



وزارة التعليم العالي والبحث العلمي

Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique

جامعة عبد الحميد ابن باديس مستغانم

Université Abdelhamid Ibn Badis de Mostaganem

كلية العلوم والتكنولوجيا

Faculté des Sciences et de la Technologie



N° d'ordre : M...../GE/2018

MEMOIRE DE FIN D'ETUDES

MASTER ACADEMIQUE

Filière : Electrotechnique

Spécialité : Electrotechnique Industrielle

**ETUDE DE L'ECOULEMENT DE PUISSANCE SECURITAIRE D'UN
RESEAU DE TRANSPORT ELECTRIQUE**

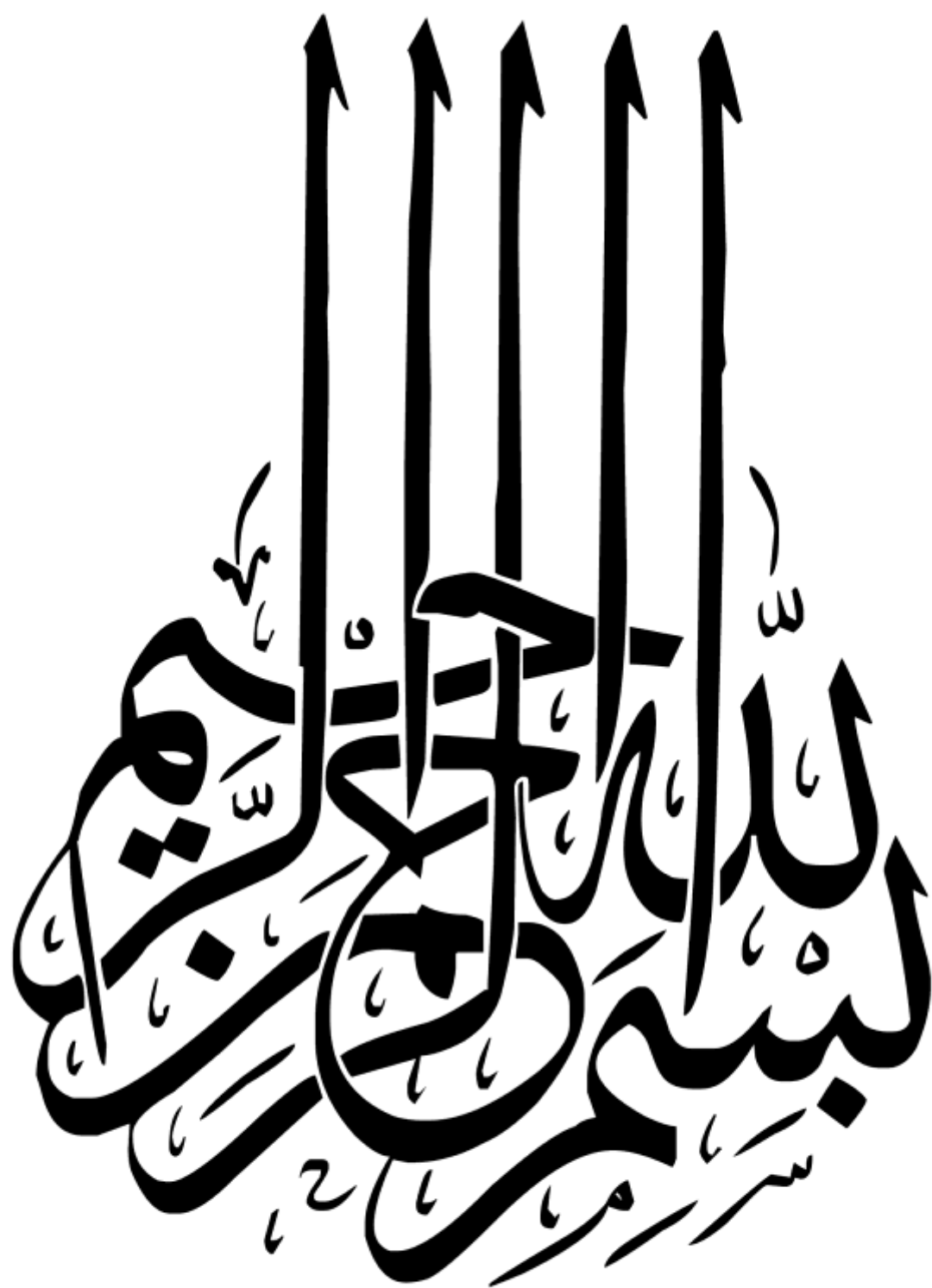
Présenté par :

- Benhasna Mekkia
- Fahem Mama

Soutenu le..... / 06 / 2018 devant le jury composé de :

- Président : Mr. CHAOUCH
- Examineur : Mr. BEKKOUCHE. B
- Examinatrice : Mme. GHOMRI
- Encadreur : Mr.SOUAG .S

Année Universitaire : 2017 / 2018



Remerciement

Je remercie dieu de nous avoir donné la force pour accomplir ce travail.

Je remercie mes très chers parents.

Je remercie mon encadreur Dr. S.SOUAG pour son aide, son encouragement et sa patience, ainsi pour ces orientations et ses conseils judicieux.

Et nous n'oublions pas tous les enseignants de département génie électrique.

Le, 06,2018

Dédicace

Je dédie ce travail,

*A mes très chers parents qui ont sacrifié leur vie pour
Ma réussite, et pour leurs encouragements. Que dieu les
garde éternellement heureux.*

A toute la famille :Benhasna ,

A la famille :Daaméche ;

A mes frères : Belkacem, Mohamed el Amine et Walide

Et ma petite sœur : Sabrina

*A tous mes amis et mes collègues, et à tous ceux qui
M'ont aidé pour réaliser ce mémoire.*

Dédicace

Je dédie ce travail,

*A mes très chers parents qui ont sacrifié leur vie pour
Ma réussite, et pour leurs encouragements. Que dieu les
garde éternellement heureux.*

A toute la famille Fahem,

A toute la famille hammou ;

A mes frères

Et mes sœurs

*A tous mes amis et mes collègues, et à tous ceux qui
M'ont aidé pour réaliser ce mémoire.*

TABLE DES MATIERES

REMERCIEMENT	III
DEDICACE	IV
DEDICACE	V
INTRODUCTION GENERALE.....	1
CHAPITRE I 3	
GENERALITE SUR LES RESEAUX ELECTRIQUES	3
I.1 INTRODUCTION :	4
I.2 DEFINITION D'UN RESEAU ELECTRIQUE :	5
I.3.1 PRODUCTION :	6
I.3.2 TRANSPORT :	6
I.3.3 DISTRIBUTION : LE RESEAU DE DISTRIBUTION DES LIGNES MOYENNE ET BASSE TENSION :	6
I.4 PROTECTION DE RESEAU ELECTRIQUE :	7
I.6 STABILITE ET REGLAGE DE RESEAU ELECTRIQUE :	9
I.6.1 EQUILIBRE PRODUCTION – CONSOMMATION :	9
I.6.2 REGLAGE DE LA TENSION :	9
I.7 CONCLUSION :	10
CHAPITRE II 11	
MODALISATION DU RESEAU ELECTRIQUE	11
II.1 INTRODUCTION :	12
II.2.1 L'ALTERNATEUR :	12
II.2.2 LES LIAISONS :	12
II.2.3 LE TRANSFORMATEUR :	17
II.2.4 LES CHARGES:	18
II.4 GENERALITE SUR LES CONTINGENCES :	18
II.4.1 PRINCIPE GENERAL DU CRITERE N-1 :	20
II.4.1.1 SITUATION NORMAL :	20
II.4.1.2 CONTINGENCE SIMPLE :	20
II.4.1.3 CONTINGENCE DOUBLE :	21
II.4.1.4 CONTINGENCE SIMPLE+MAINTENANCE :	21
II-5 CONCLUSION :	23
CHAPITRE III 25	
L'ECOULEMENT DE PUISSANCE	25
III.1 INTRODUCTION :	26
III.2 MODELISATION DU RESEAU ET CALCUL DE L'ECOULEMENT DE PUISSANCE :	26
III.2.1 MODELISATION DES ELEMENTS DU RESEAU ELECTRIQUE :	27
III.2.2 CALCUL DE L'ECOULEMENT DE PUISSANCE :	29
III.3 CLASSIFICATION DES VARIABLES ET DES CONTRAINTES DU SYSTEME :	36
III.3.1 CLASSIFICATION DES VARIABLES :	36
III.3.2 CLASSIFICATION DES CONTRAINTES :	36
III.4 RESOLUTION DU PROBLEME DE L'ECOULEMENT DE PUISSANCE :	39
III.4.1 METHODE DE GAUSS-SEIDEL :	39
III.4.2 METHODE DE NEWTON-RAPHSON :	42
III.4.3 LA METHODE DECOUPLEE DE NEWTON :	50
III.5 CONCLUSION :	56
CHAPITRE IV 57	
SIMULATION ET RESULTATS	57
IV.1 INTRODUCTION :	58
IV.2 LE LOGICIEL LABPOWER :	58
IV.3 SIMULATION DU RESEAU IEEE 14 :	66
IV.3.1 LES DONNEES DU RESEAU IEEE 14 :	66
IV.3.2 LES RESULTATS DE SIMULATION DES CAS DE PANNE DES LIGNES :	68

IV.3.3 LES RESULTATS DE SIMULATION DES CAS DE PANNE DES GENERATEURS :.....	69
IV.4 SIMULATION DU RESEAU ALG 114 :.....	69
IV.4.1 LES DONNEES DU RESEAU ALG 114 :.....	69
IV.4.2 LES RESULTATS DE SIMULATION DES CAS DE PANNE DES LIGNES :.....	78
IV.4.3 LES RESULTATS DE SIMULATION DES CAS DE PANNE DES GENERATEURS :.....	83
IV.5 DISCUTIONS DES RESULTATS :.....	84
IV.5.1 IEEE 14 :.....	84
IV.5.2 ALG 114 :.....	85
IV.5 CONCLUSION :.....	86
CONCLUSION GENERALE.....	87
BIBLIOGRAPHIE	88

Introduction Générale

L'avenir et l'extension du réseau de transport de l'énergie électrique actuel se trouve confronté à un nouveau défi : l'introduction d'un nouveau palier de tension qui est celui du 400 kV. En effet, la distance entre les centres de production et de consommation de l'énergie électrique ainsi que la puissance à transporter par les lignes augmentent à un degré tel que le niveau de la très haute tension actuelle 220 kV sera insuffisante et inadéquate. Pour pallier ce problème on a recours impératif aux lignes à extra haute tension fonctionnant sous 400 kV et plus en courant alternatif. Pour le réseau de transport d'énergie électrique algérien le recours à ce niveau de tension est d'une nécessité absolue pour la réalisation et le développement des interconnexions internationales qui contribueront au renforcement de la stabilité du réseau et la mise en œuvre de la boucle électrique autour de la méditerranée. L'importance stratégique de ces ouvrages 400 kV impose des critères sévères en matière d'études, de management de projet, de capacité de réalisation et de références réelles dans le domaine. A cet effet le fonctionnement et l'exploitation des longues lignes de transport 400 kV et plus nécessitent impérativement des techniques d'étude, un savoir-faire et des mesures bien spécifiques à envisager dans le but d'une conduite saine, rentable et performante.

Ce travail constitue une étude de comportement du réseau électrique en cas de panne de ligne ou générateurs, car l'écoulement de puissance est relié directement à l'architecture du réseau électrique donc le moindre changement de cette dernière entraînera un changement d'écoulement de puissance et qui devra être maîtrisé et acceptable

Pour cela on a commencé par une description générale du réseau électrique et de ces différents composants. Cela constitue le contenu du premier chapitre

Le deuxième chapitre décrit la modélisation du réseau électrique de transport et leurs différents composants ainsi la description des contingences liées au réseau électrique.

Le troisième chapitre est consacré au calcul d'écoulement de puissance par essentiellement deux méthodes (Newton Raphson et DC power flow). Le calcul d'écoulement de puissance permet d'évaluer l'état des tensions d'un réseau électrique ainsi que les puissances transitant à travers tous les éléments du réseau.

Pour chapitre quatre simulation et résultat, traite le problème de l'écoulement de puissance des réseaux standards IEEE 14 et ALG114 en utilisant les algorithmes de Newton-Raphson et DC power flow.

Finalement, une conclusion générale récapitulera les principaux résultats de ce travail et apportera quelques perspectives.

CHAPITRE I

Généralité sur les Réseaux Electriques

I.1 Introduction :

Un réseau d'énergie électrique est un système d'éléments interconnectés qui est conçu :

Pour convertir d'une façon continue l'énergie qui n'est pas sous forme électrique en énergie électrique.

Pour transporter l'énergie électrique sur de longues distances.

Pour transformer l'énergie électrique sous des formes spécifiques soumises à des contraintes bien déterminées.

Pour un consommateur, le réseau devrait idéalement vu, de l'endroit où il prend son énergie électrique, comme une source de tension alternative parfaite : c'est-à-dire une source dont la fréquence et l'amplitude sont constantes quelle que soit la charge connectée.

Pour satisfaire leur clientèle, les compagnies d'électricité doivent donc s'efforcer de maintenir l'amplitude et la fréquence de la tension constantes (valeurs nominales).

Donc, il est important de maintenir le niveau de tension près de sa valeur nominale aux différents nœuds du réseau.

Une grande majorité des lignes de transport d'énergie électrique sont à courant alternatif, fonctionnant à plusieurs valeurs de tension (10kV à 800 kV), Les réseaux de distribution fonctionnent généralement au-dessous de 100 KV, tandis que la puissance est transmise à des tensions très élevées.

Les lignes fonctionnant à différentes tensions sont reliées par les transformateurs qui fonctionnent au rendement élevé. Traditionnellement, les lignes à courant alternatif ne prévoient aucune commande du flux de puissance.

Les disjoncteurs actionnés mécaniquement sont utilisés pour la protection contre les défauts. Un disjoncteur actionné mécaniquement est utilisé pour un nombre d'opérations d'ouverture et de fermeture limité à un moment défini et ne peut pas être employé pour la commande de flux de puissances [29].

I.2 Définition d'un réseau électrique :

Un réseau électrique est un ensemble d'infrastructures énergétiques plus ou moins disponibles permettant d'acheminer l'énergie électrique des centres de production vers les consommateurs d'électricité.

Il est constitué de lignes électriques exploitées à différents niveaux de tension, connectées entre elles dans des postes électriques. Les postes électriques permettent de répartir l'électricité et de la faire passer d'une tension à l'autre grâce aux transformateurs.

Il doit aussi assurer la gestion dynamique de l'ensemble production - transport - consommation, mettant en œuvre des réglages ayant pour but d'assurer la stabilité de l'ensemble [34].

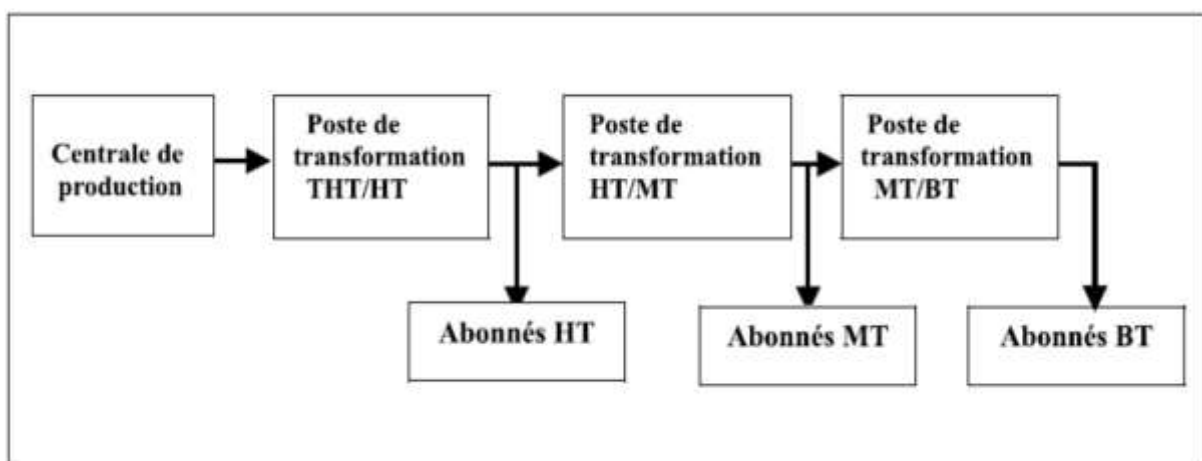


Figure1.1 : schéma global de réseau électrique

I.3 La constitution du réseau électrique :

I.3.1 Production :

La production d'électricité se répartie sur deux bases principales : Les énergies non renouvelables, comprenant les énergies fossiles que sont le pétrole, le gaz naturel et le charbon, et l'énergie nucléaire pour les principales.

Les énergies renouvelables qui sont des énergies dites «vertes » à divers degrés. Ce sont : les énergies solaires photovoltaïques et thermiques, l'énergie éolienne, l'énergie hydraulique, la biomasse et l'énergie géothermique

I.3.2 Transport :

Le transport de l'énergie électrique se fait en plusieurs étapes :

Au départ de la centrale de production, la tension délivrée par l'alternateur est de 20 kV ; Cette tension subit une première transformation, il s'agit d'une élévation vers 400 kV ou 225 kV ; Avec cette valeur on assure un transport longue distance ; D'autre transformation sont faites sur la tension pour différents niveaux de distribution ; En parle alors de la THT, HT, MT, BT, TBT ; Le transport de l'énergie

I.3.3 Distribution : Le réseau de distribution des lignes moyenne et basse tension :

- Les lignes MT permettent le transport de l'électricité à l'échelle locale vers les petites industries, Les lignes MT ont une tension comprise entre 15kV et 30 Kv [30].
- Les lignes BT sont les plus petites lignes du réseau. Leur tension est comprise entre 230 et 380 volts. Donc la distribution d'énergie

électrique vers les ménages et les artisans et représentent plus de la moitié du réseau national avec 654 000 kilomètres dont 213 000 kilomètres en souterrain [30].

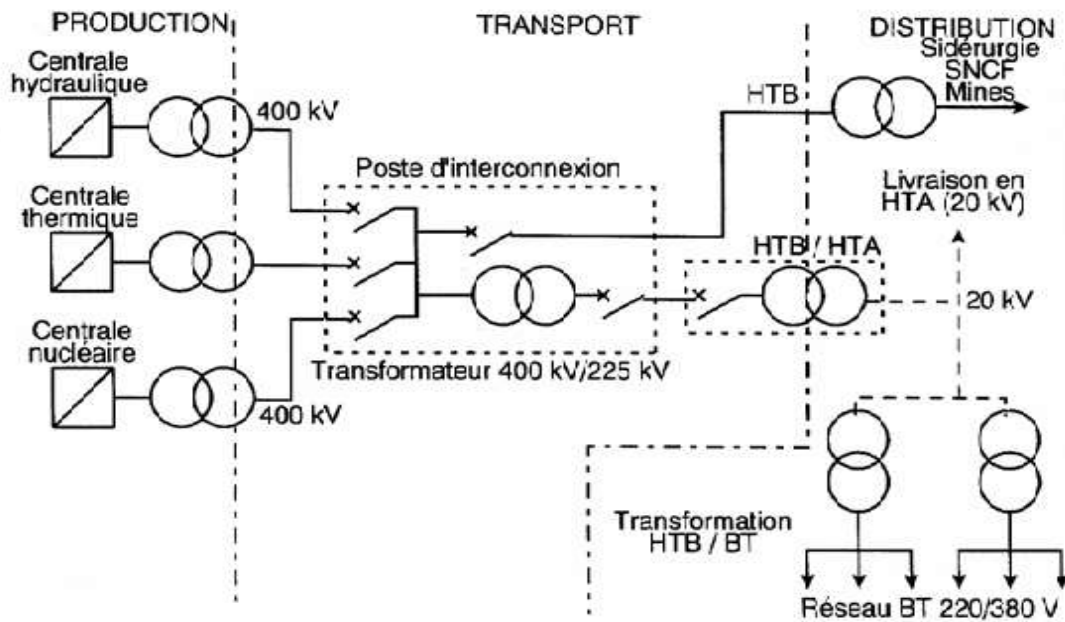


Figure 1.2 : Constitution de réseau électrique

I.4 Protection de réseau électrique :

Tout réseau électrique possède des systèmes de protection pour déconnecter le système de production en cas de défaut sur la ligne. L'objectif est de protéger les 3 constituants d'un système électrique :

- les organes de production (alternateur) ;
- les composants des réseaux de transport et de distribution (lignes aériennes et souterraines, transformateurs, jeux de barre) ;
- les organes de consommation (clients finaux) [34].

