

الجمهورية الجزائرية الديمقراطية الشعبية
République Algérienne Démocratique et Populaire
Ministère de L'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique



UNIVERSITÉ SETIF1 – FERHAT ABBAS

FACULTÉ DE TECHNOLOGIE

THÈSE

Présentée au Département D'électrotechnique

Pour l'obtention du diplôme de

DOCTORAT SCIENCES

Domaine : Sciences et Technologie

Filière: Electrotechnique

Option: Réseaux électriques

Par

M. KADRI Moussa

THÈME

**Réduction optimale des pertes de puissances dans les
réseaux de distribution par batteries de
condensateurs en présence de générateurs distribués**

Soutenue le 19/ 04 / 2026 devant le Jury:

GHERBI Ahmed	Professeur	Université Sétif 1 - Ferhat Abbas	Président
HAMOUDA Abdellatif	Professeur	Université Sétif 1 - Ferhat Abbas	Directeur de thèse
SAYAH Samir	Professeur	Université Sétif 1 - Ferhat Abbas	Co-directeur
MESSALTI Sabir	Professeur	Université Mohamed Boudiaf M'sila	Examineur
ZORIG Assam	M.C.A	Université Mohamed Boudiaf M'sila	Examineur
BELHOUCHE Khaled	M.C.A	Université Mohamed Boudiaf M'sila	Examineur

اهداء

الى أمي وأخواتي
الى زوجتي واولادي

الى كل من ساهم في تكويني الدراسي وأخص بالذكر
الاستاذ فلاح فيصل في مادة الرياضيات خلال مرحلة التعليم المتوسط

والاستاذ VO VIET DAN
في مادة شبكات النقل والتوزيع الطاقة الكهربائية
خلال مرحلة التعليم الجامعي

والاستاذ بن حوسين
في مادة التحليل العددي والبرمجة خلال دراستي مابعد التدرج
والى كل مهتم بتطوير معلوماته فيما يخص تحليل شبكات التوزيع الكهربائية

السيد قادري موسى

Remerciements

Je remercie ALLAH le Tout-Puissant de m'avoir donné le courage, la volonté et la patience de mener à terme cette thèse de doctorat en sciences.

À l'épilogue de ces longues et enrichissantes années de recherche, j'aimerais témoigner ma gratitude à tous ceux qui ont, de près ou de loin, contribué à la réalisation de la présente thèse.

Je tiens à remercier tout particulièrement:

- mon directeur de thèse, le **Professeur Abdellatif HAMOUDA**, d'avoir proposé ce sujet et pour toute son aide et ses bonnes remarques qui ont grandement rehaussé la qualité de mon travail;
- Je remercie également mon co-directeur de thèse, le **Professeur Samir SAYAH** pour toute son aide et ses encouragements tout au long de ce travail.
- Je tiens à remercier le **Professeur Ahmed GHERBI** d'avoir accepté de présider mon jury de thèse et pour le temps qu'il a consacré pour critiquer ce travail.
- J'exprime ma gratitude à Monsieur **MESSALTI Sabir**, à Monsieur **ZORIG Assam** et à Monsieur **BELHOUCHE Khaled**, Professeurs à l'université de M'sila qui ont bien voulu faire partie du jury d'examen de ma thèse.

Kadri Moussa

Résumé

Ce travail constitue une partie de l'analyse des réseaux électriques de distribution concernant la réduction des pertes actives. Au contraire par rapport au réseau de transport, les réseaux de distribution sont des réseaux déséquilibrés que se soit du point de vue lignes où charges. Ces composantes ne sont pas toujours triphasées équilibrées, parfois ils sont déséquilibrées, biphasées et monophasées. Malgré qu'on a essayé d'adapter les formules applicables au réseau de transport, comme les méthodes traditionnelles de l'écoulement de puissances, aux réseaux de distribution mais ce dernier exige leurs propres méthodes de calcul. Pour cette raison, on a élaboré un programme de calcul de l'écoulement de puissance efficace et robuste, qui a été incorporé dans une procédure d'optimisation multi objective pour réduire les pertes actives en fonction du coût de la compensation de l'énergie réactive avec réglage de la tension, en utilisant une méthode méta heuristique basée sur l'algorithme Jaya. La procédure d'optimisation ainsi que le programme élaboré de l'écoulement de puissance ont été validés sur des réseaux benchmarks du groupe IEEE (4, 13 et 37 jeux de barres). En plus, on a utilisé deux types de sources distribuées, une éolienne modélisée par un jeu de barres PQ(V) et une photovoltaïque par un jeu de barres PV.

Mots clés : Réseaux électriques de distribution, écoulement de puissances, pertes de puissances, sources distribuées, optimisation multi-objectif, algorithmes Jaya.

Sommaire

Résumé	i
Liste des Figures	v
Liste des Tableaux.....	vii
Nomenclature.....	ix
Introduction générale	1
Chapitre 1. Analyse des pertes d'énergie dans les réseaux électriques.....	3
1.1 Introduction.....	3
1.2 Formulation des pertes.....	3
1.2.1 Réseaux de transport.....	3
1.2.1.1 Méthode de coefficients de pertes.....	4
1.2.1.2 Méthode de DOPEZO.....	4
1.2.2 Réseaux de distribution.....	4
1.2.2.1. Détermination des pertes en fonction de la chute de tension.....	5
1.2.2.2. Calcul de la chute de tension.....	6
1.2.2.3. Calcul des pertes.....	6
1.2.2.4. Hypothèses simplificatrices des pertes.....	7
1.3. Paramètres et moyens influant sur les pertes.....	7
1.3.1. Régulateur de tension.....	8
1.3.2. Condensateur série.....	9
1.3.3. Condensateur shunt.....	9
1.3.4. Sources distribuées (DGs).....	10
1.4. Détermination des pertes dans les réseaux déséquilibrés.....	13
1.5. Conclusion et formulation du problème.....	15
Chapitre 2. Modélisation des composantes.....	16
2.1 Introduction.....	16
2.2 Lignes de distribution.....	16
2.2.1 Lignes.....	16
2.2.2 Câbles.....	17
2.2.2.1 Câble à neutre concentrique.....	17
2.2.2.2 Câble blindé à ruban.....	17
2.3 Charges.....	19
2.3.1 Modèles des charges.....	19
2.3.1.1. Modélisation par une puissance constante.....	19
2.3.1.2. Modélisation par une impédance constante.....	20
2.3.1.3. Modélisation par un courant constant.....	20
2.3.1.4. Modèle des charges combinées ZIP.....	20
2.4. Machine à induction.....	21
2.5. Transformateur de distribution.....	23
2.5.1. Equations des courants.....	24
2.5.2. Equations des tensions.....	25
2.6 Régulateur de tension.	26
2.6.1. Modélisation d'un régulateur de tension.....	28
Conclusion.	29

Sommaire

Chapitre 3. Ecoulement de puissances.....	30
3.1 Introduction.....	30
3.2 Méthodes de résolution de l'écoulement de puissances.....	30
3.2.1 Flux de puissance dans le cadre des composantes de phases.....	31
3.2.1.1 Méthodes basées sur la factorisation des matrices Z_{bus} ou Y_{bus}	31
3.2.1.2 Méthodes de Newton modifiés.....	31
3.2.1.3 Méthodes du double balayage.....	31
3.2.1.4 Méthodes basés sur la topologie des réseaux.....	32
3.2.2. Analyse du flux de puissance par les composantes symétriques.....	32
3.2.3. Etude comparative des différentes méthodes.....	32
3.3. Aperçu sur la méthode « approche directe ».....	33
3.4. La méthode proposée « approche directe améliorée ».....	36
3.4.1. Principales étapes de l'approche directe modifiée.....	39
3.4.2. Construction des matrices B_I et B_V	40
3.4.3. Algorithme proposé de l'écoulement de puissances.....	41
3.5. Validation du programme proposé de l'écoulement de puissance.....	42
3.5.1. Validation pour les réseaux équilibrés.....	42
3.5.1.1. Réseau radial IEEE 33-JDB.....	43
3.5.1.2. Réseau radial IEEE 69-JDB.....	46
3.5.2 Validation pour les réseaux déséquilibrés	48
3.5.2.1 Réseau IEEE4-JDB.....	48
3.5.2.2 Réseau IEEE 13-JDB.....	52
3.5.2.2.1 Validation avec le logiciel GridLab-D.....	54
3.6. Conclusion.....	55
Chapitre 4. Réglage de la tension et mise en œuvre des sources distribuées.....	56
4.1 Introduction.	56
4.2 Procédure d'implantation du régulateur dans le programme de calcul.....	56
4.2.1 Test d'application d'un régulateur de tension.....	57
4.3. Intégration de sources distribuées.	60
4.3.1. Jeu de barres à facteur de puissance constant (PQ).....	60
4.3.2. Jeu de barres PQ(V).	60
4.3.3. Jeu de barres PV.....	62
4.3.4. Validation du programme en présence d'une machine à induction.....	63
4.3.4.1. Fonctionnement en moteur.....	64
4.3.4.2. Fonctionnement en générateur.....	65
4.3.4.3. Test d'un jeu de barre PV	66
4.4 Conclusion.	68
Chapitre 5 : Modélisation du problème de la réduction des pertes de puissance	69
5.1 Introduction.....	69
5.2 Revue de littérature.....	69
5.2.1 Compensation de l'énergie réactive.....	69
5.2.2 Réglage de la tension.....	72
5.2.3 Placement simultané de batteries de condensateurs et de régulateurs de	

Sommaire

tension.....	73
5.3 Indices de sensibilité des jeux de barres.....	73
5.3.1 Indice des pertes de puissance PLI (Power Losses Index).	73
5.3.1.1 Algorithme d'identification des nœuds sensibles (PLI)	74
5.3.2 Indices de sensibilité aux pertes (<i>QLSF</i> et <i>VLSF</i>).....	74
5.4 Contribution dans la thèse.....	75
5.4.1 Description du problème	75
5.4.2 Résolution du problème d'optimisation multi-objectif.....	77
5.4.2.1 Quelques définitions utiles [69].....	79
a) Dominance.....	79
b) Pareto optimal:	79
c) Les mécanismes de classement des solutions.....	79
i. mécanismes de classement (ranking):.....	79
ii. L'élitisme :	80
b) Le mécanisme de diversification:	80
5.4.2.2 Algorithmes de résolution.....	80
5.4.2.3 Choix de l'algorithme d'optimisation.	81
5.4.2.4 Algorithme Jaya	82
5.4.3 Procédure générale d'optimisation.	84
5.5. Conclusion.....	84
 Chapitre 6 : Résultats de simulation.....	 85
6.1 Introduction.	85
6.2 Réseau IEEE 13-JDB.....	85
6.2.1 Réduction des pertes par compensation de l'énergie réactive.	85
6.2.2 Amélioration du profil de la tension.....	89
6.2.3 Optimisation bi-objectifs.	92
6.3. Réseau IEEE37- JDB.	94
6.3.1 Nœuds sensibles.....	95
6.3.2 Impact des sources distribuées sur les pertes.....	97
6.3.3 Réduction optimale des pertes avec régulation de la tension.	100
6.4 Conclusion.....	102
 Conclusion générale.....	 103
Références bibliographique.....	105
ANNEXES	116

Liste des Figures

Figure 1.1 : Modèle simplifié d'une branche du réseau radial.....	5
Figure 1.2 : Diagramme vectoriel	6
Figure 1.3 : Régulateur de tension monophasé. [13].....	8
Figure 1.4 : Schéma du circuit de contrôle. [13].....	8
Figure 1.5 : Profil de la tension dans un réseau moyenne tension (MT). [13]	9
Figure 1.6 : Schéma d'un condensateur série avec son circuit de protection. [12].....	10
Figure 1.7 : Schéma d'une batterie de condensateurs de trois gradins. [12].....	10
Figure 1.8 : Modèle d'une branche du réseau avec DG.....	12
Figure 1.9 : Pourcentage des pertes de puissances par rapport à la puissance du DG	13
Figure 1.10 : Schéma type d'un réseau de distribution. [13]	14
Figure 2.1 : Modèle d'une section de ligne triphasée	16
Figure 2.2 : Câble à neutre concentrique	17
Figure 2.3 : Câble blindé à ruban.....	17
Figure 2.4 : Branche typique d'une ligne de distribution.....	18
Figure 2.5 : Circuit équivalent de la machine à induction.....	21
Figure 2.6 : Schéma d'un transformateur triphasé.....	23
Figure 2.7. Modèle simplifié de transformateur	23
Figure 2.8 : Circuit de compensateur.....	26
Figure 2.9: Symbole et modèle d'un régulateur de tension.....	28
Figure 3.1: Schéma unifilaire d'un réseau radial simple.....	33
Figure 3.2. Réseau de distribution radial.....	36
Figure 3.3 : Organigramme de construction des matrices B_I et B_v	41
Figure 3.4 : Représentation simplifiée du réseau de distribution IEEE 33-JB.....	43
Figure 3.5: Comparaison des profils des tensions du réseau de distribution IEEE 33-JDB..	44
Figure 3.6 : Zoom de la tension du 29 ^{ème} jeu de barres.....	44
Figure 3.7 : Représentation simplifiée du réseau de distribution IEEE 69-JB.....	46
Figure 3.8 : Comparaison des profils des tensions du réseau de distribution IEEE 69-JB...	47
Figure 3.9 : Zoom de la zone encadrée de la figure 3.8.	47
Figure 3.10 : Réseau IEEE 4-JDB.....	49
Figure 3.11 : Profil de la tension du réseau IEEE 4-JDB en unité réelle.....	51
Figure 3.12 : Profil de la tension du réseau IEEE 4-JDB en unité relative	52
Figure 3.13 : Schéma unifilaire du réseau test IEEE 13-JDB.....	53
Figure 3.14 : Profils des tensions obtenues par le programme proposé et par GridLAB-D	54
Figure 3.15 : Profils des tensions obtenues, méthode proposée et GridLAB-D.....	55
Figure 4.1 : Réseau IEEE 4-JDB équipé d'un régulateur de tension au nœud 3.....	57
Figure 4.2 : Profil de la tension sans régulateur.....	58

Liste des Figures

Figure 4.3 : Profil de la tension avec régulateur.	59
Figure 4.4 : Schéma du réseau de test. [52,53].....	63
Figure 4.5 : Profil des tensions des phases, cas d'un moteur.	65
Figure 4.6 : Profil des tensions des phases, cas du générateur.....	65
Figure 4.7 : Allure des tensions du réseau test sans la source de type PV.....	67
Figure 4.8 : Allure des tensions avec la source de type PV.	67
Figure 5.1 : a-Courbe de charge Typique. b- Courbe de durée de charge par morceaux.....	71
Figure 5.2 : Front Pareto pour un problème d'optimisation à deux objectifs.....	79
Figure 5.3 : Mécanisme de ranking.....	80
Figure 5.4 : Organigramme général pour mono objective et multi objective basé sur l'algorithme Jaya	83
Figure 6.1 : Profils des tensions de la phase-a pour les cas considérés	86
Figure 6.2 : Profils des tensions de la phase-b pour les cas considérés	87
Figure 6.3 : Profils des tensions de la phase-c pour les cas considérés	87
Figure 6.4 : Profils des tensions de la phase-a pour les cas considérés.....	90
Figure 6.5 : Profils des tensions de la phase-b pour les cas considérés.	90
Figure 6.6 : Profils des tensions de la phase-c pour les cas considérés.	91
Figure 6.7 : Coût en fonction des Pertes actives pour une compensation seule.....	93
Figure 6.8 : Coût en fonction des Pertes actives pour une compensation et réglage de la tension.	93
Figure 6.9 : Réseau IEEE 37-JDB.	94
Figure 6.10 : PLI des nœuds du réseau test N° 4 (IEEE 37-JDB).....	96
Figure 6.11 : Profil de la tension du réseau IEEE37-JB sans sources distribuées.....	97
Figure 6.12 : Profil de la tension du réseau IEEE 37-JB avec sources distribuées	98
Figure 6.13 : Solution Pareto du réseau IEEE 37-JDB sans DGs	100
Figure 6.14 : Solution Pareto du réseau IEEE 37-JDB avec DGs.	101

Liste des Tableaux

Tableau 1.1 : Les différentes technologies des sources distribuées.....	11
Tableau 2.1 : Calcul de la résistance et le rayon moyen géométrique dans les câbles.....	18
Tableau 2.2 : K_I , K_L , K_v et K_w pour quelques transformateurs de distribution industriels.....	26
Tableau 2.3: Paramètres essentiels du circuit de compensateur.	27
Tableau 2.4 : Matrices de transformation d'un régulateur de tension triphasé.....	29
Tableau 3.1 : Brève comparaison des réseaux de transmission et de distribution.....	30
Tableau 3.2 : Comparaison entre les deux approches.....	39
Tableau 3.3 : Comparaison des tensions du réseau de distribution IEEE 33-JB.....	45
Tableau 3.4 : Comparaison des tensions de certains nœuds du réseau de distribution IEEE 69-JB.....	48
Tableau 3.5 : Comparaison des pertes des puissances totales, réseaux équilibrés étudiés.....	48
Tableau 3.6 : Configuration des lignes du réseau IEEE 4-JDB.....	49
Tableau 3.7 : Transformateur triphasé.....	50
Tableau 3.8 : Données de la charge.....	50
Tableau 3.9 : Comparaison des tensions de la méthode proposée et ceux de IEEE.....	50
Tableau 3.10 : Comparaison des courants de la méthode proposée et ceux de IEEE.....	51
Tableau 3.11 : Identification des branches.....	53
Tableau 3.12 : Caractéristiques du transformateur.....	53
Tableau 3.13 : Identification des charges.....	53
Tableau 3.14 : Comparaison des pertes de puissance dans le réseau IEEE 13-JDB.....	55
Tableau 4.1. : Calcul de l'impédance moyenne du segment de ligne 3-4.....	57
Tableau 4.2 : Calcul des paramètres du compensateur.	58
Tableau 4.3 : Flux de puissances et pertes dans les branches du réseau IEEE 4-JB.....	59
Tableau 4.4 : Données de la charge.	63
Tableau 4.5 : Données de la machine à induction.....	63
Tableau 4.6: Données des transformateurs.....	63
Tableau 4.7 : Comparaison des tensions pour un fonctionnement du moteur.	64
Tableau 4.8 : Comparaison de la tension et du courant du moteur.....	64
Tableau 4.9 : Flux des puissances et pertes dans les cas moteur et générateur.....	66
Tableau 4.10 : comparaison des pertes du réseau IEEE 4-JB dans le cas de présence ou	

Liste des Tableaux

absence de source PV.....	68
Tableau 6.1 : Pertes actives et déviation totale de la tension.....	88
Tableau 6.2 : Impédance du compensateur du régulateur placé entre les nœuds 632 et 675.....	89
Tableau 6.3 : Optimisation des emplacements et tailles des condensateurs et des prises du régulateur.....	91
Tableau 6.4. Constantes utilisées dans l'objectif Obj_2 [66]	92
Tableau 6.5 : Solutions 1, 2 et 3 correspondant aux figures 6.7 et 6.8.....	94
Tableau 6.6: Caractéristiques de la machine à induction (générateur).....	95
Tableau 6.7 : Indices PLI des nœuds du réseau IEEE 37- JB.....	95
Tableau 6.8 : Tensions et puissances du jeu de barre 741 sans et avec DGs.....	98
Tableau 6.9 : Tensions et puissances du jeu de barres 729 sans et avec DGs.....	99
Tableau 6.10 : Pertes et déviation de la tension du réseau IEEE37-bus avec et sans DGs.....	99
Tableau 6.11 : Tableau comparatif des pertes et coûts, réseau IEEE 37-nœuds avec et sans DGs.....	101

Nomenclature

r_s : Résistance d'un brin neutre solide

k : Nombre de brins neutres concentriques.

GMR_s : Rayon moyen géométrique d'un brin neutre

R : Rayon d'un cercle passant par les centres des brins neutres

d_{od} : Diamètre nominal du cercle entourant les neutres concentriques du câble.

d_s : Diamètre d'un brin neutre concentrique.

T : L'épaisseur du ruban de cuivre

d_s : Le diamètre extérieur du ruban de blindage.

$V_i \angle \delta_i$ et $V_j \angle \delta_j$ Tensions des jeux de barres i, j en coordonnées polaires

r_{ij} Résistance de l'élément ij .

$\bar{S}_{ij}, \bar{S}_{ji}$ Sont respectivement les puissances circulant du nœud i vers le nœud j et inversement

$\bar{I}$: Vecteur des courants des phases de la branche (ij).

R_{abc} : Matrice des résistances des phases de la branche (ij).

P_{Loss} : Vecteur des pertes actives des phases de la branche (ij).

D_{ik} La distance mutuelle entre les conducteurs i et j .

δ^φ : Angle de phase de la tension simple V^φ

θ^φ : Angle du facteur de puissance S^φ

n_s, n_r : Vitesses de synchronisme et du rotor respectivement .

Introduction générale

Introduction générale

Au cours de ces dernières décennies, les chercheurs se sont concentrés sur les systèmes de distribution d'énergie électrique en raison des pertes de puissance très élevées qui y sont associées. Elles sont constituées principalement par une dissipation de puissances dans les composantes des réseaux tels que les lignes, les transformateurs etc..... Il est légitime de se poser la question sur le calcul de ces pertes et les moyens pour les réduire d'une façon économique avec une déviation de tension minimale.

Ces interrogations font de ce problème, un problème d'optimisation non linéaire avec contraintes. Cependant, on ne peut résoudre ce problème sans apporter une solution au problème de l'écoulement des puissances capable de nous donner les pertes totales et le profil de la tension dans un réseau de distribution, qu'il soit équilibré ou non. La plupart des travaux ont porté sur les réseaux équilibrés et ce à cause des difficultés rencontrées dans les réseaux déséquilibrés. De plus, si les méthodes conventionnelles de solution du problème de l'écoulement de puissance ont donné de bons résultats pour les réseaux de transport, elles divergent en général lorsqu'on est face à un réseau de distribution. Bien que les codes de calcul disponibles (CymeDist, Gridlab-D, OpenDSS) puissent régler ce problème, leur incorporation dans des procédures d'optimisation reste très difficile.

Le développement d'un code pour le calcul de l'écoulement de puissance dans les réseaux déséquilibrés, qui doit être facile à insérer dans une procédure d'optimisation, sera donc une tâche essentielle de cette thèse.

L'optimisation des pertes se fait toujours par une compensation de l'énergie réactive et la réduction de la déviation de la tension. Pratiquement, les batteries de condensateurs donnés sous forme de gradins et le changement des prises des régulateurs de tension sont les moyens nécessaires pour la compensation de l'énergie réactive et le réglage de la tension. La minimisation des investissements pour ces moyens constitue un deuxième objectif pour le problème d'optimisation. Il s'agit donc, d'un problème d'optimisation bi-objectif à variables discrètes.

La plupart des méthodes méta heuristiques, valable pour la résolution de ce type de problème, sont à variables continues. Le choix d'une méthode de résolution, parmi celles disponibles dans la littérature, nécessite des modifications pour pouvoir prendre en charge les

variables discrètes. Ce problème représente une autre tâche à accomplir dans le cadre de ce travail.

Actuellement, on assiste à l'introduction de sources distribuées dans les réseaux de distribution. Ces dernières sont modélisées, dans la plupart des travaux, par des jeux de barres de type PV ou PQ . Cependant, le modèle des sources éoliennes, de type PQ , suppose un facteur de puissance connu. S'il n'en est pas le cas, on doit les modélisées par le type $PQ(V)$ dans lequel une connaissance de la relation $Q(V)$ de la machine à induction, l'organe principale de l'éolienne, est nécessaire.

La présente thèse est divisée en six chapitres. Dans le premier chapitre, une formulation générale sur le calcul des pertes de puissance et de la chute de tension dans les réseaux de distribution. Une introduction sur les moyens de réduction des pertes et du réglage de la tension est aussi abordée dans ce chapitre. Le second chapitre est consacré à la modélisation des différents constituants des réseaux électriques de distribution y compris les lignes, les câbles, les transformateurs, les différents types de charges, les machines à inductions et les régulateurs de tension. Le troisième chapitre, quant à lui, est consacré à la résolution du problème de l'écoulement des puissances et au développement d'un programme de calcul de l'écoulement des puissances dans les réseaux de distributions équilibrés et déséquilibrés et sa validation. Le quatrième chapitre donne un ensemble de procédures pour l'implantation des régulateurs de tension dans le programme élaboré ainsi que celle des jeux de barres PV et $PQ(V)$ suivis de tests de validation. Le cinquième chapitre est dévolu à la formulation du problème d'optimisation et au choix de la méthode de résolution. Le sixième et dernier chapitre présente les résultats des simulations effectuées sur deux types de réseaux tests, le réseau de distribution IEEE 13-JDB et le réseau de distribution IEEE 37-JDB. Enfin et pour clore cette thèse, une conclusion générale est donnée.

Chapitre 1.
*Analyse des pertes d'énergie dans les réseaux
électriques*

1.1 Introduction.

Trois parties essentielles composent les réseaux électriques, la production d'énergie, le réseau de transport et celui de distribution. Si les aspects de production et de transport de l'énergie électrique ont largement été considérés dans les études consacrées aux réseaux électriques, peu d'intérêts ont été consacrés aux réseaux de distribution. Au cours de ces dernières décennies, les chercheurs se sont concentrés sur les systèmes de distribution d'énergie électrique en raison des pertes de puissance très élevées qui y sont associées. Ce niveau des pertes de puissance trouve son explication dans les forts courants électriques qui y circulent et ce comparativement aux réseaux de transport.

Les pertes d'énergie sont de deux types: les pertes techniques et les pertes non-techniques[1]. Les pertes non-techniques proviennent de la consommation d'énergie non enregistrée. Ces pertes résultent de vols d'énergie ou d'erreurs de comptage et/ou de profilage. Les pertes techniques ont, elles aussi, des origines diverses [2]. Elles sont constituées principalement par une dissipation de puissances dans les composantes du réseau telles que les lignes, les transformateurs etc.... Un calcul exact des pertes techniques peut conduire à une estimation des pertes non techniques [3-4]. En plus, une bonne connaissance des différentes formulations des pertes peut contribuer à réaliser ce travail de recherche.

1.2 Formulation des pertes.

L'évaluation des pertes de puissance électrique est conduite de deux façons différentes, selon le type de réseau auquel on fait face. Le premier mode de calcul est applicable aux réseaux maillés où réseaux de transport l'autre, convient aux réseaux de distribution dont la particularité est d'avoir une configuration radiale [5].

1.2.1 Réseaux de transport.

Au début de l'évolution des réseaux électriques, la plupart des méthodes d'analyse ont été orientées vers les réseaux de transport. Les pertes de puissance y sont alors définies comme étant égales à la différence entre la puissance totale produite $\bar{S}_G$ et la puissance totale consommée $\bar{S}_D$ [6]. On écrit alors:

$$\bar{S}_{Loss} = \bar{S}_G - \bar{S}_D \quad (1.1)$$

La réécriture de l'expression (1.1) sous la forme nodale, qui est l'expression préférée pour les réseaux de transport, donne:

$$P_{Loss} + jQ_{Loss} = \sum_{i=1}^N (P_i + jQ_i) = \sum_{i=1}^N (P_{Gi} - P_{Di}) + j \sum_{i=1}^N (Q_{Gi} - Q_{Di}) \quad (1.2)$$

Où :

P_i, Q_i sont les puissances actives et réactives au jeu de barre i .

P_{Gi}, P_{Di} sont respectivement les puissances actives générées et consommées au jeu de barre i .

Q_{Gi}, Q_{Di} sont les puissances réactives générées et consommées au jeu de barre i .

N est le nombre de jeux de barres.

En se basant sur les relations (1.1) et (1.2) différentes formulations peuvent être établies. Les plus distinguées de ces formulations sont au nombre de deux à savoir:

1.2.1.1 Méthode de coefficients de pertes.

Elle donne les pertes totales en fonction des puissances des nœuds [7]. C'est la méthode de coefficients de pertes B qui s'écrit :

$$P_{loss} = \sum_{i=1}^N \sum_{j=1}^N P_i B_{ij} P_j \quad (1.3)$$

1.2.1.2 Méthode de DOPEZO.

Cette méthode donne l'expression des pertes de puissance actives en fonction des puissances consommées [8], c'est la méthode de DOPEZO. Dans cette méthode, les pertes de puissance active s'écrivent :

$$P_{Loss} = \sum_{i=1}^N \sum_{j=1}^N [\alpha_{ij} (P_i P_j + Q_i Q_j) + \beta_{ij} (Q_i P_j + P_i Q_j)] \quad (1.4)$$

Où :

$$\begin{cases} \alpha_{ij} = \frac{r_{ij}}{V_i V_j} \cos(\delta_i - \delta_j) \\ \beta_{ij} = \frac{r_{ij}}{V_i V_j} \sin(\delta_i - \delta_j) \end{cases}$$

La relation (1.4) est jugée la plus exacte des méthodes existantes pour le calcul des pertes de puissance.

1.2.2 Réseaux de distribution.

Les difficultés rencontrées dans l'adaptation de la formule (1.3) aux réseaux de distribution [9] a conduit à appliquer la formule (1.4) qui a donné de bons résultats. Cependant, avec les développements qu'ont connus les réseaux de distribution, la détermination des pertes de puissance s'appuie sur le calcul des pertes dans les différentes branches qui le composent. Cette approche de calcul trouve sa justification dans la configuration radiale des réseaux de distribution qui est un ensemble de branches constituées par des lignes, des câbles et des transformateurs. Le modèle d'une branche du réseau de

distribution peut être simplifié en négligeant l'effet de la capacité de la ligne et les pertes dans le fer des transformateurs. Le modèle ainsi formé est montré par la Figure 1.1.

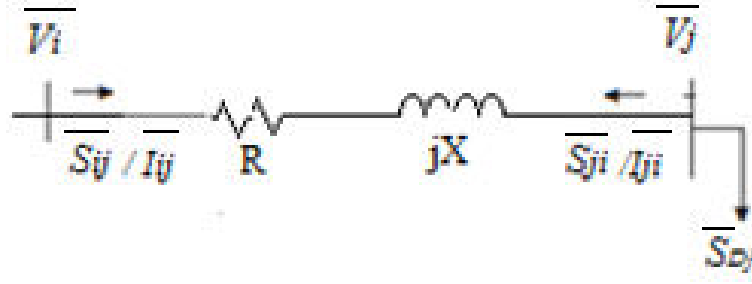


Figure 1.1 : Modèle simplifié d'une branche du réseau radial.

Contrairement aux réseaux de transport, les réseaux de distribution sont caractérisés par des courants de branche importants dont l'effet est de produire de fortes pertes de puissances et chutes de tensions. Il est donc légitime de dire qu'il existe un lien étroit et donc une relation entre les pertes de puissance et les chutes de tension.

1.2.2.1. Détermination des pertes en fonction de la chute de tension.

Les pertes de puissance dans la branche donnée par la Figure 1.1 peuvent être calculées en utilisant la relation (1.5) suivante : [7]

$$\bar{S}_{Loss}(i, j) = \bar{S}_{ij} + \bar{S}_{ji} \quad (1.5)$$

Où : $\bar{S}_{ij}, \bar{S}_{ji}$ Sont respectivement les puissances circulant du nœud i vers le nœud j et inversement du nœud j vers le nœud i . C'est la différence entre la puissance entrant dans la branche ij et la puissance qui en sort.

En introduisant les courants et les tensions de la branche, la relation (1.5) ci-dessus donnée s'écrit :

$$\bar{S}_{Loss}(i, j) = (\bar{V}_i - \bar{V}_j) \cdot \bar{I}_{ij}^* \quad (1.6)$$

De l'expression (1.6), on déduit une relation montrant le lien entre les pertes de puissance et la chute de tension qu'on écrit comme il suit :

$$\bar{S}_{Loss}(i, j) = \Delta \bar{V}_{ij} \cdot \bar{I}_{ij}^* \quad (1.7)$$

L'expression (1.7) peut encore s'écrire sous la forme suivante, dans laquelle on élimine l'indice ij pour but de simplification :

$$\bar{S}_{Loss}(i, j) = (\Delta V_p + j\Delta V_q) \cdot (I_p - jI_q) \quad (1.8)$$

Où : I_p, I_q : $\Delta V_p, \Delta V_q$: sont les composantes réelle et imaginaire du courant et de la chute de tension de la branche (ij). (*) : est le signe du conjugué.

1.2.2.2. Calcul de la chute de tension.

Les chutes de tension exprimées par la relation (1.8) peuvent être déterminées en utilisant le diagramme vectoriel de la Figure 1.2 qui suit et correspondant au circuit de la Figure 1.1. où, la charge est choisie comme étant une charge inductive.

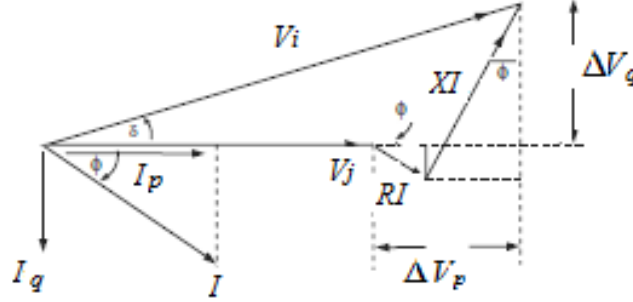


Figure 1.2. : Diagramme vectoriel

Connaissant les puissances de la branche (ij) données par le système (1.9)

$$\begin{cases} P_{ij} = RI_{ij} \cos(\phi) \\ Q_{ij} = XI_{ij} \sin(\phi) \end{cases} \quad (1.9)$$

En se servant du diagramme de la Figure (1.2), on déduit les expressions (1.10) et (1.11) des chutes de tension selon l'axe des réels et l'axe des imaginaires suivantes :

$$\Delta V_p = \frac{RP_{ij} + XQ_{ij}}{V_j} \quad (1.10)$$

$$\Delta V_q = \frac{XP_{ij} - RQ_{ij}}{V_j} \quad (1.11)$$

En distribution, la relation (1.11) est généralement négligeable devant celle donnée par la relation (1.10). Cette dernière, caractérise la chute de tension réelle dans les réseaux de distribution [10].

1.2.2.3. Calcul des pertes.

En substituant ΔV_p et ΔV_q dans la relation (1.8) par leurs expressions (1.10) et (1.11) et après quelques simplifications, on obtient :

$$\bar{S}_{Loss}(i, j) = \frac{P_{ij}^2 + Q_{ij}^2}{V_j^2} R + j \frac{P_{ij}^2 + Q_{ij}^2}{V_j^2} X \quad (1.12)$$

La partie réelle de la relation (1.12) constitue les pertes de puissance active alors que sa partie imaginaire donne les pertes de puissance réactive dans la branche ij [11]. On écrit alors:

$$P_{Loss}(i, j) = \frac{P_{ij}^2 + Q_{ij}^2}{V_j^2} R \quad (1.13)$$

$$Q_{Loss}(i, j) = \frac{P_{ij}^2 + Q_{ij}^2}{V_j^2} X \quad (1.14)$$

1.2.2.4. Hypothèses simplificatrices des pertes.

Dans l'exploitation des réseaux de distribution, les pertes réactives sont négligeables devant les pertes actives $Q_{Loss} \leq P_{Loss}$ pour les raisons suivantes : [12]

1. $I_q \ll I_p$, à cause de l'amélioration du facteur de puissance des charges inductives par une compensation locale de la puissance réactive.
2. $\Delta V_q \ll \Delta V_p$ du fait de la valeur élevée du rapport R/X dans les réseaux de distribution.

Ainsi, la relation (1.8), donnant les pertes de puissance, sera simplifiée et devient égale à :

$$\bar{S}_{Loss}(i, j) = \Delta V_p \cdot I_p = P_{Loss}(i, j) \quad (1.15)$$

Les pertes de puissance données par l'expression (1.15) sont purement actives et expliquent pourquoi la plupart des travaux dans ce domaine n'utilisent que ce type de pertes.

1.3 Paramètres et moyens influant sur les pertes.

Comme montré par la relation (1.15), il existe une relation étroite entre les pertes de puissance active et la chute de tension. Par conséquent, tout paramètre influant sur la chute de tension influe aussi sur les pertes. La relation (1.10) met en évidence ces différents paramètres [12], dont on cite :

1. L'impédance de la ligne ou la branche $\bar{Z} = R + jX$: La résistance R et la réactance X sont fixées par conception c'est-à-dire que le choix du type, de la forme et de la section des conducteurs se fait au cours de l'étude initiale. Si l'étude initiale est bien conduite, les effets de ces paramètres sur la chute de tension sont faibles voire négligeables.
2. La puissance de la ligne $\bar{S} = P + jQ$, est liée aux différentes charges connectées au réseau.
3. La valeur de la tension $\bar{V}_j$ à l'extrémité de la branche dépend aussi des charges connectées au réseau.

Compte tenu de ces paramètres, on peut envisager les moyens techniques pour le contrôle des pertes de puissance et de la chute de tension suivants :

1.3.1. Régulateur de tension.

Pour faire varier la tension $\bar{V}_j$ dans la relation (1.10), on peut envisager l'utilisation d'un régulateur de tension où un transformateur à prises [13].

Un régulateur de tension est formé d'un autotransformateur équipé d'un mécanisme de changement de prises relié à un circuit de contrôle. Le schéma monophasé complet d'un régulateur est montré par la Figure 1.3. Les régulateurs monophasés peuvent être connectés en étoile et en triangle pour les lignes triphasées.

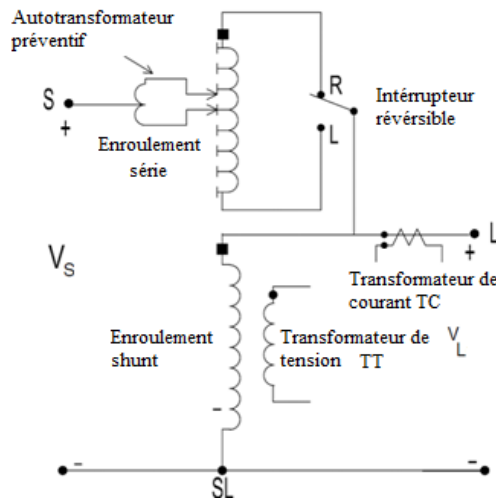


Figure 1.3 : Régulateur de tension monophasé. [13]

Le circuit de contrôle est constitué d'un compensateur de chute de tension, un transformateur de tension (TT) et un transformateur de courant (TC) placé en série sur la ligne. En plus de ces transformateurs, d'autres accessoires (relais, moteur,...) sont insérés dans la chaîne de contrôle comme montré par la Figure 1.4.

Le régulateur de tension doit garder les tensions de tous les consommateurs, proches ou éloignés du poste/source, dans les limites permises fixées par le standard ANSI ou des comités internationaux. (Figure 1.5.)

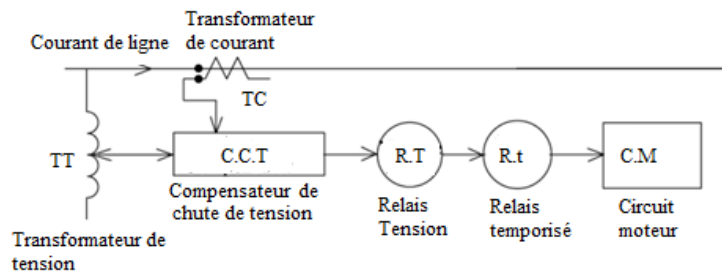


Figure 1.4: Schéma du circuit de contrôle.[13]

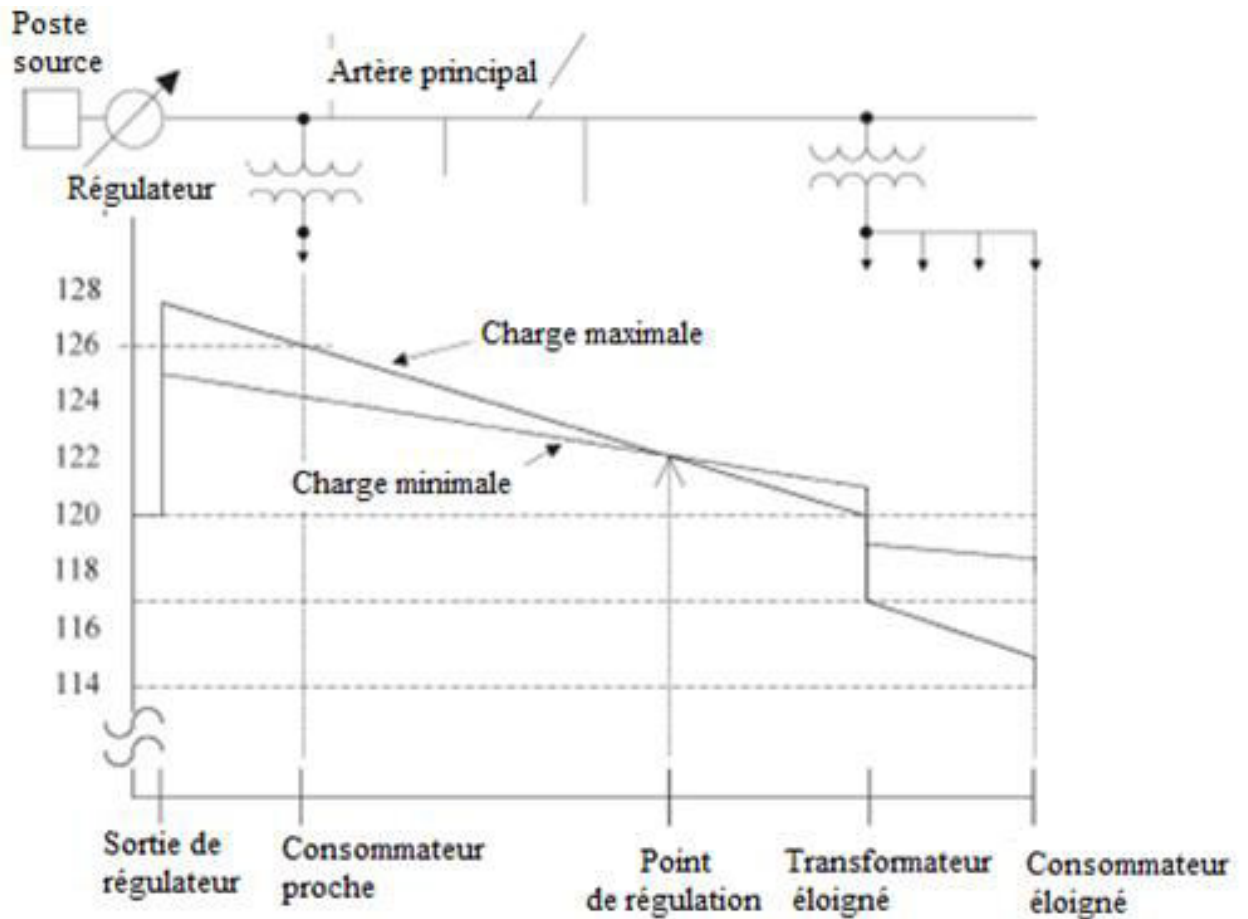


Figure 1.5 : Profile de la tension dans un réseau moyenne tension (MT). [13]

1.3.2. Condensateur série.

Parmi les solutions techniques pour réduire la résistance R d'une ligne, on cite la mise en parallèle de plusieurs lignes où l'augmentation de la section des conducteurs de cette ligne. Par contre, pour réduire la réactance X de la ligne, on procède au placement de condensateurs en série dans la ligne (Figure 1.6).

1.3.3. Condensateur shunt.

Le condensateur shunt est un composant capable de compenser la puissance réactive (inductive) dans une branche. Les batteries de condensateurs installées dans les réseaux à moyenne tension (MT) sont constituées d'unités dont la puissance nominale normalisée est entre 50 et 150 kVAr et plus. les batteries de condensateurs MT sont généralement regroupées dans les postes HT/MT, raccordées directement aux jeux de barres MT et divisées en plusieurs gradins ayant une puissance nominale de 1MVAR chacune [12]. La Figure 1.7 montre un schéma d'une batterie de trois gradins.

