

République Algérienne Démocratique et Populaire
Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique



Université Dr. Tahar Moulay de Saïda
Faculté de la Technologie
Département d'Electrotechnique



Mémoire de Fin d'Etudes

En vue de l'obtention du diplôme de

Master (LMD)

Spécialité : RESEAU ELECTRIQUE

Filière : ELECTROTECHNIQUE

Intitulé :

Reconfiguration du réseau de distribution en présence des DGs

Présenté par :

**AMARA Mohamed
TAHRAOUI Feth allah**

Devant le jury composé de :

**Dr ARZEG KADOUR
Dr YAHIAOUI MERZOUG
Dr BEKRI LOUBABA O. F**

**Président
Encadreur
Examineur**

Soutenu le/.../2020
Promotion 2019-2020

Remerciements

On tiens à exprimer toute nous gratitude à Mr YAHIAOUI MERZOUG qu'il a assuré la direction scientifique de ce travail .Au cours de cette année, on est pu apprécier, d'un encadrement scientifique de qualité.On le remercie pour ses conseil pertinents et éclairés, son aide était pour nous d'une importance capitale dans la réalisation de ce travail. Qu'il trouve ici l'expression de nous profonde reconnaissance.

Nous remerciements vont également à tous mes enseignants qui nous a fait l'honneur de participer au jury pour pouvoir évaluer ce mémoire

On voudra remercier tout particulièrement nous mère et nous père pour tout ce qu'ils ont fait pour nous.ils ont fait beaucoup de sacrifices pour nous afin de nous offrir toutes les conditions nécessaires pour que nous puissions devenir ce qu'on est.

Résumé :

Les réseaux de distribution représentent le maillon du système de puissance où le développement de la production décentralisée (DG) est le plus attendu.

On s'intéresse en première lieu la reconfiguration du réseau de distribution au moyen des interrupteurs (tie switches). en deuxième lieu à l'emplacement du production décentralisée dans le réseau.

Mots-clés : Réseau de distribution – Génération d'énergie dispersée – econfiguration du réseau de distribution

Abstrat :

Distribution networks are the link in the power system where the development of decentralized production (DG) is the most anticipated.

The first is the reconfiguration of the distribution network using switches. second to the location of decentralized production in the network.

Key-wods: Distribution network – Dispersed generation – Reconfiguration of distribution network

Liste des tableaux et figures

Liste des tableaux et figures

Tableau 3.1 - Résultats de l'écoulement de puissances de la configuration initiale du réseau	30
Tableau 3.2 - Résultats de l'écoulement de puissances après reconfiguration du réseau	32
Tableau 3.3 - pertes actives et réactives dans les branches avant et après reconfiguration	34
Figure 1.1 - Composants Principales d'un système électrique	3
Figure 1.2 - Structure radiale	4
Figure 1.3 - Structure maillée	5
Figure 1.4 - Structure générale d'un réseau privé de distribution	7
Figure 1.5 - Schéma unifilaire d'une branche	15
Figure 2.1 - Equivalent d'une branche électrique	23
Figure 2.2 - Principe de la stratégie constructive	25
Figure 2.3 - Principe de la stratégie destructive	26
Figure 2.4 - Principe de la stratégie de type « permutation de branches »	26
Figure 3.1 - Réseau IEEE33noeud	29
Figure 3.2 - Structure de la reconfiguration du réseau IEEE (33 nœuds)	31
Figure 3.3 - profil des tensions nodale avant et après configuration du réseau IEEE (33 nœuds)	33
Figure 3.4 - Pertes actives dans les branches avant et après	35
Figure 3.5 - Pertes réactives dans les branches avant et après	36
Figure 4.1 - fonctionnement d'un smart grids	37
Figure 4.2 - Transit de puissance en présence de production décentralisée	40
Figure 4.3.a - Ligne radiale avec une charge	40
Figure 4.3.b - Diagramme de phase	40
Figure 4.4 - Ligne radiale avec insertion d'une DG	41
Figure 4.5 - Insertion d'une DG dans le réseau IEEE33-bus	43
Figure 4.6 - Organigramme d'optimisation de la taille du DG par FA	45
Figure 4.7 - Caractéristique de convergence en présence d'une DG dans le réseau de distribution IEEE33	46
Figure 4.8 - Niveau de tension à chaque jeu de barres du réseau de distribution IEEE33-bus avant et après l'installation de DG	47

Liste des tableaux et figures

<i>Figure 4.9 - Pertes de puissance active au niveau de chaque branche avec et sans DG</i>	<i>49</i>
<i>Figure 4.10 - Pertes de puissance réactive au niveau de chaque branche avec et sans DG</i>	<i>49</i>
<i>Figure 4.11 - Pertes totales de puissances active et réactive du réseau de distribution IEEE33-bus sans DG, avec une DG.....</i>	<i>50</i>

Sommaire

Introduction.....	1
1 Généralités sur les réseaux électriques de distribution.....	3
1.2 Fonction des réseaux de distribution.....	3
1.3 Différentes structures des réseaux.....	4
1.3.1 Structure radiale.....	4
1.4 Architecture des réseaux de distribution.....	5
1.4.1 Structure générale d'un réseau privé de distribution.....	6
1.4.1.1 .Postes sources de la MT.....	8
1.4.1.2 Postes HT/MT.....	8
1.4.1.3 Postes THT/MT.....	8
1.5 Réseaux MT.....	8
1.5.1 Réseaux MT aérien.....	8
1.5.2 Réseaux MT souterrains.....	8
1.5.3 Postes MT/ BT.....	9
1.5.3.1 Types de postes MT/BT.....	9
1.5.4 Réseaux BT.....	9
1.5.5 Dispositifs de protection.....	10
1.6 Gestion des réseaux de distribution	11
1.6.1 Exploitation.....	11
1.6.2 Planification.....	13
1.7 Modélisation des branches et des charges	15
1.7.1Modélisation des branches.....	15
1.7.2 Modélisation des charges	15
2.1 Notions de Reconfiguration.....	17
2.2 Le système de distribution.....	18
2.3 La reconfiguration du réseau de distribution.....	19
2.3.1Modèle mathématique du processus de reconfiguration.....	20
2.3.2 Formulation du problème.....	21
2.3.3Écoulement de puissance dans les réseaux électriques de distribution	22
2.3.3.1La formulation mathématique de la méthode proposée	22
2.3.3.2 Méthodes et stratégies de reconfiguration	24
2.3.4 Avantage de reconfiguration	27
3.1 Simulation et Analyse des Résultats.....	28
3.2 Présentation du réseau IEEE 33 nœuds.....	28
3.3 Interprétation des résultats.....	36
4 Production électrique décentralisée.....	37
4.1 Introduction.....	37
4.2 Les technologies de la production décentralisée.....	37

Sommaire

4.3	Production électrique décentralisée	38
4.4	Intégration de la production décentralisée dans le réseau de distribution	39
4.4.1.	Modification du transit de puissance	39
4.4.2	Calcul du profil de tension	42
4.5	Insertion d'une production décentralisée dans le système	43
4.5.1	Applications numériques	44
4.6	Résultats et discussions	46
	Conclusion	51

Introduction

Les réseaux de distribution occupent une place importante dans l'ensemble des réseaux électriques, par le volume des installations et par le rôle joué. La tâche principale de ces réseaux consiste à satisfaire la demande d'électricité des consommateurs, dans les conditions de respecter les paramètres de qualité de la fourniture. Un des paramètres de qualité est la continuité de la fourniture d'électricité [1].

L'exploitation des réseaux électriques de distribution dans le passé consistait, en principal, à garder l'état de fonctionnement et à maintenir les paramètres techniques entre les limites imposées pour satisfaire la demande d'électricité des consommateurs. Dans la perspective de l'ouverture du marché de l'électricité, ces objectifs ne sont plus suffisants, car les distributeurs se retrouveront dans une situation de concurrence dans laquelle les aspects économiques joueront un rôle décisif. L'électricité devient une marchandise, dont le prix est établi selon les règles de l'offre et de la demande. Chaque distributeur a comme objectif primordial la réalisation d'un bilan financier positif, donc l'obtention du profit. Pour atteindre ce but, les dépenses représentées par les coûts de production doivent être inférieures aux revenus réalisés par la vente d'électricité.

Un domaine important dans lequel l'automatisation de la distribution est appliquée, c'est le domaine de la reconfiguration du réseau. La reconfiguration du réseau se réfère à la fermeture et l'ouverture des interrupteurs dans un système de distribution d'énergie afin de modifier la topologie du réseau, et donc le flux de puissance de la sous-station à la clientèle. Le problème, que l'on se propose de résoudre, consiste à déterminer, pour un réseau de distribution donné (urbain, rural ou mixte), des schémas d'exploitation arborescents optimaux selon des critères et des contraintes dépendant de son régime de fonctionnement courant [2].

Il y a deux raisons principales pour reconfigurer un réseau de distribution pendant le fonctionnement normal. En fonction des conditions de charge actuelles, la reconfiguration peut s'avérer nécessaire afin d'éliminer les surcharges sur les composants du système spécifiques, tels que des transformateurs ou des tronçons de ligne. Comme les conditions de chargement sur le système changent, il peut également devenir rentable pour reconfigurer afin de réduire les pertes de puissance actives du réseau qui est le point traité dans ce mémoire.

Une méthode est nécessaire pour trouver rapidement la configuration du réseau qui minimise les pertes de puissance actives totales du réseau tout en satisfaisant les contraintes du système posées. Plusieurs approches ont été appliquées à la solution de ce problème avec des degrés variables de succès. Des méthodes heuristiques ont été utilisées avec succès pour trouver des

Introduction

solutions sous-optimales rapidement. L'algorithme génétique qui est la méthode heuristique utilisée dans ce mémoire, a été utilisé pour trouver des solutions optimales.

Les sociétés de services publics d'électricité ont actuellement besoin d'un algorithme qui peut être appliqué à leurs systèmes de distribution triphasés déséquilibrés.

Le travail est structuré dans trois parties théoriques et une étude de cas. Dans la première partie la problématique de la modélisation des réseaux électriques de distribution est abordée avec une généralité sur les réseaux de distribution et leur gestion (exploitation et planification). Un schéma simplifié est utilisé pour la modélisation des lignes. Le modèle complexe pour les consommateurs d'électricité est développé.

La deuxième partie est dédiée aux notions de reconfiguration où nous allons voir les trois régimes de fonctionnement d'un réseau de distribution tel que le régime normal, critique et défaillant. Puis nous traiterons la reconfiguration au niveau des réseaux de distribution qui va être suivie d'une modélisation mathématique du processus. Ensuite la formulation du problème dont nous allons poser le problème traité et proposer certains outils pour le résoudre (écoulement de puissance, calcul des pertes...). Nous terminerons le chapitre par les différentes méthodes et stratégies de reconfiguration.

Le troisième chapitre est consacré à la simulation et interprétations des résultats pour un réseau de distribution IEEE 33 nœuds

La dernière partie est consacrée à la Production électrique décentralisée et à la simulation et interprétations des résultats pour un réseau de distribution IEEE 33 nœuds en présence d'un générateur décentralisé. Enfin nous terminons notre travail par une conclusion.

Chapitre 1

1 Généralités sur les réseaux électriques de distribution

Un système électrique est composé de trois segments de base : la production, le réseau et les consommateurs. Au niveau du réseau on parle généralement d'un réseau de transport et d'un réseau de distribution car ils diffèrent dans leur topologie, niveaux de tension, dimension, exploitation, etc. Ils diffèrent également dans leurs objectifs et donc par les acteurs qui vont intervenir dans l'un ou l'autre [1].

Les réseaux de distribution occupent une place importante dans l'ensemble de réseaux électriques, par le volume des installations et par le rôle joué. La tâche principale de ces réseaux consiste à satisfaire la demande d'électricité des consommateurs, dans les conditions de respecter les paramètres de qualité de la fourniture. Un des paramètres de qualité est la continuité de fourniture de l'électricité.

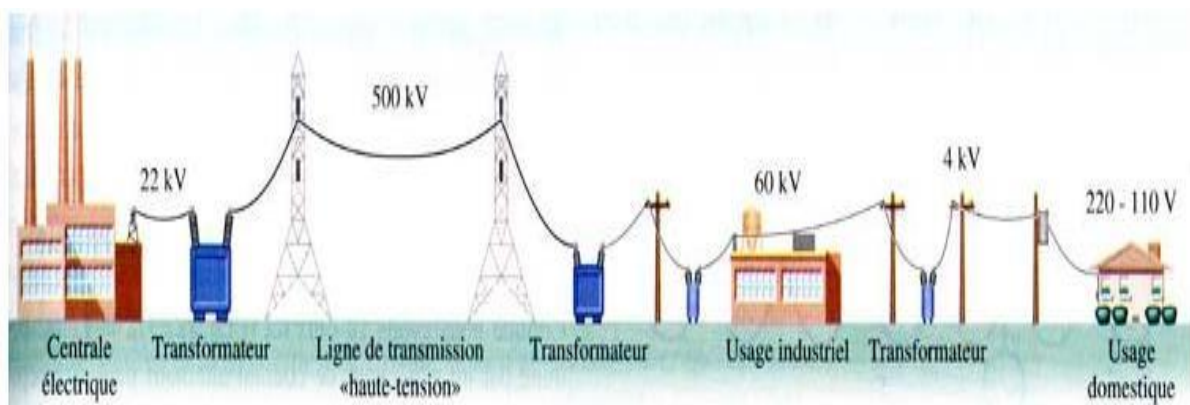


Figure 1.1 Composants Principales d'un système électrique

1.2 Fonction des réseaux de distribution

La fonction des réseaux de distribution est de fournir aux réseaux d'utilisation la puissance dont ils ont besoin (les réseaux de distribution étant limités aux installations domestiques).

Nous définissons également les réseaux de distribution comme utilisant deux niveaux de tension : un réseau basse tension (BT) et un réseau moyenne tension (MT).

À l'approche des usagers, les puissances à distribuer sont faibles d'où de la BT, mais pour alimenter un nombre d'usagers important, il est nécessaire de point de vue technique, d'installer un poste équipé d'un transformateur MT/BT et de plusieurs départs BT, alimenté par une ligne MT et ainsi l'ensemble de ces lignes MT forment le réseau de distribution MT [3].

1.3 Différentes structures des réseaux

On distingue essentiellement plusieurs natures de structures, les plus connues sont :

1.3.1 Structure radiale

Les réseaux à structure radiale sont à partir d'un poste de répartition HT/MT, constitués de plusieurs artères, dont chacune va en se ramifiant, mais sans jamais retrouver de point commun. C'est une structure dite arborescente.

