la stabilité de la tension réside dans l'étude de la relation entre la puissance active reçue (R) et la tension à l'extrémité réceptrice (R). Cette relation constitue un indicateur clé du comportement dynamique du réseau face aux variations de charge ou aux perturbations.

Pour illustrer cette relation, on considère souvent un réseau radial simple, tel que représenté dans la figure III.14. Ce type de configuration permet de visualiser de manière intuitive comment la tension à la charge évolue en fonction de la puissance transférée depuis la source [2].

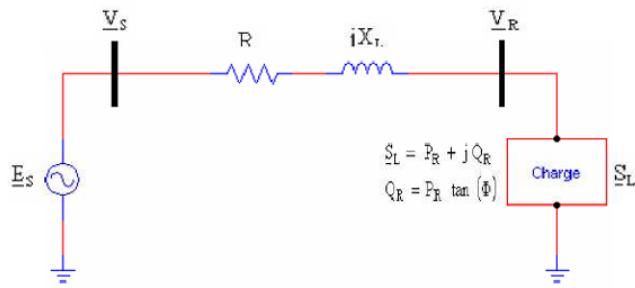


Figure III.14 : Exemple d'un réseau radial.

Bien que cette modélisation simplifiée soit utile à des fins pédagogiques, il est important de noter que les réseaux réels, composés de nombreuses génératrices et de multiples barres de consommation, présentent également une relation similaire entre le transfert de puissance active et la tension aux points de charge. Ce lien constitue la base des études de stabilité de la tension et permet, entre autres, d'identifier des phénomènes critiques tels que le point nez (ou "nose point") dans les courbes R–R, indiquant la limite de stabilité de la tension.

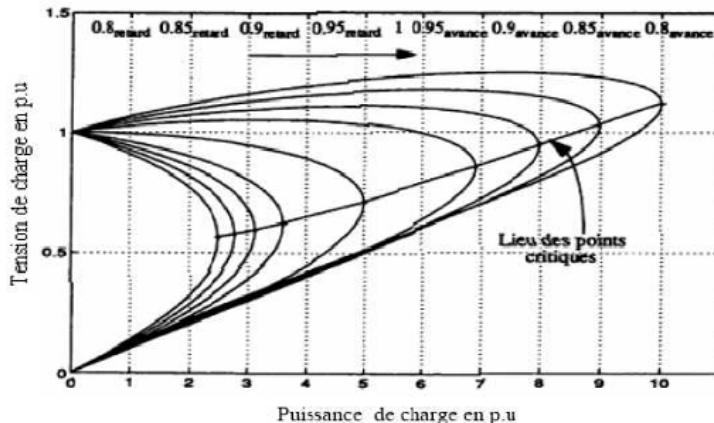


Figure III.15 : Caractéristiques P–V du réseau radial pour différents facteurs de puissance ($\cos\varphi$).

Le réseau devient instable en tension lorsque la puissance demandée dépasse la puissance maximale transmissible, identifiée par les points critiques. Le facteur de puissance influence fortement cette limite : une charge plus inductive réduit la stabilité. Un soutien en puissance réactive au niveau des charges permet de maintenir une tension critique plus élevée, améliorant ainsi la stabilité [27].

III.6 Technologies pour améliorer la stabilité des réseaux électriques

La compensation est une méthode de gestion de l'énergie réactive utilisée pour renforcer la stabilité et la qualité de l'énergie dans les réseaux à courant alternatif. Elle peut être mise en œuvre de différentes manières, avec pour principaux objectifs [3] :

- Le maintien de tensions acceptables ;
- La réduction des pertes d'énergie ;
- L'amélioration du facteur de puissance ;
- L'augmentation de la capacité de transfert du réseau.

III.6.1 Compensations traditionnelles

a. Compensateurs synchrones Les compensateurs synchrones sont des machines tournantes connectées au niveau du tertiaire des transformateurs THT/HT. Leur rôle principal est de fournir ou d'absorber de la puissance réactive afin de réguler la tension et d'améliorer la stabilité du réseau électrique [3].

b. Batteries de condensateurs Souvent utilisées dans les réseaux de distribution MT et HT [28] :

- **HT** : Connectées aux barres HT/MT des postes THT/HT, elles compensent principalement les pertes réactives sur les réseaux HT et THT. Leur puissance est généralement comprise entre 20 et 30 MVAR.
- **MT** : Installées sur les barres HT/MT ou THT/MT, elles compensent la demande en énergie réactive des réseaux de distribution. Elles sont généralement divisées en gradins de 2 à 4 MVAR, adaptés à la puissance des transformateurs.

c. Compensation partielle ou sectorielle Dans cette approche, les condensateurs sont placés en amont des secteurs à compenser. Elle est particulièrement adaptée aux installations étendues comportant plusieurs ateliers ayant des régimes de charge variés.

d. Compensation individuelle Chaque appareil consommateur d'énergie réactive est équipé de sa propre batterie de condensateurs. Cette solution est idéale sur le plan technique car elle minimise les pertes et les chutes de tension, mais elle est aussi coûteuse et encombrante. Elle est principalement utilisée dans les ateliers comportant plusieurs moteurs à fonctionnement intermittent.

III.7 Utilisation des FACTS

Les FACTS (Flexible AC Transmission Systems) permettent de contrôler dynamiquement l'écoulement de puissance dans les réseaux électriques en utilisant divers composants de l'électronique de puissance [29].

III.7.1 Types de FACTS

Les dispositifs FACTS peuvent être classés en six familles principales :

- STATCOM (Static Synchronous Compensator)
- SSSC (Static Synchronous Series Compensator)
- UPFC (Unified Power Flow Controller)
- SVC (Static Var Compensator)
- TCSC (Thyristor Controlled Series Capacitor)
- TCPAR (Thyristor Controlled Phase Angle Regulator)

III.7.2 Application des FACTS dans le réseau

	Contrôle de Charge	Contrôle de Tension	Stabilité Transitoire	Amplitude des Oscillations
SVC STATCOM	★	★★★	★	★★
TCSC	★★	★	★★★	★★
SSSC	★★★	★	★★★	★★
TCPAR	★★★	★★	★	★★
UPFC	★★★	★★★	★★★	★★★

Influence:

Petite → ★.

Moyenne → ★★.

Forte → ★★★.

Figure III.16 : Application des FACTS à la résolution de la qualité de tension.

Les lignes de transport représentent une composante essentielle du réseau électrique. Elles sont constituées d'impédances série et shunt :

- L'impédance série influence directement la puissance maximale transmise.

- L'impédance shunt (généralement capacitive) agit principalement sur la régulation de la tension.

La puissance transittée dépend des paramètres suivants : l'impédance série, les tensions aux bornes d'envoi et de réception, ainsi que le déphasage entre ces tensions. Les dispositifs FACTS sont utilisés pour modifier dynamiquement ces paramètres afin de contrôler l'écoulement de puissance et améliorer la stabilité [29].

III.7.3 Avantages des dispositifs FACTS

Les dispositifs FACTS présentent plusieurs avantages :

- Augmentation du flux de puissance active ;
- Amélioration de la sécurité et de la stabilité ;
- Réduction des pertes liées à l'énergie réactive ;
- Optimisation de la production d'électricité ;
- Meilleure connexion entre réseaux.

III.7.4 Inconvénients des dispositifs FACTS

Malgré leurs avantages, les dispositifs FACTS présentent certains inconvénients :

- Génération d'harmoniques nuisibles ;
- Coût d'installation élevé, limitant leur adoption dans les pays en développement [3].

III.8. Définition et importance des contingences

Dans un réseau électrique interconnecté, une contingence correspond à la perte soudaine ou planifiée d'un ou plusieurs éléments du système, tels qu'une ligne de transport, un transformateur ou une unité de production. Ces perturbations peuvent résulter de défauts techniques, d'incidents climatiques, d'erreurs humaines ou d'opérations de maintenance. La capacité du réseau à maintenir sa stabilité et à fonctionner de manière fiable malgré ces événements constitue un enjeu majeur pour les gestionnaires [30].

L'étude des contingences permet d'anticiper leurs effets sur la sécurité, la stabilité et la qualité de l'alimentation électrique. Elle vise à identifier les scénarios critiques susceptibles d'entraîner des surcharges, des chutes de tension importantes ou des défaillances fréquentielles. Grâce à cette anticipation, il est possible de concevoir des plans d'action et des dispositifs de protection adaptés [31].

III.8.1. Concept d'analyse des contingences

Les contingences sont des perturbations imprévues survenant pendant le fonctionnement normal du réseau, compromettant sa fiabilité et sa stabilité [30]. Elles incluent notamment la défaillance soudaine d'une ligne, d'un transformateur ou d'un groupe de production.

L'analyse de contingence évalue l'impact de la perte d'un ou plusieurs éléments en supposant que le reste du réseau fonctionne correctement. Cette méthode teste la robustesse du système face à divers scénarios et permet de détecter les risques de surcharge ou d'instabilité. C'est un outil essentiel pour garantir la sûreté d'exploitation, en identifiant les situations critiques et en anticipant les actions correctives nécessaires [32].

III.8.2. Types de contingences

Les contingences se classent selon le nombre d'éléments défaillants, ce qui facilite l'évaluation de la robustesse du réseau :

- **N-1** : perte d'un seul composant (ligne, transformateur ou générateur). C'est le scénario le plus courant et le plus étudié, car il reflète les pannes les plus probables dans un réseau électrique. Il permet d'évaluer la sécurité statique du système [32].
- **N-2** : scénario impliquant la défaillance simultanée de deux composants du réseau (par exemple, deux lignes de transmission). Il sert à évaluer la robustesse du réseau dans des conditions plus sévères, là où l'analyse N-1 peut ne plus suffire [33].
- **N-k** : perte simultanée de k composants (lignes, transformateurs ou générateurs). Ce scénario rare permet de tester la robustesse du réseau dans des situations extrêmes [34].

III.8.3. Méthodes d'analyse des contingences

L'analyse des contingences repose sur des simulations numériques permettant d'observer le comportement du réseau électrique suite à la perte d'un ou plusieurs composants. La méthode du flux de puissance de Newton-Raphson est fréquemment utilisée pour cette analyse. Elle permet de suivre l'évolution des tensions en fonction d'un facteur de charge (souvent noté α) et d'identifier les points critiques au-delà desquels le réseau devient instable, notamment les points nez caractéristiques de l'effondrement de tension [33].

Afin de gérer efficacement un grand nombre de scénarios (N-1, N-2, etc.), un filtrage est généralement appliqué pour isoler les contingences sévères. Ces dernières sont ensuite étudiées

de manière approfondie à l'aide d'indices de performance qui tiennent compte de la surcharge des lignes et des déviations de tension. Cela permet d'optimiser les mesures d'atténuation à mettre en œuvre pour assurer la stabilité du réseau [31,35].

III.8.4. Études de cas de pannes majeures

L'importance de l'analyse des contingences est illustrée par plusieurs événements réels :

- **États-Unis et Canada (2003)** : Le blackout du 14 août 2003 a affecté plus de 50 millions de personnes. Il a été déclenché par la perte d'une ligne à 345 kV, entraînant une cascade d'effondrements. Cet incident a révélé des faiblesses importantes dans l'anticipation des risques [36].
- **Algérie (2003)** : Le 3 février 2003, une série de perturbations a provoqué un effondrement partiel du réseau interconnecté national, soulignant l'importance de l'analyse en situation de contingence multiple [25].
- **Cameroun (2018–2019)** : Des incidents majeurs tels que l'explosion du transformateur NGODI BAKOKO ou le blackout du poste KOUAMASSI ont entraîné des coupures prolongées, mettant en évidence la nécessité d'une réaction rapide et de plans de commutation efficaces [37].

III.9. Conclusion

La stabilité de la tension est essentielle pour assurer un fonctionnement fiable et sûr des réseaux électriques. Plusieurs phénomènes, comme la perte soudaine de groupes de production ou des coupures de lignes, peuvent provoquer des baisses de tension ou des instabilités.

Pour y faire face, différentes techniques de compensation et des dispositifs modernes comme les FACTS sont utilisés afin de réguler la tension et la puissance réactive, améliorant ainsi la stabilité du réseau.

L'analyse des contingences, qui consiste à étudier les effets de la défaillance d'un ou plusieurs éléments du réseau, permet d'anticiper les risques et de renforcer la sécurité et la fiabilité du système électrique. Cette démarche est indispensable pour garantir la continuité de l'alimentation électrique même en cas d'incidents.

CHAPITRE IV

Simulation et Interprétation des Résultats

Chapitre IV : Simulation et Interprétation des Résultats

IV.1. Introduction

Ce chapitre présente les résultats issus de la simulation d'un réseau électrique algérien à l'aide d'un programme développé en **Python**, basé sur la méthode de **Newton-Raphson**. L'objectif est d'analyser le comportement du réseau sous différentes configurations de contingence, avec ou sans compensation en puissance réactive.

