

République Algérienne Démocratique et Populaire
Ministère de l'enseignement supérieur et de la recherche scientifique
Université djilali bounaama khemis miliana



Faculté des sciences et de la technologie

Département de la technologie

Mémoire du projet de fin d'étude

Pour l'obtention du diplôme de

Master En

<< Electrotechnique >>

Option :

<< Electrotechnique industrielle >>

Titre :

Etude de l'écoulement de puissance dans les réseaux électriques déséquilibrés (Cas d'un réseau basse tension)

Réalisé par :

Bouziani Ahmed Walid.

Sbaihia Fouad.

Encadré par :

Youcef Bot.

Soutenu le : 25/06/2018

Devant le jury :

Président :

Me. KACI M.

MAB

UDBKM

Examineurs :

Dr. MATALLAH M.

MEA

UDBKM

Année universitaire :2017/2018

REMERCIEMENT

Nous remercions en premier lieu « Allah » pour nous avoir donné la force, le courage et la volonté

Nécessaire pour réaliser ce travail.

Nous voulons remercier nos familles source de bonheur et de réussite.

Nous tenons à remercier notre encadreur

Mr Bot Youcef. Pour son soutien et ses conseils.

Nos remerciements vont également à tous les personnes qui de loin ou de près ont contribué à la réalisation de ce modeste travail.

Nous adressons également nos remerciements aux personnels (enseignants et administrateurs) de la

Faculté des Sciences et de la technologie et en particulier Ceux du département de l'électrotechnique.

DEDICACES

*C'est tout plein de joie que je dédie ce travail à ceux qui m'ont été une source
d'inspiration et de volonté ;*

*A ma mère et mon père pour leurs encouragements et ces conseils durant la
période de mes études ;*

Je le dédie à mes très chers frères ;

A toute ma grande famille Bouziani ;

Une dédicace à tous mes amis, ET pour tous ceux qui me connaissent ;

Une dédicace spéciale à tous mes amis ;

*A la fin je dédie très chaleureusement ce mémoire
à mon binôme.*

Ahmed Walid

DEDICACES

*C'est tout plein de joie que je dédie ce travail à ceux qui m'ont été une source
d'inspiration et de volonté ;*

*A ma mère et mon père pour leurs encouragements et ces conseils durant la
période de mes études ;*

Je le dédie à mes très chers frères ;

A toute ma grande famille Sbaihia;

Une dédicace à tous mes amis, ET pour tous ceux qui me connaissent ;

Une dédicace spéciale à tous mes amis ;

*A la fin je dédie très chaleureusement ce mémoire
à mon binôme.*

Fouad

Résumé

Avec l'augmentation des installations des générateurs distribués dans les systèmes d'alimentation, l'analyse d'écoulement de puissance dans les réseaux de distribution a besoin des modèles et d'algorithmes spéciaux pour gérer plusieurs sources.

Ce travail propose une nouvelle approche pour l'écoulement de puissance et la modélisation des systèmes de distribution triphasés déséquilibrés utilisant différentes méthodes. Une solution d'écoulement de puissance triphasée est proposée en considérant la tension de transformateur avec une modélisation détaillée de la charge,

Pour la modélisation des transformateurs, des composants symétriques est utilisée et mise à jour de la tension et du courant homopolaire pour les méthodes mentionnées.

La validité et l'efficacité de la méthode proposée est démontrée par un réseau de distribution (Basse Tension) déséquilibré à 41 nœuds. Les résultats sont en accord avec le chargeur de test IEEE 19-bus. et montrent que le modèle proposé est valide et fiable.

Abstract

With the increase of distributed generator installations in power systems, power flow analysis in distribution networks requires special models and algorithms to handle multiple sources.

This work proposes a new approach for power flow and modeling unbalanced three-phase distribution systems using different methods. A three-phase power flow solution is proposed considering the transformer voltage with a detailed modeling of the load,

For the modeling of transformers, symmetrical components are used and update the voltage and the homopolar current for the mentioned methods.

The validity and effectiveness of the proposed method is demonstrated by an unbalanced distribution network (Low Voltage) at 41 knots. The results are in agreement with the IEEE 19-bus test loader. and show that the proposed model is valid and reliable.

المخلص

مع زيادة منشآت المولدات الموزعة في أنظمة الطاقة ، يتطلب تحليل تدفق الطاقة في شبكات التوزيع نماذج وخوارزميات خاصة للتعامل مع مصادر متعددة.

يقترح هذا العمل مقارنة جديدة لتدفق الطاقة ونمذجة أنظمة التوزيع ثلاثية الطور الغير متوازنة باستخدام طرق مختلفة. يُقترح حل تدفق الطاقة ثلاثي الطور بالنظر إلى جهد المحول بنموذج تفصيلي.

من أجل نمذجة المحولات ، يتم استخدام المكونات المتناظرة وتحديث الجهد والتيار المتجانس للطرق المذكورة.

تتضح صحة وفعالية الطريقة المقترحة من خلال شبكة توزيع غير متوازنة (جهد منخفض) عند 41 عقدة. وتتفق النتائج مع محمل اختبار IEEE 19-bus. وإظهار أن النموذج المقترح صالح وموثوق.

Liste des symboles

Liste des symboles

THT : Très haute tension.

HT : Haute tension.

MT : Moyenne tension.

BT : Basse tension.

N: Fil de Neutre.

V : la tension entre une phase et le neutre.

U : la tension entre deux phases du réseau.

I : le courant dans les fils du réseau triphasé.

Z : Impédance.

J : courant dans un récepteur.

(Y) : Couplage en étoile.

(Δ) : Couplage en triangle.

P_a : Puissance active.

Q : Puissance réactive.

S : Puissance apparente.

$\cos\phi$: Facteur de puissance.

JB : Jeu de barres.

P_u : Grandeur en unité relative (grandeur réduite).

I_i : Courant net injecté à un jeu de barres i .

Y_{im} : Élément im de la matrice admittance.

V_m : Tension d'un jeu de barres m .

V_m et δ_m : Module et phase de la tension au jeu de barres m .

Y_{im} et θ_{im} : Module et argument de l'élément im de la matrice admittance.

S_i : Puissance apparente injectée à un jeu de barres i .

P_i et Q_i : Puissances active et réactive injectées au jeu de barres i .

Liste des symboles

P_{Gi} et Q_{Gi} : Puissance active et réactive du générateur i .

P_{Di} et Q_{Di} : Puissance active et réactive demandée au jeu de barres i .

J_1, J_2, J_3, J_4 : Sous matrices du Jacobienne.

y_{ik} : L'admittance de la ligne entre les deux jeux de barres i et k .

$V_i y_p$: La contribution shunt du courant au jeu de barres i .

y_p : L'admittance shunt au jeu de barres.

n : Nombre de nœuds.

i : Numéro du nœud.

Liste des figures

Chapitre I

Figure I.1: Organigramme du réseau électrique.	5
Figure I.2: Réseau triphasé.	6
Figure I.3: Schéma simplifié d'un réseau maillé.	8
Figure I.4: Schéma simplifié d'un réseau radial.	8
Figure I.5: Schéma simplifié d'un réseau bouclé.	9
Figure I.6: Ligne aérienne	10
Figure I.7: Conducteurs.	10
Figure I.8: Isolateurs.	11
Figure I.9: Supports.	11
Figure I.10: Lignes souterraines.	12
Figure I.11: Réseaux à 3 nœuds	13
Figure I.12: Organigramme de la méthode de GAUSS-SEIDEL.	18
Figure I.13: Organigramme de la méthode de NETWON-RAPHSON.	23

Chapitre II

Figure II.1: Segment de ligne aérienne à 4 fils triphasé typique (supérieur); et son représentation généralisée du circuit (en bas)	28
Figure II.2: Le circuit de neutre et de mise à la terre. Les directions de courant sont assorties au circuit de Carson.	29
Figure II.3: Charge ponctuelle en étoile (à gauche) et en triangle (à droite).	32
Figure II.4: Connexion de la banque de transformateurs (Δ -Y) et sa séquence positive.	34
Figure II.5: Schéma simplifier d'une ligne triphasé.	36
Figure II.6: Schéma synoptique fonctionnel généralisé de la méthode de flux de charge développée dans Matlab®	40
Figure II.7: Représentation à deux nœuds et à une seule ligne de réseaux de distribution pour la solution de l'algorithme BFS	41
Figure II.8: Un exemple de numérotation de nœud pour une structure radiale	41
Figure II.9: Représentation schématique de la linéarisation proposée.	43

Chapitre III

Figure III.1: réseau de distribution (Basse Tension) à 41 nœuds de Ain-bouyahia-ville Daira de Abadia.)	47
Figure III.2: Les graphes des tensions ligne à ligne	50
Figure III.3: Les graphes des tensions de phase.	52
Figure III.4: Les graphes de taux de déséquilibre.	57

Liste des tableaux

Liste des tableaux

Chapitre I

Tableau I.1: Tableau des domaines de tension.....	4
---	---

Chapitre II

Tableau II.1: Définition du taux de déséquilibre en tension.....	26
Tableau II.2: équations du modèle de charge.....	31
Tableau II.3: Modèle de transformateur valide pour toutes les configurations: courant et calcul de tension pour les étapes BFS.....	35

Chapitre III

Tableau III.1: Comparaison des résultats entre la méthode linéaire et une méthode existante.....	46
Tableau III.2: Les valeurs des tensions ligne à ligne.....	49
Tableau III.3: Les valeurs des Tensions de phase.....	51
Tableau III.4: Les valeurs des Courants de ligne.....	53
Tableau III.5: Les Courants de phase pour chaque nœud.....	55
Tableau III.6: Taux de déséquilibre.....	56

Annexe B

Tableau B.1: Longueur des lignes entre deux nœuds:.....	63
Tableau B.2: La puissance active et réactive pour chaque phase.....	64
Tableau B.3: Données générales.....	65
Tableau B.4: Les configurations des lignes.....	65

Table des matières

Table des matières

Remerciement.....	i
Dédicace	ii
Résumé.....	iv
Liste des symboles	vii
Liste des figures	ix
Liste des tableaux	x
Table des matières.....	xi
Introduction générale.....	1
Chapitre I : Généralité sur les réseaux électriques et l'écoulement de puissance	
I.1 Introduction:	3
I.2 Différents types des réseaux électriques:.....	3
I.2.1 Les réseaux de transport (THT ou HT):	3
I.2.2 Les réseaux de répartition :.....	3
I.2.3 Les réseaux de distribution :.....	4
I.3 Gamme des tensions utilisées par le groupe SONELGAZ.....	4
I.4 Réseau triphasé:.....	6
I.5 Les différentes structures des réseaux électriques :.....	7
I.5.1 Structure maillée :.....	7
I.5.2 Structure radiale :	8
I.5.3 Structure bouclé:.....	8
I.6 Types des lignes électriques :.....	9
I.6.1 Ligne aérienne :.....	9
I.6.2 Lignes souterraines :.....	11
I.6.3 Comparaison entre les lignes aériennes et les câbles souterrains :.....	12
I.7 L'écoulement de puissance dans les réseaux équilibrés.....	12
I.7.1 Analyse de l'écoulement de puissance :.....	13
I.7.2 Matrice d'admittance nodale	13
I.7.3 Les équations de l'écoulement de puissance :.....	15

Table des matières

I.7.4	Equations de l'écoulement de puissance et les pertes dans les lignes:	15
I.7.5	Méthodes numériques de résolution d'un problème d'écoulement de Puissance	16
I.7.5.1	Méthode de Gauss Seidel.....	16
I.7.5.2	Méthode de Gauss Seidel avec accélération :.....	19
I.7.5.3	Méthode de Newton-Raphson :.....	19
I.8	Conclusion.....	24

Chapitre II : L'écoulement de puissance dans les réseaux de distribution déséquilibrés

II.1	Introduction	25
II.2	Déséquilibre de tensions dans un système triphasé :.....	25
II.3	Modélisation des composants du réseau de distribution :	26
II.3.1	Ligne de distribution (modèle de câble) :.....	26
II.3.2	Modèle de charge :	30
II.3.3	Modèle triphasé du transformateur à deux enroulements :.....	32
II.3.4	Calcul des pertes actives du réseau :	35
II.4	Résolution des systèmes triphasés déséquilibrés:.....	36
II.4.1	Méthode matricielle :.....	36
II.4.2	La méthode BFS:.....	38
II.4.3	Méthode linéaire.....	42
II.5	Conclusion :.....	45

Chapitre I : Résultats et discussions

III.1	Introduction	46
III.2	Validation de la méthode linéaire :.....	46
III.3	Description du réseau électrique étudié (réseau de distribution (Basse Tension) de Ain-bouyahia-ville Daira de Abadia.) :	47
III.4	Résultats du calcul d'écoulement de puissance :.....	48
III.4.1	les valeurs des tensions ligne à ligne V_{ab} , V_{bc} , V_{ca} en pu et leur déphasage en deg pour chaque nœud :.....	48
III.4.2	Les valeurs des tensions de phase V_a , V_b , V_c en pu et leur déphasage en deg pour chaque nœud :	50
III.4.3	Les valeurs des courants de ligne I_a , I_b et I_c en pu et leur déphasage en deg entre deux nœuds :	52

Table des matières

III.4.4 Les valeurs des courants de ligne I_a , I_b et I_c en pu et leur déphasage en deg pour chaque nœud :	54
III.4.5 Taux de déséquilibre :	56
On va calculer le taux de déséquilibre sur notre réseau avec deux méthodes de calcul (IEEE Std. 936 1987 et NEMA MG-1993) qui sont mentionnées dans le tableau 2.1.....	56
III.5 Conclusion :.....	57
Conclusion générale	
Conclusion générale :	58
Perspective :	59
Références bibliographiques	
Références bibliographique.....	60
Annexe	
Annexe A.....	62
A.1 La matrice d'impédance	62
A.2 La matrice admittance du nœud:	62
Annexe B.....	62
B.1 Longueur des lignes entre deux nœuds:.....	62
B.2 La puissance active et réactive pour chaque phase :.....	64
B.3 Données générales	65
B.4. Les configurations des lignes :.....	65

Introduction générale

Introduction générale

Introduction générale

Un système électrique se compose de deux parties: Système d'alimentation et Système de distribution, le système d'alimentation est considéré comme équilibré tandis que le système de distribution est déséquilibré par nature. Cette pénurie d'énergie réactive peut entraîner des pannes d'électricité et une stabilité de la tension problèmes comme cela s'est produit dans de nombreux pays.

L'équilibre de puissance entre génération-consommation et la qualité de l'énergie sont deux cibles essentielles sur l'ensemble des systèmes d'alimentation électrique à entretenir en permanence dans le moyen le plus économique de livraison. En admettant que l'équilibre de puissance est garanti par les générateurs d'énergie centraux sous la demande de puissance variable, les composants du réseau seront exposé à une certaine quantité de contraintes de courant et de tension et générera des pertes dans le réseau. L'étude de l'écoulement de puissance joue ici un rôle important en tant qu'outil pour évaluer ces contraintes dans le domaine de l'état stationnaire.

Les exigences minimales d'une solution d'écoulement de puissance varie selon le système d'alimentation à l'étude est le réseau de transmission ou de distribution. Pour cela, le l'écoulement de puissance dans les réseaux de transmission est généralement équilibré et les structures de réseau contiennent probablement maillé ou en boucle. Par conséquent, il suffit de représenter la transmission des systèmes comme composants monophasés. D'autre part, les réseaux de distribution accueillent généralement des charges simples et des lignes à quatre fils (3 phases et neutre).

Les solutions d'écoulement de puissance doivent gérer un écoulement de puissance déséquilibré avec modélisation en 3 phases des composants du réseau. Depuis les réseaux de distribution fonctionnent principalement dans la structure radiale avec un écoulement de puissance plus simple et garanti par la convergence des solutions qui peuvent être employées en tirant parti de cette structure.

Notre travail est basé sur le calcul d'écoulement de puissance dans les réseaux de distribution déséquilibrés, on calculant les tensions (ligne à ligne / phase) à chaque nœud du réseau, ainsi que les courants de phase et entre deux nœuds.

Introduction générale

Le travail décrit dans ce présent document est structuré en une introduction , trois chapitres, une conclusion ainsi que les références bibliographiques, les annexes et les listes des tableaux et figures.

Le premier chapitre : comporte principalement des généralités sur les réseaux électriques et l'écoulement de puissance.

Le deuxième chapitre : il est basé sur l'écoulement de puissance dans les réseaux de distribution déséquilibrés et sa résolution en utilisant des méthodes numériques.

Le troisième chapitre : il est consacré à calculer l'écoulement de puissance d'un réseau de distribution déséquilibré avec le logiciel MATLAB.

Enfin le travail sera fini par une conclusion générale.

Chapitre I

Généralités sur les réseaux électriques et l'écoulement de puissance

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.

Les éléments principaux d'un réseau peuvent être classés en trois sous-systèmes [1] :

- Production (génératrices).
- Transport, répartition et distribution (lignes).
- Utilisation (consommateurs).

Le réseau électrique soumis à un environnement quelque fois sévère, est le siège d'incidents qui provoquent des perturbations de l'alimentation due en général aux asymétries d'impédance des lignes du réseau, aux effets de courts circuits d'origines divers affectant le réseau, au déséquilibre de la source, aux fortes charges monophasés ou une mauvaise répartition des charges sur le réseau électrique. Lorsqu'un défaut de court-circuit se produit, il y a naissance d'une non-symétrie de tensions importante qui peut mettre en cause la sécurité des personnes et la détérioration des installations existantes dans le réseau électrique, si elle n'est pas rapidement éliminée [02].

I.2 Différents types des réseaux électriques:

Les réseaux électriques sont partagés en trois types :

I.2.1 Les réseaux de transport (THT ou HT):

Transportent l'énergie des gros centres de production vers les régions consommatrices. Ces réseaux sont souvent interconnectés, réalisant la mise en commun de l'ensemble des moyens de production à disposition de tous les consommateurs. [02] [03]

I.2.2 Les réseaux de répartition :

À haute tension (HT) assurent, à l'échelle régionale, la desserte des points de livraison à la distribution. Ces réseaux sont, en grande partie, constitués de lignes aériennes, dont chacune peut transiter plus de 60 MVA sur des distances de quelques dizaines de kilomètres. [02]

I.2.3 Les réseaux de distribution :

Sont les réseaux d'alimentation de l'ensemble de la clientèle, à l'exception de quelques gros clients industriels alimentés directement par les réseaux HT/MT. [02]

I.3 Gamme des tensions utilisées par le groupe SONELGAZ

La nouvelle norme en vigueur en Algérie (SONELGAZ) définit les niveaux de tension alternative comme suit : [03]

Tableau I.1: Tableau des domaines de tension.

Domaines de Tension		Valeur de la tension composée nominale (U_n en Volt)	
		Tension Alternatif	Tension Continu
Très Basse Tension (TBT)		$U_n \leq 50$	$U_n \leq 120$
Basse Tension (BT)	BTA	$50 < U_n \leq 500$	$120 < U_n \leq 750$
	BTB	$500 < U_n \leq 1000$	$750 < U_n \leq 1500$
Haute Tension (HT)	HTA	$1000 < U_n \leq 50000$	$1500 < U_n \leq 75000$
	HTB	$U_n > 50000$	$U_n > 75000$

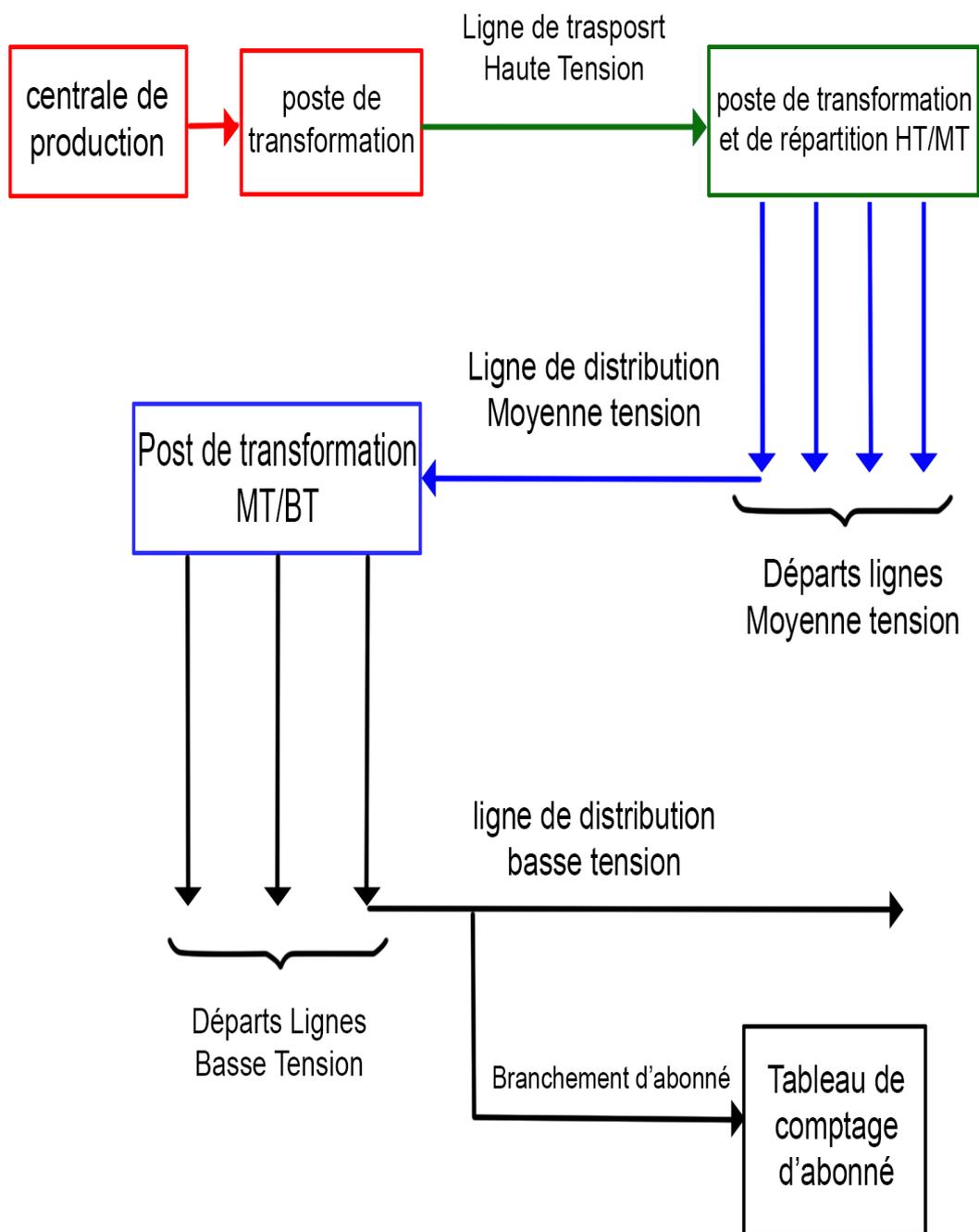


Figure I.1: Organigramme du réseau électrique.