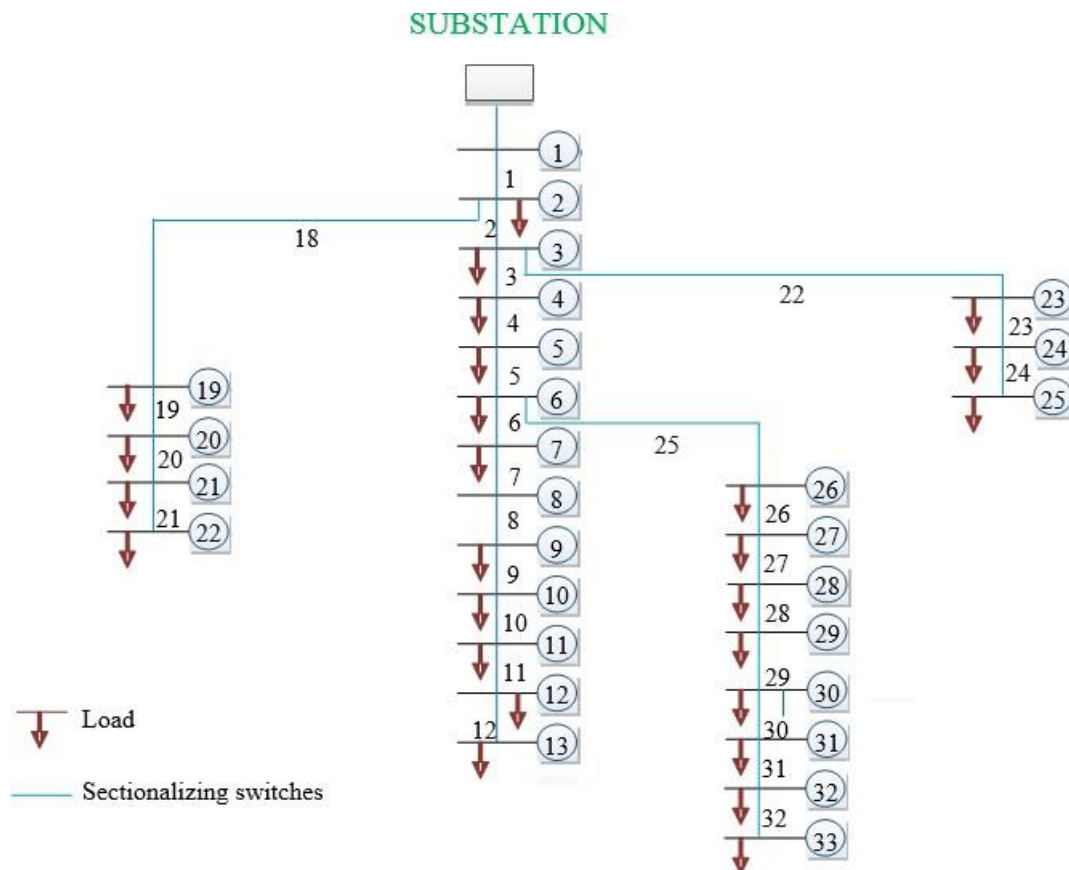


Figure 1.2 Structure radiale

La structure radiale peut être :

- Une structure radiale simple

Cette structure est simple et économique, elle est utilisée dans les réseaux aériens ou la durée de répartition à la suite d'un incident sur une ligne est faible.

- Une structure radiale double

On assure à chaque poste une double alimentation, au moyen de deux lignes

dont l'une est en service d'une façon normale et l'autre non raccordée mais maintenue sous tension c'est la ligne de réserve en cas d'avarie de la première.

- **Structure bouclée**

Du poste HT/MT partent deux lignes réunies à leur extrémités. Chaque ligne dessert en cascade un certain nombre de postes, ceux-ci sont munis à l'entrée et à la sortie d'un appareil l'isolement du tronçon compris entre deux postes :

- Meilleure sécurité d'alimentation.
- Cout du réseau plus grand.
- Souvent utilisée pour les réseaux de répartition.

- **Structure maillée**

Sont des structures ou toutes les lignes sont bouclées formant ainsi une structure analogue aux mailles d'un filet. De plus le nombre de sources débitant en parallèle peut atteindre plusieurs dizaines. Cette structure nécessite que tous les tronçons de lignes soient munis à leurs deux extrémités. D'appareils de coupure, les isolants en cas d'avarie. Présente une meilleure sécurité au prix le plus élevé [3].

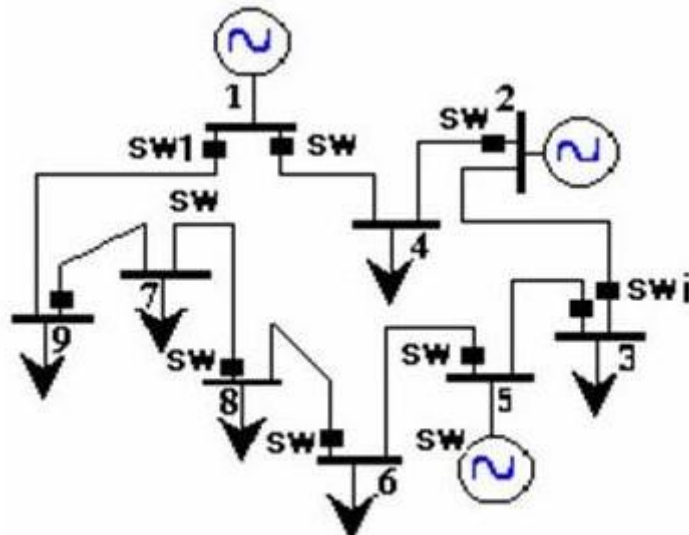


Figure 1.3 Structure maillée

1.4 Architecture des réseaux de distribution

L'architecture d'un réseau de distribution électrique industriel est plus ou moins complexe suivant le niveau de tension, la puissance demandée et la sûreté d'alimentation requise. Nous allons identifier les différents postes de livraison HTB et HTA, et la structure des réseaux HTA et BT [4].

Définition :

La nouvelle norme en vigueur en France UTE C 18-510 définit les niveaux de tension alternative comme suit :

HTB => pour une tension composée supérieure à 50 kV.

HTA => pour une tension composée comprise entre 1 kV et 50 kV.

BTB => pour une tension composée comprise entre 500 V et 1 kV.

BTA => pour une tension composée comprise entre 50 V et 500 V.

TBT => pour une tension composée inférieure ou égale à 50 V.

1.4.1 Structure générale d'un réseau privé de distribution

Dans le cas général avec une alimentation en HTB, un réseau privé de distribution comporte :

- Un poste de livraison HTB alimenté par une ou plusieurs sources, il est composé d'un ou plusieurs jeux de barres et de disjoncteurs de protection.
- Une source de production interne.
- Un ou plusieurs transformateurs HTB / HTA.
- Un tableau principal HTA composé d'un ou plusieurs jeux de barres.
- Un réseau de distribution interne en HTA alimentant des tableaux secondaires ou des postes HTA / BT.
- Des récepteurs HTA.
- Des transformateurs HTA / BT.
- Des tableaux et des réseaux basse tension.
- Des réceptrices basses tensions.

On présente ci-dessous la figure qui montre la structure générale d'un réseau privé de distribution :

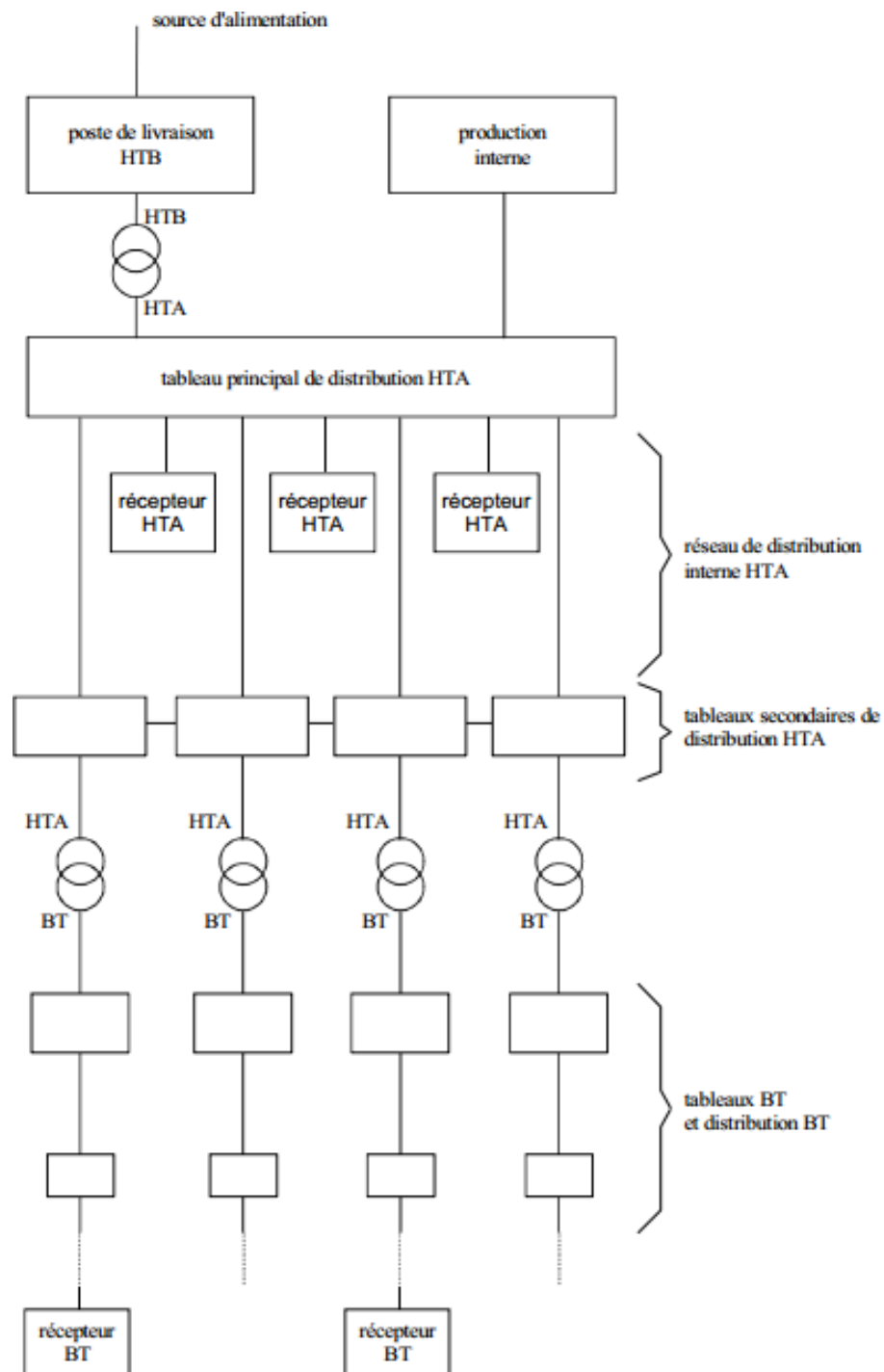


Figure 1.4 structure générale d'un réseau privé de distribution [4]

1.4.1.1 .Postes sources de la MT

Ces postes sources sont alimentés par les réseaux de répartition HT. Dans les zones urbaines très denses, il peut être intéressant de sauter cet échelon de répartition et de réaliser des injections directes THT/MT. Ces deux types de postes présentent quelques différences de conception du fait des fonctions à assumer (puissance plus importante à desservir pour les postes THT/MT) [4].

1.4.1.2 Postes HT/MT

En phase initiale, ce type de poste est constitué d'un transformateur (T1) alimenté par une ligne HT (HT1). Avec l'augmentation des charges à desservir, on peut y adjoindre un deuxième (T2), puis, en stade final, un troisième (parfois plus) transformateur (T3) généralement en double attache.

En même temps que le deuxième transformateur, on raccorde généralement une deuxième arrivée HT (HT2), dite garantie ligne, opérant en cas de défaut sur la première.

1.4.1.3 Postes THT/MT

Ces postes sont conçus pour desservir des puissances nettement plus importantes que les postes HT/MT, notamment dans les grandes agglomérations.

La structure du poste THT/MT, comme celle du poste HT/MT, est évolutive en fonction de l'augmentation des charges à desservir.

À partir d'un stade initial, dans lequel le poste ne comporte qu'une alimentation THT et un seul transformateur, une évolution progressive peut s'effectuer jusqu'à un stade final comprenant deux alimentations et quatre transformateurs. Compte tenu des puissances importantes, cette structure est conçue pour aménager de multiples possibilités d'alimentation et de secours interne, en THT et en MT.

1.5 Réseaux MT

1.5.1 Réseaux MT aérien

Ce sont essentiellement des impératifs d'ordre géographique qui ont influencé la conception technique et structurelle des réseaux aériens MT, en particulier l'étendue des territoires, la densité des populations et la puissance unitaire des clients à desservir.

1.5.2 Réseaux MT souterrains

Les différences de structure entre réseaux aériens et souterrains proviennent essentiellement, par nature, de la nécessité de faire face à des indisponibilités beaucoup plus longues en système souterrain, pour localiser une avarie éventuelle

et en effectuer la réparation (10 à 20 h) ou bien pour réaliser des travaux programmés.

De plus, dans les zones urbanisées à forte densité de charge, ces indisponibilités affectent un nombre important de clients et les exigences de continuité de fourniture sont, en général, plus fortes que pour des réseaux ruraux aériens. Par ailleurs, les fortes densités de charge dimensionnent les réseaux par les courants admissibles plutôt que par les chutes de tension, et la structure choisie peut avoir une fonction d'optimisation des transits et de répartition de charge, dans les différentes configurations d'exploitation.

1.5.3 Postes MT/ BT

Ils sont l'interface entre les réseaux MT et BT. Ils ont essentiellement un rôle de transformation MT/BT auquel peuvent éventuellement être associées une fonction d'exploitation MT (point de coupure) et une fonction de répartition BT, suivant la charge à desservir.

Le poste MT/BT est un organe très répandu sur le réseau, qui se présente sous des formes extrêmement variées, suivant l'environnement et la puissance à desservir.

Une des caractéristiques essentielles des postes MT/BT est leur puissance nominale. On rencontre à travers le monde des puissances comprises entre quelques kilovoltampères et plusieurs méga voltampères. Les plus petits sont réduits à un simple transformateur (monophasé dans la technique nord-américaine) alimentant une habitation isolée. Les plus gros se présentent sous la forme de bâtiment comportant tout un appareillage de répartition MT et BT, plusieurs transformateurs de puissance, des systèmes de protection et de contrôle-commande, un atelier d'énergie, etc [4].

1.5.3.1 Types de postes MT/BT

On peut citer plusieurs types de postes MT/BT de niveau de complexité croissante :

- Poste sur poteau dit H61.
- Poste bas simplifié sous capot.
- Postes de type urbain raccordés en souterrain

1.5.4 Réseaux BT

On rencontre à travers le monde les deux systèmes de distribution BT : monophasé et triphasé. Le choix entre les deux systèmes résulte de considérations diverses :

- Cohérence avec le système de distribution MT et la technique choisie de transformation MT/BT.
- Topologie des charges, justifiant économiquement l'un ou l'autre des deux systèmes.
- Contraintes liées aux appareils d'utilisation (moteurs,...).

1.5.5 Dispositifs de protection

Face aux agressions diverses subies par les réseaux de distribution, le rôle de ces dispositifs est d'assurer la sauvegarde des matériels, tout en dégradant le moins possible la qualité de service.

Les qualités essentielles d'un système de protection sont :

- La fiabilité, car il doit fonctionner en cas de défaut, et seulement dans ce cas.
- La rapidité, pour éviter de détériorer les matériels.
- La sélectivité, l'élimination d'un défaut devant se traduire par la mise hors tension du seul élément de réseau affecté par le défaut.
- La sensibilité, car il doit éliminer des défauts difficiles à déceler, tels que les défauts résistants.