Dans un premier temps, nous décrivons brièvement la structure du réseau électrique algérien utilisé comme référence dans cette étude. Nous présentons ensuite les données du cas à 59 bus, sur lequel les premières simulations ont été réalisées. Puis, nous introduisons les résultats obtenus par le programme Python, avant de procéder à une étude comparative entre les scénarios avec et sans compensation réactive. L'analyse se poursuit avec une étude détaillée d'un cas critique (la contingence 1), puis par la simulation de cas N-2 non compensés. Enfin, une extension est proposée à un réseau plus large à 114 bus, étudié uniquement en régime compensé.

Ainsi, ce chapitre commence par une présentation générale du réseau algérien servant de base à notre étude. Nous poursuivons avec les données extraites du cas à 59 et 114 bus, utilisées pour modéliser le comportement du système. La suite est consacrée aux résultats issus du programme Python, à travers une série de simulations visant à évaluer la stabilité du réseau, notamment avant et après l'application d'une compensation réactive. Un cas particulièrement critique fait ensuite l'objet d'une analyse approfondie, afin de mieux comprendre l'impact de la compensation sur la tenue de tension. Enfin, une étude complémentaire est menée sur les scénarios de type N-2, puis sur un réseau de plus grande taille à 114 bus, étudié uniquement en régime non compensé.

IV.2. Présentation du langage de programmation Python

Dans ce travail, les simulations ont été réalisées à l'aide du langage de programmation **Python**, apprécié pour sa simplicité, sa lisibilité et sa richesse en bibliothèques scientifiques adaptées à la modélisation de systèmes complexes.

La structure du réseau électrique, les calculs de flux de puissance et l'analyse de la stabilité ont été implémentés à travers un programme personnalisé, inspiré de la logique de la bibliothèque **PYPOWER**, elle-même dérivée du célèbre outil **MATPOWER** utilisé sous MAT-

LAB/Octave. Ces outils sont couramment employés dans le domaine académique et industriel pour les études de planification et de sécurité des réseaux électriques [38].

Plusieurs bibliothèques ont été mobilisées :

- **NumPy** : pour le traitement matriciel et les opérations numériques intensives ;
- **SciPy** : pour la résolution des systèmes non linéaires, notamment les équations de Newton-Raphson ;
- **Matplotlib** : pour la visualisation des résultats, notamment les courbes de profil de tension (*P–V curves*) et les figures comparatives avant/après compensation.

L'environnement **Spyder** a été utilisé pour le développement du code, permettant une organisation claire du projet, la détection rapide d'erreurs, et une exécution en temps réel avec visualisation des résultats.

Ce choix de technologies a permis d'assurer la précision des calculs, l'automatisation des simulations et la reproductibilité complète de l'ensemble des analyses menées dans ce mémoire. Ces outils ont également été validés dans d'autres recherches universitaires traitant de la stabilité des réseaux de transport électrique [39, 40].

IV.3. Présentation des programmes de simulation réalisées

Pour la réalisation des études de stabilité de tension dans le réseau électrique algérien, un ensemble de programmes a été développé en langage **Python**. Ces scripts ont été conçus pour automatiser les différentes étapes de simulation, d'analyse et de génération de résultats.

L'approche a été structurée de manière modulaire, selon les étapes suivantes :

- **Génération de la matrice d'admittance nodale Y_{bus} :**
Ce module construit la matrice d'admittance nodale Y_{bus} à partir des données réseau (impédances, rapports de transformation, etc.). Cette matrice est un composant fondamental pour tout calcul de flux de puissance et d'analyse de stabilité.
- **Construction du jacobien nécessaire à la méthode de Newton-Raphson :**
Ce sous-programme calcule les dérivées partielles nécessaires pour former le jacobien utilisé dans l'algorithme de Newton-Raphson. Il tient compte des configurations **PQ**, **PV** et **slack** pour chaque bus et adapte la forme des sous-matrices J_1, J_2, J_3, J_4 .
- **Implémentation de la méthode de Newton-Raphson :**
Cette fonction implémente la méthode de Newton-Raphson avec initialisation par **Gauss**-

Seidel. Elle permet de résoudre le flux de puissance dans des configurations complexes.

— **Programme principal :**

Il orchestre les appels aux fonctions précédentes pour :

- Charger les données du réseau.
- Calculer la solution de référence sans contingence.
- Déetecter et analyser les contingences **N-1** et **N-2**.
- Mettre en place un module complémentaire pour la compensation réactive.

Les simulations ont été réalisées pour :

- Un réseau de **59 JdB** : (*N-1 avec et sans compensation, et N-2 sans compensation*) ;
- Un réseau de **114 JdB** : (*N-1 sans compensation uniquement*).

IV.4. Présentation du réseau algérien

Le réseau électrique étudié dans ce travail est inspiré de la structure réelle du réseau de transport d'électricité en **Algérie**. Il s'agit d'un réseau maillé à haute tension composé principalement de lignes à **220 kV** et **400 kV**, reliant plusieurs postes électriques répartis sur l'ensemble du territoire national.

Ces lignes assurent l'alimentation en énergie électrique des grandes agglomérations et permettent l'interconnexion entre les différentes zones de production et de consommation.

La modélisation de ce réseau repose sur des données issues de cas réels et d'études précédentes, notamment celles menées dans le cadre de travaux académiques, afin de garantir une représentativité fidèle du comportement du système électrique algérien [41].

Une carte indicative du réseau est présentée ci-dessous (fig IV.1) pour illustrer sa topologie :

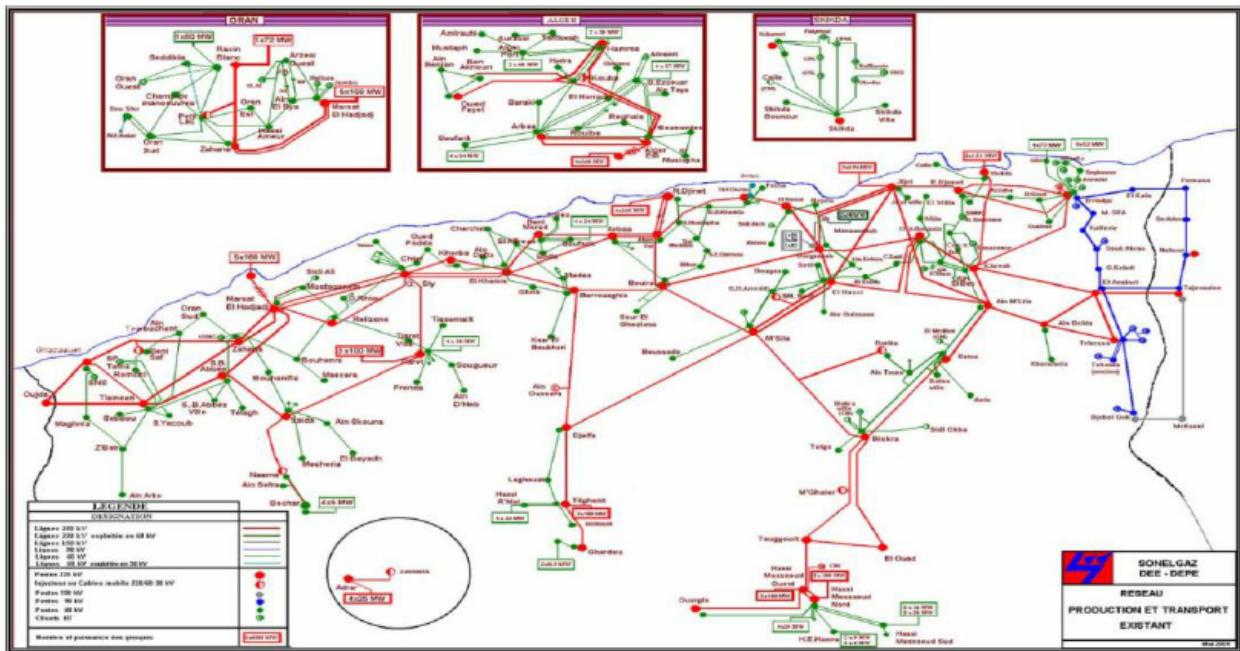


Figure IV.1 : Carte du réseau électrique algérien [41]

IV.5. Extrait des données réseau – Cas 59 et Cas 114

Les données présentées dans cette section sont extraites du fichier Python **DONR.py**, et ont servi à la modélisation de deux cas réseaux 59 et 114 bus :

Tableau IV.1 : Données de lignes (DONL) du réseau électrique

ID	De	Å	R (p.u)	X (p.u)	B (p.u)	TAP	STAT
1	1	38	0.152000	0.483000	0.002300	0.000000	1.000000
2	1	40	0.110000	0.352000	0.001700	0.000000	1.000000
3	2	20	0.019000	0.120000	0.000700	0.000000	1.000000
4	2	55	0.004000	0.023000	0.001100	0.000000	1.000000
5	3	20	0.018000	0.119000	0.000700	0.000000	1.000000
6	4	27	0.002000	0.006000	0.002000	0.000000	1.000000
7	4	27	0.003000	0.007000	0.002000	0.000000	1.000000
8	5	9	0.087000	0.221000	0.001000	0.000000	1.000000
9	5	9	0.088000	0.221000	0.001000	0.000000	1.000000
10	5	23	0.038000	0.138000	0.000600	0.000000	1.000000
11	5	23	0.038000	0.140000	0.000600	0.000000	1.000000
12	5	27	0.045000	0.167000	0.000700	0.000000	1.000000
13	5	27	0.045000	0.168000	0.000800	0.000000	1.000000
14	5	46	0.071000	0.231000	0.001100	0.000000	1.000000
15	6	5	0.002000	0.054000	0.000000	0.000000	1.000000
16	6	13	0.054000	0.190000	0.137000	0.000000	1.000000
17	6	13	0.057000	0.201000	0.144000	0.000000	1.000000
18	6	30	0.018000	0.085000	0.064000	0.000000	1.000000
19	6	30	0.025000	0.086000	0.062000	0.000000	1.000000
20	7	40	0.527000	0.887000	0.003600	0.000000	1.000000

* : La suite des données en *Annexe A*.

Tableau IV.2 : Données des bus du réseau 59 bus (extrait DONP)