I.5 Matériel de conduite et de surveillance :

La conduite s'effectue depuis des centres de conduite régionaux (dispatchings) ou nationaux. Ceux-ci disposent d'instruments de tél éconduit, notamment) comprenant des dispositifs permettant :

- de commander les organes de coupure (disjoncteurs, sectionneurs),
- de connaître la position de ces organes,
- de mesurer un certain nombre de grandeurs (tension, intensité, fréquence),
- de signaler des dysfonctionnements (alarmes).

Outre les éléments ci-dessus permettant la conduite à distance, on trouve également des dispositifs locaux, pouvant réaliser de façon automatique des manœuvres destinées à sauvegarder le fonctionnement du système électrique où à rétablir le service lorsque celui a été interrompu.

Un important réseau de voies de télécommunication fiables et sécurisées est nécessaire pour échanger ces informations entre le centre de conduite et les postes qu'il exploite.

Le matériel de surveillance est destiné à l'analyse a posteriori des incidents. Il comprend essentiellement des consignateurs d'état chargés de relever la position des organes de coupure, et des pétrographes qui, grâce à un système de mémoire, restituent l'évolution des tensions et des courants pendant le déroulement des incidents. Lorsque des clients sensibles se trouvent à proximité du poste, des qu'altimètres, destinés à mesurer les coupures brèves, peuvent aussi être installés. Les données fournies par ces équipements sont consultées sur place. Par commodité, elles peuvent être transmises à distance, mais la fiabilité demandée aux voies de transmission utilisées est moins importante que dans le cas précédent [35].

I.6 Stabilité et réglage de réseau électrique :

I.6.1 Équilibre production – consommation :

L'électricité est une des rares énergies non stockable à grande échelle (hormis via les batteries, ou les barrages considérés comme des réserves d'énergie électromécanique à faible inertie). En permanence, les opérateurs des réseaux doivent s'assurer de l'équilibre entre l'offre et la demande. En cas de déséquilibre, on observe principalement deux phénomènes :

- une consommation supérieure à la production : le risque de délestage fréquence métrique (perte rapide du synchronisme sur les alternateurs)
- une production supérieure à la consommation : il peut y avoir dans ce cas une accélération des machines synchrones qui produisent l'électricité et un emballement pouvant conduire également à un black-out par l'intermédiaire de protections fréquence métriques.

I.6.2 Réglage de la tension :

La fréquence de rotation étant imposée, le réglage de la tension ne peut se faire qu'en agissant sur le courant d'excitation de la machine synchrone (alternateur).

Le réglage de tension peut aussi se faire en insérant des bobines dans le réseau électrique ou des batteries de condensateurs ou en les débranchant suivant le cas : chute de tension ou élévation de tension, sachant qu'un réseau électrique chargé engendre une baisse de tension et qu'un réseau à vide engendre une surtension. Il existe aussi d'autres moyens de réglage tels que les plots des autotransformateurs [35].

I.7 Conclusion :

Le réseau électrique représente une infrastructure importante pour dans le domestique et l'industrie, les différentes des appareillages qui constitue le réseau représente nécessaire pour à chemine le transport et consommation de l'énergie électrique d'une façon convenable.

CHAPITRE II

Modalisation du Réseau Electrique

II.1 Introduction :

Le but est d'adopter des modèles pratiques pour analyser et dimensionner le réseau électrique.

Il faudrait alors concevoir des modèles pour les différentes composantes du réseau :

- l'alternateur
- la ligne électrique
- le transformateur
- les charges

II.2 Modélisation des éléments du réseau :

II.2.1 L'alternateur :

La tension $e(t)$ délivrée par l'alternateur dépend de la vitesse de rotation et de l'excitation. Elle est en série avec une résistance R et une réactance X . C'est le schéma en régime établi

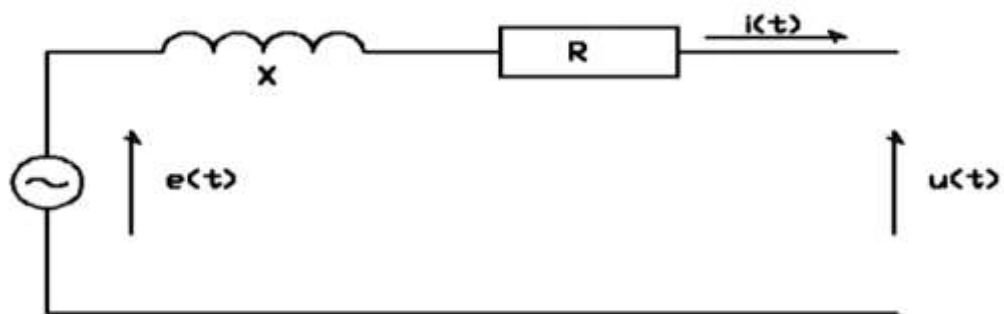


Figure 2.1 : schéma en régime établi de l'alternateur

II.2.2 Les liaisons :

Une ligne électrique est constituée par un faisceau de conducteurs cylindriques aériens ou souterrains parallèles entre eux et au sol. Chaque conducteur est caractérisé par :

- Sa résistance linéique 'R' en Ω/m .

- Son inductance linéique 'L' en H/m. ($X = L \times w$)
- Sa capacité linéique 'C' en F/m.
- Les lignes électriques et les câbles sont des systèmes à constantes réparties, c'est à dire que ces grandeurs physiques sont réparties sur toute la longueur de la ligne.

II.2.2.1 Les lignes aériennes vs les câbles souterrains :

❖ Les lignes aériennes :

Qui constitue la majeure partie (70%) des réseaux de distribution, avec 586 000 km de lignes HTA et 654 000 km de lignes BT. Les lignes les plus anciennes sont à fils nus, supportées des poteaux métalliques, en béton ou en bois, pourvus d'isolateurs. Les plus récentes sont réalisées avec des fils isolés torsadés, supportés par des poteaux métalliques, béton ou bois. Dans les villages et les villes, les câbles sont maintenant posés en façade par l'intermédiaire de colliers [31], [36].



. Figure 2.2 : les lignes aériennes

❖ Les câbles souterrains :

Représentent environ (30%) de la totalité du réseau de distribution. Désormais, plus de (80%) de nouvelles installations se font en enfouissant les lignes, afin de sécuriser le réseau face aux événements climatique, et respecter l'environnement. Les câbles sont, soit posés sous fourreaux, soit enterrés dans le sol dans un lit de sable. Pour effectuer le raccordement entre deux câbles, des boîtes de jonction

sont mises en place, soit directement dans le sol, soit dans des chambres de



jonction en béton [31], [37].

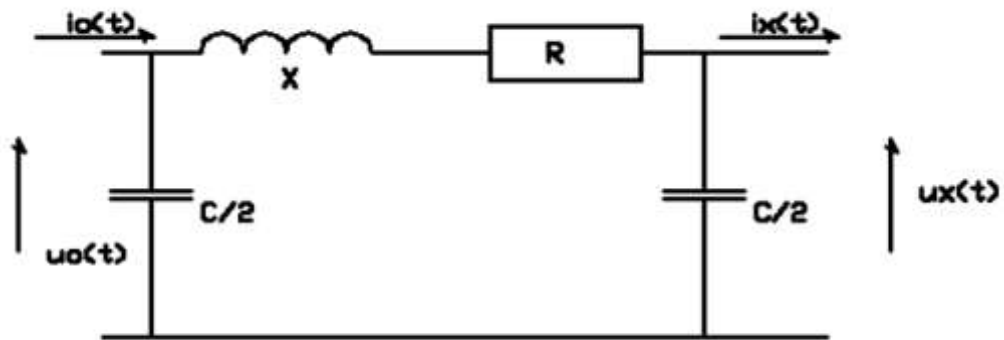
Figure 2.3 : les câbles souterrains

Tableau 2.1 : Les avantages et les inconvénients des lignes et des câbles

Les lignes	Les câbles
<p>Avantage :</p> <ul style="list-style-type: none"> ➤ Défaillances décelables ➤ Problèmes rapidement résolus <p>Inconvénients :</p> <ul style="list-style-type: none"> ➤ Pannes très fréquents ➤ Répercussion sur le paysage 	<p>Avantage :</p> <ul style="list-style-type: none"> ➤ Espace requis réduit ➤ Acceptation par la population <p>Inconvénients :</p> <ul style="list-style-type: none"> ❖ Travaux de réparation longs ❖ Travaux neufs ou de renouvellement coûteux

II.2.2.2 Le schéma équivalent en π :

Figure 2.4 : le schéma équivalent en π des lignes



Les expressions de R [Ohm], L [H] et C [F]

- $X=L \times w$
- $R=\rho/S$
- S : la section du câble en mm
- ρ : La résistivité du conducteur

Exemple :

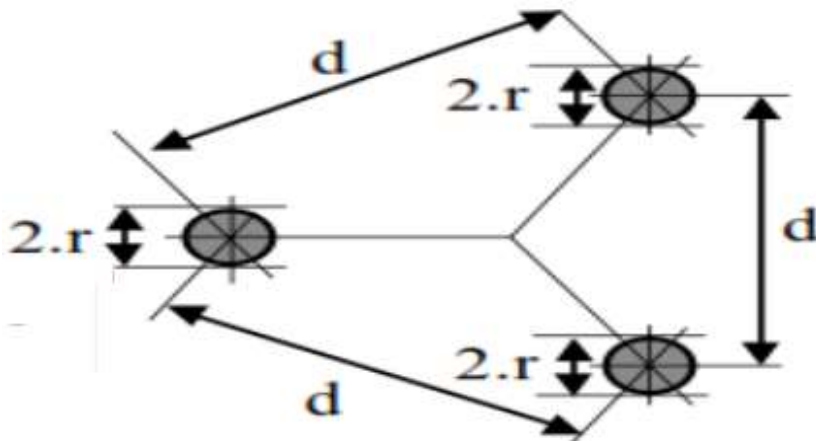


Figure 2.5 : schéma de liaison (les lignes et les câbles)

$$L_1 = \frac{\mu_0}{2\pi} \left(\frac{1}{4} + \ln\left(\frac{1}{r}\right) \right) \quad (2.1)$$

$$L_2 = \frac{\mu_0}{2\pi} \left(\frac{1}{4} + \ln\left(\frac{1}{r}\right) \right) \quad (2.2)$$

$$M_{12} = \frac{-\mu_0}{2\pi} \left(2 \ln\left(\frac{1}{d}\right) \right) \quad (2.3)$$

$$C = \frac{2\pi \epsilon_0}{\ln\left(\frac{d}{r}\right)} \quad (2.4)$$

❖ Les valeurs de R, L et C Sur le tableau suivant :

Tableau 2.2 : calcul les valeurs de R, Let C

Tension (kv)	Type (mm ²)	Rd (mΩ/ km)	Ld (mH/ km)	Cd (nF/ km)
20	1 × 54,6	603	1,254	–
20	1 × 148,1	224	1,153	–
63	1 × 288	146	1,241	9
90	1 × 288	146	1,241	9
230	1 × 570	60	1,33	8,65
315	1 × 689,5	45	1,31	8,8
315	2 × 689,5	23	0,97	11,7
400	2 × 570	30	1,05	11,2
400	3 × 570	20	0,86	13,9

750	$4 \times 689,5$	11	0,85	13,2
-----	------------------	----	------	------

II.2.3 Le Transformateur :

Le transformateur permet d'élever l'amplitude de la tension alternative disponible à la sortie de l'unité de production pour l'amener aux niveaux requis pour le transport. Outre la transmission de l'énergie électrique avec modification des tensions, les transformateurs peuvent être utilisés pour contrôler les tensions de nœuds des réseaux.

Ce contrôle de tension utilise la variation du nombre de spire des transformateurs [33], [38]. (Réglage hors charge ou en charge de la tension)

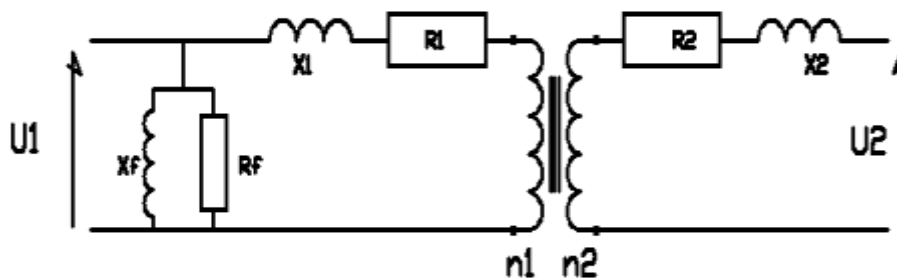


Figure 2.6 : schéma équivalent de transformateur

II.2.3.1 Caractéristiques pratiques du transformateur :

- Essai à vide et essai en court-circuit
- S_n Puissance apparente nominale (VA)
- V_{pn} , V_{sn} tensions primaire et secondaire (V)
- U_{pn} , U_{sn} tensions primaire et secondaire (V)
- I_{pn} , I_{sn} courants primaire et secondaire (I)
- Rendement, Température, Couplage, indice horaire
- Rapport de transformation fixe, variable, plots de variation de V au primaire [33], [38].

II.2.4 Les charges:

Les charges peuvent être modélisées en fonction des puissances actives P et réactives Q appelées et son admittance Y. ($Y = G - j B$)

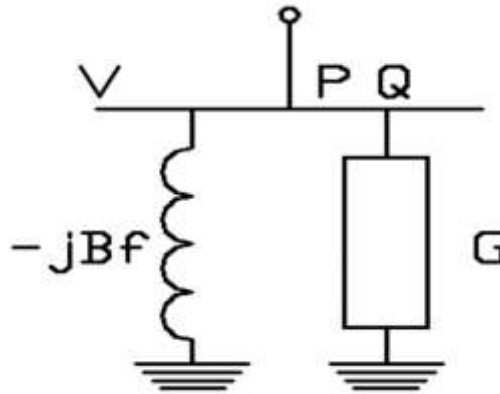


Figure 2.7 : schéma équivalent de la charge

II.3 Mise en équation du réseau :

L'établissement du modèle a pour but de déterminer les équations algébriques représentant les interconnexions entre les lignes, les générateurs les transformateurs et les charges.

- Le réseau électrique peut être décrit sous la forme matricielle suivante :

$$[I] = [Y] \times [V] \quad (2.5)$$

Où :

[I] : le vecteur des courants injectés aux nœuds du réseau.

[V] : le vecteur des tensions aux nœuds du réseau.

[Y] : la matrice d'admittance du réseau.

II.4 Généralité sur les contingences :

Afin de développer un système de transmission d'énergie fiable pour le futur, des scénarios pour un ensemble de cas de charge, doivent être testés dans une série de

situations dégradées afin de vérifier la robustesse du réseau. Certains cas de situations dégradées sont données à titre d'exemple dans le Tableau 2.3 Critère N-1 appliqué par les gestionnaires de réseaux, en fonction des risques.

Ces risques sont complétés par une contingence exceptionnelle directement liée à la situation spécifique du Luxembourg (connexion avec l'Allemagne seulement). Tenant compte que la sécurisation et la fiabilisation du réseau sont une entreprise de long terme, Cros oriente ses investissements afin de respecter les situations de contingences explicitées dans les paragraphes suivants et résumées dans le Tableau 2.4 A noter que pour chaque type de contingence, les paramètres techniques du réseau doivent rester dans des plages de variations acceptables [32].

Tableau 2.3 : critère N-1 respecté si qualité du réseau « acceptable » suite à un accident sur

un élément d'une éventualité « Pas anormale » ou « Anormale ».

Risque\éventualité Pas Anormal (not unusual)	Anormal (rare – unusual)	Exceptional (out of range- very unusual)
1 ligne de transmission (aérienne et\ou souterraine)	1 ligne (sur même pylône, deux circuit) si considéré comme anormale dans la conception du réseau	2 lignes séparées ou simultanées
1 transformateur ou 2 transformateurs raccordés sur 1 même protection	1 jeu de barre	1 poste transformation ou plusieurs jeux de barre
1 Equipement (TI, TP, PST, ...)	1 Unité de production	>1 unité de production
1 ligne (sur même pylône, 2 circuits) Si considéré comme normale dans conception du réseau		

II.4.1 Principe général du critère N-1 :

Pour chaque événement probable qui ne doit pas mettre en danger la sécurité de l'exploitation du système démarrer une cascade de déclenchements autres composants de réseau qui restent en service devraient additionnelle ou les changements stabilité transitoire causé par la défaillance initiale.

II.4.1.1 Situation normal :

Dans toutes les conditions de fonctionnement, le système doit être maintenu dans toutes les plages opérationnelles de fonctionnement. Cette vérification est réalisée à l'aide de scénarios.

II.4.1.2 Contingence simple :

La contingence simple se réfère à la perte d'un générateur ou d'un élément de transmission (transformateur, ligne, câble). Le Critère N-1 appliqué par les gestionnaires de réseaux et par GENERAL DU CRITERE N-1 chaque événement probable qui conduit à la perte d'éléments réseaux, le système de transport ne doit pas mettre en danger la sécurité de l'exploitation du système interconnecté, c'est déclenchements ou la perte de quantité significative de consommation. Les autres composants de réseau qui restent en service devraient être à même de supporter la charge changements de génération, les déviations de tension et supporter par la défaillance initiale.

Les conséquences sur le système sont explicitées ci-après :

- Aucun délestage ou coupure de charge (consommation) n'est autorisé.
- Le système doit rester stable suite à la perte de l'élément en défaut et les fluctuations de tension et de fréquence doivent rester dans les plages de fonctionnement acceptables.
- Le système doit être à même de revenir dans sa plage de fonctionnement normal.

II.4.1.3 Contingence double :

La contingence double se réfère à la perte de deux lignes d'une ligne haute tension (perte pylône par exemple). Cette situation est aussi appelée critère N-2. Les impacts acceptables sur le système sont similaires aux impacts de la contingence simple hormis qu'une perte de consommation peut être acceptable.

La perte de consommation n'est pas acceptable lorsqu'il s'agit :

- De lignes entre deux régions du pays sur lesquelles le transit est important et pour lesquelles

Il n'existe aucun moyen de réalimentation.

- De lignes 220 kV d'interconnexion internationales.

II.4.1.4 CONTINGENCE SIMPLE+MAINTENANCE :

La contingence simple et de maintenance se réfère à une contingence simple survenant en même temps que la mise hors service pour maintenance d'un élément haute tension. Les conséquences sont les mêmes que ceux de la contingence simple.