On peut cependant aborder ici quelques grandes lignes concernant deux types de perturbations : les surtensions et les surintensités sur réseaux MT aériens.

1. Protection contre les surtensions :

Le système traditionnel pour la protection des réseaux aériens MT contre les surtensions atmosphériques est constitué par des éclateurs à cornes installés sur les chaînes d'isolateurs à proximité des installations à protéger. Ce système simple et peu onéreux présente cependant l'inconvénient de générer, avec le neutre mis à la terre, un courant de défaut dit de suite en cas d'amorçage dû à une surtension, qui ne peut être éliminé qu'en consentant une coupure brève (fonctionnement de la protection contre les surintensités).

2. Protection contre les surintensités :

La détection des défauts est réalisée par des relais ampèremétriques (fonctionnant au-delà d'un seuil de courant) et la sélectivité est assurée par une temporisation croissante de l'aval vers l'amont (intervalles de temps fixes, relais à temps constant). Les relais ampèremétriques (2 relais à courant de phase et 1 relais homopolaire) autorisent la détection de défauts de toutes formes (polyphasés, monophasés et biphasés à la terre).

Des automatismes de reprise de service peuvent venir compléter ce dispositif, notamment :

- Le système de ré-enclenchements rapides et lents, permettant d'éliminer les défauts fugitifs et semi-permanents.

- Le système de recherche automatique des défauts résistants à la terre qui, lors d'une surintensité dans la connexion entre neutre et terre, explore par ouvertures successives les différents départs et élimine celui qui est affecté.

1.6 Gestion des réseaux de distribution

La gestion d'un réseau de distribution regroupe les deux fonctions suivantes : l'exploitation et la planification. L'exploitation est responsable de gérer un système existant selon des critères techniques et économiques en satisfaisant la demande actuelle. La planification est responsable d'adapter le système existant (renforcements et extensions) selon des critères économiques et techniques afin que l'exploitation puisse satisfaire la demande future selon ses propres critères [5].

1.6.1 Exploitation

On peut mettre en relief deux types d'exploitation à savoir l'exploitation en temps réel et l'exploitation planifiée. Pour ce faire, les moyens d'action se résument uniquement à des manœuvres de types ouverture/fermeture d'appareils de coupure dans le but de transiter d'un schéma d'exploitation vers un autre.

Pour l'exploitation en temps réel, on distingue, pour un réseau de distribution donné, les trois régimes de fonctionnement suivants : le régime normal, le régime critique et le régime défaillant.

En régime normal, tous les ouvrages du réseau fonctionnent dans leurs limites d'utilisation admissibles et la demande actuelle est entièrement satisfaite. Dans ce régime, les exploitants effectuent essentiellement des manœuvres préventives contre d'éventuels régimes critiques. Dans certains cas, ces manœuvres peuvent également contribuer à réduire les pertes ohmiques induites par la desserte des charges requises par les consommateurs. En général, cette réduction des pertes ohmiques présente non seulement un avantage économique mais également une incidence favorable sur la sécurité d'exploitation du réseau [5].

En régime critique, le réseau est le siège de certains courants et/ou certaines tensions voisines ou au-delà des limites d'utilisation admissibles pour, malgré tout, répondre également à la totalité de la demande. L'origine d'un régime critique peut provenir de la nature aléatoire des variations d'amplitudes des charges à desservir. Dans ce cas, les manœuvres ont pour but de ramener le réseau dans un régime normal tout en observant si possible une marge de sécurité suffisante.

Le régime défaillant est caractérisé par le fait qu'il y a interruption de l'alimentation en énergie en un ou plusieurs points du réseau. Du fait de l'arborescence du schéma d'exploitation des réseaux de distribution, ce régime est atteint dès qu'un seul ouvrage (ex : ligne ou câble) tombe en panne. A titre d'exemple, cette panne peut résulter d'un régime critique trop long ou trop sévère (action des dispositifs de protection). Dans cette situation, les impératifs des

exploitants sont de rétablir la desserte de charge si possible intégralement ou éventuellement partiellement en minimisant la quantité de charge délestée c'est-à-dire en limitant les conséquences économiques (coût de l'énergie non délivrée, préjudices économiques supportés par les consommateurs...) que ce délestage pourrait induire. Pour ce faire, les manœuvres à effectuer doivent permettre d'établir des chemins électriques partant des sources du réseau et aboutissant aux points de consommation en aval du lien du défaut pour autant que celui-ci soit identifié et isolé. Par rapport au schéma d'exploitation couramment utilisé en régime normal, ces chemins emprunteront alors des lignes ou des câbles initialement hors service tout en respectant les limites d'utilisation admissibles de l'ensemble des ouvrages du réseau et l'arborescence du schéma d'exploitation de secours résultant [5].

L'exploitation planifiée a pour rôle de définir à l'avance un schéma d'exploitation pouvant remplacer celui que l'on utilise couramment en régime normal soit dans le cas où le réseau doit faire l'objet de désaffectations d'ouvrages pour des raisons d'entretiens ou de renforcements programmés soit dans le cas d'un plan de charge établi à partir d'une étude prévisionnelle. L'exploitation planifiée observe les mêmes critères et les mêmes contraintes que l'exploitation en temps réel. Elles ne diffèrent que par les temps que l'on a à disposition afin de prendre les décisions qui s'imposent en vue de surmonter les problèmes à résoudre.

Jusqu'à nos jours, la majeure partie des réseaux de distribution sont encore exploités en mode manuel. En effet, ils ne sont équipés ni de système de commande à distance pour effectuer les manœuvres ni de système d'acquisition automatique de mesures afin de mieux distinguer les limites entre leurs différents régimes de fonctionnement possibles. Le seul régime que l'on peut en général facilement distinguer, est le régime défaillant qui, dans le cas particulier de ces réseaux, constitue la principale préoccupation des exploitants. Son identification résulte généralement des appels téléphoniques des abonnés subissant les conséquences de la panne ayant conduit à ce régime. Sur la base des informations recueillies suite à ces appels, les exploitants procèdent tout d'abord à la localisation du défaut en dépêchant du personnel dans des zones présumées en être le siège. Cette phase exige, de la part des exploitants, une grande expérience en matière de coordination et d'interprétation des informations susmentionnées afin de gérer efficacement les investigations entreprises par le personnel qui communique, également dans ce but et au fur et à mesure, ses constatations aux exploitants par support radiophonique. Cette localisation du défaut peut, malgré tout, être longue et difficile compte tenu du fait que les informations téléphoniques précitées peuvent être souvent insuffisantes tant du point de vue quantité que du point de vue qualité. Lorsque le défaut a été localisé et isolé, à partir de leurs connaissances principalement structurales du réseau, les exploitants dictent au personnel la séquence des manœuvres à effectuer en vue de rétablir au mieux la continuité du service.

Actuellement, en vertu de la complexité constamment croissante que représentent les réseaux de distribution et en vue de garantir un service de haut qualité, le mode d'exploitation manuel est en voie de mutation progressive. En effet, depuis quelques années, des travaux ont été entrepris au niveau international, dans le but d'automatiser partiellement, voire même complètement, la conduite des réseaux de distribution. Plusieurs publications décrivent les concepts et les infrastructures matériels les plus récentes selon lesquelles cette automatisation a été ou pourrait être réalisée dans le cas de certains réseaux considérés comme exemples [5].

Selon la littérature précitée, l'exploitation automatisée d'un réseau de distribution s'articule autour d'un ordinateur central permettant de communiquer, moyennant des interfaces adéquats, avec différents dispositifs équipant ce réseau tels que des appareils de coupure pour s'enquérir de leur état topologique (télésignalisation) et les manoeuvrer à distance (télé action) et des appareils de mesures afin de s'enquérir de leur indication (télémessure). Ainsi, cette infrastructure matérielle permet de suivre de façon étroite et continue le fonctionnement du réseau et par conséquent, d'apporter un certain confort et une meilleure efficacité dans la prise des décisions en vue de pallier aux problèmes d'exploitation à résoudre tels que ceux posés par le régime défaillant.

1.6.2 Planification

La planification regroupe les tâches consistant à définir de façon optimale les renforcements et les extensions d'un réseau électrique de distribution compte tenu de l'évolution spatio-temporelle des charges à moyen ou à long terme. Les renforcements consistent soit en des remplacements d'ouvrages existants par des ouvrages de plus grandes capacités soit en installations d'appareillages visant à étendre les limites d'exploitation. Dans ce deuxième cas, lorsque l'exploitation du réseau est automatisée, il s'agira d'appareils commandables et/ou interrogeables à distance qui peuvent être des appareils de coupure, des appareils de mesure, des appareils de protection afin de limiter les conséquences immédiates des incidents pour la clientèle ou encore des batteries de condensateurs destinés à la compensation des puissances réactives dans le cas de réseaux ruraux très étendus. Les extensions consistent en des installations de nouveaux ouvrages qui peuvent être de nouveaux postes de transformation HT/MT ou MT/BT, de nouvelles lignes ou de nouveaux câbles dont le but d'alimenter de nouveaux consommateurs [5].

Pour entreprendre des études de planification, il est nécessaire, tout d'abord, de définir un horizon pour ces études soit une période allant de l'année actuelle T_0 à une année cible T_n et, de façon liée, un plan d'évolution de la consommation tout au long de cette période. Par la suite, selon ces deux caractéristiques et connaissant l'état actuel du réseau, les études consistent à formuler et à résoudre un problème d'optimisation dont le but d'identifier progressivement dans une liste de renforcements et d'extensions possibles ceux qui correspondent, de façon globale dans l'intervalle $[T_0, T_n]$, au meilleur compromis entre les couts d'investissement qui leurs sont associés et les couts d'exploitation qu'ils pourraient épargnés si on les réalise. Les couts d'exploitation porte essentiellement sur les pertes ohmiques et, si possible, une valorisation économique des défaillances et chacun des couts précités (exploitation et investissement) est sujet au principe de l'actualisation.

En plus des critères économiques, le problème d'optimisation susmentionné englobe également des contraintes dont il faut tenir compte dans le cadre de sa résolution. Il s'agit de contraintes techniques exprimant le respect des limites de fonctionnement de l'ensemble des ouvrages déjà existants et futurs du réseau, de contraintes économiques traduisant la volonté de ne pas dépasser le montant budgétaire à disposition chaque année et de contraintes logistiques traduisant le respect des dates de réalisation au plus tard des renforcements et des extensions susceptibles d'être retenus ainsi que le respect des emplacement possibles qui pourraient leurs être alloués [5].

Ce problème d'optimisation extrêmement complexe, en raison de sa nature dynamique, combinatoire et le plus souvent non linéaire, a fait, déjà depuis plusieurs années, l'objet de différents modèles mathématiques de résolution implantés sur ordinateur et l'ensemble des publications, qui les décrivent, est très vaste. En général, il est décomposé en plusieurs sous-problèmes en raison du fait qu'il est difficile de considérer simultanément l'ensemble des critères des contraintes évoquées auparavant ainsi que des renforcements et des extensions de différents types.

La planification d'un réseau de distribution se heurte souvent à des difficultés d'ordre technique et politique que l'on ne peut exprimer facilement dans le cadre des formulations mathématiques citées auparavant. Sur le plan technique, ces difficultés se rapportent essentiellement à la détermination de la demande future. Or si cette demande future peut être évaluée avec assez de précision pour des réseaux de transport et de répartition, elle l'est plus difficilement pour les réseaux de distribution. Celle-ci comprend deux composantes, la première qui décrit la croissance régulière des charges existantes, la

deuxième qui exprime une variation brusque due à de nouveaux raccordements. Dans le cas de cette deuxième composante, les responsables de la planification d'un réseau de distribution doivent souvent faire face à des demandes de raccordement non planifiées pour un nouveau complexe immobilier ou des immeubles qui changent d'affectation. Par ailleurs d'autres difficultés de nature technique peuvent être évoquées. Elles résultent de l'impact de la planification d'un réseau de distribution sur celle de ses réseaux voisins qu'ils soient à haut ou à basse tension et également la volonté d'étendre ce réseau selon un schéma directeur traduisant les grandes lignes du développement future de celui-ci.

1.7 Modélisation des branches et des charges

1.7.1 Modélisation des branches

Les réseaux de distribution ont une configuration radiale et sont constitués d'un ensemble de branches. Chaque branche de ce réseau est modélisée comme une résistance en série avec une inductance pure. L'impédance d'une branche « i » quelconque de ce réseau (voir Figure 1.5) s'écrit :

$$\mathbf{Z} = \mathbf{R}_i + j\mathbf{X}_i \quad (1.1)$$

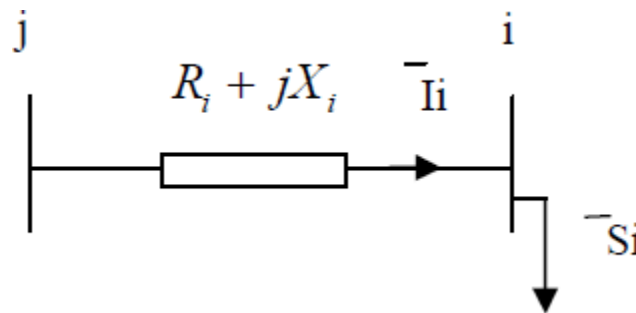


Figure 1.5 Schéma unifilaire d'une branche

Les admittances shunts sont négligeables du fait que la ligne est de moyenne tension.

1.7.2 Modélisation des charges

Les charges sont en général modélisées comme étant dépendantes de la tension. On écrit alors pour les puissances actives et réactives d'une charge placée au nœud

« i » les expressions suivantes :

$$P_i = P_{0i} \left(\frac{V_i}{V_0} \right)^\alpha \quad (1.2)$$

$$Q = Q_{0i} \left(\frac{V_i}{V_0} \right)^\beta \quad (1.3)$$

Où :

- P_{0i} et Q_{0i} sont les puissances actives et réactives nominales.
- V_0 est la tension nominale.
- P_i et Q_i sont la puissance active et réactive de la charge au nœud « i » pour une tension égale à V_i .
- Les coefficients α et β déterminent le caractère de la charge.

Si les coefficients α et β sont tous les deux nuls, la charge est considérée à puissance constante. Si par contre α et β sont égaux à 1, la charge est considérée à courant constant. Lorsqu'ils sont égaux à 2 la charge est considérée à impédance constante. Dans la suite de notre travail, α et β seront nuls c'est-à-dire que nous considérons les charges à puissance constantes.

La puissance apparente de la charge branchée au nœud i est dans ce cas :

$$S_i = P_i + jQ_i \quad (1.4)$$

Chapitre 2

Notions de Reconfiguration

2.1 Notions de Reconfiguration

La reconfiguration d'un système de distribution est un problème d'optimisation combinatoire impliquant des contraintes. La complexité du problème se pose du fait que la topologie du réseau de distribution doit être radiale et les contraintes d'écoulement de puissance sont non-linéaire en nature [6].

La reconfiguration d'un système physique quelconque consiste à modifier la configuration courante par le changement des liaisons fonctionnelles entre les éléments composants dans le but d'améliorer le régime de fonctionnement ou les indicateurs de performance du système.

La reconfiguration des réseaux électriques de distribution concerne le changement de configuration d'exploitation par la modification de l'état topologique « en service » / « hors service » des certaines branches du réseau (en général représentées par des lignes électriques). L'application du processus de reconfiguration est possible seulement pour les réseaux dont la structure est maillée, pour lesquels la contrainte d'arborescence est imposée sur les configurations d'exploitation.