Tableau IV.3 : Données des bus du réseau 114 bus (extrait DONP114) – Bus 1 à 59

N°	Type	V	θ	P_G	Q_G	P_C	Q_C	Q_{\min}	Q_{\max}	Shunt
1	1	1.07000	0.00000	750.00000	400.00000	125.00000	94.00000	0.00000	0.00000	0.00000
2	3	1.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000
3	3	1.00000	0.00000	0.00000	0.00000	36.00000	17.00000	0.00000	0.00000	0.00000
4	3	1.00000	0.00000	0.00000	0.00000	64.00000	31.00000	0.00000	0.00000	0.00000
5	2	1.05000	0.00000	300.00000	160.00000	335.00000	250.00000	20.00000	200.00000	0.00000
6	3	1.00000	0.00000	0.00000	0.00000	78.00000	37.00000	0.00000	0.00000	0.00000
7	3	1.00000	0.00000	0.00000	0.00000	55.00000	26.00000	0.00000	0.00000	0.00000
8	3	1.00000	0.00000	0.00000	0.00000	50.00000	24.00000	0.00000	0.00000	0.00000
9	3	1.00000	0.00000	0.00000	0.00000	40.00000	19.00000	0.00000	0.00000	0.00000
10	3	1.00000	0.00000	0.00000	0.00000	42.00000	21.00000	0.00000	0.00000	0.00000
11	2	1.05000	0.00000	160.00000	30.00000	96.00000	47.00000	-50.00000	100.00000	0.00000
12	3	1.00000	0.00000	0.00000	0.00000	31.00000	15.00000	0.00000	0.00000	0.00000
13	3	1.00000	0.00000	0.00000	0.00000	13.00000	6.00000	0.00000	0.00000	0.00000
14	3	1.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000
15	2	1.04000	0.00000	60.00000	30.00000	136.00000	65.00000	0.00000	100.00000	0.00000
16	3	1.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000
17	2	1.08000	0.00000	640.00000	400.00000	0.00000	0.00000	0.00000	400.00000	0.00000
18	3	1.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000
19	2	1.03000	0.00000	100.00000	60.00000	11.00000	5.00000	0.00000	60.00000	0.00000
20	3	1.00000	0.00000	0.00000	0.00000	14.00000	9.00000	0.00000	0.00000	0.00000
21	3	1.00000	0.00000	0.00000	0.00000	70.00000	52.00000	0.00000	0.00000	0.00000
22	2	1.04000	0.00000	60.00000	40.00000	42.00000	25.00000	0.00000	50.00000	0.00000
23	3	1.00000	0.00000	0.00000	0.00000	23.00000	11.00000	0.00000	0.00000	0.00000
24	3	1.00000	0.00000	0.00000	0.00000	60.00000	36.00000	0.00000	0.00000	0.00000
25	3	1.00000	0.00000	0.00000	0.00000	17.00000	8.00000	0.00000	0.00000	0.00000
26	3	1.00000	0.00000	0.00000	0.00000	55.00000	26.00000	0.00000	0.00000	0.00000
27	3	1.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000
28	3	1.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000
29	3	1.00000	0.00000	0.00000	0.00000	37.00000	18.00000	0.00000	0.00000	0.00000
30	3	1.00000	0.00000	0.00000	0.00000	30.00000	15.00000	0.00000	0.00000	0.00000
31	3	1.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000
32	3	1.00000	0.00000	0.00000	0.00000	40.00000	24.00000	0.00000	0.00000	0.00000
33	3	1.00000	0.00000	0.00000	0.00000	29.00000	14.00000	0.00000	0.00000	0.00000
34	3	1.00000	0.00000	0.00000	0.00000	29.00000	14.00000	0.00000	0.00000	0.00000
35	3	1.00000	0.00000	0.00000	0.00000	33.00000	16.00000	0.00000	0.00000	0.00000
36	3	1.00000	0.00000	0.00000	0.00000	17.00000	8.00000	0.00000	0.00000	0.00000
37	3	1.00000	0.00000	0.00000	0.00000	11.00000	5.00000	0.00000	0.00000	0.00000
38	3	1.00000	0.00000	0.00000	0.00000	20.00000	10.00000	0.00000	0.00000	0.00000
39	3	1.00000	0.00000	0.00000	0.00000	20.00000	10.00000	0.00000	0.00000	0.00000
40	3	1.00000	0.00000	0.00000	0.00000	21.00000	10.00000	0.00000	0.00000	0.00000
41	3	1.00000	0.00000	0.00000	0.00000	53.00000	32.00000	0.00000	0.00000	0.00000
42	3	1.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000
43	3	1.00000	0.00000	0.00000	0.00000	31.00000	18.00000	0.00000	0.00000	0.00000
44	3	1.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000
45	3	1.00000	0.00000	0.00000	0.00000	12.00000	6.00000	0.00000	0.00000	0.00000
46	3	1.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000
47	3	1.00000	0.00000	0.00000	0.00000	21.00000	10.00000	0.00000	0.00000	0.00000
48	3	1.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000
49	3	1.00000	0.00000	0.00000	0.00000	13.00000	6.00000	0.00000	0.00000	0.00000
50	3	1.00000	0.00000	0.00000	0.00000	4.00000	2.00000	0.00000	0.00000	0.00000
51	3	1.00000	0.00000	0.00000	0.00000	1.00000	1.00000	0.00000	0.00000	0.00000
52	2	1.05000	0.00000	80.00000	50.00000	56.00000	27.00000	0.00000	50.00000	0.00000
53	3	1.00000	0.00000	0.00000	0.00000	16.00000	8.00000	0.00000	0.00000	0.00000
54	3	1.00000	0.00000	0.00000	0.00000	21.00000	10.00000	0.00000	0.00000	0.00000
55	3	1.00000	0.00000	0.00000	0.00000	18.00000	9.00000	0.00000	0.00000	0.00000
56	3	1.00000	0.00000	0.00000	0.00000	33.00000	20.00000	0.00000	0.00000	0.00000
57	3	1.00000	0.00000	0.00000	0.00000	35.00000	21.00000	0.00000	0.00000	0.00000
58	3	1.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000
59	3	1.00000	0.00000	0.00000	0.00000	36.00000	17.00000	0.00000	0.00000	0.00000

* : La suite des données est disponible en *Annexe B*.

Tableau IV.4 : Données de lignes (DONL114Arif) du réseau 114 bus – Lignes 1 à 19

ID	De	À	R (p.u)	X (p.u)	B (p.u)	S_{max}	a
1	3	2	0.0085	0.0403	0.0303	0.0000	1.0000
2	6	2	0.0122	0.0578	0.0436	0.0000	1.0000
3	3	6	0.0140	0.0498	0.0355	0.0000	1.0000
4	1	42	0.0274	0.1295	0.0976	0.0000	1.0000
5	1	42	0.0139	0.0121	0.1474	0.0000	1.0000
6	1	4	0.0033	0.0158	0.0482	0.0000	1.0000
7	5	4	0.0028	0.0189	0.0294	0.0000	1.0000
8	5	1	0.0018	0.0126	0.0197	0.0000	1.0000
9	1	7	0.0144	0.0678	0.0512	0.0000	1.0000
10	15	16	0.0038	0.0135	0.0097	0.0000	1.0000
11	16	4	0.0041	0.0144	0.0103	0.0000	1.0000
12	16	14	0.0013	0.0045	0.0032	0.0000	1.0000
13	8	42	0.0171	0.0629	0.0454	0.0000	1.0000
14	8	1	0.0184	0.0870	0.0657	0.0000	1.0000
15	10	7	0.0150	0.0709	0.0535	0.0000	1.0000
16	10	11	0.0228	0.1076	0.0811	0.0000	1.0000
17	7	6	0.0157	0.0740	0.0558	0.0000	1.0000
18	11	42	0.0170	0.0806	0.0608	0.0000	1.0000
19	6	4	0.0288	0.1012	0.0730	0.0000	1.0000

* : La suite des données est disponible en *Annexe C*.

IV.6. Résultats de programmation

Dans cette partie, les résultats issus de la simulation du réseau électrique algérien à l'aide de la méthode de Newton-Raphson sont présentés. Ils permettent d'évaluer la stabilité de tension dans divers scénarios de contingence, notamment avant et après l'application d'une compensation réactive.

Deux types de simulations ont été réalisés :

- Une analyse des contingences critiques de type **N-1** sans compensation ;
- Une simulation des cas critiques de type **N-2** pour les réseaux à **59** et **114 bus**, sans compensation ;
- Une analyse des contingences critiques de type **N-1** avec compensation.

IV.6.1 Analyse des contingences critiques N-1 sans compensation

Dans cette section, une étude de contingence de type N-1 a été menée afin d'identifier les lignes dont la coupure entraîne une dégradation notable du profil de tension du réseau. Les cas critiques sont définis comme ceux où la tension minimale descend en dessous de 0,9 pu. L'analyse repose sur les résultats de la méthode de Newton-Raphson appliquée à chaque configuration de contingence.

Le tableau ci-dessous synthétise les cas critiques détectés, en indiquant les bus affectés, les tensions observées, les valeurs de l'alpha critique (α), la puissance critique ($P_{critique}$), ainsi que le taux de chute de tension ($\Delta V\%$) calculé par rapport à la tension initiale. À cette étape, aucune compensation n'est appliquée, et les puissances réactives injectées (Q_{inj}) sont nulles.

Tableau IV.5. Cas critiques de contingences N-1 (sans compensation)

N°	Bus critique	Tension (pu)	Angle (°)	Alpha critique	P critique (pu)	ΔV (%)	Qinj (pu)
1	37	0.7059	-25.9746	1.0602	7.2525	29.41	0.00
2	47	0.7598	-4.8368	1.1227	7.6801	24.02	0.00
3	47	0.7303	-13.3929	1.1117	7.6053	26.97	0.00
4	47	0.7263	-13.3976	1.1070	7.5732	27.37	0.00
5	47	0.7267	-11.5587	1.0219	6.9906	27.33	0.00
6	47	0.7452	-13.1722	1.1180	7.6480	25.48	0.00
7	47	0.7444	-13.1399	1.1180	7.6480	25.56	0.00
8	47	0.7459	-13.4194	1.1102	7.5946	25.41	0.00
9	47	0.7458	-13.4058	1.1102	7.5946	25.42	0.00
10	47	0.7449	-13.1794	1.1180	7.6480	25.51	0.00
11	47	0.7449	-13.1785	1.1180	7.6480	25.51	0.00
12	47	0.7628	-13.4546	1.1227	7.6801	23.72	0.00
13	47	0.7441	-13.1654	1.1180	7.6480	25.59	0.00
14	47	0.7579	-13.4636	1.1187	7.6534	24.21	0.00
16	47	0.7993	6.6246	1.0852	7.4236	20.07	0.00
17	47	0.8087	-7.4160	1.0789	7.3808	19.13	0.00
20	47	0.7439	-14.8868	1.1164	7.6373	25.61	0.00
21	47	0.7437	-13.9197	1.1180	7.6480	25.63	0.00
22	47	0.7443	-13.1917	1.1172	7.6427	25.57	0.00
23	47	0.7414	-13.3358	1.1117	7.6053	25.86	0.00
24	47	0.7440	-13.1162	1.1180	7.6480	25.60	0.00
25	47	0.7443	-13.1857	1.1180	7.6480	25.57	0.00
26	47	0.7599	-13.3817	1.1227	7.6801	24.01	0.00
27	47	0.7600	-13.3846	1.1227	7.6801	24.00	0.00
31	47	0.6778	-14.2831	1.0531	7.2044	32.22	0.00
34	47	0.7468	-13.5307	1.1109	7.5999	25.32	0.00
35	47	0.7401	-13.2204	1.1141	7.6213	25.99	0.00
36	14	0.7650	-6.0663	1.1016	7.5358	23.50	0.00
38	47	0.7425	-12.8881	1.1203	7.6641	25.75	0.00
39	47	0.7463	-14.0742	1.1086	7.5839	25.37	0.00
42	47	0.7522	-14.1156	1.1062	7.5679	24.78	0.00
43	47	0.7551	-14.2040	1.1016	7.5358	24.49	0.00
44	35	0.7258	-2.8753	1.1039	7.5518	27.42	0.00
45	47	0.7459	-13.5429	1.1164	7.6373	25.41	0.00
46	47	0.7501	-13.6175	1.1187	7.6534	24.99	0.00
47	47	0.7556	-13.8793	1.1078	7.5785	24.44	0.00
49	47	0.7453	-13.0230	1.1172	7.6427	25.47	0.00
50	47	0.7610	-13.4689	1.1203	7.6641	23.90	0.00
51	47	0.7469	-13.3554	1.1141	7.6213	25.31	0.00
52	47	0.7622	-13.4450	1.1203	7.6641	23.78	0.00
54	47	0.7459	-13.4215	1.1133	7.6160	25.41	0.00
55	47	0.7655	-12.7992	1.0992	7.5198	23.45	0.00
56	47	0.7383	-13.2563	1.1141	7.6213	26.17	0.00
57	47	0.7588	-12.9366	1.1258	7.7015	24.12	0.00
60	47	0.8151	-17.4645	1.0414	7.1243	18.49	0.00
61	47	0.8168	-17.3381	1.0367	7.0922	18.32	0.00
62	47	0.7494	-14.4241	1.1070	7.5732	25.06	0.00
67	47	0.7605	-15.7891	1.1195	7.6587	23.95	0.00
69	47	0.7538	-16.1418	1.1258	7.7015	24.62	0.00
70	47	0.7529	-16.0537	1.1258	7.7015	24.71	0.00
72	35	0.5267	-16.0996	0.7922	5.4194	47.33	0.00
73	47	0.7461	-9.3465	1.1133	7.6160	25.39	0.00
74	16	0.8149	-43.7860	0.9828	6.7234	18.51	0.00
75	47	0.7600	-13.4097	1.1227	7.6801	24.00	0.00
76	46	0.5483	-23.0596	1.0625	7.2686	45.17	0.00
77	48	0.5443	-24.7758	0.9328	6.3814	45.57	0.00
78	47	0.8144	-17.2907	1.0383	7.1029	18.56	0.00
80	35	0.5279	-19.5572	0.5398	3.6931	47.21	0.00
81	48	0.5525	-18.6088	1.0492	7.1777	44.75	0.00
82	23	0.5859	-24.3248	0.6227	4.2596	41.41	0.00
83	47	0.7443	-13.8171	1.1180	7.6480	25.57	0.00

Conclusion : Plusieurs cas présentent des tensions inférieures à 0.90 pu, révélant des situations critiques nécessitant des mesures correctives. Ces résultats serviront de base pour la

phase de compensation par injection de puissance réactive (Q_{inj}).

Légende :

- $\Delta V\%$: écart de tension par rapport à la valeur nominale de 1,00 pu.
- Q_{inj} (pu) : colonne réservée à l'étude postérieure de compensation.