I.4 Réseau triphasé:

La demande d'électricité par l'industrie est devenue énorme. L'appel de très fort courant surcharge les lignes de transport d'énergie et engendre des pertes en lignes et des chutes de tension. Il faut utiliser les systèmes triphasés adoptés à un réseau de distribution trois fils dans le but de réduire les pertes par effets joules dues à la résistance du métal des fils conducteurs [04].

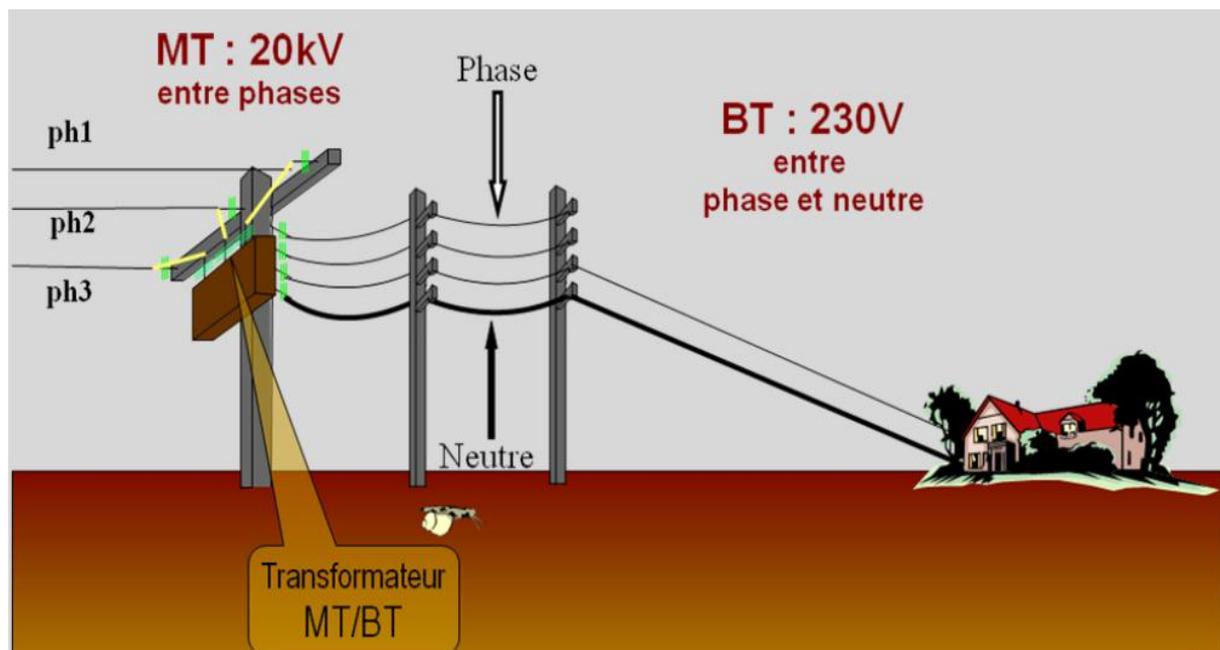


Figure I.2:Réseau triphasé.

Avantage du réseau triphasé par rapport au monophasé :

- Le transport d'énergie électrique s'effectue en triphasé car une ligne triphasée dissipe moins d'énergie électrique qu'une ligne monophasée.
- La production d'énergie s'effectue en triphasé car à puissances égales, une machine triphasée sera moins coûteuse qu'une machine monophasée (le prix des machines est directement lié à leur masse et à puissance égale, une machine monophasée est une fois et demie plus lourde qu'une machine triphasée).

I.5 Les différentes structures des réseaux électriques :

La structure topologique d'un réseau électrique est celle qui apparaît sur une carte ; elle ne suffit pas pour caractériser le schéma d'exploitation du réseau. Nécessité de topologies variées Les réseaux doivent assurer le transit de l'énergie avec le maximum de sécurité malgré les atteintes diverses dont ils peuvent être victimes (foudre, pollution, chocs mécaniques, etc.) et les avaries qui peuvent en résulter.

On peut accroître la sécurité :

- En améliorant la fiabilité du matériel ;
- En assurant un entretien préventif adéquat ;
- En améliorant les dispositions constructives ;
- En augmentant le nombre de circuits, de transformateurs, ..., cela est particulièrement onéreux.

Il est donc important de trouver un compromis entre le coût des investissements supplémentaires et celui de la défaillance éventuelle, que l'on peut tirer par l'énergie risquant de n'être pas distribuée. Ce compromis ne peut être le même suivant les fonctions assurées par les réseaux, leur tension, le type d'utilisateurs raccordés à ceux-ci. Cela conduit à des différentes topologies de réseaux dont nous pouvons citer les réseaux radiaux, bouclés et ceux maillés. Chaque branche entre deux nœuds consécutifs i et j sera représentée par son schéma équivalent et il est fréquent dans la pratique de connaître la charge en un nœud i par sa puissance et son facteur de puissance

I.5.1 Structure maillée :

Ce sont des réseaux où toutes les lignes sont bouclées formant ainsi une structure analogue aux mailles d'un filet, de plus, le nombre de sources débitant en parallèle peut atteindre plusieurs dizaines. Cette structure nécessite que tous les tronçons de ligne soient capables de supporter des surcharges permanentes et qu'ils soient munis à leurs deux extrémités d'appareils de coupure et des isolants en cas d'avarie. On obtient ainsi une meilleure sécurité, mais à un prix plus cher.

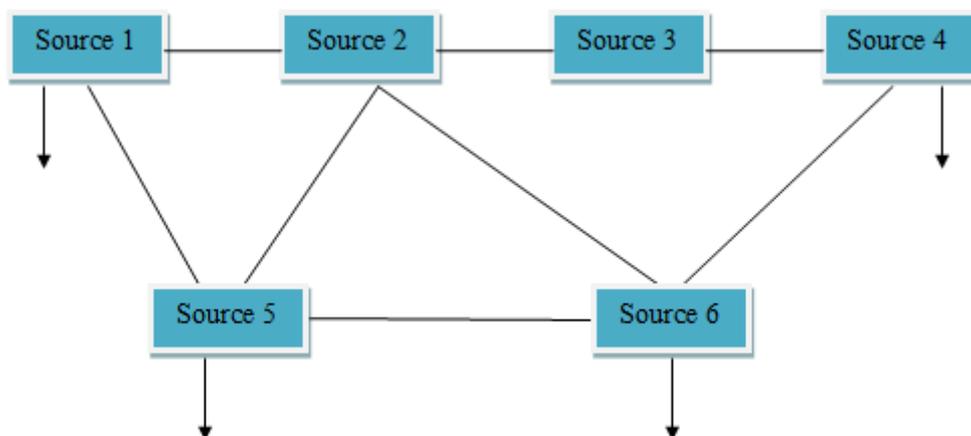


Figure I.3: Schéma simplifié d'un réseau maillé.

I.5.2 Structure radiale :

Un réseau radial issu d'un poste d'alimentation est constitué de plusieurs artères dont chacune va en se ramifiant, cette structure nous permet d'avoir des points communs, de sorte que le réseau soit bouclable mais non bouclé. Car en un point est placé toujours un appareil de coupure, ouvert en régime normal. Cette disposition permet en cas d'incidents sur une artère de reprendre l'alimentation. Les réseaux radiaux sont des structures simples et peuvent être contrôlés et protégés par un appareillage simple. Ce sont les réseaux les moins onéreux.

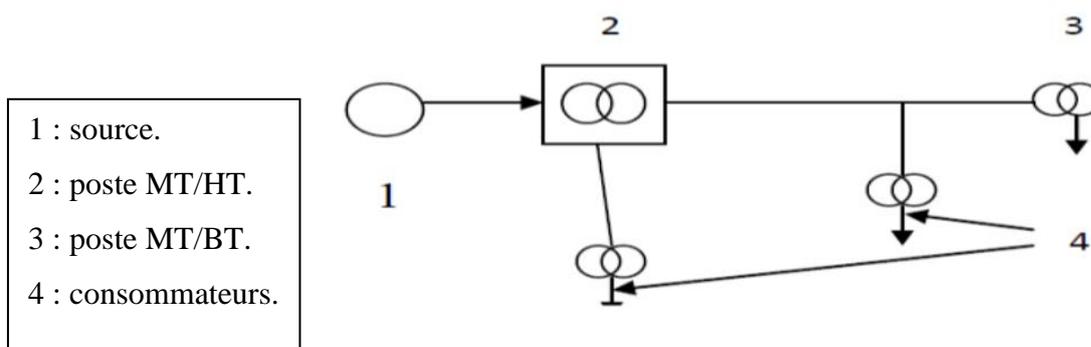


Figure I.4: Schéma simplifié d'un réseau radial.

I.5.3 Structure bouclé:

Les réseaux bouclés sont alimentés à la fois par plusieurs sources ; les postes sont raccordés en coupure d'artère cette disposition permet lors d'une coupure, une continuité de

service. L'existence de plusieurs sources en parallèle augmente la sécurité d'alimentation en cas d'avarie de l'une d'elles (transformateurs) ou en cas d'avarie sur une boucle. Dans ce dernier cas, le tronçon avarié est isolé en deux fractions du réseau. On voit que ce réseau est un peu plus compliqué que le précédent, de plus le contrôle et la protection du réseau nécessitent des dispositifs plus complexes. Cette structure coûte chère car elle nécessite au moins deux cellules de départ en plus [05].

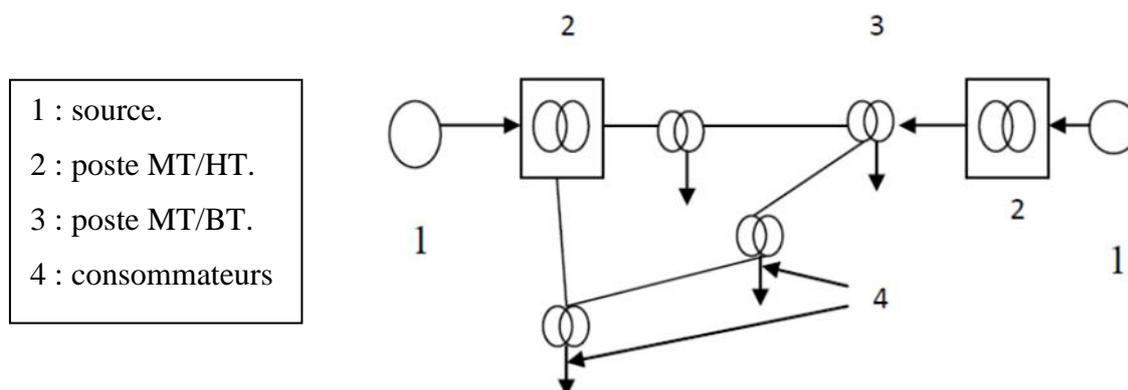


Figure I.5: Schéma simplifié d'un réseau bouclé.

I.6 Types des lignes électriques :

I.6.1 Ligne aérienne :

Qui constituent la majeure partie (70%) des réseaux de distribution, les lignes les plus anciennes sont à fils nus, supportées par des poteaux métalliques, en béton ou en bois, pourvus d'isolateurs.

Les plus récentes sont réalisées avec des fils isolés torsadés, supportées des poteaux métalliques, béton ou bois, dans les villages et les villes, les câbles sont maintenant posés en façade par l'intermédiaire de colliers [06].



Figure I.6: Ligne aérienne

A- Composant d'une ligne aérienne :

Une ligne de transport aérienne se compose de conducteurs, d'isolateurs et de supports.

- **Conducteurs :**

On emploie des câbles en cuivre et des câbles en aluminium avec âme en acier (ACSR << Aluminium cable steel reinforced >> ces derniers sont généralement les plus économiques.



Figure I.7: Conducteurs.

- **Isolateurs :**

Les isolateurs servent à supporter et à amarrer les conducteurs et à les isoler entre eux et de la terre. Ils sont presque toujours en porcelaine.

Au point de vue électrique, les isolateurs doivent offrir une grande résistance d'isolement afin qu'ils ne soient ni contournés en surface, ni perforés à travers leurs masse par les tensions élevées qu'ils ont à supporter normalement.

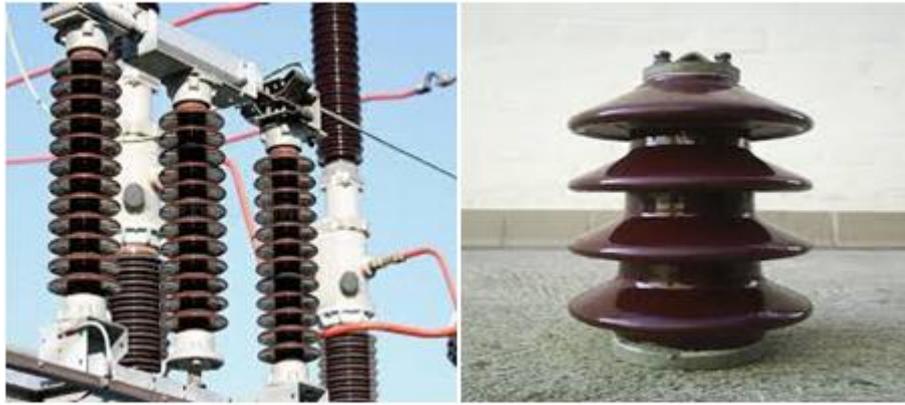


Figure I.8: Isolateurs.

- **Supports :**

Les supports maintiennent les conducteurs à une hauteur convenable au-dessus du sol par l'intermédiaire de traverses ou bras, en employant des supports métalliques, en béton ou en bois.

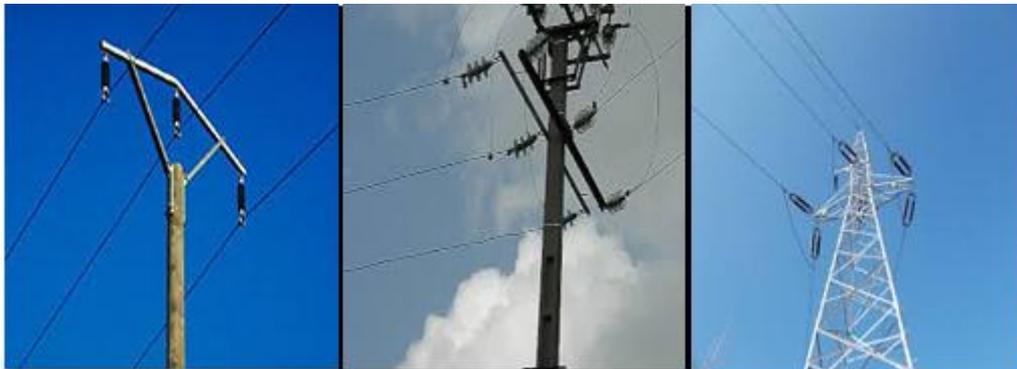


Figure I.9: Supports.

I.6.2 Lignes souterraines :

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



Figure I.10: Lignes souterraines.

I.6.3 Comparaison entre les lignes aériennes et les câbles souterrains :

Lignes sont soumises plus fréquemment que les câbles à des interruptions de courte durée. Cependant les câbles nécessitent une durée de réparation plus longue que les lignes, ce qui peut avoir un effet préjudiciable sur la sécurité du système. Des surcharges de longue durée sont plus critiques en souterrain qu'en aérien. Le vieillissement des câbles risque d'être fortement affecté. Par contre les surcharges de courte durée sont plus facilement supportées par les câbles.

Les câbles souterrains ont une impédance plus faible que leur équivalent aérien, ce qui donne des courants de défaut plus élevés et une rétrogradation de la sélectivité des protections. Les contraintes environnementales et de coûts,

Les câbles souterrains génèrent moins de champs électromagnétiques, pas de bruit couronne et peu d'interférence.

I.7 L'écoulement de puissance dans les réseaux équilibrés

L'étude de l'écoulement de puissance (load flow) permet d'avoir la solution des grandeurs d'un réseau électrique en fonctionnement normale équilibré en régime permanent. L'analyse de la répartition des puissances dans un réseau électrique composé d'un nombre de générateurs, lignes de transmission et des charges est très importante pour les études, la planification et l'exploitation d'un réseau électrique. Cela permet de connaître les conditions de production et de charge et les niveaux des tensions du réseau. Les calculs permettant d'obtenir ces informations sont connus sous le nom (écoulement des puissances ou load flow ou encore power flow)

I.7.1 Analyse de l'écoulement de puissance :

L'étude de l'écoulement de puissance est une étape primordiale de toute analyse sérieuse d'un réseau électrique. En effet, elle nous permet de calculer les grandeurs d'un réseau en régime permanent équilibré à savoir les modules et phases des tensions en tout point du réseau. A partir de ces dernières, on peut calculer les courants dans les lignes de transport, les puissances actives et réactives transitées et les pertes de puissances provoquées lors du transport d'énergie électrique. Cette analyse est très importante pour les études, la planification et l'exploitation d'un réseau électrique.

I.7.2 Matrice d'admittance nodale

Les équations de l'écoulement de puissance utilisant la formulation des admittances nodales pour un réseau à trois nœuds, sont d'abord développées, puis elles sont généralisées pour un système à W nœuds.