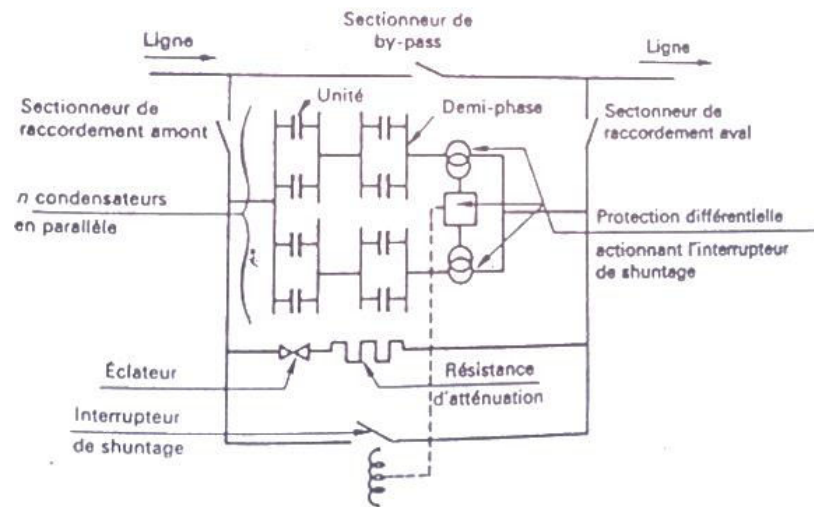


Figure 1.6 : Schéma d'un condensateur série avec son circuit de protection. [12]

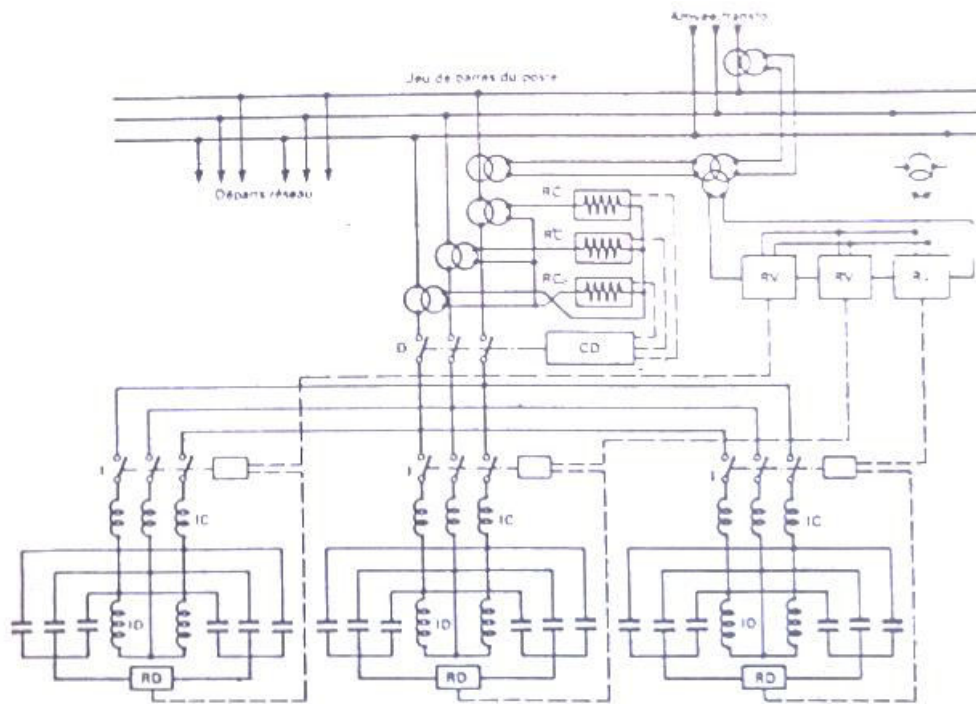


Figure 1.7 : schéma d'une batterie de condensateurs de trois gradins. [12]

1.3.4. Sources distribuées (DGs).

Ces composants ont un effet simultané sur la puissance active et réactive de la branche. On entend essentiellement par DG, une centrale électrique à petite échelle, différente d'une centrale traditionnelle. À l'heure actuelle, plusieurs technologies sont utilisées dans les applications de la production décentralisée. Elles sont basées sur les énergies renouvelables telles que l'énergie photovoltaïque, l'énergie éolienne, etc. Comme il est montré sur le Tableau 1.1

Tableau 1.1 : Différentes technologies des sources distribuées.

Type de source distribuée DG	Convertisseur d'énergie		Modèle adapté aux Programme Ecoulement de Puissance	Explications
	Machine électrique	interface avec le réseau		
Moteurs à combustion interne	Générateur synchrone	Direct	Nœud PQ	Régulation de la tension d'excitation en mode de contrôle du facteur de puissance
	Générateurs d'induction à cage d'écureuil	Direct	Nœud PQ ou modèle de caractéristique de tension statique (SVCM) où PQ(V)	-
Turbines à gaz	Générateur synchrone	Direct	Nœud PQ	Régulation de la tension d'excitation en mode de contrôle du facteur de puissance
			Modèle caractéristique de tension statique (SVCM) où PQ(V)	Tension d'excitation fixe
			Nœud PV	Régulation de la tension d'excitation en mode de contrôle de la tension
Micro-turbines	Générateurs synchrones à aimant permanent	Redresseur + onduleur ou convertisseur AC/AC	Nœud PV	Circuit de commande du convertisseur contrôle indépendamment P et V
			Nœud PQ	Ccircuit de commande du convertisseur contrôle indépendamment P et Q
éolienne	Générateurs à induction à cage d'écureuil	Direct	Nœud PQ ou modèle de caractéristique de tension statique (SVCM) où PQ(V)	-
	Générateur à induction à double alimentation	Redresseur + onduleur	Nœud PV	Le circuit de commande du convertisseur contrôle indépendamment P et V
			Nœud PQ	Le circuit de commande du convertisseur contrôle indépendamment P et Q
	Générateur synchrone conventionnel ou à aimant permanent	Redresseur + onduleur	Nœud PV	Le circuit de commande du convertisseur contrôle indépendamment P et V
			Nœud PQ	Le circuit de commande du convertisseur contrôle indépendamment P et Q
Photovoltaïque	-	Onduleur	Nœud PV	Le circuit de commande du convertisseur contrôle indépendamment P et V
			Nœud PQ	Le circuit de commande du convertisseur contrôle indépendamment P et Q.
Pile à combustible	-	Onduleur	Nœud PV	Le circuit de commande du convertisseur contrôle indépendamment P et V
			Nœud PQ	Le circuit de commande du convertisseur contrôle indépendamment P et Q.

Les systèmes de production décentralisés peuvent être classés en quatre grands types en fonction de leurs caractéristiques terminales en termes de capacité de fourniture de puissances active et réactive [14] :

- 1) Type 1 : Les systèmes de production de type 1 sont des DG capables d'injecter dans le réseau de la puissance active (P) uniquement. Dans cette catégorie, on retrouve les cellules photovoltaïques, les micro-turbines, les piles à combustible. Elles sont intégrées au réseau principal à l'aide de convertisseurs.
- 2) Type 2 : Dans cette deuxième catégorie, on compte les DG qui ne sont capables d'injecter dans le réseau que de la puissance réactive (Q). Cette catégorie est constituée de compensateurs synchrones tels que les turbines à gaz.
- 3) Type 3 : La troisième classe est constituée de DG capable d'injecter dans le réseau à la fois de la puissance active P et de la puissance réactive Q . Les unités de production décentralisée sont basées sur une machine synchrone (cogénération, turbine à gaz, etc...).
- 4) Type 4 : Dans ce dernier type, on trouve les DG qui ne sont capables d'injecter, dans le réseau électrique, que de la puissance active P mais, parallèlement ils absorbent de la puissance réactive Q . Ils correspondent principalement aux générateurs à induction utilisés dans les parcs éoliens.

L'intégration de la production décentralisée dans les réseaux de distribution rend le flux d'énergie bidirectionnel, ce qui peut entraîner un problème de surtension [15]. Pour comprendre l'impact des DG sur la tension du système, on considère le réseau de distribution simplifié de la Figure 1.8 où, un DG est connecté à un jeu de barre de charge.

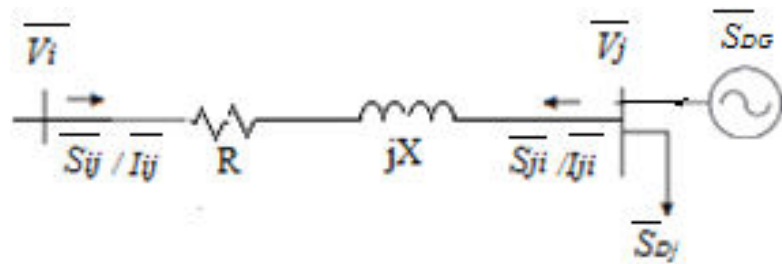


Figure 1.8 : Modèle d'une branche du réseau avec DG.

La chute de tension de la branche prend la forme suivante :

$$\Delta V_p = \frac{RP_{ij} + XQ_{ij}}{V_j} = \frac{R(P_{DG} - P_{Dj}) + X(Q_{DG} - Q_{Dj})}{V_j} \quad (1.16)$$

Où, P_{DG} et Q_{DG} sont respectivement les puissances active et réactive à la sortie du DG.

L'expression (1.16) montre que la surtension est la plus élevée lorsque le DG génère sa puissance maximale dans des conditions de faible charge. Ce problème est principalement associé à un flux de puissance inverse excessif causé par le DG dont l'effet est d'entraîner une augmentation des pertes de puissance. Ce phénomène est bien illustré par la Figure 1.9 [16,17] :

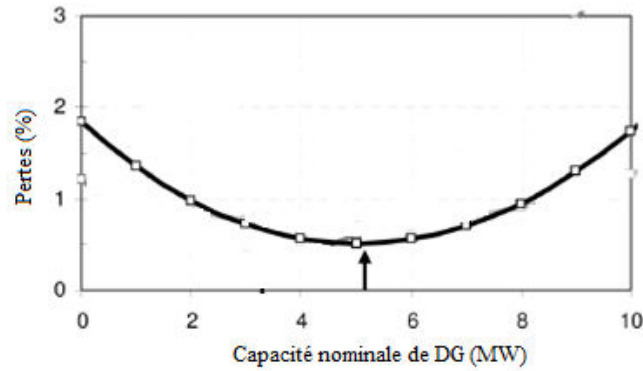


Figure 1.9 : Pourcentage des pertes de puissances par rapport à la puissance du DG. [17]

1.4. Détermination des pertes dans les réseaux déséquilibrés.

Les relations présentées jusqu'ici sont valables pour les réseaux triphasés équilibrés où le réseau peut être représenté par son schéma unifilaire utilisant une phase seulement. Par contre, pour les réseaux déséquilibrés, on doit exploiter le schéma complet du réseau.

Le réseau de distribution est généralement de configuration radiale et est constitué d'une artère principale triphasée à laquelle viennent se greffer des ramifications qui peuvent être monophasées, biphasées et triphasées. Malgré les mesures prises pour équilibrer le réseau, par la transposition de l'artère primaire et la répartition équitable des charges entre les phases, on ne peut assurer l'équilibre du réseau. L'équilibrage du réseau se complique davantage en présence de ramifications monophasées et biphasées. Le schéma type d'un réseau de distribution [13] est donné par la Figure 1.10.

Les concepts de base pour le calcul des pertes dans les systèmes triphasés sont présentés dans [13,18], parmi lesquelles, les pertes de puissance réelle d'un segment de ligne doivent être calculées comme la différence (par phase) de la puissance à l'entrée du segment de ligne moins la puissance à la sortie du dit segment.

En effet, il s'agit de l'application de la relation (1.5) pour les trois phases de la branche:

$$\bar{S}_{Loss}^m(i, j) = \bar{S}_{ij}^m + \bar{S}_{ji}^m ; m = \{a, b, c\} \quad (1.17)$$

Et il est possible d'avoir une perte de puissance négative sur une phase faiblement chargée par rapport aux deux autres phases.

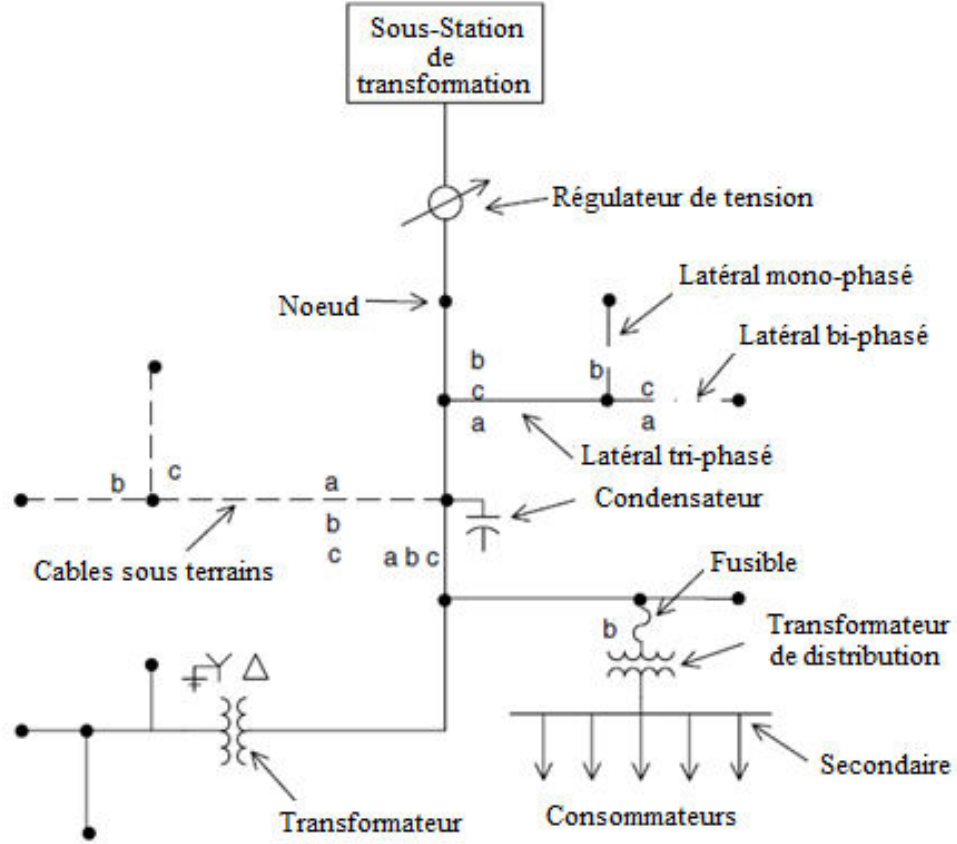


Figure 1.10 : Schéma type d'un réseau de distribution [13]

Selon la méthode proposée par [19] les pertes actives des phases d'une branche, peuvent être calculées par la relation (1.18):

$$P_{Loss}(i, j) = \text{Re}(\bar{\mathbf{I}}_{ij}^T \otimes (\mathbf{R}_{ij}^{abc} \bar{\mathbf{I}}_{ij}^*)) \quad (1.18)$$

le symbole $\otimes$ dénote la multiplication point par point de deux vecteurs, Re : la partie réelle de l'expression entre les parenthèses

Finalement, les pertes actives totales sont donc égales à :

$$P_{Loss}^{tot} = \sum P_{Loss}(i, j) \quad (1.19)$$

Où:

$$P_{Loss}^{tot} = \text{Re}(\sum_{m=a,b,c}^N \bar{S}_{Loss}^m(i, j)) = \text{Re}(\sum_{m=a,b,c}^N (\bar{S}_{ij}^m + \bar{S}_{ji}^m)) \quad (1.20)$$

1.5. Conclusion et formulation du problème

Après avoir donné un aperçu sur les différentes formulations du calcul des pertes de puissance dans les réseaux électriques de distribution et après la présentation des principaux équipements influençant ces pertes ; tels que les régulateurs de tension, les batteries de condensateurs et les sources distribuées, il est légitime de se poser la question sur l'emplacement de ces moyens dans un réseau triphasé déséquilibré pour réduire les pertes totales d'une façon économique avec une déviation de tension minimale ? Ces interrogations font de ce problème, un problème d'optimisation non linéaire avec contraintes. Cependant, on ne peut résoudre ce problème sans apporter une solution du problème de l'écoulement des puissances capable de nous donner les pertes totales et le profil de la tension dans un réseau de distribution, qu'il soit équilibré ou non, semblable à celui donné par la Figure 1.10. Ceci justifie l'introduction du chapitre suivant portant sur la modélisation des différentes composantes du réseaux de distribution nécessaires pour l'élaboration du programme de l'écoulement de puissance.

Chapitre 2.

Modélisation des composantes du réseau

2.1 Introduction.

Les composantes principales des réseaux électriques de distribution sont les lignes, les câbles, les charges statiques et dynamiques (machines à induction) et les transformateurs. Une modélisation exacte de ces composantes est nécessaire pour élaborer des programmes de calcul permettant une analyse efficace de ces réseaux.

2.2 Lignes de distribution.

En pratique, les lignes de distribution sont de deux types, les lignes et les câbles. La modélisation de ces deux formes est quasiment identique.

2.2.1 Lignes.

Pour une section de ligne triphasée (voir Figure 2.1) où les capacités shunts sont ignorées à cause de leurs effets négligeables, les impédances propres et mutuelles sont calculées par la méthode développée par Carson et Lewis. [20]

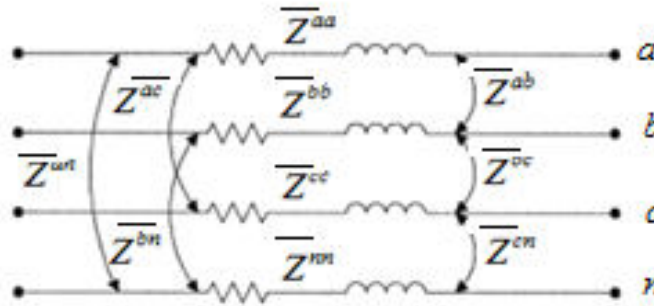


Figure 2.1 : Modèle d'une section de ligne triphasée

Les expressions de ces impédances sont données par les équations (2.1) et (2.2) [21].

$$\bar{Z}^{ii} = R_i + R_e + j\omega \times 2 \times 10^{-4} \ln\left(\frac{D_e}{GMR_i}\right) \left[\frac{\Omega}{km} \right] \quad (2.1)$$

$$\bar{Z}^{ik} = R_e + j\omega \times 2 \times 10^{-4} \ln\left(\frac{D_e}{D_{ik}}\right) \left[\frac{\Omega}{km} \right] \quad (2.2)$$

$$i, k = \{a \quad b \quad c \quad n\}$$

La résistance R_i et le rayon moyen géométrique GMR_i du conducteur de phase sont obtenus à partir d'un tableau standard où catalogue de données sur les conducteurs fourni par les constructeurs selon les normes du comité international d'électrotechnique.

Les constantes D_e et R_e sont données en fonction de la conductivité finie du sol ρ et la fréquence du système f . ($R_e = \pi^2 f \times 10^{-4}$ et $D_e = 659 \cdot \sqrt{\rho/f}$).

2.2.2 Câbles.

Deux types de câbles sont à considérer, le câble à neutre concentrique et le câble blindé à ruban. [13]

2.2.2.1 Câble à neutre concentrique.

La Figure 2.2 montre un détail simple d'un câble à neutre concentrique. Le câble se compose d'un "conducteur de phase" central recouvert d'une fine couche d'écran semi-conducteur non métallique sur lequel est collé le matériau isolant. L'isolation est ensuite recouverte d'un écran isolant semi-conducteur. Les brins solides de neutre concentrique sont enroulés en spirale autour de l'écran semi-conducteur avec un espacement uniforme entre les brins. Certains câbles sont également dotés d'une "gaine" isolante entourant les brins neutres.

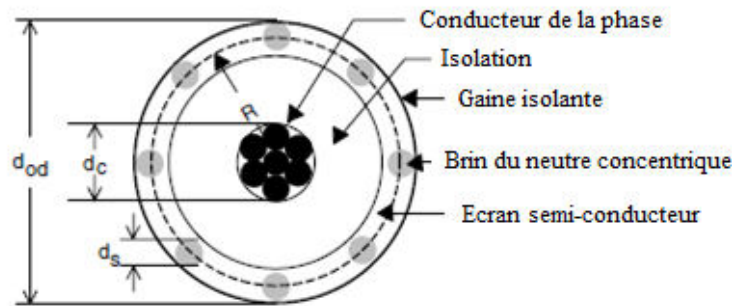


Figure 2.2 : Câble à neutre concentrique. [13]

2.2.2.2 Câble blindé à ruban.

La Figure 2.3 montre un détail simple d'un câble blindé à ruban. Le câble se compose d'un "conducteur de phase" central recouvert d'une fine couche d'écran semi-conducteur non métallique sur lequel est collé le matériau isolant. L'isolation est recouverte d'un écran semi-conducteur. Le blindage est constitué d'un ruban de cuivre nu appliqué de manière hélicoïdale autour de l'écran isolant. Une "gaine" isolante entoure le ruban de blindage.

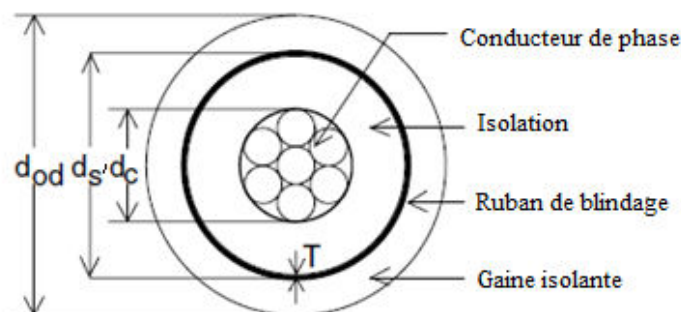


Figure 2.3 : Câble blindé à ruban. [13]

Les relations (2.1) et (2.2) restent applicables aux câbles. La résistance et le GMR du conducteur de phase se calculent de la même manière que pour les phases des lignes mais, pour le neutre, on doit utiliser les relations du Tableau 2.1 suivant :

Tableau 2.1 : Calcul de la résistance et le rayon moyen géométrique dans les câbles [13].

	Câbles	
	Concentrique	blindé
Resistance du neutre R_n	r_s/k	$7.9385 \times 10^8 \rho / d_s T$
Rayon moyen géométrique GMR_n	$\sqrt[k]{GMR_s \cdot k \cdot R^{k-1}}$ Avec : $R = \frac{d_{od} - d_s}{24}$	$8.333 \times 10^{-5} T e^{\frac{1}{4}}$

Il est à noter que les capacités dans les modèles des câbles sont parfois considérées comme des charges dont les courants doivent être injectés dans les jeux de barres de voisinage.

L'application des équations de Carson à la section de la ligne de la Figure 2.1, conduit à une matrice de dimensions 4x4, qui prend en considération les effets de couplage propre et mutuelle. Cette matrice s'écrit :

$$\bar{Z}^{abcn} = \begin{bmatrix} \bar{Z}^{aa} & \bar{Z}^{ab} & \bar{Z}^{ac} & \bar{Z}^{an} \\ \bar{Z}^{ba} & \bar{Z}^{bb} & \bar{Z}^{bc} & \bar{Z}^{bn} \\ \bar{Z}^{ca} & \bar{Z}^{cb} & \bar{Z}^{cc} & \bar{Z}^{cn} \\ \bar{Z}^{na} & \bar{Z}^{nb} & \bar{Z}^{nc} & \bar{Z}^{nn} \end{bmatrix} \quad (2.3)$$

Après quoi, on procède à la réduction de Kron [20] où, chaque élément de la matrice (2.3) est recalculé par la relation (2.4).

$$\bar{Z}^{ik} = \bar{Z}^{ik} - \frac{\bar{Z}^{in} \bar{Z}^{nk}}{\bar{Z}^{nn}} \quad (2.4)$$

Les effets du neutre et de la terre restent inclus dans le modèle et la matrice (2.3) qui devient:

$$\bar{Z}^{abc} = \begin{bmatrix} \bar{Z}^{aan} & \bar{Z}^{abn} & \bar{Z}^{acn} \\ \bar{Z}^{ban} & \bar{Z}^{bbn} & \bar{Z}^{bcn} \\ \bar{Z}^{can} & \bar{Z}^{cbn} & \bar{Z}^{ccn} \end{bmatrix} \quad (2.5)$$

Le modèle condensé de la section de ligne de la Figure 2.1 après la réduction de Kron est montré par la branche typique de la Figure 2.4.

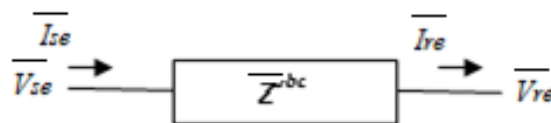


Figure 2.4 Branche typique d'une ligne de distribution

Les équations qu'on peut tirer du modèle de la Figure 2.4, sont les suivantes :

$$\begin{cases} \bar{V}_{re} = \bar{V}_{se} - \Delta \bar{V}^{sr} \\ \Delta \bar{V}^{sr} = \bar{Z}^{abc} \bar{I}_{se} \\ \bar{I}_{re} = \bar{I}_{se} \end{cases} \quad (2.6)$$

- $\bar{I}_{se} = [\bar{I}_{se}^a \quad \bar{I}_{se}^b \quad \bar{I}_{se}^c]^T$ $\bar{I}_{re} = [\bar{I}_{re}^a \quad \bar{I}_{re}^b \quad \bar{I}_{re}^c]^T$ sont, respectivement, les vecteurs des courants entrants et sortants de la ligne.
- $\bar{V}_{se} = [\bar{V}_{se}^a \quad \bar{V}_{se}^b \quad \bar{V}_{se}^c]^T$ et $\bar{V}_{re} = [\bar{V}_{re}^a \quad \bar{V}_{re}^b \quad \bar{V}_{re}^c]^T$ sont, respectivement, les vecteurs des tensions simples aux extrémités de la ligne.
- $\Delta \bar{V}^{sr} = [\Delta \bar{V}^{aa} \quad \Delta \bar{V}^{bb} \quad \Delta \bar{V}^{cc}]^T$ est le vecteur des chutes de tensions.

Pour les lignes biphasées et monophasées, les éléments correspondant aux phases manquantes sont remplacés par des zéros.

2.3 Charges.

Les charges des réseaux électriques sont divisées en charges industrielles, commerciales et résidentielles. Les charges commerciales et résidentielles se composent principalement de l'éclairage, du chauffage et de la climatisation. Ces charges consomment une puissance réactive quasiment négligeable. Les moteurs à induction représentent une partie importante des charges industrielles qui constituent la fraction essentielle de la charge du système. [7]

2.3.1 Modèles des charges.

Les charges sont désignées par leurs puissances apparentes. Toutes les charges sont supposées être connectées en étoile ou en triangle et peuvent être modélisées par une puissance constante, une impédance constante, un courant constant ou une combinaison des modèles précités. [13]

2.3.1.1. Modélisation par une puissance constante.

Pour une puissance spécifiée $\bar{S}^{\varphi(sp)}$ et une tension $\bar{V}^{\varphi}$, le courant de charge équivalent injecté dans la phase φ peut être calculé par (2.7):

$$\bar{I}_L^{\varphi} = \left(\frac{\bar{S}^{\varphi(sp)}}{\bar{V}^{\varphi}} \right)^* \quad (2.7)$$

Où, $\varphi = \{\varphi_1 \quad \varphi_2 \quad \varphi_3\}$ sont les phases $\{a \quad b \quad c\}$ pour une charge en étoile ou $\{ab \quad bc \quad ca\}$ pour une charge triangulaire.

2.3.1.2. Modélisation par une impédance constante.

Pour une impédance donnée $\bar{Z}^\varphi$ et une tension $\bar{V}^\varphi$, le courant et l'impédance de la phase sont calculés par (2.8) respectivement :

$$\begin{cases} \bar{I}_L^\varphi = \frac{\bar{V}^\varphi}{\bar{Z}^\varphi} \\ \bar{Z}^\varphi = \frac{|\bar{V}^\varphi|^2}{(\bar{S}^{\varphi(sp)})^*} \end{cases} \quad (2.8)$$

2.3.1.3. Modélisation par un courant constant.

Dans ce modèle le module du courant est maintenu constant alors que la phase de la tension V^φ change tout en gardant le facteur de puissance constant. Ce qui donne la relation (2.9):

$$\begin{cases} |\bar{I}_L^\varphi| = \frac{|\bar{S}^{\varphi(sp)}|}{|\bar{V}^\varphi|} \\ \bar{I}_L^\varphi = |\bar{I}_L^\varphi| \angle (\delta^\varphi - \theta^\varphi) \end{cases} \quad (2.9)$$

2.3.1.4. Modèle des charges combinées ZIP.

Les puissances active et réactive injectées dans un jeu de barre i , par une combinaison des modèles de charges précédemment définis, sont obtenues par les deux équations suivantes :

$$\begin{cases} P_i = \frac{|\bar{V}^2|}{V_n^2} \cdot S_n \cdot Z_\% \cdot \cos(Z_\theta) + \frac{|\bar{V}|}{V_n} \cdot S_n \cdot I_\% \cdot \cos(I_\theta) + S_n \cdot P_\% \cdot \cos(P_\theta) \\ Q_i = \frac{|\bar{V}^2|}{V_n^2} \cdot S_n \cdot Z_\% \cdot \sin(Z_\theta) + \frac{|\bar{V}|}{V_n} \cdot S_n \cdot I_\% \cdot \sin(I_\theta) + S_n \cdot P_\% \cdot \sin(P_\theta) \end{cases} \quad (2.10)$$

Où :

$\bar{V}$: La tension calculée.

V_n : La tension nominale

S_n : La puissance apparente consommée à la tension nominale

$Z_\%$: Le pourcentage de la charge à impédance constante

$I_\%$: Le pourcentage de la charge à courant constant

$P_\%$: Le pourcentage de la charge à puissance constante

Z_θ : La phase de la fraction d'impédance constante

I_θ : La phase de la fraction de courant constant

P_θ : La phase de la fraction de puissance constante

Une fois les courants des phases dans la charge sont calculés, les courants de ligne injectés dans le $i^{ème}$ jeu de barres peuvent être déduits par (2.11) :

$$\bar{I}_L^{\varphi_1 \varphi_2 \varphi_3} = \mathbf{D} \cdot \begin{bmatrix} \bar{I}_L^{\varphi_1} \\ \bar{I}_L^{\varphi_2} \\ \bar{I}_L^{\varphi_3} \end{bmatrix} \quad (2.11)$$

En dépendance de la connexion de la charge, étoile ou triangle, la matrice $\mathbf{D}$ est donnée par l'expression (2.12) qui suit :

$$\mathbf{D} = \begin{cases} \mathbf{I} \text{ (matrice identité)} & \text{pour une charge en étoile} \\ \begin{bmatrix} 1 & 0 & -1 \\ -1 & 1 & 0 \\ 0 & -1 & 1 \end{bmatrix} & \text{pour une charge en triangle} \end{cases}$$

(2.12)

Pour les charges biphasées et monophasées, les courants des phases manquantes sont pris égaux à zéro.

2.4 . Machine à induction

L'analyse des machines à induction (moteurs ou générateurs) lorsqu'elles fonctionnent sous tensions triphasés déséquilibrés est faite traditionnellement par les composantes symétriques [13]. Le circuit équivalent des séquences positive et négative est présenté par la figure 2.5 ($i=1$ pour la séquence positive et $i=2$ pour la séquence négative). La séquence zéro est absente du fait que le couplage de ces machines est généralement en triangle ou en étoile sans neutre.

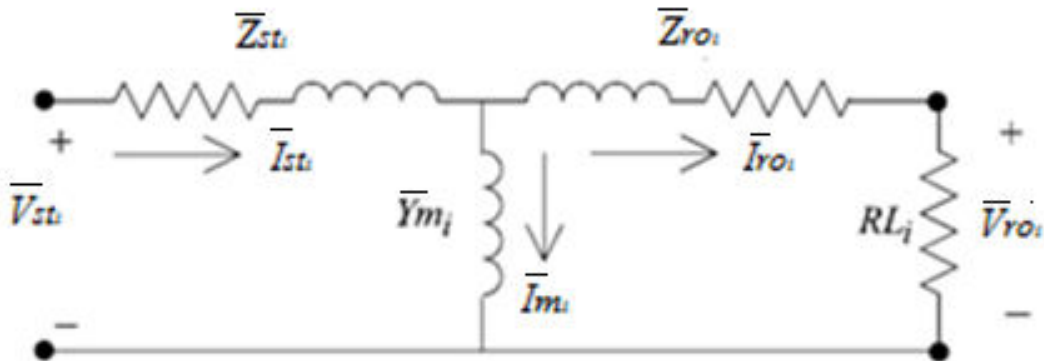


Figure 2.5 : Circuit équivalent de la machine à induction.

De la Figure 2.5 on défini, pour la séquence i , les paramètres suivants:

- $\bar{V}_{st_i}, \bar{V}_{ro_i}, \bar{I}_{st_i}, \bar{I}_{ro_i}, \bar{Z}_{st_i}, \bar{Z}_{ro_i}$ sont respectivement les tensions, les courants et les impédances du stator et du rotor. Avec : $\bar{Z}_{st_i} = R_{st_i} + jX_{st_i}$, $\bar{Z}_{ro_i} = R_{ro_i} + jX_{ro_i}$
- $\bar{Y}_{m_i}, \bar{I}_{m_i}$ sont l'admittance et le courant de magnétisation
- RL_i est la résistance de l'arbre de la machine défini par l'équation (2.13) :

$$RL_i = \frac{1-s_i}{s_i} R_{ro_i} \quad (2.13)$$

Où s_i est le glissement de la machine défini par :

$$s_i = \begin{cases} s_1 = \frac{n_s - n_r}{n_s} \\ s_2 = 1 - s_1 \end{cases} \quad (2.14)$$

Pour un nombre de pôles de la machine égal à p et une fréquence de synchronisme f . ($n_s = 120f/p$ [tr/mm])

A l'aide de l'équation (2.15) on peut déterminer les courants du stator pour une tension appliquée à la machine égale à $\bar{V}_{st_i}$

$$\bar{I}_{st_i} = \frac{\bar{V}_{st_i}}{\bar{Z}e_i} \quad (2.15)$$

Où Ze_i est l'impédance d'entrée du circuit, défini par l'équation (2.16) :

$$\bar{Z}e_i = \bar{Z}_{st_i} + \frac{\bar{Z}m_i \cdot (\bar{Z}_{ro_i} + RL_i)}{\bar{Z}m_i + \bar{Z}_{ro_i} + RL_i} \quad (2.16)$$

En ramenant le calcul des séquences de la tension $\bar{V}_{st_i}$ et celles du courant $\bar{I}_{st_i}$ dans le système en composantes de phases, par la relation de Fortescue on peut calculer la puissance apparente générée par la machine.

$$\bar{I}_{st}^{abc} = A \cdot \bar{I}_{st_{012}} \quad (2.17)$$

$$\bar{V}_{st}^{abc} = A \cdot \bar{V}_{st_{012}} \quad (2.18)$$

Avec : $\bar{V}_{st_{012}} = [\bar{V}_{st_0} \quad \bar{V}_{st_1} \quad \bar{V}_{st_2}]^T$ et $\bar{I}_{st_{012}} = [\bar{I}_{st_0} \quad \bar{I}_{st_1} \quad \bar{I}_{st_2}]^T$ dont lesquels $\bar{V}_{st_0}$ et $\bar{I}_{st_0}$ sont prisent égales à zeros. A est la matrice de Fortescu.

La puissance apparente triphasée générée par la machine à induction peut être calculé par :

$$\begin{cases} \bar{S}_{st}^{\varphi} = \bar{V}_{st}^{\varphi} \cdot \bar{I}_{st}^{\varphi*} \\ \bar{S}_{st}^{\varphi} = P_{st}^{\varphi} + jQ_{st}^{\varphi} \end{cases} \quad (2.19)$$

2.5. Transformateur de distribution.

Le transformateur triphasé est modélisé par un montage de trois transformateurs monophasés, dans lesquels les courants magnétisants sont négligeables. Pour convertir les tensions simples aux tensions de lignes et les courants de ligne aux courants de phases, les connexions (étoile ou triangle) montrées sur la Figure 2.6 sont considérées. [22]

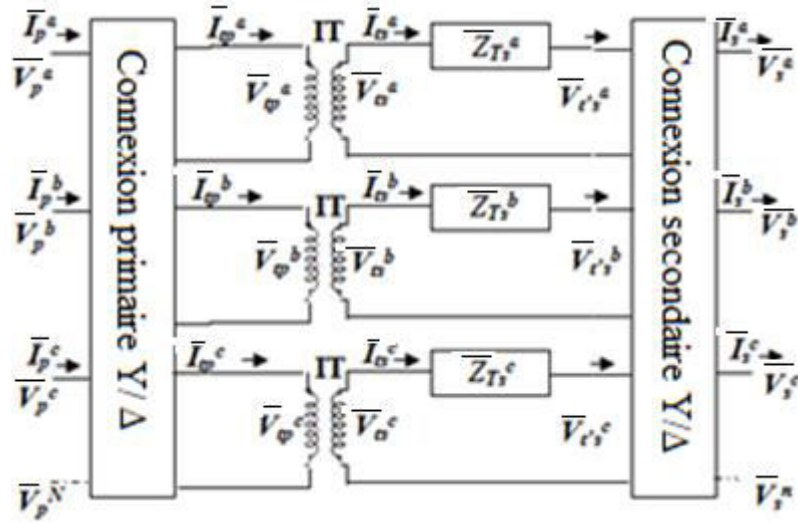


Figure 2.6 : Schéma d'un transformateur triphasé.

Le modèle équivalent de la branche d'un transformateur de distribution est montré par la Figure 2.7.

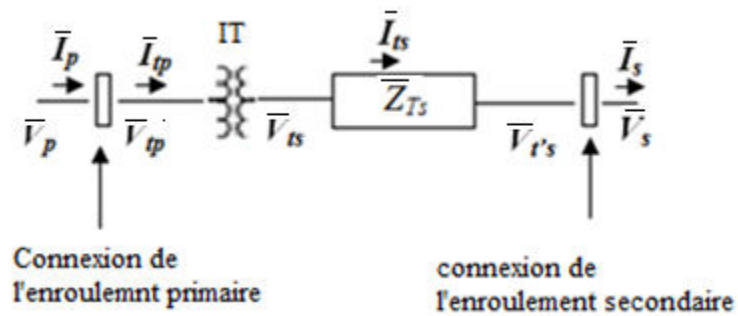


Figure 2.7 : Modèle simplifié de transformateur.

Où : IT est le transformateur idéal et $\bar{Z}_{Ts}$ est la matrice d'impédance secondaire du transformateur donnée par :

$$\bar{\mathbf{Z}}_{Ts} = \begin{bmatrix} \bar{Z}_{Ts}^a & 0 & 0 \\ 0 & \bar{Z}_{Ts}^b & 0 \\ 0 & 0 & \bar{Z}_{Ts}^c \end{bmatrix} \quad (2.20)$$

- $\bar{\mathbf{I}}_s = [\bar{I}_s^a \quad \bar{I}_s^b \quad \bar{I}_s^c]^T$ $\bar{\mathbf{I}}_p = [\bar{I}_p^a \quad \bar{I}_p^b \quad \bar{I}_p^c]^T$ sont, les vecteurs courants de ligne secondaire et primaire respectivement.
- $\bar{\mathbf{V}}_s = [\bar{V}_s^a \quad \bar{V}_s^b \quad \bar{V}_s^c]^T$ et $\bar{\mathbf{V}}_p = [\bar{V}_p^a \quad \bar{V}_p^b \quad \bar{V}_p^c]^T$ sont les vecteurs des tensions simples, secondaires et primaires respectivement.
- $\bar{\mathbf{I}}_{ts} = [\bar{I}_{ts}^a \quad \bar{I}_{ts}^b \quad \bar{I}_{ts}^c]^T$, le vecteur des courants dans les phases secondaires du transformateur.
- $\bar{\mathbf{V}}_{ts} = [\bar{V}_{ts}^a \quad \bar{V}_{ts}^b \quad \bar{V}_{ts}^c]^T$ vecteur des tensions de phases secondaires en amont de l'impédance Z_{Ts}
- $\bar{\mathbf{V}}_{t's} = [\bar{V}_{t's}^a \quad \bar{V}_{t's}^b \quad \bar{V}_{t's}^c]^T$ est le vecteur des tensions des phases secondaires en aval de l'impédance Z_{Ts} .
- $\bar{\mathbf{I}}_{tp} = [\bar{I}_{tp}^a \quad \bar{I}_{tp}^b \quad \bar{I}_{tp}^c]^T$ et $\bar{\mathbf{V}}_{tp} = [\bar{V}_{tp}^a \quad \bar{V}_{tp}^b \quad \bar{V}_{tp}^c]^T$ sont respectivement les vecteurs courants et tensions de phase primaires du transformateur.

En utilisant la branche équivalente montrée par la Figure 2.7 et en réarrangeant les équations du transformateur données par [13], on peut écrire les équations suivantes :

2.5.1 Equations des courants.

Pour les courants de ligne primaires et secondaires, on peut écrire les relations suivantes:

$$\begin{cases} \bar{\mathbf{I}}_p = K_I \bar{\mathbf{I}}_{ts} \\ \bar{\mathbf{I}}_{ts} = K_L \bar{\mathbf{I}}_s \end{cases} \quad (2.21)$$

La substitution de $\bar{\mathbf{I}}_{ts}$ par son expression donnée par la seconde équation de (2.21) dans la première équation de même système conduit à :

$$\bar{\mathbf{I}}_p = K_I K_L \bar{\mathbf{I}}_s \quad (2.22)$$

Où :

- $\mathbf{K}_I$: est la matrice de transformation du courant. Cette matrice prend aussi en considération la transition de $\bar{\mathbf{I}}_{tp}$ à $\bar{\mathbf{I}}_p$. Elle est donnée par le Tableau 2.2.
- $\mathbf{K}_L$: est la matrice transformant les courants secondaires de ligne en courants de phases dans le cas d'un couplage en triangle. Elle est égale à:

$$\mathbf{K}_L = \begin{cases} \mathbf{I} & \text{secondaire en étoile} \\ \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & -1 & 0 \\ 1 & 2 & 0 \\ -2 & -1 & 0 \end{bmatrix} & \text{sececondaire en triangle} \end{cases} \quad (2.23)$$

2.5.2 Equations des tensions.

La relation entre les tensions phases terre primaires et secondaires peuvent êtres obtenues par les équations suivantes:

$$\begin{cases} \bar{\mathbf{V}}_{ts} = \mathbf{K}_v \bar{\mathbf{V}}_p \\ \bar{\mathbf{V}}_{t's} = \bar{\mathbf{V}}_{ts} - \bar{\mathbf{Z}}_{Ts} \bar{\mathbf{I}}_{ts} \\ \bar{\mathbf{V}}_s = \mathbf{K}_w \bar{\mathbf{V}}_{t's} \end{cases}, \quad (2.24)$$

En combinant les équations du système (2.24), on peut écrire:

$$\bar{\mathbf{V}}_s = \mathbf{K}_w \mathbf{K}_v \bar{\mathbf{V}}_p - \mathbf{K}_w \bar{\mathbf{Z}}_{Ts} \mathbf{K}_L \bar{\mathbf{I}}_s \quad (2.25)$$

Où:

- $\mathbf{K}_v$ est la matrice de transformation des tensions $\bar{\mathbf{V}}_{tp}$ en $\bar{\mathbf{V}}_p$, elle est donnée par le Tableau 2.2. Elle dépend de type de connexion de l'enroulement primaire.
- $\mathbf{K}_w$ est la matrice qui transforme les tensions des phases, pour un couplage en triangle, en tensions phases-terre secondaires. Comme $\mathbf{K}_L$, la matrice $\mathbf{K}_w$ est donnée par (2.26):

$$\mathbf{K}_w = \begin{cases} \mathbf{I} & \text{secondaire en étoile} \\ \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 2 & 1 & 0 \\ 0 & 2 & 1 \\ 1 & 0 & 2 \end{bmatrix} & \text{scecondaire en triangle} \end{cases} \quad (2.26)$$

Les relations (2.22) et (2.25) restent applicables pour toutes les configurations du transformateur y compris ceux ayant une discontinuité des séquences homopolaires de tension et de courant telle qu'étoile triangle et étoile triangle à la terre.