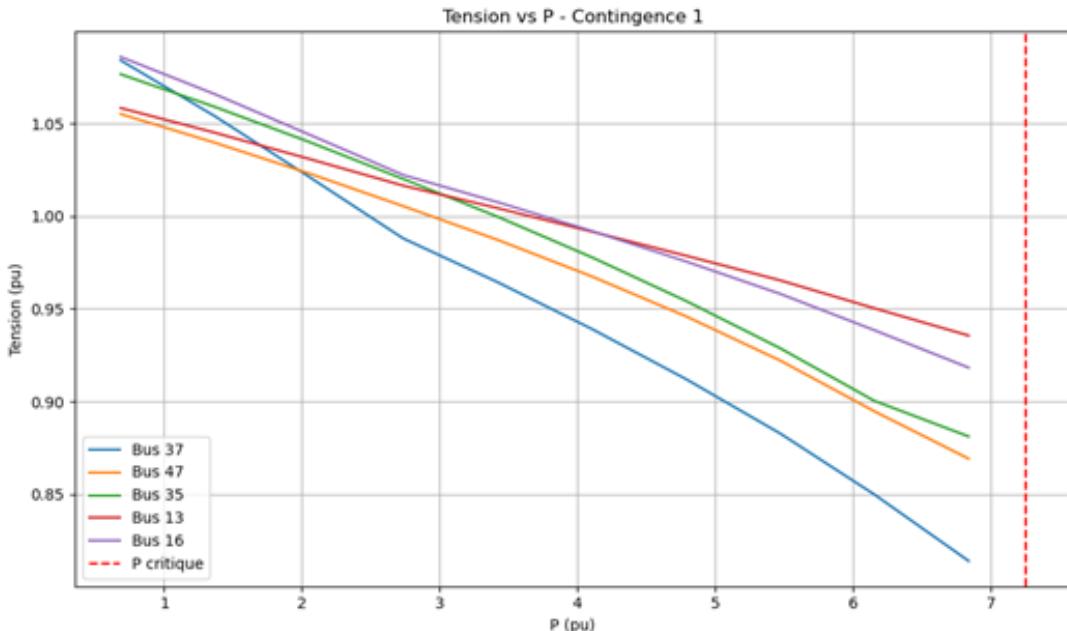


Figure IV.2 : Évolution de la tension en fonction de P – Contingence N-1, avant compensation

La figure IV.2 montre l'évolution des tensions aux différents nœuds du réseau lors d'une contingence N-1, avant compensation. On remarque une baisse progressive des tensions avec l'augmentation de la puissance active, en particulier au niveau du Bus 37, plus sensible. La ligne rouge indique la puissance critique au-delà de laquelle la stabilité du réseau devient menacée. Cette situation met en évidence la nécessité d'une compensation en puissance réactive pour améliorer la tenue en tension.

IV.6.2 Simulation des contingences critiques N-2

Dans cette section, une simulation de contingences de type N-2 a été menée, consistant à mettre simultanément hors service deux lignes du réseau électrique algérien. Cela implique la suppression de deux lignes à la fois, le recalcul de la matrice d'admittance, l'exécution du calcul d'écoulement de puissance, et l'identification des niveaux de tension et des indices de stabilité.

L'objectif est d'évaluer la stabilité de tension dans ces scénarios plus critiques, en identifiant les bus les plus impactés ainsi que les valeurs minimales de tension et les indices de stabilité

associés, présentés dans le tableau suivant.

Tableau IV.6 : Résultats des contingences critiques N-2 (cas 2 à 22, sans compensation) – Lignes supprimées de type [1-NL]

N°	Bus critique	Tension (pu)	Angle (°)	α_{crit}	P_{crit} (pu)	ΔV (%)	Q_{inj} (pu)
2	37	0.7252	-26.2490	1.0555	7.2205	27.48	–
3	37	0.7305	-26.1544	1.0523	7.1991	26.95	–
4	35	0.7892	-8.9392	1.0078	6.8944	21.08	–
5	37	0.7152	-25.9387	1.0586	7.2418	28.48	–
6	37	0.7007	-25.9652	1.0594	7.2472	29.93	–
7	37	0.7300	-26.0863	1.0477	7.1670	27.00	–
8	37	0.7411	-26.0339	1.0469	7.1617	25.89	–
9	37	0.7161	-25.9397	1.0586	7.2418	28.39	–
10	37	0.7163	-25.9389	1.0586	7.2418	28.37	–
11	37	0.7167	-25.9516	1.0586	7.2418	28.33	–
12	37	0.7165	-25.9519	1.0586	7.2418	28.35	–
13	37	0.7043	-26.0507	1.0570	7.2312	29.57	–
17	37	0.7023	-25.6522	1.0492	7.1777	29.77	–
18	37	0.7088	-25.6351	1.0492	7.1777	29.12	–
19	37	0.7245	-27.3585	1.0375	7.0975	27.55	–
20	37	0.7322	-27.0067	1.0523	7.1991	26.78	–
21	37	0.7064	-25.9624	1.0594	7.2472	29.36	–
22	37	0.7098	-26.0209	1.0562	7.2258	29.02	–

Les résultats montrent que la mise hors service simultanée de deux lignes aggrave notablement la stabilité du réseau :

- La tension minimale chute jusqu'à **0,70 pu** dans certains cas (ex. cas 6, 13, 17) ;
- Le **bus 37** revient régulièrement comme point faible, confirmant sa vulnérabilité structurelle ;
- Les indices α_{crit} sont proches de **1,05**, indiquant une faible marge de stabilité.

Remarque : Les cas restants (23 à 83) sont présentés dans l'**Annexe D** sous forme de tableau synthétique.

Conclusion : L'analyse des contingences N-2 met en évidence :

- Une aggravation de la chute de tension par rapport aux scénarios N-1 ;
- Une concentration des problèmes sur certains bus critiques (notamment le bus 37) ;
- La nécessité absolue d'une stratégie de compensation dans les cas les plus critiques.

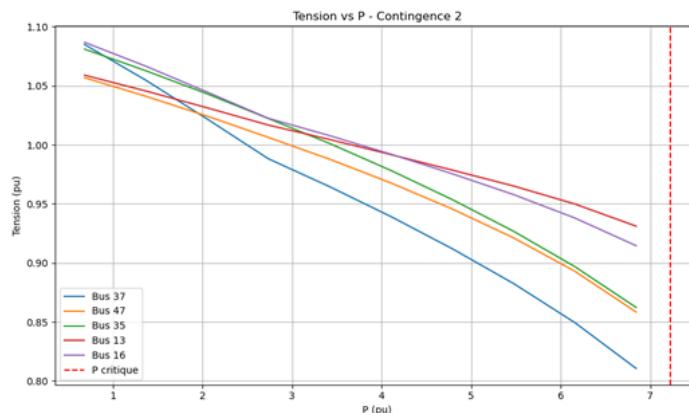


Figure IV.3 : Évolution de la tension en fonction de P – Contingence N-2

La figure IV.3 ci-dessus illustre l'évolution des tensions en fonction de la puissance active injectée P , dans une situation de contingence N-2. On observe une baisse progressive de la tension au niveau du **bus 37**, qui reste le plus affecté. Le seuil critique est franchi plus rapidement, ce qui indique que la stabilité du système est gravement compromise sans compensation réactive.

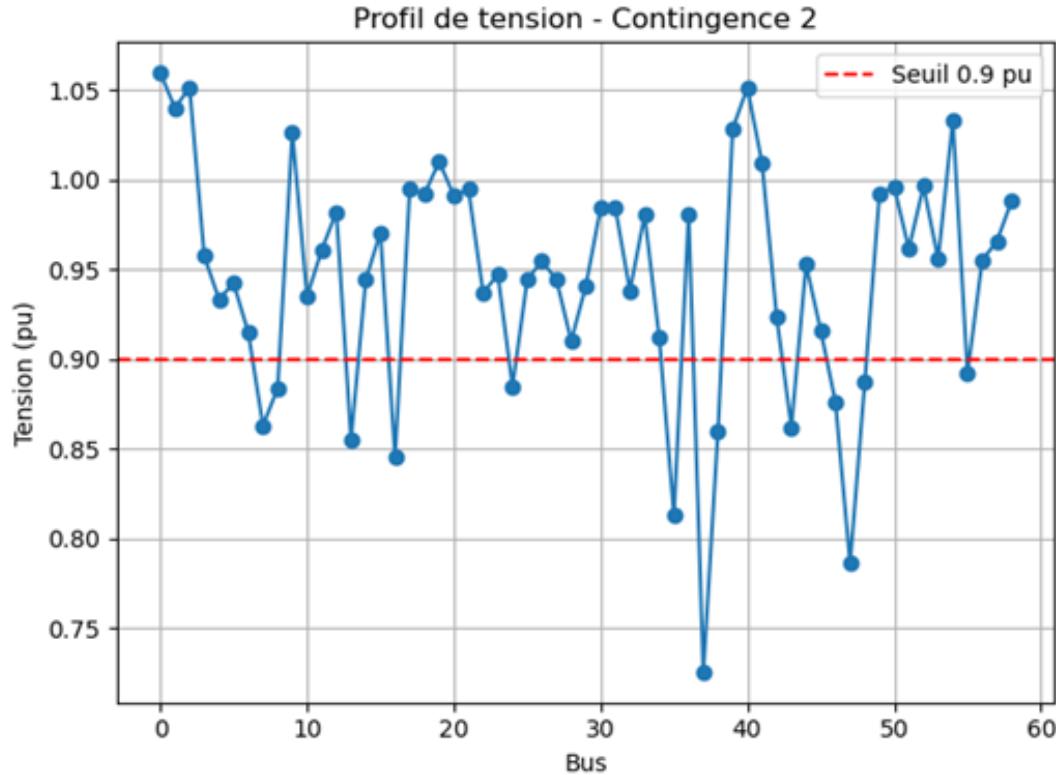


Figure IV.4 : Profil de tension – Contingence N-2

La figure IV.4 montre le profil de tension pour l'ensemble des nœuds du réseau lors d'une contingence N-2. On remarque que plusieurs bus présentent des tensions inférieures au seuil critique de **0,9 pu** (indiqué par une ligne rouge), ce qui reflète un affaiblissement notable du réseau. Certains bus, notamment autour des nœuds **38 à 42**, atteignent même des valeurs très basses, compromettant potentiellement la stabilité du système. Ce résultat confirme la nécessité d'une **compensation en puissance réactive** pour rétablir un profil de tension acceptable.

IV.6.3 Simulation des contingences critiques N-1 (114 JdB)

Cette section présente les résultats de simulations de contingences critiques de type N-1 réalisées sur le réseau électrique algérien à 114 Jeux de Barres (JdB). Le principe d'une

contingence N-1 consiste à simuler la mise hors service d'un seul élément du réseau (typiquement une ligne ou un transformateur) afin d'analyser l'impact local et global sur la stabilité du système électrique.

Tableau IV.7 : Résultats des contingences critiques N-1 – Réseau 114 JdB (cas 1 à 14, sans compensation)

N°	Bus critique	Tension (pu)	Angle (°)	$\alpha_{critique}$	$P_{critique}$ (pu)	ΔV (%)	Q_{inj} (pu)
1	91	0.8277	-6.0618	1.1092	41.3391	17.23	0.0
2	91	0.8277	-6.0618	1.1092	41.3391	17.23	0.0
3	91	0.8277	-6.0617	1.1092	41.3391	17.23	0.0
4	91	0.8061	-6.1011	1.1045	41.1644	19.39	0.0
6	91	0.8276	-6.1129	1.1092	41.3391	17.24	0.0
7	91	0.8277	-6.0728	1.1092	41.3391	17.23	0.0
8	91	0.8277	-6.0787	1.1092	41.3391	17.23	0.0
9	91	0.8285	-6.2830	1.1062	41.2299	17.15	0.0
13	91	0.8047	-5.9811	1.1074	41.2736	19.53	0.0
14	91	0.8073	-6.2293	1.1027	41.0989	19.27	0.0

Remarque importante : Par manque de temps et de ressources de calcul, seule une partie des contingences N-1 possibles a été simulée. La suite des résultats est présentée dans l'**Annexe E**.

Conclusion : L'analyse des contingences N-1 met en lumière plusieurs points clés :

- Une chute de tension significative même pour des scénarios simples (perte d'un seul élément) ;
- La répétitivité du **bus 91** en tant que point critique, justifiant des études de renforcement ou de reconfiguration à cet emplacement ;
- Une vulnérabilité locale élevée mais une stabilité globale conservée (indice $\alpha_{critique}$ stable) ;
- La nécessité d'envisager la **compensation réactive** dans les prochaines étapes pour assurer le maintien des tensions dans les plages tolérées.

La figure IV.5 ci-dessous montre l'évolution de la tension (en pu) sur plusieurs bus (91, 90, 48, 55, 92) en fonction de la charge P , jusqu'à la puissance critique de 41.1644 pu (ligne rouge).

Interprétation :

- La tension diminue progressivement sur tous les bus à mesure que la charge augmente ;
- Le bus 91 atteint la tension la plus basse, confirmant son statut de bus critique ;
- Le point de puissance critique marque la limite de stabilité ;
- Le bus 48 reste relativement stable, mais finit par chuter aussi.