Par cette contrainte, l'état d'une partie des branches est « hors service », les autres en se trouvant dans l'état « en service ». L'ensemble formé par les branches dont l'état est « hors service » a une taille bien précise, mais sa composition n'est pas fixe, elle peut être changée à condition de respecter la contrainte d'arborescence. Il en résulte la possibilité d'adapter convenablement la configuration, pour améliorer ou optimiser le régime de fonctionnement, conformément à la stratégie d'exploitation du réseau en tenant compte de la demande d'électricité.

Le problème de la recherche de la reconfiguration pour un réseau électrique peut être formulé pour les trois régimes de fonctionnement :

- **Le régime normal**, caractérisé par la disponibilité de tous les éléments composants ; toutes les grandeurs d'état se retrouvent entre les limites imposées ;
- **Le régime critique**, caractérisé aussi par la disponibilité de tous les éléments composants ; avec la différence qu'une partie des grandeurs d'état ont dépassé les limites imposées en pouvant se retrouver à la limite de

fonctionnement normal (limite thermique, limite de la stabilité de tension, etc.) ;

- **Le régime défaillant**, dans lequel un ou plusieurs éléments sont indisponibles à la suite d'un défaut, comme une conséquence du fonctionnement sur une longue période dans un régime critique ou par une autre cause.

Tandis que pour les régimes normaux et critiques, le processus est de reconfiguration, pour les régimes défaillants le processus est de reconstruction du réseau. Pour les régimes normaux on envisage d'habitude d'atteindre l'optimum. Le but principal pour le régime critique est d'établir un régime normal, qui peut être suivi de la recherche de l'optimum. La reconstruction a pour but la remise en état du fonctionnement, après l'isolation du défaut, de la partie du réseau affectée par la défaillance et l'alimentation de tous les consommateurs [2].

2.2 Le système de distribution

Le système de distribution de l'électricité est la phase finale de la livraison de l'énergie vers les consommateurs. Ce système porte l'énergie électrique du système de transmission vers les consommateurs.

Système de distribution radial

La distribution radiale est un des types de la distribution d'énergie ou l'énergie est délivrée de la branche principale vers les sous-branches et puis cette énergie est délivrée à partir de ces sous-branches de la même manière. C'est la configuration la moins coûteuse mais la moins fiable d'autre part.

Le réseau électrique radial est un système de distribution dont la puissance est distribuée vers les consommateurs individuels à partir des postes de transformation, le système radial ressemble à une branche d'un arbre avec une ligne principale connectée à des séries de petit circuit.

Le système radial peut avoir une source ou bien plusieurs sources d'énergie dans la même région. Un défaut au niveau des lignes de distribution peut causer l'interruption du système et par conséquent ce dernier ne peut plus être restauré jusqu'à ce que le défaut soit arrangé. Seulement un chemin existe entre chaque client et le poste de distribution autrement dit l'écoulement de puissance est assuré à travers un seul chemin pour chaque nœud (charge), si ce dernier est interrompu, le client n'est plus alimenté. De ce fait, la reconfiguration du système de distribution peut être un outil très utile pour la gestion de la distribution d'énergie.

Le problème de la reconfiguration est un problème d'optimisation non-linaire, il peut être posé pour une variété d'objectifs comme nous pouvons le résoudre en utilisant beaucoup de techniques différentes.

2.3 La reconfiguration du réseau de distribution

Pour le problème de la reconfiguration du réseau, la meilleure combinaison des statues (ouverture/fermeture des commutateurs) doit être trouvée afin que les pertes de puissance soient minimisées [7], ainsi que l'amélioration du profil de tension.

La reconfiguration du réseau entraîne une modification au niveau de la structure topologique des lignes de distribution en changeant l'état d'ouverture et de fermeture des interrupteurs sous les deux conditions de fonctionnement normale et anormale [8]. Lorsque ces deux conditions changent, le réseau est reconfiguré pour deux raisons principales qui sont la réduction des pertes et l'amélioration du profil de tension. Cette reconfiguration permet au système de servir les mêmes charges pour les utilisateurs avec moins de pertes sur les lignes de distribution, elle peut également soulager les surcharges dans le réseau et empêcher une surcharge lipidique.

En raison du fait qu'il y a un grand nombre de commutateurs de sectionnement (les commutateurs de sectionnement sont les interrupteurs fermés à leurs état normal) dans un réseau de distribution, la majorité des méthodes qui existent sont des méthodes d'approximation qui sont basées sur les connaissances évolutionnaires ou heuristiques. Les réseaux de distribution sont généralement configurés radialement pour simplifier le système de protection et réduire par conséquent le cout des équipements. En général, ces réseaux de distribution présentent la possibilité de la modification de la topologie à travers l'ouverture et la fermeture des interrupteurs situés à des points stratégiques, la topologie est modifiée, en maintenant la configuration radiale, dont l'objectif est de minimiser les pertes et d'améliorer le profil de tension, d'autre part les interrupteurs de sectionnement qui sont utilisés pour la modification de la topologie ont pour objectif [8]:

- La protection (isolation des défauts)
- La reconfiguration (gestion de la configuration)

Le problème de la reconfiguration est résolu à travers une simulation numérique. Cependant, ce genre de programmation rend difficile l'analyse et la visualisation des résultats [7].

La solution exacte pour le problème de la reconfiguration implique la sélection, dans toutes les configurations possibles, de celle qui génère le minimum des pertes de puissance. Trouver la solution exacte est pratiquement impossible, en raison de la croissance exponentielle, en fonction du nombre et de l'emplacement des interrupteurs du système, du nombre de configurations possibles générées. Ceci est appelé explosion combinatoire.

Les réseaux électriques de distribution sont construits d'une manière à être à la fois maillés et interconnectés. Toutefois, ils sont arrangés pour être radiaux pendant le fonctionnement, leurs configurations peuvent être modifiées suite à des

commutations, manuelles ou bien automatiques, de telle sorte que toutes les charges soient alimentées avec le minimum des pertes. La reconfiguration soulage également la surcharge des composants du réseau, cette reconfiguration est effectuée à travers la fermeture des commutateurs de sectionnement (normalement fermées) et l'ouverture des tie-switches (normalement ouvertes) et de manière à maintenir la radialité du réseau afin que toutes les charges soient alimentées, le problème qui se pose est pour déterminer l'état des interrupteurs du réseau de telle sorte que la réduction des pertes soit atteinte [9].

2.3.1 Modèle mathématique du processus de reconfiguration

Le processus de reconfiguration des réseaux électriques de distribution peut être considéré comme un problème d'optimisation. Le support qui permet sa résolution est le modèle mathématique, dont la forme générale est donnée par :

$$\begin{aligned} \text{OPTIMUM } [f(\mathbf{U}, \mathbf{I}, \mathbf{C}, \mathbf{F})] \\ g(\mathbf{U}, \mathbf{I}, \mathbf{C}, \mathbf{F}) = 0 \\ h(\mathbf{U}, \mathbf{I}, \mathbf{C}, \mathbf{F}) > 0 \end{aligned} \quad (2.1)$$

Avec $(\mathbf{U}, \mathbf{I}, \mathbf{C}, \mathbf{F})$ fonction objectif,

$(\mathbf{U}, \mathbf{I}, \mathbf{C}, \mathbf{F})$ Contraintes d'égalité

$(\mathbf{U}, \mathbf{I}, \mathbf{C}, \mathbf{F})$ Contraintes d'inégalité.

Les variables de ces fonctions représentent :

U ensemble des grandeurs d'état, représenté par les tensions aux nœuds ;

I ensemble des grandeurs d'état, représenté par les courants des branches ;

C ensemble des variables de décision, représentant l'état topologique des branches ; les deux états sont symbolisés par :

= 1, si la branche l est dans l'état « en service » ;

= 0, si la branche l est dans l'état « hors service » ;

F ensemble des paramètres de fiabilité des branches.

Les critères utilisés couramment dans la fonction objectif du processus de reconfiguration des réseaux électriques de distribution consistent en :

- La minimisation des pertes ohmiques ;
- La réduction et l'équilibrage des charges des branches ;
- La diminution des chutes de tension au long des branches et l'équilibrage du niveau de tension aux nœuds consommateurs ;
- L'amélioration de la fiabilité de l'alimentation des consommateurs ;
- La réduction des couts des manœuvres.

La fonction objective peut considérer un ou plusieurs critères simultanément.

Les contraintes du modèle mathématique peuvent être imposées par des raisons

d'exploitation ou techniques. Les contraintes d'exploitation concernent la configuration d'exploitation et consistent à :

- Vérifier la connexité, pour l'alimentation de tous les consommateurs ;
- Garder l'arborescence du schéma d'exploitation ;
- Considérer la possibilité d'effectuer des manœuvres sur certaines branches ;
- Respecter le nombre maximum de manœuvres admis pour le changement de configuration.

Le but des contraintes techniques est d'obtenir des régimes de fonctionnement surs et consiste à vérifier :

- La sécurité en fonctionnement tant du point de vue des charges et des chutes de tension sur les branches, que du niveau des tensions aux nœuds.
- Le niveau de sécurité dans l'alimentation des consommateurs imposé par les normes techniques ou par les contrats de fourniture de l'électricité.

2.3.2 Formulation du problème

L'écoulement de puissance dans le réseau électrique génère des pertes. Ces pertes doivent être identifiées puis combattues avec un objectif d'optimisation et de réduction.

Le problème causé par ces pertes est dans de nombreux cas tellement grave qu'il constitue un enjeu majeur pour les sociétés impliquées. En effet, lorsqu'elles dépassent les niveaux considérés comme « admissibles », elles peuvent mettre en danger la santé financière des sociétés.

Les pertes par effet de Joule

Les pertes par effet joule constituent la composante principale des pertes de transport. Ces pertes sont causées par le courant qui circule dans les lignes et les transformateurs.

Les pertes ohmiques, provoquées par l'effet de Joule, peuvent être diminuées par la reconfiguration des réseaux de distribution. La réduction de ces pertes est l'un des critères principaux pour les régimes normaux de fonctionnement. Les conditions imposées aux configurations améliorées obtenues par ce critère consistent à respecter strictement les contraintes d'inégalité, surtout celles qui concernent les charges des branches et les chutes de tension.

Dans ce mémoire nous essayerons de minimiser les pertes ohmiques en utilisant la fonction objective suivante :

$$P_{loss} = \sum_{b=1}^{Nr} I_b^2 \cdot R_b \quad (2.2)$$

Où R_b et I_b représentent la résistance et le courant de la branche b ,

Nr représente le nombre des branches.

Durant la reconfiguration du réseau les trois contraintes suivantes doivent être satisfaites :

- La structure du réseau doit être radiale.
- Tous les consommateurs doivent être alimentés.
- Le profil de tension doit être admissible.

2.3.3 Ecoulement de puissance dans les réseaux électriques de distribution

L'écoulement de puissance (E.P) ou écoulement de charge, est la solution pour les conditions de fonctionnement normal d'un réseau électrique triphasé équilibré en régime permanent. En d'autres termes, c'est la recherche d'un point de fonctionnement stable d'un réseau électrique à un moment donné à travers une information complète des tensions, courants et puissances mises en jeu dans le système de puissance. En général, les calculs d'écoulement de puissance sont exécutés dans le cadre de la planification d'un réseau électrique, de son fonctionnement et de son contrôle. Les résultats de ce calcul sont utilisés comme données de base dans les études de fonctionnement normal d'un réseau électrique, d'analyse des pertes importantes d'un ouvrage tel une ligne ou générateur, d'évaluation de la stabilité, de répartition optimale de charge ou encore d'autres études de stabilité transitoire par exemple [10].

L'analyse de l'écoulement de puissance dans les systèmes de distribution consiste à trouver des solutions et des méthodes rapides et itératives, plusieurs travaux ont été faits pour le contrôle des systèmes de distribution.

Les réseaux de distribution sont généralement de type radial ce qui rend très difficile le choix de la méthode de solution pour un système pratique. L'analyse de l'écoulement de puissance pour un tel réseau électrique doit être faite en satisfaisant les contraintes suivantes :

- Le temps d'exécution doit être rapide.
- Atteindre la fiabilité.

L'algorithme de l'écoulement de puissance que nous allons utiliser dans notre travail utilise les courants et les puissances comme variable d'état et ne concerne que les lois de base de circuit.

2.3.3.1 La formulation mathématique de la méthode proposée

Nous précisons d'abord les hypothèses qui ont été pris en compte :

- Nous supposons que le réseau de distribution comprend complètement des charges triphasées équilibrées.
- La capacité shunt des lignes de distribution est négligeable.

L'écoulement de puissance d'un système de distribution radial peut être analysé à partir d'une seule branche du système, qui peut être représentée comme la montre la Figure 2.1 suivante :

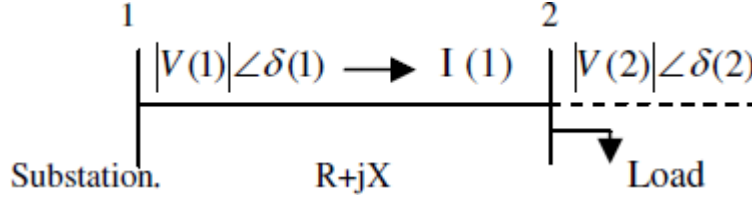


Figure 2.1 Equivalent d'une branche électrique [11]

A partir du modèle représenté dans la figure précédente, Nous pouvons écrire les équations suivantes :

$$I(1) = \frac{|V(1)|\angle(\delta 1) - |V(2)|\angle(\delta 2)}{R(1) + jX(1)} \quad (2.3)$$

$$P(2) - jQ(2) = V^*(2). I(1) \quad (2.4)$$

A partir des équations (2.3 - 2.4), nous obtenons :

$$V(i + 1) = \sqrt{\sqrt{(a^2 - b)} - a} \quad (2.5)$$

Où,

$$a = P(i + 1)R(i) + Q(i + 1)X(i) - 0.5|V(i)|^2 \quad (2.6)$$

$$b = (P^2(i + 1) + Q^2(i + 1)) (R^2(i) + X^2(i)) \quad (2.7)$$

La somme total des puissances actives et réactives au nœud (2) est donnée par :

$$P(2) = \sum_{i=2}^{N_r} PL(i) + \sum_{i=2}^{N_r-1} LP(i) \quad (2.8)$$

$$Q(2) = \sum_{i=2}^{N_r} QL(i) + \sum_{i=2}^{N_r-1} LQ(i) \quad (2.9)$$

Où,

- QL(i) est la charge réactive totale au nœud i.

- $PL(i)$ est la charge active totale au nœud i .
- $LP(i)$ sont les pertes actives dans la branche i .
- $LQ(i)$ sont les pertes réactives dans la branche i .