Tableau 2.4 : Les différents types contingence

Contingences	Elément réseau hors service	Analyse	Conditions système acceptable
conditions normales	tous les éléments réseau en service	<ul style="list-style-type: none">• Load flow• court-circuit	<ul style="list-style-type: none">• Système dans des conditions normales de charge et de tension• respect du dimensionnement des équipements en tout point du réseau
Contingence simple (N-1)	transformateur Ligne HT Câble	<ul style="list-style-type: none">• Load flow	<ul style="list-style-type: none">• Système restant dans les conditions d'urgence de charge et de

	Générateur3	<ul style="list-style-type: none"> Analyse dynamique 	<p>tension directement après la défaillance et revenant en conditions normales de charge et de tension après ajustements</p> <ul style="list-style-type: none"> Stable transitoirement et dynamiquement
Contingence double (N-2)	double ligne HT	<ul style="list-style-type: none"> Load Flow analyse dynamique 	<ul style="list-style-type: none"> Système restant dans les conditions d'urgence de charge et de tension directement après la défaillance et revenant en conditions normales de charge et de tension après ajustements Perte de charge acceptable sauf pour: lignes d'interconnexion entre régions chargées et lignes d'interconnexion Stable transitoirement et dynamiquement
Contingence Simple +maintenance (N-M-1)	Elément réseau HS avec un élément réseau en maintenance	idem contingence simple	idem contingence simple

<p>Contingence non simultanée (N-1-1)</p>	<p>Contingence simple suivie de l'ajustement requis et suivi d'une nouvelle contingence</p>	<p>Load Flow</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Système restant dans les conditions d'urgence de charge et de tension directement après la défaillance et revenant en conditions normales de charge et de tension après ajustements • Perte de charge acceptable
<p>Contingence exceptionnelle</p>	<p>Jeux de barres Poste de Transformation</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Load flow • analyse dynamique 	<ul style="list-style-type: none"> • Perte de charge Acceptable Pas d'effondrement de tension, pas de cascade, pas de surcharge excédant les conditions d'urgence La perte de consommation n'est pas acceptable lorsqu'il s'agit d'un poste d'interconnexion transfrontalière. <ul style="list-style-type: none"> • stable transitoirement et dynamiquement

II-5 Conclusion :

L'énergie électrique ne se stockant pas, il convient d'adapter en permanence la production aux besoins, et de disposer de lignes, pour faire transiter les puissances nécessaires, sans pour autant les sur dimensionner.

Des transformateurs jouent le rôle d'échangeur et permettent de passer d'un réseau à l'autre. Ils sont utilisés à la sortie des centrales et entre les réseaux de tensions différentes pour élever ou abaisser la tension.

Les postes transformation regroupent généralement plusieurs transformateurs et se trouvent à la convergence entre plusieurs lignes. Il est ainsi possible de réguler les flux de l'énergie en fonction de la demande ou des éventuels incidents pouvant survenir sur une ligne, sur un transformateur ou sur les appareillages .Les automatismes jouent un rôle majeur.

Le réseau doit être capable de résister aux contingences les plus probables sans violation des plages de fréquence et de tension, des limites thermiques et sans causer de déclenchements en cascade.

CHAPITRE III

Calcul de

L'écoulement de puissance

III.1 Introduction :

La répartition des charges (Load Flow) est l'un des principaux problèmes qui se pose aux gestionnaires d'un système de production -transport d'énergie électrique. Dans tout ensemble de centrales électriques alimentant un ensemble de consommateur par l'intermédiaire d'un réseau de transport maillé, on doit déterminer la répartition des puissances fournies par ces centrales, à un instant donné, tout en respectant un ensemble de contrainte technique et économique.

La résolution du problème de la répartition des charges, nous permet de déterminer les valeurs du **Module** et **la phase** de la tension en chaque nœud du réseau pour des conditions de fonctionnement données. Ce qui nous permettra de calcul les puissances transitées et générées ainsi que les pertes [8].

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

La formulation d'un modèle mathématique approprié.

La spécification d'un certain nombre de variable et de contraintes dans les nœuds du système.

La résolution numérique du système.

III.2 Modélisation du réseau et calcul de l'écoulement de puissance :

La résolution du problème de l'écoulement des puissances dans tout système électrique nécessite un modèle mathématique pour calculer les différents paramètres du réseau électrique. Application des méthodes d'optimisation pour résoudre le problème de dispatching économique [9].

III.2.1 Modélisation des éléments du réseau électrique :

Un réseau de distribution d'énergie électrique contient un ensemble de composants qu'il faut modéliser pour pouvoir établir les équations qui régissent le comportement de l'ensemble.

III.2.1.1 Le Générateur de puissance :

Cet élément doit fournir une certaine puissance donnée à une tension fixe. Les puissances active et réactive sont maintenues dans certaines limites pour respecter les contraintes

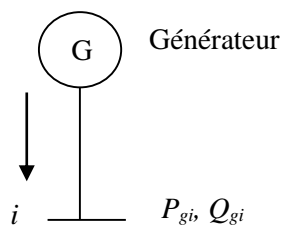


Figure3.1 : Représentation schématique d'un Générateur

III.2.1.2 La Charge :

Elle est modélisée par une impédance constante calculée à partir des puissances actives et réactives consommées

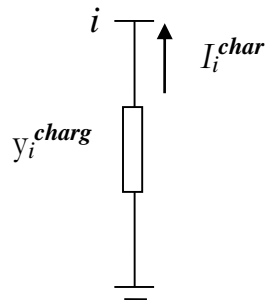


Figure 3.2 : Représentation schématique d'une charge

Cette admittance est définie par l'expression suivante :

$$y_i = \frac{P_i - jQ_i}{|V_i|^2} \quad (3.1)$$

III.2.1.3 La Ligne de transport :

La transmission de l'énergie électrique des centrales de production vers les centrales de consommation est assurée par la ligne de transport. Elle est représentée par un modèle en π donnée par la Figure 3.3.

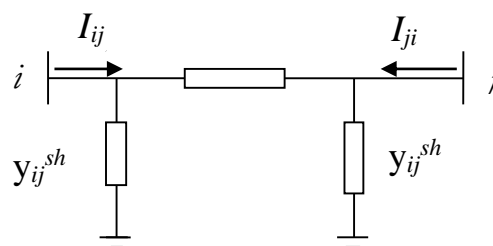


Figure 3.3 : Modèle d'une ligne en π

$$y_{ij} = z_{ij}^{-1} = g_{ij} + jb_{ij} \quad (3.2)$$

Avec :

$$g_{ij} = \frac{R_{ij}}{R_{ij}^2 + X_{ij}^2} \quad (3.3)$$

$$y_{ijt} = \frac{1}{R_{ijt} + jX_{ijt}} = y_{jit}$$

$$b_{ij} = \frac{-X_{ij}}{R_{ij}^2 + X_{ij}^2} \quad (3.4)$$

III.2.1.4 Le Transformateur :

Pour modéliser les transformateurs, généralement on suppose que la réactance magnétique est infinie, ainsi un transformateur peut être considéré alors comme une admittance égale à son admittance en court-circuit placée derrière un transformateur idéal

de rapport de transformation normalisé ($a : 1$). Le transformateur est représenté par un modèle équivalent ;

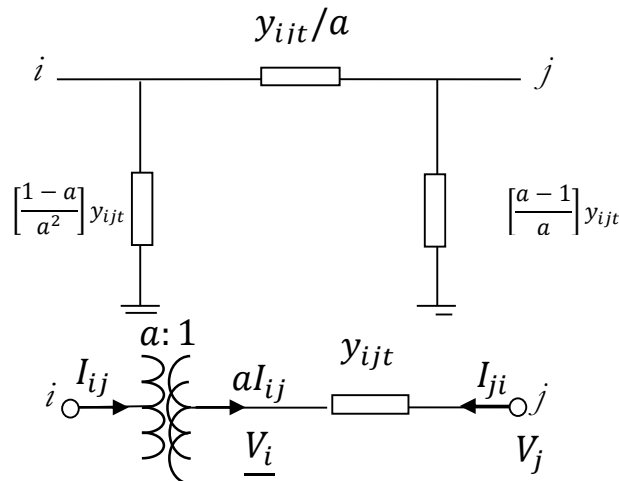


Figure 3.4 : Modèle du transformateur avec régleur en charge.

L'admittance du transformateur est exprimée par :

$$y_{ijt} = \frac{1}{R_{ijt} + jX_{ijt}} = y_{jit} \quad (3.5)$$

III.2.2 Calcul de l'écoulement de puissance :

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

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

Soit le réseau électrique décrit par la forme simplifiée comme montre la figure ci-dessous [10], [11] et [12] :

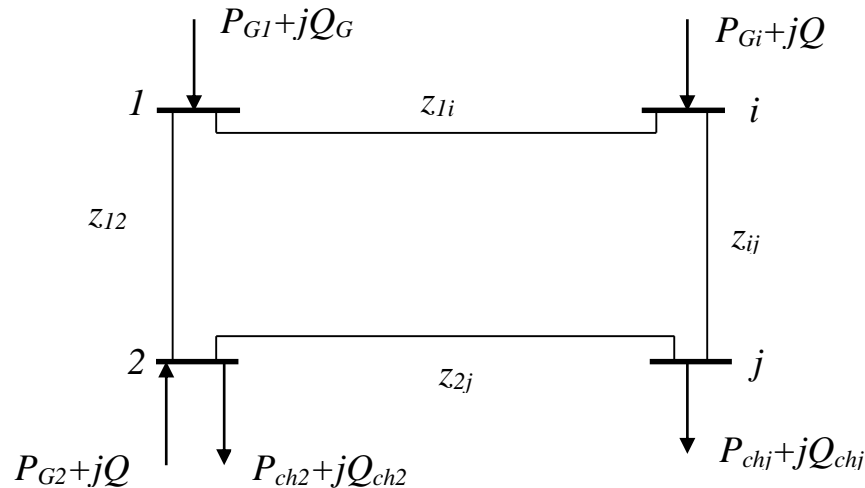


Figure 3.5 : Schéma simplifié d'un réseau électrique

Le calcul de l'écoulement de puissance en régime permanent établi se base sur le système d'équation linéaire suivante :

$$\bar{I} = \bar{Y} \bar{V} \quad (3.6)$$

Où

\bar{I} : Vecteur complexe des Courants nodaux injectée dans le réseau.

\bar{Y} : Matrice des admittances complexes.

\bar{V} : Vecteur complexe des tensions nodales.

Pour résoudre ce système d'équations linéaires, on doit imposer à chaque nœud soit la tension ou le courant injecté. Pratiquement ce problème est plus compliqué, car il faut définir les conditions de fonctionnement du réseau. Ces conditions affectent les grandeurs électriques relatives aux nœuds du réseau tel que : la puissance active P , la puissance réactive Q , le module $|V|$ et le déphasage δ de tension. Ceux-ci peuvent ainsi être définis suivant trois types de nœuds :

-Nœuds producteurs (ou nœuds à tension contrôlée) : Les nœuds producteurs sont associés aux centrales, on y impose la puissance active "PG"(consigne imposée parle dispatching) et le module de la tension "V". Les grandeurs inconnus pour ce type de nœud est la phase de la tension "δ" et la puissance réactive générée "QG".

-Nœuds consommateurs(ou nœuds de charge) : Les nœuds consommateurs sont associés directement aux charges. Les charges ne sont pas caractérisées par leur impédance. Mais par leur puissance active “Pch“ et réactive “Qch“ consommées, les valeurs de ces dernières sont connus, donc reste à trouver le module de la tension “V“ et sa phase “δ“.

-Nœud de bilan (ou nœud de référence) : Le nœud de bilan est associé à une des centrales généralement la plus puissance. Ne connaissant pas à priori les pertes d’énergie du réseau pour un régime déterminé.

On est obligé de laisser varier la production de la puissance active de l’une des centrales. Ceci pour satisfaire l’énergie qui définit que la production soit égale à la consommation plus les pertes :

$$\text{Production} = \text{consommation} + \text{pertes}$$

Le nœud associé à cette centrale est caractérisé par le module de sa tension et sa phase qui est souvent prise comme origine des phases et posée égale à zéro. Donc il faut déterminer les inconnues qui sont les puissances actives “PG“et réactives “QG“.En résumé, le problème se pose sous la forme suivante :

Tableau 3.1 Les donnée et Inconnues pour chaque type de nœud paramétrique

Nœuds paramétriques	Données	Inconnues
Nœuds producteurs	P et V	Q et δ
Nœuds consommateurs	P et Q	V et δ
Nœuds de bilan	V et δ	P et Q

De ce fait, on constate que la forme des données du problème nous conduit à un système d’équation non linéaire et sa résolution fait appel à des méthodes numériques.

Tableau 3.2 : Les caractéristiques des nœuds dans l’écoulement de puissance (les grandeurs marquées dans le tableau sont les grandeurs fixes du nœud).

Type de nœud	P	Q	V	Δ	Commentaires
Charge	✓	✓			Représentation habituelle de la charge
Tension Contrôlée	✓		✓		V est maintenu constant et Q varie sans limite

Générateur ou condensateur synchrone	✓		✓ Si $Q^- < Q_G < Q^+$		Le générateur ou le condensateur synchrone ($P = 0$) a des limites sur la puissance réactive « Q_G » en (VAR) Q^- limite minimale. Q^+ limite maximale. $ V $ est maintenue tant que « Q_G » est dans les limites.
	✓	✓	Si $Q_G < Q^-$ $Q_G > Q^+$		
Une impédance Z fixe, relié à la masse (terre)					L'impédance Z est donnée
La référence			✓	✓	Le nœud bilan où balancier, doit régler la puissance nette pour maintenir la tension constante (indispensable pour la solution)

III.2.3 Détermination de la matrice admittance :

On considère le schéma d'une branche entre deux nœuds i et j

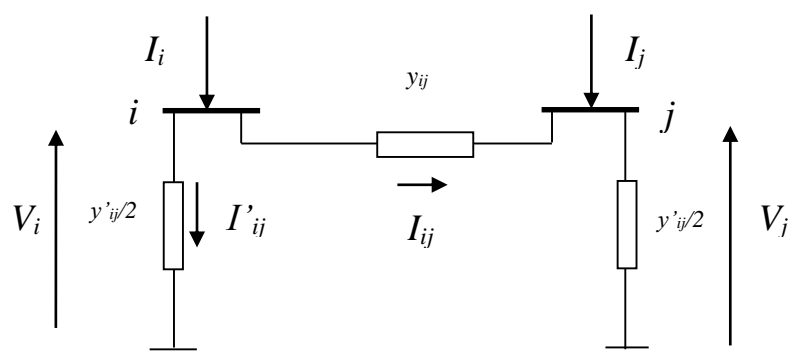


Figure 3.6 : Représentation d'une ligne reliant deux nœuds.

Avec :

I_i : Courant injecter au nœud i ;

I_{ij} : Courant transitant du nœud i au nœud j ;

I'_{ij} : Courant de fuite au nœud i ;

y_{ij} : Admittance de la ligne $i-j$;

$y'_{ij}/2$: Admittance shunt des nœuds i et j ;

V_i, V_j : Tensions aux nœuds i et j ;

L'utilisation de la méthode des nœuds nécessite la transformation des impédances des branches du réseau en admittances [11] et [12]; pour cela, nous posons :

$$\underline{Y}_{ij} = \frac{1}{\underline{Z}_{ij}} = \frac{1}{R_{ij} + jX_{ij}} = \frac{R_{ij}}{R_{ij}^2 + X_{ij}^2} - j \frac{X_{ij}}{R_{ij}^2 + X_{ij}^2} \quad (3.7)$$

D'où :

$$\underline{Y}_{ij} = g_{ij} + jb_{ij} \quad (3.8)$$

Avec :

$$\begin{cases} g_{ij} = \frac{R_{ij}}{R_{ij}^2 + X_{ij}^2} \\ b_{ij} = \frac{-X_{ij}}{R_{ij}^2 + X_{ij}^2} \end{cases} \quad (3.9)$$

Où g_{ij} : Appelée conductance

b_{ij} : Appelée susceptance

L'admittance propre du nœud i donnée par :

$$Y_{ij} = \sum_{j=1, j \neq i}^n \left(y_{ij} + \frac{y'_{ij}}{2} \right) \quad (3.10)$$

Et l'admittance mutuelle entre le nœud i et le nœud j :

$$\underline{Y}_{ij} = -\underline{y}_{ij} \quad (3.11)$$

Les règles pour former la matrice admittance Y sont

S'il existe une ligne entre le nœud i et j

$$Y_{ij} = -y_{ij}$$

et

$$Y_{ii} = \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^n y_{ij} + \frac{y'_{ij}}{2}$$

III.2.4 Détermination des courants :

Les équations qui régissent le réseau par l'application de la loi des nœuds peuvent être données par la formule suivante :

$$\underline{I}_i = \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^n (\underline{I}_{i,j} + \underline{I}'_{i,j}) \quad (3.12)$$

L'expression du courant transmit du nœud i vers le nœud j :

$$\underline{I}_{ij} = \sum_{j=1}^n \underline{y}_{ij} (\underline{v}_i - \underline{v}_j) \quad (3.13)$$

L'expression du courant de fuite à la terre :

$$\underline{I}'_{ij} = \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^n \left(\frac{y'_{ij}}{2} \underline{v}_i \right) \quad (3.14)$$

On déduit donc l'expression du courant au nœud i :

$$\underline{I}_i = \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^n \underline{y}_{ij} (\underline{v}_i - \underline{v}_j) + \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^n \left(\frac{y'_{ij}}{2} \underline{v}_i \right) \quad (3.15)$$

D'où :

$$\underline{I}_i = \underline{V}_i \sum_{j \neq i}^n \left(\underline{Y}_{ij} + \frac{\underline{y}'_{ij}}{2} \right) - \sum_{j \neq i}^n \left(\underline{Y}_{ij} \underline{V}_j \right) \quad (3.16)$$

On trouve ainsi l'équation générale du courant :

$$\underline{I}_i = \underline{V}_i \underline{Y}_{ii} + \sum_{j \neq i}^n \left(\underline{Y}_{ij} \underline{V}_j \right) \quad (3.17)$$

D'une façon générale, on aura :

$$\underline{I}_i = \sum_{j=1}^n \underline{Y}_{ij} \underline{V}_j \quad (3.18)$$

D'où la forme matricielle du courant :

$$[I] = [Y] [V] \quad (3.19)$$

III.2.5 Détermination des puissances :

La puissance apparente injectée au nœud i est donnée par :

$$\underline{S}_i^* = P_i - jQ_i = \underline{V}_i^* \underline{I}_i \quad (3.20)$$

On remplace l'Eq. (3.18) dans l'Eq. (3.20) on aura :

$$\underline{S}_i^* = P_i - jQ_i = \underline{V}_i^* \sum_{j=1}^n \underline{Y}_{ij} \underline{V}_j \quad (3.21)$$

Sachant que :

$$\begin{cases} \underline{V}_i = e_i + jf_i \\ \underline{Y}_{ij} = G_{ij} + jB_{ij} \\ \underline{V}_i^* = e_i - jf_i \end{cases} \quad (3.22)$$

Et l'équation de la puissance apparente sera :

$$\underline{S}_i^* = P_i - jQ_i = (e_i - jf_i) \sum_{j=1}^n (G_{ij} + jB_{ij}) (e_j + jf_j) \quad (3.23)$$

On en déduit les expressions des puissances actives et réactives :

$$\begin{cases} P_i = \sum_{j=1}^n e_i (e_j G_{ij} - f_i B_{ij}) + f_i (f_j G_{ij} + e_j B_{ij}) \\ Q_i = \sum_{j=1}^n f_i (e_j G_{ij} - f_i B_{ij}) - e_i (f_j G_{ij} + e_j B_{ij}) \end{cases} \quad (3.24)$$

III.3 Classification des variables et des contraintes du système :

La complexité des systèmes électriques est proportionnelle aux nombres des nœuds qu'il contient. Pour cela, afin de faciliter les calculs et expliquer le fonctionnement correct des grands systèmes, il faut classer les différentes variables et contraintes [13], [14] et [15].

III.3.1 Classification des variables :

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

- P_{chi}, Q_{chi} : Puissances actives et réactives consommées au nœud i .
- P_{gi}, Q_{gi} : Puissances actives et réactives générées au nœud i^*
- V_i : Module de tension au nœud i
- δ_i : Angle de phase au nœud i

Ces variables sont divisées en trois groupes :

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

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

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

III.3.2 Classification des contraintes :

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

III.3.2.1 Contrainte sur les variables dépendantes :

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

a. Contrainte équilibre entre la production et la consommation :

En régime normale et à tout moment, l'égalité entre la production et la consommation des puissances active et réactive doit être assuré, soit :

$$\sum_{i=1}^{N_g} P_{gi} - \sum_{i=1}^{N_c} P_{ch_i} - P_L = 0 \quad (3.25)$$

$$\sum_{i=1}^{N_g} Q_{gi} - \sum_{i=1}^{N_c} Q_{ch_i} - Q_L = 0 \quad (3.26)$$

P_L : Perte active totale

Q_L : Perte réactive de consommation

N_c : Nombre de nœuds de consommation

N_g : Nombre de nœuds de génération

b. Contrainte sur les modules de la tension :

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

$$V_i^{\min} \leq V_i \leq V_i^{\max} \quad i = 1, \dots, n \quad (3.27)$$

Avec : V_i : Module de la tension au nœud i

V_i^{\min} , V_i^{\max} : Les limites minimale et maximale, respectivement, de la tension.