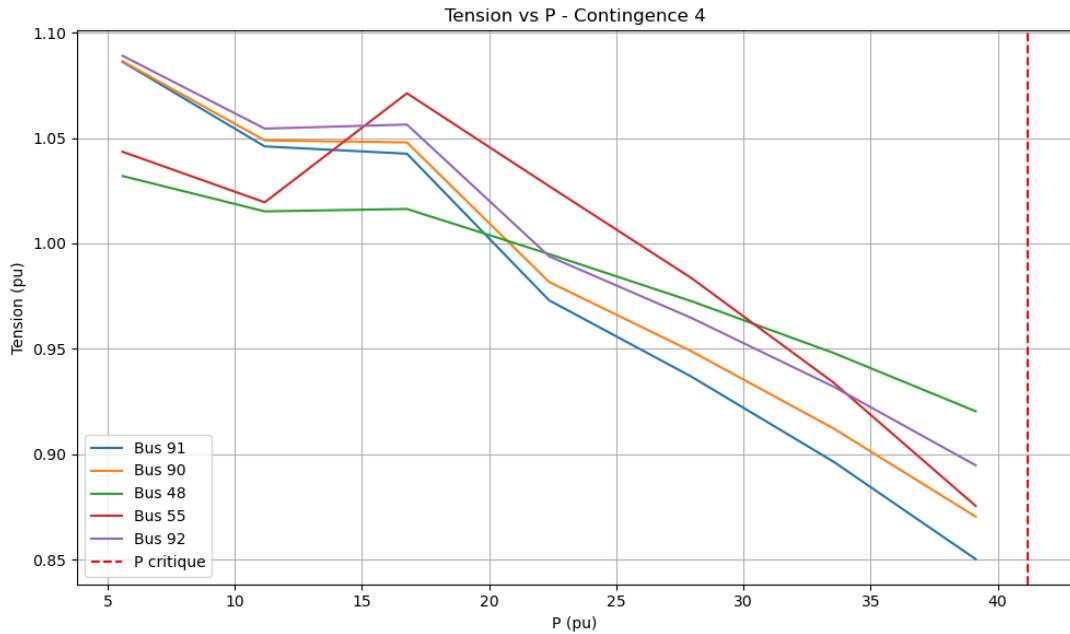


Figure IV.5 : Évolution de la tension en fonction de P – Contingence 4 (Réseau 114 JdB)

La figure IV.6 ci-dessous présente le profil de tension pour la contingence 4. Interprétation :

- La majorité des bus ont une tension entre 0.95 et 1.05 pu ;
- Plusieurs bus autour de 85 à 95 chutent sous 0.9 pu ;
- Le bus 91 atteint un minimum de 0.8061 pu (chute de 19.4%) ;
- Le graphe identifie visuellement les zones vulnérables et confirme la nécessité de compensation.

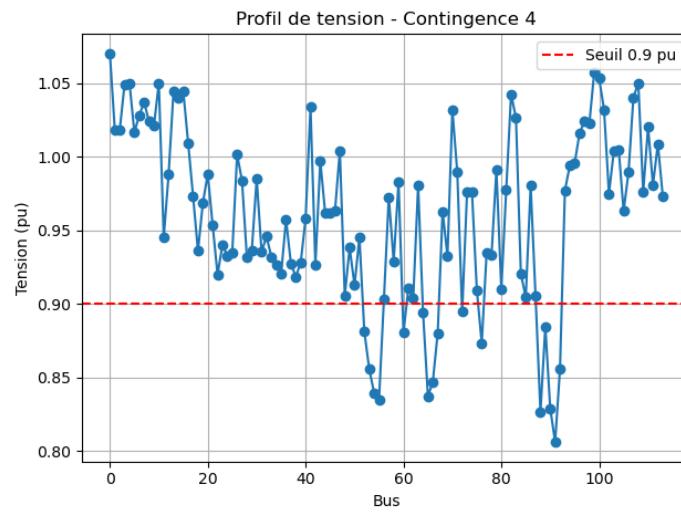


Figure IV.6 : Profil de tension – Contingence 4 (Réseau 114 JdB)

IV.6.4 Étude après compensation

Dans cette section, une étude approfondie a été menée sur les cas de contingences critiques du réseau électrique (59 JdB), à travers l'approche de type N-1, où chaque ligne est successivement mise hors service. L'objectif est d'analyser l'effet de ces coupures sur la stabilité de tension, en particulier au niveau des bus les plus sensibles.

L'analyse repose sur le calcul d'écoulement de puissance par la méthode de Newton-Raphson, permettant de calculer avec précision les profils de tension, les angles, les puissances critiques $P_{critique}$, ainsi que l'indice de stabilité $\alpha_{critique}$. La simulation a été effectuée pour chaque contingence après compensation, où une injection ciblée Q_{inj} est introduite dans les jeux de barres les plus critiques (nous avons choisi 5 JdB), afin d'améliorer la stabilité en considérant ces accès comme des accès PV.

Le tableau ci-dessous présente, pour chaque cas avant et après compensation :

- La tension minimale V au bus critique (pu) ;
- L'angle θ (°) ;
- L'indice de stabilité $\alpha_{critique}$;
- La puissance critique $P_{critique}$ (pu) ;
- Le taux de chute de tension ΔV (— La quantité de puissance réactive injectée Q_{inj} (pu)).

Tableau IV.8 : Résultats comparatifs avant / après compensation (cas 1 à 22)

Cont.	Bus	VAV (pu)	θ_{AV} (°)	α_{AV}	P_{AV} (pu)	ΔV_{AV} (%)	Q_{AV} (pu)	VAP (pu)	θ_{AP} (°)	α_{AP}	P_{AP} (pu)	ΔV_{AP} (%)	Q_{AP} (pu)
1	37	0.7059	-25.97	1.0602	7.2525	29.41	0.00	0.9664	-22.15	1.1641	7.9634	15.25	0.4
2	47	0.7598	-4.84	1.1227	7.6801	24.02	0.00	0.9606	-21.03	1.2734	8.7116	8.89	0.6
3	47	0.7303	-13.39	1.1117	7.6053	26.97	0.00	0.9598	-10.77	1.2891	8.8185	9.81	0.6
4	47	0.7263	-13.39	1.1070	7.5732	27.37	0.00	0.9588	-10.93	1.2812	8.7650	9.82	0.6
5	47	0.7267	-11.55	1.0219	6.9906	27.33	0.00	0.9524	-7.84	1.1562	7.9099	9.27	0.4
6	47	0.7452	-13.17	1.1180	7.6480	25.48	0.00	0.9602	-10.66	1.2969	8.8719	8.93	0.6
7	47	0.7444	-13.13	1.1180	7.6480	25.56	0.00	0.9604	-10.64	1.2969	8.8719	8.92	0.6
8	47	0.7459	-13.41	1.1102	7.5946	25.41	0.00	0.9603	-10.78	1.2891	8.8185	8.93	0.6
9	47	0.7458	-13.40	1.1102	7.5946	25.42	0.00	0.9603	-10.78	1.2891	8.8185	8.93	0.6
10	47	0.7449	-13.17	1.1180	7.6480	25.51	0.00	0.9608	-10.63	1.2969	8.8719	8.94	0.6
11	47	0.7449	-13.17	1.1180	7.6480	25.51	0.00	0.9608	-10.62	1.2969	8.8719	8.94	0.6
12	47	0.7628	-13.45	1.1227	7.6801	23.72	0.00	0.9600	-10.67	1.2969	8.8719	8.99	0.6
13	47	0.7441	-13.16	1.1180	7.6480	25.59	0.00	0.9600	-10.67	1.2969	8.8719	8.99	0.6
14	47	0.7579	-13.46	1.1187	7.6534	24.21	0.00	0.9611	-10.69	1.3047	8.9254	8.89	0.6
15	47	0.7465	-13.10	1.1191	7.6550	25.35	0.00	0.9610	-10.65	1.2980	8.8800	8.87	0.6
16	47	0.7993	-6.62	1.0852	7.4236	20.07	0.00	0.9601	-10.56	1.2123	8.8412	7.42	0.5
17	47	0.8087	-7.41	1.0789	7.3808	19.13	0.00	0.9603	-10.67	1.1045	8.8419	9.78	0.5
18	47	0.7475	-13.20	1.1200	7.6600	25.25	0.00	0.9612	-10.70	1.2990	8.8900	8.86	0.6
19	47	0.7480	-13.25	1.1210	7.6650	25.20	0.00	0.9614	-10.72	1.3000	8.9000	8.85	0.6
20	47	0.7439	-14.88	1.1164	7.6373	25.61	0.00	0.9583	-12.69	1.3906	9.5133	8.68	0.6
21	47	0.7437	-13.91	1.1180	7.6480	25.63	0.00	0.9606	-11.26	1.2891	8.8185	8.89	0.6
22	47	0.7443	-13.19	1.1172	7.6427	25.57	0.00	0.9605	-10.68	1.2969	8.8719	8.88	0.6

Interprétation des résultats :

- Pour la contingence 1 (bus 37), la tension minimale passe de 0.7059 pu à 0.9664 pu, soit une amélioration de plus de **26 %**, tandis que l'indice $\alpha_{critique}$ augmente de 1.0602 à 1.1641.

- Pour les contingences affectant le **bus 47**, on note des gains récurrents de 0.2 à 0.3 pu en tension et une hausse de $\alpha_{critique}$ moyenne de **0.15**.
- Les injections Q_{inj} restent modérées (0.4 à 0.6 pu), ce qui souligne l'efficacité de cette stratégie.

Conclusion : La compensation ciblée permet :

- Une augmentation de la tension minimale ($V > 0.95$ pu) ;
- Un indice de stabilité α plus élevé ;
- Un report du point de divergence (hausse de $P_{critique}$) ;
- Une chute de tension ΔV réduite de **30 à 50 %**.

Ces résultats valident l'efficacité de la compensation réactive dans le maintien de la stabilité.

IV.6.5 Analyse détaillée d'un cas critique : Contingence 1

Dans cette section, une analyse approfondie est présentée pour la **contingence 1**. Le bus critique dans ce cas est le bus 37.

Les résultats obtenus sont représentés dans le tableau IV.9. ci-dessous.

TABLE 1 – Paramètres critiques dans le cas de la contingence 1

Paramètre	Avant compensation	Après compensation
Bus critique	37	
Tension V (pu)	0.7059	0.9664
Angle θ (°)	-25.97	-22.15
α critique	1.0602	1.1641
Puissance critique $P_{critique}$	7.2525	7.9634
ΔV (%)	29.41	15.25
Q_{inj} (pu)	0.00	0.4

La figure IV.7 ci-dessous présente le profil de tension sur l'ensemble des bus du réseau, avant et après compensation. Sans injection de puissance réactive, on remarque que plusieurs bus chutent en dessous de 0,95 pu, avec un minimum critique à **0,7059 pu** au niveau du bus 37. Après compensation, la majorité des tensions sont rehaussées, en particulier sur le bus critique, qui atteint **0,9664 pu**. Cela reflète une amélioration globale de la stabilité du système et prouve l'efficacité de la compensation ciblée.

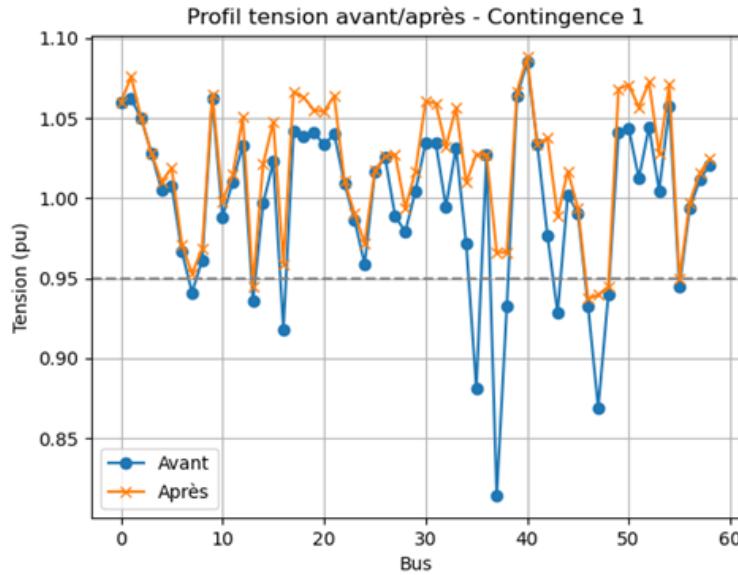
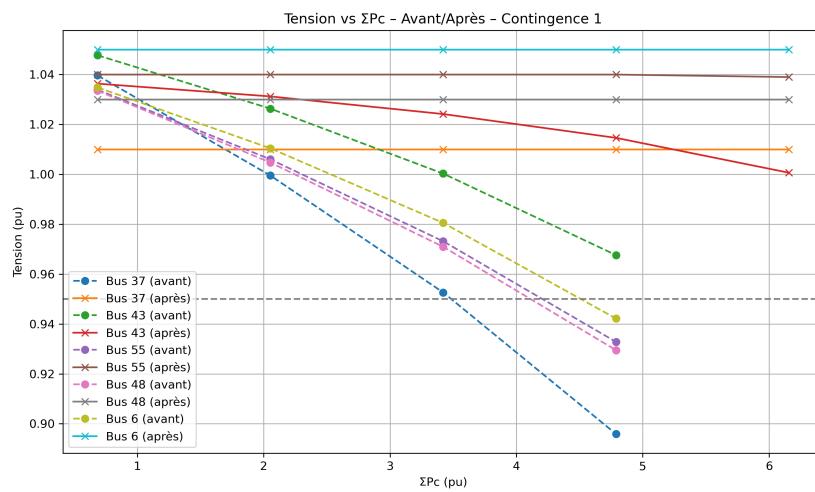


Figure IV.7 : Profil de tension avant/après – Contingence 1

La figure IV.8 ci-dessous illustre l'évolution de la tension au bus critique en fonction de l'évolution de la charge active cumulée (ΣP_c). Avant compensation, la tension chute rapidement à mesure que la charge augmente, indiquant une faible marge de stabilité. Après compensation, la tension des JdB (6, 37, 43, 48, 55) se maintient stable entre 1 et 1.05 pour une puissance critique plus élevée, ce qui signifie que le réseau supporte une charge plus importante. Cela confirme l'augmentation de l'indice $\alpha_{critique}$ et retardé le point de divergence.