Les pertes de puissances actives et réactives au niveau de la branche sont données par :

$$LP(i) = \frac{R(i) * (P^2(i + 1) + Q^2(i + 1))}{|V(2)|^2} \quad (2.10)$$

$$LQ(i) = \frac{X(i) * (P^2(i + 1) + Q^2(i + 1))}{|V(2)|^2} \quad (2.11)$$

La forme généralisée des équations (6) et (7) peut être écrite comme suit :

$$P(i + 1) = \sum_{j=i+1}^{NB} PL(j) + \sum_{j=i+1}^{NB-1} LP(j) \quad (2.12)$$

$$Q(i + 1) = \sum_{j=i+1}^{NB} QL(j) + \sum_{j=i+1}^{NB-1} LQ(j) \quad (2.13)$$

Les expressions finales des pertes actives et réactives sont :

$$LP(i) = \frac{R(i) * (P^2(i + 1) + Q^2(i + 1))}{|V(i + 1)|^2} \quad (2.14)$$

$$LQ(i) = \frac{X(i) * (P^2(i + 1) + Q^2(i + 1))}{|V(i + 1)|^2} \quad (2.15)$$

2.3.3.2 Méthodes et stratégies de reconfiguration

Les méthodes de recherche dans l'espace des solutions peuvent être classées dans deux catégories [12] :

- Méthodes systématiques, basées sur une recherche non-informée, qui consiste à analyser successivement toutes les configurations dans l'espace des solutions.
- Méthodes heuristiques, basées sur une recherche informée, qui consiste à utiliser certaines observations qui permettent d'analyser seulement les configurations intermédiaires qui conduisent à une solution finale identique à la solution optimum globale ou proche de celle-ci.

Le grand avantage des méthodes systématiques est représenté par le fait

qu'elles permettent l'identification de la solution optimale globale, ce qui demande un temps de calcul élevé. Le grand mérite des méthodes heuristiques consiste dans la réduction substantielle du temps de calcul.

Une méthode heuristique est un procédé de recherche qui permet la résolution d'un problème de nature combinatoire par un effort réduit. L'existence des méthodes heuristiques est basée sur l'utilisation des observations, règles et connaissances, acquis par l'expérience et qui permettent de trier considérablement les solutions pour l'identification de la solution finale.

Il y a aussi les méthodes heuristiques modernes qui sont un ensemble de techniques d'optimisation stochastiques inspirées de phénomènes naturels et biologiques. Ces techniques peuvent être classées en deux groupes : les méthodes à population de solutions connues sous le nom d'algorithmes évolutionnaires comme les algorithmes génétiques qui vont être l'outil d'optimisation de notre travail, les stratégies d'évolution, la programmation évolutionnaire ou les algorithmes à essaim de particules, et les méthodes à solution unique comme la recherche tabou ou le recuit simulé.

Les méthodes heuristiques de reconfiguration peuvent utiliser trois stratégies de reconfiguration [5] :

Stratégie de type «constructive », caractérisé par le fait que toutes les branches de la configuration initiale se trouvent dans l'état « hors service ». Par le passage successif de certaines branches dans l'état « en service » on obtient la configuration finale arborescente désirée (Figure 2.2). Puisque chaque nœud consommateur reçoit de l'électricité par une seule branche, le nombre des étapes nécessaires pour obtenir la configuration finale est donné par le nombre des nœuds consommateurs. Le passage à chaque étape d'une branche dans l'état « en service » est équivalent à ajouter un nouveau consommateur, ce qui conduit à une variation de la fonction objectif (si la consommation est différente de zéro). Dans l'ensemble formé par toutes les branches candidates on choisit celle qui conduit à l'évolution la plus favorable de la fonction objectif.

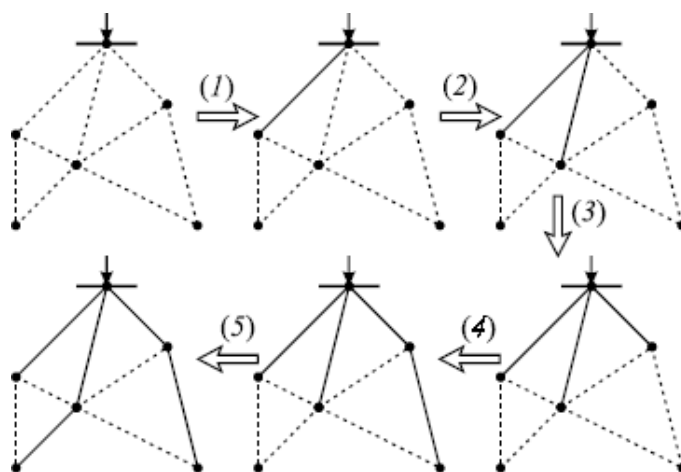


Figure 2.2 Principe de la Stratégie Constructive

Stratégie de type « destructive », caractérisée par le fait que toutes les branches de la configuration initiale se trouvent dans l'état « en service ». Par le passage successif de certaines branches dans l'état « hors service » on obtient la configuration finale arborescente désirée (Figure 2.3). Le nombre des étapes nécessaire pour obtenir la configuration finale est donné par la différence entre le nombre des branches et le nombre des nœuds consommateurs. Le passage à chaque étape d'une branche dans l'état « hors service » est équivalent à enlever un chemin d'alimentation pour un consommateur ou pour un groupe de consommateurs. Selon le critère suivi, la variation de la fonction objectif peut être positive ou négative. Le choix sur les branches candidates est selon la variation pour l'objectif de reconfiguration.

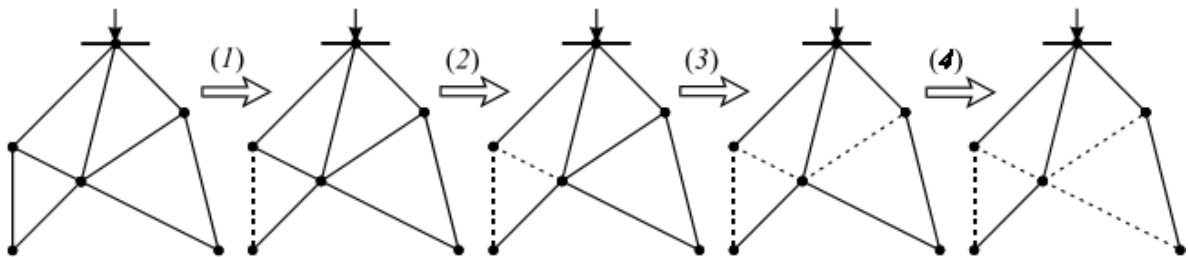


Figure 2.3 Principe de la Stratégie Destructive

Stratégie de type « permutation de branches », caractérisée par le fait que la configuration initiale est arborescente et au fil du processus le caractère arborescent doit être gardé tout le temps. Pour transiter d'une configuration arborescente à l'autre, on passe une branche dans l'état « en service » en formant ainsi une maille. Pour garder le caractère arborescent, une branche de cette maille est passée dans l'état « hors service » (Figure 2.4). Tandis que pour les stratégies antérieures le nombre des configurations intermédiaires nécessaires pour obtenir la solution finale est bien défini, par cette stratégie ce numéro dépend de plusieurs facteurs, parmi lesquels le plus important est le mode du choix de configurations de substitution. La configuration initiale peut être une configuration quelconque arborescente (par exemple une configuration d'exploitation) ou la configuration obtenue par une des stratégies antérieures.

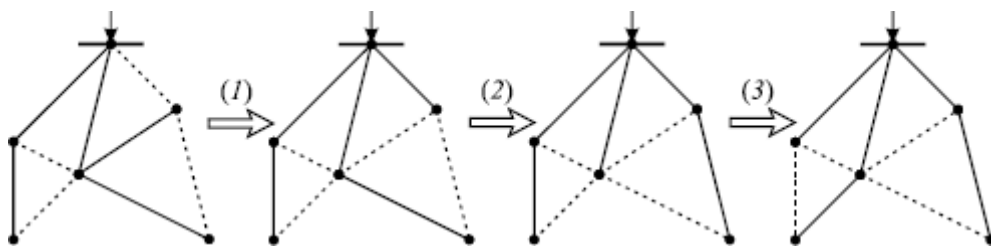


Figure 2.4 Principe de la Stratégie de type "Permutation de branches"

L'utilisation de la stratégie de type « permutation de branches » permet la considération des plusieurs stratégies, classifiées selon :

- Le type de la permutation de branches, la recherche pouvant être : locale ou descendante.
- La possibilité de revenir en arrière à des configurations moins performantes, la recherche pouvant être : irrévocable (irréversible) ou de type tentative (réversible).
- Le choix de la configuration de substitution, la recherche pouvant être : dynamique ou maximale.

La différence entre la recherche locale et descendante est jugée sur la position relative entre deux branches de la maille impliquées dans une permutation. Pour une recherche de type local, les deux branches sont adjacentes, tandis que dans une recherche descendante on ne s'arrête pas à la branche voisine, l'investigation pouvant continuer sur les autres branches vers les origines de la maille, est cette dernière représente la stratégie utilisée dans ce travail.

2.3.4 Avantage de reconfiguration

Transmission Électrique Efficace.

La reconfiguration de réseau améliore la stabilité de tension du système.

Le perfectionnement de la stabilité de tension peut être réalisé sans n'importe quel coût additionnel impliqué pour l'installation des condensateurs et de l'équipement relatif de commutation.

Chapitre 3

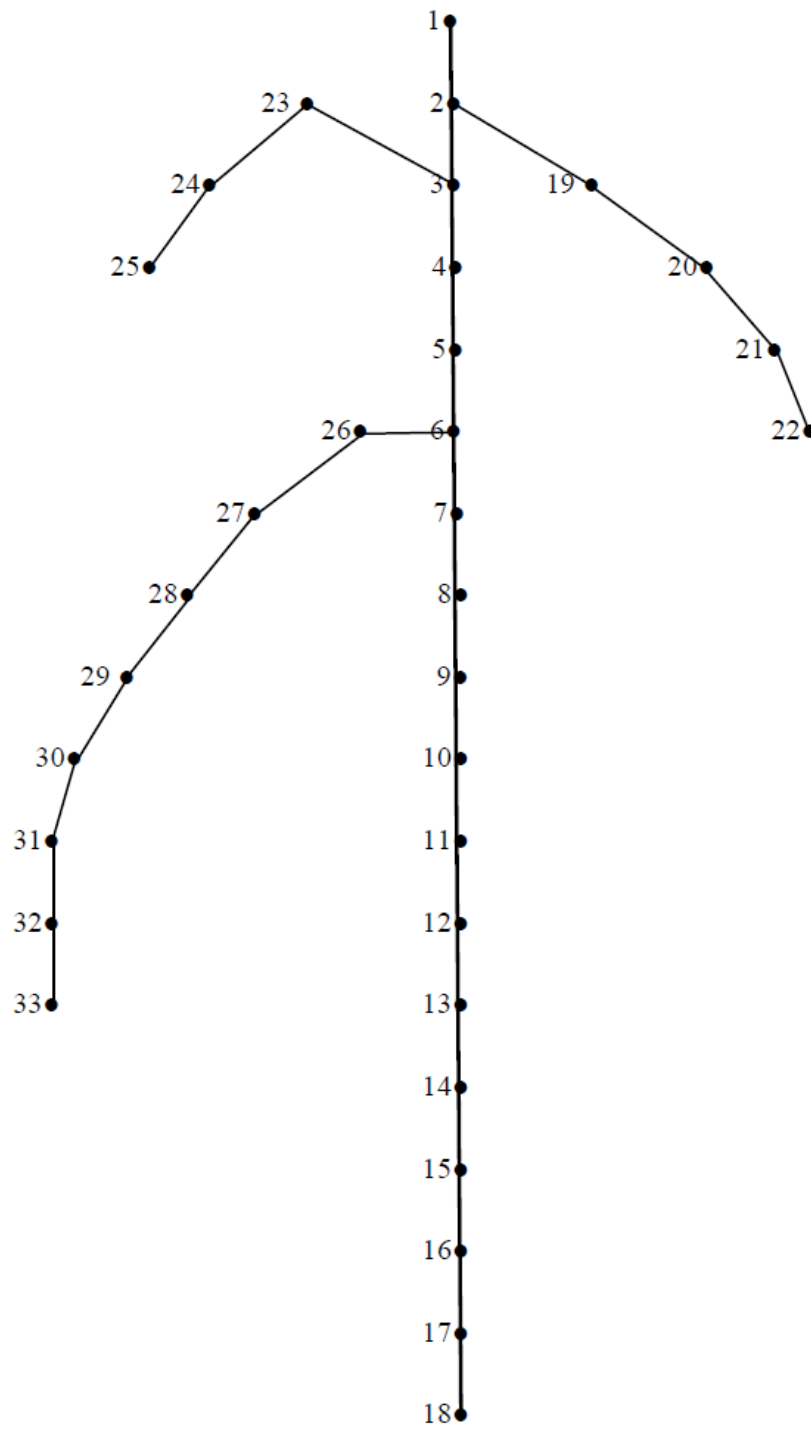
Simulation et Analyse des Résultats

3.1 Simulation et Analyse des Résultats

Dans ce chapitre nous allons utiliser les données du réseau IEEE 33 nœuds pour faire une simulation et mettre en œuvre les acquis théoriques, puis nous allons faire des interprétations sur les résultats obtenues.

3.2 Présentation du réseau IEEE 33 nœuds

Le système d'essai pour l'étude de cas est un système radial de distribution de 12.66 kilovolts avec 33 bus et 5 lignes ouvertes afin de faire des boucles. Chaque branche dans le système a un commutateur pour le but de reconfiguration. Les statuts initiaux de tous les interrupteurs (S1-S32) sont fermés tandis que tous les restes sont ouverts (S33-S37). Toutes les charges pour ce système d'essai sont 3.801.89 kilowatts et 2.694.10 kVAr. Les tensions de minimum et de maximum sont placées à 0.9 et 1.1 pu.

**Figure 3.1 : Réseau IEEE33noeud**

N°du noeud	Tension V (p.u)	Phase de V (rad)
01	1.0000	0
02	0.9970	0.0013
03	0.9828	0.0055
04	0.9753	0.0046
05	0.9679	0.0063
06	0.9493	-0.0312
07	0.9458	0.1918
08	0.9322	0.3460
09	0.9258	0.4211
10	0.9199	0.4862
11	0.9191	0.4797
12	0.9175	0.4696
13	0.9113	0.5628
14	0.9091	0.6411
15	0.9077	0.6788
16	0.9063	0.7026
17	0.9042	0.7794
18	0.9036	0.7893
19	0.9965	0.0122
20	0.9929	0.0798
21	0.9922	0.0993
22	0.9915	0.1199
23	0.9792	0.0367
24	0.9725	0.1259
25	0.9692	0.1699
26	0.9474	-0.0692
27	0.9449	-0.1231
28	0.9334	-0.2061
29	0.9251	-0.2834
30	0.9216	-0.3851
31	0.9174	-0.3057
32	0.9164	-0.2840
33	0.9162	-0.2767

Tableau 3.1 : Résultats de l'écoulement de puissances de la configuration initiale du réseau.