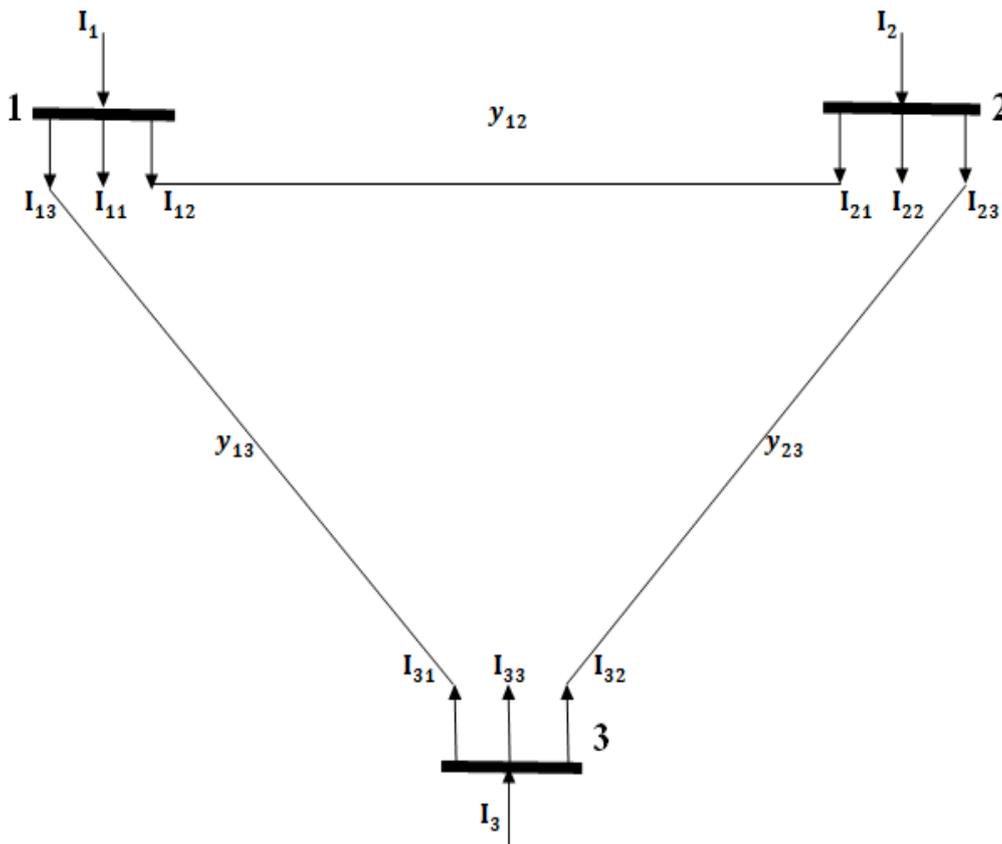


Figure I.11: Réseaux à 3 nœuds.

$$I_1 = I_{11} + I_{12} + I_{13} \quad (\text{Eq. 1.1})$$

$$I_1 = V_1 y_{11} + (V_1 - V_2) y_{12} + (V_1 - V_3) y_{13} \quad (\text{Eq. 1.2})$$

$$I_1 = V_1 (y_{11} + y_{12} + y_{13}) - (V_2 y_{12}) - (V_3 y_{13}) \quad (\text{Eq. 1.3})$$

$$Y_{11} = y_{11} + y_{12} + y_{31} \quad (\text{Eq. 1.4})$$

$$Y_{12} = -y_{12} \quad (\text{Eq. 1.5})$$

$$Y_{13} = -y_{13} \quad (\text{Eq. 1.6})$$

On aura l'expression du courant ci-dessous :

$$I_1 = V_1 Y_{11} + V_2 Y_{12} + V_3 Y_{13} \quad (\text{Eq. 1.7})$$

De la même manière, on trouve les équations des courants nodaux pour les autres nœuds.

$$I_2 = V_1 Y_{21} + V_2 Y_{22} + V_3 Y_{23} \quad (\text{Eq. 1.8})$$

$$I_3 = V_1 Y_{31} + V_2 Y_{32} + V_3 Y_{33} \quad (\text{Eq. 1.9})$$

Ces équations peuvent être écrites sous la forme matricielle :

$$\begin{bmatrix} I_1 \\ I_2 \\ I_3 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Y_{11} & Y_{12} & Y_{13} \\ Y_{21} & Y_{22} & Y_{23} \\ Y_{31} & Y_{32} & Y_{33} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_1 \\ V_2 \\ V_3 \end{bmatrix} \quad (\text{Eq. 1.10})$$

Le courant injecté au jeu de barres i peut se mettre sous la forme :

$$I_i = \sum_{im}^3 Y_{im} \cdot V_m \quad (\text{Eq. 1.11})$$

Cette dernière équation, qui traite un système à trois nœuds, peut être généralisé pour un système à n nœuds :

$$I_i = \sum_{m=1}^n Y_{im} \cdot V_m \quad ; i=1,2,\dots,n \quad (\text{Eq. 1.12})$$

$$\begin{bmatrix} I_1 \\ I_2 \\ \vdots \\ I_n \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Y_{11} & Y_{12} & \dots & Y_{1n} \\ Y_{21} & Y_{22} & \dots & Y_{2n} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ Y_{n1} & Y_{n2} & \dots & Y_{nn} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_1 \\ V_2 \\ \vdots \\ V_n \end{bmatrix} \quad (\text{Eq. 1.13})$$

I.7.3 Les équations de l'écoulement de puissance :

Le bilan de puissance électrique à un jeu de barres i d'un réseau électrique de n jeux de barres est égal à la différence entre la puissance générée S_{Gi} et la puissance demandée S_{Di} au niveau du même jeu de barres.

$$S_i = S_{Gi} - S_{Di} = (P_{Gi} - P_{Di}) + j(Q_{Gi} - Q_{Di}) \quad (\text{Eq. 1.14})$$

$$S_i^* = P_i - jQ_i = V_i^* \cdot I_i \quad ; i=1,2,\dots,n \quad (\text{Eq. 1.15})$$

Le courant I_i peut se mettre sous la forme suivant :

$$I_i = \sum_{m=1}^n |Y_{im}| |V_m| \angle(\theta_{im} + \delta_m) \quad (\text{Eq. 1.16})$$

En remplaçant l'expression du courant, l'équation (1.15) peut d'écrire:

$$S_i^* = P_i - jQ_i = |V_i| \angle -\delta_i \sum_{m=1}^n |Y_{im}| |V_m| \angle(\theta_{im} + \delta_m) \quad (\text{Eq. 1.17})$$

En séparant la partie réelle et la partie imaginaire de l'équation (1.17) on aura les équations (1.18) et (1.19) des puissances actives et réactives au jeu de barres i :

$$P_i = \sum_{m=1}^n |V_i| |V_m| |Y_{im}| \cos(\theta_{im} - \delta_i + \delta_m) \quad ; i=1,2,\dots,n \quad (\text{Eq. 1.18})$$

$$Q_i = - \sum_{m=1}^n |V_i| |V_m| |Y_{im}| \sin(\theta_{im} - \delta_i + \delta_m) \quad ; i=1,2,\dots,n \quad (\text{Eq. 1.19})$$

I.7.4 Equations de l'écoulement de puissance et les pertes dans les lignes:

La détermination des valeurs des puissances réparties dans les lignes de transport est indispensable afin de localiser les lignes électriques surchargées et de calculer la valeur des pertes de puissance. Le courant circulant entre les deux jeux de barres i et k est considéré positif lorsqu'il est dirigé de i vers k et sont expression est la suivante [07] :

$$I_{ik} = y_{ik}(V_i - V_k) + V_i y_p \quad (\text{Eq. 1.20})$$

y_{ik} : L'admittance de la ligne entre les deux jeux de barres i et k ;

$V_i y_p$: La contribution shunt du courant au jeu de barres i ;

y_p : L'admittance shunt au jeu de barres.

De la même manière, le courant qui circule du nœud i vers le nœud k est donné par :

$$I_{ki} = y_{ki}(V_k - V_i) + V_k y_p \quad (\text{Eq. 1.21})$$

$$P_{ik} - jQ_{ik} = V_i^* \cdot I_{ik} \quad (\text{Eq. 1.22})$$

$$P_{ik} - jQ_{ik} = V_i^* (V_i - V_k) y_{ik} + V_i^* V_i y_p \quad (\text{Eq. 1.23})$$

$$P_{ki} - jQ_{ki} = V_k^* (V_k - V_i) y_{ik} + V_k^* V_k y_p \quad (\text{Eq. 1.24})$$

La valeur des pertes de puissance dans la ligne entre les deux jeux de barres i et k est la somme algébrique de répartition des puissances déterminées à partir des équations (1.23) et (1.24).

I.7.5 Méthodes numériques de résolution d'un problème d'écoulement de

Puissance

I.7.5.1 Méthode de Gauss Seidel

La méthode de GAUSS-SEIDEL est l'une des plus simples méthodes itératives utilisées pour la résolution du problème de l'écoulement de puissance ou généralement pour la résolution d'un ensemble très large d'équations algébriques non linéaires. Cette méthode consiste à enlever séquentiellement chaque nœud et actualiser sa tension en fonction des valeurs disponibles de toutes les tensions des autres nœuds. Pour le cas de l'étude de l'écoulement de puissance, les solutions recherchées sont déduites de la résolution de l'équation nodale suivante :

$$I_i = Y_{i1}V_1 + Y_{i2}V_2 \dots + Y_{in}V_n = \sum_{m=1}^n Y_{im} \cdot V_m \quad (\text{Eq. 1.25})$$

En général, on calcule le vecteur. Qui satisfait le système non linéaire et qui est donné par :

$$V_i^{(k+1)} = \frac{1}{Y_{ii}} \left[\frac{P_i - jQ_i}{(V_i^*)^k} - \sum_{\substack{i=1 \\ i \neq m}}^n Y_{im} V_m^{(k)} \right] \quad (\text{Eq. 1.26})$$

Pour les expressions des puissances actives et réactives, elles sont calculées à partir des deux expressions ci-après respectivement.

$$P_i^{(k+1)} = \Re \left[(V_i^*)^k \left[(V_i^*)^k Y_{ii} - \sum_{\substack{i=1 \\ i \neq m}}^n Y_{im} V_m^{(k)} \right] \right] \quad (\text{Eq. 1.27})$$

$$Q_i^{(k+1)} = -\Im \left[(V_i^*)^k \left[(V_i^*)^k Y_{ii} - \sum_{\substack{i=1 \\ i \neq m}}^n Y_{im} V_m^{(k)} \right] \right] \quad (\text{Eq. 1.28})$$

La convergence du système est atteinte lors que la condition suivante est satisfaite : (10-3)

$$\max |V^{k+1} V^k| \leq \varepsilon \quad (\text{Eq. 1.29})$$

Dans le cas pratique, la condition d'arrêt est choisie par rapport aux puissances actives et réactives.

$$\max |P^{k+1} P^k| \leq \varepsilon \quad (\text{Eq. 1.30})$$

$$\max |Q^{k+1} Q^k| \leq \varepsilon \quad (\text{Eq. 1.31})$$

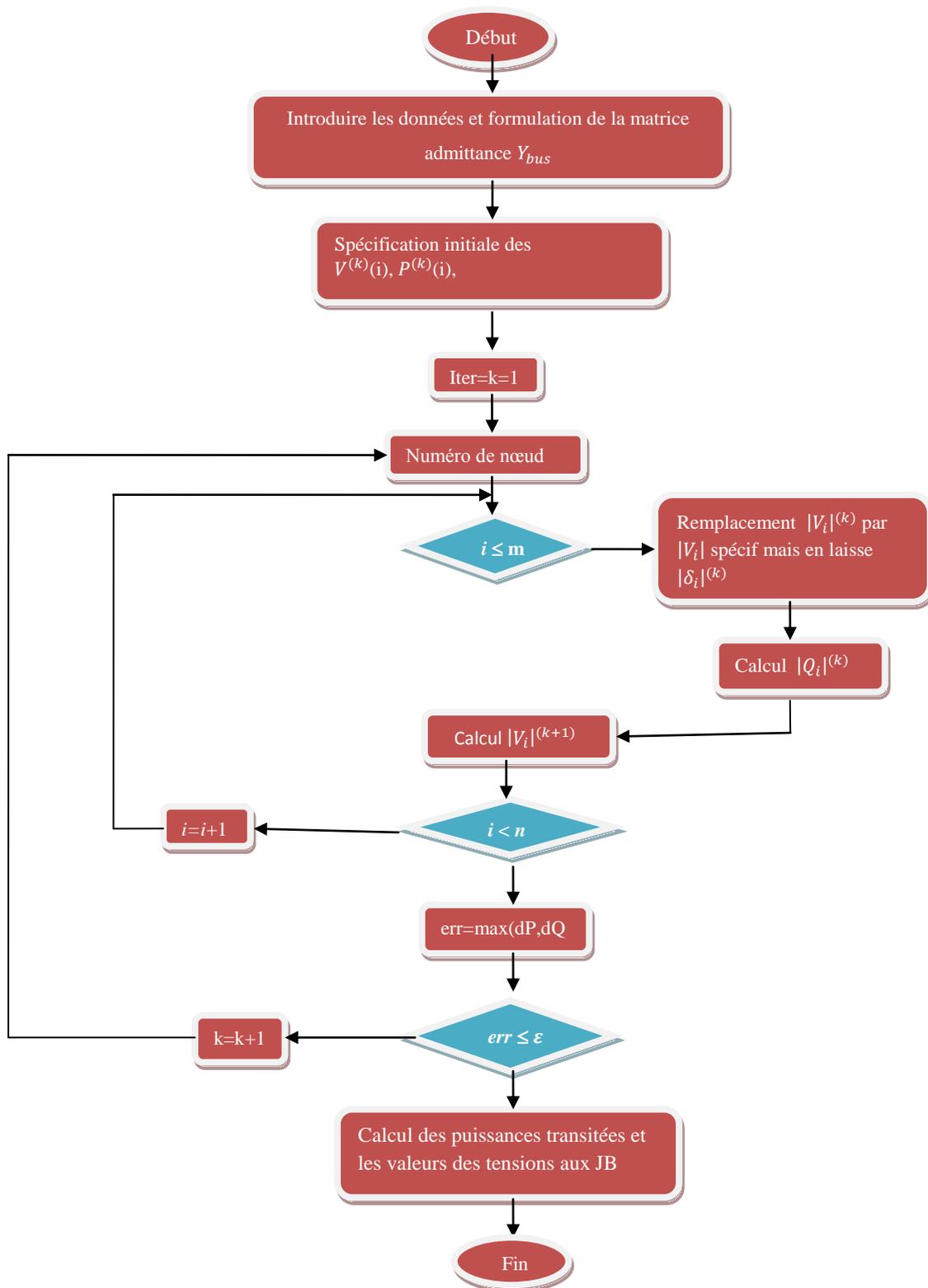


Figure I.12: Organigramme de la méthode de GAUSS-SEIDEL

I.7.5.2 Méthode de Gauss Seidel avec accélération :

La méthode de Gauss-Seidel avec accélération utilise le même processus que celle de Gauss-Seidel sans accélération sauf que la valeur calculée sera accélérée avant d'être introduite dans le calcul de la prochaine valeur (nouvelle itération). La valeur accélérée est calculée à partir de l'expression suivante :

$$V_i^{(k+1)} = V_i^{(k)} + \alpha \times \Delta V_i^{(k+1)} \quad (\text{Eq. 1.32})$$

On calcule $V_i^{(k+1)}$ après chaque itération en utilisant l'expression suivante :

$$\Delta V_i^{(k+1)} = V_i^{(k+1)} - V_i^{(k)} \quad (\text{Eq. 1.33})$$

Les calculs s'arrêtent lorsque la condition suivante est vérifiée :

$$\left| \Delta V_i^{(k+1)} \right| \leq \varepsilon \quad (\text{Eq. 1.34})$$

Le coefficient α est dit « coefficient d'accélération de convergence ». Chaque réseau possède son propre facteur optimal qui permet de réduire considérablement le nombre d'itération, par conséquent le temps de calcul. Ce facteur est compris généralement entre 1.4 et 1.8 [08].

I.7.5.3 Méthode de Newton-Raphson :

Cette méthode nécessite plus de temps par itération que celle de Gauss-Seidel, alors qu'elle ne demande que quelques itérations même pour les grands réseaux. Par conséquent, cette méthode permet de réduire fortement le temps d'exécution du calcul de l'écoulement de puissance surtout pour les grands réseaux. Par contre, elle nécessite une très grande mémoire de stockage. Les expressions des puissances actives et réactives de chaque nœud i du réseau peuvent se mettre sous la forme ci-dessous :

$$\begin{cases} P_i = \sum_{m=1}^n |V_i| |V_m| |Y_{im}| \cos(\delta_m - \delta_i + \theta_{im}) \\ Q_i = - \sum_{m=1}^n |V_i| |V_m| |Y_{im}| \sin(\delta_m - \delta_i + \theta_{im}) \end{cases} ; i = 1, 2, \dots, n \quad (\text{Eq. 1.35})$$

Avec :

i : Représente le nœud de référence

n : Nombre de nœuds

i : Numéro du nœud

Après développement de P_i et Q_i en série de TAYLOR autour de la première approximation :

$$\begin{cases} P_i = P_i^{(0)} + \left(\frac{\partial P_i}{\partial \delta_2}\right)^{(0)} \Delta \delta_2^{(0)} + \dots + \left(\frac{\partial P_i}{\partial \delta_n}\right)^{(0)} \Delta \delta_n^{(0)} + \left(\frac{\partial P_i}{\partial |V_2|}\right)^{(0)} \Delta V_2^{(0)} + \left(\frac{\partial P_i}{\partial |V_n|}\right)^{(0)} \Delta V_n^{(0)} \\ Q_i = Q_i^{(0)} + \left(\frac{\partial Q_i}{\partial \delta_2}\right)^{(0)} \Delta \delta_2^{(0)} + \dots + \left(\frac{\partial Q_i}{\partial \delta_n}\right)^{(0)} \Delta \delta_n^{(0)} + \left(\frac{\partial Q_i}{\partial |V_2|}\right)^{(0)} \Delta V_2^{(0)} + \left(\frac{\partial Q_i}{\partial |V_n|}\right)^{(0)} \Delta V_n^{(0)} \end{cases}$$

(Eq. 1.36)

A partir de la relation de $\begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix}$

$$\text{Avec } \begin{cases} \Delta P_i^{(0)} = P_i - P_i^{(0)} \\ \Delta Q_i^{(0)} = Q_i - Q_i^{(0)} \end{cases} \quad (\text{Eq. 1.37})$$

Les deux systèmes d'équation (1.36) et (1.37) donnent :

$$\begin{bmatrix} \Delta P_2^{(0)} \\ \vdots \\ \Delta P_n^{(0)} \\ \Delta Q_2^{(0)} \\ \vdots \\ \Delta Q_n^{(0)} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \left(\frac{\Delta P_2}{\partial \delta_2}\right)^{(0)} & \dots & \left(\frac{\Delta P_2}{\partial \delta_n}\right)^{(0)} & \left(\frac{\Delta P_2}{\partial |V_2|}\right)^{(0)} & \dots & \left(\frac{\Delta P_2}{\partial |V_n|}\right)^{(0)} \\ \vdots & \ddots & \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ \left(\frac{\Delta P_n}{\partial \delta_2}\right)^{(0)} & \dots & \left(\frac{\Delta P_n}{\partial \delta_n}\right)^{(0)} & \left(\frac{\Delta P_n}{\partial |V_2|}\right)^{(0)} & \dots & \left(\frac{\Delta P_n}{\partial |V_n|}\right)^{(0)} \\ \left(\frac{\Delta Q_2}{\partial \delta_2}\right)^{(0)} & \dots & \left(\frac{\Delta Q_2}{\partial \delta_n}\right)^{(0)} & \left(\frac{\Delta Q_2}{\partial |V_2|}\right)^{(0)} & \dots & \left(\frac{\Delta Q_2}{\partial |V_n|}\right)^{(0)} \\ \vdots & \ddots & \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ \left(\frac{\Delta Q_n}{\partial \delta_2}\right)^{(0)} & \dots & \left(\frac{\Delta Q_n}{\partial \delta_n}\right)^{(0)} & \left(\frac{\Delta Q_n}{\partial |V_2|}\right)^{(0)} & \dots & \left(\frac{\Delta Q_n}{\partial |V_n|}\right)^{(0)} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \delta_2^{(0)} \\ \vdots \\ \Delta \delta_n^{(0)} \\ \Delta V_2^{(0)} \\ \vdots \\ \Delta V_n^{(0)} \end{bmatrix} \quad (\text{Eq. 1.38})$$

Donc on peut écrire le système comme suit :

$$\begin{bmatrix} \Delta P^{(0)} \\ \Delta Q^{(0)} \end{bmatrix} = [J^{(0)}] \begin{bmatrix} \Delta \delta^{(0)} \\ \Delta |V|^{(0)} \end{bmatrix} \quad (\text{Eq. 1.39})$$

$$\begin{bmatrix} \Delta \delta^{(0)} \\ \Delta |V|^{(0)} \end{bmatrix} = [J^{(0)}]^{-1} \begin{bmatrix} \Delta P^{(0)} \\ \Delta Q^{(0)} \end{bmatrix} \quad (\text{Eq. 1.40})$$

On rappelle que

$$\Delta \delta^{(k)} = \delta_i^{(k+1)} - \delta_i^{(k)} \quad (\text{Eq. 1.41})$$

$$\Delta |V_i|^{(k)} = |V_i|^{(k+1)} - |V_i|^{(k)} \quad (\text{Eq. 1.42})$$

L'adaptation (1.40) avec (1.42) donne :

$$\begin{bmatrix} \delta_i^{(k+1)} \\ |V_i|^{(k+1)} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \delta_i^{(k)} \\ |V_i|^{(k)} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} \Delta \delta^{(k)} \\ \Delta |V_i|^{(k)} \end{bmatrix} \quad (\text{Eq. 1.43})$$

$$\begin{bmatrix} \delta_i^{(k+1)} \\ |V_i|^{(k+1)} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \delta_i^{(k)} \\ |V_i|^{(k)} \end{bmatrix} + [J^{(k)}]^{-1} \begin{bmatrix} \Delta P^{(k)} \\ \Delta Q^{(k)} \end{bmatrix} \quad (\text{Eq. 1.44})$$

En remplaçant l'expression de l'équation (1.40) dans l'équation ci-dessus on aura :

$$\begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix} = [J] \begin{bmatrix} \Delta \delta \\ \Delta |V| \end{bmatrix} \quad (\text{Eq. 1.45})$$

$$\text{Avec : } J = \begin{bmatrix} J_1 & J_2 \\ J_3 & J_4 \end{bmatrix} \quad (\text{Eq. 1.46})$$

J_1 J_2 J_3 et J_4 : sont les sous-matrices de Jacobienne.

Détermination de sous matrice jacobienne J_i

A partir du système (1.35), on peut déterminer les élément de J .