 Figure IV.8 : Évolution de la tension en fonction de ΣP_c – Contingence 1

Cette étude démontre que l'ajout de Q_{inj} , en considérant les JdB critiques comme des accès PV en fixant leur tension à $V = 1.01, 1.02, 1.03, 1.04, 1.05$, a permis :

- Une augmentation significative de la tension au bus 37 ;
- Une amélioration de 10 % de $\alpha_{critique}$;
- Une réduction de la chute de tension de plus de 10 % ;
- Une meilleure tenue de la tension face à la montée en charge.

Ces résultats confirment l'efficacité de la compensation réactive pour restaurer la stabilité du réseau électrique en cas de contingence critique.

Conclusion

Ce chapitre a présenté la mise en œuvre pratique des simulations de stabilité de tension sur le réseau électrique algérien, à l'aide de la méthode de Newton-Raphson. En intégrant les données de topologie (réseaux à 59 et 114 bus), les modèles de charge et différents scénarios de contingence, une analyse approfondie du comportement du système face aux défaillances a été réalisée.

Les résultats montrent que :

- Plusieurs lignes critiques ont été identifiées, notamment autour des bus 37 et 91, sensibles aux scénarios N-1 et N-2 ;
- La compensation réactive ciblée améliore significativement les tensions, les angles et les puissances critiques, renforçant la stabilité du réseau ;
- L'injection réactive optimisée (Q_{inj}) retarde la divergence et augmente la tolérance aux charges ;
- Les cas N-2 révèlent une fragilité importante, mettant en évidence le besoin de stratégies correctives robustes.

Les figures et tableaux issus des simulations mettent en évidence les zones sensibles du réseau et constituent une base pour recommander des renforcements ciblés ou l'intégration de dispositifs comme les FACTS.

Ce travail confirme l'importance des analyses numériques pour la planification et l'exploitation fiable des réseaux électriques.

Conclusion générale

Ce mémoire porte sur l'analyse de la stabilité de tension dans le réseau électrique algérien, un enjeu crucial pour garantir la continuité et la qualité de l'alimentation électrique. L'étude repose sur une série de simulations réalisées sur des réseaux de 59 et 114 jeux de barres, en évaluant leur comportement face à des scénarios de contingence de type N-1 et N-2, représentant respectivement la perte d'une ou deux lignes électriques.

L'approche adoptée repose sur le calcul de flux de puissance via la méthode de Newton-Raphson, couplée à une variation progressive du facteur de charge (α). Cette méthodologie a permis d'identifier les limites de stabilité, de tracer les courbes tension-puissance, et de déterminer les puissances critiques ($P_{critique}$) au-delà desquelles le réseau devient instable. Les simulations ont mis en évidence des points faibles localisés, notamment au niveau des bus 37 (réseau à 59 JdB) et 91 (réseau à 114 JdB), particulièrement sensibles aux perturbations.

Face à ces vulnérabilités, des stratégies de compensation réactive ont été testées. Celles-ci consistent à injecter de la puissance réactive (Q_{inj}) sur des nœuds stratégiques modélisés en accès PV, avec tension fixée entre 1.01 et 1.05 pu. Cette solution a permis une nette amélioration des profils de tension et une augmentation significative de l'indice de stabilité $\alpha_{critique}$. En particulier, les chutes de tension ont été atténuées et les marges de sécurité repoussées, retardant ainsi l'apparition du point de divergence.

L'ensemble des résultats confirme que la compensation réactive, même localisée, joue un rôle majeur dans le maintien de la stabilité de tension, surtout dans des situations critiques. Le code Python développé dans le cadre de ce travail constitue un outil flexible d'aide à la décision, capable de simuler divers scénarios et de proposer des mesures correctives adaptées.

Enfin, cette étude met en lumière l'importance d'intégrer des outils d'analyse avancés pour anticiper les instabilités, en particulier dans un contexte algérien marqué par l'accroissement des charges et l'expansion du réseau. L'analyse de contingence s'impose ainsi comme un levier essentiel pour garantir la sécurité et la robustesse du système électrique.

BIBLIOGRAPHIE

Bibliographie

- [1] Branis N., Djebbas M., *Optimisation de la stabilité du réseau électrique par l'utilisation d'un élément FACTS*, Master en Réseaux Électriques, Université Kasdi Merbah Ouargla, 2020/2021.
- [2] Makhloufi S., *Évaluation de la stabilité de la tension au moyen d'indicateurs*, Magister en Réseaux Électriques, USTHB, 2009.
- [3] Bahloul A., Mekhenane M., *Étude de la stabilité de la tension*, Master en Réseaux Électriques, Université du 8 Mai 1945 – Guelma, 2021/2022.
- [4] Rahmani-Andebili M., *Power System Analysis : Comprehensive Lessons*, Livre scientifique, Springer Cham, 2024.
- [5] Yu F., *Power Flow Analytics for Power Distribution Networks*, Thèse de Doctorat en Réseaux Électriques, University of Glasgow, 2024.
- [6] Trias A., *The Holomorphic Embedding Load Flow Method*, Article IEEE, IEEE PES General Meeting, 2012, pp. 1–4.
- [7] Hammiche B., Bounceur A., *Emplacement optimal des générateurs décentralisés*, Master en Électrotechnique, Université A. Mira – Bejaïa, 2020/2021.
- [8] Djebairia S., Houamria R., *Amélioration de la qualité de l'énergie électrique*, Master en Électrotechnique, Université du 8 Mai 1945 – Guelma, 2021.
- [9] Krishnan A., *Robustness and Stability Analysis with a Heavily Meshed Distribution Network*, Thèse de Doctorat en Réseaux Électriques, Virginia Tech, 2019.
- [10] Oç Y., Warnier M., Van Mieghem P., Kooij R. E., Brazier F. M. T., *The Impact of the Topology on Cascading Failures in Electric Power Grids*, Article IEEE, IEEE Trans. on Network Science and Engineering, 2014.
- [11] Tristiu I., *Reconfiguration des réseaux électriques dans le contexte de l'ouverture du marché*, Diplôme postgrade en Systèmes Électriques, EPFL, 2003.
- [12] Benmezaine F., Nadji Z., *Étude des protections des lignes haute tension*, Master en Électrotechnique, Université Saâd Dahlab – Blida, 2020.
- [13] Rouag O., Zaouali S., *Les méthodes de l'écoulement de puissance*, Master en Réseaux Électriques, Université Badji Mokhtar – Annaba, 2020/2021.
- [14] Ould Nagi A., *Optimisation de l'écoulement de puissance par AG et PSO-TVAC*, Master en Réseaux Électriques, Université Mohamed Khider – Biskra, 2013/2014.
- [15] Hidra L., Ydjedd K., *Dispatching économique par algorithmes génétiques*, Master en Électrotechnique, Université A. Mira – Bejaïa, 2021/2022.

- [16] Deghmous N., Kennouche N., *Compensation de l'énergie réactive pour stabilité de tension*, Master en Réseaux Électriques, Université A. Mira – Bejaïa, 2019/2020.
- [17] Bouaraguia A., Benhamada A., *Écoulement de puissance dans les réseaux de distribution*, Master en Réseaux Électriques, Université Kasdi Merbah – Ouargla, 2017.
- [18] Saboune N., *Analyse de la stabilité d'un réseau électrique*, Master en Réseaux Électriques, Université du 8 Mai 1945 – Guelma, 2020/2021.
- [19] Merzougui H., *Étude de la stabilité transitoire avec énergies renouvelables*, Master en Électrotechnique, Université Badji Mokhtar – Annaba, 2018.
- [20] Sebaa M., *Analyse de la stabilité dans PSAT*, Master en Électrotechnique, Université Mohamed Khider – Biskra, 2019/2020.
- [21] Zendagui F., *Analyse de la stabilité transitoire*, Master en Électrotechnique, Université Mohamed Khider – Biskra, 2012/2013.
- [22] Gibbard M. J., Pourbeik P., Vowles D. J., *Small-Signal Stability, Control and Dynamic Performance*, Livre scientifique, University of Adelaide Press, 2015.
- [23] Kim H., Zhu M., Lian J., *Distributed Robust Adaptive Frequency Control*, Article IEEE, IEEE Trans. on Automatic Control, vol. 65, no. 11, 2020.
- [24] Boutabas, *Amélioration de la stabilité par ASVC*, Magister en Réseaux Électriques, Université Hassiba Ben Bouali – Chlef, 2009.
- [25] L'Expression, *Black-out du 3 février 2003 en Algérie*, Article de presse, 2003.
- [26] Algérie Patriotique, *Incident à Boudouaou : courant rétabli*, Article de presse, 2016.
- [27] Centre de Dispatching National, *Rapport annuel d'exploitation*, Rapport technique, Sonelgaz – GRTE, 2022.
- [28] Lemdani S., *Nécessité de la compensation*, Magister en Électrotechnique, USTO-MB, 2010.
- [29] Messad N., Zinet N., *Étude de la compensation de puissance réactive*, Master en Réseaux Électriques, Université Mouloud Mammeri – Tizi-Ouzou, 2014.
- [30] Abdourahman I., *Étude des contingences des réseaux de distribution*, Master en Réseaux Électriques, Université de Ngaoundéré, 2018.
- [31] Mollah N., *Contingency Analysis Using Genetic Algorithm*, Article IEEE, IEEE PECon, 2010.
- [32] Rather Z. H., Chen Z., Thøgersen P., *Fast and Precise Method of Contingency Ranking*, Article IEEE, AEECT, Amman, 2011.
- [33] Khalfaoui A., *Stabilité de tension sous contingence N-2*, Master en Réseaux Électriques, Université de Boumerdès, 2021.

- [34] Upadhyay P., Ram B. V., *N-2 Contingency Screening and Ranking*, Article scientifique, COMET 2019, LNDECT, vol. 35, pp. 109–116.
- [35] Maharana M. K., Malakar S., *Sensitivity Based Contingency Ranking*, Article scientifique, IJSET, vol. 4, no. 2, pp. 45–49, 2015.
- [36] U.S.-Canada Power System Outage Task Force, *Final Report on the August 14, 2003 Blackout in the United States and Canada*, Rapport officiel, 2004.
- [37] Nguimfack C. A., *Analyse des contingences et fiabilité dans les réseaux de distribution au Cameroun*, Master en Réseaux Électriques, École Nationale Supérieure Polytechnique de Yaoundé, 2020.
- [38] Zimmerman R. D., Murillo-Sánchez C. E., Thomas R. J., *MATPOWER : Steady-State Operations, Planning, and Analysis Tools for Power Systems Research and Education*, Article IEEE, IEEE Trans. on Power Systems, vol. 26, no. 1, pp. 12–19, 2011.
- [39] Harris C. R., Millman K. J., van der Walt S. J., et al., *Array programming with NumPy*, Article scientifique, Nature, vol. 585, pp. 357–362, 2020.
- [40] Reynders D., *Modeling and Analysis of Electric Power Systems using Python*, Master en Réseaux Électriques, KU Leuven, Belgique, 2022.
- [41] Bouhadouza B., *Contribution à la planification et à l'exploitation optimale des réseaux électriques en présence d'énergies renouvelables*, Thèse de Doctorat en Réseaux Électriques, Université des Sciences et de la Technologie d'Oran - Mohamed Boudiaf, 2019.
- [42] Z. He, *Recherche d'indicateurs de stabilité transitoire de réseaux électriques*, Thèse de doctorat, Institut National Polytechnique de Toulouse, France, 1989.
- [43] M. Moudjahed, *Amélioration de la stabilité d'un réseau électrique au moyen d'un système SMES*, Thèse de doctorat, Université de Franche-Comté, Besançon, France, 1996.