Tableau 2. 2 : K_I , K_L , K_v , K_w pour quelques transformateurs de distribution industriels

Connections	Coefficients				
	K_I	K_L	K_v	K_w	n_T
YG-yg	$\frac{1}{n_T} \begin{bmatrix} 1 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 1 \end{bmatrix}$	$\begin{bmatrix} 1 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 1 \end{bmatrix}$	$\frac{1}{n_T} \begin{bmatrix} 1 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 1 \end{bmatrix}$	$\begin{bmatrix} 1 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 1 \end{bmatrix}$	$\frac{V_{LN}^{HT}}{V_{LN}^{BT}}$
D-yg	$\frac{1}{n_T} \begin{bmatrix} 1 & -1 & 0 \\ 0 & 1 & -1 \\ -1 & 0 & 1 \end{bmatrix}$	$\begin{bmatrix} 1 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 1 \end{bmatrix}$	$\frac{1}{n_T} \begin{bmatrix} 1 & 0 & -1 \\ -1 & 1 & 0 \\ 0 & -1 & 1 \end{bmatrix}$	$\begin{bmatrix} 1 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 1 \end{bmatrix}$	$\frac{V_{LL}^{HT}}{V_{LN}^{BT}}$
Y-d	$\frac{1}{n_T} \begin{bmatrix} 1 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 1 \end{bmatrix}$	$\frac{1}{2} \begin{bmatrix} 1 & -1 & 0 \\ 1 & 2 & 0 \\ -2 & -1 & 0 \end{bmatrix}$	$\frac{1}{n_T} \begin{bmatrix} 1 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 1 \end{bmatrix}$	$\frac{1}{2} \begin{bmatrix} 2 & 1 & 0 \\ 0 & 2 & 1 \\ 1 & 0 & 2 \end{bmatrix}$	$\frac{V_{LN}^{High Side}}{V_{LL}^{Low Side}}$
gY-d	$\frac{1}{n_T} \begin{bmatrix} 1 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 1 \end{bmatrix}$	$\frac{1}{2} \begin{bmatrix} 1 & -1 & 0 \\ 1 & 2 & 0 \\ -2 & -1 & 0 \end{bmatrix}$	$\frac{1}{n_T} \begin{bmatrix} 1 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 1 \end{bmatrix}$	$\frac{1}{2} \begin{bmatrix} 2 & 1 & 0 \\ 0 & 2 & 1 \\ 1 & 0 & 2 \end{bmatrix}$	$\frac{V_{LN}^{High Side}}{V_{LL}^{Low Side}}$
D-d	$\frac{1}{n_T} \begin{bmatrix} 1 & 0 & -1 \\ -1 & 1 & 0 \\ 0 & -1 & 1 \end{bmatrix}$	$\frac{1}{2} \begin{bmatrix} 1 & -1 & 0 \\ 1 & 2 & 0 \\ -2 & -1 & 0 \end{bmatrix}$	$\frac{1}{n_T} \begin{bmatrix} 1 & -1 & 0 \\ 0 & 1 & -1 \\ -1 & 0 & 1 \end{bmatrix}$	$\frac{1}{2} \begin{bmatrix} 2 & 1 & 0 \\ 0 & 2 & 1 \\ 1 & 0 & 2 \end{bmatrix}$	$\frac{V_{LL}^{High Side}}{V_{LL}^{Low Side}}$
V_{LN} : tension nominale au neutre V_{LL} : tension ligne-ligne nominale					

2.6 Régulateur de tension.

L'organe principal d'un régulateur de la tension est le compensateur de chute de la ligne, illustrée par la figure suivante : [13]

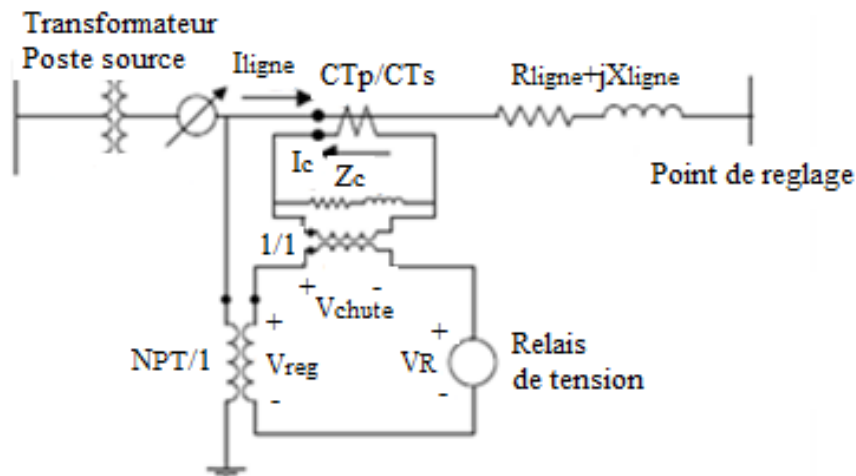


Figure 2.8 : Circuit de compensateur. [13]

Le circuit de compensateur est caractérisé par sa tension d'alimentation $\bar{V}_{reg}$, une chute de tension $\bar{V}_{chute}$ et la tension du relais $\bar{V}_R$. L'ensemble est connecté au réseau à travers un transformateur de tension (TT) et un transformateur de courant (TC).

Pour calculer la tension aux bornes du relais un ensemble de valeurs nominales pour la ligne et pour le circuit du compensateur doivent être définis à l'avance ainsi que les rapports de transformation des transformateurs (TT) et (TC). L'ensemble est résumé par le tableau suivant:

Tableau 2.3: Paramètres essentiels du circuit de compensateur. [13]

	Ligne	Compensateur
Tension nominale simple [V]	V_{nom}	V_{reg}
Courant nominale [A]	$I_{nom_ligne} = S_{nom} / (\sqrt{3} \cdot V_{nom})$	I_{nom_reg}
Puissance nominale par phase [kVAr]	S_{nom}	S_{nom_reg}
Rapport de transformateur de tension (TT)	$n_{TT} = V_{nom} / V_{reg}$	
Rapport de transformateur de courant (TC)	$n_{TC} = I_{nom_ligne} / I_{nom_reg}$	

Selon la norme internationale (ANSI) ; on a :

- La tension de base du régulateur de tension est fixée à la valeur : $\bar{V}_{reg} = 120 \angle 0^\circ \text{ V}$
- Le courant de base du compensateur est de : $I_{nom_reg} = 5 \text{ A}$.

En effet, connaissant les valeurs des tensions aux extrémités de la ligne, sortie du régulateur $\bar{V}_{ligne1}$ et le point de régulation $\bar{V}_{ligne2}$ ainsi que le courant sortant du régulateur $\bar{I}_{ligne}$ on peut calculer l'impédance du segment de ligne :

$$\bar{Z}_{ligne} = \frac{\bar{V}_{ligne1} - \bar{V}_{ligne2}}{\bar{I}_{ligne}} \quad (2.27)$$

Pour avoir une répartition équitable de l'impédance pour les trois régulateurs de phases on prend à la place de $\bar{Z}_{ligne}$ la valeur moyenne des impédances des phases.

$$\bar{Z}_{ligne}^{moy} = \frac{\bar{Z}_{ligne-a} + \bar{Z}_{ligne-b} + \bar{Z}_{ligne-c}}{3} \quad (2.28)$$

Et grâce aux rapports de transformation n_{TC} et n_{TT} donnés par le Tableau 2.3, on peut ramener le calcul dans le compensateur, ce qui donne:

$$\bar{V}_R = \bar{V}_{reg} - \bar{Z}_{comp} \bar{I}_{comp} \quad (2.29)$$

Avec :

$$\bar{Z}_{comp} = \bar{Z}_{ligne}^{moy} \cdot \frac{n_{TC}}{n_{TT}} \quad (2.30)$$

Pour un fonctionnement normale la tension du relais doit être limitée par :

$$\begin{cases} V_{LB} \leq |V_R| \leq V_{UB} \\ V_{LB} = |V_{reg}| - 0.5 \cdot \Delta w \\ V_{LB} = |V_{reg}| + 0.5 \cdot \Delta w \end{cases} \quad (2.31)$$

Δw est la bande morte, définie de sorte que les prises ne soient modifiées que lorsque la tension du relais est en dehors de cette bande. Elle est égale à 2 V dans la plupart des régulateurs de tension.

La connaissance de la tension du relais V_R permet de nous informer sur le nombre de prises nécessaires pour le réglage initial. Ce qui est donné par la relation ci-dessous (2.32).

$$Tap = round\left(\frac{|V_{reg}| - |V_R|}{0.75}\right) \quad (2.32)$$

Les régulateurs standards sont conçus pour que chaque changement de prise modifie la tension de $\frac{5}{8}\%$ ou 0,00625 par unité. C'est l'équivalent de 0.75V pour une tension de 120V. ce qui explique la présence du terme 0.75 dans la relation (2.32).

2.6.1. Modélisation d'un régulateur de tension.

Le régulateur de la tension peut être traité comme un transformateur avec impédance négligeable. Ce qui donne le modèle suivant :

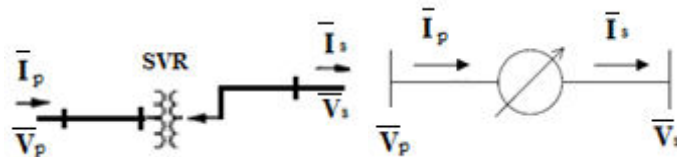


Figure 2.9: Symbole et modèle d'un régulateur de tension.

Les équations des tensions et des courants s'écrivent donc :

$$\bar{V}_s = K_{Vreg} \bar{V}_p \quad (2.33)$$

$$\bar{I}_p = K_{Ireg} \bar{I}_s \quad (2.34)$$

Avec : $K_{Vreg} = K_{wr} K_{vr} \quad (2.35)$

$$K_{Ireg} = K_{lr} K_{Lr} \quad (2.36)$$

Les matrices de transformation du régulateur de tension triphasé K_{lr} , K_{Lr} , K_{vr} et K_{wr} sont consignés dans le Tableau 2.4 ci-dessous donné.

Tableau 2.4 : Matrices de transformation d'un régulateur de tension triphasé.

	K_{lr}	K_{Lr}	K_{vr}	K_{wr}
Régulateur de type étoile	$\begin{bmatrix} 1/n_r^{\varphi_1} & 0 & 0 \\ 0 & 1/n_r^{\varphi_2} & 0 \\ 0 & 0 & 1/n_r^{\varphi_{31}} \end{bmatrix}$	$\begin{bmatrix} 1 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 1 \end{bmatrix}$	$\begin{bmatrix} 1/n_r^{\varphi_1} & 0 & 0 \\ 0 & 1/n_r^{\varphi_2} & 0 \\ 0 & 0 & 1/n_r^{\varphi_{31}} \end{bmatrix}$	$\begin{bmatrix} 1 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 1 \end{bmatrix}$
Régulateur de type triangle	$\begin{bmatrix} 1/n_r^{\varphi_1} & 0 & -1/n_r^{\varphi_3} \\ -1/n_r^{\varphi_1} & 1/n_r^{\varphi_{21}} & 0 \\ 0 & -1/n_r^{\varphi_{21}} & 1/n_r^{\varphi_3} \end{bmatrix}$	$\frac{1}{2} \begin{bmatrix} 1 & -1 & 0 \\ 1 & 2 & 0 \\ -2 & -1 & 0 \end{bmatrix}$	$\begin{bmatrix} 1/n_r^{\varphi_1} & -1/n_r^{\varphi_2} & 0 \\ 0 & 1/n_r^{\varphi_{21}} & -1/n_r^{\varphi_3} \\ -1/n_r^{\varphi_1} & 0 & 1/n_r^{\varphi_3} \end{bmatrix}$	$\frac{1}{2} \begin{bmatrix} 2 & 1 & 0 \\ 0 & 2 & 1 \\ 1 & 0 & 2 \end{bmatrix}$
$n_r^{\varphi} = 1 \pm 0.00625 \cdot Tap_{\varphi}$ le rapport de transformation du régulateur.				
$\varphi = [a, b, c]$ étoile, $\varphi = [ab, bc, ca]$ triangle				

2.7. Conclusion.

L'analyse des réseaux de distribution électrique ne peut se faire que par modélisation des différentes composantes qui les constituent. Les principales composantes sont les lignes, les câbles, les transformateurs et les charges. Les modèles dits exacts de ces composantes, comme il est indiqué dans leurs références, ont été présentés dans ce chapitre. En plus, le modèle de la machine à induction qui peut fonctionner en moteur ou en générateur ainsi que le régulateur de la tension ont été présentés. Ainsi, on peut aborder maintenant, le problème de la rationalisation du transit des puissances dans les réseaux de distribution en mettant au point un programme de calcul de l'écoulement des puissances qui sera élaboré dans le prochain chapitre.

Chapitre 3
Ecoulement de puissances

3.1 Introduction.

Les études de l'écoulement de puissances sont utilisées pour s'assurer que le transfert de l'énergie électrique des générateurs aux consommateurs à travers le réseau soit stable, fiable et économique. La résolution du problème de l'écoulement de puissance fournit une approche mathématique permettant de déterminer les tensions des différents jeux de barres du réseau, les flux des puissances active et réactive à travers les différentes branches dans des conditions de régime permanent. Ainsi, un traitement spécial de ce type de réseaux et particulièrement les réseaux déséquilibrés est nécessaire.

3.2 Méthodes de résolution de l'écoulement de puissances.

Dans la littérature, il existe un certain nombre de techniques efficaces et fiables pour la solution du problème de l'écoulement de puissances, telles que la méthode de Gauss-Seidel, la méthode de Newton-Raphson et la méthode rapide découplée [23]. Si ces méthodes assurent la solution dans le cas des réseaux de transmission, la convergence de ces dernières n'est pas assurée lorsqu'il s'agit des réseaux de distribution à cause de la différence de configuration de ces deux types de réseaux et le rapport R/X élevé dans le cas des réseaux de distribution [24]. Le Tableau 3.1 montre une brève comparaison des réseaux de transmission et ceux de distribution.

Tableau 3.1 : Brève comparaison des réseaux de transmission et de distribution.

Description	Systèmes de transmission	Systèmes de distribution
Structure du réseau	Maillé	Radial où radial faiblement maillé
Rapport R/X	Proche de zéro	Élevé
Symétrie	Équilibré	Déséquilibré
La tension	Haute et Très haute ($> 230\text{kV}$)	Moyenne ($< 30\text{ kV}$) et basse ($< 1\text{kV}$)

L'analyse du flux de puissance dans les réseaux de distribution peut être effectuée dans deux cadres de référence différents, à savoir les composantes des phases et les composantes symétriques. Le premier cadre traite directement les grandeurs des phases. Tandis que le second traite les trois systèmes des composantes symétriques à savoir, les composantes directe, inverse et homopolaire ou encore séquences positive, négative et zéro qui, lorsqu'elles sont superposées, donnent les conditions de déséquilibre dans le circuit. [25]

3.2.1 Flux de puissance dans le cadre des composantes de phases.

L'analyse de l'écoulement de puissance dans ce cadre est effectuée en tenant compte des trois phases a-b-c. Différents algorithmes sont utilisés dans cette catégorie. Ils peuvent être classifiés en deux types :

3.2.1.1 Méthodes basées sur la factorisation des matrices Z_{bus} ou Y_{bus}

Ce type de méthodes utilise la résolution d'un système d'équations non linéaires basé sur la factorisation de la matrice Z_{bus} comme dans la méthode Z_{bus} implicite où Y_{bus} pour la méthode de Gauss Seidel modifiée [26]. Le critère de convergence utilisé par cette méthode est la différence entre les tensions des jeux de barres obtenues lors de deux itérations successives.

3.2.1.2 Méthodes de Newton modifiées.

Le principe de calcul pour ces méthodes est semblable à celui de la méthode traditionnelle de Newton-Raphson mais, avec quelques modifications apportées à la matrice Jacobéenne. Parmi ces méthodes, on distingue la méthode de forme complexe et triphasée rapide [27,28] et celle utilisant le courant injecté (CIM) [29]. Le critère de convergence pour ces méthodes est la différence entre les puissances des jeux de barres calculées et les puissances spécifiées respectivement.

3.2.1.3 Méthodes du double balayage.

Cette méthode s'appuie sur un double balayage du réseau. Un balayage arrière ou en montée qui commence au dernier nœud du réseau et se termine au nœud source. Dans cette phase de remontée, on calcul les courants dans les différentes branches du réseau. Lors du deuxième balayage, appelé balayage en avant ou en descente du réseau, on part du nœud source et on parcourt le réseau jusqu'au dernier nœud. On calcule alors les chutes de tension dans les différentes branches du réseau et par là les tensions des différents nœuds de ce dernier. La mise à jour des courants et des tensions se fait selon :

- Les deux Lois de Kirchhoff (KVL et KCL) comme dans le cas des méthodes de sommation des courants. [13,30]
- Une loi de Kirchhoff KCL et une équation quadratique de la tension. [31]
- Parfois on utilise une mise à jour des puissances à la place des courants comme dans le cas des méthodes de sommation des puissances. [32]

3.2.1.4 Méthodes basés sur la topologie des réseaux.

Parmi ces méthodes, on trouve la méthode directe Z_{br} qui utilise la théorie des graphes [33, 34, 35] et une approche directe proposée par J.H. Teng [36]. Cette approche est basée sur le développement de deux matrices en tirant partie des caractéristiques topologiques du réseau de distribution. Les deux matrices développées sont la matrice qui donne la relation entre les courants injectés dans les jeux de barres et les courants dans les branches ($BIBC$), et la matrice donnant la relation entre les courants des branches et les tensions des jeux de barres ($BCBV$). Par la multiplication de ces deux matrices on obtient facilement l'équation permettant la solution de l'écoulement de puissances.

3.2.2. Analyse du flux de puissance par les composantes symétriques.

Pour résoudre le flux de charge triphasé déséquilibré par l'approche dans ce cas on utilise des réseaux découplés des composantes directe, inverse et homopolaire du système. Le principe de cette méthode consiste à diviser le réseau de distribution en un réseau triphasé principal avec des segments de ligne triphasés et des lignes latérales avec des segments de ligne biphasés et monophasés. Ainsi, les lignes latérales déséquilibrées sont découplées du circuit triphasé principal et remplacées par des courants injectés équivalents. La résolution du problème se fait par une hybridation de la méthode de Newton-Raphson (ou à découplage rapide) appliquée au réseau triphasé et la méthode du double balayage du réseau, avant et arrière, pour les lignes latérales. [37,38]

3.2.3. Etude comparative des différentes méthodes.

Une étude comparative [25] des différentes méthodes citées au-dessus a montré que l'analyse dans le cadre des composantes symétriques, on distingue les deux problèmes suivants:

- Les inductances mutuelles entre les différentes phases des lignes de distribution non transposées ne sont pas égales. Par conséquent, on ne peut pas utiliser les séquences positive-négative et zéro. [37]
- Les déphasages introduits par les connexions des transformateurs spéciaux sont difficiles à représenter. [37]

Dans le cas des composantes de phases, les difficultés à signaler sont :

- L'inversion des matrices jacobéennes dans les méthodes de Newton modifiées où dans celles utilisant le découplage des matrices $\bar{Y}_{bus}$ et $\bar{Z}_{bus}$, présente un problème de singularité en présence des transformateurs. [38]
- Des difficultés sont à noter dans les méthodes de balayage avant-arrière dans les réseaux faiblement maillés. [39]

Avec l'approche directe proposée par J.H. Teng [36], on élimine les différents problèmes rencontrés par les méthodes au-dessus citées. Les matrices **BIBC** et **BCBV** étant respectivement des matrices triangulaires supérieures et inférieures, le temps de calcul est alors réduit. Cette méthode a également démontré sa robustesse et son efficacité pour les réseaux radiaux équilibrés et faiblement maillés. [36,40, 41]

Pour améliorer les performances de l'approche directe, d'autres travaux ont été effectués sur :

- La reconfiguration des réseaux. [42]
- L'effet des harmoniques sur l'écoulement des charges. [43]
- L'adaptation des sources distribuées. [44,45]
- La planification des batteries de véhicules électriques rechargeables. [46,47]

3.3 Aperçu sur la méthode « approche directe ».

En se servant du schéma unifilaire d'un réseau radial simple de la Figure 3.1, on peut expliquer les principales étapes de cette approche.

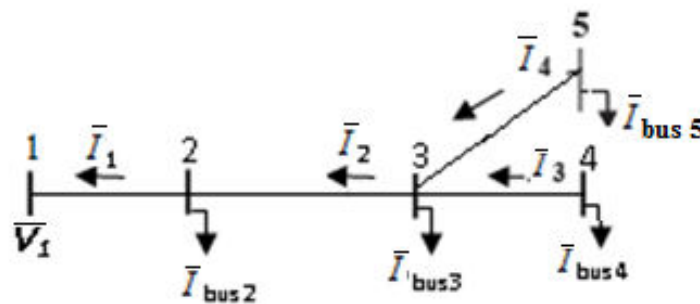


Figure 3.1 : Schéma unifilaire d'un réseau radial simple.

Comme on l'a déjà mentionné, cette approche est basée sur le développement de deux matrices, **BIBC** et **BCBV**. L'obtention de ces deux matrices est comme suit :

Par l'application de la loi du courant de Kirchhoff KCL, les courants dans les branches $\bar{I}_1$ à $\bar{I}_4$ sont donnés en fonction des courants de charges $\bar{I}_{bus2}$ à $\bar{I}_{bus5}$ par (3.1):

$$\begin{bmatrix} \bar{I}_1 \\ \bar{I}_2 \\ \bar{I}_3 \\ \bar{I}_4 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 & 1 \\ 0 & 1 & 1 & 1 \\ 0 & 0 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 1 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \bar{I}_{bus2} \\ \bar{I}_{bus3} \\ \bar{I}_{bus4} \\ \bar{I}_{bus5} \end{bmatrix} \quad (3.1)$$

Qu'on écrit sous la forme condensée suivante :

$$\bar{I} = \mathbf{BIBC} \cdot \bar{I}_{bus} \quad (3.2)$$

Avec:

$$\mathbf{BIBC} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 & 1 \\ 0 & 1 & 1 & 1 \\ 0 & 0 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 1 \end{bmatrix} \quad (3.3)$$

Par la deuxième loi de Kirchhoff, Les relations donnant les tensions des jeux de barres sont données par le système d'équations (3.4) qui suit:

$$\begin{cases} \bar{V}_2 = \bar{V}_1 - \bar{Z}_1 \bar{I}_1 \\ \bar{V}_3 = \bar{V}_2 - \bar{Z}_2 \bar{I}_2 \\ \bar{V}_4 = \bar{V}_3 - \bar{Z}_3 \bar{I}_3 \\ \bar{V}_5 = \bar{V}_4 - \bar{Z}_4 \bar{I}_4 \end{cases} \quad (3.4)$$

Où $\bar{Z}_1$ $\bar{Z}_2$ $\bar{Z}_3$ et $\bar{Z}_4$ sont les d'impédances des sections des lignes 1-2, 2-3 3-4 et 3-5 respectivement. Par combinaison des équations du système (3.4) les expressions des tensions des jeux de barres sont données par (3.5):

$$\begin{cases} \bar{V}_2 = \bar{V}_1 - \bar{Z}_1 \bar{I}_1 \\ \bar{V}_3 = \bar{V}_1 - \bar{Z}_1 \bar{I}_1 - \bar{Z}_2 \bar{I}_2 \\ \bar{V}_4 = \bar{V}_1 - \bar{Z}_1 \bar{I}_1 - \bar{Z}_2 \bar{I}_2 - \bar{Z}_3 \bar{I}_3 \\ \bar{V}_5 = \bar{V}_1 - \bar{Z}_1 \bar{I}_1 - \bar{Z}_2 \bar{I}_2 - \bar{Z}_3 \bar{I}_3 - \bar{Z}_4 \bar{I}_4 \end{cases} \quad (3.5)$$

On peut ainsi, exprimer les tensions des jeux de barres en fonction des courants des branches par la relation matricielle (3.6) ci-dessous donnée:

$$\begin{bmatrix} \bar{V}_1 \\ \bar{V}_1 \\ \bar{V}_1 \\ \bar{V}_1 \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} \bar{V}_2 \\ \bar{V}_3 \\ \bar{V}_4 \\ \bar{V}_5 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \bar{Z}_1 & 0 & 0 & 0 \\ \bar{Z}_1 & \bar{Z}_2 & 0 & 0 \\ \bar{Z}_1 & \bar{Z}_2 & \bar{Z}_3 & 0 \\ \bar{Z}_1 & \bar{Z}_2 & 0 & \bar{Z}_4 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \bar{I}_2 \\ \bar{I}_3 \\ \bar{I}_4 \\ \bar{I}_5 \end{bmatrix} \quad (3.6)$$

La forme contractée de la relation (3.6) s'écrit :

$$\Delta \bar{V} = \mathbf{BCBV} \cdot \bar{\mathbf{I}} \quad (3.7)$$

Avec :

$$\mathbf{BCBV} = \begin{bmatrix} \bar{Z}_1 & 0 & 0 & 0 \\ \bar{Z}_1 & \bar{Z}_2 & 0 & 0 \\ \bar{Z}_1 & \bar{Z}_2 & \bar{Z}_3 & 0 \\ \bar{Z}_1 & \bar{Z}_2 & 0 & \bar{Z}_3 \end{bmatrix} \quad (3.8)$$

En substituant le vecteur des courants de branches par son expression en fonction des courants de charges (3.2), la relation entre les tensions des jeux de barres et les courants équivalents des charges (3.7) s'écrira :

$$\Delta \bar{V} = \mathbf{BCBV} \cdot \mathbf{BIBC} \cdot \bar{\mathbf{I}}_{bus} \quad (3.9)$$

Où bien :

$$\begin{cases} \Delta \bar{V} = \mathbf{DLF} \cdot \bar{\mathbf{I}}_{bus} \\ \mathbf{DLF} = \mathbf{BCBV} \cdot \mathbf{BIBC} \end{cases} \quad (3.10)$$

La relation (3.10) étant non linéaire, on fera alors appel à une méthode itérative pour sa solution. L'algorithme de ladite méthode est le suivant :

1. Initialisation des tensions des jeux de barres à la valeur 1.0 pu.
2. Calcul et rassemblement des courants de charge équivalents injectés dans un vecteur $\bar{\mathbf{I}}_{bus}$.
3. Tant que le critère de convergence n'est pas satisfait.
 - a. Résoudre le système $\bar{\mathbf{V}}^{(k+1)} = \mathbf{DLF} \cdot \bar{\mathbf{I}}_{bus}^{(k)}$ pour l'itération $k+1$.
 - b. Calculer les tensions des jeux de barres $\bar{\mathbf{V}}^{(k+1)} = \bar{\mathbf{V}} - \Delta \bar{\mathbf{V}}^{(k)}$.
4. Fin Tant que.
5. Afficher les résultats.

Le critère de convergence à la $(k+1)^{ieme}$ itération pour un taux de convergence ε est donné par l'inégalité suivante:

$$\max(|\bar{\mathbf{V}}^{(k+1)} - \bar{\mathbf{V}}^{(k)}|) \leq \varepsilon \quad (3.11)$$

Cette méthode peut être facilement étendue à un système triphasé par l'extension du courant, de la tension des jeux de barres à un vecteur de dimensions (1×3) et les impédances des branches à des matrices (3×3) . De plus, les zéros et les uns dans les matrices $\mathbf{BIBC}$ et $\mathbf{BCBV}$, sont respectivement remplacés par des matrices nulles de dimensions (3×3) et des

matrices identité $\mathbf{I}$ de mêmes dimensions. Dans le cas des branches biphasées où monophasées, on annule les colonnes et les lignes correspondant aux phases non existantes. L'extension du schéma unifilaire de la Figure 3.1 à un système triphasé permet d'écrire les matrices (3.3) et (3.8) sous la forme suivante:

$$\mathbf{BIBC} = \begin{bmatrix} \mathbf{I} & \mathbf{I} & \mathbf{I} & \mathbf{I} \\ \mathbf{0} & \mathbf{I} & \mathbf{I} & \mathbf{I} \\ \mathbf{0} & \mathbf{0} & \mathbf{I} & \mathbf{0} \\ \mathbf{0} & \mathbf{0} & \mathbf{0} & \mathbf{I} \end{bmatrix} \quad (3.12)$$

$$\mathbf{BCBV} = \begin{bmatrix} \bar{\mathbf{Z}}_1^{abc} & \mathbf{0} & \mathbf{0} & \mathbf{0} \\ \bar{\mathbf{Z}}_1^{abc} & \bar{\mathbf{Z}}_2^{abc} & \mathbf{0} & \mathbf{0} \\ \bar{\mathbf{Z}}_1^{abc} & \bar{\mathbf{Z}}_2^{abc} & \bar{\mathbf{Z}}_3^{abc} & \mathbf{0} \\ \bar{\mathbf{Z}}_1^{abc} & \bar{\mathbf{Z}}_2^{abc} & \mathbf{0} & \bar{\mathbf{Z}}_4^{abc} \end{bmatrix} \quad (3.13)$$

3.4. La méthode proposée ‘‘ approche directe améliorée ‘‘

Bien que le transformateur triphasé soit un important constituant des réseaux électriques en général et ceux de distribution en particulier, on note, dans la plupart des références bibliographiques utilisant l'approche directe, une absence d'explications concernant la modélisation de ce dernier. De plus, les résultats de l'écoulement des puissances présentés dans ces travaux sont donnés en unités relatives ce qui empêche la distinction entre une section de la ligne et un transformateur. Afin de prévenir ce problème, lors de l'utilisation de l'approche directe, les calculs, en présence de transformateurs, doivent être faits en utilisant les deux systèmes d'unités réelles et relatives. Ce problème a d'ailleurs fait l'objet d'une publication [48]. Un programme de l'écoulement de puissance a alors été élaboré où les matrices $\mathbf{BIBC}$ et $\mathbf{BCBV}$ ont été modifiées pour tenir compte des modèles réels des différentes composantes du réseau (Lignes, câbles, transformateurs, ...) et applicable pour les réseaux radiaux équilibrés et déséquilibrés.

Pour mettre en évidence la méthode ‘Approche directe améliorée’, on se réfère au schéma unifilaire du système de distribution de la Figure 3.2. Ce schéma est identique à celui de la Figure 3.1 sauf que, dans la deuxième branche, un transformateur a été incorporé.

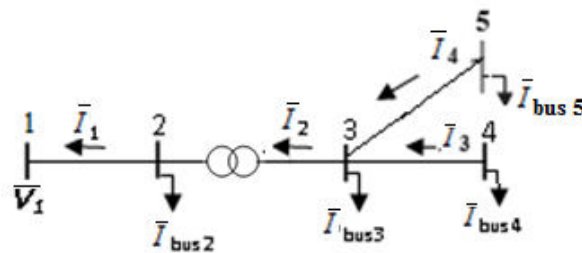


Figure 3.2. Réseau de distribution radial

On commence par le calcul des courants injectés aux jeux de barres $\bar{I}_{bus2}^{abc}$, $\bar{I}_{bus3}^{abc}$, $\bar{I}_{bus4}^{abc}$ et $\bar{I}_{bus5}^{abc}$ en utilisant les modèles des charges du chapitre précédent (2.3) et on les intègre dans le vecteur des courants des jeux de barres $\bar{I}_{bus}$ comme il est ci-dessous montré :

$$\bar{I}_{bus} = [\bar{I}_{bus2}^{abc} \ \bar{I}_{bus3}^{abc} \ \bar{I}_{bus4}^{abc} \ \bar{I}_{bus5}^{abc}]^T \quad (3.14)$$

En suivant les mêmes démarches que dans l'approche directe, les relations entre les courants des jeux de barres et les courants des branches sont déterminées par le système d'équations (3.15). On doit tenir compte des coefficients de transformation du transformateur présentés dans le Tableau 2.2 du chapitre précédent.

$$\begin{cases} \bar{I}_4^{abc} = \bar{I}_{bus5}^{abc} \\ \bar{I}_3^{abc} = \bar{I}_{bus4}^{abc} \\ \bar{I}_2^{abc} = \bar{I}_{bus3}^{abc} + \bar{I}_{bus4}^{abc} + \bar{I}_{bus5}^{abc} \\ \bar{I}_1^{abc} = \bar{I}_{bus2}^{abc} + K_I K_L \bar{I}_2^{abc} \end{cases} \quad (3.15)$$

On peut écrire $\bar{I}_I^{abc}$ sous la forme suivante:

$$\bar{I}_I^{abc} = \bar{I}_{bus2}^{abc} + K_I K_L \bar{I}_{bus3}^{abc} + K_I K_L \bar{I}_{bus4}^{abc} + K_I K_L \bar{I}_{bus5}^{abc} \quad (3.16)$$

Les équations (3.15) et (3.16) peuvent être aussi réécrites sous la forme matricielle suivante:

$$\begin{bmatrix} \bar{I}_1^{abc} \\ \bar{I}_2^{abc} \\ \bar{I}_3^{abc} \\ \bar{I}_4^{abc} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \mathbf{I} & K_I K_L & K_I K_L & K_I K_L \\ \mathbf{0} & \mathbf{I} & \mathbf{I} & \mathbf{I} \\ \mathbf{0} & \mathbf{0} & \mathbf{I} & \mathbf{0} \\ \mathbf{0} & \mathbf{0} & \mathbf{0} & \mathbf{I} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \bar{I}_{bus2}^{abc} \\ \bar{I}_{bus3}^{abc} \\ \bar{I}_{bus4}^{abc} \\ \bar{I}_{bus5}^{abc} \end{bmatrix} \quad (3.17)$$

Dans sa forme condensée, le système (3.17) s'écrit:

$$\bar{I} = B_I \bar{I}_{bus} \quad (3.18)$$

Où :

$$B_I = \begin{bmatrix} \mathbf{I} & K_I K_L & K_I K_L & K_I K_L \\ \mathbf{0} & \mathbf{I} & \mathbf{I} & \mathbf{I} \\ \mathbf{0} & \mathbf{0} & \mathbf{I} & \mathbf{0} \\ \mathbf{0} & \mathbf{0} & \mathbf{0} & \mathbf{I} \end{bmatrix} \quad (3.19)$$

Pour l'exemple considéré de la Figure 3.2, les chutes de tension dans les branches sont données par le système d'équations suivant :

$$\begin{cases} \Delta \bar{V}_1^{abc} = \bar{Z}_1^{abc} \bar{I}_1^{abc} \\ \Delta \bar{V}_2^{abc} = \bar{Z}_{Ts}^{abc} \bar{I}_2^{abc} \\ \Delta \bar{V}_3^{abc} = \bar{Z}_3^{abc} \bar{I}_3^{abc} \\ \Delta \bar{V}_4^{abc} = \bar{Z}_4^{abc} \bar{I}_4^{abc} \end{cases} \quad (3.20)$$

Où: $\bar{Z}_1^{abc}$, $\bar{Z}_{Ts}^{abc}$, $\bar{Z}_3^{abc}$ and $\bar{Z}_4^{abc}$ sont les matrices impédances des branches. Notons que $\bar{Z}_{Ts}^{abc}$ est la matrice de la branche contenant le transformateur. Sous la forme matricielle, le système (3.20) s'écrit:

$$\begin{bmatrix} \Delta \bar{V}_1^{abc} \\ \Delta \bar{V}_2^{abc} \\ \Delta \bar{V}_3^{abc} \\ \Delta \bar{V}_4^{abc} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \bar{Z}_1^{abc} & \mathbf{0} & \mathbf{0} & \mathbf{0} \\ \mathbf{0} & \bar{Z}_{Ts}^{abc} & \mathbf{0} & \mathbf{0} \\ \mathbf{0} & \mathbf{0} & \bar{Z}_3^{abc} & \mathbf{0} \\ \mathbf{0} & \mathbf{0} & \mathbf{0} & \bar{Z}_4^{abc} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \bar{I}_1^{abc} \\ \bar{I}_2^{abc} \\ \bar{I}_3^{abc} \\ \bar{I}_4^{abc} \end{bmatrix} \quad (3.21)$$

Qu'on écrit sous la forme condensée suivante :

$$\Delta \bar{V} = \bar{Z} \cdot \bar{I} \quad (3.22)$$

La aussi on suit la même procédure que dans l'approche directe avec les coefficients de transformation du tableau 2.2, pour calculer les tensions des jeux de barres. Ce qui donne :

$$\begin{cases} \bar{V}_2^{abc} = \bar{V}_1^{abc} - \Delta \bar{V}_1^{abc} \\ \bar{V}_3^{abc} = K_w K_v \bar{V}_2^{abc} - \Delta \bar{V}_2^{Tr(abc)} \\ \bar{V}_4^{abc} = \bar{V}_3^{abc} - \Delta \bar{V}_3^{abc} \\ \bar{V}_5^{abc} = \bar{V}_3^{abc} - \Delta \bar{V}_4^{abc} \end{cases} \quad (3.23)$$

En combinant les quatre équations du système (3.23) on obtient:

$$\begin{bmatrix} \bar{V}_2^{abc} \\ \bar{V}_3^{abc} \\ \bar{V}_4^{abc} \\ \bar{V}_5^{abc} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \mathbf{I} \\ K_w K_v \\ K_w K_v \\ K_w K_v \end{bmatrix} \bar{V}_1^{abc} - \begin{bmatrix} \mathbf{I} & \mathbf{0} & \mathbf{0} & \mathbf{0} \\ K_w K_v & \mathbf{I} & \mathbf{0} & \mathbf{0} \\ K_w K_v & \mathbf{I} & \mathbf{I} & \mathbf{0} \\ K_w K_v & \mathbf{I} & \mathbf{0} & \mathbf{I} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \bar{V}_1^{abc} \\ \Delta \bar{V}_2^{Tr(abc)} \\ \Delta \bar{V}_3^{abc} \\ \Delta \bar{V}_4^{abc} \end{bmatrix} \quad (3.24)$$

Où sous forme condensée :

$$\bar{V}_{bus} = B_{lv} \bar{V}_l - B_v \Delta \bar{V} \quad (3.25)$$

Avec :

$$B_v = \begin{bmatrix} \mathbf{I} & \mathbf{0} & \mathbf{0} & \mathbf{0} \\ K_w K_v & \mathbf{I} & \mathbf{0} & \mathbf{0} \\ K_w K_v & \mathbf{I} & \mathbf{I} & \mathbf{0} \\ K_w K_v & \mathbf{I} & \mathbf{0} & \mathbf{I} \end{bmatrix} \quad (3.26)$$

Il est utile de noter que B_{I_v} n'est autre que la première colonne de B_v et elle joue un rôle important dans l'initialisation des tensions des jeux de barres à la valeur $\bar{V}_{bus}^{nl}$ en utilisant la relation (3.27):

$$\bar{V}_{bus}^{nl} = B_{I_v} \bar{V}_I \quad (3.27)$$

En comparant les deux approches directe et l'approche modifiée, on peut facilement constaté, en se référant au Tableau 3.2, qu'il y' a une différence entre les deux et qui est due à la présence des coefficients K_I , K_L , K_w et K_v justifiant la présence du transformateur.

Dans le cas d'un transformateur de type GY-gy ayant les coefficients identiques aux matrices unité I , rend les deux approches identiques. Dans ce cas, on peut dire que l'approche directe ne représente qu'une partie de la méthode proposée.

Tableau 3.2 : Comparaison entre les deux approches.

Approche direct	Approche direct modifiée
$BIBC = \begin{bmatrix} I & I & I & I \\ 0 & I & I & I \\ 0 & 0 & I & 0 \\ 0 & 0 & 0 & I \end{bmatrix}$	$B_I = \begin{bmatrix} I & K_I K_L & K_I K_L & K_I K_L \\ 0 & I & I & I \\ 0 & 0 & I & 0 \\ 0 & 0 & 0 & I \end{bmatrix}$
$BCBV = \begin{bmatrix} \bar{Z}_I^{abc} & 0 & 0 & 0 \\ \bar{Z}_I^{abc} & \bar{Z}_2^{abc} & 0 & 0 \\ \bar{Z}_I^{abc} & \bar{Z}_2^{abc} & \bar{Z}_3^{abc} & 0 \\ \bar{Z}_I^{abc} & \bar{Z}_2^{abc} & 0 & \bar{Z}_4^{abc} \end{bmatrix}$	$B_v \bar{Z} = \begin{bmatrix} \bar{Z}_I^{abc} & 0 & 0 & 0 \\ K_w K_v \bar{Z}_I^{abc} & \bar{Z}_{Ts}^{abc} & 0 & 0 \\ K_w K_v \bar{Z}_I^{abc} & \bar{Z}_{Ts}^{abc} & \bar{Z}_3^{abc} & 0 \\ K_w K_v \bar{Z}_I^{abc} & \bar{Z}_{Ts}^{abc} & 0 & \bar{Z}_4^{abc} \end{bmatrix}$

3.4.1. Principales étapes de l'approche directe modifiée.

Deux matrices topologiques de base nommées, matrice des courants injectés aux jeux de barres B_I et matrice B_v qui relie les chutes de tensions dans les branches aux variations des tensions des jeux de barres, sont nécessaires pour la résolution du problème de l'écoulement de puissances triphasé. Les relations entre les courants et les tensions sont ci-dessous données:

$$\bar{I} = B_I \bar{I}_{bus} \quad (3.28)$$

$$\Delta V_{bus} = B_v \Delta V \quad (3.29)$$

Le vecteur chute de tensions dans les branches est calculé par la loi d'Ohm :

$$\Delta \bar{V} = \bar{Z} \cdot \bar{I} \quad (3.30)$$

En combinant les équations (3.28), (3.29) et (3.30), le vecteur des variations des tensions des jeux de barres $\Delta \bar{V}_{bus}$, est donné par (3.31), est obtenu.

$$\begin{cases} \Delta \bar{V}_{bus} = m \mathbf{DLF} \cdot \bar{I}_{bus} \\ m \mathbf{DLF} = \mathbf{B}_v \bar{\mathbf{Z}} \mathbf{B}_I \end{cases} \quad (3.31)$$

Pour la mise à jour des tensions des jeux de barres, l'équation suivante, dans laquelle V_{bus}^{nl} est le vecteur des tensions lorsque le réseau est non chargé (à vide), est utilisée:

$$\bar{V}_{bus} = \bar{V}_{bus}^{nl} - \Delta \bar{V}_{bus} \quad (3.32)$$

3.4.2. Construction des matrices $\mathbf{B}_I$ et $\mathbf{B}_v$.

Pour un grand réseau de distribution avec n jeux de barres et m branches l'organigramme de construction des matrices $\mathbf{B}_v$ et $\mathbf{B}_I$ est donné par la Figure 3.3.

Les données des branches sont stockées dans quatre vecteurs,

- $\mathbf{A}_s$ contient l'ensemble des jeux de barres formant les extrémités de départ des branches et $\mathbf{A}_r$ pour les jeux de barres constituant les extrémités d'arrivée,
- $\mathbf{A}_I$ et $\mathbf{A}_v$ pour les coefficients de transformation des courants et des tensions k_I et k_v des transformateurs.

Si le type de la branche (h) à ajouter dans la matrice $\mathbf{B}_I$ est une ligne alors, le vecteur colonne $\mathbf{B}_I(:,s)$ est stocké directement dans $\mathbf{B}_I(:,r)$. Par contre, s'il y a présence d'un transformateur, le vecteur $\mathbf{B}_I(:,s)$ doit être multiplié par le coefficient de transformation du courant k_I avant d'être stocké dans $\mathbf{B}_I(:,r)$. Dans tous les cas $\mathbf{B}_I(h,r)$ est mise à 1. Une procédure similaire peut être utilisée pour la construction de $\mathbf{B}_v$ mais, par un changement des colonnes en lignes et en prenant le coefficient de transformation de la tension k_v pour la branche contenant un transformateur.

L'algorithme proposé peut être facilement étendu à un système triphasé par l'extension de l'indice du jeu de barre i à un vecteur (1×3) . Les 1 dans les matrices $\mathbf{B}_I$ et $\mathbf{B}_v$ deviennent

des matrices identités $\mathbf{I}$ de dimensions (3×3) . Les coefficients k_l et k_v sont, quant à eux, substitués respectivement par les matrices $\mathbf{K}_l \mathbf{K}_L$ et $\mathbf{K}_v \mathbf{K}_v$.

Dans le cas des branches biphasés où monophasés on annule les colonnes et les lignes correspondants aux phases non existantes.