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

c. Contrainte sur la capacité de transit de la ligne :

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

$$S_{ij} \leq S_{ij}^{\max} \quad (3.28)$$

avec : $S_{ij} = \sqrt{P_{ij}^2 + Q_{ij}^2}$

S_{ij} : Puissance apparente transitée dans la ligne $i-j$

S_{ij}^{\max} : Puissance apparente maximale transitée dans la ligne $i-j$

P_{ij} : Puissance active transitée dans la ligne $i-j$

Q_{ij} : Puissance réactive transitée dans la ligne $i-j$

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

III.3.2.2 Contrainte des variables indépendantes :

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

a. Contrainte sur la production :

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

$$P_{Gi}^{\min} \leq P_{Gi} \leq P_{Gi}^{\max} \quad (3.29)$$

$$Q_{Gi}^{\min} \leq Q_{Gi} \leq Q_{Gi}^{\max} \quad i = 1, \dots, n_g \quad (3.30)$$

b. Contrainte sur les rapports de transformateur :

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

$$a_k^{\min} \leq a_k \leq a_k^{\max} \quad k = 1 \dots N_t \quad (3.31)$$

N_t : Nombre de transformateur

III.4 Résolution du problème de l'écoulement de puissance :

Le problème de la répartition des charges est capitale pour celui qui exploite un réseau électrique. Ainsi au point de vue structure des réseaux, afin de renforcer, modifier et adapter le réseau suivant des consommations.

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

De plus, le problème de la répartition des charges est le problème fondamental de la conduite économique des réseaux d'énergie électrique.

La résolution du problème de la répartition des charges nous permet de déterminer, les valeurs des modules de la phase de la tension en chaque nœud du réseau pour des conditions de fonctionnement données, ce qui permettra de calculer les valeurs des puissances actives et réactives qui transitent dans chaque ligne. Le bilan des puissances injectées en chaque nœud peut donc être établi, ce qui nous fournit la valeur des pertes actives et réactives de réseau [16], [17] et [18].

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

Processus dit itératifs : méthode de Gauss, Gauss Seidel, ... etc.

Processus vibrationnels : découlant de la méthode Newton-Raphson, ou Jacobine.

III.4.1 Méthode de Gauss-Seidel :

Cette méthode utilisant la matrice admittance, consiste à supposer initialement des tensions pour tous les nœuds excepté le nœud balancier où la tension est spécifiée et maintenue constante [19] et [20].

La tension à la ($\nu + 1$) itération est donnée par la relation suivante :

$$V_i^{(\nu+1)} = \frac{1}{Y_{ii}} \left(\frac{S_i^*}{V_i^{(\nu)*}} - \sum_{j=1, j \neq i}^n Y_{ij} V_j^{(\nu)} \right) \quad (3.32)$$

Où

$$V_i^{(\nu+1)} = h_i(V_1^{(\nu)}, V_2^{(\nu)}, \dots, V_n^{(\nu)}) \quad (3.33)$$

h_i : une fonction de tension V_i .

La convergence de la méthode est atteinte lorsque la différence entre la tension calculée et celle qui la précède pour chaque nœud soit inférieure à une précision donnée par l'utilisateur.

L'organigramme de la méthode de Gauss Seidel est donné par la Figure 3.7.

s : est le numéro du nœud bilan

Dans la méthode de Gauss-Seidel précédente, on a calculé les valeurs V comme suivant

$$V^{(\nu+1)} = h(V^{(\nu)})$$

Pour accélérer la convergence, on peut reformuler Gauss-Seidel comme suivant :

$$V^{(\nu+1)} = V^{(\nu)} + h(V^{(\nu)}) - V^{(\nu)}$$

Ensuite, on introduit le paramètre d'accélération α

$$V^{(\nu+1)} = V^{(\nu)} + \alpha (h(V^{(\nu)}) - V^{(\nu)})$$

Si $\alpha=1$ ça sera identique à la méthode Gauss-Seidel standard. L'accélération de la convergence passe par le choix de paramètre ($\alpha > 1$).

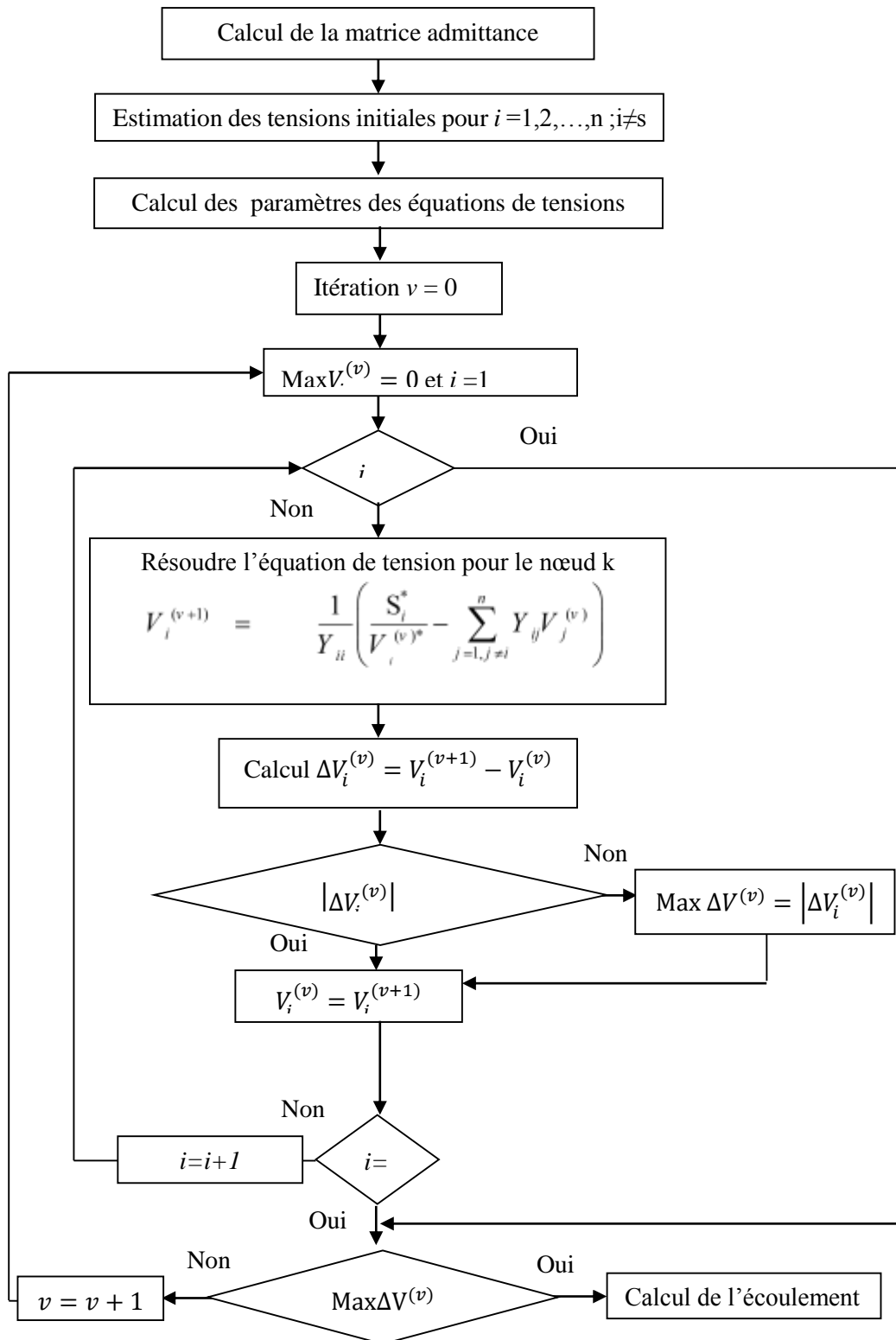


Figure3.7 : Organigramme de la méthode de Gauss Seidel

III.4.2 Méthode de Newton-Raphson :

La méthode de Newton-Raphson [21],[22]et[23] permet de résoudre un système d'équations non linéaires, exprimant les puissances actives et réactives en fonction des tensions nodales.

La puissance apparente au nœud i est donnée par :

$$\underline{S}_i^* = P_i - jQ_i = \underline{V}_i^* \underline{I}_i \quad (3.34)$$

Le courant au nœud I est donné par :

$$\underline{I}_i = \sum_{j=1}^n \underline{Y}_{ij} \cdot \underline{V}_j \quad (3.35)$$

On remplace l'Eq (3.28) dans l'Eq (3.27) on aura :

$$\underline{S}_i^* = P_i - jQ_i = \underline{V}_i^* \sum_{j=1}^n \underline{Y}_{ij} \underline{V}_j \quad (3.36)$$

On adopte les formes rectangulaires suivant

$$\begin{cases} \underline{V}_i = e_i + jf_j \\ \underline{Y}_{ij} = G_{ij} + jB_{ij} \\ \underline{V}_i^* = e_i - jf_i \end{cases} \quad (3.37)$$

L'équation de la puissance apparente sera :

$$\underline{S}_i^* = P_i - jQ_i = (e_i - jf_i) \sum_{j=1}^n (G_{ij} + jB_{ij}) (e_j + jf_j) \quad (3.38)$$

En séparant la partie réelle et la partie imaginaire de S_i^* on aura :

$$\begin{aligned} P_i &= \sum_{j=1}^n [e_i (e_j G_{ij} - f_j B_{ij}) + f_i (f_j G_{ij} + e_j B_{ij})] \\ Q_i &= \sum_{j=1}^n [f_i (e_j G_{ij} - f_j B_{ij}) - e_i (f_j G_{ij} + e_j B_{ij})] \end{aligned} \quad (3.39)$$

Les puissances active et réactive sont connues, les composantes réelle et imaginaires de la tension (e_i) et (f_i) sont inconnues pour tous les nœuds sauf pour le nœud balancier ou la tension est spécifiée et fixe. Les valeurs corrigées de la $i^{\text{ème}}$ itération sont données par:

$$\Delta P_i^k = P_{iplan}^k - P_{ical}^k \quad (3.40)$$

$$\Delta Q_i^k = Q_{iplan}^k - Q_{ical}^k \quad (3.41)$$

Ces équations sous forme générale s'expriment comme suit :

$$\begin{bmatrix} \Delta P_1 \\ \cdot \\ \Delta P_{n-1} \\ \cdot \\ \Delta Q_1 \\ \cdot \\ \Delta Q_{n-1} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{\partial P_1}{\partial e_1} & \dots & \frac{\partial P_1}{\partial e_{n-1}} & \frac{\partial P_1}{\partial f_1} & \dots & \frac{\partial P_1}{\partial f_{n-1}} \\ \frac{\partial P_{n-1}}{\partial e_1} & \dots & \frac{\partial P_{n-1}}{\partial e_{n-1}} & \frac{\partial P_{n-1}}{\partial f_1} & \dots & \frac{\partial P_{n-1}}{\partial f_{n-1}} \\ \frac{\partial Q_1}{\partial e_1} & \dots & \frac{\partial Q_1}{\partial e_{n-1}} & \frac{\partial Q_1}{\partial f_1} & \dots & \frac{\partial Q_1}{\partial f_{n-1}} \\ \frac{\partial Q_{n-1}}{\partial e_1} & \dots & \frac{\partial Q_{n-1}}{\partial e_{n-1}} & \frac{\partial Q_{n-1}}{\partial f_1} & \dots & \frac{\partial Q_{n-1}}{\partial f_{n-1}} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta e_1 \\ \cdot \\ \Delta e_{n-1} \\ \cdot \\ \Delta f_1 \\ \cdot \\ \Delta f_{n-1} \end{bmatrix} \quad (3.42)$$

Les dérivées partielles forment les coefficients de la matrice Jacobine. Nous pouvons donc représenter le système (3.42) par le système simplifié suivant :

$$\begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} J_1 & J_2 \\ J_3 & J_4 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta e \\ \Delta f \end{bmatrix} \quad (3.43)$$

Les éléments de la matrice $[J]$ sont déterminés comme suit :

*** Les éléments de J_1 :**

1) les éléments non diagonaux:

$$\frac{\partial P_i}{\partial e_j} = e_i G_{ij} + f_i B_{ij} \quad (3.44)$$

2) les éléments diagonaux :

$$\frac{\partial P_i}{\partial e_i} = 2e_i G_{ii} - f_i B_{ii} + \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^{n_b} (e_j G_{ij} - f_j B_{ij}) \quad (3.45)$$

*** Les éléments de J_2 :**

1) les éléments non diagonaux :

$$\frac{\partial P_i}{\partial f_j} = -e_i B_{ij} + f_i G_{ij} \quad (3.46)$$

2) les éléments diagonaux :

$$\frac{\partial P_i}{\partial f_i} = 2f_i G_{ii} - e_i B_{ii} + e_i B_{ii} + \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^{n_b} (f_j G_{ij} + e_j B_{ij}) \quad (3.47)$$

*** Les éléments de J₃ :**

1) les éléments non diagonaux :

$$\frac{\partial Q_i}{\partial e_j} = -e_i B_{ij} + f_i G_{ij} \quad (3.48)$$

2) les éléments diagonaux :

$$\frac{\partial Q_i}{\partial e_i} = -2e_i B_{ii} + f_i G_{ii} - f_i G_{ii} - \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^{n_b} (f_j G_{ij} + e_j B_{ij}) \quad (3.49)$$

*** Les éléments de J₄ :**

1) les éléments non diagonaux :

$$\frac{\partial Q_i}{\partial f_j} = -e_i G_{ij} - f_i B_{ij} \quad (3.50)$$

2) les éléments diagonaux:

$$\frac{\partial Q_i}{\partial f_i} = -2f_i B_{ii} + e_i G_{ii} - e_i G_{ii} + \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^{n_b} (e_j G_{ij} - f_j B_{ij}) \quad (3.51)$$

L'organigramme de la méthode de Newton-Raphson est donné par la Figure 3.8 :

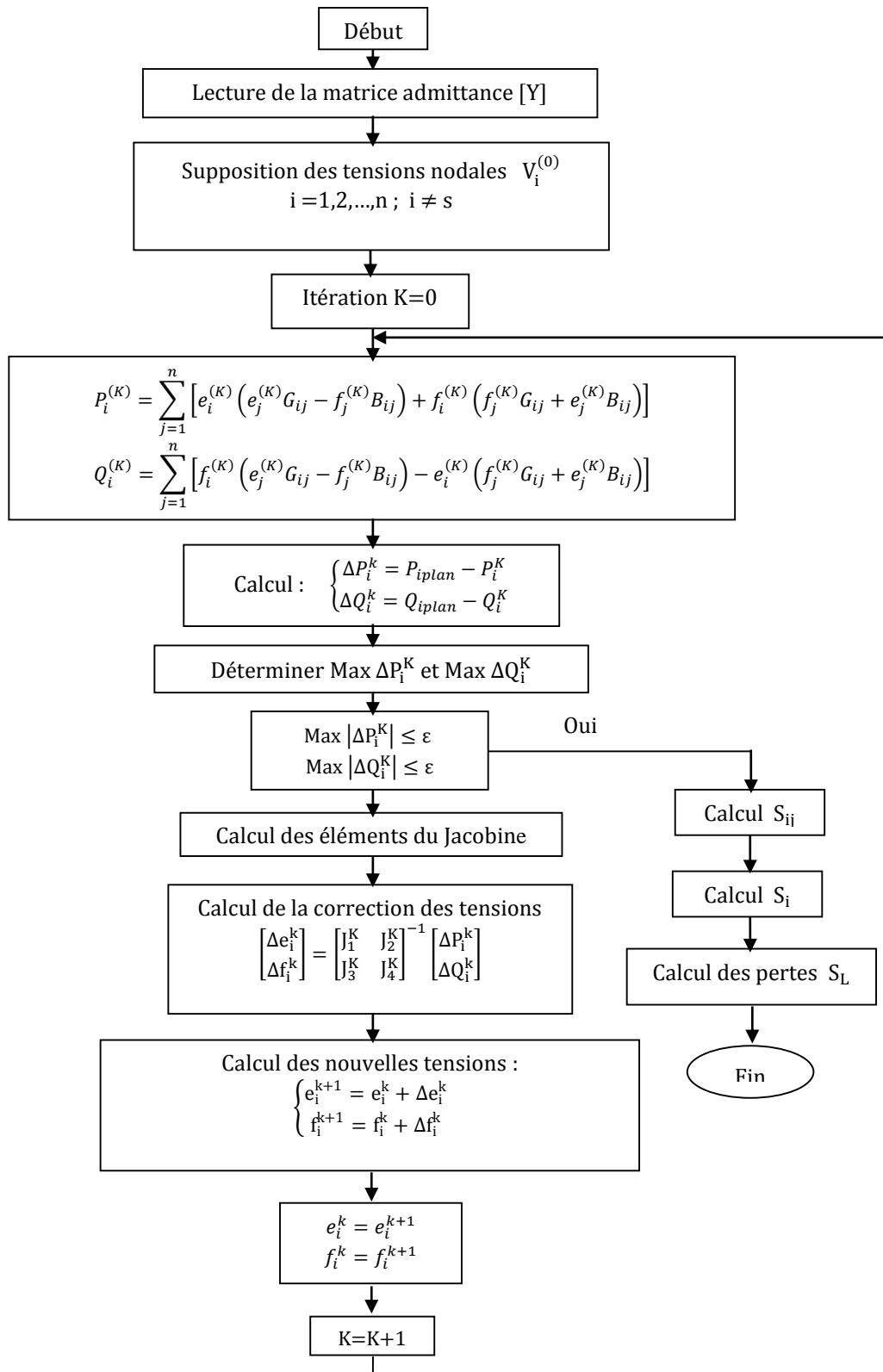


Figure3.8 : Organigramme de la méthode de Newton-Raphson (forme rectangulaire de la tension)

s : est le numéro du nœud bilan

Similairement à la méthode de Gauss-Seidel, la méthode de Newton-Raphson utilise des valeurs initiales de tensions pour déclencher le calcul itératif. Après chaque itération les termes $P_i + jQ_i$ 'calculé', sont soustraits des termes $P_i + jQ_i$ 'donnés' au nœud (i), ce qui donne le vecteur de l'erreur.