ANNEXE

*Annexe A : Données des lignes de transmission

Les paramètres des lignes de transmission sont résumés dans les tableaux suivants. Chaque ligne est définie par son numéro, les bus de départ et d'arrivée, la résistance (R), la réactance (X), l'admittance (B), la puissance transitaire maximale (P_{max}), et un facteur d'état.

Tableau Annexe A : Données complètes des lignes de transmission (ID 21 à 82)

ID	De	À	R (p.u)	X (p.u)	B (p.u)	TAP	STAT
21	8	14	0.214	0.491	0.0025	0.0	1.0
22	8	25	0.157	0.395	0.0019	0.0	1.0
23	9	14	0.210	0.366	0.0014	0.0	1.0
24	9	14	0.129	0.324	0.0015	0.0	1.0
25	10	40	0.014	0.018	0.0014	0.0	1.0
26	10	40	0.011	0.015	0.0030	0.0	1.0
27	11	48	0.222	0.605	0.0026	0.0	1.0
28	12	11	0.020	0.054	0.0000	0.0	1.0
29	12	37	0.013	0.045	0.0070	0.0	1.0
30	13	3	0.014	0.326	0.0000	0.0	1.0
31	13	34	0.040	0.142	0.1010	0.0	1.0
32	13	34	0.040	0.141	0.1010	0.0	1.0
33	14	29	0.357	0.622	0.0023	0.0	1.0
34	15	54	0.115	0.277	0.0060	0.0	1.0
35	16	15	0.014	0.285	0.0000	0.0	1.0
36	16	34	0.030	0.104	0.0790	0.0	1.0
37	17	39	0.120	0.308	0.0014	0.0	1.0
38	17	44	0.370	0.949	0.0043	0.0	1.0
39	18	22	0.0055	0.020	0.0143	0.0	1.0
40	18	51	0.0110	0.040	0.0285	0.0	1.0
41	19	22	0.0080	0.0285	0.0205	0.0	1.0
42	19	32	0.0160	0.0570	0.0410	0.0	1.0
43	20	28	0.281	0.506	0.0023	0.0	1.0
44	20	55	0.016	0.101	0.0006	0.0	1.0
45	21	20	0.011	0.439	0.0000	0.0	1.0
46	21	54	0.130	0.349	0.0080	0.0	1.0
47	22	20	0.006	0.162	0.0000	0.0	1.0
48	22	21	0.014	0.340	0.0000	0.0	1.0
49	23	26	0.015	0.020	0.0040	0.0	1.0
50	23	27	0.026	0.034	0.0070	0.0	1.0
51	23	46	0.056	0.171	0.0008	0.0	1.0
52	24	57	0.01378	0.04886	0.0350	0.0	1.0
53	25	29	0.217	0.369	0.0015	0.0	1.0
54	26	27	0.013	0.017	0.0040	0.0	1.0
55	28	43	0.270	0.477	0.0021	0.0	1.0
56	29	39	0.312	0.789	0.0037	0.0	1.0
57	30	29	0.006	0.216	0.0000	0.0	1.0
58	30	45	0.032	0.150	0.1130	0.0	1.0
59	31	34	0.0048	0.0168	0.0120	0.0	1.0
60	31	50	0.0095	0.0335	0.0240	0.0	1.0
61	32	34	0.008	0.0285	0.0205	0.0	1.0
62	33	35	0.092	0.155	0.0006	0.0	1.0
63	33	48	0.838	0.413	0.0057	0.0	1.0
64	34	33	0.006	0.215	0.0000	0.0	1.0
65	36	43	0.334	0.578	0.0024	0.0	1.0
66	38	44	0.327	0.561	0.0023	0.0	1.0
67	40	41	0.014	0.019	0.0040	0.0	1.0
68	40	58	0.106	0.301	0.0012	0.0	1.0
69	40	58	0.107	0.307	0.0012	0.0	1.0
70	42	59	0.00791	0.02806	0.0200	0.0	1.0
71	43	52	0.094	0.160	0.0007	0.0	1.0
72	45	44	0.014	0.327	0.0000	0.0	1.0
73	45	59	0.019	0.089	0.0680	0.0	1.0
74	47	49	0.339	0.857	0.0039	0.0	1.0
75	47	58	0.219	0.547	0.0026	0.0	1.0
76	49	56	0.016	0.028	0.0001	0.0	1.0
77	50	53	0.0048	0.0168	0.0120	0.0	1.0
78	51	53	0.0055	0.0200	0.0143	0.0	1.0
79	53	52	0.006	0.163	0.0000	0.0	1.0
80	57	56	0.010	0.351	0.0000	0.0	1.0
81	57	59	0.0288	0.102	0.0730	0.0	1.0
82	59	58	0.006	0.215	0.0000	0.0	1.0

Annexe B : Données des bus du réseau électrique 114 bus (extrait DONP)

Bus	Type	V (p.u)	θ (rad)	P_G (MW)	Q_G (MVAr)	P_C (MW)	Q_C (MVAr)	Q_{min}	Q_{max}
60	3	1.00000	0.00000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
61	3	1.00000	0.00000	0.000	0.000	27.000	13.000	0.000	0.000
62	3	1.00000	0.00000	0.000	0.000	22.000	11.000	0.000	0.000
63	3	1.00000	0.00000	0.000	0.000	49.000	29.000	0.000	0.000
64	3	1.00000	0.00000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
65	3	1.00000	0.00000	0.000	0.000	11.000	5.000	0.000	0.000
66	3	1.00000	0.00000	0.000	0.000	35.000	21.000	0.000	0.000
67	3	1.00000	0.00000	0.000	0.000	10.000	5.000	0.000	0.000
68	3	1.00000	0.00000	0.000	0.000	11.000	5.000	0.000	0.000
69	3	1.00000	0.00000	0.000	0.000	20.000	10.000	0.000	0.000
70	3	1.00000	0.00000	0.000	0.000	7.000	3.000	0.000	0.000
71	3	1.00000	0.00000	0.000	0.000	36.000	22.000	0.000	0.000
72	3	1.00000	0.00000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
73	3	1.00000	0.00000	0.000	0.000	36.000	22.000	0.000	0.000
74	3	1.00000	0.00000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
75	3	1.00000	0.00000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
76	3	1.00000	0.00000	0.000	0.000	12.000	6.000	0.000	0.000
77	3	1.00000	0.00000	0.000	0.000	7.000	3.000	0.000	0.000
78	3	1.00000	0.00000	0.000	0.000	13.000	7.000	0.000	0.000
79	3	1.00000	0.00000	0.000	0.000	14.000	7.000	0.000	0.000
80	2	1.08000	0.00000	100.000	56.000	157.000	107.000	0.000	60.000
81	3	1.00000	0.00000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
82	3	1.00000	0.00000	0.000	0.000	75.000	36.000	0.000	0.000
83	2	1.05000	0.00000	230.000	120.000	70.000	51.000	-50.000	200.000
84	3	1.00000	0.00000	0.000	0.000	46.000	34.000	0.000	0.000
85	3	1.00000	0.00000	0.000	0.000	45.000	22.000	0.000	0.000
86	3	1.00000	0.00000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
87	3	1.00000	0.00000	0.000	0.000	32.000	15.000	0.000	0.000
88	3	1.00000	0.00000	0.000	0.000	46.000	22.000	0.000	0.000
89	3	1.00000	0.00000	0.000	0.000	34.000	17.000	0.000	0.000
90	3	1.00000	0.00000	0.000	0.000	18.000	9.000	0.000	0.000
91	3	1.00000	0.00000	0.000	0.000	44.000	21.000	0.000	0.000
92	3	1.00000	0.00000	0.000	0.000	10.000	5.000	0.000	0.000
93	3	1.00000	0.00000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
94	3	1.00000	0.00000	0.000	0.000	48.000	23.000	0.000	0.000
95	3	1.00000	0.00000	0.000	0.000	35.000	17.000	0.000	0.000
96	3	1.00000	0.00000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
97	3	1.00000	0.00000	0.000	0.000	42.000	20.000	0.000	0.000
98	2	1.05000	0.00000	100.000	30.000	13.000	6.000	0.000	50.000
99	3	1.00000	0.00000	0.000	0.000	105.000	50.000	0.000	0.000
100	2	1.08000	0.00000	550.000	50.000	33.000	16.000	0.000	270.000
101	2	1.08000	0.00000	360.000	50.000	50.000	24.000	-50.000	200.000
102	3	1.00000	0.00000	0.000	0.000	34.000	16.000	0.000	0.000
103	3	1.00000	0.00000	0.000	0.000	66.000	32.000	0.000	0.000
104	3	1.00000	0.00000	0.000	0.000	18.000	9.000	0.000	0.000
105	3	1.00000	0.00000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
106	3	1.00000	0.00000	0.000	0.000	64.000	31.000	0.000	0.000
107	3	1.00000	0.00000	0.000	0.000	65.000	37.000	0.000	0.000
108	3	1.00000	0.00000	0.000	0.000	22.000	11.000	0.000	0.000
109	2	1.05000	0.00000	180.000	85.000	37.000	18.000	-50.000	100.000
110	3	1.00000	0.00000	0.000	0.000	13.000	6.000	0.000	0.000
111	2	1.02000	0.00000	200.000	85.000	94.000	56.000	-50.000	155.000
112	3	1.00000	0.00000	0.000	0.000	24.000	12.000	0.000	0.000
113	3	1.00000	0.00000	0.000	0.000	23.000	11.000	0.000	0.000
114	3	1.00000	0.00000	0.000	0.000	24.000	12.000	0.000	0.000

Tableau C : Données des lignes 20 à 80 (extrait DONL)

N° ligne	De	À	R (p.u)	X (p.u)	B/2 (p.u)	Taps	α
20	9	3	0.004200	0.028400	0.044200	0.000000	1.000000
21	9	4	0.008800	0.060000	0.093300	0.000000	1.000000
22	13	12	0.050100	0.236500	0.178400	0.000000	1.000000
23	10	13	0.046400	0.219000	0.165200	0.000000	1.000000
24	17	20	0.006500	0.024400	0.017600	0.000000	1.000000
25	17	21	0.007300	0.027800	0.020200	0.000000	1.000000
26	17	72	0.019700	0.073200	0.053000	0.000000	1.000000
27	17	27	0.004600	0.023700	0.100300	0.000000	1.000000
28	17	31	0.006100	0.031100	0.061700	0.000000	1.000000
29	31	28	0.001700	0.008800	0.074600	0.000000	1.000000
30	17	64	0.019800	0.072700	0.052500	0.000000	1.000000
31	21	44	0.024000	0.086100	0.061500	0.000000	1.000000
32	60	31	0.003700	0.025300	0.039300	0.000000	1.000000
33	21	60	0.005600	0.026300	0.019800	0.000000	1.000000
34	60	44	0.012200	0.057800	0.043600	0.000000	1.000000
35	58	44	0.012100	0.056900	0.042900	0.000000	1.000000
36	72	101	0.021300	0.100700	0.076000	0.000000	1.000000
37	72	58	0.018300	0.086300	0.065100	0.000000	1.000000
38	58	75	0.014800	0.070100	0.052800	0.000000	1.000000
39	75	107	0.018500	0.087600	0.066000	0.000000	1.000000
40	75	74	0.000600	0.002600	0.002600	0.000000	1.000000
41	44	42	0.024800	0.090300	0.064900	0.000000	1.000000
42	44	42	0.018300	0.086400	0.065100	0.000000	1.000000
43	42	48	0.007400	0.050600	0.078600	0.000000	1.000000
44	48	44	0.002500	0.015800	0.024500	0.000000	1.000000
45	107	101	0.033400	0.157700	0.118900	0.000000	1.000000
46	64	97	0.017800	0.065400	0.047000	0.000000	1.000000
47	72	96	0.015200	0.054000	0.038600	0.000000	1.000000
48	96	98	0.020300	0.072000	0.051500	0.000000	1.000000
49	96	95	0.001500	0.007000	0.005300	0.000000	1.000000
50	18	22	0.029000	0.139700	0.001700	0.000000	1.000000
51	18	37	0.025600	0.123300	0.001500	0.000000	1.000000
52	37	22	0.017100	0.082200	0.001000	0.000000	1.000000
53	19	26	0.005800	0.007700	0.001700	0.000000	1.000000
54	19	26	0.005800	0.007700	0.001700	0.000000	1.000000
55	19	34	0.001900	0.012600	0.000100	0.000000	1.000000
56	20	18	0.134800	0.294400	0.001300	0.000000	1.000000
57	20	24	0.037600	0.139000	0.000600	0.000000	1.000000
58	20	24	0.036800	0.136100	0.000600	0.000000	1.000000
59	20	29	0.031900	0.117800	0.000500	0.000000	1.000000
60	20	35	0.042800	0.152800	0.000600	0.000000	1.000000
61	35	29	0.045800	0.163900	0.000700	0.000000	1.000000
62	20	32	0.070800	0.236500	0.001000	0.000000	1.000000
63	22	32	0.034200	0.114200	0.000500	0.000000	1.000000
64	22	24	0.023900	0.079900	0.000300	0.000000	1.000000
65	22	24	0.023900	0.079900	0.000300	0.000000	1.000000
66	23	30	0.023900	0.079900	0.000300	0.000000	1.000000
67	23	36	0.013600	0.045700	0.000200	0.000000	1.000000
68	36	30	0.027300	0.091300	0.000400	0.000000	1.000000
69	33	18	0.020500	0.068500	0.000300	0.000000	1.000000
70	32	33	0.023900	0.079900	0.000300	0.000000	1.000000
71	26	25	0.013900	0.051700	0.000200	0.000000	1.000000
72	24	25	0.016400	0.060800	0.000300	0.000000	1.000000
73	26	34	0.004900	0.031800	0.000200	0.000000	1.000000
74	29	26	0.011900	0.015800	0.003400	0.000000	1.000000
75	29	39	0.012600	0.082000	0.000400	0.000000	1.000000
76	38	34	0.004700	0.030700	0.000200	0.000000	1.000000
77	18	73	0.155700	0.342700	0.001500	0.000000	1.000000
78	18	73	0.085400	0.302800	0.001200	0.000000	1.000000
79	62	18	0.050800	0.194100	0.000800	0.000000	1.000000
80	20	52	0.087300	0.216200	0.001100	0.000000	1.000000