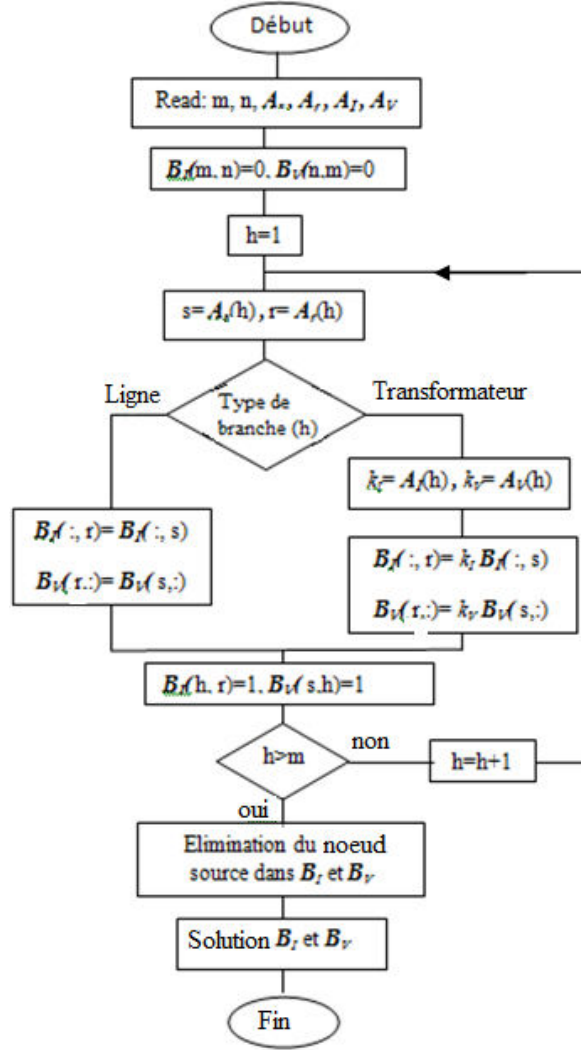


Figure 3.3 : Organigramme de construction des matrices $\mathbf{B}_l$ et $\mathbf{B}_v$.

3.4.3. Algorithme proposé de l'écoulement de puissances.

L'algorithme proposé, pour la solution de l'écoulement des puissances, peut être résumé par les étapes suivantes:

Etape 1: Introduire les données du réseau.

Etape 2: Former les matrices $\mathbf{B}_l$ et $\mathbf{B}_v$ en utilisant les procédures décrites dans la section 3.4.2.

Etape 3: Rassembler toutes les matrices impédances des branches dans la matrice globale Z en suivant (3.21).

Etape 4: Déterminer la matrice $mDLF = B_v \bar{Z} B_I$ en utilisant (3.31).

Etape 5: Initialiser les tensions des jeux de barres en utilisant $\bar{V}_{bus}^{nl} = B_{Iv} \bar{V}_I$ donnée par (3.27).

Etape 6: Tant que le taux de convergence n'est pas atteint faire:

Résoudre itérativement les équations suivantes, qui sont données pour la $(k)^{th}$ itération, par :

- Calculer $\bar{I}_{Li}^{\varphi_1 \varphi_2 \varphi_3 (k)}$ par les équations (2.7) et (2.9) pour une charge spécifiée et $V_i^{(k)}$ au $i^{ième}$ jeu de barre.
- Rassembler toutes les valeurs $\bar{I}_{Li}^{\varphi_1 \varphi_2 \varphi_3 (k)}$ dans le vecteur $\bar{I}_{bus}^{(k)}$ comme dans l'équation (3.14).
- Calculer $\Delta \bar{V}_{bus} = mDLF \cdot \bar{I}_{bus}$ donnée par (3.31).
- Déterminer $\bar{V}_{bus}^{(k+1)} = \bar{V}_{bus}^{nl} - \Delta \bar{V}_{bus}^{(k)}$ en utilisant (3.32).

Etape 7: Fin Tant que

Etape 8: Ecrire les résultats.

Etape 9: Fin

Comme critère de convergence à la $(k+1)^{ième}$ itération, l'inégalité suivante, où ε est le taux de convergence fixé par l'utilisateur, est considérée:

$$\max \left(\left| \Delta \bar{V}_{bus}^{(k+1)} - \Delta \bar{V}_{bus}^{(k)} \right| \right) \leq \varepsilon \quad (3.33)$$

3.5. Validation du programme proposé de l'écoulement de puissance.

La validation du programme proposé est effectuée sur les deux types des réseaux équilibrés et déséquilibrés qui suivent :

3.5.1 Validation pour les réseaux équilibrés.

Il est utile d'exécuter le programme élaboré pour quelques types de réseaux radiaux équilibrés tels que le réseau IEEE 33-JDB et le réseau IEEE 69-JDB. Parmi les travaux qui ont bien traité le problème de l'écoulement des puissances pour ces deux types de réseaux, on

cite ceux donnés dans les références [34,35]. Pour qu'on puisse adapter les réseaux équilibrés au programme élaboré on effectue les deux modifications suivantes :

- ✓ Chaque branche du réseau à étudier doit être remplacée par une matrice d'impédance diagonale dont les éléments diagonaux sont identiques à l'impédance propre de cette branche.
- ✓ Chaque charge doit être remplacée par une charge triphasée équilibrée. La charge de chacune d'elles doit être égale à la charge correspondante sur le réseau considéré.

3.5.1.1 Réseau radial IEEE 33-JDB.

Les caractéristiques du réseau de distribution IEEE 33-JDB de la Figure (3.4) sont : 33 jeu de barres, 32 branches, une tension de base de 12.66 kV et une puissance de base de 10 MVA. Les données du réseau test sont présentées dans [34].

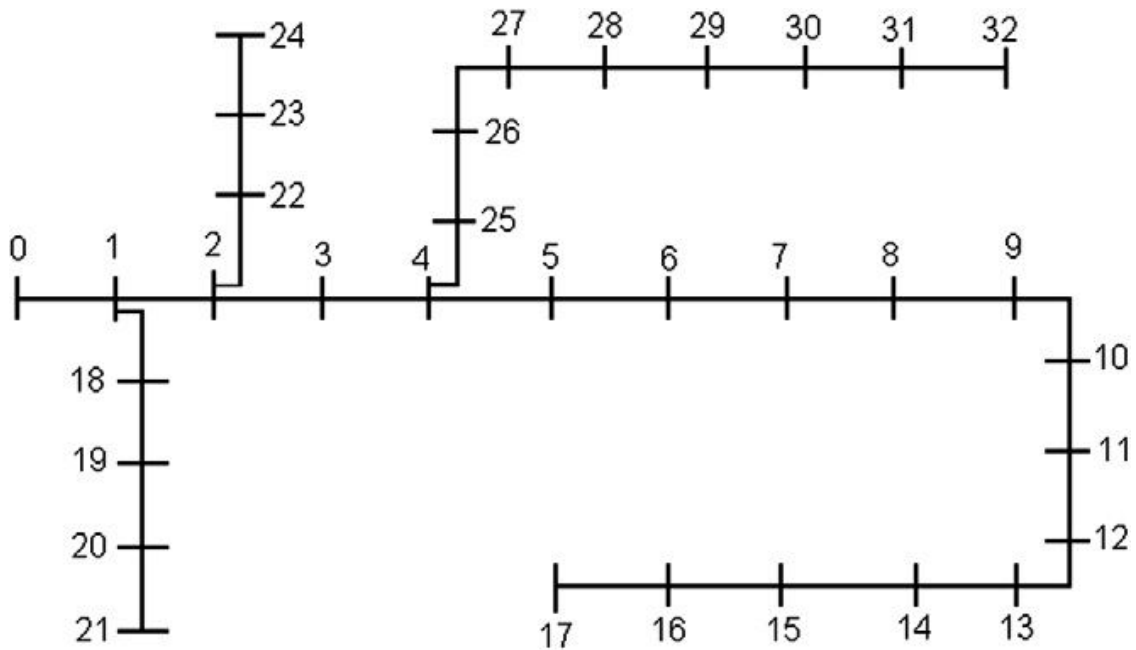


Figure 3.4 : Représentation simplifiée du réseau de distribution IEEE 33-JDB.

La Figure (3.5) montre l'allure de la tension pour le réseau IEEE33-JDB obtenue par la méthode proposée et celle donnée par la référence [34]. On distingue une légère différence entre les deux résultats. Cette différence est illustrée par la Figure 3.6 donnant les tensions du nœud 29. Le Tableau 3.3 donne les modules et phases des tensions aux différents nœuds ainsi que les écarts correspondants.

Il est à noter que les tensions obtenues par le programme proposé, pour les trois phases, sont confondues, ce qui explique que le réseau étudié est bien équilibré.

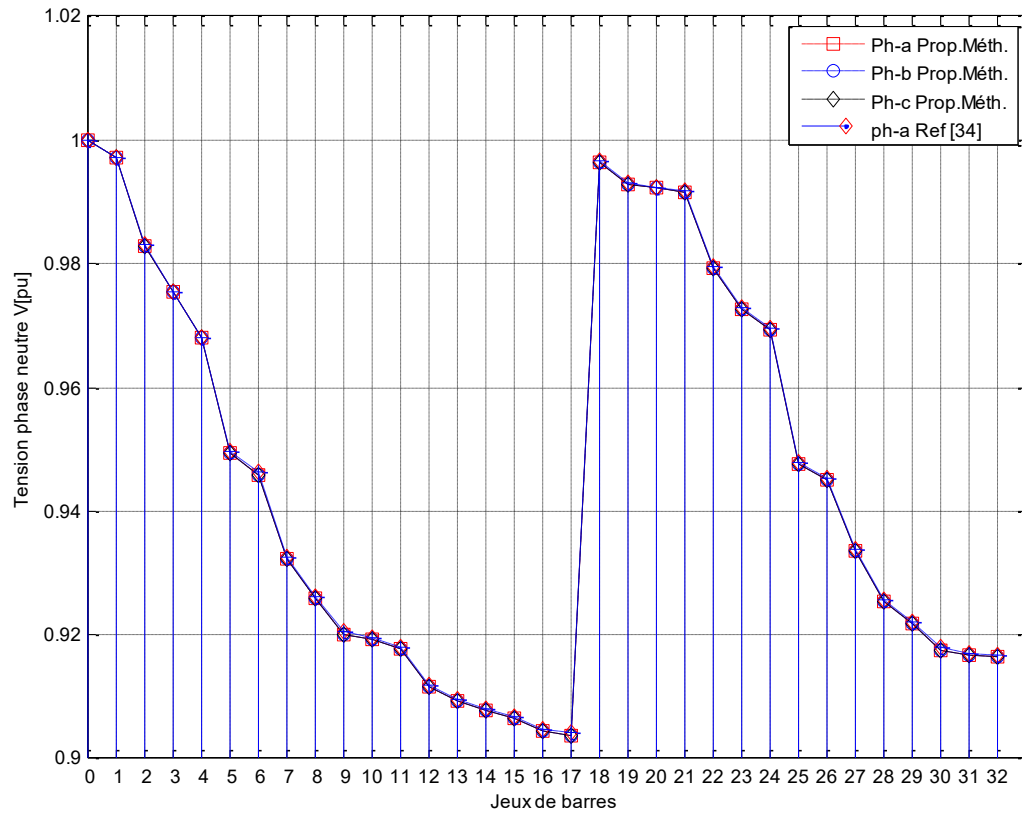


Figure 3.5: Comparaison des profils des tensions du réseau de distribution IEEE 33-JDB.

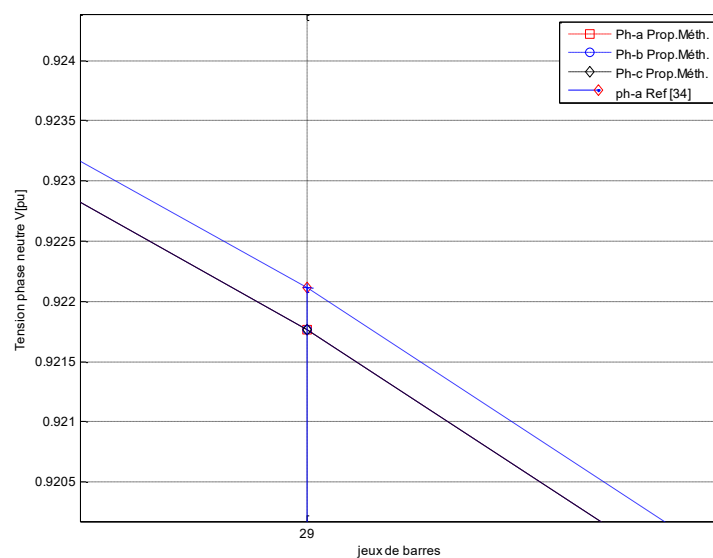


Figure 3.6 : Zoom de la tension du 29^{ème} jeu de barres.

Tableau 3.3 : Comparaison des tensions du réseau de distribution IEEE 33-JDB.

Nodes	Programme élaboré		Référence[34]		erreurs	
	V [pu]	angle[rd]	V [pu]		V [pu]	angle[rd]
1	1	0	1	0	0	0
2	0.9970	2.5518e-04	0.9972	2.0000e-04	1.7322e-04	5.5177e-05
3	0.9829	0.0017	0.9830	0.0017	1.0407e-04	7.3395e-06
4	0.9754	0.0028	0.9756	0.0028	2.1469e-04	4.7359e-05
5	0.9680	0.0040	0.9682	0.0040	2.4141e-04	2.0217e-05
6	0.9495	0.0024	0.9498	0.0023	3.1924e-04	7.7255e-05
7	0.9460	-0.0017	0.9462	0.0017	2.4412e-04	0.0034
8	0.9323	-0.0043	0.9326	0.0044	3.0386e-04	0.0087
9	0.9260	-0.0056	0.9263	0.0057	3.3623e-04	0.0113
10	0.9201	-0.0068	0.9204	0.0068	3.1048e-04	0.0136
11	0.9192	-0.0066	0.9196	0.0067	3.7959e-04	0.0133
12	0.9177	-0.0064	0.9180	0.0065	2.9437e-04	0.0129
13	0.9115	-0.0081	0.9119	0.0081	3.6992e-04	0.0162
14	0.9092	-0.0095	0.9096	0.0095	3.5989e-04	0.0190
15	0.9078	-0.0101	0.9082	0.0102	3.8663e-04	0.0203
16	0.9064	-0.0105	0.9068	0.0106	3.6852e-04	0.0211
17	0.9044	-0.0119	0.9047	0.0120	3.1660e-04	0.0239
18	0.9038	-0.0121	0.9041	0.0121	3.2990e-04	0.0242
19	0.9965	6.6269e-05	0.9966	0	1.0143e-04	6.6269e-05
20	0.9929	-0.0011	0.9930	0.0012	7.9063e-05	0.0023
21	0.9922	-0.0014	0.9923	0.0015	8.3587e-05	0.0029
22	0.9916	-0.0018	0.9917	0.0018	1.2101e-04	0.0036
23	0.9793	0.0012	0.9795	0.0011	1.9002e-04	5.1733e-05
24	0.9726	-3.9681e-04	0.9728	4.0000e-04	1.6149e-04	7.9681e-04
25	0.9693	-0.0012	0.9695	0.0012	1.8639e-04	0.0024
26	0.9476	0.0031	0.9479	0.0030	3.4918e-04	6.6775e-05
27	0.9450	0.0040	0.9453	0.0040	3.1343e-04	4.6832e-05
28	0.9335	0.0055	0.9339	0.0054	3.5537e-04	9.4301e-05
29	0.9253	0.0069	0.9257	0.0068	3.7522e-04	5.5129e-05
30	0.9218	0.0087	0.9221	0.0086	3.3320e-04	9.2674e-05
31	0.9176	0.0072	0.9180	0.0072	3.9533e-04	1.9206e-05
32	0.9167	0.0068	0.9170	0.0068	3.1086e-04	1.6821e-05
33	0.9164	0.0067	0.9168	0.0066	3.9458e-04	8.1878e-05

On constate bien qu'il y a une bonne concordance entre les résultats obtenus par le programme développé et ceux de la référence [34]. Pour tester la robustesse de ce programme on traite dans ce qui suit, un second type de réseau équilibré avec un nombre élevé de jeux de barres.

3.5.1.2 Réseau radial IEEE 69-JDB.

Les caractéristiques du réseau de distribution IEEE 69-JDB de la Figure 3.7 sont : 69 jeu de barres, 68 branches, Tension de base 12.66 kV et une puissance de base de 100 MVA. Les données du réseau test sont présentées dans. [34]

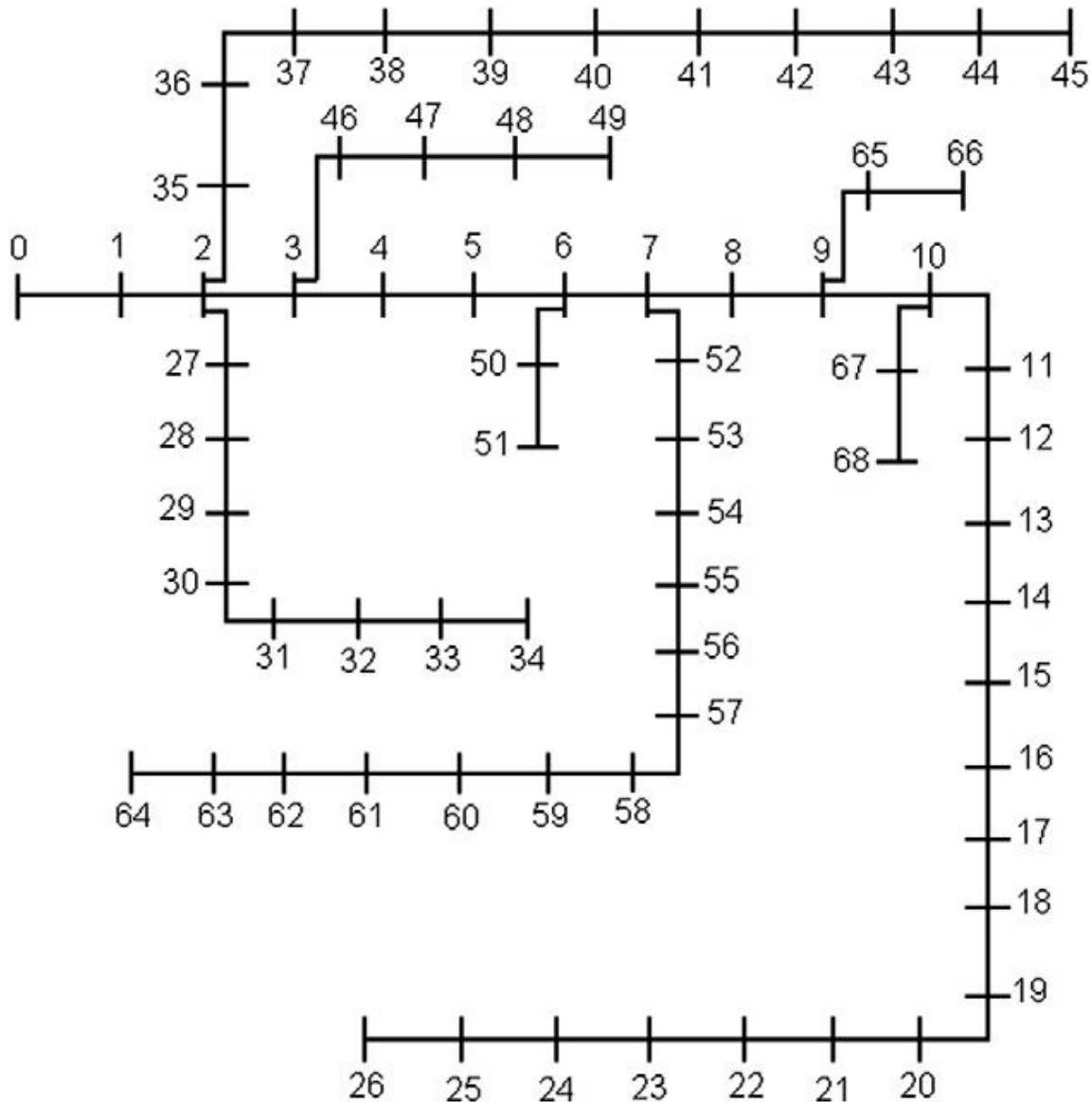


Figure 3.7 : Représentation simplifiée du réseau de distribution IEEE 69-JDB

Le profil de la tension du réseau IEEE 69-JDB de la Figure 3.8 et quasi identique pour le programme proposé et la référence [34]. Là aussi, il existe une faible différence entre les deux résultats montrés dans le tableau 3.4 donnant les tensions de quelques nœuds ainsi que les écarts entre elles. Les tensions données dans ce tableau correspondent à la zone zoomée de la Figure 3.9 qui est indiquée par la zone encadrée de la Figure 3.8.

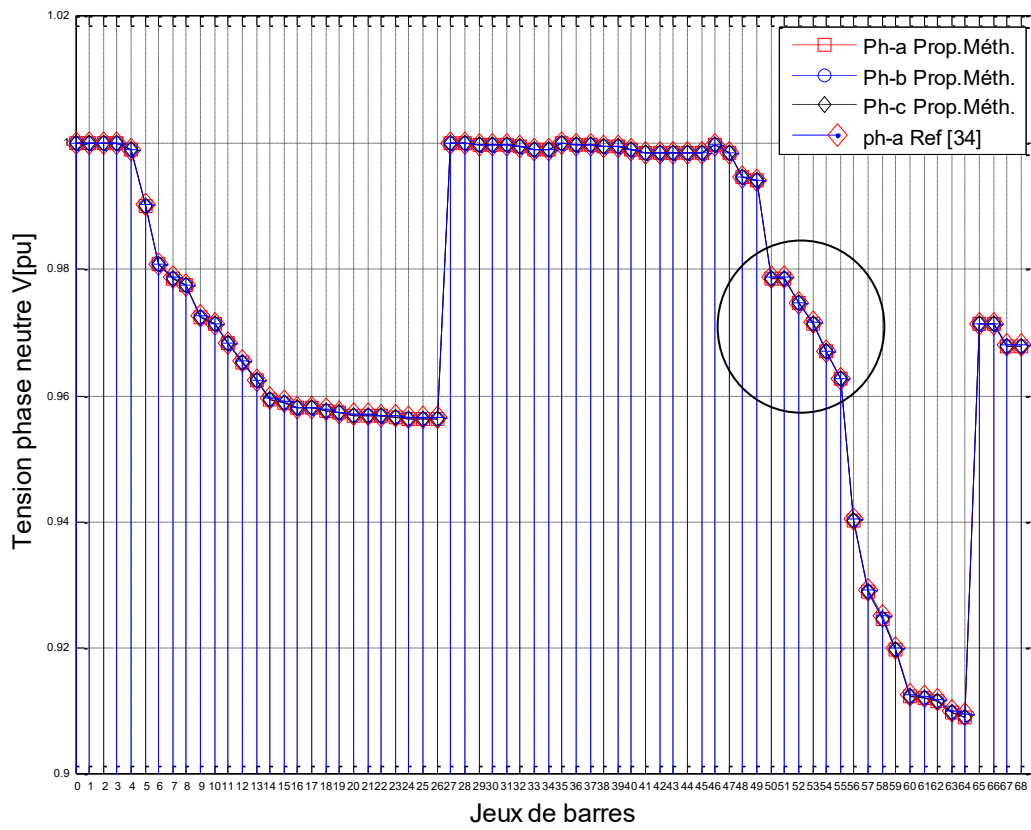


Figure 3.8 : Comparaison des profils des tensions du réseau de distribution IEEE 69-JDB.

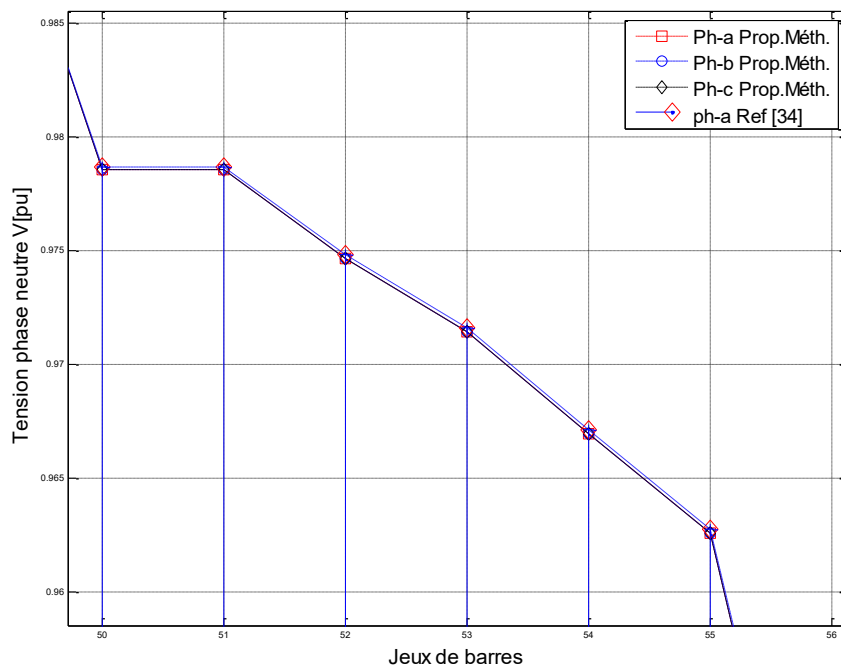


Figure 3.9 : Zoom de la zone encadrée de la figure 3.8.

Tableau 3.4 : Comparaison des tensions de certains nœuds du réseau de distribution IEEE 69-JDB.

Nodes	Programme élaboré		Référence[34]		erreurs	
	V [pu]	angle[rd]	V [pu]		V [pu]	angle[rd]
51	0.9785	0.0171	0.9787	0.0024	1.2337e-04	0.0146
52	0.9785	0.0171	0.9787	0.0024	1.2391e-04	0.0146
53	0.9747	0.0170	0.9748	0.0030	1.4660e-04	0.0140
54	0.9714	0.0170	0.9716	0.0034	1.6434e-04	0.0135
55	0.9669	0.0169	0.9671	0.0040	1.8551e-04	0.0128
56	0.9626	0.0168	0.9628	0.0047	2.0483e-04	0.0121

Les faibles erreurs du tableau montrent bien que le programme élaboré reproduit presque les mêmes résultats que ceux de la référence [34]. La même remarque peut être étendue à la totalité des nœuds du réseau IEEE 69-JDB ce qui justifie la robustesse du programme développé. Cependant, cette robustesse ne peut être accomplie que par une quantification des pertes actives et réactives totales pour les deux types de réseaux équilibrés, le IEEE 33-JDB et le IEEE 69-JDB. Ces pertes sont données par le Tableau 3.5 ainsi que l'erreur absolue correspondante.

Tableau 3.5 : Comparaison des pertes des puissances totales, réseaux équilibrés étudiés.

	Réseau 33bus						Réseau 69bus					
	Méthode proposée		Réf[34]		Erreur		Méthode proposée		Réf[34]		Erreur	
	kW	kVAR	kW	kVAR	kW	kVAR	kW	kVAR	kW	kVAR	kW	kVAR
Pertes totales	210.992	143.0139	210.986	143.127	0.006	0.113	224.988	102.159	224.946	102.139	0.042	0.02

Ce tableau montre qu'il y a une bonne adéquation des résultats de la méthode proposée et ceux de la référence [34]. Les résultats obtenus montrent que le programme élaboré peut traiter le calcul de l'écoulement des puissances dans les réseaux équilibrés de type radial.

3.5.2 Validation pour les réseaux déséquilibrés

La validation du programme de l'écoulement de puissances élaboré est basée sur les différents modèles des composantes du réseau de distribution en utilisant les réseaux testes du groupe IEEE (Test Feeders Working Group).

3.5.2.1 Réseau IEEE4-JDB.

C'est un réseau à quatre jeux de barres IEEE4-JDB [49] formé par deux lignes triphasés (segments 1-2 et 3-4 de la Figure 3.10), un transformateur et une charge.

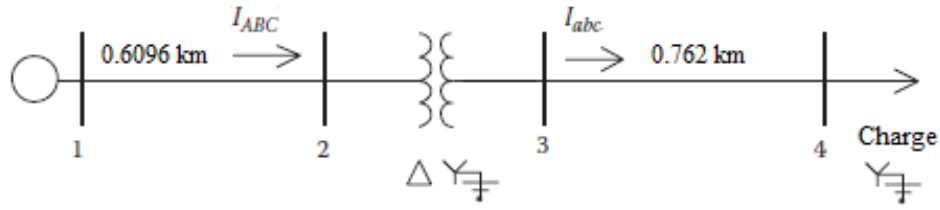


Figure 3.10 : Réseau IEEE 4-JDB.

Chaque configuration d'une ligne est caractérisée par un indice d'arrangement (ID-A) et un indice d'espacement (ID-E) qui sont donnés, pour le réseau de la Figure 3.10, par le Tableau 3.6.

Tableau 3.6 : Configuration des lignes du réseau IEEE 4-JDB.

Indice d'arrangement et d'espacement des lignes (1-2) et (3-4) du réseau IEEE 4-JB				
ID-A	phases	Conducteurs des phases	Conducteur du neutre	ID- E
		ACSR	ACSR	
612	ABCN	336400CM,26/07	#4/0, 6\1	501
ID-E				
Type de conducteur	GMR	Résistance	Diamètre	
336400 CM 26/7	0,743712 cm	0.1901 Ω/km	1.8313 cm	
#4/0 6/1 ACSR	0,2481072 cm	0.3679 Ω/km	1.43 cm	

Le réseau IEEE 4-JDB est utilisé généralement pour tester les différents types de couplage du transformateur. Dans ce travail, on donne les résultats d'un transformateur abaisseur de tension de type triangle-étoile utilisé pratiquement dans les sous station de distribution. La tension entre phases du primaire et secondaire, l'impédance unitaire et la puissance apparente nominale qui sont les principales caractéristiques du transformateur sont données par le Tableau 3.6.

Tableau 3.7 : Transformateur triphasé

	S_n [kVA]	U_n primaire [kV]	U_n secondaire [kV]	R [pu]	X [pu]
Transformateur	6000	12.47 triangle	4.16 étoile-terre	1.0	6.0

Une charge déséquilibrée en étoile est appliquée au jeu de barre 4 dont la puissance et le facteur de puissance de chaque phase sont donnés par le Tableau 3.8.

Tableau 3.8 : Données de la charge.

JDB	Charge	Phase A		Phase B		Phase C	
	Modèle	kW	f.P.	kW	f.P.	kW	f.P.
4	Y-PQ	1275	0.85 Ind.	1800	0.90 Ind	2375	0.95 Ind

Après avoir transformé les composantes (lignes et transformateur) en matrices impédances, par l'application des différentes relations de leurs modèles, on les incorpore dans le programme de calcul de l'écoulement des puissances triphasées avec le modèle de la charge. La solution pour une tension de la sous station égale 12.47 kV est présentée par les Tableaux 3.9 et 3.10, dans lesquels une comparaison des tensions et des courants avec les résultats donnés par le groupe IEEE a été présentée.

Tableau 3.9 : Comparaison des tensions de la méthode proposée et ceux d'IEEE.

	Programme élaboré			IEEE[49]			Erreurs		
	V [Volt]	(°) [Deg]	V [pu]	V [Volt]	(°) [Deg]	V [pu]	$\Delta V $ [Volt]	$\Delta(°)$ [Deg]	$\Delta V $ [pu]
Node 2									
$\bar{V}_A$	12350	29.60	0.9904	12350	29.60	0.9904	0.1606	0.0038	1.28e-05
$\bar{V}_B$	12314	-90.39	0.9875	12314	-90.40	0.9875	0.1832	0.0071	1.46e-05
$\bar{V}_C$	12333	149.75	0.9890	12333	149.80	0.9890	0.1818	0.0498	1.45e-05
Node 3									
$\bar{V}_a$	2290.4	-32.39	0.9536	2290	-32.40	0.9535	0.3807	1.89e-04	1.58e-04
$\bar{V}_b$	2261.5	-153.81	0.9416	2261	-153.80	0.9414	0.4787	0.0132	1.99e-04
$\bar{V}_c$	2214.6	85.19	0.9221	2214	85.20	0.9218	0.6121	0.0094	2.54e-04
Node 4									
$\bar{V}_a$	2156.4	-34.23	0.8978	2157	-34.20	0.8981	0.5645	0.0335	2.35e-04
$\bar{V}_b$	1935.5	-157.05	0.8059	1936	-157	0.8061	0.4547	0.0588	1.89e-04
$\bar{V}_c$	1851.8	73.44	0.7710	1849	73.40	0.7698	2.7501	0.0468	0.0011

Tableau 3.10 : Comparaison des courants de la méthode proposée et ceux d'IEEE.

	Programme élaboré			IEEE[49]			Erreurs		
	$ I $ [A]	(°) [Deg]	$ I $ [pu]	$ I $ [A]	(°) [Deg]	$ I $ [pu]	$\Delta I $ [A]	Δ (°) [Deg]	$\Delta I $ [pu]
Branche 1									
$\bar{I}_a$	285.7736	-27.6194	356.3597	285.7000	-27.6000	356.2679	0.0736	0.0194	0.0918
$\bar{I}_b$	402.2902	-149.5976	501.6559	402.7000	-149.6000	502.1669	0.4098	0.0024	0.5110
$\bar{I}_c$	348.9054	74.4109	435.0850	349.1000	74.4000	435.3277	0.1946	0.0109	0.2427
Branche 2									
$\bar{I}_a$	695.5923	-66.0219	167.0674	695.5000	-66	167.0452	0.0923	0.0219	0.0222
$\bar{I}_b$	1.0333e+03	177.0993	248.1781	1033	177.1000	248.1059	0.3005	6.8651e-04	0.0722
$\bar{I}_c$	1.3501e+03	55.2520	324.2608	1352	55.2000	324.7234	1.9258	0.0520	0.4625
Branche 3									
$\bar{I}_a$	695.5923	-66.0219	167.0674	695.5000	-66	167.0452	0.0923	0.0219	0.0222
$\bar{I}_b$	1.0333e+03	177.0993	248.1781	1033	177.1000	248.1059	0.3005	6.8651e-04	0.0722
$\bar{I}_c$	1.3501e+03	55.2520	324.2608	1352	55.2000	324.7234	1.9258	0.0520	0.4625

Les écarts des tensions et des courants dans les Tableaux 3.8 et 3.9 montrent que les résultats du programme élaboré et ceux donnés par IEEE [49] sont presque les mêmes, ce qui justifie la validité du programme développé. Pour bien visualiser ces tensions, le profil correspondant est illustré par les Figures (3.11) et (3.12) respectivement.

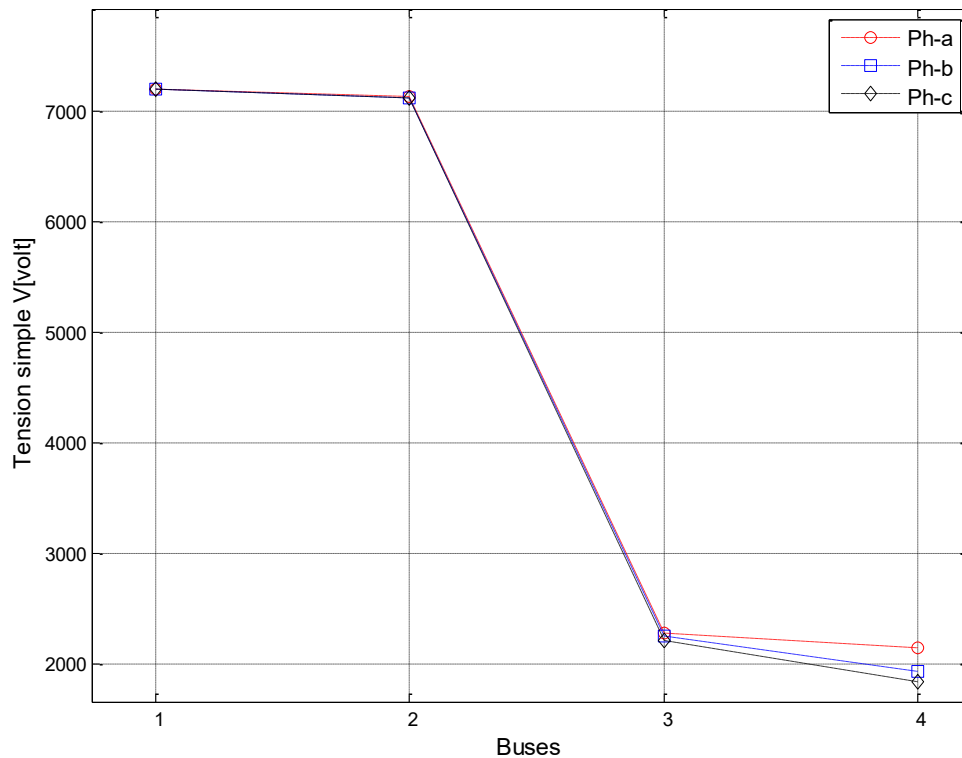


Figure 3.11 : Profil de la tension du réseau IEEE 4-JDB en unité réelle.

A cause de la grande échelle de la tension (en volt) entre les nœuds situés du côté primaire et ceux du côté secondaire du transformateur. Il est difficile d'observer les tensions des phases de chaque nœud de la Figure 3.11. Par contre ce problème est surmonté dans le cas d'une présentation en unités relatives (Figure 3.12). En plus, il permet de détecter les jeux de barres ayant une violation de la tension qui sont dans ce cas les jeux de barres 3 et 4.

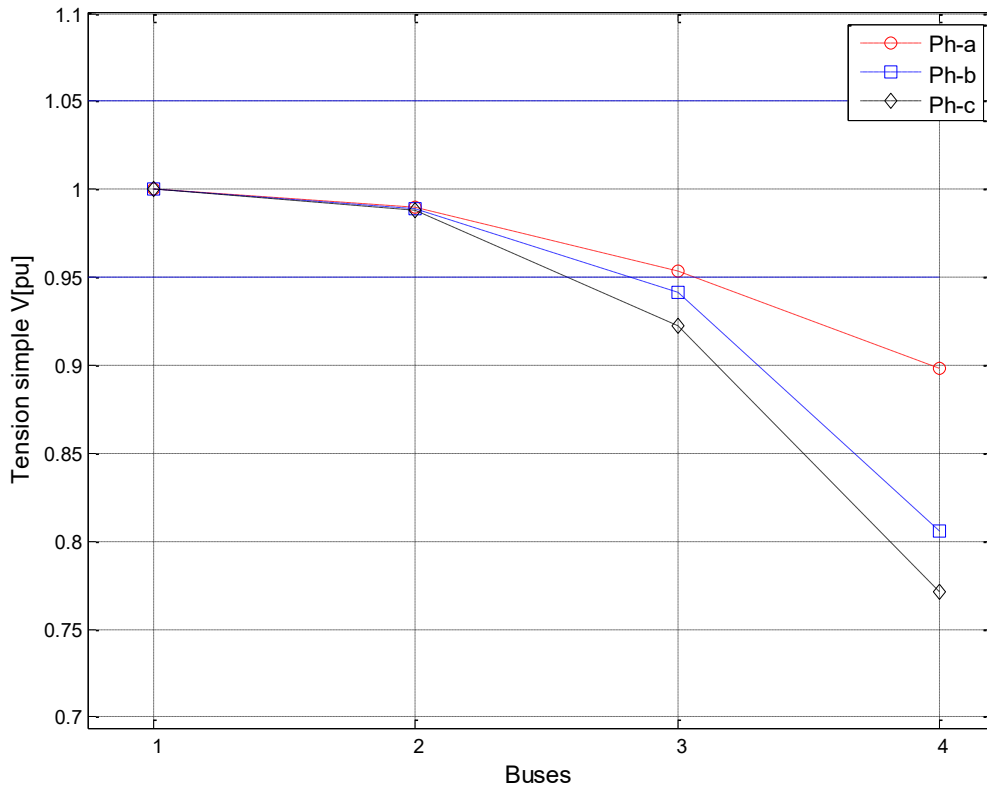


Figure 3.12 : Profile de la tension du réseau IEEE 4-JDB en unité relative

3.5.2.2 Réseau IEEE 13-JDB.

Malgré la petite taille et le faible nombre de jeu de barres, le réseau IEEE 13-JDB, est configuré de telle sorte qu'il constitue un réseau de test valable pour les principales analyses effectuées sur les systèmes de distribution. Ce réseau comporte des lignes et des câbles déséquilibrés, des dérivation monophasées, biphasées et triphasées, un transformateur de distribution triphasé et différents types de charges. Le schéma unifilaire de ce réseau et les différents paramètres décrivant les branches, transformateur, types de charges sont illustrés par la Figure 3.13 et les Tableaux 3.11, 3.12 et 3.13. Les configurations des lignes et câbles ainsi que les types de conducteurs sont présentés dans l'annexe A.2.



Figure 3.13 : Schéma unifilaire du réseau test IEEE 13-JDB.

Tableau 3.11 : Identification des branches.

Nœud A	NœudB	Longueur (km.)	Configuration
632	645	0.1524	603
632	633	0.1524	602
633	634	0	Transformateur XFM-1
645	646	0.0914	603
650	632	0.6096	601
684	652	0.2438	607
632	671	0.6096	601
671	684	0.0914	604
671	680	0.3048	601
684	611	0.0914	605
692	675	0.1524	606

Tableau 3.12 : Caractéristiques du transformateur.

	S_n [kVA]	U_p [kV]	U_s [kV]	R [pu]	X[pu]
XFM -1	500	4.16 – Gr.W	0.48 – Gr.W	1.1	2

Avec : S_n : Puissance apparente nominale. U_p : Tension composée primaire U_s : Tension composée secondaire

Tableau 3.13 : Identification des charges.

Nœud	Charge	Ph-1		Ph-2		Ph-3	
	Modèle	P[kW]	Q[kVAr]	P[kW]	Q[kVAr]	P[kW]	Q[kVAr]
634	Y-PQ	160	110	120	90	120	90
645	Y-PQ	0	0	170	125	0	0
646	D-Z	0	0	230	132	0	0
652	Y-Z	128	86	0	0	0	0
671	D-PQ	385	220	385	220	385	220
675	Y-PQ	485	190	68	60	290	212
692	D-I	0	0	0	0	170	151
611	Y-I	0	0	0	0	170	80
TOTAL		1158	606	973	627	1135	753

En utilisant les caractéristiques des lignes et câbles et du transformateur, on calcule les matrices d'impédance qui servent comme un support de base avec les charges pour le programme de calcul de l'écoulement des puissances élaboré.

3.5.2.2.1 Validation avec le logiciel GridLab-D.

A cause du développement des réseaux de distribution la plupart des logiciels sont continuellement en progrès. Parmi ces logiciels, on cite Etap, PowerWorld simulateur, cyme-Dist, EDSA, GridLab, OpenDss, Windmil etc..... Parmi ces logiciels, on distingue ceux ayant une source ouverte (open source) qui permet à l'utilisateur d'insérer directement les modèles des composants du réseau et les commandes nécessaires pour simuler le réseau à étudier comme GridLAB-D et OpenDSS. Contrairement à OpenDSS, GridLAB-D utilise les mêmes modèles de composants du réseau que ceux qu'on a utilisés dans le cadre de cette thèse. Cette concordance des modèles nous a incités à utiliser GridLAB-D pour valider le programme élaboré. Plus de détail concernant ce logiciel est disponible dans la référence [76].

Une comparaison des résultats obtenus par le programme proposé avec ceux du logiciel GridLAB-D pour le réseau IEEE 13-JDB ci-dessus donné, a montré la bonne coïncidence des résultats illustrés par les Figures 3.14 et 3.15 qui montrent respectivement l'allure de la tension pour les trois phases en unités réelles et relatives obtenus par le programme proposé et par GridLAB-D.