Si on suppose que les tensions sont en coordonnées polaires et qu'on doit ajuster l'amplitude et l'angle de déphasage de chaque tension (V, δ) en tant que variables distincts et indépendantes [24], [25] et [26]. Notant que pour chaque nœud, on peut écrire 2 équations : une pour la puissance active et l'autre pour la puissance réactive. Pour chaque nœud (i) on a :

$$\begin{aligned} \Delta P_i &= \sum_{k=1}^n \frac{\partial P_i}{\partial \delta_k} \Delta \delta_k + \sum_{k=1}^n \frac{\partial P_i}{\partial |V_k|} \Delta |V_k| \\ \Delta Q_i &= \sum_{k=1}^n \frac{\partial Q_i}{\partial \delta_k} \Delta \delta_k + \sum_{k=1}^n \frac{\partial Q_i}{\partial |V_k|} \Delta |V_k| \end{aligned} \quad (3.52)$$

Si on arrange les termes en forme matricielle comme suit.

$$\begin{bmatrix} \Delta P_1 \\ \Delta Q_1 \\ \Delta P_2 \\ \Delta Q_2 \\ \vdots \end{bmatrix} = \underbrace{\begin{bmatrix} \frac{\partial P_1}{\partial \delta_1} & \frac{\partial P_1}{\partial |V_1|} & \dots \\ \frac{\partial Q_1}{\partial \delta_1} & \frac{\partial Q_1}{\partial |V_1|} & \dots \\ \vdots & \vdots & \vdots \end{bmatrix}} \quad (3.53)$$

La matrice Jacobienne :

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

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

Cela peut être généralisé comme suit :

$$\begin{aligned}
P_i + jQ_i &= \sum_{k=1}^n |V_i| |V_k| (G_{ik} - jB_{ik}) e^{j(\delta_i - \delta_k)} \\
&= \sum_{k=1}^n \left\{ |V_i| |V_k| \left[G_{ik} \cos(\delta_i - \delta_k) + B_{ik} \sin(\delta_i - \delta_k) \right] + j \left[|V_i| |V_k| \left[G_{ik} \sin(\delta_i - \delta_k) - B_{ik} \cos(\delta_i - \delta_k) \right] \right] \right\}
\end{aligned}
\tag{3.54}$$

$$P_i + jQ_i = \sum_{k=1}^n |V_i| |V_k| (G_{ik} - jB_{ik}) e^{j(\delta_i - \delta_k)} = \sum_{k=1}^n \left\{ |V_i| |V_k| \left[G_{ik} \cos(\delta_i - \delta_k) + B_{ik} \sin(\delta_i - \delta_k) \right] + j \left[|V_i| |V_k| \left[G_{ik} \sin(\delta_i - \delta_k) - B_{ik} \cos(\delta_i - \delta_k) \right] \right] \right\}$$

δ_i, δ_k : Les angles de déphase aux nœuds i et k , respectivement

$|V_i|, |V_k|$: Les amplitudes des tensions nodales, respectivement

$G_{ik} + jB_{ik} = Y_{ik}$: est le terme ik dans la matrice admittance Y_{bus} du système de puissance.

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

Les dérivés seront :

$$\left\{ \begin{aligned}
\frac{\partial P_i}{\partial \delta_k} &= |V_i| |V_k| \left[G_{ik} \sin(\delta_i - \delta_k) - B_{ik} \cos(\delta_i - \delta_k) \right] \\
\frac{\partial P_i}{\left(\frac{\partial |V_k|}{|V_k|} \right)} &= |V_i| |V_k| \left[G_{ik} \cos(\delta_i - \delta_k) + B_{ik} \sin(\delta_i - \delta_k) \right] \\
\frac{\partial Q_i}{\partial \delta_k} &= -|V_i| |V_k| \left[G_{ik} \cos(\delta_i - \delta_k) + B_{ik} \sin(\delta_i - \delta_k) \right] \\
\frac{\partial Q_i}{\left(\frac{\partial |V_i|}{|V_i|} \right)} &= |V_i| |V_k| \left[G_{ik} \sin(\delta_i - \delta_k) - B_{ik} \cos(\delta_i - \delta_k) \right]
\end{aligned} \right.
\tag{3.55}$$

$$\text{Pour } i=k : \frac{\partial P_i}{\partial \delta_i} = -Q_i - B_{ii} V_i^2$$

$$\frac{\partial P_i}{\left(\frac{\partial |V_i|}{|V_i|}\right)} = P_i + G_{ii} V_i^2$$

$$\frac{\partial Q_i}{\partial \delta_i} = P_i - G_{ii} V_i^2$$

$$\frac{\partial Q_i}{\left(\frac{\partial |V_i|}{|V_i|}\right)} = Q_i - B_{ii} V_i^2$$

L'Eq. (3.53) devient :

$$\begin{bmatrix} \Delta P_1 \\ \Delta Q_1 \\ \Delta P_2 \\ \Delta Q_2 \\ \vdots \\ \vdots \end{bmatrix} = [J] \begin{bmatrix} \Delta \delta_1 \\ \frac{\Delta |V_1|}{|V_1|} \\ \vdots \\ \Delta \delta_2 \\ \frac{\Delta |V_2|}{|V_2|} \\ \vdots \end{bmatrix} \quad (3.56)$$

Figure 3.9 : L'organigramme de la résolution de l'écoulement de puissance par la méthode

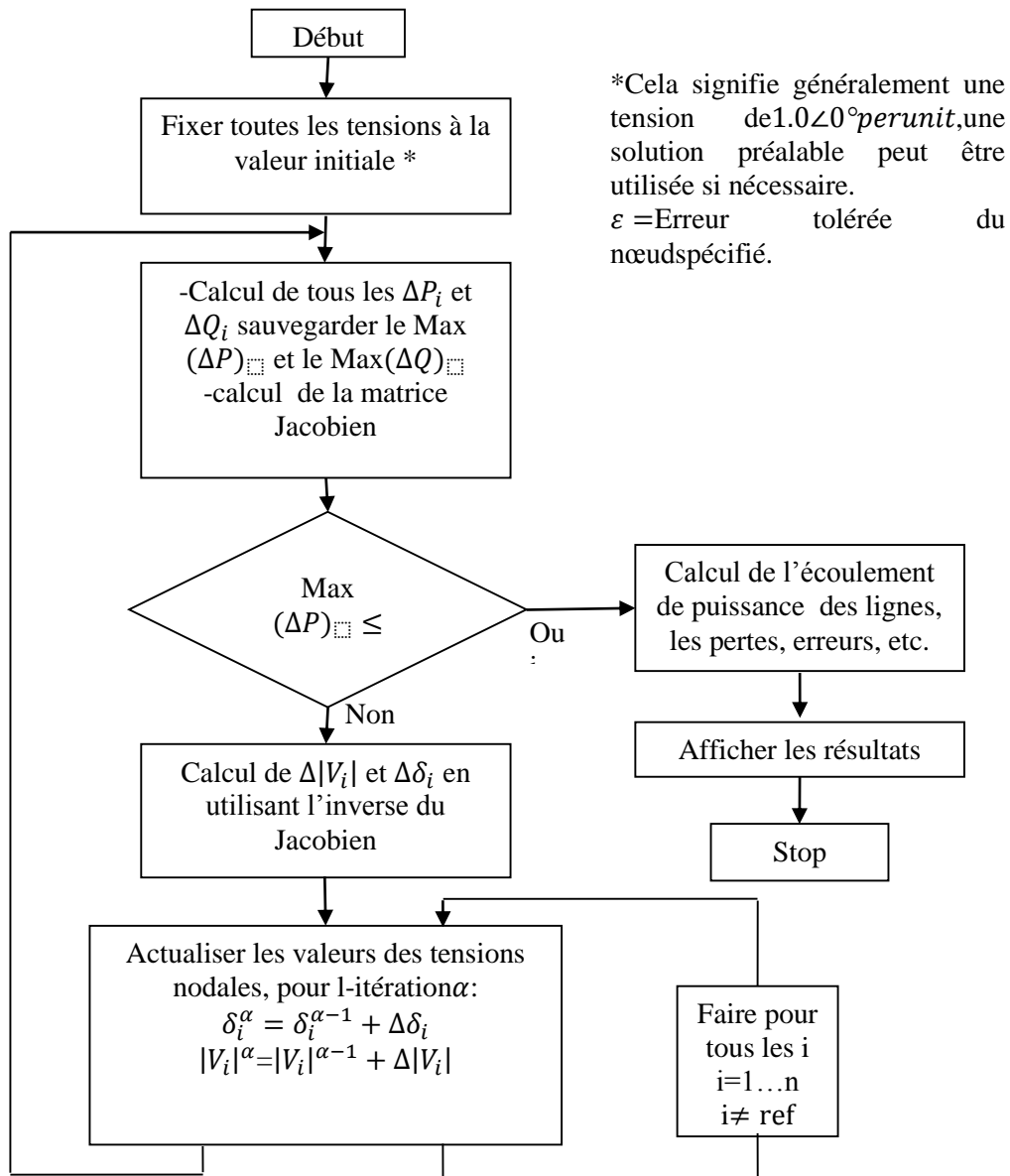


Figure 3.10 : Newton-Raphson (forme polaire de la tension).

La résolution du problème de l'écoulement de puissance par la méthode

Newton-Raphson est schématisée par l'organigramme de la Figure 3.9. Noter que la résolution de $\Delta\delta$ et $\Delta|V|$ exige la solution d'un ensemble d'équations linéaires dont les coefficients forment la matrice Jacobienne.

La matrice Jacobienne est généralement une matrice creuse. Les programmes basés sur la méthode Newton-Raphson, qui sont destinés à la solution de problème d'écoulement

de puissance ont beaucoup de succès, cet avantage est dû au fait que le Jacobien est une matrice «creuse ».

Dans la procédure de résolution, l'inverse de la matrice Jacobienne est calculé par l'élimination de Gauss plutôt que de le calculer explicitement (J^{-1}). (Voir référence [27] pour l'introduction aux « techniques des matrices creuses).

III.4.3 La méthode découplée de newton :

L'algorithme de Newton, pour la résolution du problème de l'écoulement de puissance, est considéré comme la méthode la plus robuste utilisée en pratique. Mais elle présente un inconvénient, c'est que les termes de la matrice Jacobienne ainsi l'ensemble d'équations linéaires dans l'Eq. (3.56), doivent être recalculés à chaque itération [28],[29]et [30].

Puisque des milliers de solution d'écoulements de puissance sont souvent exécutés pour une planification ou pour une étude de fonctionnement, il était important de trouver des moyens pour accélérer ce processus. La référence [28] représente le développement d'une technique connue sous le nom de «la méthode de Newton découplé rapide » (elle est dite souvent « Stott découplé», référence à son premier auteur).

On commence par les éléments de la matrice Jacobienne (voir l'Eq. (3.55)), les simplifications suivantes sont faites :

- l'interaction entre la puissance injectée active P_i et toute tension $|V_k|$ est négligée (Les ingénieurs électrotechniciens ont observé que la puissance active est peu influencée par la variation de tension, ainsi cet effet a été incorporé dans l'algorithme). Donc toutes les dérivées $\frac{\partial P_i}{\left(\frac{\partial |V_k|}{|V_k|}\right)}$ seront négligées et considérées égal à zéro.
- L'interaction entre la puissance injectée réactive Q_i et l'angle de déphasage δ_k est négligée (voir la note ci-dessus, la même observation peut être fait sur l'insensibilité de la puissance réactive à la variation de l'angle de déphasage), ainsi toutes les dérivées $\frac{\partial Q_i}{\Delta \delta}$ seront aussi considérées égal à zéro.
- On pose que $\cos(\delta_i - \delta_k) \cong 1$ ce qui est une bonne approximation puisque les $\sin(\delta_i - \delta_k)$ est souvent petit.
- On suppose que $G_{ik} \sin(\delta_i - \delta_k) \ll B_{ik}$

- et que : $Q_i \ll B_{ii}|V_i|^2$

Ce qui réduit les dérivés à :

$$\frac{\partial P_i}{\partial \delta_k} = -|V_i| |V_k| B_{ik} \quad (3.57)$$

$$\frac{\partial Q_i}{\left(\frac{\partial |V_k|}{|V_k|}\right)} = -|V_i| |V_k| B_{ik} \quad (3.58)$$

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

$$\Delta P_i = \left(\frac{\partial P_i}{\partial \delta_k}\right) \Delta \delta_k \quad (3.59)$$

$$\Delta Q_i = \left[\frac{\partial Q_i}{\left(\frac{\partial |V_k|}{|V_k|}\right)} \right] \frac{\Delta |V_k|}{|V_k|} \quad (3.60)$$

Puis, en substituant l'Eq.(3.57) dans l'Eq. (3.59), et l'Eq.(3.58) dans l'Eq. (3.60), on aura :

$$\Delta P_i = -|V_i| |V_k| B_{ik} \Delta \delta_k \quad (3.61)$$

$$\Delta Q_i = -|V_i| |V_k| B_{ik} \frac{\Delta |V_k|}{|V_k|} \quad (3.62)$$

Une simplification supplémentaire peut être alors faite comme suivant :

- on divise les Eqs. (3.61) et (3.62) par $|V_i|$
- on suppose que $|V_k| \cong 1$ dans l'Eq.(3.61).

Il en résulte :

$$\frac{\Delta P_i}{|V_i|} = -B_{ik} \Delta \delta_k \quad (3.63)$$

$$\frac{\Delta Q_i}{|V_i|} = -B_{ik} \Delta |V_k| \quad (3.64)$$

On exprime l'Eq. (3.63) et (3.64) avec deux équations matricielles :

$$\begin{bmatrix} \frac{\Delta P_1}{|V_1|} \\ \frac{\Delta P_2}{|V_2|} \\ \vdots \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -B_{11} & -B_{12} & \cdots \\ -B_{21} & -B_{22} & \cdots \\ \vdots & \vdots & \ddots \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \delta_1 \\ \Delta \delta_2 \\ \vdots \end{bmatrix} \quad (3.65)$$

$$\begin{bmatrix} \frac{\Delta Q_1}{|V_1|} \\ \frac{\Delta Q_2}{|V_2|} \\ \vdots \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -B_{11} & -B_{12} & \cdots \\ -B_{21} & -B_{22} & \cdots \\ \vdots & \vdots & \ddots \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta |V_1| \\ \Delta |V_2| \\ \vdots \end{bmatrix} \quad (3.66)$$

Il faut noter que les deux Eqs. (3.65) et (3.66) sont en fonction de la même matrice. Ces deux matrices seront différentes avec les simplifications suivantes :

- 1) On simplifie la relation entre ΔP et $\Delta \delta$ dans l'Eq.(3.65) comme suivant :
 - Supposer que $r_{ik} \ll x_{ik}$, cela va changer $-B_{ik}$ à $-\frac{1}{x_{ik}}$.
 - Négliger toutes les réactances shunters à la terre.
 - Négliger tous les shunts avec la terre qui résultent des autotransformateurs.
- 2) On simplifie la relation entre ΔQ et $\Delta |V|$ dans l'Eq.(3.66) comme suivant :
 - Négliger tous effets des transformateurs déphaseurs.

Les équations simplifiées sont :

$$\begin{bmatrix} \frac{\Delta P_1}{|V_1|} \\ \frac{\Delta P_2}{|V_2|} \\ \vdots \end{bmatrix} = [B] \begin{bmatrix} \Delta \delta_1 \\ \Delta \delta_2 \\ \vdots \end{bmatrix} \quad (3.67)$$

$$\begin{bmatrix} \frac{\Delta Q_1}{|V_1|} \\ \frac{\Delta Q_2}{|V_2|} \\ \vdots \end{bmatrix} = [B''] \begin{bmatrix} \Delta |V_1| \\ \Delta |V_2| \\ \vdots \end{bmatrix} \quad (3.68)$$

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

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

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

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

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

La méthode découplée de Newton a plusieurs avantages et inconvénients par rapport à la méthode classique de Newton. [21] et [22]

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

III.4.3.1 Les avantages de la méthode découplée de Newton :

- Les deux matrices B' et B'' sont constantes, donc ils peuvent être calculés qu'une seule fois, et ne nécessite pas une actualisation, à part le changement de B'' résultant de la limitation de la puissance réactive générée.
- puisque B' et B'' ont chacun environ un quart du nombre d'éléments de la matrice $[J]$ (la matrice Jacobien complète de Newton), il y a beaucoup moins de calcul à faire dans les Eqs. (3.67) et (3.68).

III.4.3.2 Les inconvénients :

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

Note : l'Eq. (3.67) est souvent définie comme équation P- δ et l'Eq. (3.68) comme l'équation Q-V.

L'organigramme de la méthode est représenté dans la Figure 3.10. La comparaison de la convergence de l'algorithme de Gauss-Seidel, Newton et la méthode découplée de Newton est illustrée dans la Figure 3.11.

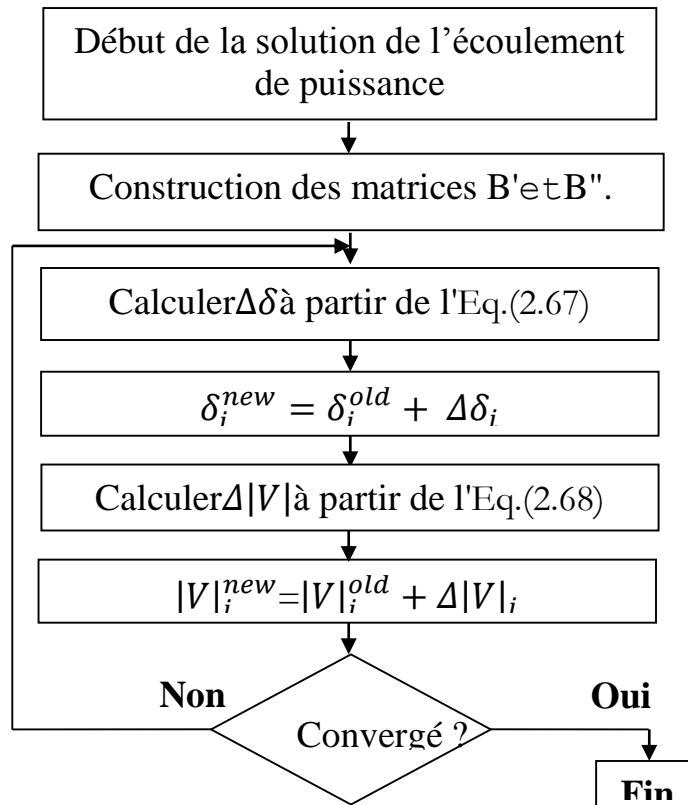


Figure3.10 : L'algorithme découplé de l'écoulement de puissance

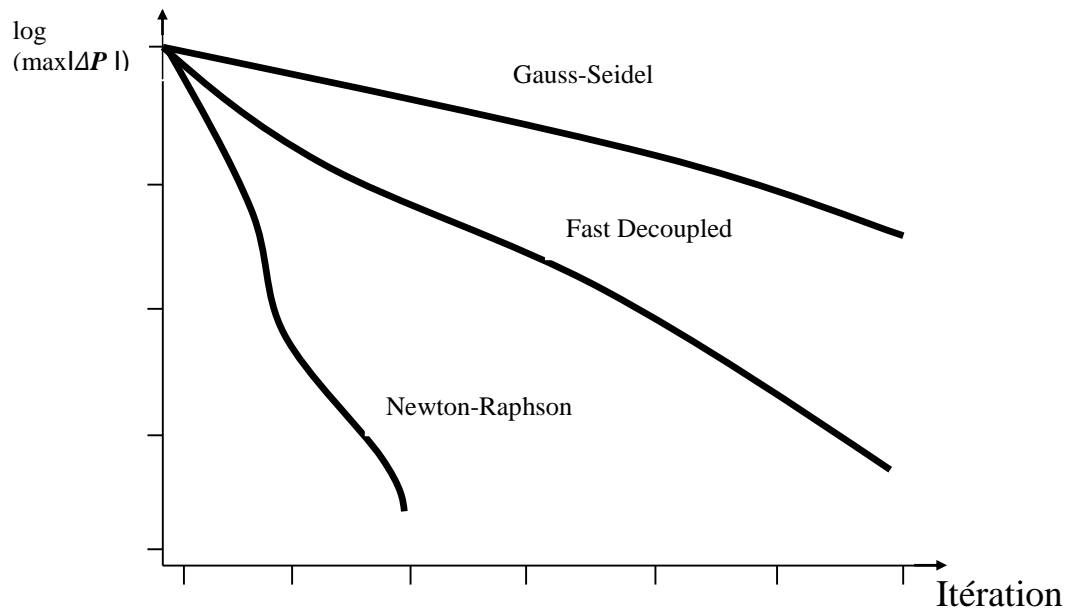


Figure3.11 : Caractéristiques de convergence de 3 algorithmes d'écoulement de puissance.