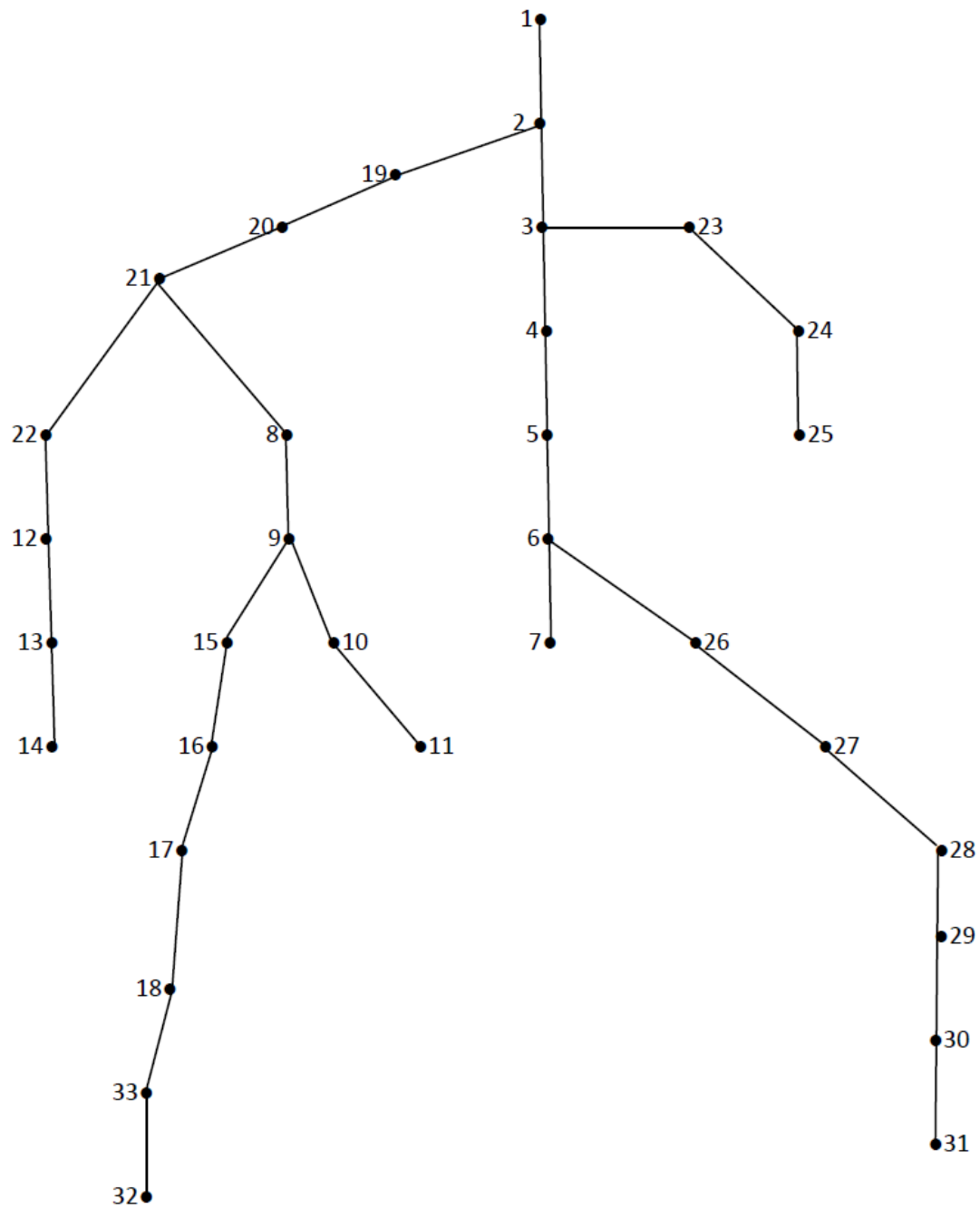


Figure 3.2 : Structure de la reconfiguration du réseau IEEE (33 nœuds)

N°du noeud	Tension V (p.u)	Phase de V (rad)
01	1	0
02	0.9971	0.0000
03	0.987	0.0001
04	0.9825	0.0001
05	0.9782	0.0001
06	0.9717	-0.0005
07	0.9711	0.0033
08	0.9626	0.0060
09	0.9592	0.0073
10	0.9627	0.0085
11	0.9628	0.0084
12	0.9631	0.0082
13	0.9605	0.0098
14	0.9597	0.0112
15	0.9532	0.0118
16	0.9514	0.0123
17	0.9485	0.0136
18	0.9475	0.0138
19	0.9951	0.0002
20	0.9782	0.0014
21	0.9736	0.0017
22	0.9701	0.0021
23	0.9834	0.0006
24	0.9768	0.0022
25	0.9735	0.0030
26	0.9699	-0.0012
27	0.9676	-0.0021
28	0.9571	-0.0036
29	0.9496	-0.0049
30	0.9464	-0.0067
31	0.943	-0.0053
32	0.9423	-0.0050
33	0.9472	-0.0048

Tableau 3.2 : Résultats de l'écoulement de puissances après reconfiguration du réseau.

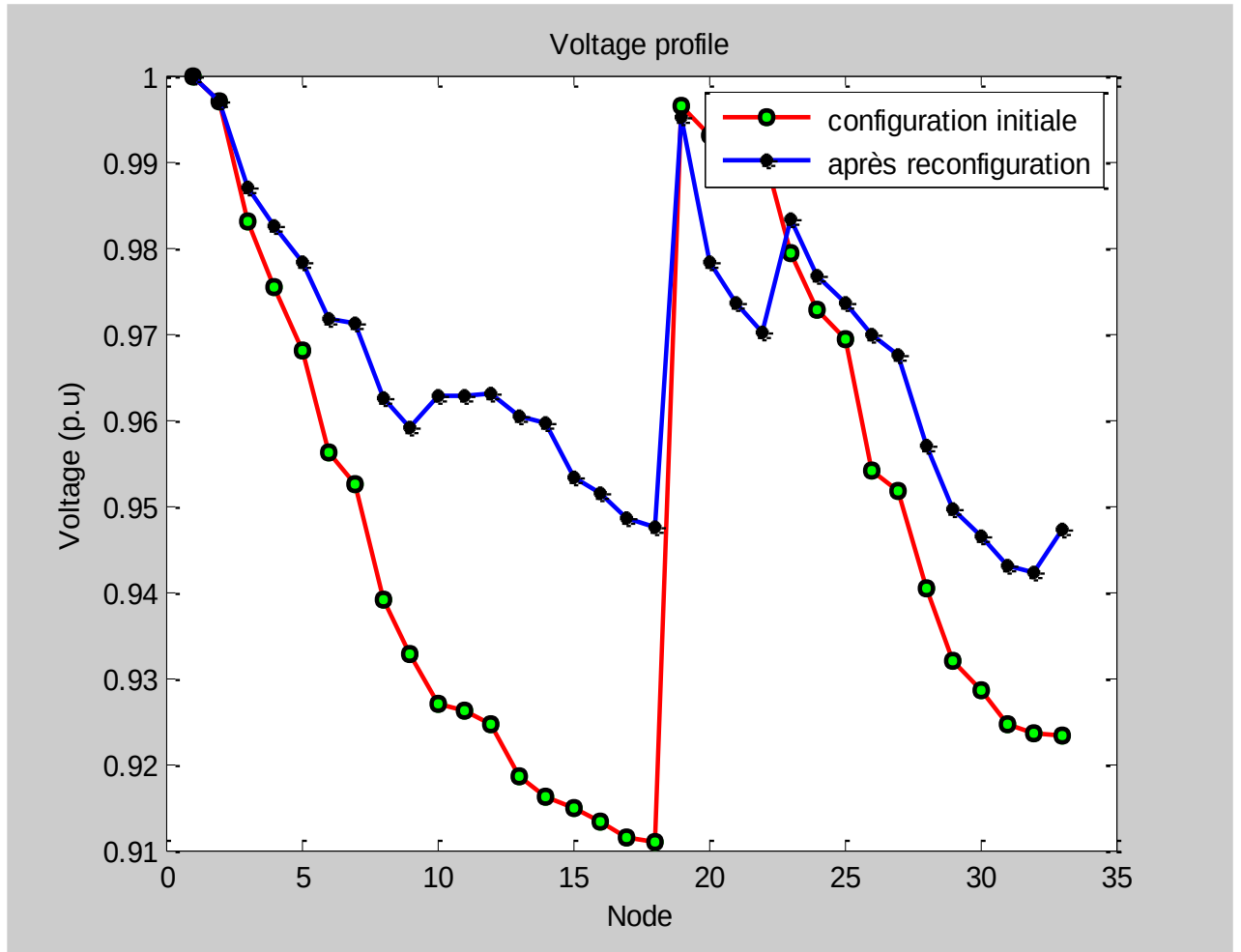


Figure 3.3 : profil des Tensions nodale avant et après configuration du réseau IEEE (33 nœuds)

branches	From bus	To bus	Cas1		Cas2	
			P (kw)	Q (VAR)	P (kw)	Q (VAR)
1	1	2	12.20	6.31	11.83	6.12
2	2	3	51.60	26.28	26.67	13.59
3	3	4	19.78	9.95	7.48	3.76
4	4	5	18.58	9.46	6.59	3.36
5	5	6	38.00	3.25	13.06	1.12
6	6	7	1.91	6.34	0.062	0.20
7	7	8	11.69	8.44	0	0
8	8	9	4.20	3.02	1.24	0.89
9	9	10	3.56	2.54	0	0
10	10	11	0.55	0.18	0.005	0
11	11	12	0.88	0.29	0.034	0.01
12	12	13	2.68	2.11	0.45	0.36
13	13	14	0.73	0.96	0.076	0.10
14	14	15	0.36	0.32	0	0
15	15	16	0.28	0.21	0.45	0.33
16	16	17	0.25	0.34	0.48	0.65
17	17	18	0.053	0.04	0.14	0.12
18	2	19	0.16	0.15	2.26	2.16
19	19	20	0.83	0.75	18.06	16.28
20	20	21	0.10	0.12	4.23	4.94
21	21	22	0.04	0.06	1.17	1.56
22	3	23	3.18	2.17	3.15	2.16
23	23	24	5.14	4.06	5.10	4.03
24	24	25	1.28	1.01	1.27	1.0
25	6	26	2.56	1.31	2.21	1.13
26	26	27	3.28	1.67	2.81	1.43
27	27	28	11.14	9.82	9.51	8.39
28	28	29	7.72	6.73	6.56	5.71
29	29	30	3.84	1.96	3.21	1.64
30	30	31	1.57	1.55	1.08	1.07
31	31	32	0.21	0.24	0	0
32	32	33	0.013	0.02	0.11	0.14
33	21	8	0	0	5.62	5.62
34	9	15	0	0	1.74	1.74
35	12	22	0	0	2.14	2.15
36	18	33	0	0	0.018	0.02
37	25	29	0	0	0	0
Pertes Totales			208.36	111.66	138.8150	91.78

Tableau 3.3 pertes actives et réactives dans les branches avant et après reconfiguration

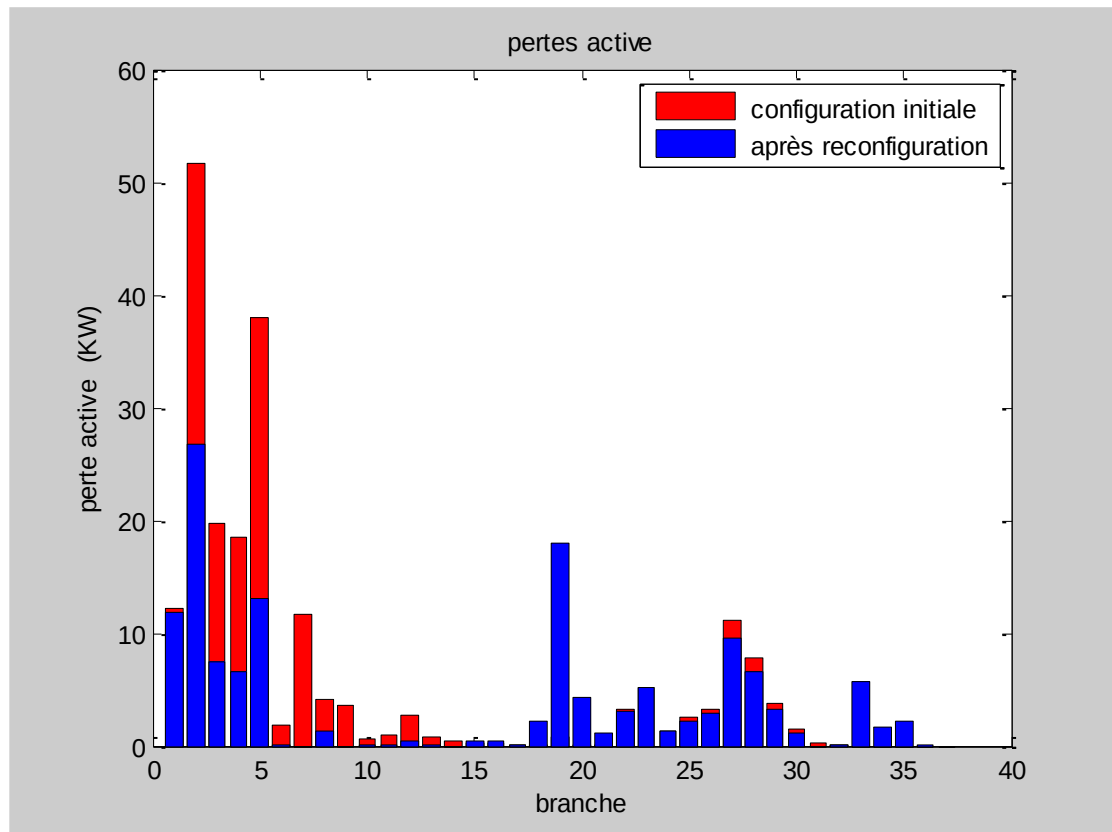


Figure 3.4 : Pertes Actives dans les branches Avant et Après

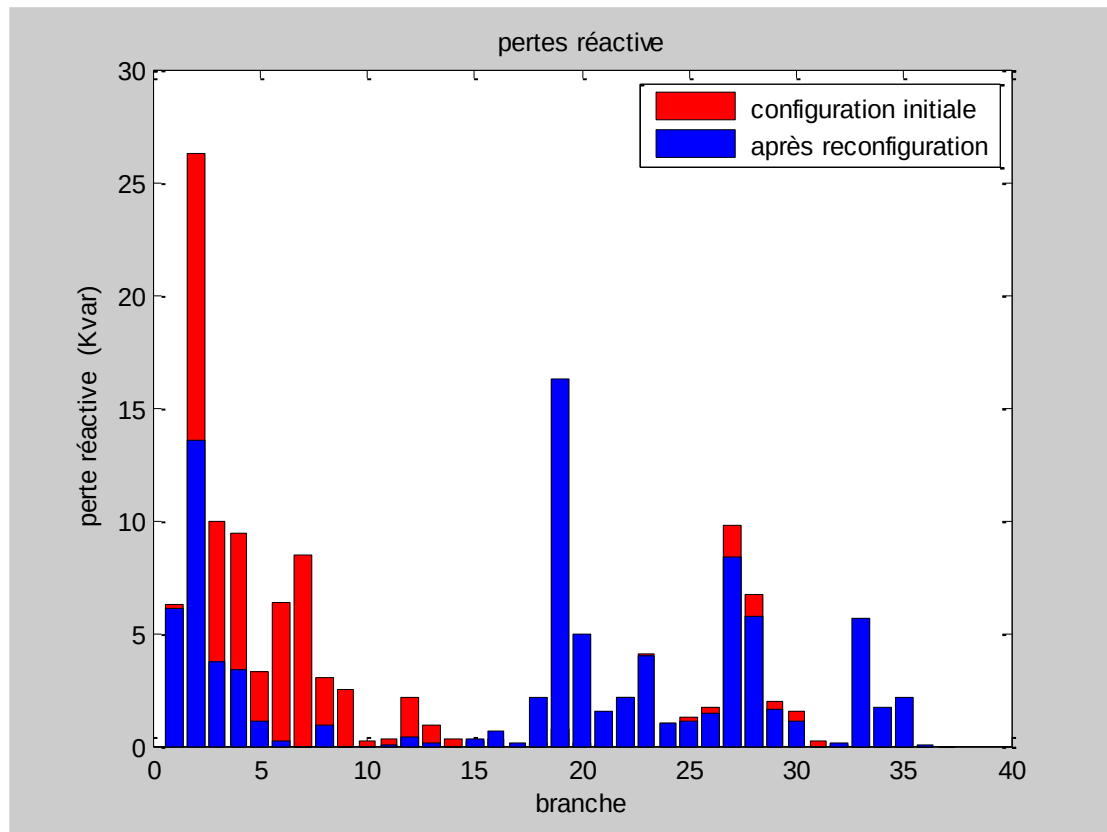


Figure 3.5 : Pertes Réactives dans les branches Avant et Après

3.3 Interprétation des résultats :

Les tableaux (3.1) et (3.2) montrent les valeurs de tension au niveau de chaque jeu de barres étudiées pour tous les cas proposés. La figure (3.3) représente le profil de tension avant et après reconfiguration.