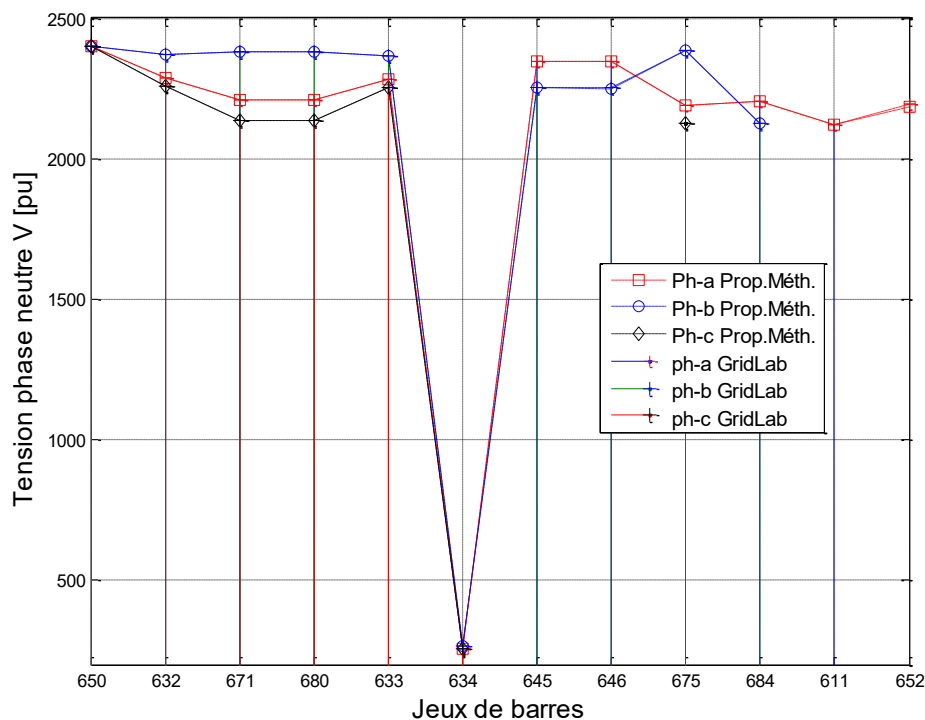


Figure 3.14 : Profils des tensions obtenues par le programme proposé et par GridLAB-D (unité réelle).

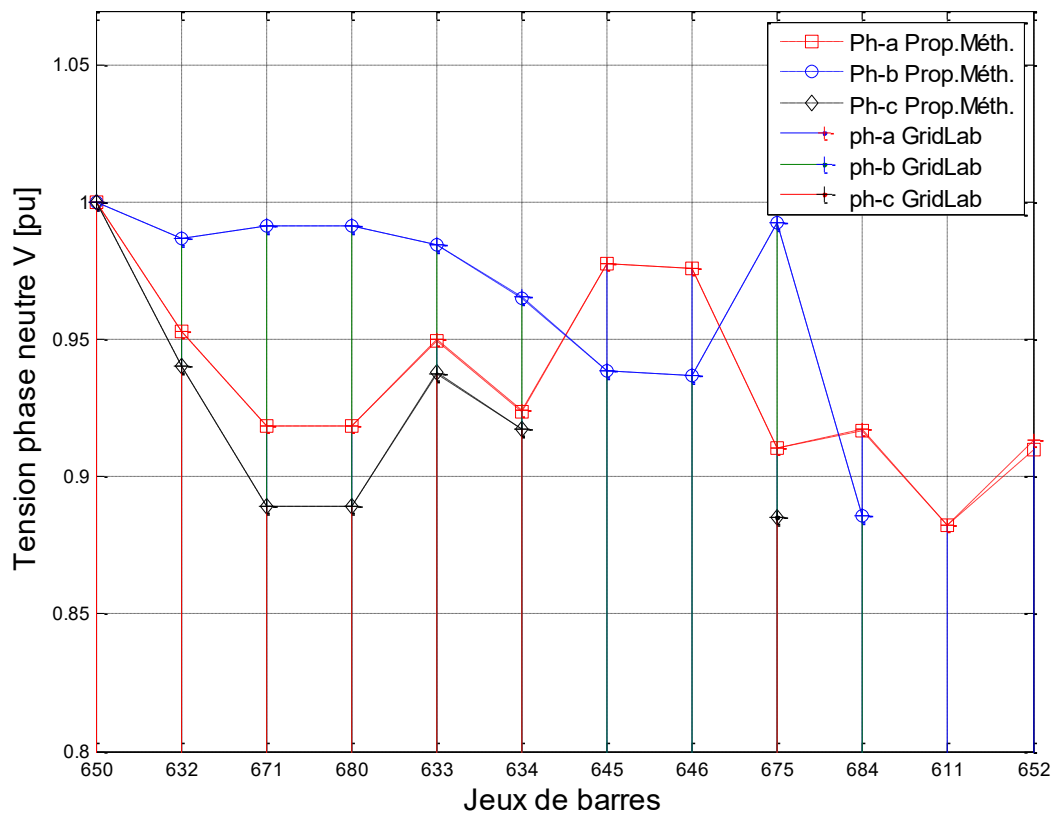


Figure 3.15 : Profils des tensions obtenues, méthode proposée et GridLAB-D (unité relative).

Les pertes de puissance totales obtenues par le programme proposé et par GridLAB-D sont données par le tableau 3.14.

Tableau 3.14 : Comparaison des pertes de puissance dans le réseau IEEE 13-JDB

Pertes	Programme élaboré		GridLAB-D [76]		Erreurs	
	kW	kVAR	kW	kVAR	kW	kVAR
IEEE 13J.B	112.15	330.33	112.14	330.02	8.9166e-05	9.3846e-04

3.6 Conclusion.

L'approche directe, qui a été choisie comme un algorithme efficace et robuste pour l'analyse de l'écoulement de puissance dans les réseaux équilibrés, a été modifiée pour être applicable aux réseaux déséquilibrés. L'algorithme principal élaboré sur la base de cette approche doit tenir compte des différents modèles des composantes formant les réseaux de distribution.

Chapitre 4.

Réglage de la tension et mise en œuvre des sources distribuées

4.1 Introduction.

Les réseaux de distribution d'électricité devenant de plus en plus complexes par conséquent, l'outil d'analyse du système y compris les études des flux de charge doit être capable de traiter différentes configurations de système y compris ceux ayant les régulateurs de tension et les sources distribuées. D'où l'implantation de ces composantes dans le programme de l'écoulement de puissance est nécessaire pour cette analyse. Dans la suite on utilisera dans l'analyse, les équations et les tableaux du chapitre 2 et 3.

4.2 Procédure d'implantation du régulateur dans le programme de calcul.

Le régulateur de la tension à prises en charge OLTC (On Load Tap Changing) est généralement placé du côté secondaire du transformateur de la sous-station. Pour régler la tension d'un nœud quelconque du réseau, on doit utiliser la procédure suivante :

1. Exécution du programme de l'écoulement de puissance sans régulateur où les prises sont mises à zéro.
2. Identification du nœud ayant une violation de la tension (dépassant la norme $\pm 5\%$ de la tension nominale). C'est le point qu'on désire régler.
3. Détermination des rapports de transformation n_{TT} et n_{TC} en utilisant le Tableau 2.3.
4. Calcul de $\bar{Z}_{ligne}$, $\bar{Z}_{ligne}^{moy}$ et $\bar{Z}_{comp}$ par les équations (2.27), (2.28) et (2.30).
5. Calcul de la tension du relais V_R en utilisant l'équation (2.29)
6. Détermination du nombre de prises (tap) (2.32).
7. Calcul des matrices de transformation K_{Vreg} , K_{Ireg} en utilisant le Tableau 2.4
8. Modification des matrices B_I et B_V du programme principal de l'écoulement de puissances.
9. Réexécution du programme de l'écoulement de puissance (avec le régulateur)
10. A chaque itération i , on ajuste le nombre de prises en suivant les contraintes suivantes :

- a. Si $V_{LB} \leq |V_R| \leq V_{UB}$ alors on garde la prise existante $Tap^i = Tap^{i-1}$
- b. Si $|V_R| < V_{LB}$ alors on change la prise par la nouvelle valeur donnée par :

$$Tap^i = Tap^{i-1} + round\left(\frac{|\bar{V}_{reg}| - |\bar{V}_R|}{0.75}\right) \quad (4.1)$$

c. Si $V_R > V_{UB}$ alors la nouvelle valeur de la prise sera :

$$Tap^i = Tap^{i-1} - \text{round}\left(\frac{|\bar{V}_{reg}| - |\bar{V}_R|}{0.75}\right) \quad (4.2)$$

11. Fin de la procédure.

4.2.1 Test d'application d'un régulateur de tension.

Reprenant l'allure de la tension des phases de la Figure 3.12 (chapitre 3) du réseau IEEE 4-JDB, le profil de la tension montre qu'il y a une violation de la tension aux jeux de barres 3 et 4 (tensions inférieures à 95% de la tension nominale). On peut donc, procéder au réglage de ces tensions par le placement d'un régulateur au jeu de barre 3 pour contrôler les tensions du nœud 4 (voir Figure 4.1).

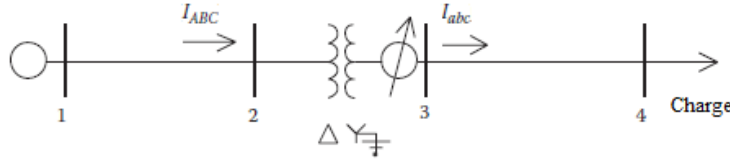


Figure 4.1 : Réseau IEEE 4-JDB équipé d'un régulateur de tension au nœud 3.

En utilisant le tableau 2.3 dans lequel on introduisant les données nominales du réseau IEEE 4-JDB qui sont données par le Tableau 3.7 et celles du compensateur, on détermine les rapports de transformation n_{TT} et n_{TC} des transformateurs de tension et de courant respectivement : $n_{TT} = 20$ et $n_{TC} = 166$. Avec les tensions $\bar{V}_3$, $\bar{V}_4$ et les courants $\bar{I}_{34}$ obtenus du programme de l'écoulement de puissance (exécuté sans régulateur), on détermine respectivement l'impédance du segment de ligne compris entre les nœuds 3 et 4 et l'impédance du compensateur. Les résultats sous forme complexes et polaires sont donnés par le Tableau 4.1 suivant :

Tableau 4.1 : Calcul de l'impédance moyenne du segment de ligne 3-4.

		$\bar{V}_3[\text{V}]$	$\bar{V}_4[\text{V}]$	$\bar{I}_{34}[\text{A}]$	$\bar{Z}_{34}[\Omega]$	$\bar{Z}_{34}^{34}[\Omega]$
Ph-a	Complexe	2011.5-1217.3i	1937.7-1200.7i	146.43-294.62i	0.1448+0.1785i	0.1587+0.2816i
	Polaire	2351.1 $\angle$ 31.2	2279.6 $\angle$ -31.8			
Ph-b	Complexe	-2063.6-1110.7	-1961.7-983i	-455.71-6.15i	0.2273+0.2772i	
	Polaire	2343.5 $\angle$ 151.7	2194.2 $\angle$ -153.4			
Ph-c	Complexe	90.9+2333.6i	265.8+2186.4i	241+513.84i	0.1039+0.3893i	
	Polaire	2335.4 $\angle$ 87.8	2202.5/83.1			

Connaissant les rapports de transformation n_{TT} et n_{TC} on peut ramener le calcul de V_3 , I_{34} et Z_{moy}^{34} dans le circuit du compensateur ce qui permet le calcul de la tension de relais V_R en utilisant l'équation (2.29) les résultats sont portés sur le Tableau 4.2.

Tableau 4.2 : Calcul des paramètres du compensateur.

	$\bar{V}_{reg'} = \bar{V}_3 / n_{TT} \text{ [V]}$	$\bar{I}_{comp} = \bar{I}_{34} / n_{TC} \text{ [A]}$	$\bar{Z}_{comp} = \bar{Z}_{moy}^{34} \cdot (n_{TT} / n_{TC}) / n_{TT} \text{ [\Omega]}$	$\bar{V}_R \text{ [V]}$
Polaire				
Ph-a	117.5 $\angle$ -31.2	1.645 $\angle$ -63.6	7.9332+14.0823i $\approx$ 8+14i	112.89 $\angle$ -32.45
Ph-b	117.4 $\angle$ -151.7	2.2787 $\angle$ -179.23		111.07 $\angle$ -153.78
Ph-c	116.7 $\angle$ 87.7	2.8377 $\angle$ 64.9		109.65 $\angle$ 84.83
Complexe				
Ph-a	100.58-60.86i	0.7322-1.4731i	7.9332+14.0823i $\approx$ 8+14i	95.27-60.59i
Ph-b	-103.18-55.54i	-2.2785-0.0308i		-99.65-49.07i
Ph-c	4.54+116.68i	1.205+2.5692i		9.87+109.21i

On constate bien que la tension du régulateur $V_{reg'}$ et celle du relais V_R sont en dehors de l'intervalle permis (120 $\pm$ 1) [V], ce qui nécessite une action au niveau du régulateur. Le nombre de prises convenable est déterminé par la relation (2.32) qui donne : $Tap = [8 \ 14 \ 13]$ Avec ce nombre de prises, on calcul les matrices de transformation K_{Vreg} , K_{Ireg} (voir Tableau 2.4) et on modifie par la suite les matrices B_l et B_v du programme principale de l'écoulement de puissance. La réexécution de ce dernier permet d'ajuster les tensions des phases du nœud 4 pour être proches de la valeur de référence 1.0 pu.

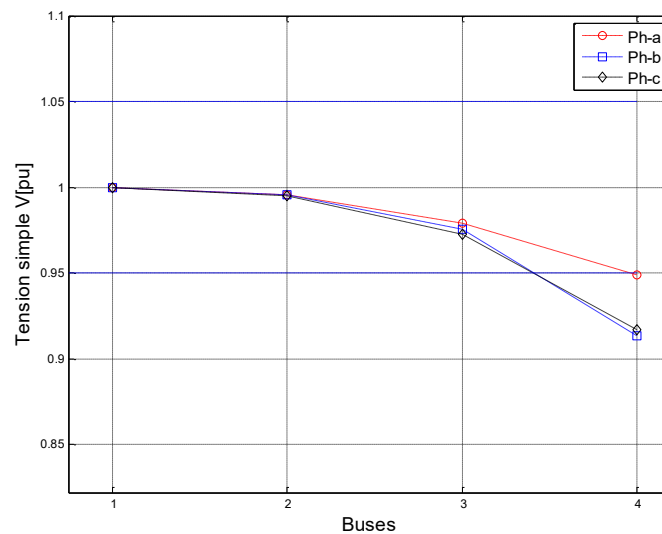


Figure 4.2 : profil de la tension sans régulateur.

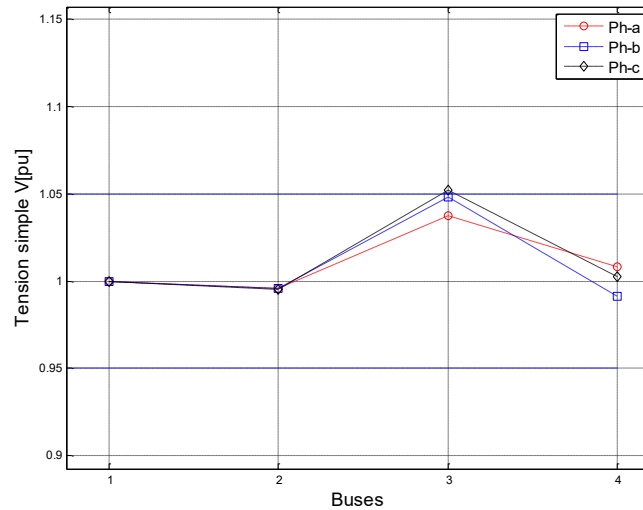


Figure 4.3 : Profil de la tension avec régulateur.

Les Figures 4.2 et 4.3 montrent respectivement le profil de la tension avec et sans régulateur de tension. Le Tableau 4.3 qui suit montre les flux de puissances entrants et sortants dans chaque branche ainsi que les pertes dans les deux cas, avec et sans régulateur de tension.

Tableau 4.3 : Flux de puissances et pertes dans les branches du réseau IEEE 4-JDB.

Phases		Puissances entrantes		Puissances sortantes		Pertes actives	
		kW	Kvar	kW	kvar	kW	kvar
1.Ligne (1-2)							
Ph-a	S.R	834.9659	400.0149	832.1466	396.1866	2.8193	3.8282
	A.R	819.8537	396.6466	817.0947	392.8701	2.7589	3.7765
Ph-b	S.R	1.1075e+03	476.1391	1.1048e+03	469.6861	2.7345	6.4530
	A.R	1.0912e+03	458.3194	1.0885e+03	452.0066	2.7379	6.3127
Ph-c	S.R	905.3047	674.0937	902.8431	668.0671	2.4616	6.0266
	A.R	918.4027	660.0531	915.8347	654.0569	2.5681	5.9963
2.Transformateur							
Ph-a	S.R	832.1466	396.1866	653.1713	414.4066	178.9753	-18.2200
	A.R	825.4052	392.8463	652.0723	412.9457	173.3329	-20.0994
Ph-b	S.R	1.1048e+03	469.6861	947.2111	493.4616	157.5488	-23.7755
	A.R	1.0936e+03	451.6434	939.1580	485.0999	154.4347	-33.4565
Ph-c	S.R	902.8431	668.0671	1.2210e+03	515.7019	-318.1293	152.3652
	A.R	906.8289	653.4546	1.2159e+03	492.5390	-309.0812	160.9157
2.Ligne (3-4)							
Ph-a	S.R	653.1713	414.4066	637.5000	395.0870	15.6713	19.3196
	A.R	652.0723	412.9457	637.5000	395.0870	14.5723	17.8587
Ph-b	S.R	947.2111	493.4616	900.0000	435.8899	47.2111	57.5717
	A.R	939.1580	485.0999	900	435.8899	39.1580	49.2100
Ph-c	S.R	1.2210e+03	515.7019	1.1875e+03	390.3124	33.4724	125.3896
	A.R	1.2159e+03	492.5390	1.1875e+03	390.3124	28.4100	102.2266
Σ	S.R	8.5089e+03	4.5078e+03	8.3861e+03	4.1788e+03	122.7650	328.9583
	A.R	8.4624e+03	4.4035e+03	8.3536e+03	4.1108e+03	108.8916	292.7405
S.R : Sans régulateur, A.R : avec régulateur							

On constate que le régulateur de la tension n'est pas conçu seulement pour le réglage de la tension mais, contribue aussi à la réduction des pertes de puissance totales qui sont réduites de 122.765 kW à 108.8916 kW comme il est mentionné dans le Tableau 4.3.

4.3. Intégration de sources distribuées.

Pour qu'on puisse intégrer ces sources distribuées dans le calcul de l'écoulement de puissance, il est nécessaire de connaître le type de nœud où elles sont raccordées. En effet, l'énergie primaire des unités de production décentralisées peut être injectée dans le réseau via une machine électrique synchrone ou asynchrone directement connectée au réseau, une combinaison d'une machine électrique et d'une interface électronique de puissance, ou uniquement via une interface électronique de puissance (voir le Tableau 1.1 du chapitre 1). Les DG peuvent être modélisées par différents types de jeux de barres, tels que :

4.3.1. Jeu de barres à facteur de puissance constant (PQ).

Les DG qui peuvent être représentés par un tel modèle sont les générateurs synchrones et les unités à base d'électronique de puissance dans lesquelles on peut spécifier le facteur de puissance en contrôlant le courant d'excitation du générateur synchrone et les angles de déclenchement pour les convertisseurs d'électroniques de puissance. En conséquence, la puissance réactive de ces générateurs peut être calculée selon l'équation (4.3) qui suit.

$$Q_{iDG} = P_{iDG} \cdot \tan(\cos^{-1}(pf_{iDG})) \quad (4.3)$$

Où : P_{iDG} et Q_{iDG} sont respectivement les puissances actives et réactives aux bornes du DG pour un facteur de puissance spécifiée pf_{iDG} .

4.3.2. Jeu de barres PQ(V).

C'est un jeu de barres à facteur de puissance dépendant de la tension ou de puissance réactive variable PQ(V). Les générateurs à induction qui génèrent une puissance réactive variable sont des exemples typiques de ce type de modèle. Connaissant la courbe de puissance de l'éolienne, on peut déduire la puissance active produite tandis que, la puissance réactive ne peut être déterminée que par l'application du modèle de la machine à induction présenté au paragraphe (2.4).

La puissance apparente du stator $\bar{S}_{st}^\varphi$ variant avec le glissement de la machine entraîne, pour une puissance active P_{st}^φ constante, une variation de la puissance réactive Q_{st}^φ en fonction de la tension et du glissement, $Q_{st}^\varphi(V_{st}^\varphi, s)$. Si le glissement de la machine à induction s est

spécifié, alors l'énergie réactive ne dépendra que de tension du réseau, d'où l'appellation de ce jeu de barres par le type considéré PQ(V). Lorsque la puissance d'entrée de la machine à induction est spécifiée au lieu du glissement, un processus itératif est nécessaire pour calculer la valeur de ce dernier qui forcera la puissance d'entrée à se situer dans une petite tolérance par rapport à la puissance d'entrée spécifiée. L'algorithme de calcul du glissement est le suivant [13]:

1. Lecture des données de la machine $\bar{V}_{st_i}, \bar{Z}_{st_i}, \bar{Z}_{ro_i}$ et $\bar{Y}_{m_i}$ spécification de la puissance active de la machine $P_{st}^{\Phi(spé)}$ pour le fonctionnement en moteur et $-P_{st}^{\Phi(spé)}$ pour le fonctionnement en générateur.
2. Initialisation du glissement de la séquence positive $s_1^{(0)}$ et $ds = 0.01$
3. Pour chaque itération (k) :
 - a. on calcule $s_1^{(k)}, s_2^{(k)} = 1 - s_1^{(k)}$,
 - b. Fonctionnement en moteur : $s_1^{(k)} = s_1^{(k-1)} + ds$
 - c. Fonctionnement en générateur : $s_1^{(k)} = s_1^{(k-1)} - ds$
 - d. on calcule l'impédance d'entrée Z_{e_i} par l'équation (2.16)
 - e. la puissance du stator $P_{st}^{\Phi(cal)}$ en utilisant la relation (2.19)
 - f. calcul de l'écart de la puissance ΔP
 - i. cas du moteur ; $\Delta P = P_{st}^{\Phi(spé)} - P_{st}^{\Phi(cal)}$
 - ii. cas du générateur : $\Delta P = P_{st}^{\Phi(cal)} - P_{st}^{\Phi(spé)}$
 - iii. Si ΔP est positive ds reste inchangé.
 - iv. Sinon, on change le pas de glissement à la valeur $ds = ds/10$
 - v. On poursuit le processus itératif jusqu'à l'obtention de la puissance d'entrée spécifiée avec une tolérance donnée.
4. Fin de la procédure.

4.3.3. Jeu de barres PV.

Dans le calcul du flux des puissances, les unités de production décentralisée, modélisées comme des nœuds PQ et PQ(V), peuvent être traitées comme des charges PQ négatives alors que, celles modélisées par un jeu de barres PV, nécessitent un traitement spécial.

Dans le calcul de l'écoulement de puissance, on considère initialement les unités DG comme des nœuds PQ négatifs. Après la convergence de la solution, les sources modélisées comme nœuds PV sont traitées en suivant les étapes suivantes [50,51]:

1. L'écart de la tension pour chaque nœud PV doit être calculée selon (4.4) et on vérifie si ce dernier est dans la tolérance spécifiée selon (4.5).

$$\Delta|\bar{V}|_{bus_pv} = |\bar{V}|_{bus_pv}^{sp} - |\bar{V}|_{bus_pv}^{cal} \quad (4.4)$$

$$\text{Max} (\Delta|\bar{V}|_{bus_pv}) < \epsilon \quad (4.5)$$

2. Si l'écart de la tension se situe dans les limites fixées, le nœud PV converge. Dans le cas contraire, on détermine le courant réactif à injecter aux nœuds PV par l'équation (4.6) pour maintenir le profil de tension dans des limites acceptables :

$$|\Delta\bar{I}|_{bus_pv} = \left[[mDLF(npv, npv)]^{im} \right]^{-1} \left[\Delta|\bar{V}|_{bus_pv} \right] \quad (4.6)$$

Où $mDLF(npv, npv)$ est la matrice de sensibilité calculée pour l'ensemble (npv) des nœuds PV. Elle est égale à :

$$mDLF(npv, npv) = \mathbf{B}_v(npv, :) \cdot \mathbf{Z}(npv, npv) \cdot \mathbf{B}_l(:, npv) \quad (4.7)$$

3. En combinant (4.6) avec les arguments $\delta_{V_{bus_pv}}$ des tensions aux jeux de barres PV, l'écart du courant injectée sera égale à:

$$\Delta\bar{I}_{bus_pv} = |\Delta\bar{I}|_{bus_pv} \cdot e^{j(90+\delta_{V_{bus_pv}})} \quad (4.8)$$

4. En ajoutant ce vecteur d'écart au courant de la charge, le courant total des nœuds PV devient :

$$\bar{I}_{bus_pv}^{new} = \bar{I}_{bus_pv} + \Delta\bar{I}_{bus_pv} \quad (4.9)$$

Avec ces courants, le flux de charge est exécuté à nouveau jusqu'à ce que la valeur de la tension et donc de son écart soient dans des limites acceptables.

Durant ce processus, la puissance réactive des nœuds PV est déterminée par le calcul du vecteur d'écarts des puissances réactives correspondantes:

$$\Delta Q_{bus_pv} = \left[mDLF(npv, npv) \right]^{im} \left[\Delta V \right]_{bus_pv} \quad (4.10)$$

5. Si la valeur calculée de la puissance réactive d'un nœud PV sort des limites, le nœud correspondant est traité comme un nœud PQ.

4.3.4. Validation du programme en présence d'une machine à induction.

La validation du programme se fera sur le réseau test montré par la Figure 4.4, ce réseau utilise deux transformateurs (triangle-étoile) et (étoile-étoile), une ligne de transmission, une machine à induction et une charge [52,53].

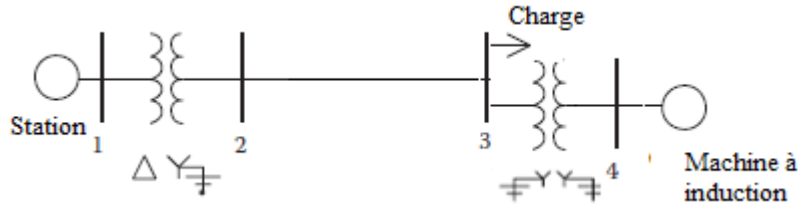


Figure 4.4. Schéma du réseau de test [52,53].

Les données des transformateurs, de la machine à induction et de la charge sont présentées dans les Tableaux (4.4),(4.5) et (4.6) [52]. Le segment de ligne 1-2 est une ligne triphasée dont la configuration géométrique et les paramètres des conducteurs sont donnés dans l'annexe A.1.

Tableau 4.4. Données de la charge.

J.B	La charge	Phase A		Phase B		Phase C	
		kW	f.P.	kW	f.P.	kW	f.P.
2	Y-PQ	2000	0.95 Ind.	1500	0.95 Ind	1000	0.90 Ind

Tableau 4.5. Données de la machine à induction.

VLL[V]	S_n (kVA)	Connection	P_{sp} (kW)	$\bar{Z}_s$ [p.u] stator	$\bar{Z}_r$ [p.u] rotor	$\bar{Z}_m$ [p.u] magnétisation
480	1200	Triangle	1000	0.0053+j0.106	0.007+j0.12	j4.0

Tableau 4.6: Données des transformateurs.

	S_n (kVA)	Up (kV)	Us (kV)	R [pu]	X [pu]
Transformateur 1 (sous station)	12000	115 triangle	12.47 étoile-terre	1.0	10.0
Transformateur 2	1000	12.47 étoile-terre	0.48 étoile-terre	5.0	1.0

4.3.4.1. Fonctionnement en moteur.

Si au lieu de supposer que le glissement est spécifié, on considère que c'est la puissance active qui est fixée à la valeur de 1000kW alors, le glissement est calculé en appliquant la procédure donnée au paragraphe 4.3.2. Pour un fonctionnement en moteur, les résultats des tensions des jeux de barres ainsi que la tension et le courant du moteur sont portés sur les Tableaux (4.7) et (4.8) en même temps que ceux donnés par les références [52,53].

Tableau 4.7. Comparaison des tensions pour un fonctionnement du moteur.

	Programme élaboré			Réf.[52, 53]			Erreurs		
	V[kV]	(°) [Deg]	V[pu]	V[kV]	(°) [Deg]	V[pu]	ΔV [kV]	Δ (°)[Deg]	ΔV [pu]
Nœud1									
$\bar{V}_A$	69.7000	-0.0022	1.0498	69.6990	0	1.0500	0.0010	0.0022	2.26e-04
$\bar{V}_B$	69.7047	-119.9986	1.0498	69.7020	-120	1.0500	0.0027	0.0014	1.56e-04
$\bar{V}_C$	69.7018	120.0008	1.0498	69.7040	120	1.0500	0.0022	8.22e-04	2.00e-04
Nœud2									
$\bar{V}_a$	7.3228	-33.1258	1.0171	7.3230	-33.1000	1.0170	2.05e-04	0.0258	1.17e-04
$\bar{V}_b$	7.3850	-152.3891	1.0258	7.3850	-152.4000	1.0260	2.87e-05	0.0109	2.46e-04
$\bar{V}_c$	7.4009	88.2802	1.0280	7.4010	88.3000	1.0280	1.12e-04	0.0198	3.57e-05
Nœud3									
$\bar{V}_a$	6.8085	-36.4306	0.9457	6.8090	-36.4000	0.9460	5.15e-04	0.0306	3.19e-04
$\bar{V}_b$	7.2289	-154.8494	1.0041	7.2290	-154.9000	1.0040	1.14e-04	0.0506	7.35e-05
$\bar{V}_c$	7.2000	87.7017	1.0001	7.2000	87.7000	1	3.12e-05	0.0017	5.70e-05
Nœud4									
$\bar{V}_a$	0.2525	-39.2089	0.9112	0.2530	-39.2000	0.9110	4.92e-04	0.0089	1.58e-04
$\bar{V}_b$	0.2684	-157.7529	0.9686	0.2680	-157.8000	0.9690	4.30e-04	0.0471	3.83e-04
$\bar{V}_c$	0.2653	85.0495	0.9572	0.2650	85	0.9570	2.69e-04	0.0495	2.09e-04

Tableau 4.8. Comparaison de la tension et du courant du moteur.

	Tension du moteur			Courant du moteur			Glissement
	VA [V]	VB [V]	VC [V]	IA [A]	IB [A]	IC [A]	
Programme	447.8740	455.5376	457.7561	1.3375e+03	1.4452e+03	1.4705e+03	0.0073
Réf [52, 53]	448	456	458	1.3374e+03	1.4451e+03	1.4705e+03	0.00737
Erreur %	2.8e-04	0.001	5.3e-04	4.2e-05	4.9e-05	1.12e-04	0.00007

Le Tableau 4.7 montre que les écarts entre les tensions des phases, obtenus par le programme développé et ceux de la référence [52] où [53] sont presque négligeables ce qui est, d'ailleurs, bien justifié par les tensions et les courants à la sortie du moteur du Tableau 4.8. Les allures des tensions des phases du réseau test de la Figure 4.4 sont montrées par la Figure 4.5.

4.3.4.2. Fonctionnement en générateur.

Par la même procédure de calcul du glissement du paragraphe 4.3.2, on peut faire fonctionner la machine à induction comme un générateur [13].

En utilisant toujours le réseau test de la figure 4.4, les profils des tensions sont donnés par la Figure 4.6.

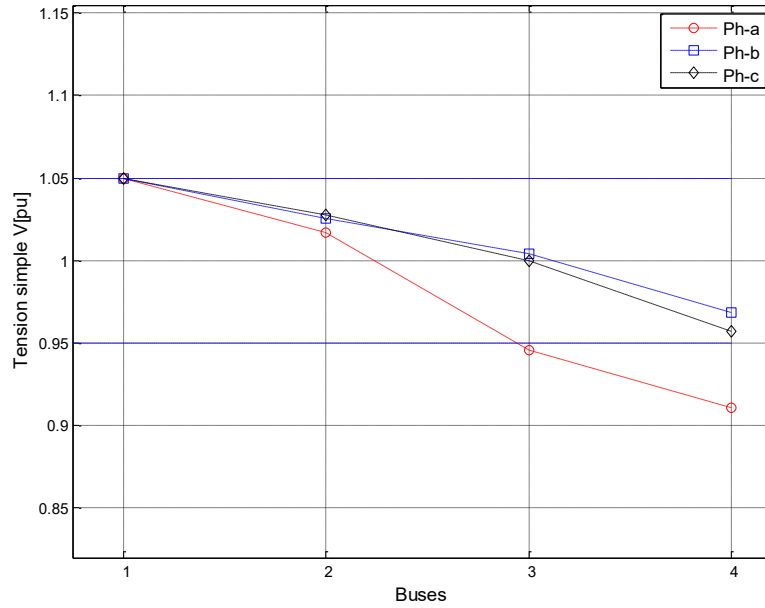


Figure 4.5 : Profil des tensions des phases, cas d'un moteur.

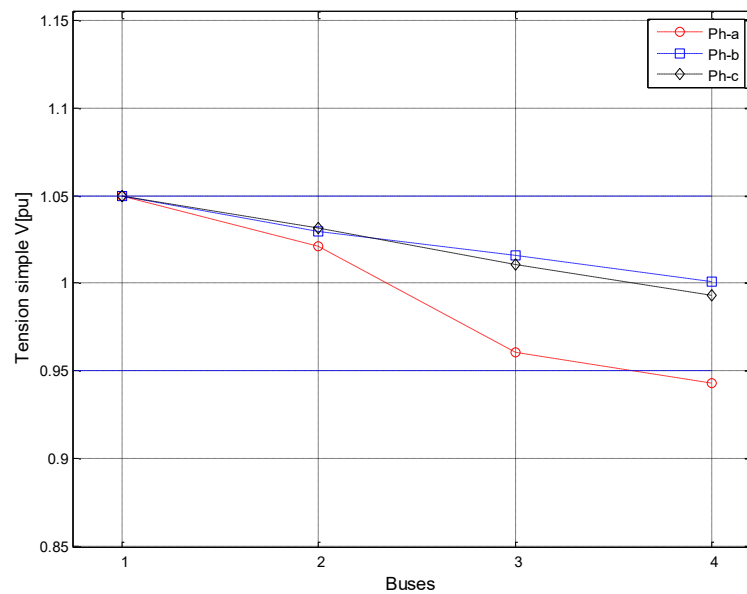


Figure 4.6 : Profil des tensions des phases, cas du générateur.

La comparaison des profils des tensions des Figures 4.5 et 4.6 montre bien que le fonctionnement en générateur de la machine à induction du réseau de test améliore le profil de la tension. Le Tableau 4.9 résume les puissances circulant dans les branches du réseau de test ainsi que les pertes actives qui s'y produisent dans les deux cas, moteur et générateur.

Tableau 4.9 : Flux des puissances et pertes dans les cas moteur et générateur.

Phases		Puissances entrantes		Puissances sortantes		Pertes actives	
		kW	kVAR	kW	kVAR	kW	kVAR
Transformateur 1							
Ph-a	M	2.0685e+03	1.1879e+03	2.4304e+03	1.0233e+03	-361.8564	164.6842
	G	1.3760e+03	1.0732e+03	1.7379e+03	967.0850	-361.8477	106.1031
Ph-b	M	1.6121e+03	975.4163	1.8723e+03	761.4488	-260.2430	213.9675
	G	919.6231	879.0636	1.1761e+03	712.7334	-256.4757	166.3301
Ph-c	M	2.0245e+03	686.3936	1.3701e+03	742.4821	654.3571	-56.0885
	G	1.3160e+03	580.8781	681.5589	691.6748	634.4881	-110.7967
La ligne (2-3)							
Ph-a	M	2.4304e+03	1.0233e+03	2.3107e+03	819.5369	119.6052	203.7164
	G	1.7379e+03	967.0850	1.6694e+03	843.9935	68.4709	123.0915
Ph-b	M	1.8723e+03	761.4488	1.8630e+03	665.9953	9.2661	95.4536
	G	1.1761e+03	712.7334	1.1799e+03	671.8012	-3.8158	40.9323
Ph-c	M	1.3701e+03	742.4821	1.3401e+03	708.8304	29.9704	33.6516
	G	681.5589	691.6748	663.7363	681.9153	17.8226	9.7595
Transformateur 2							
Ph-a	M	310.7467	162.1687	306.6243	141.5526	4.1224	20.6161
	G	-330.5837	186.6252	-335.2681	163.1866	4.6844	23.4386
Ph-b	M	363.0374	172.9691	358.2201	148.9068	4.8173	24.0623
	G	-320.0853	178.7750	-323.9910	159.2436	3.9057	19.5314
Ph-c	M	340.1331	224.5083	335.1546	199.5948	4.9785	24.9135
	G	-336.2637	197.5931	-340.7357	175.2523	4.4720	22.3408
Σ							
	M	1.2392e+04	5.9366e+03	1.2187e+04	5.2116e+03	205.0176	724.9766
	G	6.2203e+03	5.4676e+03	6.1086e+03	5.0669e+03	111.7044	400.7307

Le Tableau 4.9 montre que le fonctionnement en générateur de la machine à induction du réseau test réduit les pertes dans le réseau qui passent de 205.0176 kW à 111.7044 kW soit une réduction de 45.52%.

4.3.4.3. Test d'un jeu de barres PV

Reprenant le réseau IEEE 4-JDB de la figure 3.10 dans lequel on place au jeu de barres 4 une source de type PV par laquelle on espère fixer la tension à une valeur comprise dans l'intervalle ($\pm 5\%$ de la tension nominale). De l'application du programme de

l'écoulement de puissance avec la procédure du paragraphe 4.3.3, il résulte les profils de la tension avant et après le placement de la source PV des Figures 4.6 et 4.7.

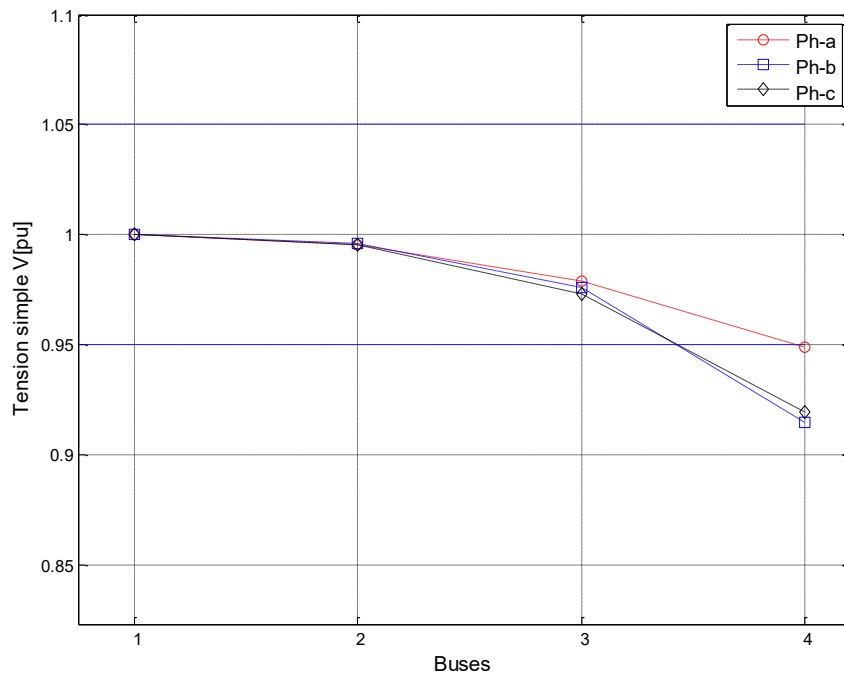


Figure 4.7. Allure des tensions du réseau IEEE 4-JDB sans la source de type PV.

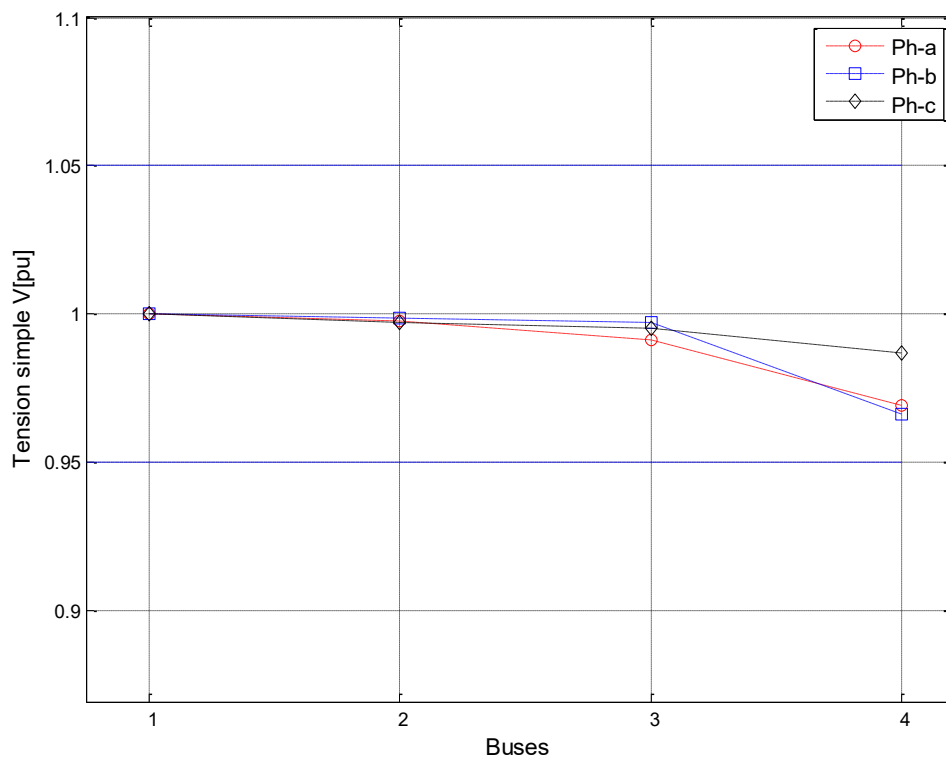


Figure 4.8. Allure des tensions avec la source de type PV.

Le Tableau 4.10, résume les résultats des pertes totales trouvées précédemment avec et sans source PV.

Tableau 4.10 : comparaison des pertes du réseau IEEE 4-JDB avec et sans source PV

	Sans Source PV		Source PV	
	kW	kVAr	kW	kVAr
Pertes totales	122.76	328.96	121.97	394.19

Les résultats montrent qu'à l'aide des modèles PV et PQ(V) on peut améliorer le profil de la tension et par là une réduction des pertes dans les réseaux.

4.4 Conclusion.

Les résultats encourageants sur le réseau IEEE 4-JDB nous ont poussés à incorporer d'autres composantes comme le régulateur de tension et d'utiliser un deuxième type de réseau pour tester les machines à inductions. Par la machine à induction, on peut simuler une source distribuée modélisée comme un jeu de barres de type PQ(V) et par un jeu de barres PV, une source photovoltaïque.

Chapitre 5

Modélisation du problème de la réduction des pertes de puissance

5.1 Introduction.

La réduction des pertes de puissance active dans un réseau de distribution est tributaire de la limitation, aux justes proportions, des flux de puissance réactive. Pour parvenir à cet objectif, plusieurs solutions s'offrent parmi lesquelles on peut citer la compensation de l'énergie réactive ou la régulation de la tension du réseau. Les régleurs de prises en charge LTC (Load Tap Changer) ou OLTC du transformateur principale, les régulateurs de tension à palier SVR (Step Voltage Regulator) et les batteries de condensateurs shunts (BCs) sont les principaux moyens traditionnels qu'on peut utiliser à cet effet.

L'adéquat choix des dispositifs à mettre en place dans les réseaux de distribution pour en rationaliser le fonctionnement, constitue donc un problème d'optimisation ayant comme objectif la minimisation du coût des pertes et du coût de l'installation et la maintenance des différents dispositifs au-dessus cités. Cet objectif ne peut être atteint que par un bon choix des prises de réglage des LTC, un emplacement et un bon choix des prises de réglage des SVR, des dimensions et des emplacements optimaux des batteries de condensateurs shunts. Cependant, la formulation du problème ne saurait être complète sans la prise en charge des contraintes auxquelles il est soumis. Parmi ces contraintes, on peut énumérer les limites imposées aux tensions des différents jeux de barres, les courants admissibles dans les conducteurs et les conditions requises pour qu'une batterie de condensateurs shunts soit acceptée. Tous ces choix doivent se faire en présence des sources distribuées.