III.4.4 L'écoulement de puissance "CC" ou "DC" :

Une autre simplification de l'algorithme de l'écoulement de puissance peut être effectuée en négligeant tout simplement toute équation $Q-V$ dans l'Eq.(3.68). Ce qui donne comme résultat un algorithme linéaire et non itératif de l'écoulement de puissance [31]. Pour réaliser ces simplifications, on suppose tout simplement que $|V_i| = 1.0\text{pu}$ pour tout nœud i . L'Eq. (3.67) devient :

$$\begin{bmatrix} \Delta P_1 \\ \Delta P_2 \\ \vdots \end{bmatrix} = [B] \begin{bmatrix} \Delta \theta_1 \\ \Delta \theta_2 \\ \vdots \end{bmatrix} \quad (3.69)$$

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

L'écoulement de puissance sur chaque ligne en utilisant le power flow (CC) peut être décrit par la relation suivante :

$$\begin{cases} P_{ik} = \frac{1}{X_{ik}} (\theta_i - \theta_k) \\ P_i = \sum_{\substack{k=\text{noeuds} \\ \text{connectés à } i}}^N P_k \end{cases} \quad (3.70)$$

III.5 Conclusion :

L'importance de l'étude de la répartition des puissances dans un réseau est capitale pour l'obtention d'un état de réseaux à partir duquel nous avons appliqué le système de minimisation des pertes réelles.

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

Le calcul de la répartition des charges se fait par différentes méthodes, on peut citer : la méthode de Newton-Raphson, la méthode de Gauss-Seidel, les méthodes découplées...

CHAPITRE IV

Simulation et résultats

IV.1 Introduction :

Dans ce chapitre on va essayer d'étudier plusieurs cas de panne sur deux différents réseaux électriques le premier sera le réseau IEEE 14 c'est un petit réseau qui se compose de 14 nœuds et n lignes et n transformateurs et le deuxième réseau c'est le réseau algérien de 114 nœuds c'est un grand réseau de transport d'énergie électrique qui se compose de 114 nœuds et n lignes et n transformateurs qui date des années 2001 , puis on va voir l'influence de ces pannes sur la sécurité du réseau électrique et son fonctionnement.

IV.2 Le logiciel LABPOWER :

Labpower (cf. figure 4,1) est le Nom du logiciel qui est le fruit d'une thèse de doctorat du Dr. SOUAG.S à l'université Djillali Liabes de sidi bel abbés soutenu en 2016. D'où il est programmé sous la plateforme LABVIEW au cours de cette thèse de doctorat afin de subvenir à des besoins de calcul cruciaux, d'où l'interface graphique que LabVIEW met à disposition du programmeur est très riche et personnalisable.

Labpower permet de faire des calculs très rapidement et analysé les résultats dans un temps record.

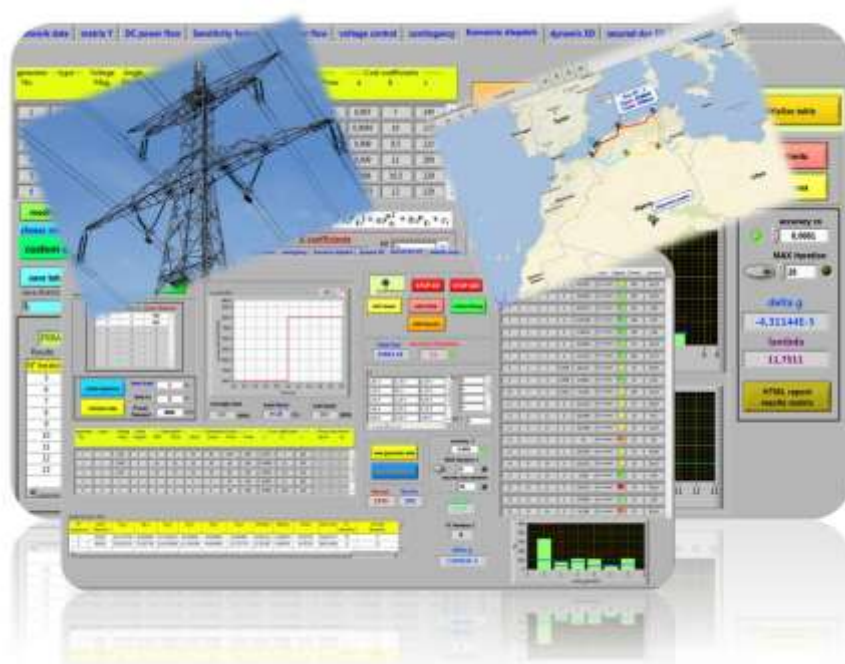


Figure 4 ,1 : la photo générale définit de la logiciel labpower

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

Cette interface (cf. Figure 4.1) est destinée à introduire les données du réseau électrique, d'où elle est dotée de préserver les données sous différentes formes pour des utilisations sur d'autres logiciels.

Le système permet de préserver et vérifier la conformité des données des nœuds et des lignes introduites, et de charger les données à partir des fichiers déjà sauvegardés.



Figure 4.1 : Interface graphique du logiciel Labpower pour introduire les données

b. Le calcul du DC load flow :

Cette interface (cf. Figure 4.2) permet de calculer le dc load flow directement à partir des données déjà introduites dans l'interface et les affiche sous forme de deux tableaux distincts, et donne la possibilité d'afficher les puissances en système PU et en puissance active MW et faire sortir les résultats directement sous forme HTML pour une utilisation rapide en rédaction sous Microsoft WORD ou d'autre logiciel.

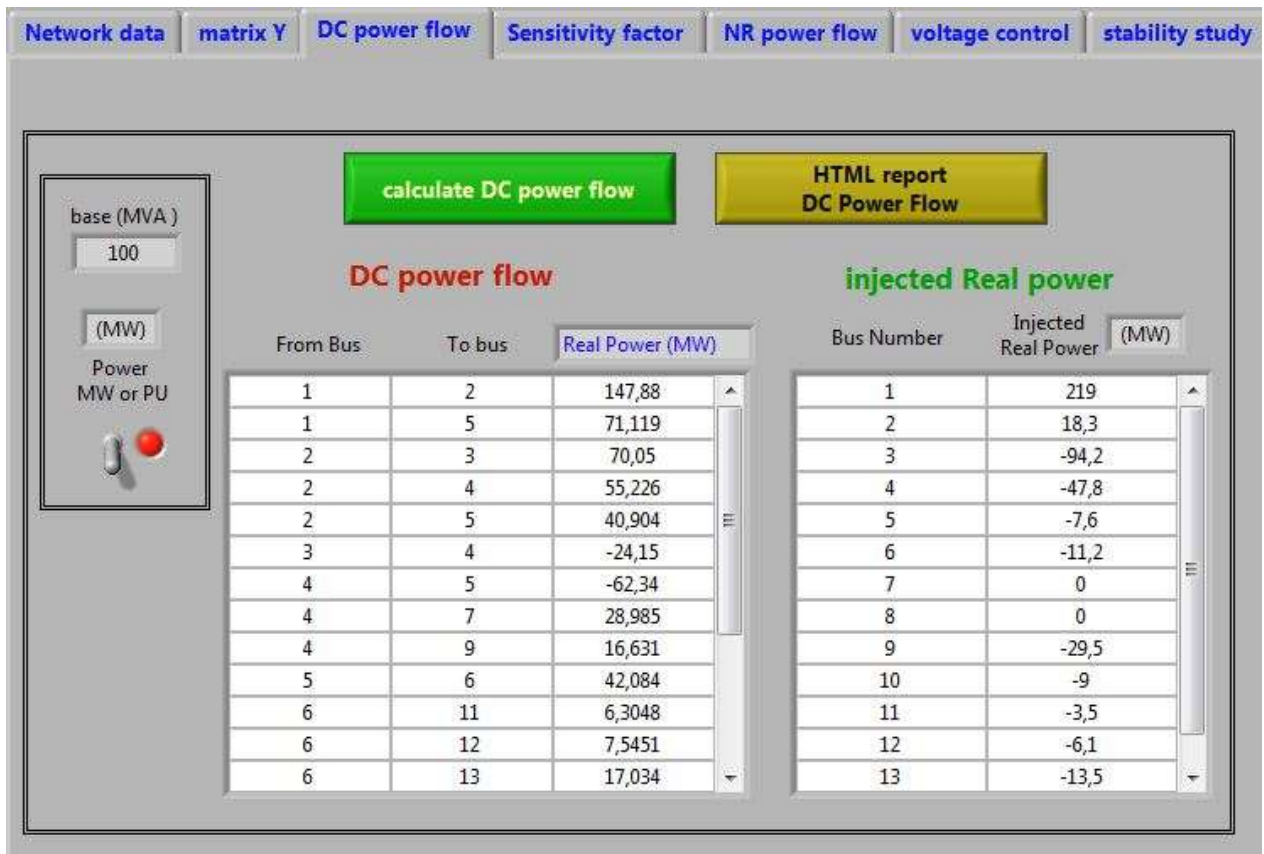


Figure 4.2 : Interface graphique sur le logiciel Labpower pour le calcul du DC load flow

c. Le calcul des facteurs de sensibilité :

L'interface (cf. Figure 4.3) destinée au calcul des facteurs de sensibilité, elle est programmer directement pour calculer utilisant des algorithme développé au cours de cette thèse pour afficher les matrice de sensibilité directement que ce soit la matrice GSDF (génération shift distribution factor) ou la matrice LODF (line outage distribution factor).

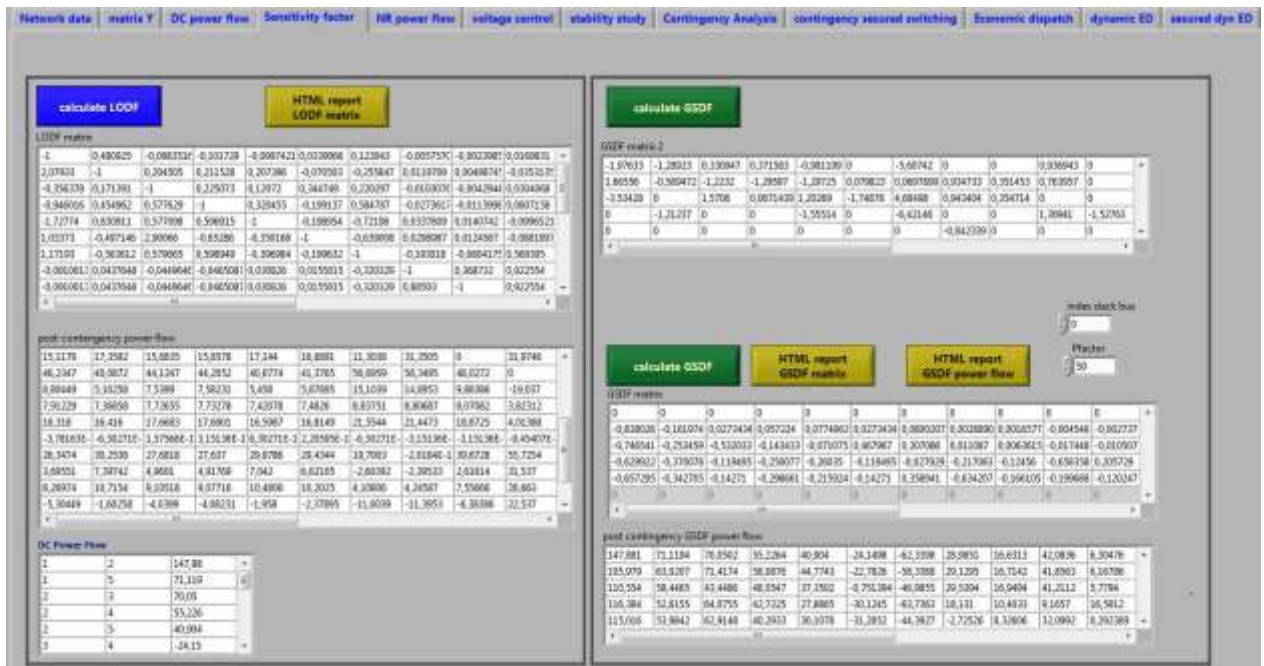


Figure 4.3 : Interface graphique sur le logiciel Labpower pour le calcul des facteurs de sensibilité

d. Le calcul de l'écoulement de puissance par la méthode Newton-Raphson :

La tâche de l'écoulement de puissance est calculée dans l'interface (cf. Figure 4.4) de Labpower en utilisant la méthode de Newton-Raphson d'où l'algorithme de résolution itérative du problème développé au cours de cette thèse permet de résoudre le problème rapidement et a partir des données déjà introduite dans l'interface de donnée principale. Et ça nous donne une vision globale des niveaux de tension des nœuds sous forme de graphique qui se met à jour automatiquement et un tableau de l'écoulement de puissance active et réactive dans chaque branche ainsi que les pertes dans ces branche du réseau électrique.

Et ça nous permet aussi de calculer les B-coefficients a partir des résultats de l'écoulement de puissance pour une utilisation ultérieure dans d'autre taches logiciel.

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

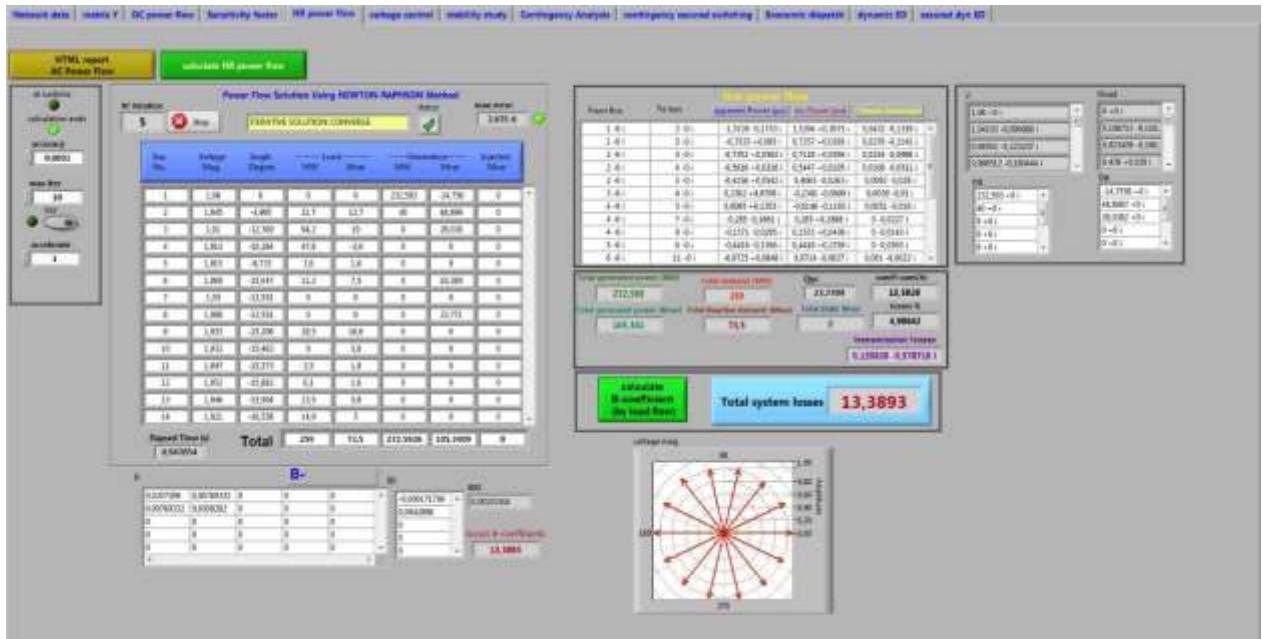


Figure 4.4 : Interface graphique du logiciel Labpower qui permet de calculer l'écoulement de puissance par la méthode de Newton-Raphson

e. Le contrôle de tension en utilisant la logique floue :

La régulation de tension comme indiqué dans son chapitre approprié dans cette thèse, est programmé (cf .Figure 4.5) sous forme d'algorithme basé sur la logique floue pour effectuer des calculs et des régulations complexe du réseau électrique, l'interface peut donner une analyse rapide et claire sur les niveaux de tension à partir des donnée échanger avec les autre taches d'application du logiciel Labpower. Ou le problème peut être résolu en seulement quelque secondes de calcul.



Figure 4.5 : Interface graphique du logiciel Labpower pour la régulation de la tension

f. L'étude de stabilité et le traçage de la courbe PV :

La stabilité abordé dans le premier chapitre de cette thèse est effectuer par l'interface (cf. Figure 4.6) d'analyse de stabilité (courbe PV), qui est tracé par la méthode de l'écoulement de puissance continue décrit dans cette thèse et affiche les limites de stabilité de chaque nœud.



Figure 4.6 : l'Interface graphique du logiciel Labpower pour l'analyse de stabilité par la courbe PV

g. L'analyse des contingences en utilisant les différentes méthodes :

L'analyse de contingence s'avère un problème complexe d'après le nombre des acteurs qui interviennent dans le calcul, à partir de notre solution sur l'interface approprié (cf. Figure 4.7) sur le logiciel Labpower, on a essayé de simplifier l'analyse on se basant sur le choix de la méthode d'analyse et le défaut ou la panne qu'on vent analysé, notre programme peut effectuer en concordance avec les autre taches déjà cité en tout simplicité en quelque seconde de simulation.

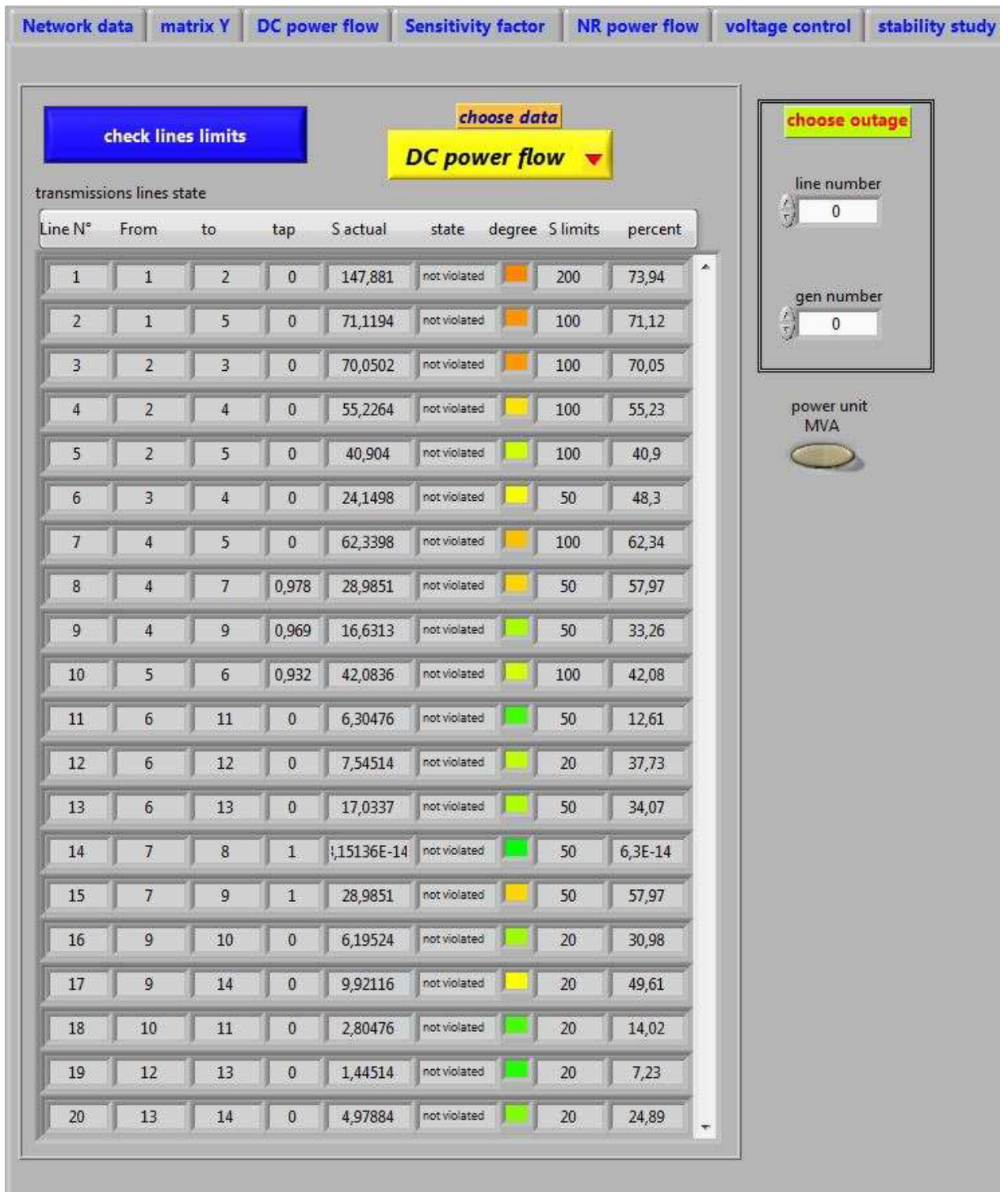


Figure 4.7 :L'interface graphique du logiciel Labpower pour l'étude des contingences avec les différentes méthodes

IV.3 Simulation du réseau IEEE 14 :

IV.3.1 Les données du réseau IEEE 14 :

Le réseau étudié est représenté sur la figure 4. 8. Il est composé de :

- 4 nœuds générateurs (PV) : un générateur au niveau du nœud 2 et trois compensateurs synchrones de puissance réactive aux nœuds 3, 6 et 8.
- 9 nœuds de charge (PQ)
- Le nœud de référence où le module de sa tension est fixée à 1.06 pu et la phase de référence quant à elle est égale à 0° .
- 20 lignes.