Sous matrice J_1 :

$$\frac{\partial P_i}{\partial \delta_i} = -|Y_{im}| |V_i| |V_m| \sin(\delta_m - \delta_i + \theta_{im}) \quad ; i \neq m \quad (\text{Eq. 1.47})$$

$$\frac{\partial P_i}{\partial \delta_i} = \sum_{\substack{m=1 \\ i \neq m}}^n |Y_{im}| |V_i| |V_m| \sin(\delta_m - \delta_i + \theta_{im}) \quad ; i = m \quad (\text{Eq. 1.48})$$

Sous matrice J_2 :

$$\frac{\partial P_i}{\partial |V_i|} = -|Y_{im}| \cos(\delta_m - \delta_i + \theta_{im}) \quad ; i \neq m \quad (\text{Eq. 1.49})$$

$$\frac{\partial P_i}{\partial |V_i|} = 2|Y_{im}| |V_m| \cos(\theta_{im}) + \sum_{\substack{m=1 \\ i \neq m}}^n |Y_{im}| |V_m| \cos(\delta_m - \delta_i + \theta_{im}) \quad ; i = m \quad (\text{Eq. 1.50})$$

Sous matrice J_3 :

$$\frac{\partial Q_i}{\partial \delta_i} = -|Y_{im}| |V_i| |V_m| \cos(\delta_m - \delta_i + \theta_{im}) \quad ; i \neq m \quad (\text{Eq. 1.51})$$

$$\frac{\partial Q_i}{\partial \delta_i} = \sum_{\substack{m=1 \\ i \neq m}}^n |Y_{im}| |V_i| |V_m| \cos(\delta_m - \delta_i + \theta_{im}) \quad ; i = m \quad (\text{Eq. 1.52})$$

Sous matrice J_4 :

$$\frac{\partial P_i}{\partial |V_i|} = -|V_i| |V_m| \sin(\delta_m - \delta_i + \theta_{im}) \quad ; i \neq m \quad (\text{Eq. 1.53})$$

$$\frac{\partial Q_i}{\partial |V_i|} = -\sum_{\substack{m=1 \\ i \neq m}}^n |Y_{im}| |V_m| \sin(\delta_m - \delta_i + \theta_{im}) - 2|Y_{im}| |V_m| \sin(\theta_{im}) \quad ; i = m \quad (\text{Eq. 1.54})$$

Chapitre I : Généralité sur les réseaux électriques et l'écoulement de puissance.

Les étapes de calcul :

1- A partir des données du système, on prend la matrice d'admittance bus Y_{bus}

2- on estime les valeurs initiales $|V_i|^{(0)}$ et $\delta_i^{(0)}$ pour les nœuds de charge et $\delta_i^{(0)}$ pour les nœuds de contrôle.

3- on calcul P_i et Q_i qui nous donne $\Delta P, \Delta Q$.

4- Formation de la matrice jacobienne J .

5- on trouve l'inverse de jacobienne.

6- on calcul

$$\begin{bmatrix} \Delta \delta \\ \Delta |V| \end{bmatrix} = [J]^{-1} \begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix} \quad (\text{Eq. 1.55})$$

On obtient

$$\delta_i^{(k+1)} = \delta_i^{(k)} + \Delta \delta_i^{(k)} \quad (\text{Eq. 1.56})$$

$$|V_i|^{(k+1)} = |V_i|^{(k)} + \Delta |V_i|^{(k)} \quad (\text{Eq. 1.57})$$

7- le processus se répète jusqu'à ce que la tolérante suivante se vérifie.

$$\text{Max} |P_i^{(k)}| \leq \varepsilon \quad (\text{Eq. 1.58})$$

$$\text{Max} |Q_i^{(k)}| \leq \varepsilon \quad (\text{Eq. 1.59})$$

8- on prend les résultats obtenus.

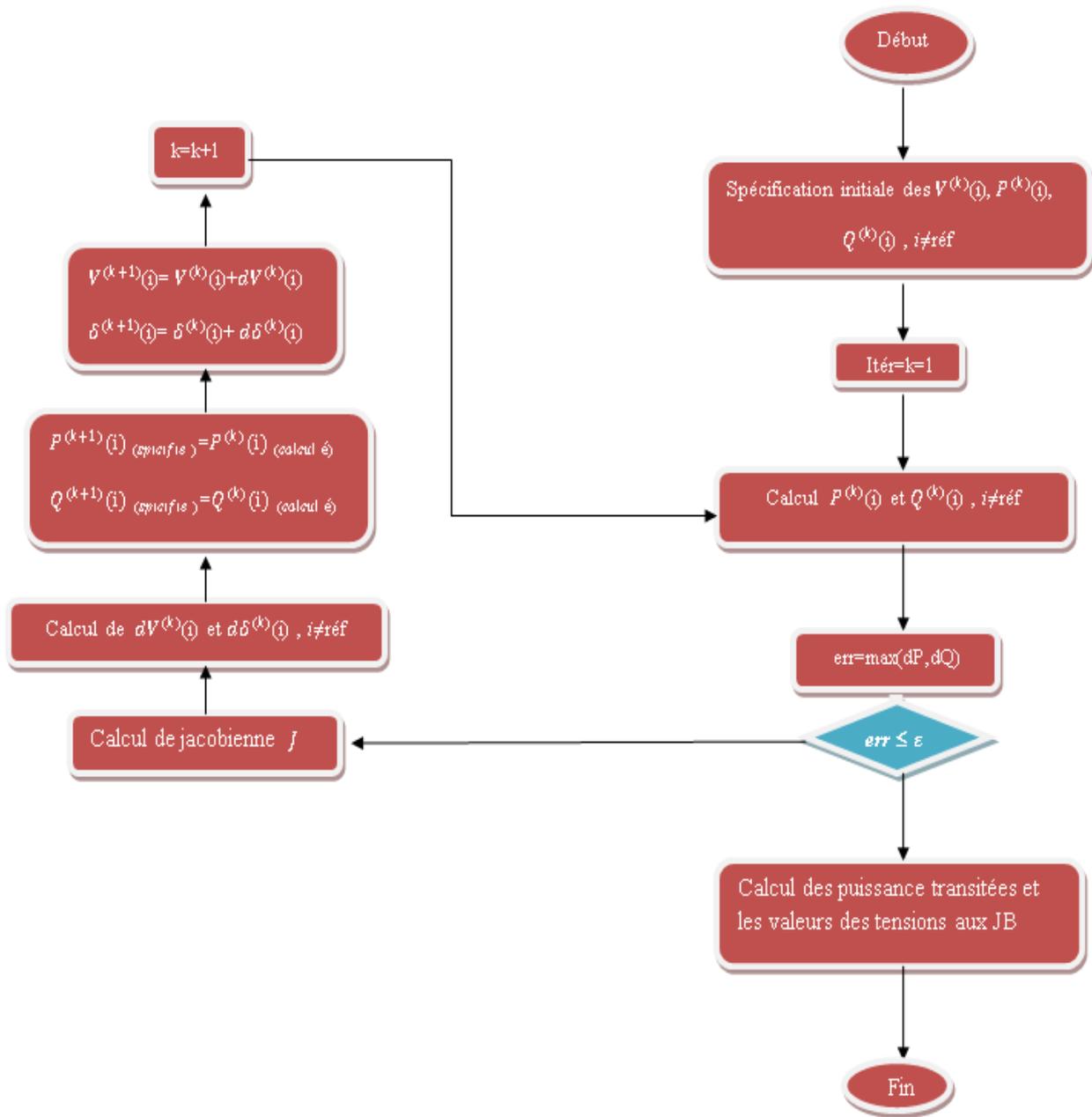


Figure I.13: Organigramme de la méthode de NETWORK-RAPHSON

I.8 Conclusion

Dans ce chapitre nous avons présenté des généralités sur les réseaux électrique leurs composants ainsi que ces Différents types, nous avons aussi présenté le réseau triphasé et ces avantages par rapport au monophasé puis on a vu les Différents structures et Types des lignes utilisés dans les réseaux électriques.

Nous avons aussi vu l'objectif de l'analyse de l'écoulement de puissance ainsi que les méthodes de résolution de ce problème dans les réseaux équilibrés.

Chapitre II

L'écoulement de puissance dans les réseaux de distribution déséquilibrés

II.1 Introduction

L'analyse d'écoulement de puissance s'effectue en général, sur un réseau électrique dont les composantes électriques ainsi que leurs modèles sont connus. Lorsque la modélisation du réseau est précise, les résultats de l'analyse reflètent, de façon assez fiable, les mesures effectuées sur le terrain.

La résolution d'un problème d'écoulement de puissance consiste à calculer les tensions (amplitudes et angles) à chaque nœud du réseau. Lorsque les tensions sont connues, il est possible de déduire les courants (amplitudes et angles) ainsi que la puissance (active et réactive) qui s'écoulent dans le réseau[09].

II.2 Déséquilibre de tensions dans un système triphasé :

Dans un système équilibré en tension ou en courant dans un système triphasés donné, l'amplitude des grandeurs est la même pour chacune des phases, celles-ci étant décalées à 120 degrés entre elles. Si une de ces deux grandeurs n'est pas vérifiée, le système est dit non équilibré. La quantification du phénomène fait appel à la décomposition de la composante fondamentale selon les composantes symétriques de Fortescue. On définit un degré de déséquilibre inverse et un degré de déséquilibre homopolaire :

Dans le tableau suivant nous regarderons la définition du déséquilibre en tension selon certaines normes [10].

Tableau II.1: Définition du taux de déséquilibre en tension

	<i>Norme</i>	<i>Formulation</i>	
1	IEEE Std. 936 1987	$\frac{\text{Max}(V_a, V_b, V_c) - \text{Min}(V_a, V_b, V_c)}{V_{avg}} * 100$	V_a, V_b, V_c sont les tensions ligne-neutre des phases a, b et c $V_{avg} = \frac{V_a + V_b + V_c}{3}$
2	NEMA MG-1993	$\frac{\text{Max}(V_{ab} - V_{avg} , V_{bc} - V_{avg} , V_{ac} - V_{avg})}{V_{avg}} * 100$	V_{ab}, V_{bc}, V_{ac} sont les tensions ligne-ligne $V_{avg} = \frac{V_a + V_b + V_c}{3}$
3	IEEE Std. 141- 1993	$\frac{\text{Max}(V_a - V_{avg} , V_b - V_{avg} , V_c - V_{avg})}{V_{avg}} * 100$	$V_{avg} = \frac{V_a + V_b + V_c}{3}$
4	IEEE Std. 1159- 2009	$VUF_{rel} = \left \frac{V_{(-)}}{V_{(+)}} \right \langle \theta_v^{(-)} - \theta_v^{(+)} \rangle$ $VUF_{rel}^0 = \left \frac{V_0}{V_{(+)}} \right \langle \theta_v^0 - \theta_v^{(+)} \rangle$	$V_2 \langle \theta_v^2 \rangle$: phaseur (module et phase) de la Séquence inverse. $V_1 \langle \theta_v^1 \rangle$: phaseur de la Séquence directe. $V_0 \langle \theta_v^0 \rangle$: phaseur de la Séquence homopolaire

II.3 Modélisation des composants du réseau de distribution :

II.3.1 Ligne de distribution (modèle de câble) :

Espacement asymétrique entre les conducteurs de phase sans transposition est la propriété la plus commune de lignes de distribution. Il est probable que les chutes de tension soient inégales entre les phases, même si l'écoulement de puissance est équilibré le long d'une ligne de distribution. Pour cette raison, la solution de l'écoulement de puissance triphasé déséquilibré nécessitera une modélisation précise de lignes de distribution pour l'analyse de tension en régime permanent.

En outre, en réalité, les charges et les générateurs distribués sont généralement connectés entre les bornes de ligne et neutre pour les systèmes triphasés à 4 fils de phase. Cependant, la plupart des analyses des réseaux de distribution ne tient pas compte des tensions de phase au neutre, donc le déséquilibre de tension est mal calculé. Par conséquent, la tension entre le neutre et la terre (NEV) à chaque nœud peut être estimée ici pour un système avec neutre à plusieurs prises de terre. Dans le cas conditionné par l'écoulement de puissance déséquilibré, le courant de retour sera divisé entre le neutre et la terre. La somme des courants de retour est divisée entre le circuit de neutre et la terre dépend principalement des impédances d'un conducteur neutre et d'une électrode de mise à la terre. Par compte tenu de cela, contrairement à la matrice d'impédance de phase de Kersting [11], les conducteurs neutres peuvent être représentés explicitement ici dans l'impédance série des lignes / câbles. Depuis l'équivalent des impédances de dérivation des lignes / câbles (par exemple charge de ligne condensateur) a un impact négligeable sur la chute de tension des réseaux de distribution, seules les impédances en série sont considérées ici. Les équations de ligne de Carson ont été utilisées pour générer une matrice d'impédances série pour la ligne / câble. Fig. 2.1 représente une Ligne aérienne triphasée à 4 fils et son circuit équivalent. Chute de tension le long d'une ligne basée sur l'impédance primitive La matrice (A.1) telle que la figure peut être calculée comme suit:

$$\begin{bmatrix} V_a(i) \\ V_b(i) \\ V_c(i) \\ V_n(i) \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} V_a(i-1) \\ V_b(i-1) \\ V_c(i-1) \\ V_n(i-1) \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} Z_{aa} & Z_{ab} & Z_{ac} & Z_{an} \\ Z_{ba} & Z_{bb} & Z_{bc} & Z_{bn} \\ Z_{ca} & Z_{cb} & Z_{cc} & Z_{cn} \\ Z_{na} & Z_{nb} & Z_{nc} & Z_{nn} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} J_a(i) \\ J_b(i) \\ J_c(i) \\ -J_n(i) \end{bmatrix} \quad (\text{Eq. 2.1})$$

Où

$V_{a,b,c,n}(i)$ sont les tensions de phase et neutre du nœud i référencé à leur propre terre locale,

$J_{a,b,c,n}(i)$ sont les courants de phase et le neutre du branchement entrante au nœud i^{em}

Afin de résoudre la chute de tension en (2.1), phase et neutre.

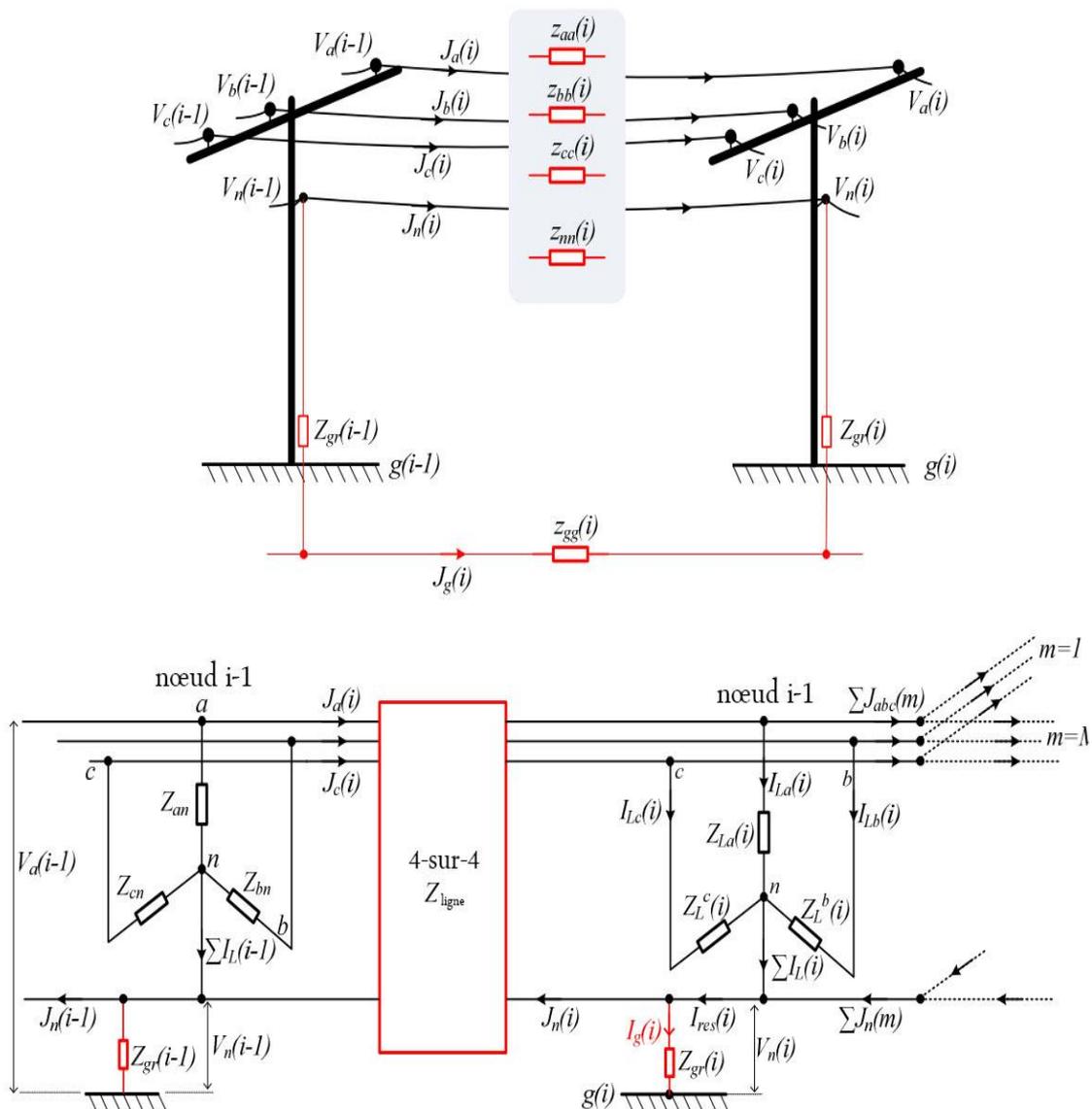


Figure II.1: Segment de ligne aérienne à 4 fils triphasé typique (supérieur); et son représentation généralisée du circuit (en bas)

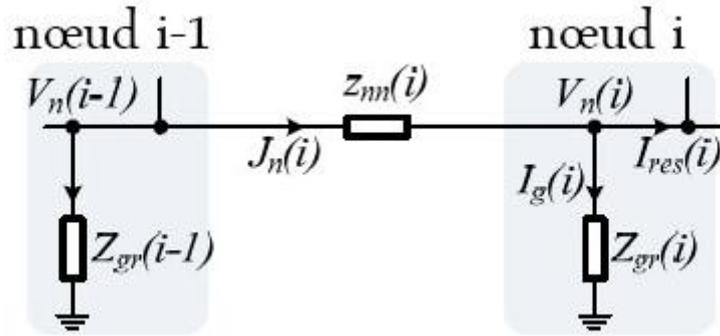


Figure II.2: Le circuit de neutre et de mise à la terre. Les directions de courant sont assorties au circuit de Carson.

Les courants de branche doivent être déterminés avec précision pendant le balayage vers l'arrière. Pour le calcul de courant J_n de la branche neutre, trois contraintes sont introduites comme en (2.2) - (2.3) et comme indiqué sur la figure (2.2) [12].

$$I_g(i) = V_n(i) / Z_{gr}(i) \quad (\text{Eq. 2.2})$$

$$J_n(i) = I_g(i) + I_{res}(i) \quad (\text{Eq. 2.3})$$

Et la dernière contrainte est définie par la dernière ligne de (2.1):

$$V_n(i-1) - V_n(i) = [Z_{an} \ Z_{ba} \ Z_{ca}] \cdot \begin{bmatrix} J_a \\ J_b \\ J_c \end{bmatrix} + Z_{nn} \cdot J_n = [Z_{in}] [J_{abc}] + Z_{nn} \cdot J_n \quad (\text{Eq. 2.4})$$

En combinant (2.2) - (2.3), le courant de neutre de la dérivation est fourni en termes de tension neutre du nœud parent, l'impédance de mise à la terre du nœud local, les courants de la phase de branchement entrante, et le courant résiduel qui est calculé par sommation de toutes les sous-branches:

$$J_n(i) = \frac{V_n(i-1) - [Z_{in}(i)] [J_{abc}(i)] + I_{res}(i) \cdot Z_{gr}(i)}{Z_{gr}(i) + Z_{nn}(i)} \quad (\text{Eq. 2.5})$$

Où I_{res} est le courant résiduel et calculé comme:

$$I_{res}(i) = \sum_{k=\{a,b,c\}} I_{L,k}(i) + \sum_{k=\{a,b,c\}} I_{sh,k}(i) + \sum_{m \in M} J_n(m) \quad (\text{Eq. 2.6})$$

M est l'ensemble des sous-branches qui se divise sur le nœud i^{em} , $I_L(i)$ et $I_{Sh}(i)$ indiquent les courants de charge et de condensateur shunt respectivement; absorbé par le nœud i^{em} . Les courants de phase le long de la branche sont déterminés comme donnés en (2.7) pendant le balayage en arrière et enfin, les nécessaires courants de branchement seront complétés pour calculer les chutes de tension dans (2.1).

$$\begin{bmatrix} J_a(i) \\ J_b(i) \\ J_c(i) \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} I_{L,a}(i) + I_{S\boxplus,a}(i) \\ I_{L,b}(i) + I_{S\boxplus,b}(i) \\ I_{L,c}(i) + I_{S\boxplus,c}(i) \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} \left(\frac{S_{gen,a}}{V_a(i)-V_n(i)}\right)^* \\ \left(\frac{S_{gen,b}}{V_b(i)-V_n(i)}\right)^* \\ \left(\frac{S_{gen,c}}{V_c(i)-V_n(i)}\right)^* \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} \sum_{m \in M} J_a(m) \\ \sum_{m \in M} J_b(m) \\ \sum_{m \in M} J_c(m) \end{bmatrix} \quad (\text{Eq. 2.7})$$

$S_{gen}(i)$ est la puissance apparente du générateur PQ constant connecté au i^{em} nœud.