5.2 Revue de littérature.

L'objectif s'appuyant sur la réduction des pertes de puissance dans les réseaux de distribution est très répandu dans la littérature. Il est défini comme un problème d'optimisation dont la modélisation varie d'un auteur à un autre et ce en fonction des moyens mis en œuvre et intégrés dans le réseau. Ainsi, on rencontre, dans la littérature, une grande variété de modèles attribués aux auteurs ayant abordé le problème. Ces modèles seront retracés dans ce qui suit.

5.2.1 Compensation de l'énergie réactive.

Dans le cas de la compensation de l'énergie réactive, la fonction objective est formée du coût des pertes totales de puissance active et du coût des batteries de condensateurs shunts introduites dans le réseau pour réduire le flux des puissances réactives et par-là, réduire les pertes actives. En effet, moins de puissance réactive circulant dans le réseau implique une baisse du courant qui y circule et donc une réduction des pertes de puissances. On écrit alors pour cette fonction objective [54, 55, 56] :

F = coût des pertes actives totales + coût de la compensation de l'énergie réactive

Le modèle mathématique de cette fonction s'écrit donc :

$$F = K_p P_{loss} + \sum_{i=1}^{NC} K_c Q_{ci} \quad (5.1)$$

Où :

K_p : Coût unitaire du kW.

K_c : Coût unitaire du kVAr produit par un condensateur.

P_{loss} : Pertes actives totales.

Q_{ci} : Puissance réactive injectée par le condensateur i au jeu de barres k .

NC : Nombre de condensateurs à installer.

La puissance réactive d'une batterie de condensateurs est définie par :

$$Q_{ci} = L.Q_0 \quad L = 1 \dots N_{CU} \quad (5.2)$$

Où :

Q_0 : est la taille minimale d'un condensateur disponible dans le commerce.

N_{CU} : est le nombre de condensateurs élémentaires nécessaire pour former la puissance réactive requise de la batterie à installer.

L'injection de puissance réactive par les condensateurs shunts installés dans le réseau de distribution doit rester inférieure à la demande réactive du réseau de distribution :

$$\sum_{i=1}^{NC} Q_{ci} \leq Q_T \quad (5.3)$$

Où : Q_T est la demande totale de puissance réactive.

Une autre formulation de la fonction objective portant sur le coût de l'énergie perdue [57] et incluant ceux des batteries, de leurs installations et de leur maintenance conduit au modèle mathématique (5.4) suivant :

$$F = K_e P_{loss} T + \sigma \left[\sum_{i=1}^{NC} K_{ins} NC + K_c \sum_{i=1}^{NC} Q_{ci} \right] + K_{ope} NC \quad (5.4)$$

Où :

K_e : est le coût de l'énergie en \$/KWh.

T : est la durée annuelle de fonctionnement en heures.

σ : est le facteur de dépréciation(Amortissement).

K_{ins} : est le coût d'installation en \$/kVAr.

K_{ope} : est le coût de maintenance en \$/kVAr.

En utilisant la courbe de charge de la Figure 5.1-a qu'on peut approximer par une fonction d'échelle à plusieurs niveaux de charge, appelée courbe de durée de charge montrée par la Figure 5.1-b , la précédente fonction objective (5.4) est modifiée comme suit [58].

$$F = K_e \sum_{j=1}^{L_{NC}} P_{loss}^j \Delta T_j + \left(K_{ins}^f NC_f + K_c^f \sum_{i=1}^{NC_f} Q_{ci}^f \right) + \left(K_{ins}^{sw} NC_{sw} + K_c^{sw} \sum_{i=1}^{NC_{sw}} Q_{ci}^{sw} \right) \quad (5.5)$$

Où :

L_{NC} : est le nombre total des niveaux de charge par an.

P_{loss}^j : sont les pertes de puissance active pour le niveau de charge j .

ΔT_j : est la période du niveau de charge j .

$K_{ins}^f K_{ins}^{sw}$: sont les coûts d'installation des condensateurs fixes et commutables respectivement.

$K_c^f K_c^{sw}$: sont les coûts respectifs du kVAr fixe et commutable.

$NC_f NC_{sw}$: sont les nombres de condensateurs shunts fixes et commutables respectivement.

$Q_{ci}^f Q_{ci}^{sw}$: sont les puissances réactives générées par les condensateurs i fixes et commutables respectivement.

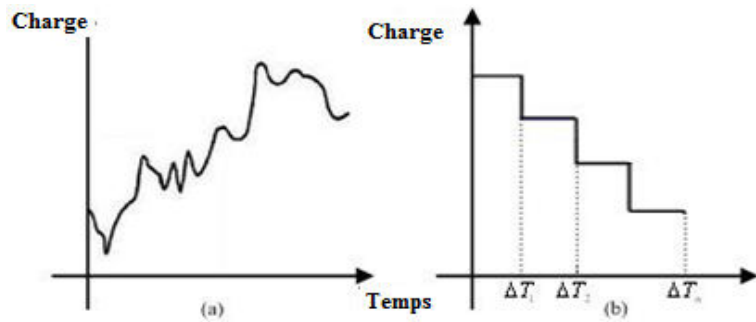


Figure 5.1 : a-Courbe de charge Typique. b- Courbe de durée de charge par morceaux.

Dans la référence [59], le coût des pertes actives totales dans la fonction du coût est remplacé par le coût des pertes de puissance active de pointe (5.6)

$$F' = C_p \cdot P_{loss}^{peak} \quad (5.6)$$

Où : P_{loss}^{peak} sont les pertes de puissance active dans le réseau au pic de charge en kW et C_p le coût annuel des pertes de pointe (\$/kW/an).

Certains auteurs, pour prendre en considération l'influence des harmoniques sur le choix des emplacements des condensateurs shunts, définissent les pertes de puissance active totales en tenant compte de celles dues aux harmoniques. Ils la formulent par l'expression suivante [60] :

$$P_{loss} = P_{loss}^{(Fund)} + \sum_{h=h_0}^H P_{loss}^h \quad (5.7)$$

où : $P_{loss}^{(Fund)}$ et $P_{loss}^{(h)}$ sont, respectivement, les pertes de puissance dues à la composante fondamentale du courant et de sa composante harmonique h .

h_0 et H sont respectivement les limites inférieure et supérieure de l'ordre harmonique.

La distorsion harmonique totale sur chaque jeu de barre doit être maintenue à un niveau inférieur ou égal au niveau de distorsion harmonique maximal autorisé

$$THD \% \leq THD_{max} \%$$

5.2.2 Réglage de la tension.

Dans la référence [61], l'auteur utilise des régulateurs de tension. Pour les placer aux endroits adéquats du réseau de distribution, l'auteur procède tout comme pour les batteries de condensateurs shunts, en définissant une fonction objective qu'il exprime sous la forme suivante :

$$F = K_e P_{lr} T \cdot LLF - K_{VR} N_{VR} \cdot (\alpha + \beta) \quad (5.8)$$

Où :

P_{lr} : est la réduction des pertes de puissance actives.

K_{VR} : est le facteur de coût du régulateur de tension.

N_{VR} : est le nombre de régulateurs de tension.

α : est le paramètre du régulateur pour la compensation de la résistance.

β : est le paramètre du régulateur pour la compensation de la réactance.

LLF : est le facteur des pertes égal à :

$$LLF = 0.8(LF)^2 + 0.2(LF) \quad (5.9)$$

LF : est dans ce cas, le facteur de charge.

5.2.3 Placement simultané de batteries de condensateurs et de régulateurs de tension.

Le placement de batteries de condensateurs shunts et de régulateurs de tension RV (Voltage Regulator) séparément ont chacun leurs avantages et leurs inconvénients. A titre indicatif, le principal avantage de l'utilisation de BCs est la simplicité et le faible coût de mise en œuvre. Cependant, dans les situations de surtension, qui peuvent se produire dans les réseaux de distribution lors d'une pénétration élevée de la production décentralisée (PD) ou dans des conditions de faible charge, les RV sont plus à même de contrôler les conditions de réglage de la tension par rapport au BCs [62].

L'emplacement simultané des BCs et de RV est suggéré dans la littérature afin de tirer profit des avantages des deux dispositifs. Parmi les fonctions objectives utilisées dans ce cas, on a la fonction coût total imposé par l'installation de ces deux composantes. Cette fonction s'écrit :

$$F = \sum_{i=1}^{NC} K_c Q_{ci} + N_{VR} \cdot K_{VR} \quad (5.10)$$

N_{VR} : est le nombre de régulateurs de tension.

K_{VR} : est le coût d'un régulateur.

5.3 Indices de sensibilité des jeux de barres.

Les fonctions objectives au-dessus présentées nécessitent un programme de résolution par une méthode méta-heuristique qui permet la détermination des emplacements et des tailles des différents dispositifs qu'on compte introduire dans le réseau pour en améliorer le fonctionnement. Néanmoins, pour que ces programmes soient efficaces, il faut que l'espace de recherche de la solution soit réduit à son minimum. Il est possible de ne considérer comme variables de contrôle que les tailles des dispositifs introduits dans le réseau. Les emplacements de ces dispositifs sont déterminés en cherchant les nœuds sensibles. On procède alors au classement des jeux de barres du réseau selon leurs indices de sensibilité qui indiquent les plus faibles d'entre eux et situent les emplacements potentiels des dispositifs à introduire dans le réseau. Différentes méthodes de détermination de ces indices sont disponibles dans la littérature parmi lesquelles celles développées à la suite de ce paragraphe.

5.3.1 Indice des pertes de puissance PLI (Power Losses Index).

L'indice des pertes de puissance est une approche basée sur les pertes de puissance active pour déterminer l'emplacement approprié des batteries de condensateurs shunts, des régulateurs de tension et d'autres composantes s'il y a lieu. L'algorithme suivant est nécessaire pour calculer ces indices.

5.3.1.1 Algorithme d'identification des nœuds sensibles (PLI)

Les étapes suivantes sont nécessaires pour identifier les nœuds sensibles pour l'emplacement des batteries de condensateurs où les régulateurs de tension :

Etape 1- Lire les données du système de distribution.

Etape 2- Exécuter le programme de l'écoulement de puissance et calculer les pertes de puissance active totale P_{loss0} .

- Pour les emplacements des batteries de condensateurs [63,64, 65], on compense l'énergie réactive (sauf le nœud source) pour chaque phase du nœud j . Après quoi, on exécute le programme de l'écoulement de charge et on détermine les pertes de puissance active totales $P_{loss}(j)$.

Etape 3- On calcule la réduction des pertes (RP) de puissance et l'indice des pertes de puissance (PLI) à l'aide des équations (5.11), (5.12) pour chaque nœud j . La classification de ces indices dans l'ordre croissant permet l'identification des valeurs des réductions de puissance minimale et maximale respectivement.

$$RP(j) = P_{loss}(j) - P_{loss0} \quad (5.11)$$

$$PLI(j) = \frac{RP(j) - RP_{\max}}{RP_{\max} - RP_{\min}} \quad (5.12)$$

Etape 4- Sélectionner le nœud candidat dont l'indice des pertes de puissance est supérieur à une certaine tolérance.

Etape 5- Fin.

Par la même procédure ci-dessus donnée, on peut déterminer les indices de sensibilité des nœuds pour l'emplacement des régulateurs de la tension. Les pertes de puissance active totales $P_{loss}(j)$ sont déterminées en augmentant, pour chaque nœud j , la tension jusqu'à la limite maximale c'est-à-dire 1,05 p.u. On applique ensuite l'écoulement de charge.

5.3.2 Indices de sensibilité aux pertes (QLSF et VLSF).

A l'aide de ces indices, on peut prédire quel jeu de barres aura la plus grande réduction des pertes de puissance lorsque la compensation réactive est mise en place. L'indice *QLSF* est déterminé en calculant la dérivée première des pertes de puissance dans la branche (i, j) par rapport à l'énergie réactive $Q(i, j)$ qui y circule. Cet indice est donné par :

$$QLSF = \frac{\partial P_{loss}(i, j)}{\partial Q(i, j)} \quad (5.13)$$

Pour l'indice $VLSF$, la dérivée est calculée par rapport au module de la tension $|V_i|$. L'expression de cet indice est formulée comme il suit.

$$VLSF = \frac{\partial P_{loss}(i, j)}{\partial |V_i|} \quad (5.14)$$

Les jeux de barres qui ont les plus grandes valeurs négatives de $VLSF$ et les plus grandes valeurs positives de $QLSF$ sont considérés comme des jeux de barres candidats pour l'installation de condensateurs à condition que leurs tensions normalisées soient inférieures à 1.01 pu. La tension normalisée est la valeur rapportée à une valeur de base de 0,95pu. [66]

5.4 Contribution dans la thèse.

Le problème de réduction des pertes de puissance et l'amélioration du profil de la tension a été soulevé depuis la naissance des réseaux électriques. Il a connu un énorme intérêt avec l'apparition des sources distribuées. Cependant, la plupart des travaux ont porté sur les réseaux équilibrés et ce à cause des difficultés rencontrées dans la résolution du problème de l'écoulement de puissances dans les réseaux déséquilibrés. De plus, si les méthodes conventionnelles de solution du problème de l'écoulement de puissances ont donné de bons résultats pour les réseaux de transport, elles divergent en général lorsqu'on est face à un réseau de distribution. Le développement d'un code de calcul capable de résoudre les différents problèmes dans les réseaux déséquilibrés sera donc, une tâche essentielle de cette thèse. Les bons résultats obtenus par ce programme, nous à encourager à améliorer ce travail par l'intégration des dispositifs de réglage de la tension, de la compensation de l'énergie réactive en présence de sources distribuées. Cette tâche, laborieuse, n'est pas sans difficultés, vu le peu de travaux de recherche consacrés à ce problème.

5.4.1 Description du problème

Le problème de la rationalisation de l'écoulement des puissances dans un réseau électrique peut être ramené à un problème d'optimisation non linéaire et ce que le réseau soit équilibré ou non. Il peut être formulé comme un problème bi-objectif qu'on écrit sous la forme mathématique suivante :

$$\min F(\mathbf{x}, \mathbf{u}) = \{Obj_1, Obj_2\} \quad (5.15)$$

Le premier objectif Obj_1 consiste à minimiser les pertes de puissance totales du réseau par compensation de l'énergie réactive et par réglage de la tension. Le modèle mathématique est le suivant :

$$Obj_1 = \min(P_{loss}) \quad (5.16)$$

Le deuxième objective Obj_2 est en rapport au coût des pertes auquel viennent se greffer le coût des dispositifs utilisés pour réduire les pertes de puissance et le coût pour régler les tensions. Le modèle mathématique de cet objectif est donné par la relation (5.17) qui suit :

$$Obj_2 = K_e P_{loss} T + \sigma \left[\sum_{i=1}^{NC} K_{ins} NC + K_c \sum_{i=1}^{NC} Q_{ci} \right] + K_{ope} NC + N_{VR} K_{VR} \quad (5.17)$$

Avec :

K_e : Coût moyen de l'énergie (\$/kWh).

σ : Facteur de dépréciation.

K_c : Coût d'achat (\$/kVAr).

K_{ins} : Coût d'installation (\$/location).

K_{ope} : Coût opérationnel (\$/ans/location).

T : Nombre d'heures par année (8760 h).

N_{VR} : Nombre de régulateurs de tension

K_{VR} : Coût des régulateurs de tension (\$/régulateur).

Les variables dont dépend la fonction objective $F(\mathbf{x}, \mathbf{u})$ sont :

$\mathbf{x}$: Le vecteur des variables d'état qui déterminent l'état du réseau. Ce sont des variables inconnues et généralement obtenues par la résolution des équations de l'écoulement de puissance. Elles peuvent inclure,

- Les modules des tensions des jeux de barres de charge.
- La puissance active générée des jeux de barres y compris celui de référence.

Le vecteur $\mathbf{x}$ peut s'écrire sous la forme :

$$\mathbf{x} = [P_{s1}, V_{L_1}, \dots, V_{L_{npq}}, P_{G_1}, \dots, P_{G_{ng}}]^T \quad (5.18)$$

$\mathbf{u}$: Le vecteur des variables de contrôle ou variables de décision, représentent l'ensemble des paramètres du système dont la valeur peut être ajustée ou contrôlée dans le processus d'optimisation pour obtenir les solutions optimales. Ces variables peuvent inclure :

- Les modules des tensions des jeux de barres de contrôle (PV) et de référence.
- Les emplacements et les puissances réactives des batteries de condensateurs.
- Les prises de réglage des régulateurs de tension.

Le vecteur $\mathbf{u}$ est donné par :

$$\mathbf{u} = [V_{PV_1}, \dots, V_{PV_{ng}}, L_{C_1}, \dots, L_{C_{nc}}, Q_{C_1}, \dots, Q_{C_{nc}}, Tap_1, \dots, Tap_{nTap}]^T \quad (5.19)$$

A cette formulation du problème, on associe les contraintes d'égalités suivantes :

$$g_i(\mathbf{x}, \mathbf{u}) = 0, \quad i = 1 \dots p \quad (5.20)$$

p : étant le nombre de contraintes d'égalités

Le problème de l'écoulement de puissance représente une contrainte d'égalité, dans lequel la variation des paramètres de contrôle donne les diverses variables d'état. Ces variables doivent respecter les contraintes suivantes :

$$\begin{cases} lb_k \leq x_k \leq ub_k \\ Lb_k \leq u_k \leq Ub_k \\ k = 1 \dots n \end{cases} \quad (5.21)$$

n est alors le nombre de variables et lb_k, ub_k, Lb_k, Ub_k , sont les limites inférieures et supérieures des variables x_k et u_k

Dans notre cas, les expressions détaillées de ces contraintes sont les suivantes :

$$\begin{cases} V_i^{\min} \leq V_i \leq V_i^{\max} \\ Q_{Ci}^{\min} \leq Q_{Ci} \leq Q_{Ci}^{\max} \\ |S_{ij}| \leq S_{ij}^{\max} \\ Tap_i^{\min} \leq Tap_i \leq Tap_i^{\max} \end{cases} \quad \sum_{j=1}^{NC} Q_{Ci} \leq Q_{tot} \quad (5.22)$$

5.4.2 Résolution du problème d'optimisation multi-objectif.

Le processus de résolution d'un problème passe par deux étapes principales, l'optimisation et la prise de décision. Dans la première étape, on cherche à trouver le(s) meilleur(s) compromis. Dans la deuxième, le décideur choisit la solution à retenir. La coopération entre le décideur et le solveur permet de distinguer les deux stratégies de résolution suivantes :

Stratégie 1 : La connaissance à l'avance des possibilités et les limites du problème permet au décideur de spécifier ses préférences sous forme de coefficients de pénalisation accordés à chacune des fonctions objectives. Dans ce cas, il est préférable d'utiliser la méthode de

pondération qui consiste à transformer le problème multi-objectif en un problème mono-objectif de la forme :

$$F(\mathbf{x}) = \sum_{i=1}^k w_i f_i(\mathbf{x}) \quad (5.23)$$

Où w_i représentent des coefficients de pondération.

Par un certain nombre de combinaison de ces différents coefficients, la résolution du problème d'optimisation formé par la fonction objective (5.23) donne un ensemble de solutions. Les algorithmes adaptés pour les problèmes mono objectifs peuvent être utilisés.

Dans la littérature, il existe d'autres méthodes qu'on peut utiliser dans cette stratégie comme, l' ϵ -contrainte, la programmation par but [67]. Généralement ces méthodes sont classifiées parmi les méthodes traditionnelles ou classiques.

Stratégie 2 : il existe des problèmes d'optimisation multi-objectifs qui nécessitent une connaissance a posteriori des préférences qui doivent être fournies par le décideur. Dans ce cas on traite les objectifs séparément. Ainsi, le problème est mathématiquement formulé de la manière suivante :

$$\min F(\mathbf{x}) = [f_1(\mathbf{x}), f_2(\mathbf{x}), \dots, f_k(\mathbf{x})] \quad (5.24)$$

Ce problème est soumis aux contraintes suivantes:

$$\mathbf{e}(\mathbf{x}) \leq \mathbf{0} \quad \text{et} \quad \mathbf{h}(\mathbf{x}) = \mathbf{0} \quad (5.25)$$

Avec :

$$\begin{cases} \mathbf{e}(\mathbf{x}) = [e_1(\mathbf{x}), e_2(\mathbf{x}), \dots, e_k(\mathbf{x})] \\ \mathbf{h}(\mathbf{x}) = [h_1(\mathbf{x}), h_2(\mathbf{x}), \dots, h_k(\mathbf{x})] \\ \mathbf{x} = [x_1, x_2, \dots, x_n] \in X \\ \mathbf{y} = [y_1, y_2, \dots, y_n] \in Y \end{cases}$$

Où : X est l'espace des vecteurs de décision $\mathbf{x}$ et Y est l'espace des vecteurs objectifs $\mathbf{y}$.

Les contraintes $\mathbf{e}(\mathbf{x}) \leq \mathbf{0}$ et $\mathbf{h}(\mathbf{x}) = \mathbf{0}$ déterminent l'ensemble des solutions réalisables qu'on peut définir par :

$$X_f = \{ \mathbf{x} \in X \mid \mathbf{e}(\mathbf{x}) \leq \mathbf{0} \quad \text{et} \quad \mathbf{h}(\mathbf{x}) = \mathbf{0} \} \quad (5.26)$$

En optimisation à objectif unique, l'ensemble réalisable est complètement (totalement) ordonné selon la fonction objectif f cependant, lorsque plusieurs objectifs sont en jeu, la

situation change. X_f n'est, en général, pas totalement ordonné mais, partiellement ordonné [68]. On doit adopter dans ce cas le concept de dominance de Pareto pour obtenir un ensemble de solutions optimales de Pareto au lieu d'une seule solution optimale.

5.4.2.1 Quelques définitions utiles. [69]

a) **Dominance** : On dit qu'un vecteur solution $\mathbf{x} = [x_1, x_2, \dots, x_n]^T$ domine un vecteur solution $\mathbf{y} = [y_1, y_2, \dots, y_n]^T$ (notée $\mathbf{x} \prec \mathbf{y}$) si est seulement si $\mathbf{x}$ est au moins aussi bon que $\mathbf{y}$ sur tous les objectifs et $\mathbf{x}$ est strictement meilleur que $\mathbf{y}$ sur au moins un objectif. D'un point de vue formel, on écrit :

$$F_i(\mathbf{x}) \leq F_i(\mathbf{y}) \quad \forall i \in \{1, 2, \dots, k\} \text{ tel que } f_i(\mathbf{x}) < f_i(\mathbf{y}) \quad (5.27)$$

b) **Pareto optimal** : Une solution $\mathbf{x}$ est considérée comme optimale au sens de Pareto, ou Pareto-optimale s'il n'existe aucun point de l'espace faisable X_f qui la domine. Ces points sont également appelés l'ensemble de Pareto ou également l'ensemble des compromis optimaux.

En d'autres termes, le front de Pareto ou la frontière Pareto est construite avec les solutions $\mathbf{x}^*$ qui dominent toutes les autres mais ne se dominent pas entre elles (voir la Figure 5.2).

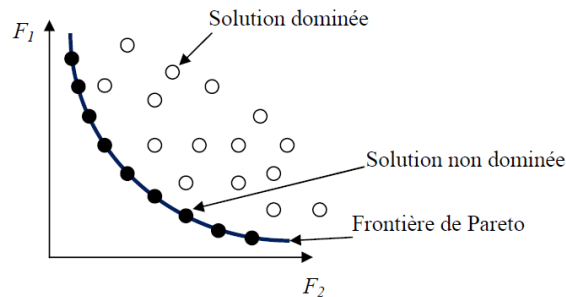


Figure 5.2 : Front Pareto pour un problème d'optimisation à deux objectifs.

c) Les mécanismes de classement des solutions.

Les solutions obtenues dans une génération (itération) peuvent être classées suivant différents mécanismes développés. Parmi ces mécanismes on cite les deux mécanismes suivants :

- i. **mécanismes de classement (ranking)** : Le principe de ce mécanisme consiste à assigner un rang à chaque individu. Comme le montre la Figure 5.3, le rang 1 est assigné aux individus qui ne sont pas dominés du tout. Le rang 2 est assigné aux individus dominés, seulement, par ceux du rang 1 et les individus du rang 3 sont ceux dominés par les individus des rangs 1 et 2.

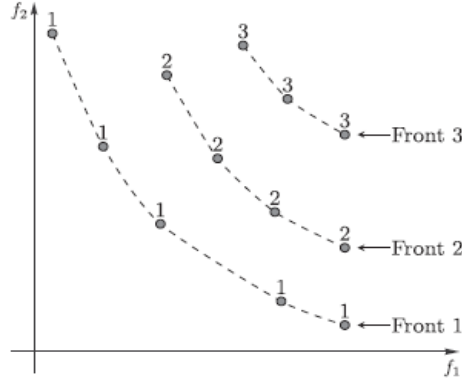


Figure 5.3 : Mécanisme de ranking.

ii. **L'élitisme** : Pour augmenter la vitesse de convergence vers le front de Pareto, on procède à l'élitisme qui se distingue par les deux règles suivantes :

- ✓ Les meilleurs individus non-dominés découverts à partir de la première génération jusqu'à la génération actuelle sont stockés dans une archive externe qui est continuellement mise à jour.
- ✓ Les meilleurs individus de la combinaison de la population générée avec la population actuelle sont sélectionnés pour construire la population de la génération suivante.

d) **Le mécanisme de diversification (la distance d'encombrement)** : Pour que les solutions soient bien distribuées le long de la frontière de Pareto, plusieurs mécanismes sont développés parmi lesquels on cite la distance d'encombrement (Crowding distance CD). Par ce mécanisme, on peut déterminer les meilleurs individus ayant un petit rang. La distance d'encombrement d'un individu i est calculée par

$$(5.28) \quad \text{Crowddist}^i = \sum_{k=1}^m \left(\frac{F_k^{i+1} - F_k^{i-1}}{F_k^l - F_k^1} \right)$$

F_k^{i+1} : $k^{ième}$ fonction objective de l'individu $i + 1$.

m : le nombre d'objectifs.

1 et l : sont les individus extrêmes de la population c'est-à-dire le premier et le dernier après le classement de la population.

5.4.2.2 Algorithmes de résolution.

La nature du problème d'optimisation à résoudre est un problème multi objectif à variables discrètes. En plus, il est de la classe NP- difficiles.

Bien que la plupart des algorithmes d'optimisation sont applicables aux méthodes traditionnelles de la stratégie 1 (voir paragraphe 5.4.2), des difficultés sont rencontrées dans la mise en œuvre de ces méthodes comme :

- ✓ Sensibilité à la forme du front Pareto-optimal (problème de concavité du front).
- ✓ Manque éventuel de connaissances sur les problèmes qui sont nécessaires au décideur pour choisir des facteurs de pondération.

La notion de dominance au sens de Pareto utilisée par la deuxième stratégie (voir paragraphe 5.4.2) constitue la partie principale des algorithmes méta-heuristiques (70,40%) des études dans ce domaine selon la référence [70], ce qui favorise son utilisation pour résoudre le problème au-dessus mentionné.

Les algorithmes méta-heuristiques sont des techniques stochastiques qui explorent l'espace des solutions par essais successifs d'évaluations des fonctions objectifs en recherchant les directions les plus favorables. Le processus de recherche de ces méthodes sous sa plus simple forme commence par un point aléatoire ensuite une amélioration itérative est garantie par la sélection d'une solution meilleure dans le voisinage de la solution actuelle. Le développement de ces méthodes a permis l'utilisation d'une population d'individus. L'intérêt de ce type d'algorithmes est leur capacité à explorer une vaste étendue de l'espace de recherche de la solution tout en évitant la convergence prématurée vers un optimum local.

Il existe une variété de techniques méta-heuristiques de recherche de la solution de problèmes multi objectifs. On peut les classer par catégories comme il est mentionné dans le tableau l'annexe B. Cependant, les algorithmes évolutionnaires et ceux basés sur les essaims sont les plus utilisés dans la résolution des problèmes multi objectifs. Néanmoins, les études existantes sont beaucoup plus concentrées sur les problèmes multi objectifs à variables continues. La revue de la littérature sur les problèmes multi objectifs à variables discrètes montre que très peu d'intérêt leur a été consacré bien qu'ils soient largement répandus et se rapprochent le plus de la réalité des réseaux électriques. [70]

5.4.2.3 Choix de l'algorithme d'optimisation.

La globalité des méthodes d'optimisation se caractérisent par des paramètres communs tels que la taille de la population, le nombre de générations, la taille de l'élite, etc.... En outre, chaque méthode a ses propres paramètres tels que la probabilité de mutation, la probabilité de croisement, l'opérateur de sélection utilisés par le GA ou bien, le poids inertiel, les paramètres sociaux et cognitifs, pour le PSO. Tous ces paramètres doivent être ajustés pour obtenir la solution, ce qui augmente l'effort de calcul.

Rao et al [71] ont introduit l'algorithme JAYA, qui ne nécessite aucun paramètre spécifique à l'algorithme, mais seulement des paramètres de contrôle communs tels que la taille de la population et le nombre de générations.

Tout comme l'algorithme Jaya, l'algorithme multi-objectif Jaya (MO-Jaya) est simple à mettre en œuvre et ne nécessite l'ajustement d'aucun paramètre spécifique à l'algorithme pour son fonctionnement. En outre, pour traiter simultanément plusieurs objectifs, il adopte un mécanisme de tri et de classement basé sur le concept de non-dominance et la distance d'encombrement. Cela signifie qu'il n'y a pas de solution unique à la fin de la simulation, comme c'est le cas pour les problèmes multi-objectifs utilisant un poids approprié pour chaque objectif afin de le transformer en un objectif unique où les poids attribués aux différentes fonctions objectives affectent la solution finale. Ensuite, l'algorithme MO-Jaya permet de choisir une solution parmi l'ensemble des solutions optimales de Pareto en fonction des exigences du problème à résoudre. Cet algorithme a été étendu aux problèmes à variables mixtes, continues et discrètes [72-75], d'où l'intérêt qu'on lui porte pour l'introduire dans la solution du problème qui nous est posé.

5.4.2.4 Algorithme Jaya

Les étapes principales de processus de recherche de l'algorithme Jaya sont résumées dans l'organigramme présenté ci dessous et expliquées dans ce qui suit.

Étape 1 : Initialisation : Dans cette étape, une population de n candidats ayant une taille prédéfinie est générée au hasard dans l'espace de recherche.

Étape 2 : Identification des meilleures et des mauvaises solutions : Après l'initialisation de la population, les meilleurs et les mauvais candidats parmi la population en termes de fonctions objectives sont identifiés.

Étape 3 : Dans cette étape, les candidats de la solution sont modifiés selon la formule 5.29.

Pour un candidat donné, si la nouvelle solution est meilleure que l'ancienne, la solution est acceptée et le candidat correspondant est mis à jour. Sinon, la nouvelle solution est rejetée et l'ancienne est conservée. L'équation suivante montre comment on génère une nouvelle valeur j de $k^{ième}$ individu à l'itération i :

$$X'_{j,k,i} = X_{j,k,i} + r_{1,j,i} [X_{j,best,i} - |X_{j,k,i}|] - r_{2,j,i} [X_{j,worst,i} - |X_{j,k,i}|] \quad (5.29)$$

Où :

$X'_{j,k,i}$ $X_{j,k,i}$: la valeur générée, et l'ancienne valeur.

$X_{j,best,i}$ $X_{j,worst,i}$: la meilleure et la pire des solutions.

$r_{1,j,i}$ et $r_{2,j,i}$ sont des nombres générés aléatoirement dans la plage (0-1).

Etape 4 : Les processus de l'étape 2 et de l'étape 3 sont répétés jusqu'à ce qu'un critère d'arrêt soit satisfait.

Le critère d'arrêt choisi dans ce travail est le nombre maximal d'itérations et il est clair que ce critère peut être changé et n'importe quel autre critère peut être implémenté.

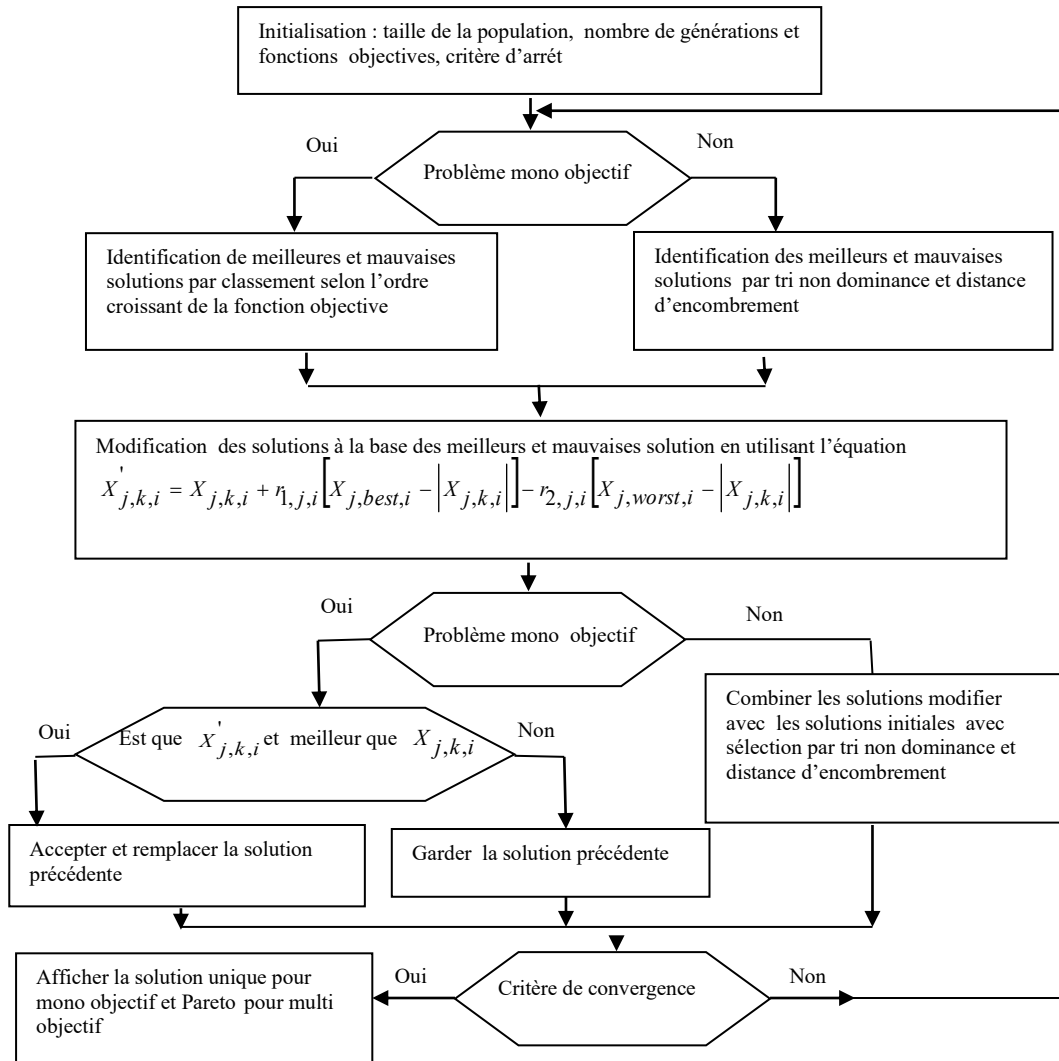


Figure 5.4 : Organigramme général pour mono objective et multi objective basé sur l'algorithme Jaya

Les principales étapes de l'algorithme MO-Jaya sont identiques à celles du mono objective sauf pour le classement des individus de la population qui suit le tri non dominé et la distance d'encombrement. De plus, on combine la solution générée avec celle de l'archive pour identifier la meilleur et la pire solution pour chaque itération.

5.4.3 Procédure générale d'optimisation.

Les principales étapes de la procédure d'optimisation utilisée dans ce travail sont basées sur l'organigramme de la Figure 5.4 dans laquelle on précise les points suivants :

1. La population initiale est formulée comme il suit :

$$P^{(0)} = \begin{bmatrix} X_{1,1} & X_{1,2} & \cdots & X_{1,2n} \\ X_{2,1} & X_{2,2} & \cdots & X_{2,2n} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ X_{N,1} & X_{N,2} & \cdots & X_{N,2n} \end{bmatrix}$$

Les individus X_k se composent des emplacements et gradins des batteries de condensateurs en plus des prises du régulateur de tension. Chaque élément doit être borné par une valeur minimale et maximale de la quantité correspondante.

2. Les valeurs des fonctions objectives f1 (mono-objective) où f1 et f2 (multi-objective) correspondant à chaque individu sont déterminées par l'exécution du programme de l'écoulement de puissances.
3. Dans le cas multi-objectif la solution ayant un rang et une valeur de la distance d'encombrement plus faibles est considérée comme la meilleure solution.
4. Pour toutes les solutions mises à jour, si une limite supérieure ou inférieure de la variable de contrôle n'est pas respectée, on la remplace par la limite correspondante.

5.5. Conclusion.

Après une étude bibliographique sur les différentes méthodes de réduction des pertes dans les réseaux de distribution, la compensation de l'énergie réactive par batteries de condensateurs reste toujours la meilleure solution pour réduire les pertes sans marginaliser le rôle classique du régulateur de la tension. L'optimisation des emplacements et des tailles des condensateurs ainsi que le choix optimal des prises des régulateurs de tension ont été sélectionnés pour être les variables de contrôle de la procédure d'optimisation formulée à partir de l'algorithme Jaya et de sa dérivée MO-Jaya. Pour rendre le problème d'optimisation flexible une réduction de l'espace de recherche a été adoptée. Pour cela, la détermination des nœuds sensibles est préconisée pour choisir les nœuds où seront fixées les batteries de condensateurs. Ces choix seront expérimentés dans le chapitre six qui suivra, consacré à la partie simulation des modèles de solutions étudiés le long de ce chapitre.

Chapitre 6

Résultats de simulation

6.1 Introduction.

Afin de tester les solutions proposées pour réduire les pertes de puissance dans les réseaux électriques de distribution et d'en améliorer les profils des tensions, deux types de réseaux sont considérés. Le premier réseau est le réseau IEEE 13-JDB, le second réseau, dont le nombre de nœuds est plus grand, est le IEEE 37- JDB où deux types de sources distribuées ont été incorporées. Une machine à induction fonctionnant en générateur, pour simuler une éolienne, et une source photovoltaïque sous forme d'un jeu de barre de type PV en l'occurrence.

6.2 Réseau IEEE 13-JDB.

Reprenant le réseau IEEE 13-JDB de la figure (3.13) du chapitre 3. Dans lequel, on testera les différentes procédures d'optimisation décrite au chapitre précédent comme la réduction des pertes de puissance par compensation de l'énergie réactive et régulation de la tension.

6.2.1 Réduction des pertes par compensation de l'énergie réactive.

Le réseau IEEE13-JDB peut servir comme un support pour tester les différents algorithmes d'optimisation afin de réduire ses pertes en envisageant les cas suivants :

- ✓ Cas de base : Ce cas nous permet de quantifier les pertes totales dans le réseau et le profil de tension à l'état initial.
- ✓ Cas N°1 : On réduit les pertes initiales par un choix arbitraire de l'emplacement et la taille des batteries de condensateur. On choisit, à titre d'exemple, les nœuds 632, 633 et 645 et les tailles des batteries de condensateurs correspondantes suivantes (200 200 200, 250 250 250, 300 300 300) kVar.
- ✓ Cas N°2 : On garde l'emplacement du 1^{er} cas et on optimise les tailles des batteries de condensateurs. Ces dernières doivent être limitées entre 0 et 900 kVar. L'optimisation dans ce cas est faite en considérant les variables de décision comme étant continues.
- ✓ Cas N°3 : Dans ce cas, on optimise les emplacements et les tailles des batteries de condensateurs. Comme dans le cas précédent, les tailles des condensateurs sont à prendre dans les limites imposées. Excepté le jeu de barres de référence, les emplacements, quant à eux, ne doivent pas dépasser le nombre total de jeux de barres du réseau. Dans ce troisième cas, le problème d'optimisation est considéré comme un problème à variables mixtes c'est-à-dire, les variables de décision sont une combinaison de variables continues (tailles des condensateurs) et de variables discrètes (numéros des nœuds).

- ✓ Cas N°4 : Ce quatrième cas est identique au troisième avec cependant, des tailles des batteries de condensateurs considérées comme variables discrètes. Chaque batterie est alors composée d'un nombre donné de gradins qui ne peut dépasser les six gradins. La nature de ce problème est alors à variables discrètes.

La procédure d'optimisation utilisée dans les cas 2,3 et 4 est mono objectif basée sur l'algorithme Jaya et où les pertes totales constituent l'objectif principal. Les différentes étapes de cette procédure sont données dans le paragraphe 5.4.2.4 du chapitre 5. Chaque individu de la population est formé des tailles des condensateurs pour le cas N°2 ou bien des emplacements et des tailles pour les cas 3 et 4. Les courbes des Figures 6.1, 6.2 et 6.3 montrent respectivement les profils des tensions de chaque phase du réseau pour les cas considérés. Ces résultats sont obtenus au bout de 10 itérations pour une taille de population de 40 individus et un nombre maximum de générations égal à 15.