On remarque que le minimum de tension est de 0.9108 pu avant reconfiguration, obtenu au niveau du jeu de barres 18, est amélioré à 0.9475 pu après reconfiguration. Les figures (3.4) et (3.5) représentent respectivement les pertes de puissance active et réactive au niveau de chaque branche avant et après reconfiguration.

La plus grande valeur des pertes de puissance active 51.60 kW obtenue au niveau de la branche numéro 2 avant reconfiguration est réduite à 26.67 kW pour le cas 2 avec un taux de réduction de 51.69% par rapport au cas 1.

Même chose pour les pertes de puissances réactives. La plus grande valeur 26.28 kVar obtenue au niveau de la branche numéro 2 avant reconfiguration est réduite à 13.59 kVar pour le cas 2 avec un taux de réduction de 51.71% par rapport au cas 1.

Production électrique décentralisée

4.1 Introduction

Les réseaux de distribution sont la dernière phase dans la procédure d'acheminement de l'énergie électrique à partir des centrales de productions aux consommateurs. Ils constituent conventionnellement des circuits électriques passifs dans lesquels les flux de puissance active et réactive s'écoulent des hautes vers les basses tensions. Ces flux ainsi que les tensions sont déterminés par les charges. Les systèmes de protection et le réglage de la tension sont actuellement basés sur ce caractère unidirectionnel de l'échange d'énergie. Cependant, les incitations réglementaires en faveur des énergies renouvelables conjuguées à l'ouverture du marché de l'électricité ont eu un premier impact direct sur le réseau de distribution. Ce sont des raccordements de productions décentralisées sur ce réseau.

L'évolution du réseau était basée sur l'économie, la sécurité du système et la qualité de fourniture de l'énergie. Cette vision très centralisée permettait de surveiller et de contrôler le réseau à tout instant.

La production dans ce cas était ajustée à la consommation instantanément, aux pertes près.

4.2 Les technologies de la production décentralisée

La production décentralisée, aussi appelé production distribuée, est la production d'énergie électrique à l'aide d'installations de petite capacité raccordées au réseau électrique à des niveaux de tension peu élevée : basse ou moyenne tension.

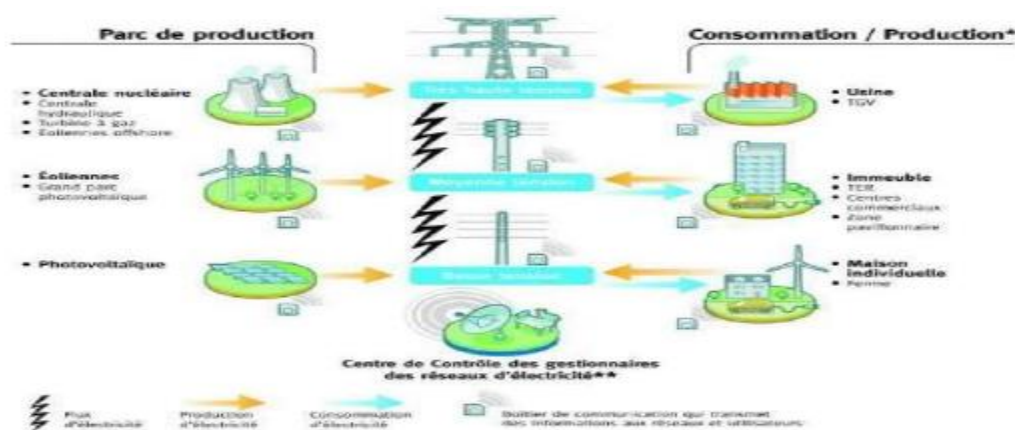


Figure 4.1 : fonctionnement d'un Smart grids

4.3 Production électrique décentralisée

La production décentralisée (PD) est une technologie de production d'énergie électrique à petite échelle qui fournit de l'énergie électrique sur le site de consommation ou à proximité de celui-ci. Cette technologie inclut l'application de petits générateurs, d'une capacité allant de 15 à 10000 kW interconnectée au système de distribution ; directement aux installations du client, ou les deux en même temps.

Une unité de production décentralisé UPD peut fournir une multitude de Services aux producteurs et aux consommateurs parmi les quelle on peut citer :

- La production de l'énergie électrique de secours,
- La diminution de la demande maximale,
- le partage de la demande dans les heures de pointes,
- La production combinée de chaleur et d'électricité (cogénération) pour assurer la demande en énergie thermiques et électriques d'un site donné...

Parmi les avantages les moins connues figurent :

- La compensation de la puissance réactive,
- La régulation de la tension,
- L'amélioration de la stabilité du réseau;
- L'assistance en cas de démarrage en noir d'un réseau;
- L'augmentation des réserves en rotation,....

Les technologies de la PD peuvent présenter aussi des avantages environnementaux allant de l'utilisation des énergies totalement propres jusqu'à une atténuation importante d'un ou plusieurs polluants souvent associés à la production basée sur l'utilisation des combustibles fossile. Actuellement le développement des technologies de PD est considéré comme une priorité dans les pays ou les centrales de production conventionnelles connaissent une diminution rapide au niveau des réserves en rotation.

Les efforts réservés au développement des technologies de PD ont été renforcés dans plusieurs pays ces dernier temps a cause des pannes résultaient d'une combinaison de facteurs tels que :

- la hausse de la demande en électricité,
- l'arrêt permanent ou temporaire d'une ou plusieurs centrales de production conventionnel.
- le changement climatique associée a l'apparition des tornades capable d'endommagé une partie importante des réseaux de transports ou de distribution.

4.4 Intégration de la production décentralisée dans le réseau de distribution [12]

Impacts sur le sens de transit de puissance : Les réseaux sont dimensionnés pour recevoir les flux d'énergie du réseau de transport vers la distribution. L'insertion des GED dans les niveaux de tension autres que le réseau de transport peut créer une injection de puissance dans le sens contraire, c'est-à-dire de la distribution vers le transport. Les équipements, notamment les protections doivent alors être bidirectionnels. Ainsi, sachant que les réseaux aux niveaux de tension inférieure sont normalement surdimensionnés afin de faire face à l'accroissement de consommation, on n'aura peut-être pas, à court terme, de problèmes liés à des limites de la capacité de transfert d'énergie ; mais à plus long terme, lorsque le taux de pénétration de GED augmentera, la modification du sens de transit de puissance pourra éventuellement provoquer des congestions locales.

4.4.1. Modification du transit de puissance

Les premiers impacts liés à l'intégration des DGs dans un réseau de distribution concernent la modification des transits de puissance [13]. Le réseau devient un circuit électrique actif, dans lequel les transits de puissance seront gouvernés non seulement par les charges, mais aussi par les sources comme illustré par la figure (4.1) où le changement de transite de puissance est en fonction du nombre des DGs, de la taille installée des DGs et de la taille opérationnelle ou de la puissance injectée par les DGs dans le réseau de distribution ce qui influe d'une façon ou d'une autre sur le comportement du réseau.

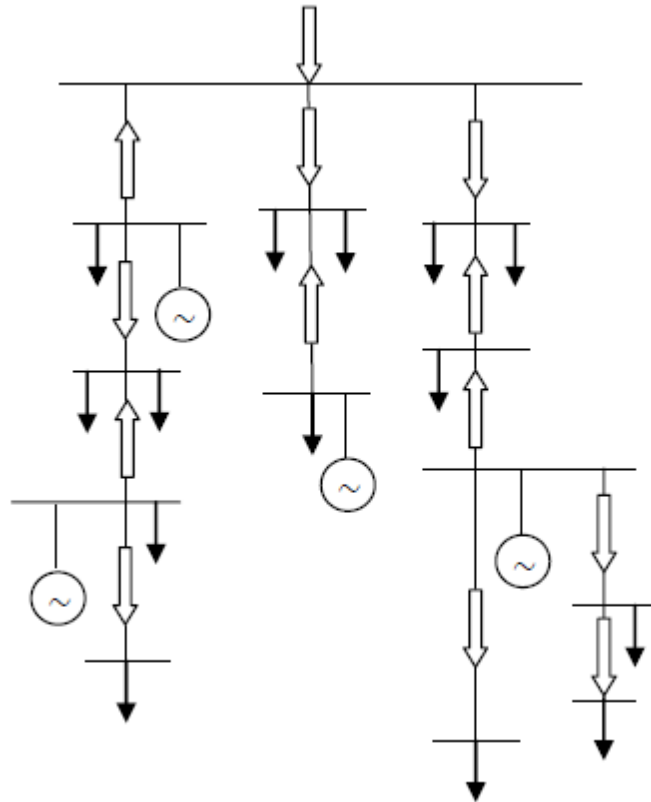


Figure 4.2 : Transit de puissance en présence de production décentralisée

Considérons une charge connectée à un jeu de barres alimentée à travers une impédance de ligne $R + jX$, comme illustré à la figure (4.2.a).

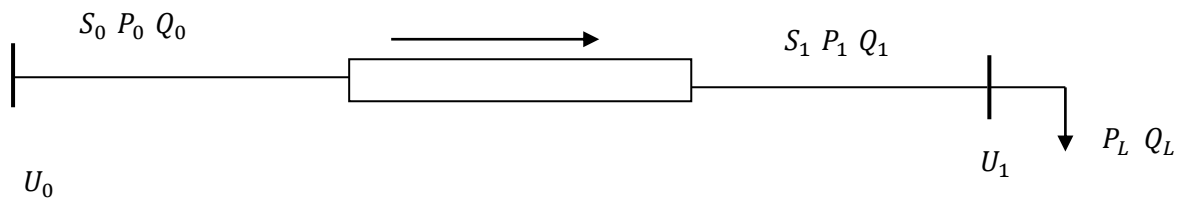


Figure 4.3.a : Ligne radiale avec une charge

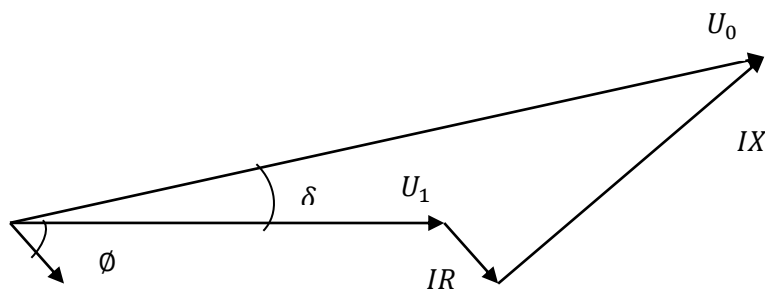


Figure 4.3.b : Diagramme de phase

Le courant I en fonction des paramètres du début de la ligne, la puissance apparente complexe S_0 et la tension U_0 , sera :

$$I = \frac{S_0^*}{U_0^*} = \frac{P_0 - jQ_0}{U_0}$$

De même, le courant en fonction des paramètres de la fin de la ligne, la puissance apparente complexe S_1 et la tension U_1 , sera :

$$I = \frac{P_1 - jQ_1}{U_1}$$

La chute de tension ΔU le long de la ligne est donnée par :

$$\Delta U = |U_0 - U_1| = |I(R + jX)|$$

$$\Delta U = \left| \frac{R \cdot P_1 + X \cdot Q_1 + j X \cdot P_1 - R \cdot Q_1}{U_1} \right|$$

P et Q sont respectivement la puissance active et réactive. Les indices 0, 1 indiquent respectivement le début et la fin de la ligne.

La chute de tension peut être approchée par l'équation :

$$\Delta U \approx \left| \frac{R P_1 + X Q_1}{U_1} \right|$$

L'équation (4.5) est également applicable pour le calcul de l'augmentation de la tension provoquée par la DG comme indiqué à la figure (4.3), à condition que les signes appropriés pour les puissances actives et réactives sont utilisées, à savoir la puissance est positive quand elle est tirée à partir du réseau et négative quand elle est injectée au réseau.

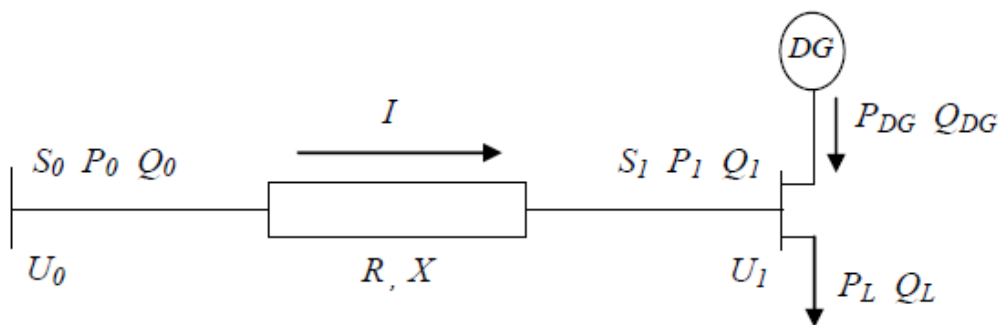


Figure 4.4 : Ligne radiale avec insertion d'une DG

La puissance active à la fin de la ligne est donnée par l'équation :

$$P_1 = P_L - P_{DG} \quad (4.6)$$

De même, la puissance réactive à la fin de la ligne s'écrit :

$$Q_1 = Q_L - Q_{DG} \quad (4.7)$$

La chute de tension au niveau de la ligne (figure 4.3) est donnée par l'équation:

$$\Delta U = \left| \frac{R(P_L - P_{DG}) + X(Q_L - Q_{DG})}{U_1} \right| \quad (4.8)$$

Où P_{DG} et Q_{DG} sont respectivement les puissances active et réactive générées par la DG.

Donc, c'est en fonction des puissances demandées par la charge et celles générées ou injectées par la DG que le transit de puissance peut changer de sens.

4.4.2 Calcul du profil de tension

Le raccordement d'une installation de production sur un réseau HTA induit, du fait de l'injection de puissance active et réactive, une modification des transits d'énergies sur le réseau (figure 7). Donc, la tension à certains nœuds du réseau peut devenir supérieure ou inférieure à la limite autorisée.