Les données du réseau IEEE à 14 nœuds est décrit en annexe B.

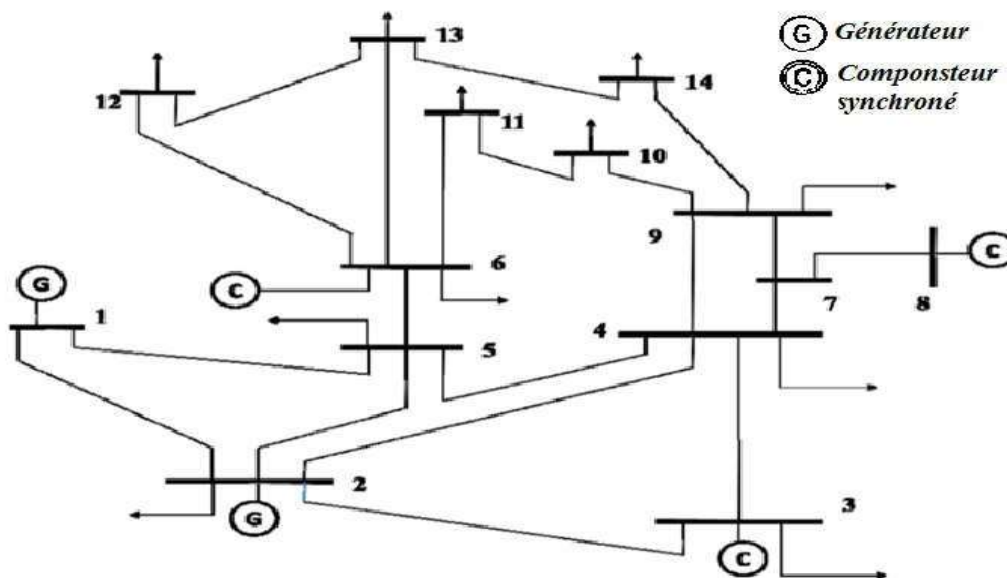


Figure 4. 8: Schéma du réseau standard IEEE 14 nœuds.

Nous avons fait la simulation dans le réseau IEEE14 et obtenu les résultats suivants 14 nœuds (voir Tableau 4. 1), 20 lignes (voir Tableau 4.2) et 4 générateurs (voir Tableau 4. 4)

Tableau 4 .1 : les nœuds du réseau IEEE14

bus départ	bus arrivé	Real Power (MW)	line limits	
1	2	147,8806	200	73,94%
1	5	71,11943	100	71,12%
2	3	70,05024	100	70,05%
2	4	55,22636	100	55,23%
2	5	40,90397	100	40,90%
3	4	-24,1498	50	48,30%
4	5	-62,3398	100	62,34%
4	7	28,98508	50	57,97%
4	9	16,63132	50	33,26%
5	6	42,0836	100	42,08%
6	11	6,304761	50	12,61%
6	12	7,545145	20	37,73%
6	13	17,03369	50	34,07%
7	8	0	50	0,00%
7	9	28,98508	50	57,97%
9	10	6,195239	20	30,98%
9	14	9,921163	20	49,61%
10	11	-2,80476	20	14,02%
12	13	1,445145	20	7,23%
13	14	4,978837	20	24,89%

Tableau 4. 2 : Les lignes dans IEEE 14

from bus	to bus	R(pu)	X(pu)	1/2 B (pu)	line code	line limits
1	2	0,01938	0,05917	0,0264	0	200
1	5	0,05403	0,22304	0,0246	0	100
2	3	0,04699	0,19797	0,0219	0	100
2	4	0,05811	0,17632	0,017	0	100
2	5	0,05695	0,17388	0,0173	0	100
3	4	0,06701	0,17103	0,0064	0	50
4	5	0,01335	0,04211	0	0	100
4	7	0	0,20912	0	0,978	50
4	9	0	0,55618	0	0,969	50

5	6	0	0,25202	0	0,932	100
6	11	0,09498	0,1989	0	0	50
6	12	0,12291	0,25581	0	0	20
6	13	0,06615	0,13027	0	0	50
7	8	0	0,17615	0	1	50
7	9	0	0,11001	0	1	50
9	10	0,03181	0,0845	0	0	20
9	14	0,12711	0,27038	0	0	20
10	11	0,08205	0,19207	0	0	20
12	13	0,22092	0,19988	0	0	20
13	14	0,17093	0,34802	0	0	20

IV.3.2 Les résultats de simulation des cas de panne des lignes :

Tableau 4. 3 : Simulation des cas de panne des lignes

N° de la ligne en panne	L'impact sur les lignes	Nombre de ligne affecté
1	1, 2, 7	3
2	2, 1	2
3	3, 6	2
4	4, 7	2
5	5	1
6	6	1
7	7	1
8	8	1
9	9	1
10	10, 15, 16, 17, 18	5
11	11	1
12	12	1
13	13	1
14	14	1
15	15	1
16	16	1
17	17	1

18	18	1
19	19	1
20	20	1

IV.3.3 Les résultats de simulation des cas de panne des générateurs :

Tableau 4.4 : Simulation des cas de panne des générateurs

N° de générateur en panne	L'impact sur les lignes en panne
1	Aucun
2	Aucun
3	Aucun
4	Aucun

IV.4 Simulation du réseau ALG 114 :

IV.4.1 Les données du réseau ALG 114 :

Dans le réseau ALG114 il y'a 114 nœuds (voir Tableau 4.5), 162 lignes (4.6) et 14 générateurs (voir Tableau 4. 7)

Tableau 4. 5 : Les nœuds dans ALG 114

bus départ	bus arrivé	Real Power (MW)	line limits	pourcentage
1	2	0,230894	5	4,62%
1	6	-0,23089	5	4,62%
2	6	-0,45483	10	4,55%
2	9	-35,3143	50	70,63%
3	4	-188,904	200	94,45%
3	5	-80,7501	100	80,75%
3	6	54,33931	100	54,34%

3	9	75,31427	100	75,31%
3	16	76	100	76,00%
4	42	53,58681	100	53,59%
4	7	98,55699	150	65,70%
4	5	115,7501	150	77,17%
4	8	25,20263	50	50,41%
6	7	-24,3464	50	48,69%
7	10	19,21057	50	38,42%
8	42	-24,7974	50	49,59%
10	11	-66,7894	100	66,79%
10	13	44	50	88,00%
11	42	-2,78944	50	5,58%
12	13	-31	50	62,00%
14	16	-136	150	90,67%
15	16	60	200	30,00%
17	21	290,5698	300	96,86%
17	72	-13,817	50	27,63%
17	27	64,16384	100	64,16%
17	31	154,0901	200	77,05%
17	64	-4,27192	10	42,72%
17	18	149,2652	200	74,63%
18	22	19,14347	50	38,29%
18	37	17,41302	50	34,83%
18	73	36,32883	50	72,66%
18	20	5,381559	10	53,82%
18	33	44,14302	50	88,29%
18	62	26,85529	50	53,71%
19	26	24,76719	150	16,51%
19	34	37,23281	50	74,47%
19	78	13	50	26,00%
19	79	14	50	28,00%
20	24	33,2174	50	66,43%
20	29	18,13269	50	36,27%
20	35	23,82254	50	47,65%
20	32	11,20205	50	22,40%
20	52	9,965526	50	19,93%
20	21	-104,959	150	69,97%
21	44	43,20758	100	43,21%

21	60	72,40355	100	72,40%
22	32	13,65494	100	13,65%
22	24	29,90156	100	29,90%
22	37	-6,41302	100	6,41%
23	30	-21,6848	50	43,37%
23	36	-1,31519	10	13,15%
24	25	3,118957	10	31,19%
25	26	-13,881	20	69,41%
26	34	11,76719	50	23,53%
26	27	-64,1638	100	64,16%
26	28	-39,762	50	79,52%
26	29	48,04478	100	48,04%
28	31	-39,762	50	79,52%
29	39	20	50	40,00%
29	35	9,177464	50	18,35%
30	31	-79,2283	100	79,23%
30	36	18,31519	100	18,32%
30	52	9,22832	50	18,46%
31	60	35,09982	100	35,10%
32	33	-15,143	50	30,29%
34	38	20	50	40,00%
40	41	-14,9194	50	29,84%
40	50	-6,08056	50	12,16%
41	42	-80,9194	100	80,92%
41	49	13	50	26,00%
42	48	-16,1717	50	32,34%
42	44	-38,7477	100	38,75%
43	46	2,657906	10	26,58%
43	44	-38,462	50	76,92%
43	51	-2,37735	10	23,77%
43	55	7,181392	10	71,81%
44	48	56,59438	100	56,59%
44	58	-59,1784	100	59,18%
44	60	-31,4181	100	31,42%
45	46	-12	50	24,00%
46	47	-9,34209	10	93,42%
47	50	10,08056	50	20,16%
47	48	-40,4226	50	80,85%

51	57	-3,37735	10	33,77%
52	59	-7,48305	50	14,97%
52	53	-29,3231	100	29,32%
53	54	34,6769	100	34,68%
54	59	-5,60221	10	56,02%
54	55	10,81861	50	21,64%
54	56	8,460498	50	16,92%
56	57	-24,5395	50	49,08%
57	77	7	10	70,00%
57	58	-69,9168	100	69,92%
58	75	-69,5335	100	69,53%
58	72	-59,5617	100	59,56%
59	61	27	50	54,00%
59	60	-76,0853	100	76,09%
62	73	4,855291	50	9,71%
63	66	36,47731	100	36,48%
63	65	11	50	22,00%
63	64	-96,4773	100	96,48%
64	97	-100,749	150	67,17%
66	67	3,547514	50	7,10%
66	73	-2,0702	50	4,14%
67	68	-3,33857	10	33,39%
67	73	-3,11392	10	31,14%
68	70	-14,3386	50	28,68%
69	71	-20	50	40,00%
71	70	21,33857	50	42,68%
71	72	-77,3386	100	77,34%
72	101	-108,272	150	72,18%
72	96	-42,4457	100	42,45%
74	76	12	50	24,00%
74	75	-12	50	24,00%
75	107	-81,5335	100	81,53%
80	82	18,18906	50	36,38%
80	84	-129,605	150	86,40%
80	88	54,4156	100	54,42%
81	82	-58,921	100	58,92%
81	90	41,38464	50	82,77%
81	85	-12,4786	50	24,96%

81	86	30,015	50	60,03%
82	83	-101,64	150	67,76%
82	87	-18,1085	50	36,22%
82	94	4,016987	10	40,17%
83	84	58,35956	100	58,36%
84	100	-117,245	150	78,16%
85	87	-83,6634	100	83,66%
85	86	26,18477	50	52,37%
86	93	56,19977	100	56,20%
87	106	51,8183	150	34,55%
87	99	-33,9933	50	67,99%
87	100	-151,597	200	75,80%
88	89	8,415597	50	16,83%
89	90	-25,5844	50	51,17%
90	93	-2,19977	10	22,00%
91	93	-44	50	88,00%
92	93	-10	50	20,00%
94	98	-43,983	100	43,98%
95	96	-35	50	70,00%
96	98	-77,4457	150	51,63%
97	98	-44,195	50	88,39%
97	100	-98,5542	100	98,55%
98	99	13,35736	100	13,36%
98	100	-91,9811	100	91,98%
99	100	-57,6227	100	57,62%
99	102	-17,822	50	35,64%
99	101	-50,1912	100	50,19%
101	102	51,82201	100	51,82%
101	105	74,1817	100	74,18%
101	107	25,53348	50	51,07%
103	105	-56,1817	100	56,18%
103	106	12,1817	100	12,18%
103	110	-15,8561	100	15,86%
103	114	-6,1439	50	12,29%
104	105	-18	50	36,00%
107	109	-121	150	80,67%
108	109	-22	50	44,00%
110	112	-28,8561	50	57,71%

111	112	83	100	83,00%
111	113	23	50	46,00%
112	114	30,1439	50	60,29%

Tableau 4. 6 : Les Lignes dans ALG 114

from bus	to bus	R(pu)	X(pu)	1/2 B (pu)	line code	line limits
1	2	0,0085	0,0403	0,00425	0	5
1	6	0,0122	0,0578	0,0061	0	5
2	6	0,014	0,0498	0,007	0	10
2	9	0,0042	0,028401	0,0021	0	50
3	4	0,0033	0,0158	0,00165	0	200
3	5	0,0028	0,018901	0,0014	0	100
3	6	0,0288	0,1012	0,0144	0	100
3	9	0,0088	0,06	0,0044	0	100
3	16	0,004099	0,014401	0,00205	0	100
4	42	0,011616	0,01181	0,1225	0	100
4	7	0,014401	0,0678	0,0072	0	150
4	5	0,0018	0,012599	0,0009	0	150
4	8	0,018401	0,087	0,0092	0	50
6	7	0,0157	0,074	0,00785	0	50
7	10	0,015	0,070901	0,0075	0	50
8	42	0,017099	0,062901	0,00855	0	50
10	11	0,0228	0,107599	0,0114	0	100
10	13	0,046401	0,219	0,0232	0	50
11	42	0,017	0,080599	0,0085	0	50
12	13	0,050099	0,2365	0,02505	0	50
14	16	0,0013	0,0045	0,00065	0	150
15	16	0,0038	0,0135	0,0019	0	200
17	21	0,003438	0,012995	0,0189	0	300
17	72	0,0197	0,0732	0,00985	0	50
17	27	0,004599	0,0237	0,0023	0	100
17	31	0,006099	0,031099	0,00305	0	200
17	64	0,0198	0,0727	0,0099	0	10
17	18	0,001401	0,051599	0,0007	1,03	200
18	22	0,029	0,139694	0,0145	0	50

18	37	0,025611	0,123306	0,012806	0	50
18	73	0,057939	0,161802	0,00135	0	50
18	20	0,134806	0,294389	0,067403	0	10
18	33	0,0205	0,0685	0,01025	0	50
18	62	0,050806	0,194111	0,025403	0	50
19	26	0,002903	0,003847	0,001699	0	150
19	34	0,001889	0,012611	0,000944	0	50
19	78	0,004194	0,0055	0,002097	0	50
19	79	0,0105	0,013889	0,00525	0	50
20	24	0,018602	0,06877	0,000601	0	50
20	29	0,031889	0,117806	0,015944	0	50
20	35	0,042806	0,152806	0,021403	0	50
20	32	0,070806	0,2365	0,035403	0	50
20	52	0,043701	0,108222	0,001102	0	50
20	21	0,001599	0,0525	0,0008	1,03	150
21	44	0,024	0,086099	0,012	0	100
21	60	0,005599	0,0263	0,0028	0	100
22	32	0,034194	0,114194	0,017097	0	100
22	24	0,011944	0,039944	0,000299	0	100
22	37	0,017111	0,082194	0,008556	0	100
23	30	0,023889	0,079889	0,011944	0	50
23	36	0,013611	0,045694	0,006806	0	10
24	25	0,016389	0,060806	0,008194	0	10
25	26	0,013889	0,051694	0,006944	0	20
26	34	0,004889	0,031806	0,002444	0	50
26	27	0,002401	0,148401	0,0012	1,03	100
26	28	0,002401	0,148401	0,0012	1,03	50
26	29	0,005944	0,007903	0,011889	0	100
28	31	0,0017	0,0088	0,00085	0	50
29	39	0,012611	0,082	0,006306	0	50
29	35	0,045806	0,163889	0,022903	0	50
30	31	0,0007	0,0495	0,00035	1,03	100
30	36	0,027306	0,091306	0,013653	0	100
30	52	0,072194	0,178889	0,036097	0	50
31	60	0,0037	0,0253	0,00185	0	100
32	33	0,023889	0,079889	0,011944	0	50
34	38	0,004694	0,030694	0,002347	0	50
40	41	0,058611	0,162306	0,029306	0	50

40	50	0,134306	0,3645	0,067153	0	50
41	42	0,0012	0,0742	0,0006	1,03	100
41	49	0,1265	0,4225	0,06325	0	50
42	48	0,007401	0,050599	0,0037	0	50
42	44	0,010698	0,044195	0,065001	0	100
43	46	0,1025	0,3425	0,05125	0	10
43	44	0,002901	0,1053	0,00145	1,03	50
43	51	0,206694	0,355611	0,103347	0	10
43	55	0,170806	0,570806	0,085403	0	10
44	48	0,0025	0,0158	0,00125	0	100
44	58	0,012099	0,056901	0,00605	0	100
44	60	0,0122	0,0578	0,0061	0	100
45	46	0,017111	0,0605	0,008556	0	50
46	47	0,034194	0,114194	0,017097	0	10
47	50	0,119611	0,399611	0,059806	0	50
47	48	0,0012	0,0742	0,0006	1,03	50
51	57	0,122694	0,409806	0,061347	0	10
52	59	0,036	0,101389	0,018	0	50
52	53	0,093694	0,178806	0,046847	0	100
53	54	0,093694	0,178806	0,046847	0	100
54	59	0,118806	0,306306	0,059403	0	10
54	55	0,119611	0,399611	0,059806	0	50
54	56	0,1025	0,3425	0,05125	0	50
56	57	0,059806	0,199806	0,0018	0	50
57	77	0,136611	0,456611	0,068306	0	10
57	58	0,0012	0,0742	0,0006	1,03	100
58	75	0,0148	0,070099	0,0074	0	100
58	72	0,0183	0,0863	0,00915	0	100
59	61	0,051306	0,181611	0,025653	0	50
59	60	0,001401	0,051599	0,0007	1,03	100
62	73	0,041	0,137	0,0205	0	50
63	66	0,068306	0,228306	0,034153	0	100
63	65	0,055694	0,186111	0,027847	0	50
63	64	0,001901	0,07	0,00095	1,03	100
64	97	0,0178	0,065401	0,0089	0	150
66	67	0,112806	0,279389	0,056403	0	50
66	73	0,162306	0,575194	0,081153	0	50
67	68	0,164806	0,356889	0,082403	0	10

67	73	0,334694	0,700694	0,167347	0	10
68	70	0,120389	0,218	0,060194	0	50
69	71	0,109306	0,365306	0,054653	0	50
71	70	0,159889	0,314806	0,079944	0	50
71	72	0,0012	0,0742	0,0006	1,03	100
72	101	0,0213	0,1007	0,01065	0	150
72	96	0,0152	0,054	0,0076	0	100
74	76	0,008901	0,334	0,00445	1,03	50
74	75	0,000599	0,002599	0,0003	0	50
75	107	0,0185	0,087599	0,00925	0	100
80	82	0,031901	0,112901	0,01595	0	50
80	84	0,005893	0,029064	0,01325	0	150
80	88	0,0123	0,314	0,00615	1,03	100
81	82	0,0303	0,1075	0,01515	0	100
81	90	0,0062	0,1452	0,0031	1,03	50
81	85	0,009901	0,0467	0,00495	0	50
81	86	0,0055	0,037901	0,00275	0	50
82	83	0,019099	0,067599	0,00955	0	150
82	87	0,005599	0,026599	0,0028	0	50
82	94	0,005599	0,0263	0,0028	0	10
83	84	0,005099	0,018	0,00255	0	100
84	100	0,0065	0,0442	0,00325	0	150
85	87	0,0158	0,0745	0,0079	0	100
85	86	0,013901	0,0657	0,00695	0	50
86	93	0,0012	0,0742	0,0006	1,03	100
87	106	0,0105	0,0495	0,00525	0	150
87	99	0,0322	0,124901	0,0161	0	50
87	100	0,0102	0,069401	0,0051	0	200
88	89	0,135395	0,41	0,067698	0	50
89	90	0,077605	0,24	0,038802	0	50
90	93	0,185198	0,318864	0,092599	0	10
91	93	0,016868	0,059655	0,002398	0	50
92	93	0,162395	0,408753	0,081198	0	50
94	98	0,0357	0,1275	0,01785	0	100
95	96	0,0015	0,007	0,00075	0	50
96	98	0,0203	0,072	0,01015	0	150
97	98	0,012099	0,0448	0,00605	0	50
97	100	0,011099	0,075901	0,00555	0	100