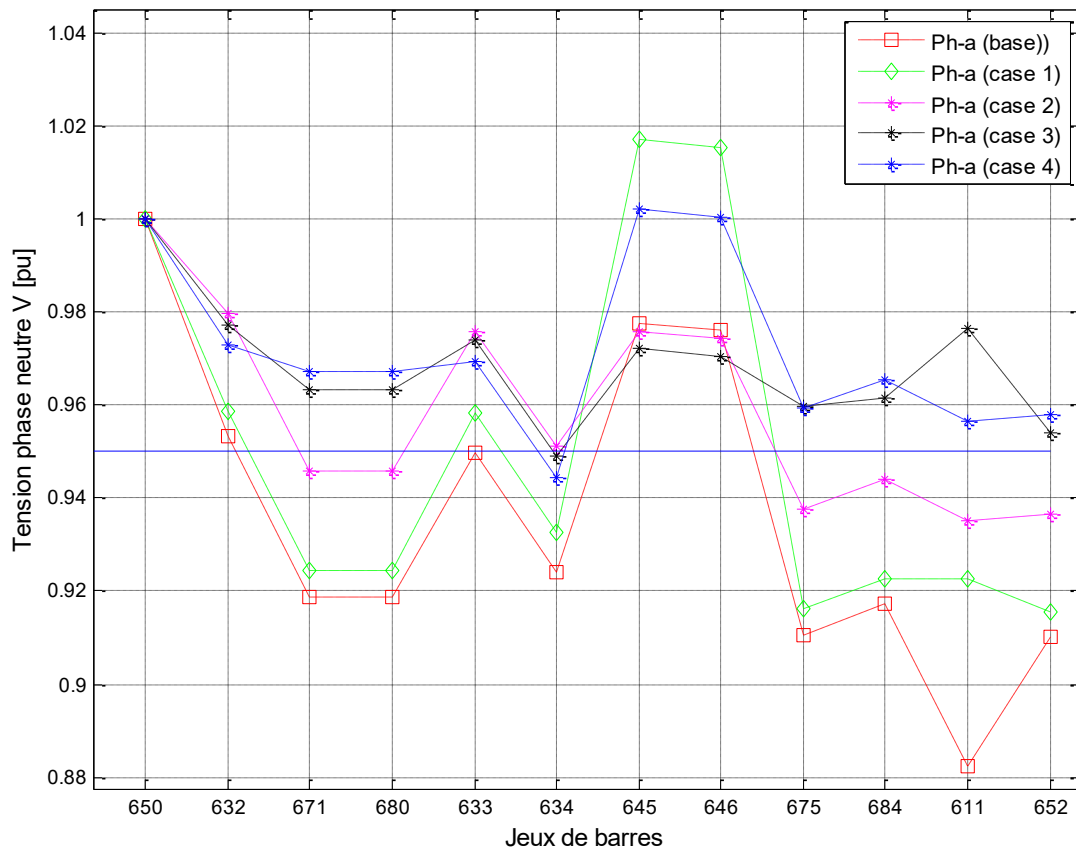


Figure 6.1 : Profils des tensions de la phase-a pour les cas considérés

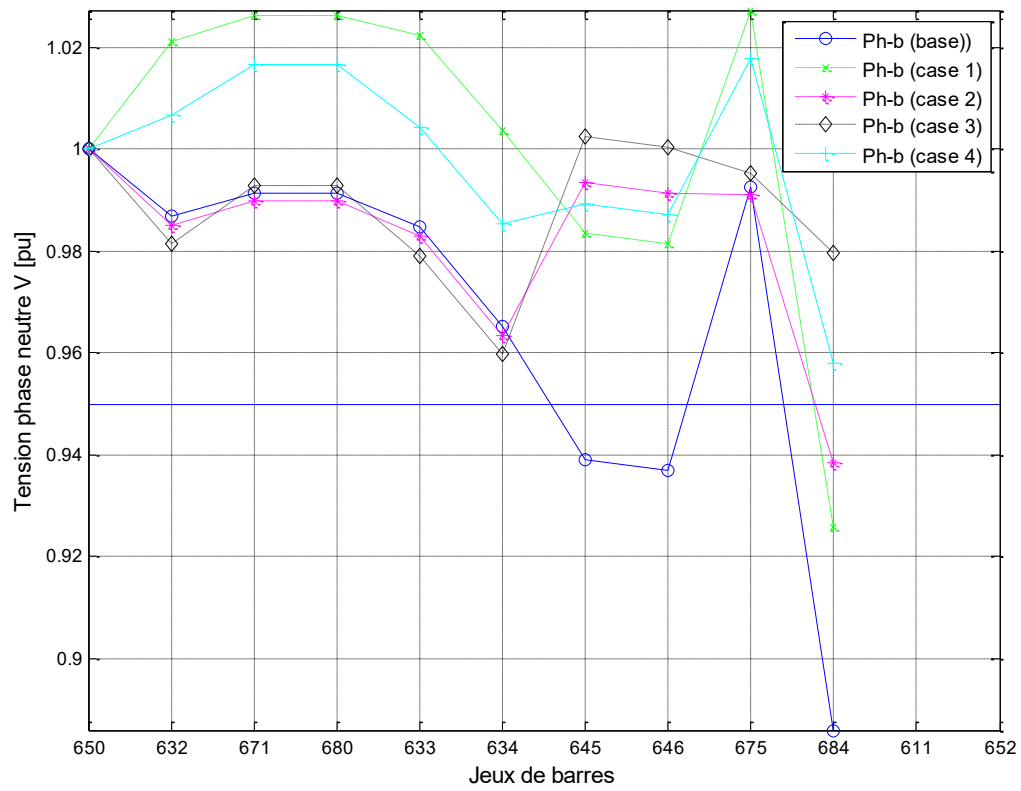


Figure 6.2 : Profils des tensions de la phase-b pour les cas considérés

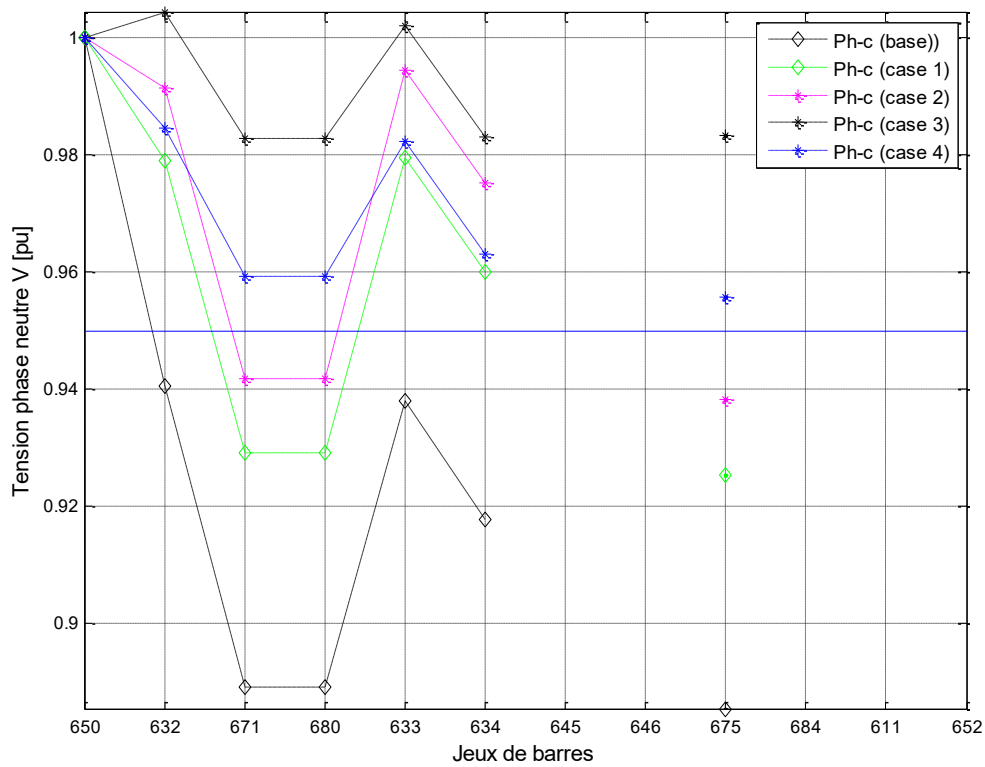


Figure 6.3 : Profils des tensions de la phase-c pour les cas considérés

Observation : Pour pouvoir commenter les courbes des figures 6.1, 6.2, 6.3, et comparer les différents cas étudiés, on a introduit les facteurs : réduction des pertes de puissance et déviation de la tension dans le Tableau 6.1.

La réduction des pertes est calculée par la relation

$$\Delta P\% = \frac{P_0 - P}{P_0} * 100 \quad (6.1)$$

P_0 : Pertes actives initiales avant compensation.

P : Pertes actives après compensation.

La déviation totale de la tension en unité relative, pour un réseau à N jeu de barres, est déterminée par l'équation suivante :

$$V_{Dev} = \sqrt{\sum_{i=1}^N (V_i^\phi - 1.0)^2} \quad (6.2)$$

V_i^ϕ : Tension en pu de chaque phase ϕ pour le jeu de barre i .

Tableau 6.1 : Pertes actives et déviation totale de la tension.

	Nœuds $(Q_{cap}^a, Q_{cap}^b, Q_{cap}^c)$ [kVAr]	Pertes actives [kW]	$\Delta P\%$	V_{Dev}
Cas N° 0 (avant compensation)	--	112.15	--	0.136
Cas N°1 (Emplacement et taille fixes) Variables discrètes	632 (200.0, 200.0, 200.0) 633 (250.0, 250.0, 250.0) 645 (300.0, 300.0, 300.0)	94.94	18,13	0.073
Cas N°2 (Emplacement fixe et taille optimale) Variables mixtes	632 (310.1749 336.9579 95.1794) 633 (156.7006 168.0795 145.5854) 645 (495.2602 399.6791 275.6183)	89.4295	20,26	0.0365
Cas N°3 (Emplacement et tailles optimales) Variables mixtes	633 (355.2415 451.6557 125.1797) 675 (157.9439 297.1766 481.1128) 611 (230.9734 444.8564 141.4520)	80.2113	28,48	0.0251
Cas N°4 Emplacement et tailles optimales Variables discret	671 (3 1 2) x 150 646 (1 4 3) x 150	79.5818	29,07	0.0352

Le Tableau 6.1 indique que les pertes totales sont beaucoup plus réduites dans le cas de variables de décision mixtes (cas 3) et dans le cas où toutes les variables de contrôle sont

discrètes (cas 4) avec, cependant, une légère différence entre les deux. La réduction des pertes de puissance dans le cas des variables discrètes est de 0.59% plus grande que dans le cas de variables mixtes. De plus, ces deux cas présentent une réduction de pertes élevée et une bonne déviation de la tension. Comme les résultats du cas des variables mixtes sont meilleurs et de surcroît les batteries de condensateurs sont conçues sous forme de gradins, donc des variables discrètes alors, c'est dernier modèle qu'on adoptera dans la suite de ce travail.

6.2.2 Amélioration du profil de la tension

Même après optimisation des emplacements et des tailles des batteries de condensateurs, les profils des tensions illustrés par les figures précédentes montrent des nœuds dont les tensions violent la contrainte imposée c'est-à-dire une tolérance permise $\pm 5\%$. A titre indicatif, la Figure 6.4 montre une violation des limites permises de la tension des nœuds 634 de la phase-a dans les cas 3,4 et Il s'ensuit de ce fait, une nécessité d'un réglage de la tension.

En reprenant le cas de base (cas 0 du Tableau 6.1) du réseau IEEE 13-JDB dont on essaiera d'améliorer le profil de la tension. Pour ce faire, on place un régulateur de tension au nœud 632 et on choisit le nœud 675 comme nœud de contrôle. Connaissant V_{632} , V_{675} et $I_{632,675}$ par exécution du programme proposé, on peut déterminer l'impédance du compensateur en suivant la procédure de paramétrage du régulateur de la tension donnée dans le paragraphe 2.6 (chapitre 2). Cette impédance est consignée dans le Tableau 6.2.

Tableau 6.2 : Impédance du compensateur du régulateur placé entre les nœuds 632 et 675.

	La ligne				Compensateur
	$\bar{V}_{632}$	$\bar{V}_{675}$	$\bar{I}_{632,675}$	$\bar{Z}_{632,675}$	$\bar{Z}_{moy}$
Polaire					
Ph-a	2289.5 $\angle$ -2.7	2206.8 $\angle$ -5.8	493.2293 $\angle$ -31.2136	0.2976 $\angle$ 82.7127	1.994 $\angle$ 77.717
Ph-b	2370.3 $\angle$ -121.7	2381.3 $\angle$ -122.2	235.394 $\angle$ -154.9596	0.099 $\angle$ 151.0712	
Ph-c	2259.0 $\angle$ 118.5	2135.5 $\angle$ 117.2	444.128 $\angle$ 85.5133	0.2989 $\angle$ 53.8846	
Complexe					
Ph-a	2286.9 - 108.5i	2195.5 - 223.4i	421.83 - 255.61i	0.0378 + 0.2952i	0.4243 + 1.9487i $\approx$ 0.5+2i
Ph-b	-1244 - 2017.7i	-1267.3 - 2016.1i	-213.27 - 99.63i	-0.0867 + 0.0479i	
Ph-c	-1077.4 + 1985.5i	-976.6 + 1899.1i	34.74 + 442.77i	0.1762 + 0.2415i	

L'usage de la procédure d'optimisation mono objective (5.4.2.4 du chapitre 5), dans laquelle une modification a été apportée au programme de l'écoulement de puissance pour prendre en charge la procédure d'implantation du régulateur de la tension (4.2), a conduit aux résultats des Figures 6.4,6.5 et 6.6, pour les cas suivants :

Cas 0 : cas de base où initial.

Cas 1 : compensation seule à variables discrètes.

Cas 2 : compensation et réglage à variables discrètes.

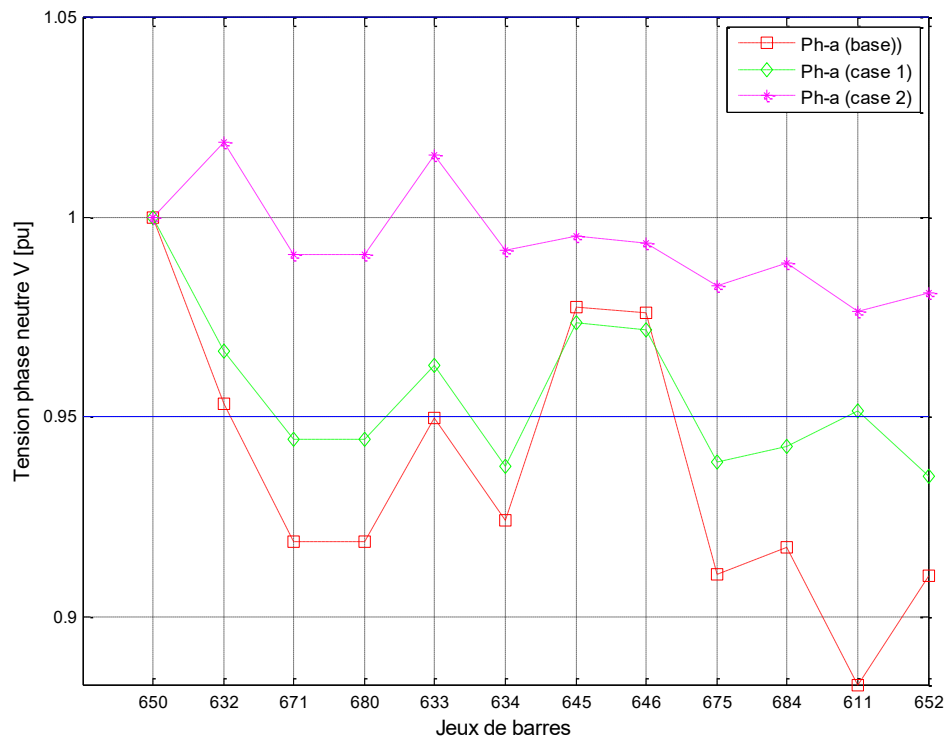


Figure 6.4 : Profils des tensions de la phase-a pour les cas considérés

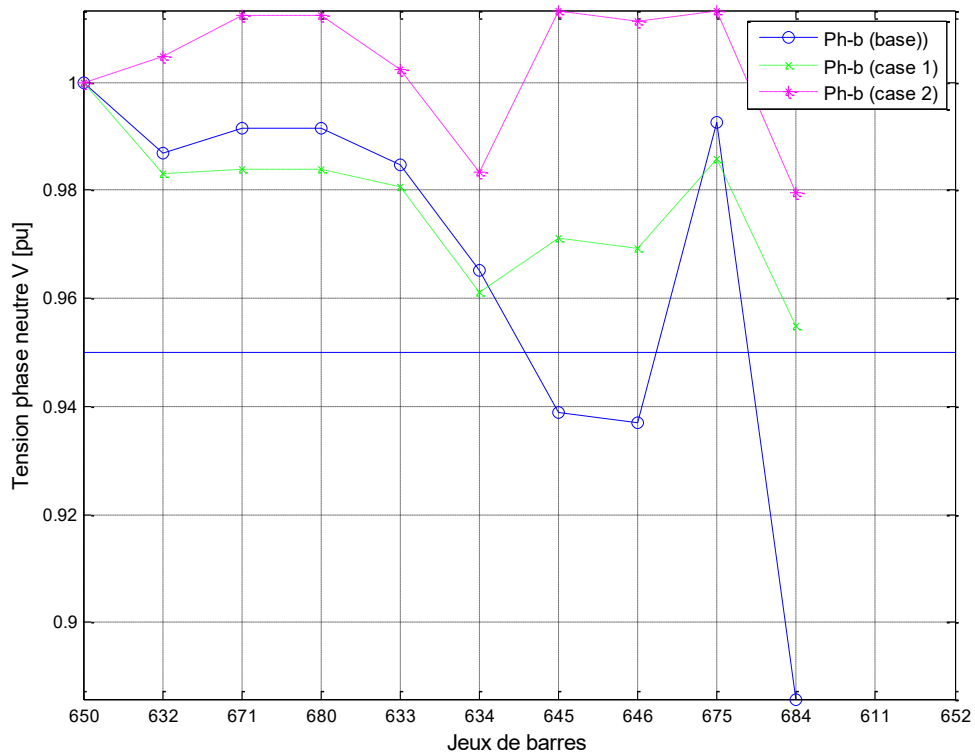


Figure 6.5 : Profils des tensions de la phase-b pour les cas considérés.

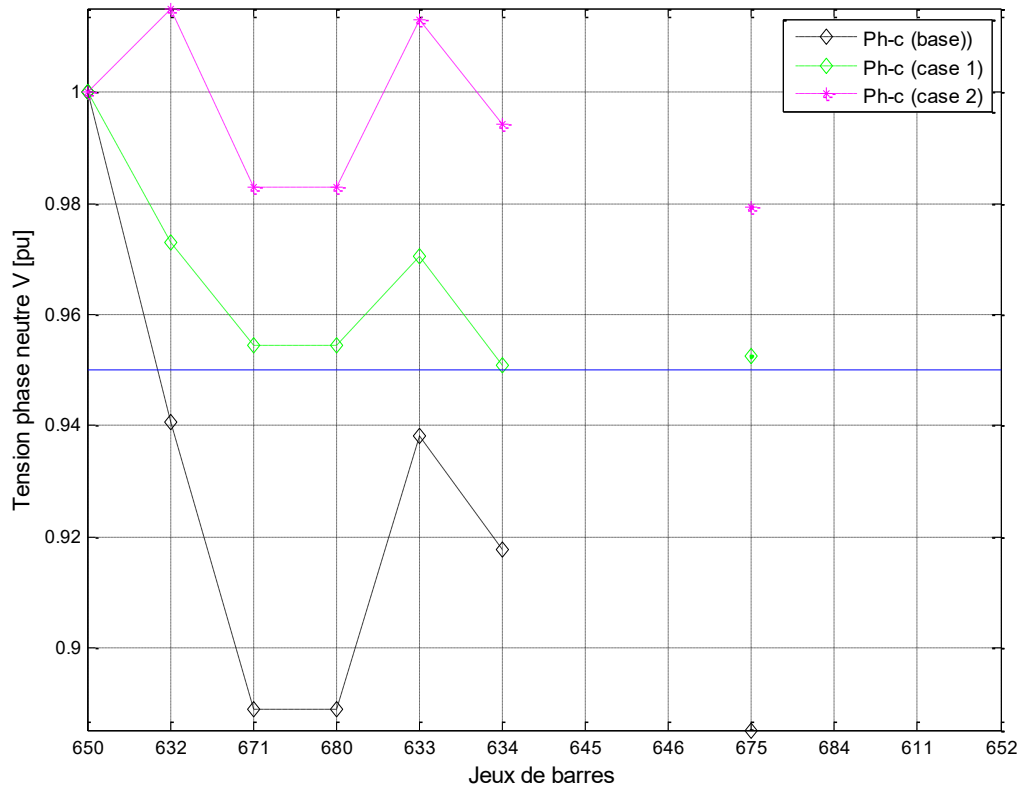


Figure 6.6 : Profils des tensions de la phase-c pour les cas considérés.

Les résultats illustrés par les figures ci-dessus montrent que le profil de la tension s'est beaucoup amélioré dans le 2^{ème} cas c'est-à-dire, en compensant et en réglant de la tension. Ces améliorations sont confortées par les résultats du Tableau 6.3 où la réduction des pertes de puissance a augmenté et la déviation totale de la tension a baissé. Les pertes de puissance active ont baissé de 32.3% et la déviation totale de la tension a diminué de 90.58%.

Tableau 6.3 : Optimisation des emplacements et tailles des condensateurs et des prises du régulateur.

	Noeuds	$(Q_{cap}^a, Q_{cap}^b, Q_{cap}^c) kVar$	(Tap^a, Tap^b, Tap^c)	Pertes	$\Delta P\%$	V_{Dev}
Cas 1	0	0	--	112.149	--	0.1359
Cas 2	671	(1, 1, 2) x 150	--	82.1023	26,79	0.0213
	645	(1, 3, 3) x 150				
	684	(1, 4, 1) x 150				
Cas 3	632	(1, 3, 1) x 150	(-2, -1, 5)	75.9320	32,3	0.0128
	671	(1, 2, 2) x 150				
	684	(1, 3, 3) x 150				

Notons que la présence des prises de réglage négatives indique que le régulateur joue le rôle d'un abaisseur de la tension.

6.2.3 Optimisation bi-objectifs.

En plus de l'aspect électrique du problème, la réduction des pertes de puissance en l'occurrence, un aspect économique est introduit dans cette partie du problème. Cet aspect économique s'appuie sur le coût total de la compensation de l'énergie réactive et le réglage de la tension du réseau considéré. La recherche du minimum des pertes de puissance et la minimisation du coût fait qu'on est face à un problème bi-objectif soumis, bien entendu, aux contraintes habituelles. Dans ce problème multi-objectif, l'algorithme proposé et noté MO-Jaya, sera utilisé pour déterminer les variables de décision qui dans ce cas sont les tailles et les emplacements des condensateurs ainsi que les prises du régulateur. Cependant, une modification a été apportée à la fonction coût de laquelle le coût du régulateur a été soustrait. Néanmoins, ce dernier est incorporé au transformateur de la sous-station et peut donc être considéré parmi les constituants du réseau test. La fonction coût est dans ce cas donnée par :

$$Obj_2 = K_e P_{loss} T + \sigma \left[\sum_{i=1}^{NC} K_{ins} NC + K_c \sum_{i=1}^{NC} Q_{ci} \right] + K_{ope} NC \quad (6.3)$$

Les différentes constantes, figurant dans la fonction objective Obj_2 , sont tirées de la référence [66] et présentées dans le Tableau 6.4.

Tableau 6.4 : Constantes utilisées dans l'objectif Obj_2 . [66]

coefficients	Valeurs correspondantes
Coût moyen de l'énergie (K_e)	\$0.06/kWh
Facteur de depreciation (σ)	20%
Coût du KVar installé (K_c)	\$25/kVar
Coût d'instalation (K_{ins})	\$1600/location
Coût opérationnel (K_{ope})	\$300/an/location
Nombre annuel d'heures (T)	8760

Pour l'algorithme proposé, on a choisi une population de 40 individus et un nombre maximum de générations égal à 50. En appliquant la procédure multi-objectif détaillée au chapitre cinq, les résultats après 10 itérations ont données un ensemble de solutions ayant une

forme de Pareto et qui sont présentés dans les Figures 6.7 et 6.8 pour la compensation seule et la compensation avec réglage de la tension respectivement.

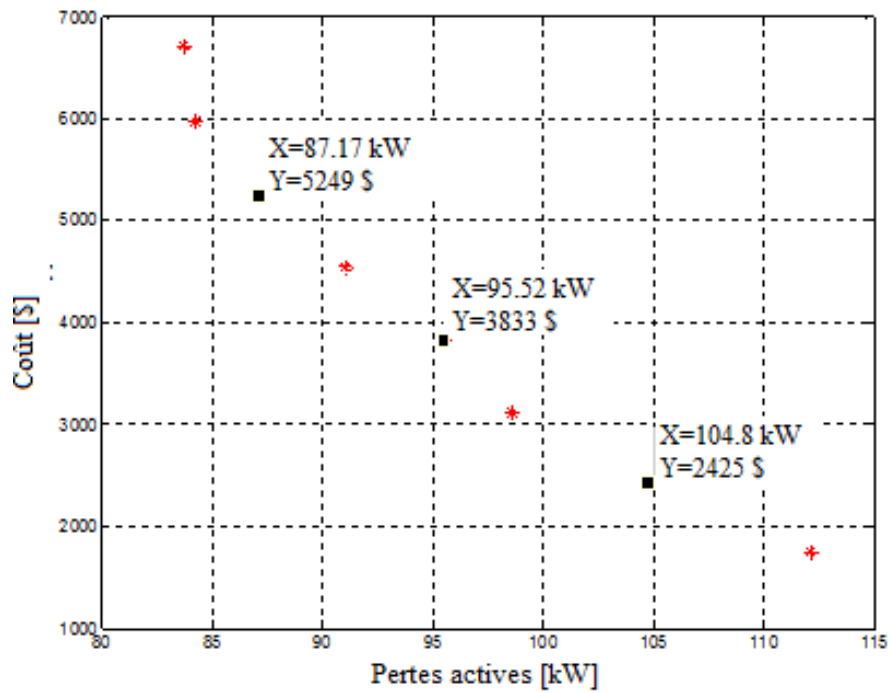


Figure 6.7 : Coût en fonction des Pertes actives pour une compensation seule.

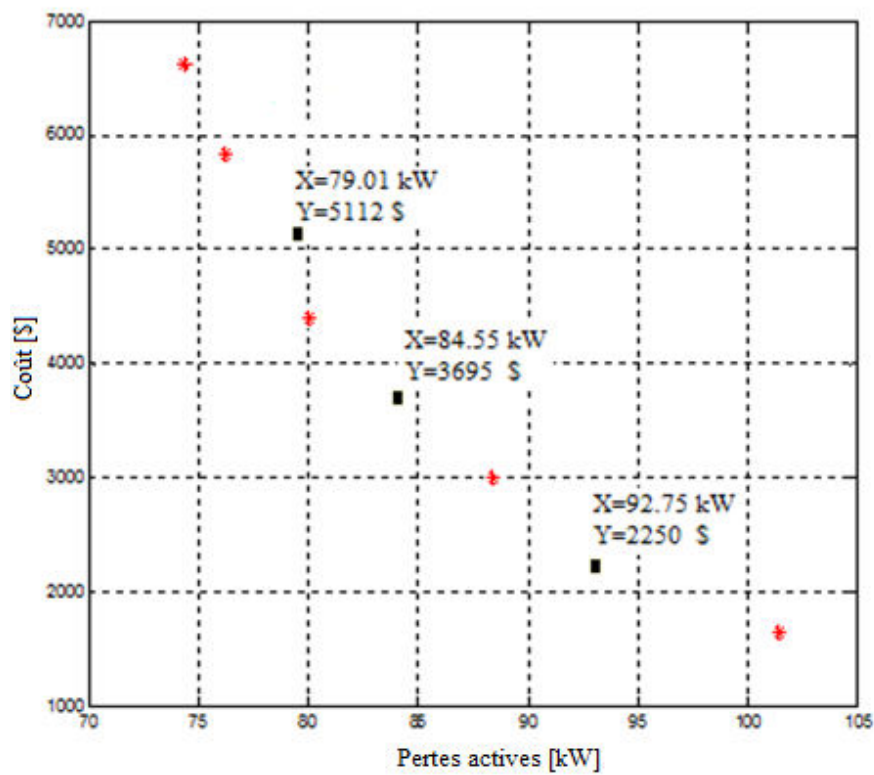


Figure 6.8 : Coût en fonction des Pertes actives pour une compensation et réglage de la tension.

Pour les trois solutions marquées sur les figures données précédemment, les coûts et les pertes actives correspondantes sont données dans le Tableau 6.5.

Tableau 6.5 : Solutions 1, 2 et 3 correspondant aux figures 6.7 et 6.8.

	compensation seule	compensation et réglage	compensation seule	compensation et réglage
Points	Pertes actives		Coût [\$]	
1	87.17	79.01	5249	5112
2	95.52	84.55	3833	3695
3	104.8	92.75	2426	2250

Les Figures 6.7 et 6.8 et le Tableau 6.5 montre que le cas de la compensation et réglage présente une réduction des pertes actives et une légère différence de coût par rapport à la compensation seule ce qui nous permet d'affirmer que le cas de la compensation de l'énergie réactive avec réglage de la tension présente une solution plus avantageuse par rapport au cas d'une compensation de l'énergie réactive seule.

6.3. Réseau IEEE37- JDB.

Le réseau IEEE37- JDB est le réseau standard IEEE constitué de 37 nœuds [48] auquel on a ajouté un générateur éolien au nœud 729 et une source photovoltaïque au nœud 741 sous forme d'un jeu de barres de type PV. Le schéma de ce réseau test, dont les données sont tirées de la référence [48], est montré par la Figure 6.9. Les caractéristiques de la machine à induction, quant à elle, sont consignées dans le Tableau 6.6.

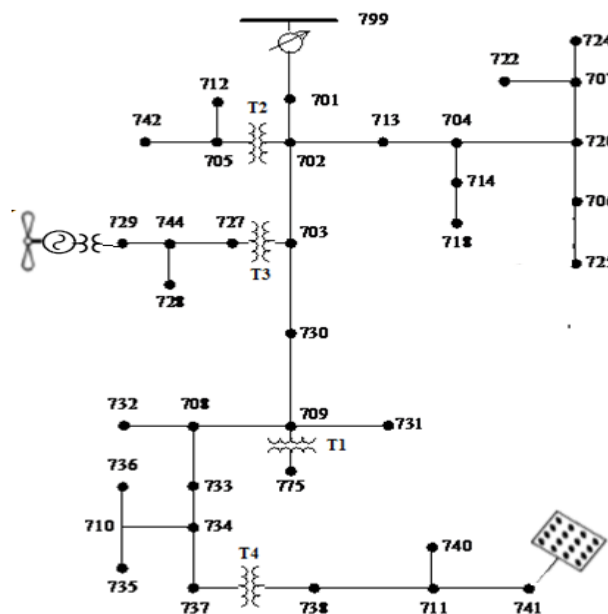


Figure 6.9 : Réseau IEEE 37-JDB.

Tableau 6.6: Caractéristiques de la machine à induction (générateur)

couplage	Tension composée[V]	Puissance		Impédance		
		Nominale [kVAr]	Spécifiée [kW]	Stator $\bar{Z}_s$ [pu]	Rotor $\bar{Z}_r$ [pu]	Magnétisation [pu]
étoile	480	1200	1000	0.0053+0.106i	0.007+0.12i	4.0i

6.3.1 Nœuds sensibles.

Du fait du nombre élevé de nœuds du réseau considéré (37 nœuds), l'application des programmes d'optimisation nécessite une réduction de l'espace de recherche qui peut se faire par le calcul des indices de sensibilité des jeux de barres. Parmi les indices de sensibilité cités dans le précédent chapitre, l'indice des pertes de puissance PLI a été considéré dans ce travail, du fait de son efficacité et de la simplicité de son exploitation. En utilisant l'algorithme d'identification des nœuds sensibles par l'indice PLI (Paragraphe 5.3.1.1), les résultats obtenus sont regroupés dans le Tableau 6.7 qui suit.

Tableau 6.7 : Indices PLI des nœuds du réseau IEEE 37- JB .

Nœuds	Pertes totales	Réduction des pertes	PLI
701	58.4541	2.2597	0
702	60.7138	0	0
703	60.7138	0	0.2522
730	60.1858	0.5280	0
709	60.7138	0	0
708	60.7138	0	0.4977
733	59.3045	1.4092	0.1611
734	60.4540	0.2597	1
737	57.9297	2.7840	0.9573
738	58.0591	2.6546	0
711	60.7138	0	0.1546
741	62.1390	-1.4252	0.2337
713	60.1213	0.5925	0
704	60.7138	0	0.3084
720	59.8956	0.8182	0
706	60.7138	0	0.0642
725	60.5288	0.1850	0
705	60.7138	0	0.0851
742	60.4766	0.2371	0.1315
727	60.4115	0.3023	0.1934
744	60.1546	0.5592	0.1892
729	60.1669	0.5469	0.1097
731	60.4222	0.2916	0
775	60.7138	0	0.1547
732	60.4145	0.2992	0
710	60.7138	0	0.0795

Tableau 6.7 :(suite)

736	60.5044	0.2094	0.2903
740	60.4520	0.2618	0.0796
714	60.4835	0.2303	0.2601
718	59.9574	0.7564	0
707	60.7138	0	0.0853
724	60.4642	0.2496	0.2316
712	60.1273	0.5864	0.3735
728	59.7204	0.9934	0.3135
735	60.1987	0.5151	0.3111
722	59.8299	0.8839	0

Pour tirer rapidement les conclusions sur les nœuds du réseau et désigner facilement les nœuds faibles, la représentation graphique est requise. Cette représentation est montrée par la Figure 6.10. Comme montré par la Figure 6.10 et en écartant le nœud source (799), les nœuds sensibles sont : 708, 734 et 737 pour une tolérance de 0.4. Généralement pour interpréter la convergence des résultats on emploie les mots, tolérance, précision et incertitude. Dans notre cas le synonyme de la tolérance est équivalent à l'incertitude. Donc, plus la tolérance est élevée plus la précision est faible. La compensation est exacte lorsque tous les nœuds soient compensés (à l'exception de la référence) cela est équivalent à une tolérance nulle. Pratiquement, il faut accepter une certaine valeur de la tolérance pour déterminer l'ensemble des nœuds sensibles à compensés (0.4 dans notre cas).

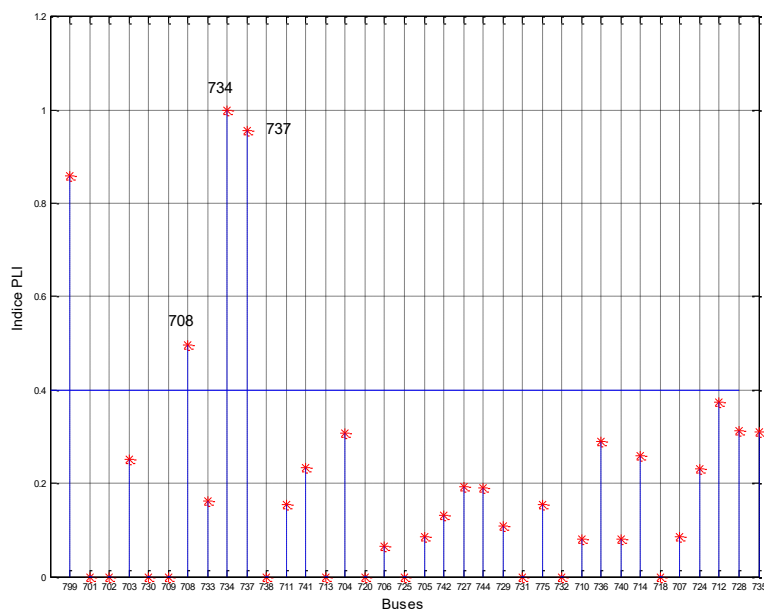


Figure 6.10 : PLI des nœuds du réseau IEEE 37-JDB.

6.3.2 Impact des sources distribuées sur les pertes.

Deux cas sont à envisager pour mettre en évidence l'effet des sources distribuées (DGs) sur les pertes actives du réseau, le cas du réseau IEEE 37-JDB sans DGs et le cas avec DGs. Comme précédemment, deux types de sources ont été sélectionnés, l'une est une éolienne modélisée par un jeu de barre $PQ(V)$ placée au nœud 729 et l'autre photovoltaïque modélisée par un jeu de barre PV placée au nœud 741 dont la tension est fixée à la valeur nominale de la tension du réseau. Le programme de l'écoulement de puissance demeure toujours applicable mais avec un appel aux procédures tenant compte des DGs. Ces procédures sont respectivement données aux paragraphes 4.3.2 et 4.3.3 du chapitre 4 concernant le jeu de barre $PQ(V)$ et PV .

Les Figures 6.11 et 6.12 montrent respectivement le profil de la tension du réseau IEEE-37 JDB sans et avec les DGs, avec un marquage de la tension relative de la phase-a aux jeux de barres 741 et 729, lieux d'implantation de la source photovoltaïque et de l'éolienne.

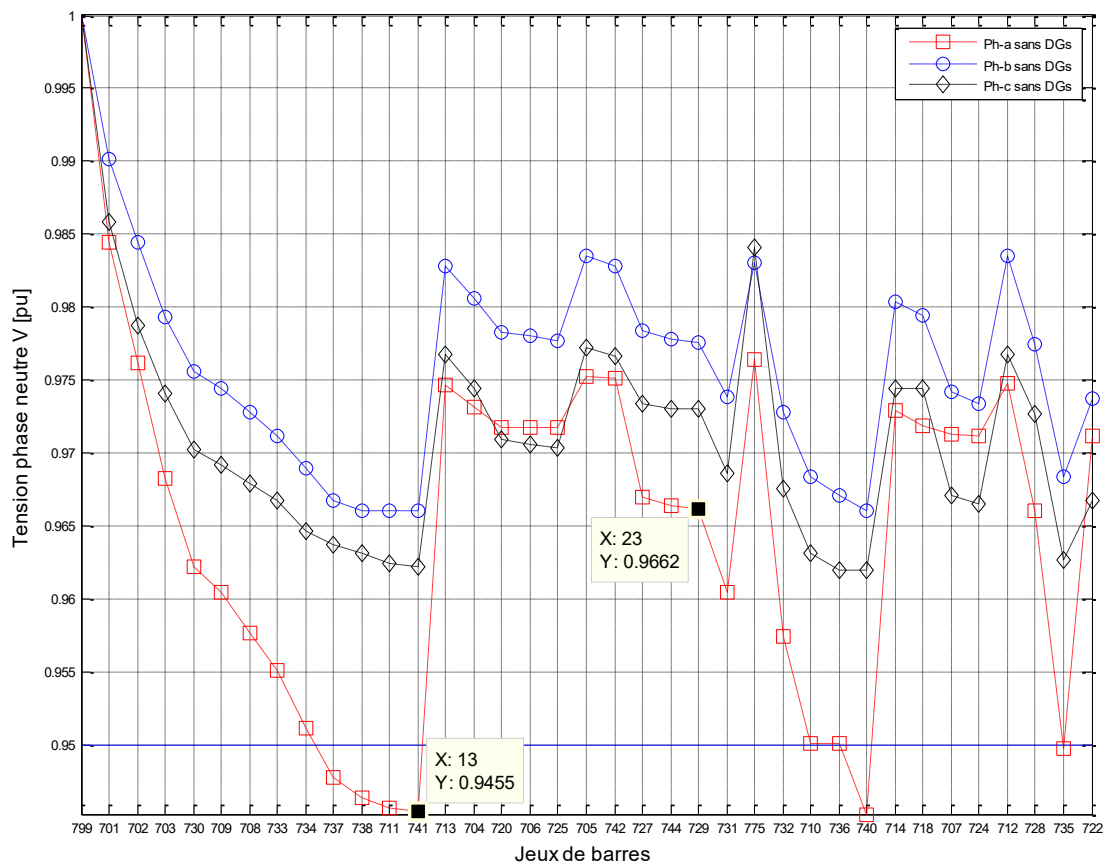


Figure 6.11 : Profil de la tension du réseau IEEE37-JDB sans sources distribuées.

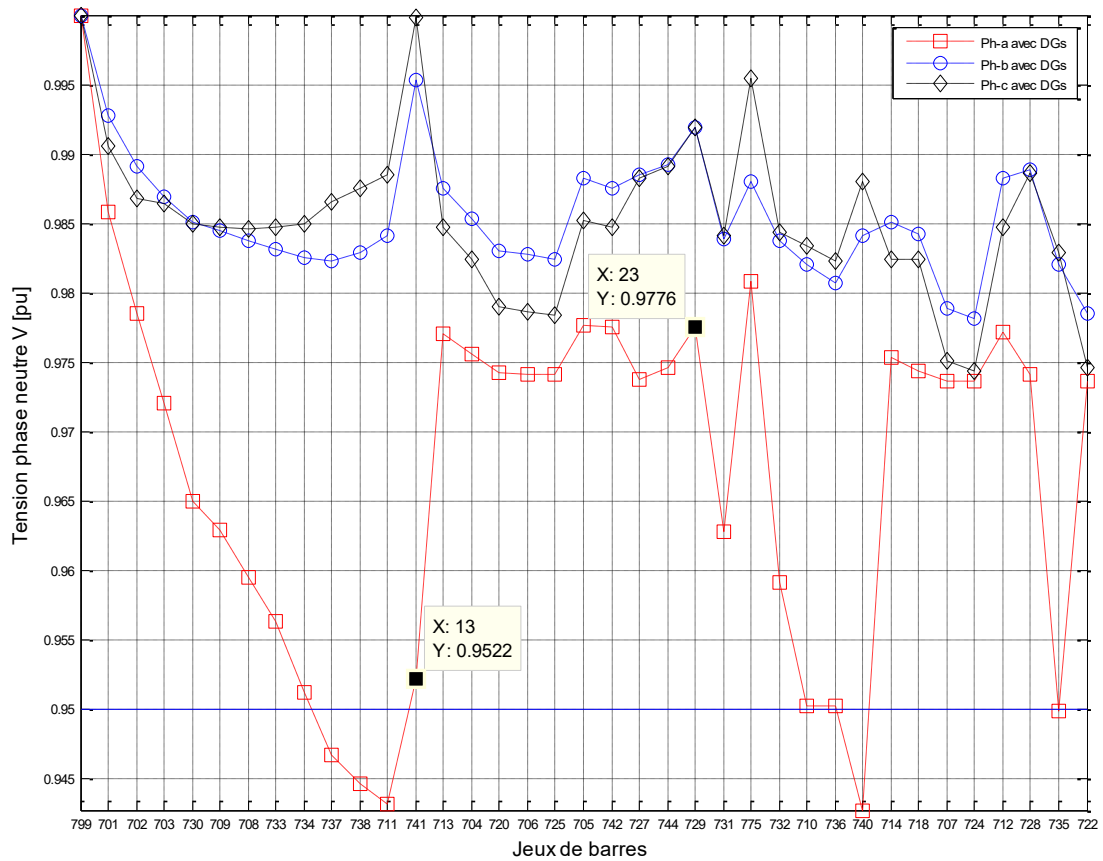


Figure 6.12 : Profil de la tension du réseau IEEE 37-JDB avec sources distribuées.

Les profils des tensions montrent une amélioration des tensions suite à l'introduction des DGs. En effet et pour mieux montrer et appuyer cette amélioration, les résultats des deux nœuds porteurs de DGs, mis en évidence dans les Figures 6.11 et 6.12, sont détaillés dans les Tableaux 6.8 et 6.9 qui suivent et où sont consignés les tensions, les courants et les puissances de ces deux jeux de barres avec et sans DGs.

Tableau 6.8 : Tensions et puissances du jeu de barre 741 sans et avec DGs.

Jeu de barres 741		$ \bar{V}_{741} $ [pu]	$ \bar{V}_{741} \angle \arg$ [V]	$ \bar{I}_{741,711} \angle \arg$ [A]	$\bar{S}_{741,711}$ [kVA]
Sans DGs	Ph a	0.9455	2620.2 $\angle$ -30.5	9.7828 $\angle$ -87.79	13.842 + 21.575i
	Ph b	0.9661	2677.3 $\angle$ -150.0	0 $\angle$ 0	0.00 + 0.00i
	Ph c	0.9623	2666.7 $\angle$ 88.6	9.7828 $\angle$ 92.21	26.037 - 1.635i
Total					39.879 + 19.939i
Avec DGs	Ph a	0.9522	2638.7 $\angle$ -30.9	19.3322 $\angle$ 6.68	40.427 - 31.111i
	Ph b	0.9953	2758.3 $\angle$ -149.1	2.3140 $\angle$ -161.19	6.241 + 1.335i
	Ph c	0.9999	2770.9 $\angle$ 87.8	17.0768 $\angle$ -174.95	-5.934 - 46.944i
Total					40.735 - 76.720i

Tableau 6.9 : Tensions et puissances du jeu de barres 729 sans et avec DGs.

Jeu de barre 729		$ \bar{V}_{729} $ [pu]	$ \bar{V}_{729} \angle \arg^\circ$ [V]	$ \bar{I}_{729,744} \angle \arg^\circ$ [A]	$\bar{S}_{729,744}$ [kVA]
Sans DGs	Ph a	0.9662	2677.5 $\angle$ -30.4	9.7828 $\angle$ -26.7035	26.140 - 1.678i
	Ph b	0.9776	2709.3 $\angle$ -150.3	9.7828 $\angle$ 153.2965	14.662 + 22.079i
	Ph c	0.9731	2696.8 $\angle$ 89	0 $\angle$ 0	0.0000 + 0.0000i
Total					40.802 + 20.401i
Avec DGs	Ph a	0.9776	2709.1 $\angle$ -29.5	127.05 $\angle$ 178.87	-302.89 + 163.45i
	Ph b	0.9919	2748.9 $\angle$ -149.0	135.56 $\angle$ 65.22	-308.27 + 209.35i
	Ph c	0.9919	2749.0 $\angle$ 90.1	143.89 $\angle$ -60.79	-345.42 + 192.72i
Total					-956.58 + 565.52i

Les tableaux 6.8 et 6.9 montrent que pour le nœud 741 la puissance active totale reste pratiquement inchangée tandis que la puissance réactive injectée a augmenté ce qui explique l'élévation de la tension de ce jeu de barres. Ceci nous laisse dire que la source photovoltaïque fonctionne comme un régulateur de la tension puisque on n'a pas imposé son courant actif injecté. Pour le nœud 729, après placement d'un DG, on constate un excès de la puissance active totale injectée égale à 956.58 kW. La source éolienne a été installée pour injecter une puissance active de 1000 kW une partie de cette puissance à compensée la puissance existante initialement 40.82 kW et le reste est injectée dans le réseau. D'autre part on a une consommation de l'énergie réactive par cette source égale à 565.52 kVar pour engendrer le champ électromagnétique de la machine à induction. C'est ce qui explique, d'ailleurs, le petit changement des tensions des phases. Les pertes actives totales et la déviation de la tension pour le réseau avec et sans DGs sont regroupés dans le tableau 6.10.