II.3.2 Modèle de charge :

Par rapport aux réseaux de transmission, divers types de charge équilibrées et déséquilibrées existent dans les réseaux de distribution selon le nombre de phases (1 ou 3 phases) et type de connexion (triangle ou étoile). De plus, dans le sens de caractéristiques de consommation d'électricité, puissance constante, courant constant, admittance constante ou toutes combinaisons doit être effectuée pour les modèles de charge mise à la terre. Si le profil de charge mesuré est disponible avec un certain intervalle de temps, alors la classe de puissance constante peut être une sélection préférée parmi les autres caractéristiques de charge. Pour certains cas, seule la densité de charge le long d'une ligne est spécifiée en termes de KVA/km et généralement être supposé uniformément distribué pour la simplicité. Conformément à cela, les charges peuvent être classées en outre comme des charges ponctuelles et uniformément distribué. La Fig. 2.3 montre les charges ponctuelles en étoile et en triangle. Le tableau 2.2 résume les équations du modèle où I_k , V_k représentent les charges des courants de phase et les tensions à k itération, respectivement. De la puissance nominale spécifiée (S_L) et évalué niveaux de tension (V_{nom}) des charges, le courant nominal (I_{nom}) et les valeurs d'admittance nominale (Y_{nom}) par phase sont déterminées à utiliser dans le tableau 2.2 :

$$\begin{cases} I_{L,a}^{nom} = \left(\frac{S_{L,a}}{V_a^{nom}}\right)^*, Y_{L,a}^{nom} = \frac{(S_{L,a})^*}{|V_a^{nom}|^2} & \text{pour } Y_g \\ I_{L,ab}^{nom} = \left(\frac{S_{L,ab}}{V_a^{nom}-V_b^{nom}}\right)^*, Y_{L,ab}^{nom} = \frac{(S_{L,ab})^*}{|V_a^{nom}-V_b^{nom}|^2} & \text{pour } \Delta \end{cases} \quad (\text{Eq. 2.8})$$

Chapitre II : L'écoulement de puissance dans les réseaux de distribution déséquilibrés

La matrice T utilisée dans le tableau 2.2 fournit la transformation des courants de phase dans les courants de ligne qui sont finalement nécessaire pour calculer les courants de branche.

$$T = \begin{bmatrix} 1 & 0 & -1 \\ -1 & 1 & 0 \\ 0 & -1 & 1 \end{bmatrix} \quad (\text{Eq. 2.9})$$

Sans perte de généralité, les modèles de générateurs considérés dans ce travail seront équivalents à la puissance négative constante des charges. Puisque la plupart des générateurs connectés à MT et Les réseaux de distribution BT fonctionnent en mode de puissance constante.

Tableau II.2: équations du modèle de charge.

	constante complexe de Puissance	Constant du Courant	Constant d' Admittance (impédance)
charge Mis à la terre connecté en étoile	$\begin{bmatrix} I_{L,a}^k \\ I_{L,b}^k \\ I_{L,c}^k \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \left(\frac{S_{L,a}}{V_a^{k-1} - V_n^{k-1}} \right)^* \\ \left(\frac{S_{L,b}}{V_b^{k-1} - V_n^{k-1}} \right)^* \\ \left(\frac{S_{L,c}}{V_c^{k-1} - V_n^{k-1}} \right)^* \end{bmatrix}$	$\begin{bmatrix} I_{L,a}^k \\ I_{L,b}^k \\ I_{L,c}^k \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} I_{L,a}^{nom} \\ I_{L,b}^{nom} \\ I_{L,c}^{nom} \end{bmatrix}$	$\begin{bmatrix} I_{L,a}^k \\ I_{L,b}^k \\ I_{L,c}^k \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Y_{L,a}^{nom} \cdot V_a^{k-1} \\ Y_{L,b}^{nom} \cdot V_b^{k-1} \\ Y_{L,c}^{nom} \cdot V_c^{k-1} \end{bmatrix}$
charge connecté en triangle	$\begin{bmatrix} I_{L,a}^k \\ I_{L,b}^k \\ I_{L,c}^k \end{bmatrix} = T \cdot \begin{bmatrix} \left(\frac{S_{L,ab}}{V_a^{k-1} - V_b^{k-1}} \right)^* \\ \left(\frac{S_{L,bc}}{V_b^{k-1} - V_c^{k-1}} \right)^* \\ \left(\frac{S_{L,ca}}{V_c^{k-1} - V_a^{k-1}} \right)^* \end{bmatrix}$	$\begin{bmatrix} I_{L,a}^k \\ I_{L,b}^k \\ I_{L,c}^k \end{bmatrix} = T \cdot \begin{bmatrix} I_{L,ab}^{nom} \\ I_{L,bc}^{nom} \\ I_{L,ca}^{nom} \end{bmatrix}$	$\begin{bmatrix} I_{L,a}^k \\ I_{L,b}^k \\ I_{L,c}^k \end{bmatrix} = T \cdot \begin{bmatrix} Y_{L,ab}^{nom} \cdot (V_a^{k-1} - V_b^{k-1}) \\ Y_{L,bc}^{nom} \cdot (V_b^{k-1} - V_c^{k-1}) \\ Y_{L,ca}^{nom} \cdot (V_c^{k-1} - V_a^{k-1}) \end{bmatrix}$

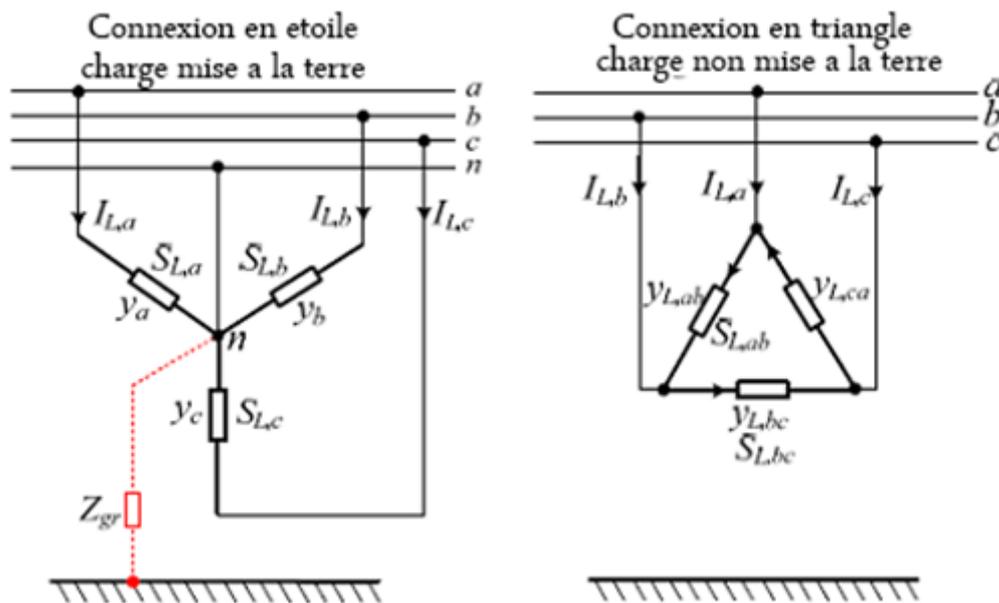


Figure II.3: Charge ponctuelle en étoile (à gauche) et en triangle (à droite).

II.3.3 Modèle triphasé du transformateur à deux enroulements :

En ce qui concerne les réseaux de distribution Algériens, 10 KV ou Les réseaux de distribution MT 5 KV sont généralement utilisés pour les réseaux de sous-transmission de 60 KV ou 110 kV par sous-stations qui contiennent généralement triangle- triangle (Δ - Δ) Type de connexion des transformateurs avec changeurs de prises en charge. D'autre part, 400-V triphasé 4 fils la branche secondaire des distributeurs d'alimentation se branchent sur les branchements MT le long du triangle - transformateurs à triangle en étoile (Δ -Y) avec décharge à vide changeurs.

La modélisation des transformateurs de distribution triphasés en phase coordonnées nécessite plus d'attention en raison de la possibilité de ayant des matrices mal conditionnées pour certains types de transformateurs. Fondamentalement, deux approches de modélisation existent. L'approche directe est basée sur l'application des boucles de tension et de courant de Kirchoff pour tous les deux circuits primaire et secondaire du transformateur [13]. Cette approche modélisation de transformateur est développée uniquement pour BFS algorithme d'écoulement de puissance. L'autre méthode génère une matrice d'admittance nodale qui représente des configurations de transformateurs triphasés [14] - [15]. L'opérabilité de la

matrice d'admittance nodale basée sur la matrice approche de modélisation est plus vaste et il est capable de soutenir tout algorithme d'écoulement de puissance. Cependant, la matrice problème de certaines configurations de transformateur conduit à une mise en œuvre limitée de la matrice d'admittance nodale approche. Dans ce travail, une modélisation matricielle à admittance nodale adaptée à l'algorithme d'écoulement de puissance BFS a été développée. Problème de la singularité de la matrice est souligné, puis fixé par l'introduction de contraintes supplémentaires sur la matrice d'admittance de nœud du transformateur. Bien que la modélisation du transformateur abaisseur de type (Δ -Y) sera présenté ici, la même méthodologie de modélisation peut être appliquée à les autres types de connexion des transformateurs à deux enroulements. On supposera que dans le côté secondaire ligne à ligne les tensions sont en retard par rapport aux tensions ligne-à-ligne du côté primaire par 30° qui représente la classe prédominante de transformateur (Δ -Y) en Europe Fig. 2.4. À cette considération, les courants terminaux du côté secondaire seront également en retard par rapport aux courants terminaux du côté primaire de 30° . Comme une autre hypothèse, l'impédance magnétisante du transformateur est suffisamment élevée à négliger par rapport à l'impédance de fuite. De plus, chaque enroulement de phase primaire-secondaire est supposé être formé par séparés et identiques transformateurs monophasés (c'est pourquoi on l'appelle aussi triphasé banque de transformateurs). Cela rend les couplages croisés entre les enroulements primaires et secondaires zéro et simplifie la modélisation mathématique des transformateurs avec tolérables erreurs. En outre, l'admittance mutuelle (m) entre chaque la phase sera supposée égale à la fuite d'enroulement d'admittances ($y = m$). Comme première étape du calcul de la matrice d'admittance des nœuds, la matrice d'admittance primitive (Y_{prim}) qui représente la relation entre les tensions de phase et les courants du primaire et des circuits secondaires sont formés. Ensuite, les matrices de connexion (C et D) transforment les quantités de phase dans les quantités du nœud, ainsi, les tensions et les courants de nœud résultant peuvent être directement utilisés dans la solution d'écoulement de puissance.

$$\underbrace{C^T \cdot I_{ph}}_{I_{nœud}} = \underbrace{D \cdot Y_{prim} \cdot C}_{Y_{nœud}} \cdot V_{nœud} \quad (\text{Eq. 2.10})$$

Chaque configuration de transformateur aura son propre admittance primitive et matrices de connexion. Pour ça raison, il sera nécessaire de stocker les résultants matrices d'admittance du nœud pour diverses configurations de transformateur [13].

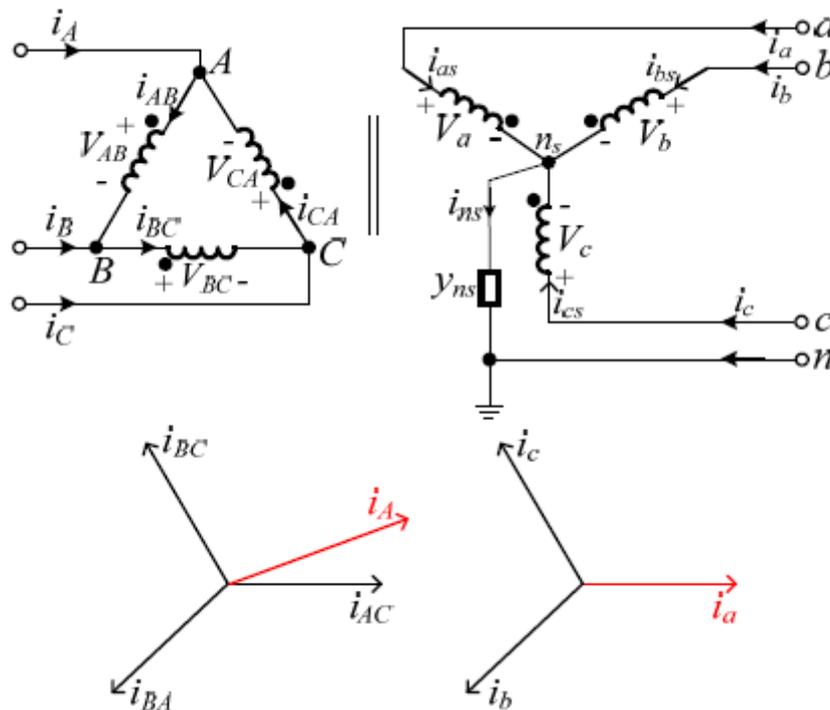


Figure II.4: Connexion de la banque de transformateurs (Δ -Y) et sa séquence positive

Dans l'outil de solution d'écoulement de puissance. La matrice d'impédance primitive Y_{prim} , les matrices de connexion (C, D) et La matrice d'admittance du nœud Y_{noeud} est donnée en annexe sur la Fig.2.4 Concernant l'algorithme d'écoulement de puissance BFS, les courants de phase côté primaire sont calculés en termes des courants de côté secondaire et tensions en marche arrière. De même, les tensions aux bornes du secondaire sont exprimées en termes des tensions et les courants du côté primaire pendant l'étape suivante. Ceci est résumé dans le tableau 2.2 basé sur (A.2). Cependant, il peut être étudié à partir de (A.2) que les sous-matrices de \overline{Y}_{pp} et \overline{Y}_{ps} ne sont pas inversibles et seulement deux des trois équations dans ces sous-matrices sont linéairement indépendant. Pour cette raison, des contraintes supplémentaires doivent être introduit de telle sorte que les singularités de \overline{Y}_{pp}^{-1} et \overline{Y}_{ps}^{-1} sont évités. La première contrainte est introduite par l'inexistence de tension homopolaire du côté triangle du transformateur afin que la somme des tensions ligne-à-ligne côté primaire sera nulle. L'autre contrainte vient avec une relation entre le les courants et les tensions mise à la terre du côté de transformateur. Ainsi, comme indiqué (A.2), si les courants secondaires sont résumés,

$$\sum I_s = i_a + i_b + i_c = -y(V_{AB} + V_{BC} + V_{CA}) - y(V_{ag} + V_{bg} + V_{cg}) \quad (\text{Eq. 2.11})$$

Alors l'équation de balayage vers l'avant dans le tableau 2.3 est mise à jour par imposer (2.11) dans sa troisième rangée comme:

$$\underbrace{\begin{bmatrix} - & - & - \\ y & y & y \end{bmatrix}}_{Y_{ps}} \underbrace{\begin{bmatrix} V_{ag} \\ V_{bg} \\ V_{cg} \end{bmatrix}}_{V_s} = \underbrace{\begin{bmatrix} - & - & - \\ - \sum I_s \end{bmatrix}}_{I_p} - \underbrace{\begin{bmatrix} - & - & - \\ 0 & 0 & 0 \end{bmatrix}}_{Y_{pp}} \cdot V_p \quad (\text{Eq. 2.12})$$

Et le nouveau Y_{ps} mis à jour devient une matrice inversible. Sur d'autre part, en ce qui concerne le pas en arrière; Y_{sp} était déjà inversible donc il n'y a pas besoin d'introduire des contraintes pour le balayage en arrière.

Tableau II.3: Modèle de transformateur valide pour toutes les configurations: courant et calcul de tension pour les étapes BFS.

<i>Étape précédente</i>	<i>Étape suivante</i>
<p>Étape 1. $V_p = (\overline{Y_{sp}})^{-1} \cdot (I_s - \overline{Y_{ss}} V_s)$</p> <p>Étape 2. $I_p = \overline{Y_{pp}} V_p + \overline{Y_{ps}} V_s$</p>	<p>Étape 1. $V_s = (\overline{Y_{ps}})^{-1} \cdot (I_p - \overline{Y_{pp}} V_p)$</p>

II.3.4 Calcul des pertes actives du réseau :

Quelle que soit la méthode de calcul utilisée, le total des pertes de branchement des réseaux de distribution peuvent être calculées une fois les tensions de nœud et les courants de branche dans tout le réseau sont obtenus avec précision après l'exécution d'une simulation de l'écoulement de puissance. Bien que l'impédance de branche puisse être utilisée pour estimer les pertes de puissance au moyen de I^2R , cette méthode donne lieu à une solution inexacte due aux couplages mutuels de phase dans 3- systèmes de phase. En général, la perte dissipée le long d'une branche est équivalent à la différence entre la puissance entrante au branche et la puissance sortante de branche.

$$S_{perte,k} = S_{fbus,k} - S_{tbus,k} = \begin{bmatrix} V_{fbus,k}^a \cdot (I_{fbus,k}^a)^* \\ V_{fbus,k}^b \cdot (I_{fbus,k}^b)^* \\ V_{fbus,k}^c \cdot (I_{fbus,k}^c)^* \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} V_{tbus,k}^a \cdot (I_{tbus,k}^a)^* \\ V_{tbus,k}^b \cdot (I_{tbus,k}^b)^* \\ V_{tbus,k}^c \cdot (I_{tbus,k}^c)^* \end{bmatrix} \quad (\text{Eq. 2.13})$$

Où $S_{fbus,k}$, désigne la puissance apparente entrante dans le k^{em} branche et $S_{tbus,k}$, se réfère à la puissance apparente quittante le k^{em} branche.

II.4 Résolution des systèmes triphasés déséquilibrés:

Il existe deux méthode pour la résolution des systèmes déséquilibrés sans neutre : une méthode matricielle et une méthode consistant en un changement de base appelé ‘‘utilisation des composantes symétriques’’ non mentionnée ici.

II.4.1 Méthode matricielle :

Tout système déséquilibré peut être ramené à un système équivalent avec générateurs et charges en étoile. Ce système équivalent sera donc conforme au schéma ci-dessous. En générale, les tensions V_1 à V_3 sont considérées comme invariable et on s'intéresse à la détermination des tensions V_{1N} à V_{3N} qui sont les tensions effectives appliquées au charges connaissant les impédances de charges. Ce calcul revient à la détermination des courants I_1 à I_3 ce système amène les équations suivantes [16]:

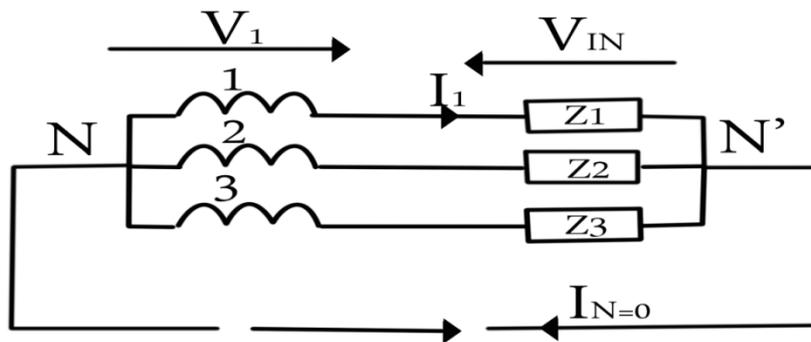


Figure II.5: Schéma simplifier d'une ligne triphasé.

$$V_1 = Z_1 I_1 + V_{N'N} = V_{1N} + V_{N'N} \quad (\text{Eq. 2.14})$$

$$V_2 = Z_2 I_2 + V_{N'N} = V_{2N} + V_{N'N} \quad (\text{Eq. 2.15})$$

$$V_3 = Z_3 I_3 + V_{N'N} = V_{3N} + V_{N'N} \quad (\text{Eq. 2.16})$$

$$I_1 + I_2 + I_3 = 0 \quad (\text{Eq. 2.17})$$

En ajoutant les trois premières équations, on aboutit à : $3VN \cdot N = -(V_{1N} - V_{1N} - V_{1N})$

Le système se ramène donc à :

$$V_1 = \left(\frac{2}{3}\right) V_{1N} - \left(\frac{1}{3}\right) V_{2N} - \left(\frac{1}{3}\right) V_{3N} \quad (\text{Eq. 2.18})$$

$$V_2 = \left(-\frac{1}{3}\right) V_{1N} + \left(\frac{2}{3}\right) V_{2N} - \left(\frac{1}{3}\right) V_{3N} \quad (\text{Eq. 2.19})$$

$$V_3 = \left(-\frac{1}{3}\right) V_{1N} - \left(\frac{1}{3}\right) V_{2N} + \left(\frac{2}{3}\right) V_{3N} \quad (\text{Eq. 2.20})$$

$$I_1 + I_2 + I_3 = 0 \quad (\text{Eq. 2.21})$$

Il est possible de remarquer dès à présent que la troisième équation est une combinaison linéaire des deux premières (en effet $V_3 = -V_1 - V_2$). Ainsi elle n'apporte aucune information supplémentaire dans le système et peut être éliminée.