Annexe C (suite DONL 144) : Données des lignes 81 à 159

N°	De	À	R (pu)	X (pu)	B/2 (pu)	P (pu)	T
81	20	52	0.0875	0.2167	0.0011	0.0000	1.0000
82	54	59	0.1188	0.3063	0.0015	0.0000	1.0000
83	52	59	0.0360	0.1014	0.0005	0.0000	1.0000
84	57	51	0.1227	0.4098	0.0018	0.0000	1.0000
85	57	77	0.1366	0.4566	0.0020	0.0000	1.0000
86	52	53	0.0937	0.1788	0.0007	0.0000	1.0000
87	53	54	0.0937	0.1788	0.0007	0.0000	1.0000
88	52	30	0.0722	0.1789	0.0009	0.0000	1.0000
89	71	70	0.1599	0.3148	0.0013	0.0000	1.0000
90	40	41	0.0586	0.1623	0.0008	0.0000	1.0000
91	40	50	0.1343	0.3645	0.0016	0.0000	1.0000
92	71	69	0.1093	0.3653	0.0016	0.0000	1.0000
93	70	68	0.1204	0.2180	0.0009	0.0000	1.0000
94	44	45	0.1025	0.3425	0.0015	0.0000	1.0000
95	51	43	0.2067	0.3556	0.0015	0.0000	1.0000
96	54	55	0.1196	0.3996	0.0018	0.0000	1.0000
97	55	43	0.1708	0.5708	0.0025	0.0000	1.0000
98	73	62	0.0410	0.1370	0.0006	0.0000	1.0000
99	73	67	0.3347	0.7007	0.0031	0.0000	1.0000
100	68	67	0.1648	0.3569	0.0015	0.0000	1.0000
101	29	26	0.0119	0.0158	0.0034	0.0000	1.0000
102	73	66	0.1623	0.5752	0.0023	0.0000	1.0000
103	63	66	0.0683	0.2283	0.0010	0.0000	1.0000
104	63	65	0.0557	0.1861	0.0008	0.0000	1.0000
105	63	65	0.0557	0.1861	0.0008	0.0000	1.0000
106	56	54	0.1025	0.3425	0.0015	0.0000	1.0000
107	57	56	0.1196	0.3996	0.0018	0.0000	1.0000
108	57	56	0.1196	0.3996	0.0018	0.0000	1.0000
109	47	50	0.1196	0.3996	0.0018	0.0000	1.0000
110	47	46	0.0342	0.1142	0.0005	0.0000	1.0000
111	67	66	0.1128	0.2794	0.0014	0.0000	1.0000
112	49	41	0.1265	0.4225	0.0019	0.0000	1.0000
113	19	78	0.0042	0.0055	0.0012	0.0000	1.0000
114	19	79	0.0105	0.0139	0.0030	0.0000	1.0000
115	59	61	0.0513	0.1816	0.0007	0.0000	1.0000
116	45	46	0.0171	0.0605	0.0002	0.0000	1.0000
117	85	87	0.0158	0.0745	0.0562	0.0000	1.0000
118	85	86	0.0139	0.0657	0.0495	0.0000	1.0000
119	85	81	0.0099	0.0467	0.0352	0.0000	1.0000
120	87	106	0.0105	0.0495	0.0373	0.0000	1.0000
121	87	82	0.0056	0.0266	0.0200	0.0000	1.0000
122	87	99	0.0322	0.1249	0.0909	0.0000	1.0000
123	103	105	0.0130	0.0613	0.0462	0.0000	1.0000
124	105	101	0.0171	0.0806	0.0608	0.0000	1.0000
125	105	104	0.0015	0.0070	0.0053	0.0000	1.0000
126	103	106	0.0208	0.0983	0.0741	0.0000	1.0000
127	81	82	0.0303	0.1075	0.0768	0.0000	1.0000
128	80	82	0.0319	0.1129	0.0807	0.0000	1.0000
129	80	84	0.0191	0.0676	0.0483	0.0000	1.0000
130	84	83	0.0051	0.0180	0.0129	0.0000	1.0000
131	82	83	0.0191	0.0676	0.0483	0.0000	1.0000
132	100	98	0.0102	0.0598	0.0754	0.0000	1.0000
133	100	97	0.0111	0.0759	0.1179	0.0000	1.0000
134	98	97	0.0121	0.0448	0.0325	0.0000	1.0000
135	99	100	0.0231	0.1089	0.0821	0.0000	1.0000
136	87	100	0.0102	0.0694	0.0105	0.0000	1.0000
137	100	84	0.0065	0.0442	0.0687	0.0000	1.0000
138	84	80	0.0074	0.0506	0.0786	0.0000	1.0000
139	86	81	0.0055	0.0379	0.0589	0.0000	1.0000
140	98	99	0.0163	0.0580	0.0414	0.0000	1.0000
141	101	102	0.0116	0.0547	0.0413	0.0000	1.0000
142	99	102	0.0116	0.0547	0.0413	0.0000	1.0000
143	99	101	0.0111	0.0759	0.1179	0.0000	1.0000
144	98	94	0.0357	0.1275	0.0918	0.0000	1.0000
145	94	82	0.0056	0.0263	0.0198	0.0000	1.0000
146	92	93	0.1624	0.4088	0.0099	0.0000	1.0000
147	93	91	0.0304	0.1074	0.0021	0.0000	1.0000
148	93	91	0.0379	0.1342	0.0027	0.0000	1.0000
149	90	89	0.0776	0.2400	0.0052	0.0000	1.0000
150	90	89	0.1354	0.4100	0.0089	0.0000	1.0000
151	90	93	0.1852	0.3189	0.0068	0.0000	1.0000
152	103	110	0.0185	0.0876	0.0660	0.0000	1.0000
153	110	112	0.0185	0.0876	0.0660	0.0000	1.0000
154	103	114	0.0419	0.1979	0.1493	0.0000	1.0000
155	109	108	0.0148	0.0701	0.0528	0.0000	1.0000
156	109	107	0.0388	0.1833	0.1382	0.0000	1.0000
157	112	114	0.0190	0.0896	0.0675	0.0000	1.0000
158	112	111	0.0297	0.1402	0.1057	0.0000	1.0000
159	113	111	0.0167	0.0787	0.0608	0.0000	1.0000

Annexe C (suite DONL 114 bus) : Données des lignes 160 à 175

N°	De	À	R (pu)	X (pu)	B/2 (pu)	P (pu)	T
160	80	88	0.0123	0.3140	0.0000	0.0000	0.9800
161	81	90	0.0062	0.1452	0.0000	0.0000	0.9500
162	86	93	0.0012	0.0742	0.0000	0.0000	1.0300
163	42	41	0.0012	0.0742	0.0000	0.0000	1.0300
164	58	57	0.0012	0.0742	0.0000	0.0000	1.0300
165	44	43	0.0029	0.1053	0.0000	0.0000	1.0300
166	60	59	0.0014	0.0516	0.0000	0.0000	1.0300
167	64	63	0.0019	0.0700	0.0000	0.0000	1.0300
168	72	71	0.0012	0.0742	0.0000	0.0000	0.9200
169	18	17	0.0014	0.0516	0.0000	0.0000	1.0300
170	21	20	0.0016	0.0525	0.0000	0.0000	1.0300
171	27	26	0.0024	0.1484	0.0000	0.0000	1.0300
172	28	26	0.0024	0.1484	0.0000	0.0000	1.0300
173	31	30	0.0007	0.0495	0.0000	0.0000	1.0300
174	48	47	0.0012	0.0742	0.0000	0.0000	1.0300
175	74	76	0.0890	0.3340	0.0000	0.0000	1.0300

Les résultats ci-dessous présentent les effets des contingences de type N-2 sur le bus critique, sans compensation. Les valeurs indiquent une forte sensibilité du système, notamment sur le bus 37.

Tableau Annexe D : Résultats sans compensation – Contingences N-2 (cas 23 à 60)

Cont.	Bus critique	V (pu)	θ (°)	α_{crit}	P_{crit} (pu)	ΔV (%)	Q_{inj} (pu)
23	37	0.7145	-25.98	1.0578	7.2365	28.55	–
24	37	0.7106	-26.05	1.0570	7.2312	28.94	–
25	37	0.7152	-25.92	1.0594	7.2472	28.48	–
26	37	0.7107	-25.93	1.0594	7.2472	28.93	–
31	37	0.7341	-26.13	1.0445	7.1456	26.59	–
32	37	0.7345	-26.13	1.0445	7.1456	26.55	–
33	37	0.7215	-25.91	1.0547	7.2151	27.85	–
34	37	0.7096	-25.87	1.0570	7.2312	29.04	–
35	37	0.7229	-26.94	1.0602	7.2525	27.71	–
37	37	0.6507	-28.05	1.0641	7.2793	34.93	–
38	37	0.7131	-25.50	1.0586	7.2418	28.69	–
39	37	0.7137	-26.22	1.0477	7.1670	28.63	–
40	37	0.7176	-26.24	1.0453	7.1510	28.24	–
41	37	0.7150	-25.91	1.0492	7.1777	28.50	–
42	37	0.7256	-25.82	1.0453	7.1510	27.44	–
43	37	0.7150	-25.93	1.0477	7.1670	28.50	–
44	37	0.7157	-26.25	1.0562	7.2258	28.43	–
45	37	0.7089	-25.81	1.0562	7.2258	29.11	–
46	37	0.7169	-25.85	1.0500	7.1830	28.31	–
47	37	0.7670	-25.21	1.0445	7.1456	23.30	–
48	37	0.7136	-25.92	1.0594	7.2472	28.64	–
49	37	0.6987	-26.41	1.0625	7.2686	30.13	–
50	37	0.7096	-26.08	1.0547	7.2151	29.04	–
51	37	0.7149	-25.93	1.0570	7.2312	28.51	–
53	37	0.7109	-26.01	1.0562	7.2258	28.91	–
54	37	0.7042	-27.03	1.0633	7.2739	29.58	–
55	37	0.7132	-25.81	1.0562	7.2258	28.68	–
56	37	0.6791	-27.47	1.0477	7.1670	32.09	–
57	37	0.7148	-27.62	1.0227	6.9960	28.52	–
59	37	0.8009	-28.74	1.0375	7.0975	19.91	–
60	37	0.7932	-28.68	1.0227	6.9960	20.68	–

*Annexe E : Résultats des contingences N-2 (cas 61 à 81)

Cette seconde partie présente les résultats de contingence N-2 du cas 61 au 81, toujours sans compensation. On observe que plusieurs cas nécessiteraient une intervention en puissance réactive pour maintenir la stabilité du système.

Tableau Annexe E : Résultats sans compensation – Contingences N-2 (cas 61 à 81)

Cont.	Bus critique	V (pu)	θ (°)	α_{crit}	P_{crit} (pu)	ΔV (%)	Q_{inj} (pu)
61	37	0.7198	-25.86	1.0469	7.1617	28.02	–
68	37	0.7426	-28.75	1.0266	7.0227	25.74	–
69	37	0.7445	-28.63	1.0273	7.0281	25.55	–
71	35	0.5202	-23.65	0.7922	5.4194	47.98	–
74	37	0.7126	-26.04	1.0594	7.2472	28.74	–
76	48	0.5291	-30.31	0.9141	6.2531	47.09	–
77	37	0.7797	-27.83	1.0117	6.9212	22.03	–
78	37	0.7219	-26.20	1.0453	7.1510	27.81	–
79	35	0.5247	-24.56	0.5398	3.6931	47.53	–
80	48	0.5003	-22.16	1.0094	6.9051	49.97	–
81	23	0.5807	-26.44	0.6180	4.2275	41.93	–