Tableau 6.10 : Pertes et déviation de la tension du réseau IEEE37-JDB avec et sans DGs

	Pertes	$\Delta P\%$	V_{Dev}
Réseau sans DGs	62.6071	--	0.1066
Réseau avec DGs	49.4549	21.02	0.0652

En conclusion et au regard des Figures 6.11 et 6.12 et le Tableau 6.10, on peut affirmer que la présence des sources distribuées réduit considérablement les pertes de puissance active et améliore le profil de la tension du réseau. Toutefois, certaines des tensions du réseau restent en dessous des limites imposées. Ce qui nécessite une action supplémentaire sur le réseau soit en plus de DGs ou préconiser une régulation de la tension. Le choix porte sur la seconde action du fait qu'elle est la plus simple et la moins onéreuse.

6.3.3 Réduction optimale des pertes avec régulation de la tension.

De la même manière que pour le réseau précédent on utilise la procédure multi-objective pour évaluer le coût de la compensation de l'énergie réactive et la minimisation des pertes actives du réseau IEEE 37-JB avec et sans DGs avec, cependant, une différence de taille avec le cas précédant, en introduisant des régulateurs de tension aux nœuds 701 et 740. Le nœud 701 est le nœud situé juste après le nœud de référence et le nœud 740 est le nœud ayant subi une violation de la tension. en utilisant toujours la procédure de paramétrage du régulateur de tension (donnée au chapitre 3) pour les grandeurs $\bar{V}_{701}$, $\bar{V}_{740}$, $\bar{I}_{729,740}$ ceci a conduit à une impédance de compensateur égale à $\bar{Z}_{comp} = 3.2371 + 2.7266i$.

En utilisant la fonction coût précédente définie au paragraphe 6.2.3 ci dessus avec les paramètres du tableau 6.4, l'exécution de la procédure d'optimisation proposée a conduit aux solutions Pareto données par les Figures 6.13 et 6.14.

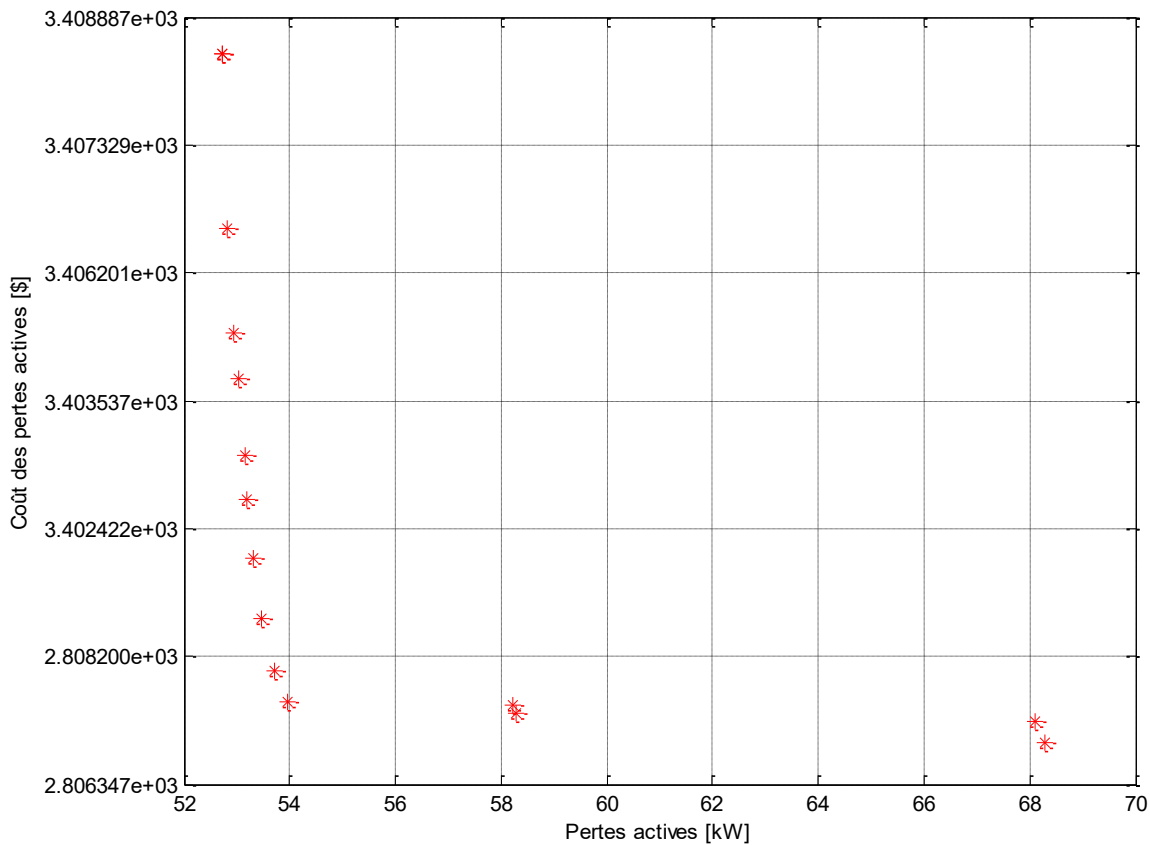


Figure 6.13 : Solution Pareto du réseau IEEE 37-JDB sans DGs

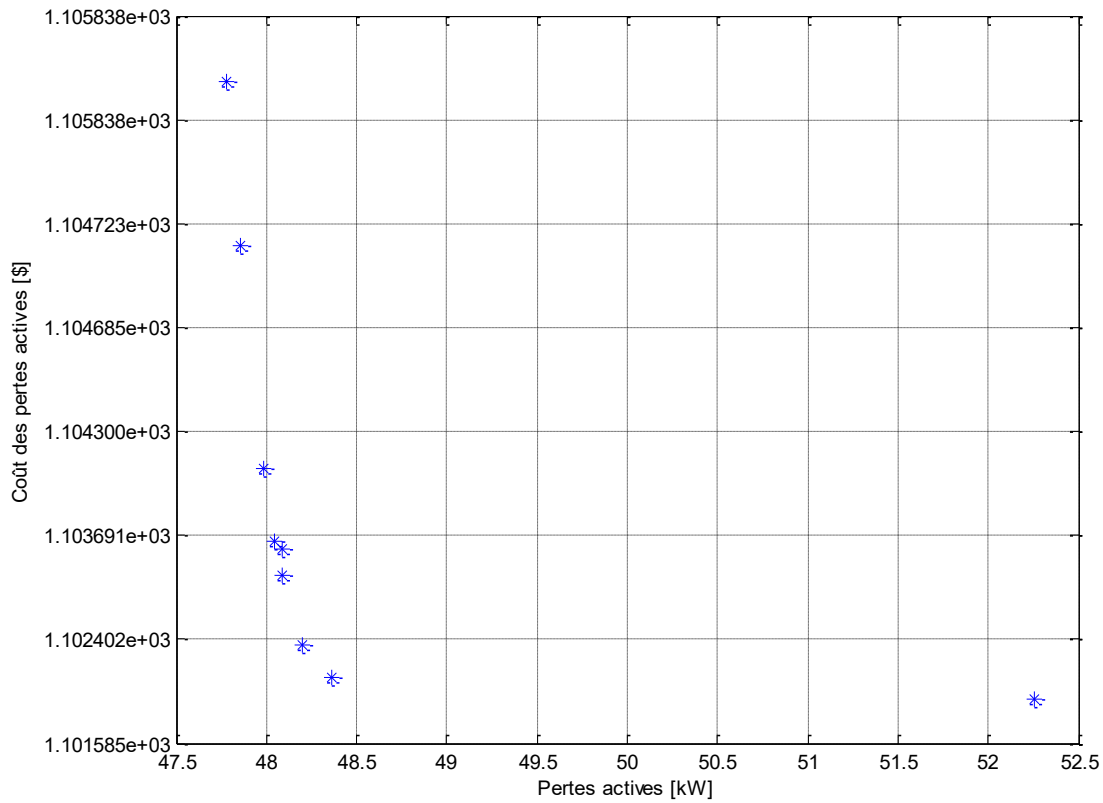


Figure 6.14 : Solution Pareto du réseau IEEE 37-JDB avec DGs.

On constate que les pertes et le coût pour une solution quelconque choisi sur les deux figures (6.13) et (6.14), est plus réduit dans le cas du réseau avec DGs que pour le réseau sans DGs. Ce qui est bien illustré pour l'ensemble des solutions données par le Tableau 6.11.

Tableau 6.11 : Tableau comparatif des pertes et coûts, réseau IEEE 37-nœuds avec et sans DGs.

	Pertes	Coût [\$]
Solutions sans DGs	[52 60]	[2806.35 3408.89]
Solutions avec DGs	[47.5 48.6]	[1101.58 1105.84]

Le tableau 6.11 montre bien que les pertes actives et les coûts des solutions dans le cas de présence des DGs sont réduits par rapport à ceux dans le cas de présence de DGs. Donc, la présence des DGs contribue donc, à la réduction des pertes de puissance et l'amélioration du profil de la tension avec un coût acceptable.

6.4 Conclusion.

La complexité du réseau IEEE 13-JDB a permis de renforcer la validité du programme élaboré grâce à une comparaison des résultats obtenus à ceux obtenus par GridLAB-D. Une fois son efficacité validée, ce programme a servi comme une plateforme pour tester les différentes procédures d'optimisation. On a constaté que l'introduction simultanée des condensateurs et du régulateur de tension permet une meilleure réduction des pertes de puissance et améliore le profil de la tension que s'ils étaient introduits séparément. La même observation a été faite dans le cas d'un réseau avec un plus élevé nombre de jeux de barres et en présence de sources distribuées.

Enfin, on peut affirmer que les moyens traditionnels de compensation de l'énergie réactive et le réglage de la tension restent toujours des moyens efficaces et économiques pour la réduction des pertes de puissance et l'amélioration du profil de la tension, il est requis, néanmoins, de rationaliser leurs fonctionnements en les réglant aux justes valeurs.

Conclusion générale

Conclusion générale

Malgré la simplicité et la robustes de l'approche directe proposée par J.H. Teng [36] pour résoudre le problème de l'écoulement de puissance dans les réseaux de distribution que ce soit équilibré ou non, on note, dans la plupart des références bibliographiques utilisant cette approche, une absence d'explications concernant la modélisation des transformateurs triphasés. De plus, les résultats de l'écoulement des puissances présentés dans ces travaux sont donnés en unités relatives ce qui empêche la distinction entre une section de la ligne et un transformateur.

Afin de prévenir ce problème, une modification a été apportée à l'approche directe pour tenir compte des modèles réels des différentes composantes du réseau (Lignes, câbles, transformateurs, régulateurs de tension etc...). Les calculs sont concrétisés en utilisant les deux systèmes d'unités réelles et relatives, ce qui fait l'objet d'une publication [48].

Les bons résultats obtenus par le programme élaboré sur des réseaux benchmarks du groupe IEEE de types équilibrés (33 et 69 jeux de barres) et déséquilibrés (4, 13 et 37 jeux de barres), nous a encouragés à améliorer ce travail par l'intégration des dispositifs de réglage de la tension, de la compensation de l'énergie réactive en présence de sources distribuées. La flexibilité de ce programme et son incorporation facile dans une procédure d'optimisation, nous a permis aussi d'élargir cette étude pour contribuer à la réduction des pertes de puissance dans les réseaux de distribution.

La procédure d'optimisation consiste en la minimisation des pertes totales du réseau par compensation de l'énergie réactive et le choix des prises de régulateur de tension. Elle est aussi, en rapport au coût des pertes de puissance auquel viennent se greffer le coût des dispositifs utilisés pour réduire les pertes de puissance et pour régler les tensions. Cette procédure est basée sur l'algorithme Jaya proposé par Rao et al [71], qui ne nécessite aucun paramètre de réglage spécifique, mais seulement des paramètres de contrôle communs tels que la taille de la population et le nombre de générations. Tout comme l'algorithme Jaya, l'algorithme multi-objectif Jaya (MO-Jaya) est simple à mettre en œuvre et ne nécessite aucun ajustement spécifique. En outre, pour traiter simultanément plusieurs objectifs, il adopte un mécanisme de tri et de classement basé sur le concept de non-dominance et la distance d'encombrement.

Les résultats de simulation sur deux types de réseaux de distribution tests, le IEEE 13-JDB et le IEEE 37-JDB, montrent l'efficacité des moyens de réduction des pertes traditionnels (batteries de condensateurs et régulateur de tension) même avec la présence des

Conclusion générale

sources distribuées. Dans cette étude deux sources distribuées ont été considérées, une source photovoltaïque modélisée comme un jeu de barre de type PV et une source éolienne modélisée comme étant un jeu de barres de type $PQ(V)$.

Enfin, on ne peut pas prétendre que le problème posé est entièrement résolu. D'autres tâches restent à réaliser comme l'optimisation des emplacements et des tailles des sources distribuées ce qui rend le problème d'optimisation, un problème à variables mixtes (continues et discrètes). De plus, pour les réseaux très larges, la nécessité d'un nombre plus élevé de régulateurs de tension dont on est amené à optimiser leurs emplacements et leurs prises de réglage de tension.

On souhaite approfondir cette étude et de la rendre plus pratique avec utilisation des dispositifs FACTS qui viraient le jour ultérieurement. .

Références bibliographique

Références bibliographique

- [1] J. B. Leite and J. R. S. Mantovani, "Detecting and Locating Non-Technical Losses in Modern Distribution Networks," in *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 9, no. 2, pp. 1023-1032, March 2018, doi: 10.1109/TSG.2016.2574714.
- [2] J. Romero Agüero, "Improving the efficiency of power distribution systems through technical and non-technical losses reduction," *PES T&D 2012*, Orlando, FL, USA, 2012, pp. 1-8, doi: 10.1109/TDC.2012.6281652.
- [3] I. S. Sandhu, "Analysis of losses in power system and its economic consequences in power sector", *International Journal of Enhanced Research in Science Technology & Engineering*, ISSN: 2319-7463, Vol. 2 Issue 7, July-2013, pp: (90-98)
- [4] Jun Wang, Zheng Guo and Jiangping Yu, "Practical calculation method of theoretical line loss in 10kv power distribution network based on Dscada," *2008 China International Conference on Electricity Distribution*, Guangzhou, 2008, pp. 1-6, doi: 10.1109/CICED.2008.5211770.
- [5] J.S. Daniel, R.S. Salgado and M.R. Irving, "Transmission loss allocation through a modified Ybus," *IEE Proceedings - Generation, Transmission and Distribution*, 152(2): 208-214, Mar 2005 doi:10.1049/ip-gtd:20041192
- [6] M. Poveda, "A new method to calculate power distribution losses in an environment of high unregistered loads," *1999 IEEE Transmission and Distribution Conference (Cat. No. 99CH36333)*, New Orleans, LA, USA, 1999, pp. 609-614 vol.2, doi: 10.1109/TDC.1999.756121.
- [7] H. Saadat, "Power System Analysis". *Tata McGraw-Hill*, India, 2002, p.212.
- [8] J. F. Dopazo, O. A. Klitin, G. W. Stagg and M. Watson, "An optimization technique for real and reactive power allocation," in *Proceedings of the IEEE*, vol. 55, no. 11, pp. 1877-1885, Nov. 1967, doi: 10.1109/PROC.1967.6017.

Références bibliographique

- [9] Theubou Tameghe Tommy Andy. "Contribution à la mise en oeuvre et à la commande d'un microréseau de cogénération modulaire (injection de puissance et stabilisation de fréquence) ". *Thèse de doctorat, Université du Québec à Chicoutimi*. (2019).
- [10] D. P. Kothari and J. S. Dhillon, *Power System Optimization*. New Delhi: Prentice-Hall, 2006.
- [11] K.R. Devabalaji, A. Mohamed Imran, T. Yuvaraj, K.Ravi, "Power Loss Minimization in Radial Distribution System", *International Conference on Alternative Energy in Developing Countries and Emerging Economies*, 2015 doi:10.1016/j.egypro.2015.11.587
- [12] René Pélessier, "*Les réseaux d'énergie électriques, tome1, les aspects techniques du service*", DUNOD, Paris 1971
- [13] W.H. Kersting "*Distribution System Modeling and Analysis*". 4th Ed. CRC Press, 2017. .
- [14] D. Q. Hung, N. Mithulananthan and R. C. Bansal, "Analytical Expressions for DG Allocation in Primary Distribution Networks," in *IEEE Transactions on Energy Conversion*, vol. 25, no. 3, pp. 814-820, Sept. 2010, doi: 10.1109/TEC.2010.2044414.
- [15] N. C. Scott, D. J. Atkinson and J. E. Morrell, "Use of load control to regulate voltage on distribution networks with embedded generation," in *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 17, no. 2, pp. 510-515, May 2002, doi: 10.1109/TPWRS.2002.1007926.
- [16] Anwar and H. R. Pota, "Loss reduction of power distribution network using optimum size and location of distributed generation," *AUPEC 2011*, Brisbane, QLD, Australia, 2011, pp. 1-6.

Références bibliographique

- [17] L. F. Ochoa and G. P. Harrison, "Minimizing Energy Losses: Optimal Accommodation and Smart Operation of Renewable Distributed Generation," in *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 26, no. 1, pp. 198-205, Feb. 2011, doi: 10.1109/TPWRS.2010.2049036.
- [18] W. H. Kersting, "The computation of neutral and dirt currents and power losses," *IEEE PES Power Systems Conference and Exposition, 2004.*, New York, NY, USA, 2004, pp. 213-218 vol.1, doi: 10.1109/PSCE.2004.1397573.
- [19] E. Carpaneto, G. Chicco and J. S. Akilimali, "Loss Partitioning and Loss Allocation in Three-Phase Radial Distribution Systems With Distributed Generation," in *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 23, no. 3, pp. 1039-1049, Aug. 2008, doi: 10.1109/TPWRS.2008.922228.
- [20] W. H. Kersting and R. K. Green, "The application of Carson's equation to the steady-state analysis of distribution feeders," *2011 IEEE/PES Power Systems Conference and Exposition*, Phoenix, AZ, USA, 2011, pp. 1-6, doi: 10.1109/PSCE.2011.5772579.
- [21] M. Albano, R. Turri, S. Dessanti, A. Haddad, H. Griffiths and B. Howat, "Computation of the Electromagnetic Coupling of Parallel Untransposed Power Lines," *Proceedings of the 41st International Universities Power Engineering Conference*, Newcastle upon Tyne, UK, 2006, pp. 303-307, doi: 10.1109/UPEC.2006.367764.
- [22] R. C. Dugan, "A perspective on transformer modeling for distribution system analysis," *2003 IEEE Power Engineering Society General Meeting (IEEE Cat. No.03CH37491)*, Toronto, ON, Canada, 2003, pp. 114-119 Vol. 1, doi: 10.1109/PES.2003.1267146.
- [23] B. Stott and O. Alsac, "Fast Decoupled Load Flow," in *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, vol. PAS-93, no. 3, pp. 859-869, May 1974, doi: 10.1109/TPAS.1974.293985.

Références bibliographique

- [24] R. James Ranjith Kumar and A. Jain, "Load flow methods in distribution systems with dispersed generations: A brief review," *2015 1st Conference on Power, Dielectric and Energy Management at NERIST (ICPDEN)*, Itanagar, India, 2015, pp. 1-4, doi: 10.1109/ICPDEN.2015.7084498.
- [25] K. Balamurugan and D. Srinivasan, "Review of power flow studies on distribution network with distributed generation," *2011 IEEE Ninth International Conference on Power Electronics and Drive Systems*, Singapore, 2011, pp. 411-417, doi: 10.1109/PEDS.2011.6147281.
- [26] A. G. Bhutad, S. V. Kulkarni and S. A. Khaparde, "Three-phase load flow methods for radial distribution networks," *TENCON 2003. Conference on Convergent Technologies for Asia-Pacific Region*, Bangalore, India, 2003, pp. 781-785 Vol.2, doi: 10.1109/TENCON.2003.1273285.
- [27] H. Le Nguyen, "Newton-Raphson method in complex form [power system load flow analysis]," in *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 12, no. 3, pp. 1355-1359, Aug. 1997, doi: 10.1109/59.630481.
- [28] Xiao-Ping Zhang, "Fast three phase load flow methods," in *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 11, no. 3, pp. 1547-1554, Aug. 1996, doi: 10.1109/59.535696.
- [29] P. A. N. Garcia, J. L. R. Pereira, S. Carneiro, V. M. da Costa and N. Martins, "Three-phase power flow calculations using the current injection method," in *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 15, no. 2, pp. 508-514, May 2000, doi: 10.1109/59.867133.
- [30] D. Thukaram, H. M. W. Banda, and I. Jerome, "A Robust Three-phase Power Flow Algorithm for Radial Distribution Systems," *Electric Power Systems Research*, Vol. 50, no. 3, pp. 227-236, June 1999. Doi: 10.1016/S0378-7796(98)00150-3

Références bibliographique

- [31] U. Eminoglu and M. H. Hocaoglu, "A voltage stability index for radial distribution networks," *2007 42nd International Universities Power Engineering Conference*, Brighton, UK, 2007, pp. 408-413, doi: 10.1109/UPEC.2007.4468982.
- [32] M.H. Haque, "A general load flow method for distribution systems", *Electric Power Systems Research* Vol.54, Iss. 1, pp. 47-54, 2000. doi : 10.1016/S0378-7796(99)00065-6
- [33] T.-H. Chen N.-C. Yang, "Three-phase power-flow by direct Z_{BR} method for unbalanced radial distribution systems", *IET Gener. Transm. Distrib.*, 2009, Vol. 3, Iss.10, pp. 903–910 903 doi: 10.1049/iet-gtd.2008.0616.
- [34] A. Hamouda, K. Zehar, “Efficient Load Flow Method for Radial Distribution Feeders”, *Journal of Applied Sciences*, Vol. 6, No. 13, pp. 2741-2748, 2006. DOI: 10.3923/jas.2006.2741.2748
- [35] Hamouda, A. and Zehar, K., "Improved algorithm for radial distribution networks load flow solution", *International Journal of Electrical Power and Energy Systems*, 33(2011), No. 3, pp. 508-514. doi : 10.1016/j.ijepes.2010.11.004
- [36] Jen-Hao Teng, "A direct approach for distribution system load flow solutions," in *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 18, no. 3, pp. 882-887, July 2003, doi: 10.1109/TPWRD.2003.813818.
- [37] M. Abdel-Akher, K. M. Nor and A. H. A. Rashid, "Improved three-phase power-flow methods using sequence components," in *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 20, no. 3, pp. 1389-1397, Aug. 2005, doi: 10.1109/TPWRS.2005.851933.
- [38] Rudy Gianto, Three-Phase Distribution System Load Flow Analysis Using Sequence Components, *EJECE, European Journal of Electrical Engineering and Computer Science* Vol. 4, No. 4, August 2020 doi: 10.24018/ejece.2020.4.4.232

Références bibliographique

- [39] Peng Xiao, D. C. Yu and Wei Yan, "A unified three-phase transformer model for distribution load flow calculations," in *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 21, no. 1, pp. 153-159, Feb. 2006, doi: 10.1109/TPWRS.2005.857847.
- [40] W. H. Kersting, "The simulation of loop flow in radial distribution analysis programs," *2014 IEEE Rural Electric Power Conference (REPC)*, Fort Worth, TX, USA, 2014, pp. B3-1-B3-6, doi: 10.1109/REPCon.2014.6842202.
- [41] Alsaadi, A., and B. Gholami. "An effective approach for distribution system power flow solution." *International Journal of Electrical and Computer Engineering* 3.1 (2009): 1-5.
- [42] J.B.V. Subrahmanyam, C. Radhakrishna and K. Pandukumar, "A Simple and Direct Approach for Unbalanced Radial Distribution System three phase Load Flow Solution", *Research Journal of Applied Sciences, Engineering and Technology* 2(5): 452-459, 2010
- [43] T. Thakur and J. Dhiman, "A New Approach to Load Flow Solutions for Radial Distribution System," *2006 IEEE/PES Transmission & Distribution Conference and Exposition: Latin America*, Caracas, Venezuela, 2006, pp. 1-6, doi: 10.1109/TDCLA.2006.311634.
- [44] S. M. Mohd Shokri, M. M. Othman, M. A. Abdul Razak, I. Musirin, Z. Zakaria and M. N. Kari, "A direct approach used for solving the distribution system and harmonic load flow solutions," *2013 IEEE 7th International Power Engineering and Optimization Conference (PEOCO)*, Langkawi, Malaysia, 2013, pp. 708-713, doi: 10.1109/PEOCO.2013.6564638.
- [45] Teng, J. H. "Modelling distributed generations in three-phase distribution load flow". *IET generation, transmission & distribution*, 2(3), 330-340. doi: 10.1049/iet-gtd:20070165.
- [46] M. T. Hagh, T. Ahamadzadeh, K. M. Muttaqi and D. Sutanto, "Load flow analysis of radial and weakly meshed distribution systems including distributed

Références bibliographique

- generations," *2014 Australasian Universities Power Engineering Conference (AUPEC)*, Perth, WA, Australia, 2014, pp. 1-6, doi: 10.1109/AUPEC.2014.6966606.
- [47] A. Jiménez and N. García, "Voltage unbalance analysis of distribution systems using a three-phase power flow and a Genetic Algorithm for PEV fleets scheduling," *2012 IEEE Power and Energy Society General Meeting*, San Diego, CA, USA, 2012, pp. 1-8, doi: 10.1109/PESGM.2012.6345384.
- [48] M. Kadri, A. Hamouda, S. Sayah, "Efficient method for transformer models implementation in distribution load flow matrix", *Electrical Engineering & Electromechanics*, 2023, no. 3, doi: 10.20998/2074-272X.2023.3.11
- [49] Radial Distribution Test Feeders. <http://ewh.ieee.org/soc/pes/dsacom/testfeeders.html>
- [50] R. Satish, P. Kantarao, K. Vaisakh, "Power Flow Analysis of Three Phase Unbalanced Radial Distribution Networks with Multiple DGs", *IJSDR - International Journal of Scientific Development and Research*, Vol.4, Issue 7, page no.34 - 42, July-2019, <https://ijsdr.org/papers/IJSDR1907008.pdf>
- [51] S. Khushalani, J. M. Solanki and N. N. Schulz, "Development of Three-Phase Unbalanced Power Flow Using PV and PQ Models for Distributed Generation and Study of the Impact of DG Models," in *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 22, no. 3, pp. 1019-1025, Aug. 2007, doi: 10.1109/TPWRS.2007.901476.
- [52] Dugan, "Induction Machine Modeling for Distribution System Analysis - Test Case Description," *2005/2006 IEEE/PES Transmission and Distribution Conference and Exhibition*, Dallas, TX, USA, 2006, pp. 578-582, doi: 10.1109/TDC.2006.1668560.
- [53] Kersting and Carr, "Induction Machine Phase Frame Model," *2005/2006 IEEE/PES Transmission and Distribution Conference and Exhibition*, Dallas, TX, USA, 2006, pp. 568-574, doi: 10.1109/TDC.2006.1668558.

Références bibliographique

- [54] Muthukumar et al, "Dimensionnement optimal des condensateurs shunts et leur placement dans un réseau de distribution radial déséquilibré pour la réduction de la perte de puissance à l'aide de programmation évolutive", *Journal of applied science* 14(14) : 1600-1605, 2014, doi :10.3923/jas.2014.1600-1605.
- [55] Abdellatif Hamouda, Nadia Lakehal , Khaled Zehar, "Heuristic method for reactive energy management in distribution feeders", *Energy Conversion and Management* 51 (2010) 518–523, doi:10.1016/j.enconman.2009.10.016
- [56] A Hamouda, K Zehar. "Improvement of the power transmission of distribution feeders by fixed capacitor banks". *ActaPolytechnicaHungarica* 4 (2), 47-62, 2007
- [57] .A.Y. Abdelaziz, E.S. Ali, S.M. AbdElazim , "Optimal sizing and locations of capacitors in radial distribution systems via flower pollination optimization algorithm and power loss index", *Engineering Science and Technology, an International Journal* 19 (2016) 610–618, doi: 10.1016/j.jestch.2015.09.002
- [58] Kyu-Ho Kim and Seok-Ku You, "Voltage profile improvement by capacitor placement and control in unbalanced distribution systems using GA," *1999 IEEE Power Engineering Society Summer Meeting. Conference Proceedings (Cat. No.99CH36364)*, Edmonton, AB, Canada, 1999, pp. 800-805 vol.2, doi: 10.1109/PESS.1999.787419.
- [59] A. R. Salehinia, M. R. Haghifam, M. Shahabi and F. Mahdloo, "Energy loss reduction in distribution systems using GA-based optimal allocation of fixed and switched capacitors," *2010 IEEE International Energy Conference*, Manama, Bahrain, 2010, pp. 835-840, doi: 10.1109/ENERGYCON.2010.5771798.
- [60] A. A. Eajal and M. E. El-Hawary, "Optimal capacitor placement and sizing in distorted radial distribution systems part II: Problem formulation and solution method," *Proceedings of 14th International Conference on Harmonics and Quality of Power - ICHQP 2010*, Bergamo, Italy, 2010, pp. 1-6, doi: 10.1109/ICHQP.2010.5625477.

Références bibliographique

- [61] P.V.V. Rama Rao, S. Sivanaga Raju, "Voltage regulator placement in radial distribution system using plant growth simulation algorithm", *International Journal of Engineering, Science and Technology*, Vol. 2, No. 6, 2010, pp. 207-217. DOI:10.4314/IJEST.V2I6.63712
- [62] M. Shafieea, M. Amirahmadi, M. Farzinfarc, A. Lapthorna, "Voltage Stability Improvement in Optimal Placement of Voltage Regulators and Capacitor Banks Based on FSM and MMOPSO Approach", *International Journal of Engineering* Vol. 34, No. 04, (April 2021) pp. 881-890. DOI: 10.5829/ije.2021.34.04a.14
- [63] Subrahmanyam, J. B. V., & Radhakrishna, C. (2010). A simple method for optimal capacitor placement in unbalanced radial distribution system. *Electric Power Components and Systems*, 38(11), 1269-1284.
- [64] Abdel-Raheem Youssef, Salah Kamel, Mohamed Ebeed & Juan Yu, "Optimal Capacitor Allocation in Radial Distribution Networks Using a Combined Optimization Approach", *Electric Power Components and Systems*, 2018 doi: 10.1080/15325008.2018.1531956
- [65] A Hamouda, S Sayah "Optimal Capacitors Sizing in Distribution Feeders Using Heuristic Search based Node Stability Indices", *Int. J. Electr. Power Energy Syst.* 46 pp. 56-64. (2013). <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2012.10.016>
- [66] A. A. El-Fergany and A. Y. Abdelaziz, "Artificial bee colony algorithm to allocate fixed and switched static shunt capacitors in radial distribution networks", *Electric. Power Compon. Syst.*, vol. 42, no. 5, pp. 427–438, 2014
- [67] Aouadj, W. (2021). *Optimisation Multi-objectif : Études De Cas* [Thèse de Doctorat, Université Mustapha Ben Boulaid - Batna 2].

Références bibliographique

- [68] Eckart Zitzler, "Evolutionary Algorithms for Multiobjective Optimization: Methods and Applications", *Swiss Federal Institute of Technology Zurich, Doctorate of Technical Sciences*, November 11, 1999.
- [69] Yann Collette, Patrick Siarry, "Optimisation Multiobjectif", *Éditions Eyrolles*, 2002
- [70] Qi Liu, Xiaofeng Li, Haitao Liu, ZhaoxiaGuo, "Multi-objective metaheuristics for discrete optimization problems: A review of the state-of-the-art", *Applied Soft Computing Journal* 93 (2020) 106382, doi: 10.1016/j.asoc.2020.106382
- [71] Rao, R.V., Savsani, V.J., Vakharia, D.P., "Teaching–learning based optimization: a novel method for constrained mechanical design optimization problems", *Comput.-Aided Des.* 43, 303–315. 2011
- [72] Prem Singh* and Himanshu Chaudhary, "A Modified Jaya Algorithm for Mixed-Variable Optimization Problems", *J. Intell. Syst.* 2020; 29(1): 1007–1027, doi: 10.1515/jisys-2018-0273
- [73] Aseem K. Mishraa and Divya Shrivastava, "A discrete Jaya algorithm for permutation flow-shop scheduling problem", *International Journal of Industrial Engineering Computations* 11 (2020) 415–428, doi: 10.5267/j.ijiec.2019.12.001
- [74] Rylan H. Caldeira, A. Gnanavelbabu, "A Pareto based discrete Jaya algorithm for multi-objective flexible job shop scheduling problem", *Expert Systems With Applications* 170 (2021) 114567, doi: 10.1016/j.eswa.2021.114567
- [75] Rahaini Mohd Said, Roselina Sallehuddin, Nor Haizan Mohd Radzi, Wan Fahmn Faiz Wan Ali, "Enhanced Jaya Algorithm for Multi-objective Optimization Problems", *(IJACSA) International Journal of Advanced Computer Science and Applications*, Vol 13, No. 10, 2022
- [76] GridLAB-D. Available at: <https://sourceforge.net/projects/gridlab-d/> (Accessed 22.05.2022).

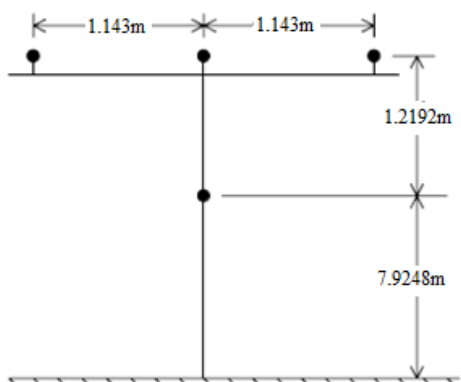
Références bibliographique

- [77] *IEEE PES Test Feeder*. Available at: <https://cmte.ieee.org/pes-testfeeders/> (Accessed 22.05.2022).

Annexes

ANNEXES

ANNEXE A.1 : Indices d'arrangement et d'espacement de la ligne du réseau de test de la Figure 4.4 [52,53]

Réseaux de test de la Figure 4.4 (chapitre 4)				
Indices d'arrangement et d'espacement des lignes				
ID-A	phases	Conducteurs des phases	Conducteur du neutre	ID- E
		ACSR	ACSR	
612	ABCN	336400CM, 26/07	#4/0, 6\1	501
 ID-E 501				
Type de conducteur	GMR		Résistance	Diamètre
336400 CM 26/7	0,743712 cm		0.1901 Ω/km	1.8313 cm
#4/0 6/1 ACSR	0,2481072 cm		0.3679 Ω/km	1.43 cm

ANNEXES

Tableau A.2 : Indices d'arrangement et d'espacement des lignes du réseau IEEE 13-JDB [77]

Réseau IEEE 13- JDB				
Indices d'arrangement et d'espacement des lignes				
ID-A	phases	Conducteurs des phases	Conducteur du neutre	ID- E
		ACSR	ACSR	
601	B A C N	556,500 26/7	4/0 6/1	500
602	C A B N	4/0 6/1	4/0 6/1	500
603	C B N	1/0	1/0	505
604	A C N	1/0	1/0	505
605	C N	1/0	1/0	510
Indices d'arrangement et d'espacement des câbles				
606	A B C N	250,000 AA, CN	None	515
607	A N	1/0 AA, TS	1/0 Cu	520
Lignes aériennes			Câbles souterraines	
Type de conducteur	GMR[ft]		Résistance[Ohm/mile]	Diamètre[inch]
556,500 26/7	0.0313		0.1859	0.927
4/0 6/1 ACSR	0.00814		0.592	0.563
1/0	0.00446		1.12	0.398
250,000 AA, CN	0.0171		0.41	0.567
1/0 AA, TS	0.0111		0.97	0.368
1/0 Cu	0.01113		0.607	0.368

ANNEXES

ANNEXE B : Types d'algorithmes multi objectif [70]

Type d'algorithme	Description	Exemples
Algorithmes évolutionnaires	Ces algorithmes font partie des premiers algorithmes inspirés de la biologie.	L'algorithme génétique élitiste (NSGA-II : Non-dominated Sorting Genetic Algorithm), garantit l'élitisme en utilisant la population principale, sans archive externe. Le mécanisme du tri NDS et le mécanisme de la distance d'encombrement sont utilisés pour garantir l'intensification et la diversification. Et plusieurs autres algorithmes tels que la programmation évolutionnaire (MOEP : Multi-Objective Evolutionary Programming), la programmation génétique (MOGP : Multi-Objective Genetic Programming) et l'évolution différentielle (MODE : Multi-Objective Differential Evolution).
basés sur les essaims :	La deuxième catégorie comprend les algorithmes inspirés des essaims naturels.	L'optimisation multi-objectif par essaim de particules (MOPSO : Multi-Objective ParticleSwarm Optimization) mettant à jour la position d'un ensemble de particules représentées par des vecteurs dans l'espace de décision. L'optimisation par colonie de fourmis (MOACO : MO AntColony Optimization) inspirée par le comportement de fourragement observé chez les fourmis. L'optimisation par système immunitaire artificiel (MOAIS : MO Artificial Immune System) émulant la réaction protectrice du système immunitaire humain contre les intrus. L'optimisation par fourragement bactérien (MBFO : Multi-objective Bacterial foraging Optimization) inspirée par le comportement de fourragement chez les bactéries. L'optimisation basée sur la colonie d'abeilles artificielle (MOABC : MO Artificial Bee Colony) inspirée par le comportement de recherche d'une source de nourriture chez les abeilles. L'optimisation basée sur la biogéographie (MO-BBO : MO Biogeography Based Optimization) inspirée par le processus de migration d'une île ou d'un habitat vers un autre et l'apparition et l'extinction des espèces. L'algorithme multi-objectif des libellules (MODA : Multi-Objective DragonflyAlgorithm) inspiré par l'interaction sociale des libellules lors la navigation et la recherche de nourriture. La recherche par coucous (MOCS : MO cuckoo search) émulant la reproduction agressive de certaines espèces de coucous qui pondent leurs œufs dans les nids des autres espèces. L'optimisation par loup gris (MO-GWO : MO gray Wolf Optimization) inspirée de la hiérarchie dominante et stricte observée chez les loups gris]. L'algorithme de l'essaim de salpes (MSSA: Multi-objective SalpSwarmAlgorithm) inspiré par le comportement de recherche de nourriture des salpes dans l'océan .
basés sur la physique:	La troisième catégorie regroupe les algorithmes basés sur la physique,	L'algorithme de la recherche gravitationnelle (MOGSA : MO Gravitational Search Algorithm)émulant les forces gravitationnelles entre les particules. L'algorithme de la recherche basée sur système chargé (MOCSS : MO Charged System Search) où les individus sont considérés comme des particules chargées qui peuvent appliquer des forces électriques les uns sur les autres ce qui résulte des mouvements de particules électriques avec une certaine vitesse et accélération. L'optimisation basée trou noir (MOBH : MO Black Hole) dont le principe est de guider les individus vers les meilleurs individus de l'itération actuelle, appelé trous noirs. Par la suite, les individus dans les champs des trous noirs seront remplacés par de nouveaux individus. L'algorithme de recherche basé sur la galaxie (GbSA : Galaxy based Search Algoorithm) imite le mouvement en spirale des galaxies pour fouiller son environnement en échappant les optimums locaux par le chaos (l'aléatoire).
inspirés de la société humaine :	Une catégorie relativement nouvelle	L'algorithme d'optimisation par remue-méninge basé sur la décomposition (MOBSO/D : Decomposition-based Multi-Objective Brain Storm Optimization) simule le

ANNEXES

	comprend les algorithmes basés sur la société humaine.	brainstorming qui est un comportement collectif observé chez les êtres humains. C'est un algorithme simple basé sur le principe de répartition de solutions en plusieurs clusters. Les nouvelles solutions sont générées en appliquant des opérateurs génétiques sur un ou plusieurs individus. L'algorithme de la recherche d'harmonie (MOHS : MO Harmony Search) imitant l'improvisation des musiciens. L'algorithme utilise une recherche stochastique, une mémoire d'harmonie et un taux d'ajustement de la tonalité pour trouver l'état parfait de l'harmonie et trouver par la suite les solutions optimales. L'optimisation basée sur l'enseignement-apprentissage (MOTLBO : Multi-objective Teaching-Learning Based Optimization) inspirée du processus d'apprentissage traditionnel.
basés sur les plantes :	catégorie des algorithmes basés sur les plantes	L'algorithme de pollinisation des fleurs (MOFPA : Multi-Objective Flower Pollination Algorithm). L'algorithme d'optimisation basé sur la physiologie des arbres (TPO : Tree Physiology Optimization) inspiré du système de développement des plantes. L'algorithme est basé essentiellement sur le rapport racine-pousse qui définit la régulation de développement et l'équilibre de fonctionnel entre les deux parties supérieure et inférieure. Algorithme basée sur les herbes envahissantes (MOIWO : MO Invasive Weed Optimization) inspirée de l'écologie et la biologie des mauvaises herbes.

ملخص: إن هذا العمل له علاقة بتحليل شبكات التوزيع الكهربائي المتعلقة بفوائد النقل. وعكس شبكات النقل فإن شبكات التوزيع تتميز بعدم الاتزان فيما يخص خطوط النقل و الأحمال. فهذه المكونات لا تكون دائما متزنة الأطوار وقد تكون ثنائية أو أحادية الطور. ورغم الجهود المبذولة لتحويل المعادلات المطبقة في مجال النقل إلى شبكات التوزيع إلا أن هذه الأخيرة لا تقبل إلا معادلاتها الخاصة بها. من أجل ذلك طورنا طريقة سهلة وبسيطة لحساب تدفق الطاقة التي ربطناها ببرنامج لحساب فوائد النقل بطريقة أمثل واستعملنا خوارزميات (جايا). اخترنا لتطبيق برنامج الشبكات المقترحة هذا على مجموعة IEEE (4 , 13 , 37) موصل مع بعض التعديلات بحيث أضفنا نوعين من مولدات الطاقة المتجددة, واحدة هوائية على نمط موصل PQ(V) والأخرى شمسية على نمط موصل PV.

كلمات مفتاحية: شبكات التوزيع الكهربائي, فوائد الطاقة, تدفق الطاقة, مولدات الطاقة المتجددة, طرق المثلى متعددة الأهداف, خوارزميات (جايا).

Abstract: This work forms part of the analysis of electricity distribution networks with regard to reducing active losses. Unlike transmission networks, distribution networks are unbalanced networks in terms of both lines and loads. These components are not always balanced three-phase; sometimes they are unbalanced, two-phase and single-phase. Although attempts have been made to adapt formulas applicable to the transmission network, such as traditional power flow methods, to distribution networks, the latter require their own calculation methods. For this reason, an efficient and robust power flow calculation code has been developed. This has been incorporated into a multi-objective optimization procedure to reduce active losses based on the cost of reactive energy compensation with voltage regulation, using a meta-heuristic method based on the Jaya algorithm. The optimization procedure and the detailed power flow program were validated on IEEE benchmark networks (4, 13 and 37 bus bars). In addition, two types of distributed sources were used: a wind turbine modeled by a PQ(V) bus bar set and a photovoltaic system modeled by a PV bus bar set.

Key-words: Electrical distribution networks, load flow, power losses, DGs, multi-objective optimization, Jaya algorithm.

Résumé : Ce travail constitue une partie de l'analyse des réseaux électriques de distribution concernant la réduction des pertes actives. Au contraire par rapport au réseau de transport, les réseaux de distribution sont des réseaux déséquilibrés que se soit du point de vue lignes où charges. Ces composantes ne sont pas toujours triphasées équilibrées, parfois ils sont déséquilibrées, biphasées et monophasées. Malgré qu'on a essayé d'adapter les formules applicables au réseau de transport, comme les méthodes traditionnelles de l'écoulement de puissances, aux réseaux de distribution mais ce dernier exige leurs propres méthodes de calcul. Pour cette raison, on a élaboré un programme de calcul de l'écoulement de puissance efficace et robuste, qui a été incorporé dans une procédure d'optimisation multi objective pour réduire les pertes actives en fonction du coût de la compensation de l'énergie réactive avec réglage de la tension, en utilisant une méthode méta heuristique basée sur l'algorithme Jaya. La procédure d'optimisation ainsi que le programme élaboré de l'écoulement de puissance ont été validés sur des réseaux benchmarks du groupe IEEE (4, 13 et 37 jeux de barres). En plus, on a utilisé deux types de sources distribuées, une éolienne modélisée par un jeu de barres PQ(V) et une photovoltaïque par un jeu de barres PV.

Mots clés : Réseaux électriques de distribution, écoulement de puissances, pertes de puissances, sources distribuées, optimisation multi-objectif, algorithmes Jaya.