Par ailleurs, la dernière équation peut s'écrire : $I_1 + I_2 + I_3 = \frac{V_{1N}}{Z_1} + \frac{V_{2N}}{Z_2} + \frac{V_{3N}}{Z_3} = 0$

Ainsi, l'ensemble des équations se ramène au système suivant :

$$\frac{2}{3} V_{1N} - \frac{1}{3} V_{2N} - \frac{1}{3} V_{3N} = V_1 \quad (\text{Eq. 1.22})$$

$$-\frac{1}{3} V_{1N} + \frac{2}{3} V_{2N} - \frac{1}{3} V_{3N} = V_2 \quad (\text{Eq. 1.23})$$

$$\frac{V_{1N}}{Z_1} + \frac{V_{2N}}{Z_2} + \frac{V_{3N}}{Z_3} = 0 \quad (\text{Eq. 1.24})$$

Il est préférable, à ce stade d'écrire la relation matricielle :

$$\begin{bmatrix} \frac{2}{3} & -\frac{1}{3} & -\frac{1}{3} \\ -\frac{1}{3} & \frac{2}{3} & -\frac{1}{3} \\ \frac{1}{Z_1} & \frac{1}{Z_2} & \frac{1}{Z_3} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_{1N} \\ V_{2N} \\ V_{3N} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} V_1 \\ V_2 \\ 0 \end{bmatrix} \text{ on d'écire } M \cdot \begin{bmatrix} V_{1N} \\ V_{2N} \\ V_{3N} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} V_1 \\ V_2 \\ 0 \end{bmatrix} \text{ ou la matrice } M = \begin{bmatrix} \frac{2}{3} & -\frac{1}{3} & -\frac{1}{3} \\ -\frac{1}{3} & \frac{2}{3} & -\frac{1}{3} \\ \frac{1}{Z_1} & \frac{1}{Z_2} & \frac{1}{Z_3} \end{bmatrix}$$

(Eq. 1.25)

La résolution du système va se ramener à l'inversion de la matrice M et à l'écriture, une fois

Cette opération réalisée, des relations :

$$\begin{bmatrix} V_{1N} \\ V_{2N} \\ V_{3N} \end{bmatrix} = M \cdot \begin{bmatrix} V_1 \\ V_2 \\ 0 \end{bmatrix}$$

Par ailleurs, on obtiendra les courants avec :

$$\begin{bmatrix} I_1 \\ I_2 \\ I_3 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{1}{Z_1} & 0 & 0 \\ 0 & \frac{1}{Z_2} & 0 \\ 0 & 0 & \frac{1}{Z_3} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_{1N} \\ V_{2N} \\ V_{3N} \end{bmatrix} \quad (\text{Eq. 1.26})$$

II.4.2 La méthode BFS:

La méthode BFS est sélectionnée ici comme le solveur le plus approprié en raison de sa simplicité et de ses meilleures performances de convergence par rapport aux méthodes Gauss-like et NR basées sur l'hypothèse des structures de réseau radial. Le principal avantage de l'algorithme BFS est l'application directe des lois de tension et de courants du Kirchoff.

De cette manière, les courants de dérivation et les tensions de nœud sont mis à jour en parcourant entre la racine (source ou nœud bilan) nœud et nœud de fin de manière itérative Fig. 2.7. En précisant les tensions de nœud initiales et puissances nominales des composants shunt (charges, batteries de condensateurs et générateurs), le balayage vers l'arrière met à jour les courants de branche par sommation des sous-branches et les courants de dérivation à partir des nœuds d'extrémité vers le nœud racine. De même, à partir du nœud racine spécifié et la connaissance de la tension et les courants du branche de précédente balayage vers l'arrière, les tensions de nœud sont mises à jour à partir de nœud racine vers les nœuds d'extrémité au moyen des chutes de tension le long les branches. Donc itération unique d'avant le balayage en arrière est terminé. Si les capacités des charges de ligne sont négligées, deux équations générales telles que mentionnées à la Fig. 2.7 balayage vers l'arrière et vers l'avant peut être écrit comme (1.27) - (1.28) respectivement.

$$J_i^{tbus} = J_i^{fbus} = \underbrace{I_i}_{\text{courants de shunt}} + \underbrace{\sum J_{\text{sous-branche}}^{fbus}}_{\text{courants de sous-branche}} \quad (\text{Eq. 1.27})$$

$$V_i = V_{i-1} - J_i^{fbus} \cdot Z_{\text{branche}} \quad (\text{Eq. 1.28})$$

Le balayage arrière-avant consécutif est terminé lorsque la différence des amplitudes de tension de nœud résultant basé sur l'itération précédente sont moins que la valeur prédéterminé de tolérance. Il convient de noter que la procédure BFS doit suivre la mise à jour

de courant de branche et de tension de nœud dans une bonne séquence. Par conséquent, la commande de nœud et de succursale jouera un rôle important pour obtenir une solution correcte du réseau.

II.4.2.1 Technique numérotation de Nœud et de Branche:

Le concept BFS tel que montré ci-dessus converge à une unique et précise solution aussi longtemps que nœud -branche structure de connexion pour l'ensemble du réseau est fourni. Les branches (m-1) données formeront un réseau m-nœud. Chaque branche située entre deux nœuds prédéfinis ("du nœud " et "au nœud ") sont les seules données d'entrée pertinentes pour l'écoulement de puissance solveur. L'objectif est d'attribuer des numéros uniques aux nœuds une manière que les balayages en arrière et en avant peuvent suivre les branches séquentielles systématiquement entre le nœud racine et nœud de fin. Les méthodes de recherche en largeur et en profondeur sont les suivantes:

Les plus simples algorithmes graphiques pour atteindre cet objectif [17] et ils sont classés comme des méthodes de recherche non informées. Comme distinct de la méthode de profondeur en profondeur, méthode de recherche en largeur explore tous les nœuds accessibles à partir du nœud racine dans un graphique. En conséquence, il est applicable sur les structures maillées des réseaux de distribution en raison de la production intrinsèquement "Arbre de largeur- premier arbre" à partir des graphiques en boucle. La numérotation des nœuds et des branches peut être intégrée dans l'algorithme de recherche en largeur. Comme proposé dans [18], un schéma à trois index qui affecte le niveau de la branche (l), l'indice de la branche (m) et l'index de nœud (n) à chaque nœud est systématiquement introduit dans l'ordre (l, m, n). L'idée principale derrière la technique de numérotation des nœuds est que les nœuds situés sur la même ligne d'alimentation ces conducteurs seront identifié avec le même niveau de branche l, et les nœuds situés sur les autres sous-branches auront un niveau de (l + 1). Si plusieurs sous-branches du même niveau existent dans le réseau, alors les nœuds au même niveau de sous-branches peuvent être uniquement identifiés par l'indice latéral (m). Enfin, le troisième indice de (n) fait référence au nième nœud sur la branche (l, m). Un exemple de la numérotation des nœuds est illustré à la Fig. 2.7.

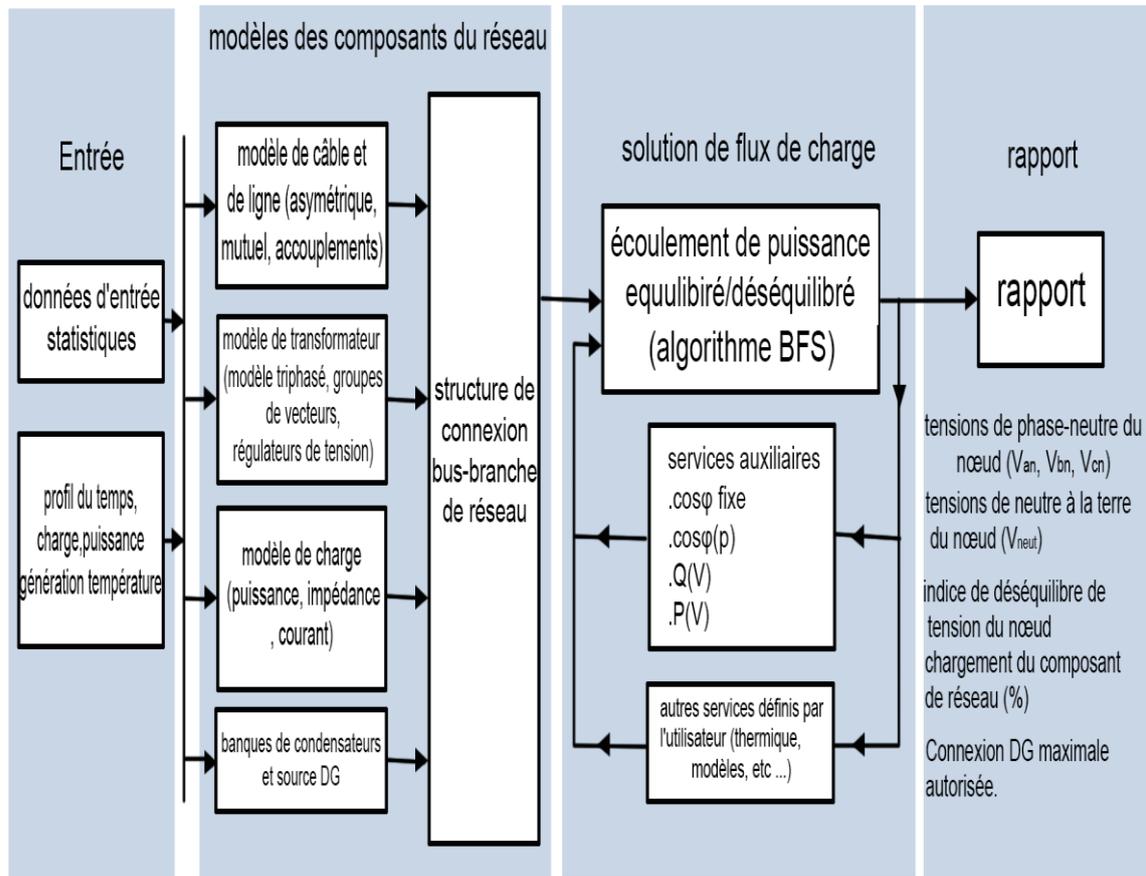


Figure II.6: Schéma synoptique fonctionnel généralisé de la méthode de flux de charge développée dans Matlab®

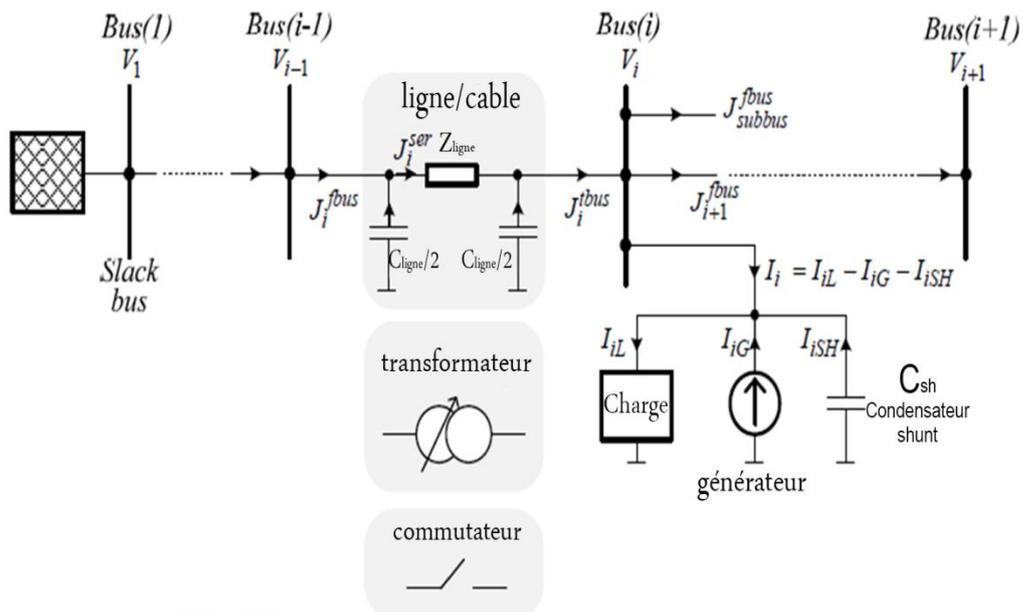


Figure II.7: Représentation à deux nœuds et à une seule ligne de réseaux de distribution pour la solution de l'algorithme BFS

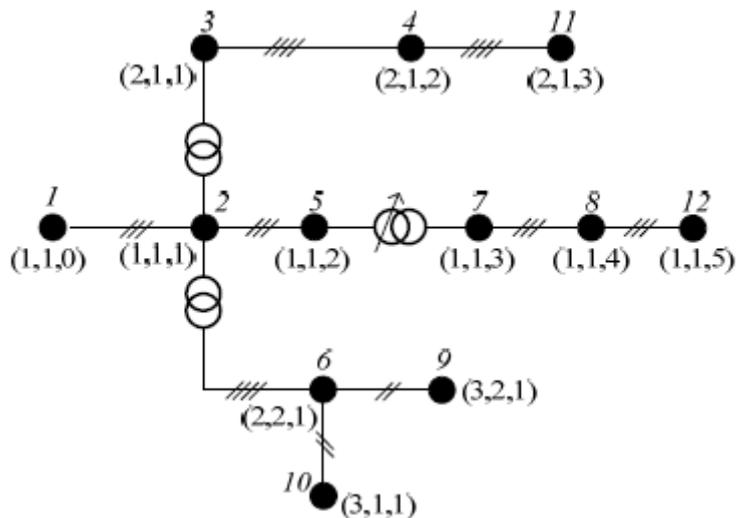


Figure II.8: Un exemple de numérotation de nœud pour une structure radiale

II.4.3 Méthode linéaire

L'écoulement de puissance est l'une des méthodologies les plus étudiées pour l'analyse et le fonctionnement des systèmes d'énergie électrique [19]. Cependant, cette approximation linéaire ne convient pas les systèmes de distribution d'énergie en raison de leur rapport élevé R/X et l'opération déséquilibrée [20]. Cette méthode aborde ce problème en utilisant une approximation linéaire sur le plan complexe. Une topologie radiale n'est pas un Champ obligatoire. Les nœuds PV ne sont pas considérés mais les générateurs de distribution peut être inclus dans les cas où le code de la grille oblige le fonctionnement du facteur de puissance unitaire pour ces générateurs.

II.4.3.1 Formulation de base :

Les tensions et les courants nodaux sont liés par la matrice d'admittance comme suit:

$$\begin{pmatrix} I_S \\ I_N \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} Y_{SS} & Y_{SN} \\ Y_{NS} & Y_{NN} \end{pmatrix} \cdot \begin{pmatrix} V_S \\ V_N \end{pmatrix} \quad (\text{Eq. 1.29})$$

Où i représente le nœud et N est l'ensemble des restants nœuds. Chaque courant nodal est lié à la tension par le modèle suivant ZIP:

$$I_k = \frac{S_{pk}^*}{V_k^*} + h \cdot S_{Ik}^* + h^2 \cdot Z_{Zk}^* \cdot V_k \quad (\text{Eq. 1.30})$$

Où $h = 1/V_{nom}$ (par représentation per unit implique que $h = 1$). Notez que le modèle ZIP est linéaire à V_k sauf pour la constante des charges de puissance (S_p). Ce terme est approximé afin d'obtenir un écoulement de puissance linéaire.

II.4.3.2 Approximation linéaire :

Une approximation linéaire est développée sur les nombres complexes [21] et non sur les réels comme dans la formule de l'écoulement de puissance conventionnels.

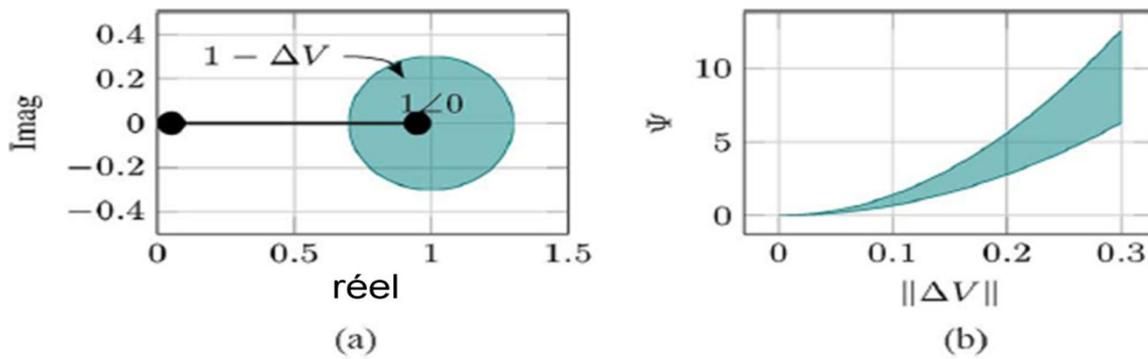


Figure II.9: Représentation schématique de la linéarisation proposée.

La fonction $f(\Delta V) = 1/(1 - \Delta V)$ est analytique pour tous $\|\Delta V\| < 1$. Sa série Taylor autour de zéro est :

$$\frac{1}{1-\Delta V} = \sum_{n=0}^{+\infty} (\Delta V)^n, \|\Delta V\| < 1 \quad (\text{Eq. 1.31})$$

En négligeant les termes d'ordre élevé et en définissant $V = 1 - \Delta V$

Une forme linéaire est obtenue :

$$\frac{1}{V} = \frac{1}{1-\Delta V} \approx 1 + \Delta V = 2 - V \quad (\text{Eq. 1.32})$$

L'erreur en pourcentage pour cette approximation est calculée, en définissant une fonction $(V) = 100 \cdot \left\| \left(\frac{1}{V} \right) - (2 - V) \right\|$. Cette fonction est évaluée dans chaque point à l'intérieur de la zone remplie La figure 1 (a) résultant dans la zone remplie de la figure 1 (b). Par exemple, l'erreur pour $V = 0.8$ (*i.e.*, $\Delta V = 0.2$) est autour de 5 % et diminue quand V approche à 1. Cette propriété est utilisée pour la formulation d'écoulement de puissance.

II.4.3.3 L'écoulement de puissance approximatif :

Une expression linéaire pour le courant nodal (1.29) est obtenue comme suit:

$$I_k = h \cdot S_{pk}^* \cdot (2 - h \cdot V_k^*) + h \cdot S_{Ik}^* + h^2 \cdot S_{Zk}^* \cdot V_k \quad (\text{Eq. 1.33})$$

En utilisant (1.28) et après réorganiser certains termes, une formulation linéaire est obtenu :

$$A + B.V_N^* + C.V_N \quad (\text{Eq. 1.34})$$

Avec :

$$A = Y_{NS}.V_S - 2h.S_{PN}^* - h.S_{IN}^* \quad (\text{Eq. 1.35})$$

$$B = h^2.\text{diag}(S_{PN}^*) \quad (\text{Eq. 1.36})$$

$$C = Y_{NN} - h^2.\text{diag}(S_{ZN}^*) \quad (\text{Eq. 1.37})$$

Notez que (1.33) nécessite d'être résolu en représentation rectangulaire comme suit:

$$\begin{pmatrix} -A_r \\ -A_i \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} B_r + C_r & B_i - C_i \\ B_i + C_i & -B_r + C_r \end{pmatrix} \cdot \begin{pmatrix} V_r \\ V_i \end{pmatrix} \quad (\text{Eq. 1.38})$$

Où et indiquer la partie réelle et imaginaire, respectivement.

II.4.3.4 Extension au cas déséquilibrée

La méthodologie proposée est extensible au déséquilibre des systèmes triphasé de distribution d'énergie. Une matrice d'admittance en trois phases est requise. V_N sont des tensions phase-neutre. Sous-index S dans (1.29) représente dans ce cas trois nœuds correspondant à chacun phase. La taille du problème est augmentée mais (1.34) reste en tant qu'une approximation précise. Notez que les angles sur le triphasé système ne sont pas nécessairement proches de 0, où (3) est valide. Donc, il est nécessaire de définir une constante de rotation $T_{k=e^{j\phi k}}$ pour chaque nœud, où $\phi k = \{0, -2\pi/3, 2\pi/3\}$ selon la phase.

D'autre part, pour les charges connectées en triangle, il est nécessaire de définir une matrice M qui convertit la tension de phase en tension de ligne [i.e., $V_{N(\text{ligne})} = M.V_N$]. Après avoir inclus ces nouveaux termes, Les matrices constantes dans (1.34) sont données par

$$A = Y_{NS}.V_S - 2h.M^T.S_{PN}^* \circ T - h.M^T.S_{IN}^* \circ T \quad (\text{Eq. 1.39})$$

$$B = h^2.M^T.\text{diag}(S_{PN}^* \circ T^2).M \quad (\text{Eq. 1.40})$$

$$C = Y_{NN} - h^2.M^T.\text{diag}(S_{ZN}^*).M \quad (\text{Eq. 1.41})$$

Où $(.)$ est (\odot) le produit conventionnel et est le Hadamard produit (c'est-à-dire la multiplication par éléments de Matlab).

II.5 Conclusion :

Dans ce chapitre, nous avons déterminé l'écoulement de puissance dans les réseaux de distribution déséquilibrés, premièrement on a mentionné le déséquilibre de tensions dans un système triphasé, ainsi que le calcul des pertes actives du réseau.

Puis on a vu la modélisation des composants du réseau de distribution dont le calcul doit passer par la résolution de plusieurs méthodes numériques comme (la méthode BFS, la méthode matricielle et la méthode linéaire).

Chapitre III
Résultats et discussion

Chapitre III : Résultats et discussions

III.1 Introduction

Dans ce chapitre, nous nous intéressons à l'étude de l'écoulement de puissance d'un réseau de distribution (Basse Tension) déséquilibré en se basant sur la méthode linéaire. Cette étude porte, sur le réseau de Ain-bouyahia-ville Daira de Abadia.