98	99	0,0163	0,058	0,00815	0	100
98	100	0,0102	0,0598	0,0051	0	100
99	100	0,023099	0,108901	0,01155	0	100
99	102	0,011599	0,0547	0,0058	0	50
99	101	0,011099	0,075901	0,00555	0	100
101	102	0,011599	0,0547	0,0058	0	100
101	105	0,017099	0,080599	0,00855	0	100
101	107	0,033401	0,1577	0,0167	0	50
103	105	0,013	0,0613	0,0065	0	100
103	106	0,0208	0,0983	0,0104	0	100
103	110	0,0185	0,087599	0,00925	0	100
103	114	0,041901	0,197901	0,02095	0	50
104	105	0,0015	0,007	0,00075	0	50
107	109	0,0388	0,1833	0,0194	0	150
108	109	0,0148	0,070099	0,0074	0	50
110	112	0,0185	0,087599	0,00925	0	50
111	112	0,0297	0,1402	0,01485	0	100
111	113	0,0167	0,0787	0,00835	0	50
112	114	0,019	0,089599	0,0095	0	50

IV.4.2 Les résultats de simulation des cas de panne des lignes :

Tableau 4. 7 : les cas de panne des lignes

N° de ligne en panne	L'impact sur les lignes	Nombre de ligne affecté
1	1, 2	2
2	1, 2	2
3	3	1
4	4, 1, 2, 3	4
5	5, 6, 12	3
6	6, 5	2
7	1, 2, 3, 4, 7	5
8	1, 2, 3, 8, 14	5

9	9	1
10	10, 13	2
11	1, 2, 3, 4, 5, 6, 8, 11	8
12	5, 12	2
13	13, 16	2
14	5, 14	2
15	15	1
16	14, 16	2
17	5, 15, 17, 19	4
18	18	1
19	19	1
20	20	1
21	21	1
22	5, 9, 22	2
23	23, 27, 28, 29, 33, 34, 64, 78	8
24	14, 24, 31	3
25	24, 25, 52, 55, 56	5
26	23, 26, 46	3
27	27	1
28	28	1
29	29	1
30	30	1
31	31, 34, 102	3
32	32	1
33	24, 32, 34	3
34	31, 34, 101	3
35	35, 36	2
36	36, 37	2
37	37	1
38	38	1
39	39, 52, 53	3
40	40	1
41	41	1
42	42	1
43	43	1

44	32, 33, 44, 46, 53, 56, 58	7
45	45	1
46	46	1
47	33, 47	2
48	32, 39, 48, 53	4
49	49	1
50	50, 51	2
51	51	1
52	51, 52	2
53	53	1
54	54	1
55	52, 55, 56, 58	4
56	52, 56, 58	3
57	23, 40, 52, 53, 57	5
58	52, 56, 58	3
59	59	1
60	60	1
61	51, 61	2
62	62	1
63	22, 63	2
64	64	1
65	65	1
66	66, 83	2
67	67, 81	2
68	68	1
69	69	1
70	70	1
71	71, 72	2
72	72	1
73	72, 73, 82	3
74	73, 74, 75, 81, 83, 84	6
75	75	1
76	76	1
77	77	1
78	23, 27, 84, 142, 143	5

79	79	1
80	80	1
81	81, 83	2
82	81, 82	2
83	73, 74, 81, 83	4
84	84	1
85	85	1
86	86, 88	2
87	76, 81, 87, 88	4
88	88	1
89	76, 81, 89	3
90	90	1
91	76, 88, 91	3
92	92	1
93	23, 74, 75, 76, 78, 81, 84, 88, 93, 143	10
94	23, 27, 94, 142, 143	5
95	23, 27, 95, 143	4
96	96	1
97	61, 76, 81, 85, 88, 97	6
98	98	1
99	99	1
100	27, 100	2
101	23, 27, 31, 101, 104, 105, 106, 110	8
102	24, 27, 102	3
103	103	1
104	104	1
105	105	1
106	106	1
107	101, 105, 106	3
108	108	1
109	101, 105, 106, 109, 143	5
110	24, 27, 31, 101, 103, 105, 106, 107, 109, 110, 142, 143	12
111	27, 111, 115, 125, 142, 143, 145, 151	8
112	27, 142, 143	3

113	113, 114, 143	3
114	114, 143	2
115	23, 27, 95, 111, 142, 143, 151	7
116	116, 143	2
117	116, 117, 120, 123, 124, 125, 143, 145	8
118	118, 120, 128, 135, 136, 143	6
119	119, 128	2
120	120	1
121	121	1
122	122	1
123	116, 117, 123, 124, 125, 126, 143, 145	8
124	124	1
125	125	1
126	123, 125, 126, 127	4
127	124, 126, 127, 132, 133, 143, 143	7
128	119, 122, 124, 128	4
129	122, 129	2
130	120, 130, 136	3
131	27, 125, 131, 143, 145, 150, 152	7
132	132	1
133	27, 118, 124, 125, 127, 132, 133, 143, 145	9
134	134	1
135	135	1
136	23, 27, 125, 136, 143	5
137	137	1
138	138, 143	2
139	125, 139, 143	3
140	23, 27, 142, 143	4
141	27, 101, 141, 142, 143	5
142	142, 143	2
144	144	1
145	125, 143, 145	3
146	143, 145, 146	3
147	147	1

148	148	1
149	149	1
150	132, 150	2
151	143, 151	2
152	132, 152	2
153	153	1
154	154	1
155	155	1
156	142, 156	2
157	10, 27, 81, 151, 158	5
158	148, 158	2
159	159, 162	2
160	10, 27, 81, 150, 152, 160, 161	7
161	27, 143, 160, 161	4
162	159, 162	2

IV.4.3 Les résultats de simulation des cas de panne des générateurs :

Tableau 4. 8 : Les cas de panne des générateurs

N° de générateur en panne	L'impact sur les lignes en panne
1	5, 12
2	10, 15, 19
3	5, 9
4	5, 6, 9, 10, 52, 56, 58, 81, 143
5	10, 39, 53, 81
6	10, 76, 81, 88, 97
7	10, 27, 81, 117, 125, 127
8	10, 27, 71, 76, 81, 124, 125, 127, 132
9	10, 27, 81, 145
10	10, 13, 24, 27, 45, 71, 72, 75, 76, 77, 78, 79,

	81, 106, 112, 125, 132, 147, 148, 149, 150, 151
11	10, 13, 24, 27, 71, 72, 76, 81
12	10, 27, 71, 81, 151
13	10, 27, 71, 81, 151
14	10, 27, 71, 76, 81, 125, 132, 150, 152, 154, 155, 159, 160

IV.5 Discussions des résultats :

D'après les résultats obtenus on a constaté précédemment que la méthode de Newton-Raphson donne des solutions avec une grande précision en quelques itérations uniquement, ce qui a motivé notre choix de l'utilisation de cet algorithme dans le calcul de l'écoulement de puissance du réseau IEEE à 14 nœuds, et ALG à 114 nœuds.

En appliquant les étapes de l'algorithme de Newton-Raphson sur un réseau IEEE standard à 14 bus équilibré, et ALG à 114 bus on obtient les solutions de l'écoulement de puissance illustrées dans les résultats ci-dessus.

L'utilité de l'étude de l'écoulement de puissance nous a servi à établir notre étude de contingence N-1 sur les deux réseaux cité précédemment d'où on a trouvé plusieurs choses a interprété sur plusieurs niveau.

IV.5.1 IEEE 14 :

Pour les lignes :

D'après les résultats obtenus et plus particulièrement, on remarque clairement

La ligne en panne **N°10** contenant un grand nombre de lignes surchargé qui est égal à **5** ;

Quant aux lignes N°2, N°3, N°4 contenant un nombre de lignes surchargé égal à **3** ; mais les lignes en panne N°5, N°6, N°7, N°8, N°9, N°11 jusqu'à N°20 non affecté aucune autre ligne sauf eux même.

Pour les générateurs :

Aucune impact de surcharge sur les lignes constaté lors de la simulation des panne des générateurs.

IV.5.2 ALG 114 :

Pour les lignes :

D'après les résultats obtenus et plus particulièrement les pannes des lignes, on remarque clairement que la panne de ligne est plus importante pour les nœuds de charge

- Les lignes en panne L4, L7, L8, L11, L17, L23, L25, L44, L48, L55, L57, L74, L78, L94, L109, L112, L113, L126, L118, L126, L128, L136, L141, L157 Contenant $3 \leq N^{\circ}L \leq 6$ de lignes effectuées ;
- Les lignes en panne L23, L93, L101, L110, L111, L123, L127, L131, L133, L160 contenant un grand nombre de lignes effectuées $7 \leq N^{\circ}L \leq 12$;
- mais les lignes en panne L3, L9, L15, L18, L19, L20, L21, L27, L28, L29, L30, L37, L38, L40, L41, L42, L43, L45, L46, L49, L51, L53, L54, L59, L60, L62, L64, L65, L68, L69, L70, L72, L75, L76, L80, L84, L88, L90, L92, L96, L98, L99, L103, L104, L106, L108, L124, L125, L132, L134, L135, L137, L144, L147, L148, L149, L153, L154, L155 Aucune impact de surcharge sur les lignes constaté.

Pour les générateurs :

On remarque aussi que l'impact des pannes des générateurs est la plus grande. Cela, nous ramène à considérer ces pannes comme les pannes les plus nuisible sur le réseau électrique ALG114

- Les générateurs en panne G4, G5, G6, G8, G9, G11, G12, G13 contient $3 \leq N^{\circ}L \leq 9$ De l'impact des lignes en panne.
- Et pour G10, G14 contenant $N^{\circ}L \geq 22$ De l'impact des lignes en panne

IV.5 Conclusion :

Dans ce chapitre nous avons étudié l'écoulement de puissance sur deux réseaux standard IEEE 14 nœuds et ALG 114 nœuds. Les deux réseaux utilisent uniquement pour valider les deux algorithmes de calcul de répartition de charge à savoir celui de Newton-Raphson et DC load flow. Par contre, l'étude de contingence d'un réseau électrique est une étude très délicate et consiste sur les probabilités, durant ce chapitre on a effectué une étude de contingence N-1 et on remarque clairement que les deux réseaux testé on a pu résister à des contingences de ce type d'ailleurs chaque panne a induit plusieurs panne dans différent endroit du réseau électrique , ce qui renforce la nécessité de l'étude de contingence en N-1 ou même N-2 dans certain endroits précis du réseau électrique dans la conception et le développement du réseau électrique de transport.

Conclusion Générale

Dans ce travail, on a décrit d'une façon générale le fonctionnement du réseau électrique de transport dans les cas de contingence de ligne ou de générateur, d'où la méthodologie suivie durant cette étude consisté à faire une simulation de plusieurs cas de panne et voir l'impact sur le reste du réseau électrique et plus précisément l'écoulement de la puissance active dans les lignes.

Dans le troisième chapitre il y a cinq méthodes décrites pour le calcul d'écoulement de puissance. Les cinq méthodes sont Gauss Seidel et Newton Raphson (NR) et aussi NR découplé et NR découplé rapide ainsi que le DC load flow. Le calcul des puissances qui s'écoulent dans les réseaux d'énergie électriques se fait à Travers le calcul des tensions (en module $|V|$ et argument θ) aux différents accès. Cela permet de déduire les courants électriques et les puissances actives et réactives fournies par chaque source et transitant dans chaque branche du réseau. Ce calcul permet de vérifier les capacités des sources à satisfaire la demande en énergie et aussi de vérifier les niveaux de tension aux accès ainsi que les capacités de transport de chaque ligne du réseau, d'après l'utilisation des cinq méthode on a opté pour le DC power flow car cette méthode nous donne des résultats direct (non itérative) et avec une précision acceptable très proche de la méthode de newton Raphson complète.

Le dernier chapitre de simulation on a effectué plusieurs test sur deux réseaux de transport, IEEE14 nœuds et ALG114 nœuds, les deux réseaux on été déjà prédéfinis sur le logiciel Labpower, on a donc effectué les différents tests de panne et on a remarqué plusieurs réaction de chaque réseau. Ce qui renforce l'utilité de l'étude de contingence dans la conception des réseaux électriques de transport, en plus de leurs structures maillées ce n'est pas suffisant vu la complexité de l'écoulement de puissance dans les réseaux modernes.

Bibliographie

- [1] S.SOUAG, “Contribution à l'étude des contingences dans le réseau électrique par le logiciel LABVIEW”, Thèse de doctorat -UDL SBA, 2016.
- [2] B. Gasbaoui, “Optimisation de l'énergie réactive dans un réseau d'énergie électrique”, thèse de Magistère, Université de Bechar, 2008.
- [3] F.Z. Gherbi, “Contribution à l'étude de la répartition économique des puissances actives et réactives dans un réseau d'énergie électrique”, Thèse de doctorat d'état-UDL SBA, 2004.
- [4] S. Nemmich, A. Radja, “application des méthodes d'optimisation pour résoudre le problème de dispatching économique”, Projet de fin d'étude, Université de Sidi-Bel-Abbès, Juin 2009.
- [5] J.E. VanNess, “Iteration Methods for Digital Load Flow Studies”, AIEE Transaction on Power Apparatus and systems, Vol. 78A, pp. 583-588, Aout 1959.
- [6] B. Stott, “Review of Load-Flow Calculation Methods”, Proceedings of the IEEE, Vol. 62, No. 2, pp. 916-929, Juillet 1974.
- [7] L. K. Kirchmayer, G. W. Stagg, “Analysis of Total and Incremental Loss in Transmission systems”, IEEE Transaction, Vol.70, Part I, pp. 1279-1205, Juillet 1951.
- [8] G. Strang, “An Introduction to Applied Mathematics”, Wellesley-Cambridge Press, Wellesley, Mai 1986.
- [9] F.Palacios-Gomez, “Nonlinear optimization by successive linear programming”, Management Science, Vol. 28, No. 10, p. 1106-1112,USA, Octobre 1982.
- [10] W. F. Tinney, C. E. Hart, “Power Flow Solution by Newton's Method”, IEEE Transaction on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-86, pp. 1449-1460, Novembre 1967.
- [11] J. D.Weber, “Implementation of a Newton-based optimal power flow into a power system Simulation environment”, Master thesis, University of Illinois at Urbana-Champaign, 1997.
- [12] M. E. El-Hawary, G. S. Christensen, “Optimal Economic Operation of Electric Power Systems”, Academic, New York, 1979.
- [13] J.B. Ward, H.W. Hale, “Digital Computer Solution of Power-Flow Problems”, AIEE Transactions, Part III Power Apparatus and Systems, Vol. 75, pp.398-404, Juin 1956.
- [14] H. G. Stoll (ed.), “Least-Cost Electric Utility Planning”, Wiley, New York, 1989.
- [15] M. M. El-Wakil, “Power Plant Technology”, McGraw-Hill, New York, 1984.
- [16] P. Jeannin, J. Carpentier, “ Réseau de Puissance-Méthode de Résolution des Equations-”, D1120, Septembre 1994.
- [17] O. Alsac, B. Stott, “Fast Decoupled Load Flow”, IEEE Transaction on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-93, pp. 859-869, Mai/Juin 1974.
- [18] R. H. Miller, J. H. Malinowski, “Power System Operation”, Third Edition, McGraw- Hill, New York, 1994.

- [19] E. Handschin, A. Petroianu, "Energy Management Systems", Springer-Verlag, Berlin, 1991.
- [20] M. J. H. Sterling, "Power System Control", Peregrinus, London, 1978.
- [21] A. J. Wood, B. F. Wollenberg, "Power generation operation and control", John Wiley & Sons, 1984.
- [22] B.H. Chowdhury and S. Rahman, "A Review of Recent Advances in Economic Dispatch", IEEE Transactions on Power Systems, Vol.5, pp.1248-1259, Novembre 1990.
- [23] P. Attaviriyapap, "The Application of Evolutionary Programming-based Optimization Method to Power System generation before and after Deregulation", PHD theses, Systems and Information Engineering, Hokkaido University, Décembre 2002.
- [24] T.A.A. Victoire, A.E. Jeyakumar, "A modified hybrid EP-SQP approach for dynamic dispatch with vave-point effect", Electrical Power and Energy Systems, Vol. 27, pp. 594-601, Novembre 2005.
- [25] C. j. S. Shan, "Development of a Profit Maximization Unit Commitment problem", Msc Thesis University of Manchester, Institute of Science and Technology, Septembre 2000.
- [26] A. R. Berger, "Power System Analysis", Prentice-Hall, New Jersey, 2000.
- [27] J.O. Kim, D.J. Shin, J.N. Park, C. Singh, "Atavistic Genetic Algorithm for Economic Dispatch with vave-point effect", Electrical Power Systems Research, Vol. 62, No 3, pp. 201-207, Juillet 2002.
- [28] M. Aganagic, S. Mokhtari, "Security Constrained Economic Dispatch Using Nonlinear Dantzig-Wolfe Decomposition", IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 12, No. 1, pp.105-112, Février 1991.
- [29] 29. Laib Hichem, "Contribution A L'étude du Contrôle du Flux de Puissance Par l'UPFC"
- a. Magister en Electrotechnique, université BATNA Soutenu le : 13/06/2009.
- [30] 30.Etude Des Régimes De Fonctionnement Et De L'amélioration Des Performances Des Longues Lignes 400kv Et Plus. (Hassi Aneur-El Affroun) PFE USTO 2010/2011
- a. Des Longues Lignes 400kv Et Plus. (Hassi Aneur-El Affroun) PFE USTO 2010/2011
- [31] 31.Lignes Aériennes Présentation Et Calcul Des Lignes (D4420) Réseaux
- [32] D'interconnexion Et De Transport.
- [33] 32.CRITERES DE PLANIFICATION A LONG TERME
- [34] DES R ESEAUX ELECTRIQUES A HAUTE TENSION Janvier 2014 (version finale)
- [35] (<https://www.entsoe.eu/publications/system-operations-reports/operation-handbook>)
- [36] 33. Med.Tajayouti. "Systèmes photovoltaïques raccordés au réseau électrique" thèse doctorat – Marocains. 05- 08- 2015
- [37] 34.Notamment le Décret n° 2007-1826 du 24 décembre 2007 relatif aux niveaux de qualité et aux prescriptions techniques en matière de qualité des réseaux publics de distribution et de transport d'électricité [archive] et l'Arrêté associé.
- [38] 35.directive 2009/28/CE du Parlement européen et du Conseil du 23 avril 2009 relative à la promotion de l'utilisation de l'énergie produite à partir de sources renouvelables (JO L 140 du 5.6.2009, p. 16)

- [39] 36.« Cahier des charges général – Lignes aériennes HTB – Ouvrages neufs » [archive] [PDF], sur rte-france.com, RTE (consulté le 28 janvier 2015), p. 34-36.
- [40] 37. « Cahier des charges général – Lignes souterraines HTB » [archive] [PDF], sur rte-france.com, RTE (consulté le 28 janvier 2015), p. 29
- [41] 38.Stevenson, W.D.Jr.; "Elements of Power System Analysis". Mc Graw Hill, 1985.