III.2 Validation de la méthode linéaire :

La méthode développée (la méthode linéaire) est testée sur un réseau de distribution (Basse Tension) déséquilibré et les résultats obtenus sont comparés avec des résultats de cas publiés dans l'article [22]. Dans le cadre de cette étude, la comparaison de résultats est réalisée avec le réseau standard d'IEEE 19 nœuds. Les activités réalisées sont :

Tableau III.1: Comparaison des résultats entre la méthode linéaire et une méthode existante (Forward-Backward Sweep(FBS) Load flow méthode)

Numéro de nœud	Méthode existante			Méthode développée		
	V_{an}	V_{bn}	V_{cn}	V_{an}	V_{bn}	V_{cn}
1	1	1	1	1.01	1.01	1.01
2	0.9875	0.9891	0.988	0.99988	1.004082	1.001688
3	0.9854	0.9887	0.9863	0.988528	1.000234	0.992142
4	0.9824	0.9839	0.983	0.980081	0.995113	0.986952
5	0.982	0.9837	0.9828	0.979912	0.995455	0.985389
6	0.9793	0.9808	0.9801	0.979743	0.995798	0.983826
7	0.9786	0.9803	0.9796	0.992846	0.991911	0.998713
8	0.9728	0.9738	0.9735	0.977252	0.974751	0.990446
9	0.9659	0.966	0.9657	0.962874	0.959177	0.982114
10	0.956	0.9555	0.955	0.96216	0.956715	0.982093
11	0.955	0.9543	0.9533	0.95478	0.951928	0.978088
12	0.9548	0.9538	0.9536	0.949557	0.946429	0.973719
13	0.9544	0.9534	0.9521	0.945426	0.940536	0.974037
14	0.9545	0.9539	0.9528	0.94235	0.940291	0.974499
15	0.9526	0.951	0.9512	0.94506	0.935873	0.973841
16	0.9535	0.9514	0.9522	0.946148	0.931328	0.973428
17	0.9536	0.9533	0.9522	0.957494	0.953963	0.977861
18	0.9537	0.9531	0.9522	0.953316	0.950289	0.973509
19	0.9516	0.9498	0.9505	0.951022	0.948255	0.971149

Chapitre III : Résultats et discussions

Résultats: Le tableau précédent présente les résultats des simulations effectuées sur le réseau test qui présente une comparaison des performances entre les deux résultats de calculs. Nous observons que les valeurs des tensions de ligne à ligne sont presque les mêmes.

Donc nos résultats sont justes.

III.3 Description du réseau électrique étudié (réseau de distribution (Basse Tension) de Ain-bouyahia-ville Daira de Abadia.) :

Le réseau électrique étudié est un réseau de distribution (Basse Tension) déséquilibré présenté sur la figure 3.1.

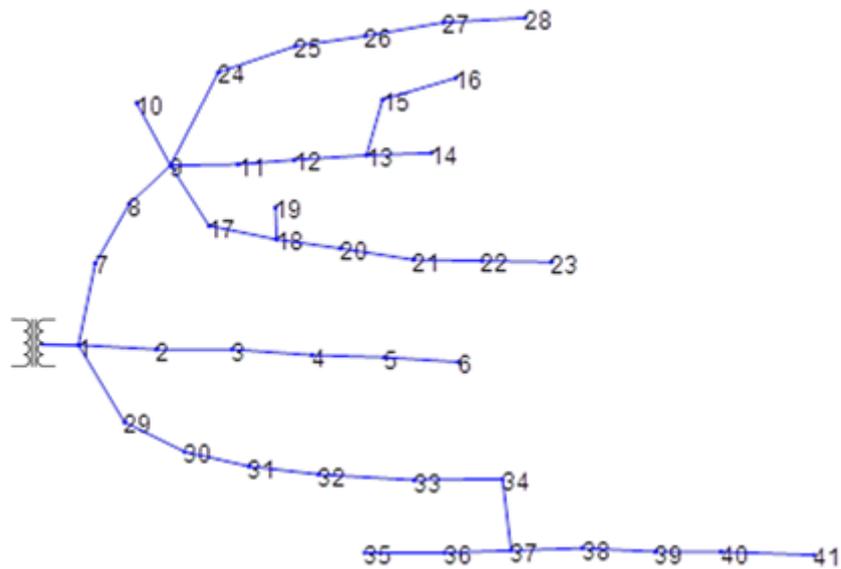


Figure III.1: réseau de distribution (Basse Tension) à 41 nœuds de Ain-bouyahia-ville Daira de Abadia.)

Les grandeurs électriques du réseau sont représentées dans un système de variables réduites appelé « système per unit ». Nous considérons :

V_{nom} (KV) = 0.4

Nombre des nœuds: 41

Nombre des clients qui ont des branchements monophasés:77

Nombre des clients qui ont des branchements triphasés:19

Une description plus détaillée du réseau est illustrée en Annexe B.

Chapitre III : Résultats et discussions

III.4 Résultats du calcul d'écoulement de puissance :

La représentation graphique des tensions données dans les tableaux III.1, III.2, sont représentées dans les figures III.2, III.3

III.4.1 les valeurs des tensions ligne à ligne V_{ab} , V_{bc} , V_{ca} en *pu* et leur déphasage en *deg* pour chaque nœud :

Chapitre III : Résultats et discussions

Tableau III.2: Les valeurs des tensions ligne à ligne

<i>Nœud</i>	<i>Vab (pu<deg)</i>	<i>Vbc (pu<deg)</i>	<i>Vca (pu<deg)</i>
N1	1.0100 < 30.0000	1.0100 < -90.0000	1.0100 < 150.0000
N2	1.0022 < 29.8916	1.0030 < -90.2432	1.0005 < 149.7852
N3	0.9943 < 29.8215	0.9964 < -90.5248	0.9902 < 149.5434
N4	0.9877 < 29.7281	0.9913 < -90.6938	0.9832 < 149.3372
N5	0.9877 < 29.7330	0.9908 < -90.7328	0.9823 < 149.3469
N6	0.9878 < 29.7380	0.9903 < -90.7719	0.9814 < 149.3566
N7	0.9720 < 29.2204	0.9749 < -90.6985	0.9746 < 149.1113
N8	0.9354 < 28.4020	0.9418 < -91.3640	0.9419 < 148.1811
N9	0.9002 < 27.5527	0.9096 < -92.0760	0.9100 < 147.2285
N10	0.8987 < 27.4851	0.9082 < -92.0729	0.9095 < 147.1894
N11	0.8926 < 27.3758	0.9034 < -92.2172	0.9035 < 146.9877
N12	0.8873 < 27.2294	0.8981 < -92.3532	0.8983 < 146.8437
N13	0.8826 < 27.0788	0.8948 < -92.3522	0.8964 < 146.6894
N14	0.8809 < 27.0905	0.8947 < -92.3630	0.8952 < 146.5999
N15	0.8803 < 26.9406	0.8921 < -92.3405	0.8959 < 146.6499
N16	0.8788 < 26.7968	0.8894 < -92.3240	0.8959 < 146.6499
N17	0.8863 < 27.2998	0.8978 < -92.4379	0.8957 < 146.7933
N18	0.8737 < 27.0747	0.8869 < -92.8080	0.8819 < 146.3897
N19	0.8714 < 27.0192	0.8845 < -92.8851	0.8793 < 146.3241
N20	0.8650 < 26.9398	0.8801 < -93.0489	0.8728 < 146.0885
N21	0.8593 < 26.8511	0.8755 < -93.2161	0.8666 < 145.8874
N22	0.8523 < 26.7428	0.8713 < -93.3383	0.8609 < 145.6096
N23	0.8495 < 26.7343	0.8702 < -93.3863	0.8585 < 145.4771
N24	0.8834 < 27.0473	0.8930 < -92.3935	0.8958 < 146.7932
N25	0.8748 < 26.7386	0.8825 < -92.6468	0.8868 < 146.6135
N26	0.8643 < 26.5124	0.8720 < -93.0181	0.8743 < 146.3109
N27	0.8557 < 26.3060	0.8647 < -93.2152	0.8665 < 146.0343
N28	0.8514 < 26.2152	0.8598 < -93.4190	0.8604 < 145.9141
N29	0.9922 < 29.7301	0.9944 < -90.4630	0.9904 < 149.5241
N30	0.9743 < 29.5006	0.9795 < -90.9574	0.9701 < 149.0060
N31	0.9588 < 29.3473	0.9674 < -91.4189	0.9520 < 148.5163
N32	0.9452 < 29.2246	0.9571 < -91.8353	0.9359 < 148.0611
N33	0.9358 < 29.1167	0.9503 < -92.0609	0.9263 < 147.7462
N34	0.9258 < 28.9937	0.9432 < -92.3025	0.9163 < 147.3981
N35	0.9107 < 28.8612	0.9342 < -92.6264	0.9019 < 146.8099
N36	0.9116 < 28.8528	0.9343 < -92.6205	0.9025 < 146.8603
N37	0.9144 < 28.8278	0.9343 < -92.6029	0.9045 < 147.0110
N38	0.9099 < 28.7165	0.9285 < -92.8152	0.8980 < 146.9112
N39	0.9088 < 28.7060	0.9268 < -92.9135	0.8954 < 146.8941
N40	0.9075 < 28.6870	0.9251 < -92.9918	0.8931 < 146.8616
N41	0.9066 < 28.6954	0.9251 < -92.9978	0.8924 < 146.8106

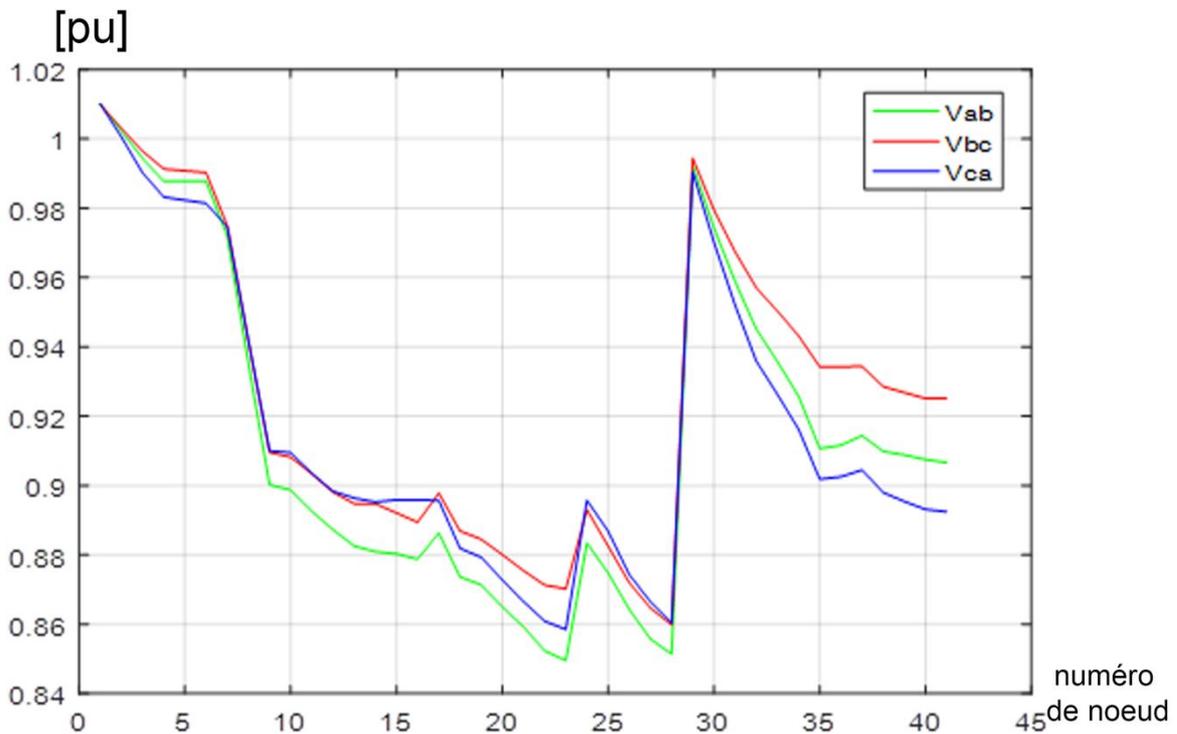


Figure III.2: Les graphes des tensions ligne à ligne

On remarque qu'à chaque fois que nous nous éloignons du transformateur les tensions ligne à ligne des nœuds sont diminuées.

Ainsi que le nombre de branchements est un facteur important dans la diminution du tension.

III.4.2 Les valeurs des tensions de phase V_a , V_b , V_c en pu et leur déphasage en

deg pour chaque nœud :

Chapitre III : Résultats et discussions

Tableau III.3: Les valeurs des Tensions de phase.

<i>Nœud</i>	<i>Va</i> (pu<deg)	<i>Vb</i> (pu<deg)	<i>Vc</i> (pu<deg)
N1	1.0100 < 0.0000	1.0100 < -120.0000	1.0100 < 120.0000
N2	0.9999 < -0.1589	1.0041 < -120.1966	1.0017 < 119.7892
N3	0.9885 < -0.3789	1.0002 < -120.3676	0.9921 < 119.5864
N4	0.9801 < -0.5129	0.9951 < -120.5342	0.9870 < 119.4188
N5	0.9799 < -0.5230	0.9955 < -120.5314	0.9854 < 119.4015
N6	0.9797 < -0.5332	0.9958 < -120.5286	0.9838 < 119.3842
N7	0.9716 < -0.5463	0.9687 < -120.9167	0.9812 < 119.0969
N8	0.9348 < -1.0998	0.9286 < -121.8798	0.9556 < 118.2013
N9	0.8993 < -1.6818	0.8903 < -122.8872	0.9302 < 117.2795
N10	0.8986 < -1.6937	0.8877 < -122.9417	0.9302 < 117.2415
N11	0.8911 < -1.8180	0.8825 < -123.1181	0.9259 < 117.0889
N12	0.8860 < -1.9166	0.8766 < -123.2827	0.9212 < 116.9262
N13	0.8821 < -1.9716	0.8703 < -123.4391	0.9215 < 116.8327
N14	0.8790 < -2.0097	0.8700 < -123.4811	0.9220 < 116.8260
N15	0.8819 < -1.9797	0.8652 < -123.5289	0.9213 < 116.7615
N16	0.8831 < -1.9709	0.8603 < -123.6011	0.9208 < 116.6931
N17	0.8825 < -1.9621	0.8784 < -123.2872	0.9189 < 116.9148
N18	0.8670 < -2.2363	0.8681 < -123.6558	0.9075 < 116.5642
N19	0.8644 < -2.2868	0.8659 < -123.7271	0.9050 < 116.4885
N20	0.8557 < -2.4304	0.8616 < -123.9086	0.9006 < 116.3391
N21	0.8483 < -2.5625	0.8574 < -124.0768	0.8958 < 116.1859
N22	0.8391 < -2.6894	0.8519 < -124.3081	0.8936 < 116.0406
N23	0.8346 < -2.7567	0.8507 < -124.3860	0.8929 < 115.9997
N24	0.8862 < -1.8807	0.8677 < -123.3497	0.9184 < 116.6839
N25	0.8794 < -2.0296	0.8562 < -123.6351	0.9087 < 116.3734
N26	0.8680 < -2.2934	0.8469 < -123.8954	0.8960 < 116.0013
N27	0.8590 < -2.4441	0.8380 < -124.1548	0.8901 < 115.7343
N28	0.8541 < -2.5850	0.8347 < -124.2499	0.8830 < 115.5572
N29	0.9890 < -0.3246	0.9947 < -120.4042	0.9934 < 119.5204
N30	0.9661 < -0.6909	0.9812 < -120.8205	0.9766 < 119.0620
N31	0.9445 < -1.0556	0.9718 < -121.1873	0.9618 < 118.6900
N32	0.9250 < -1.3967	0.9640 < -121.5175	0.9489 < 118.3677
N33	0.9125 < -1.5875	0.9573 < -121.7593	0.9424 < 118.1539
N34	0.8992 < -1.7962	0.9500 < -122.0280	0.9358 < 117.9213
N35	0.8778 < -2.1295	0.9405 < -122.4170	0.9281 < 117.6032
N36	0.8795 < -2.1077	0.9407 < -122.3951	0.9279 < 117.6073
N37	0.8848 < -2.0430	0.9411 < -122.3293	0.9271 < 117.6194
N38	0.8801 < -2.1510	0.9365 < -122.4591	0.9195 < 117.4347
N39	0.8785 < -2.1918	0.9362 < -122.4843	0.9160 < 117.3742
N40	0.8768 < -2.2309	0.9353 < -122.5191	0.9134 < 117.3181
N41	0.8750 < -2.2528	0.9352 < -122.5412	0.9136 < 117.3140

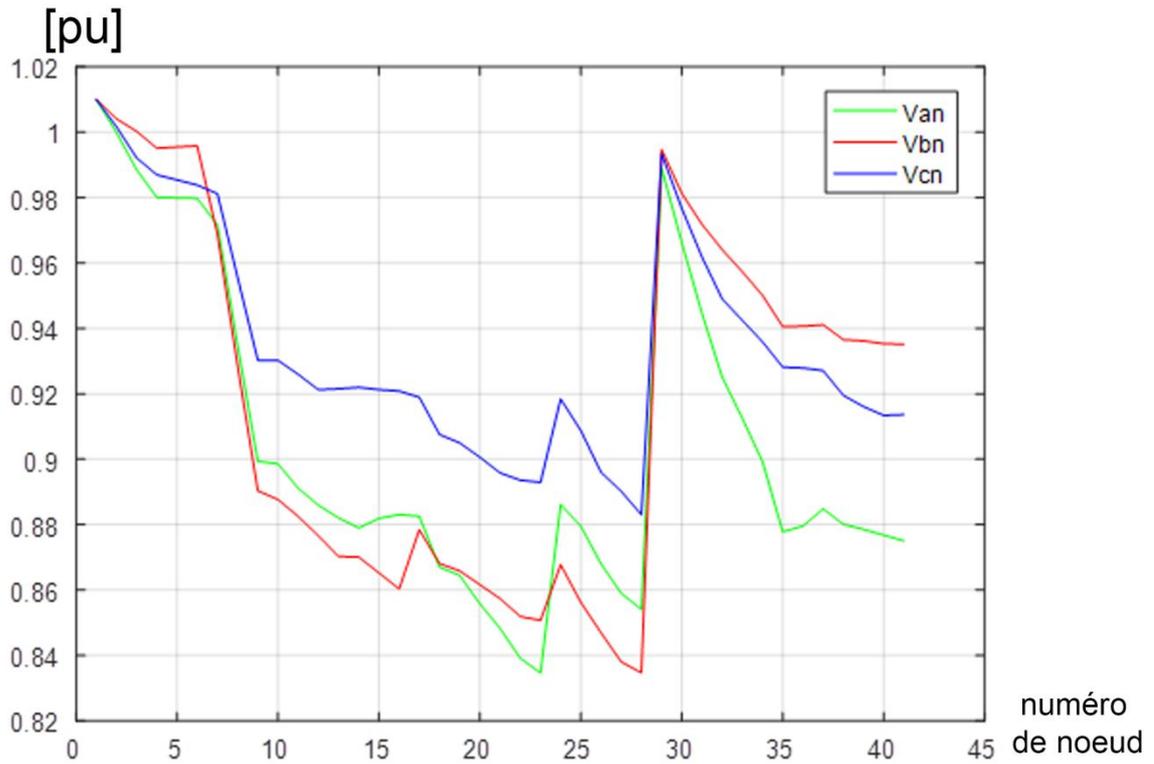


Figure III.3: Les graphes des tensions de phase.

On remarque qu'à chaque fois que nous nous éloignons du transformateur les tensions de phase des nœuds sont diminuées.

III.4.3 Les valeurs des courants de ligne I_a , I_b et I_c en pu et leur déphasage

en *deg* entre deux nœuds :

Chapitre III : Résultats et discussions

Tableau III.4: Les valeurs des Courants de ligne.

<i>Nœud</i>	<i>Ia</i> (pu<deg)	<i>Ib</i> (pu<deg)	<i>Ic</i> (pu<deg)
1--2	1618.2404 < -24.9591	1552.1093 < -145.9302	1228.3737 < 94.3193
2--3	231.2288 < -23.5901	164.6157 < -143.5966	198.8701 < 96.3330
3--4	165.2675 < -23.6833	98.9304 < -143.7309	165.9492 < 96.2815
4--5	131.9080 < -23.7104	98.9307 < -143.7313	99.4729 < 96.2100
5--6	0.0017 < 89.4736	0.0017 < -30.5305	33.5187 < 96.1883
1--7	0.0006 < 89.4668	0.0006 < -30.5286	33.5192 < 96.1865
7--8	967.8008 < -25.3591	1019.1951 < -146.7546	660.7500 < 93.3230
8--9	933.8731 < -25.4179	985.1911 < -146.8458	593.6070 < 93.0314
9--10	900.9028 < -25.4589	952.2305 < -146.9071	593.6075 < 93.0313
9--11	36.6991 < -24.8917	74.3011 < -146.1400	0.0004 < -152.7585
11--12	206.2698 < -25.1170	189.9779 < -146.6400	107.3869 < 93.7306
12--13	132.2567 < -25.1736	152.6116 < -146.7195	107.3873 < 93.7301
13--14	95.0348 < -25.1971	114.9926 < -146.7980	0.0038 < -153.2074
13--15	65.9543 < -25.2079	0.0005 < -33.4811	0.0005 < -153.1740
15--16	29.0812 < -25.1755	114.9934 < -146.7990	0.0016 < -153.2613
9--17	0.0005 < 88.0291	114.9938 < -146.7994	0.0005 < -153.3069
17--18	396.5395 < -25.6597	308.3280 < -147.1003	275.2721 < 93.1132
18--19	363.5640 < -25.7051	275.3533 < -147.1740	275.2725 < 93.1130
18--20	76.2969 < -25.4851	76.1728 < -146.9254	72.8788 < 93.2902
20--21	258.6787 < -25.8002	170.5558 < -147.3392	172.4679 < 92.9938
21--22	143.0717 < -25.9390	94.0082 < -147.5286	99.2354 < 92.8850
22--23	143.0721 < -25.9393	94.0086 < -147.5292	62.4231 < 92.8238
9--24	110.0952 < -25.9551	28.0544 < -147.5837	29.4462 < 92.8019
24--25	261.4034 < -25.5041	379.6359 < -147.0343	210.9648 < 92.5679
25--26	186.9804 < -25.6735	303.6318 < -147.1561	210.9652 < 92.5676
26--27	186.9808 < -25.6737	190.6957 < -147.3474	210.9656 < 92.5674
27--28	154.0040 < -25.7129	157.7191 < -147.4006	112.0357 < 92.3592
1--29	77.2220 < -25.7833	79.0166 < -147.4482	112.0360 < 92.3588
29--30	419.3028 < -24.7907	368.6272 < -144.6929	369.0044 < 95.0180
30--31	352.6328 < -25.0305	269.1885 < -145.0958	302.6319 < 94.7318
31--32	320.7806 < -25.1440	204.4872 < -145.4368	270.4338 < 94.5969
32--33	287.8081 < -25.2461	171.5170 < -145.6391	237.4615 < 94.4725
33--34	287.8085 < -25.2463	171.5174 < -145.6394	167.9658 < 94.1839
34--37	254.8328 < -25.3060	171.5177 < -145.6397	167.9662 < 94.1836
37--36	37.5682 < -25.3274	0.0005 < -32.4170	0.0005 < -152.3968
36--35	112.5550 < -25.3129	0.0016 < -32.4024	0.0016 < -152.3941
37--38	225.1813 < -25.3471	171.5180 < -145.6399	167.9665 < 94.1834
38--39	112.6269 < -25.3821	136.4779 < -145.6699	167.9677 < 94.1824
39--40	37.6860 < -25.4480	30.8429 < -145.7133	96.2399 < 94.1419
40--41	37.6864 < -25.4493	30.8433 < -145.7149	60.2401 < 94.1209

Chapitre III : Résultats et discussions

On remarque qu'à chaque fois que nous nous éloignons du transformateur le courant entre deux nœuds est diminué.

III.4.4 Les valeurs des courants de ligne I_a , I_b et I_c en pu et leur déphasage

en *deg* pour chaque nœud :

Chapitre III : Résultats et discussions

Tableau III.5: Les Courants de phase pour chaque nœud.

<i>Nœud</i>	<i>I_a(pu)</i>	<i>I_b(pu)</i>	<i>I_c(pu)</i>
N1	0	0	0
N2	65.9624	65.6864	32.9217
N3	33.36	0	66.4769
N4	131.9091	98.9318	65.9545
N5	0	0	0
N6	0	0	33.5194
N7	33.9421	34.0418	67.2191
N8	32.9773	32.9773	0
N9	0	0	0
N10	36.6992	74.3013	0
N11	74.0137	37.3674	0
N12	37.2223	37.6199	107.3893
N13	0	0	0
N14	65.9545	0	0
N15	29.0818	0	0
N16	0	114.994	0
N17	32.9773	32.9773	0
N18	28.5902	28.6271	29.9273
N19	76.2971	76.1729	72.879
N20	115.6083	76.5492	73.2334
N21	0	0	36.8128
N22	32.9773	65.9545	32.9773
N23	110.0954	28.0546	29.4464
N24	74.4262	76.0079	0
N25	0	112.9393	0
N26	32.9773	32.9773	98.9318
N27	76.7824	78.7029	0
N28	77.2222	79.0168	112.0362
N29	66.6898	99.4637	66.3937
N30	31.8595	64.7167	32.2055
N31	32.9773	32.9773	32.9773
N32	0	0	69.5034
N33	32.9773	0	0
N34	29.6523	0	0
N35	37.5684	0	0
N36	74.9871	0	0
N37	0	35.0414	0
N38	74.9413	105.6354	71.7282
N39	0	0	36.0002
N40	0	30.8439	60.2407
N41	37.6869	0	0

Chapitre III : Résultats et discussions

On remarque les valeurs de courant à chaque nœud sont en fonction de nombre des branches.

III.4.5 Taux de déséquilibre :

On va calculer le taux de déséquilibre sur notre réseau avec deux méthodes de calcul (IEEE Std. 936 1987 et NEMA MG-1993) qui sont mentionnées dans le tableau 2.1.

Le tableau suivant présente les valeurs du taux de déséquilibre pour chaque nœud par les deux méthodes précédentes et sa représentation graphique est donnée dans la figure III.4.

Tableau III.6: Taux de déséquilibre.

<i>Nœud</i>	<i>IEEE Std. 936 1987</i>	<i>NEMA MG-1993</i>
1	0	0
2	0.416	0.1348
3	1.159	0.3441
4	1.4883	0.4166
5	1.5389	0.4601
6	1.5896	0.5036
7	1.2335	0.1851
8	2.6761	0.428
9	3.9531	0.6324
10	4.2131	0.6701
11	4.2982	0.7181
12	4.4211	0.7211
13	5.0728	0.8583
14	5.1422	0.9285
15	5.5462	0.9023
16	5.9891	0.9149
17	4.0096	0.689
18	4.0147	0.7086
19	4.0142	0.6964
20	4.4413	0.7544
21	4.7061	0.8292

<i>Nœud</i>	<i>IEEE Std. 936 1987</i>	<i>NEMA MG-1993</i>
22	5.39	0.9677
23	5.7722	1.0699
24	5.0193	0.7271
25	5.1976	0.6536
26	4.8562	0.5853
27	5.1588	0.6492
28	4.7866	0.5732
29	0.5621	0.2038
30	1.4977	0.4796
31	2.696	0.7917
32	3.8639	1.0908
33	4.4368	1.2709
34	5.0369	1.4626
35	6.2109	1.847
36	6.0516	1.7961
37	5.5742	1.6434
38	5.5899	1.6244
39	5.7048	1.628
40	5.794	1.6375
41	5.9539	1.6886

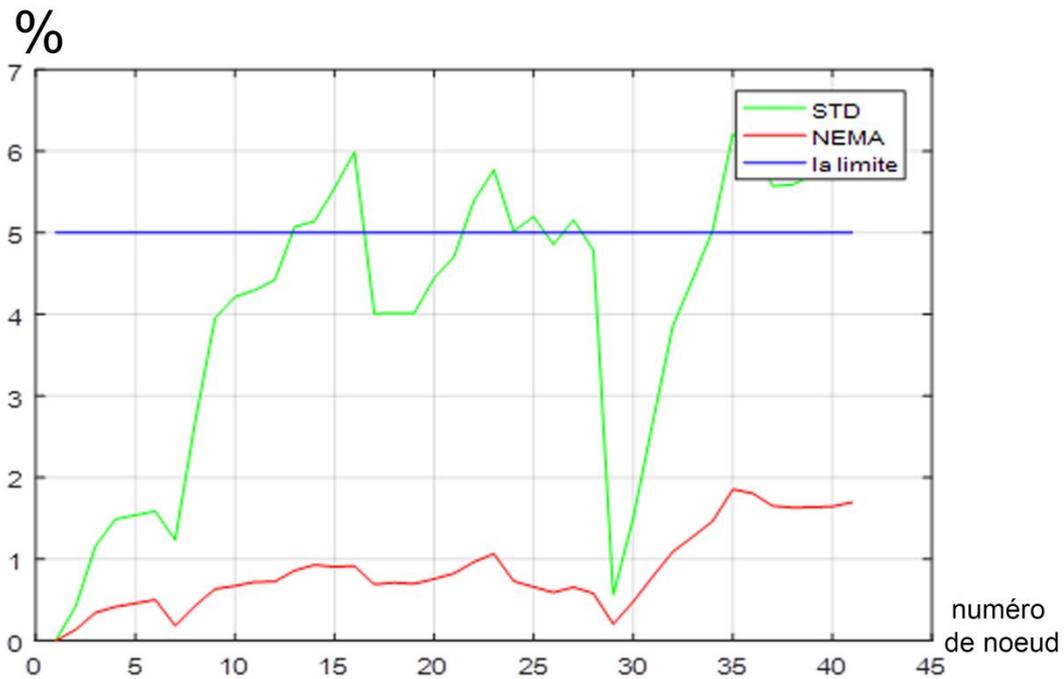


Figure III.4: Les graphes de taux de déséquilibre.

Nous remarquons que pour la méthode de (IEEE Std. 936 1987) le taux de déséquilibre est très élevé par contre à la méthode de (NEMA MG-1993) le taux de déséquilibre est faible suit à la différence des formules de calcul.

III.5 Conclusion :

- Pour les réseaux électriques équilibrés on peut calculer les tensions et les courants pour chaque nœud et chaque ligne.
- Pour les réseaux électriques déséquilibrés on peut calculer les tensions et les courants pour chaque nœud, chaque ligne et chaque phase.

*Conclusion
générale*

Conclusion générale

Conclusion générale :

Ce travail vise à introduire des notions élémentaires de calcul de flux de puissance et de ses applications dans les systèmes d'énergie électrique, et présente les objectifs de ce travail. Depuis les méthodes de solution d'écoulement de puissance sont bien documenté dans la littérature, l'une des attentions ici est de enquêter et établir des techniques appropriées spéciales pour les réseaux de distribution.

L'algorithme FBS (Forward-Backward Sweep) est capable de résoudre les systèmes du réseau avec un grand nombre de nœuds et de branches.

Une méthode simple a été présentée pour résoudre l'écoulement de puissance et la modélisation de la charge, modèle de ligne de système de distribution, modèle d'admittance de ligne, modèle de charge distribuée, modèle de condensateur et modélisation de transformateurs de réseaux de distribution non équilibrés. La méthode proposée a de bonnes propriété de convergence pour les réseaux de distribution avec rapport R / X pratique.

Un programme informatique a été développé en utilisant MATLAB et les résultats sont présentés pour un réseau de distribution (Basse Tension) à 41 nœuds.

Le but d'une étude d'écoulement de puissance d'un réseau électrique réalisée par un ingénieur électrotechnicien est de comprendre comment la puissance circule autour du réseau électrique.

La réalisation d'une étude d'écoulement de puissance aide l'ingénieur à concevoir des systèmes électriques qui fonctionnent correctement avec une alimentation électrique suffisante.

Une étude d'écoulement de puissance est souvent utilisée pour étudier d'autres paramètres tels que l'écoulement de courant et de tension, les facteurs de puissance du système et les pertes.

Conclusion générale

Perspective :

L'étude d'écoulement de puissance des réseaux déséquilibrés restera toujours une recherche à la portée des électrotechniciens et toute personne spécialisée dans le domaine génie électrique.

*Références
bibliographiques*

Références bibliographiques

Références bibliographique

- [1] O. MAMMERY, « Différentes Méthodes De Calcul De La Puissance Réactive Dans un Noeud A Charge Non Linéaire En Présence D'un Système De Compensation De L'énergie », Mémoire de Magister, Université de Batna 2012.
- [02] Cong Duc PHAM « détection et localisation de défauts dans les réseaux de distribution HTA en présence de génération d'énergie dispersée» these docteur de l'institut national polytechnique de grenoble septembre 2005
- [03] Mr. Elakermi Hadj Ahmed « localisation des defauts dans les lignes de transport en utilisant les valeurs instantanées des signaux » mémoire magister Université des Mohamed Boudiaf année 2008
- [04] www.automate-pro.blogspot.com
- [05] Noui Issam «Réduction des pertes dans les réseaux électriques par la compensation série TCSC» Mémoire master acdemique Université Mohamed Khider Biskra 2012.
- [06] -Théodore Wildi-avec la collaboration Gilbert Sybille (Ingénieur, Institut de recherche d'Hydro-Québec) 46.2 Types des lignes Livre Electrotechnique 3^{em} édition pp.976-979 Dépôt légal 2000 imprimé au canada.
- [07] R. Missoum, « Etude d'un dispatching économique des puissance active par les algorithmes de fourmis », Mémoire de Magister, Université de Chlef 2008
- [08] Stagg, G.W. and El-Abiad, A.h., « Computer methode in Power System Analysis ». Mc Graw Hill, 1968.
- [09] J. A. Martinez and J. Mahseredjian, "Load flow calculations in distribution systems with distributed resources. A review," presented at the Power and Energy Society General Meeting, 2011 IEEE, San Diego, CA, 2011.
- [10] (Chen, Yang et Yang 2013) (Ferreira Filho et autres 2010) (Faiz et Ebrahimpour, déclassement précis des moteurs triphasés à induction à tensions asymétriques 2007).
- [11] W.H. Kersting et R.K. Vert, "L'application de l'équation de Carson à l'analyse en régime permanent des feeders de distribution, "IEEE Power Systems Conference and Exposition (PSCE), Phoenix, mars 2011.
- [12] R.D. Zimmerman, "Flux de puissance de distribution complet: Modélisation, formulation, algorithmes de solution et analyse, "Ph.D. dissertation, Université Cornell, janvier 1995.

Références bibliographiques

- [13] E.R. Collins, J. Jiang, "Analyse de la tension neutre-terre élevée dans systèmes de distribution avec distorsion harmonique, "IEEE Trans. sur le pouvoir Livraison, vol. 24, non. 3, pp. 1696-1702, juillet 2009.
- [14] W.H. Kersting, Modélisation et analyse du système de distribution, CRC Presse, 2007.
- [15] T.H. Chen, M.S. Chen, T. Inouse, P. Kotas, E.A. Chebli, "Threephase cogénérateur et modèles de transformateurs pour système de distribution analyse, "IEEE Trans. sur la livraison de puissance, vol. 6, non. 4, pp. 1671- 1681, octobre 1991
- [16] M.R. Irving, A.K. Al-Othman, "modèles de matrice d'admission de trois phases transformateur avec diverses configurations de mise à la terre neutre, " IEEE Trans. sur les systèmes d'alimentation, vol. 18, non. 3, pp. 1210-1212, août 2003.
- [17] <https://fr.scribd.com/document/315974204/2-desequilibre-pdf>
- [18] T.H. Cormen, Introduction aux algorithmes, MIT Press, 2001.
- [19] B. Stott, J. Jardim, and O. Alsac, "DC power flow revisited," IEEE Trans. Power Syst., vol. 24, no. 3, pp. 1290, 1300, Aug. 2009.
- [20] R. G. Cespedes, "New method for the analysis of distribution networks," IEEE Trans. Power Del., vol. 5, no. 1, pp. 391, 396, Jan. 1990.
- [21] F. Flanigan, Complex Variables, Dover Books on Mathematics , Ed. New York, NY, USA: Dover, 2010.
- [22] Revue internationale des avancées en ingénierie et technologie, mars 2012. ©IJAET
ISSN:2231-1963

Annexe

Annexe

Annexe A

A.1 La matrice d'impédance

$$Z_{\text{prim}} = \begin{bmatrix} Z_{aa} & Z_{ab} & Z_{ac} & Z_{an} \\ Z_{ba} & Z_{bb} & Z_{bc} & Z_{bn} \\ Z_{ca} & Z_{cb} & Z_{cc} & Z_{cn} \\ Z_{na} & Z_{nb} & Z_{nc} & Z_{nn} \end{bmatrix} \quad (\text{A.1})$$

A.2 La matrice admittance du nœud:

$$\lim_{y_{ns} \rightarrow \infty} Y_{\text{nœud}} = \begin{bmatrix} \overline{Y_{pp}} & \overline{Y_{ps}} \\ \overline{Y_{sp}} & \overline{Y_{ss}} \end{bmatrix} \quad (\text{A.2})$$

Avec:

$$\overline{Y_{pp}} = \begin{bmatrix} y & 0 & -y \\ -y & y & 0 \\ 0 & -y & y \end{bmatrix} \quad \overline{Y_{ps}} = \begin{bmatrix} -y & y & 0 \\ 0 & -y & y \\ y & 0 & -y \end{bmatrix}$$

$$\overline{Y_{sp}} = \begin{bmatrix} 0 & 0 & -y \\ -y & 0 & 0 \\ 0 & -y & 0 \end{bmatrix} \quad \overline{Y_{ss}} = \begin{bmatrix} -y & & \\ & -y & \\ & & -y \end{bmatrix}$$

Annexe B

B.1 Longueur des lignes entre deux nœuds:

Annexe

Tableau B.1: Longueur des lignes entre deux nœuds:

<i>Nœud A</i>	<i>Nœud B</i>	<i>Longueur</i>	<i>Config.</i>
1	2	164.042	1
2	3	164.042	2
3	4	164.042	2
4	5	164.042	1
5	6	164.042	1
1	7	164.042	1
7	8	164.042	1
8	9	164.042	1
9	10	131.2336	1
9	11	164.042	1
11	12	164.042	1
12	13	196.8504	1
13	14	164.042	1
13	15	164.042	1
15	16	164.042	1
9	17	164.042	1
17	18	164.042	1
18	19	131.2336	1
18	20	164.042	1
20	21	196.8504	1
21	22	164.042	2
22	23	147.6378	1
9	24	164.042	2
24	25	164.042	1
25	26	164.042	2
26	27	164.042	2
27	28	164.042	2
1	29	131.2336	2
29	30	164.042	2
30	31	164.042	2
31	32	164.042	2
32	33	164.042	1
33	34	131.2336	2
34	37	164.042	2
37	36	164.042	1
36	35	164.042	1
37	38	164.042	1
38	39	131.2336	1
39	40	164.042	1
40	41	164.042	1

Annexe

B.2 La puissance active et réactive pour chaque phase :

Tableau B.2: La puissance active et réactive pour chaque phase

<i>Nœud</i>	<i>Ph-1 (kW)</i>	<i>Ph-1 (kVAr)</i>	<i>Ph-2 (kW)</i>	<i>Ph-2 (kVAr)</i>	<i>Ph-3 (KW)</i>	<i>Ph-3 (kVAr)</i>
1	0	0	0	0	0	0
2	14	6	14	6	7	3
3	7	3	0	0	14	6
4	28	12	21	9	14	6
5	0	0	0	0	0	0
6	0	0	0	0	7	3
7	7	3	7	3	14	6
8	7	3	7	3	0	0
9	0	0	0	0	0	0
10	7	3	14	6	0	0
11	14	6	7	3	0	0
12	7	3	7	3	21	9
13	0	0	0	0	0	0
14	14	6	0	0	0	0
15	7	3	0	0	0	0
16	0	0	21	9	0	0
17	7	3	7	3	0	0
18	7	3	7	3	7	3
19	14	6	14	6	14	6
20	21	9	14	6	14	6
21	0	0	0	0	7	3
22	7	3	14	6	7	3
23	28	12	7	3	7	3
24	14	6	14	6	0	0
25	0	0	28	12	0	0
26	7	3	7	3	21	9
27	14	6	14	6	0	0
28	14	6	14	6	21	9
29	14	6	21	9	14	6
30	7	3	14	6	7	3
31	7	3	7	3	7	3
32	0	0	0	0	14	6
33	7	3	0	0	0	0
34	7	3	0	0	0	0
35	7	3	0	0	0	0
36	14	6	0	0	0	0
37	0	0	7	3	0	0
38	14	6	21	9	14	6
39	0	0	0	0	7	3
40	0	0	7	3	14	6
41	7	3	0	0	0	0

Annexe

B.3. Données générales

Tableau B.3: Données générales

<i>Données générales</i>	
<i>Slack</i>	1
<i>Vnom (V)</i>	400
<i>InternationalSystem</i>	0
<i>DeltaLF</i>	0
<i>V_slack_ph_A</i>	1.01
<i>V_slack_ph_B</i>	1.01
<i>V_slack_ph_C</i>	1.01
<i>Ang_slack_ph_A</i>	0
<i>Ang_slack_ph_B</i>	-120
<i>Ang_slack_ph_C</i>	120

B.4. Les configurations des lignes :

Tableau B.4: Les configurations des lignes

<i>Conf</i>	T2	T3
<i>R11</i>	0.2926	0.4751
<i>R12</i>	0.0673	0.1629
<i>R13</i>	0.0337	0.1234
<i>R22</i>	0.2646	0.4488
<i>R23</i>	0.0673	0.1629
<i>R33</i>	0.2926	0.4751
<i>X11</i>	0.1973	0.2973
<i>X12</i>	-0.0368	-0.0326
<i>X13</i>	-0.0417	-0.0607
<i>X22</i>	0.19	0.2678
<i>X23</i>	-0.0368	-0.0326
<i>X33</i>	0.1973	0.2973
<i>B11</i>	159.792	127.831
<i>B12</i>	0	0
<i>B13</i>	0	0
<i>B22</i>	159.792	127.831
<i>B23</i>	0	0
<i>B33</i>	159.792	127.831