La recherche des paramètres de réglage de la tension HTA et BT satisfaisant les limites autorisées exigent le calcul du profil de tension dans le cadre de quatre hypothèses:

- Hypothèses 1: Consommation maximale en présence d'une production maximale
- Hypothèses 2: Faible consommation en présence d'une production maximale
- Hypothèses 3: Consommation maximale en présence d'une faible production
- Hypothèses 4: Faible consommation en présence d'une faible production

Ces études sont conduites généralement à l'aide d'un logiciel de Load Flow. Dans le cas d'un réseau simple dérivation (figure 8), une méthode itérative (Algorithme 1) peut être utilisée pour obtenir le profil de tension du réseau. L'application de l'algorithme exige le choix d'un nœud bilan qui sert de nœud de référence du réseau (Généralement, nous choisissons le point de raccordement au jeu de barres du poste source comme un nœud bilan).

En ce nœud la tension et la phase sont constantes et ses capacités d'absorption et de production de puissance active et réactive sont infinies. Ce point assure l'équilibre entre production et consommation de puissance sur le réseau et permet ainsi la convergence de l'algorithme de calcul.

Algorithme : Calcul du profil de tension dans un réseau simple dérivation

Etape 1: Initialisation de la tension des nœuds $U_i^{(i)} = \overline{U}_s < 0^\circ$ pour $i = 2, 3, \dots, N$

$(\overline{U_s})$: Le module de la tension de source ; $U_i^{(0)}$: La tension du nœuds « i » a l'itération « $k = 0$ » ; N : le nombre des nœuds.

Etape 2 : Initialisation du compteur d'itérations $k = 0$

Etape 3 : Incrémentation du compteur d'itération $k = k + 1$

Etape 4 : Calcul des courants de charge $I_i^{(k)} = \frac{P_i - jQ_i}{U_i^{(k-1)*}}$; Pour $i = 2, 3, \dots, N$; $I_i^{(k)}$: courant de charge du nœud (i) a l'itération (k) ; PL et QL : La puissance active et réactive injectée et/ou consommée dans nœud (i) ; j : nombre imaginaire ($j^2 = -1$) ; $U_i^{(k-1)*}$: conjugué de la tension du nœud (i) a l'itération ($k - 1$).

Etape 5 : Calcul du courant de branche ; $I_{mn}^{(k)} = I_n^{(k)} + \Sigma$ courants des branches reliées au nœud n ; $I_{mn}^{(k)}$: Courant qui circule dans la branche $n - m$ à l'itération k

Etape 6 : Correction des tensions des bus dans le sens rétrogradée ;

$U_n^{(k)} = U_m^{(k)} - Z_{mn} I_{mn}^{(k)}$; Z_{mn} : L'impédance (nombre complexe) de la branche mn .

Etape 7 : Calcul de l'erreur $e^k = \|U_i^{(k)} - U_i^{(k-1)}\|_{\infty}$; $i = 1, 2, 3, \dots, N$.

Etape 8 : Si $e^k < \varepsilon$ (ε : l'erreur admissible) Alors on passe à l'étape 9 ; Sinon on passe à l'étape 3

Etape 9 : Afficher la solution obtenue.

4.5 Insertion d'une production décentralisée dans le système

Le problème de l'intégration des productions décentralisées dans le réseau de distribution IEEE33-bus est étudié selon les cas ou les scénarios suivants :

Cas 1: sans insertion de production décentralisée dans le système.

Cas 2: insertion d'une seule production décentralisée dans le système.

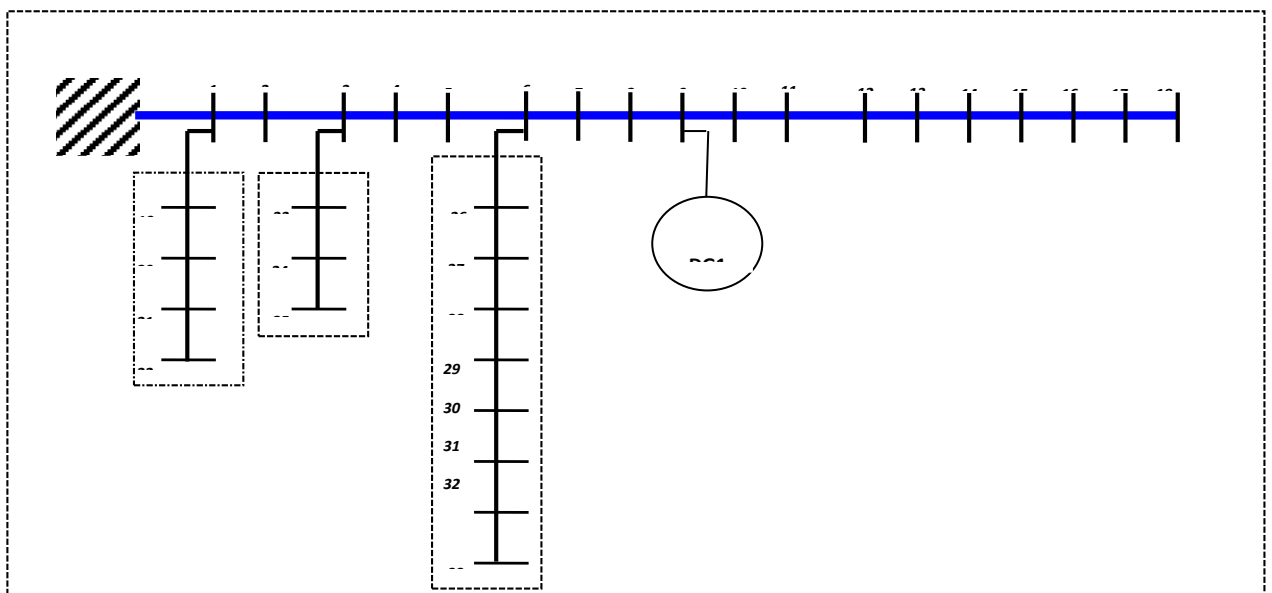


Figure 4.5 : Insertion d'une DG dans le réseau IEEE33-bus

Le premier cas reflétant l'écoulement de puissance sans insertion de DGs est déjà étudié auparavant dans le chapitre 3.

On suppose que le DG installée génère uniquement de la puissance active, c'est-à-dire, on ne prend pas en compte la puissance réactive.

4.5.1 Applications numériques

Les paramètres d'application de FA pour résoudre le problème d'optimisation de la taille du DG dans le réseau de distribution sont donnés comme suit :

- Nombre de fireflies: 20 ;
- Maximum d'itérations: 20 ;
- Nombre de DGs insérées : une seule DG
- Taille de DG : $0.01 \text{ MW} < PDG < 2.5 \text{ MW}$;
- Paramètre de répartition (α): 0.25 ;
- Valeur minimale d'attractivités (β): 0.2 ;
- Coefficient d'absorption

Le processus d'intégration de l'algorithme de luciole FA pour résoudre le problème de la taille du DG est présenté par l'organigramme (figure 4.6). La population initiale générée donnant un nombre de variable d'état autant que le nombre de lucioles, est insérée dans le calcul de l'écoulement de puissance.

L'évaluation de la nouvelle solution se fait par classement des lucioles en fonction de leur intensité lumineuse, trouver la meilleure luciole selon la fonction objectif et déplacer toutes les lucioles vers le meilleur emplacement. Le critère d'arrêt est en fonction du nombre d'itération imposé.

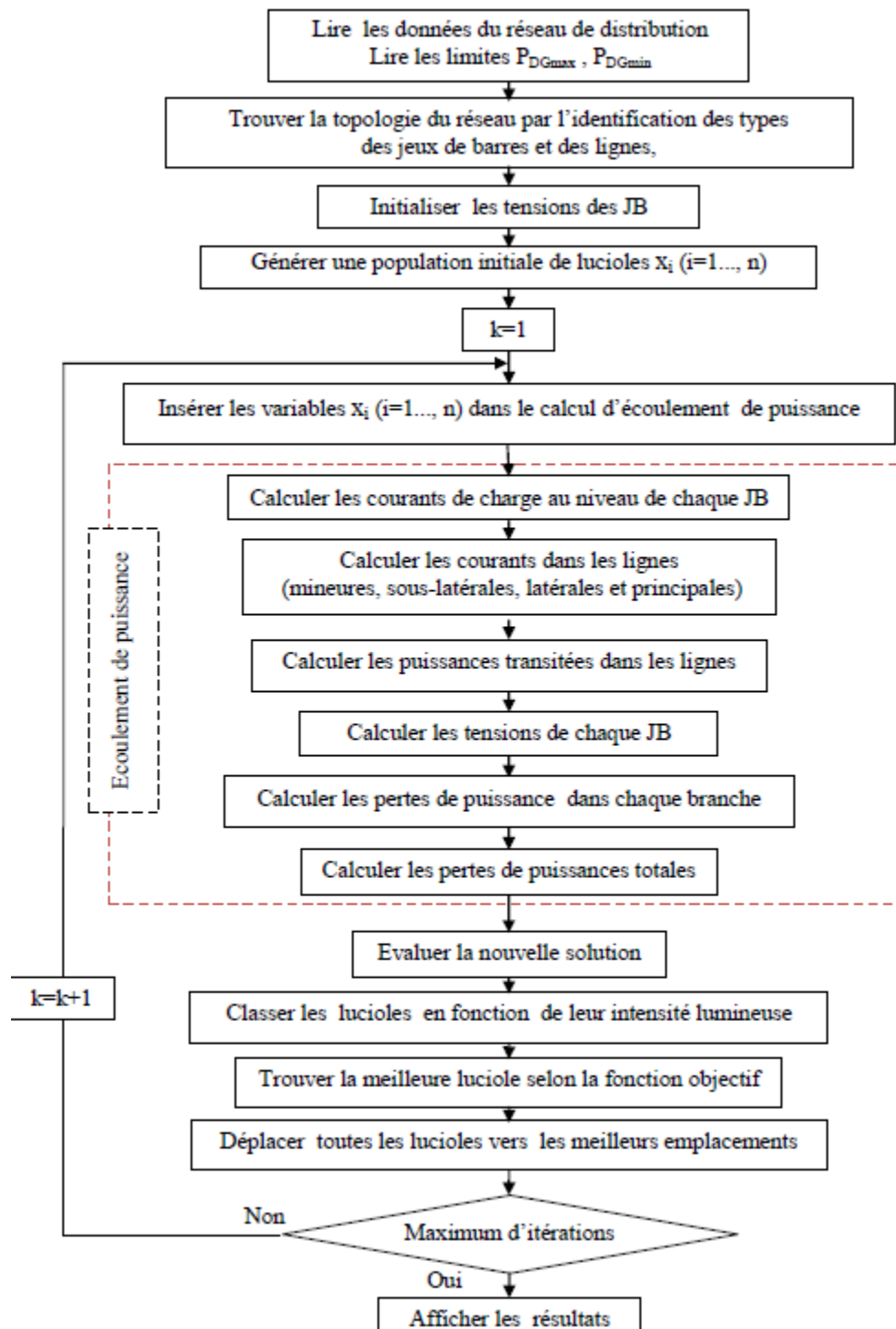


Figure 4.6 : Organigramme d'optimisation de la taille du DG par FA

4.6 Résultats et discussions

La figure (4.7) représente la caractéristique de convergence de l'algorithme FA pour le cas 2, la caractéristique converge à la 10ème itération.

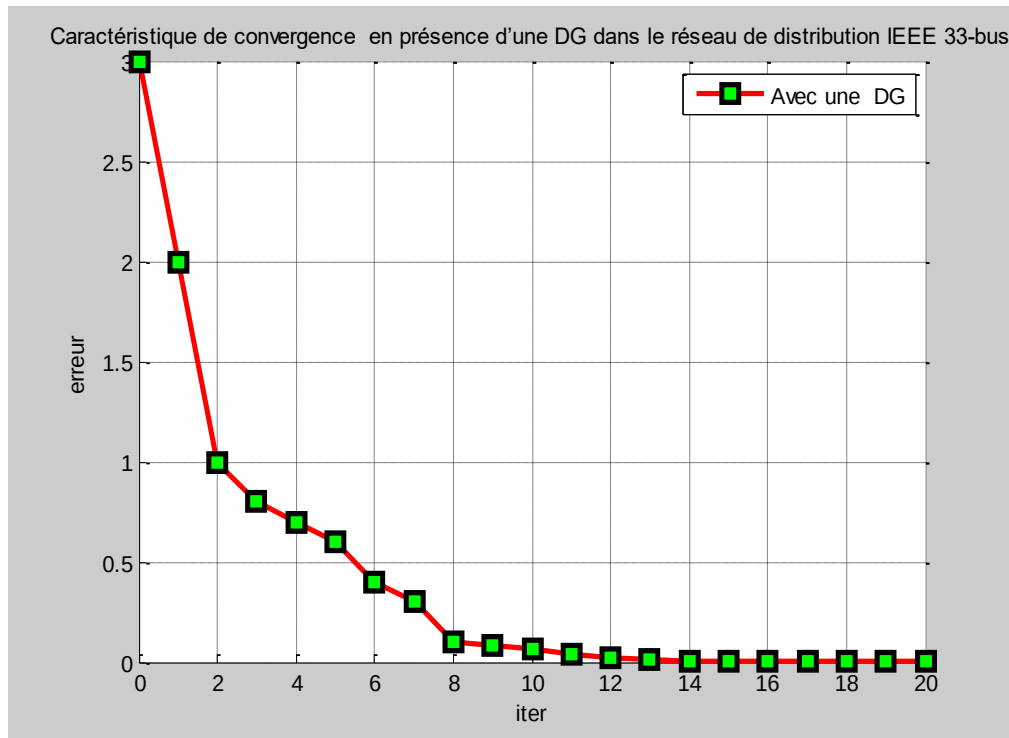


Figure 4.7 : Caractéristique de convergence en présence d'une DG dans le réseau de distribution IEEE 33-

N° du noeud	Cas1	Cas2
	Tension V (p.u)	Tension V (p.u)
01	1.0000	1.0000
02	0.9970	0.9980
03	0.9828	0.9878
04	0.9753	0.9737
05	0.9679	0.9696
06	0.9493	0.9583
07	0.9458	0.9549
08	0.9322	0.9501
09	0.9258	0.9440
10	0.9199	0.9383
11	0.9191	0.9374
12	0.9175	0.9360
13	0.9113	0.9300
14	0.9091	0.9277
15	0.9077	0.9264
16	0.9063	0.9250

17	0.9042	0.9230
18	0.9036	0.9224
19	0.9965	0.9873
20	0.9929	0.9837
21	0.9922	0.9830
22	0.9915	0.9824
23	0.9792	0.9744
24	0.9725	0.9678
25	0.9692	0.9645
26	0.9474	0.9581
27	0.9449	0.9580
28	0.9334	0.9557
29	0.9251	0.9545
30	0.9216	0.9553
31	0.9174	0.9512
32	0.9164	0.9503
33	0.9162	0.9501

Le tableau (4.2) montre les valeurs de tension au niveau de chaque jeu de barres étudiées pour tous les cas proposés. La figure (4.8) représente le profil de tension avant et après l'installation des DGs. On remarque que le minimum de tension 0.9036 pu sans installation de DG obtenu au niveau du jeu de barres 18, est amélioré à 0.9224 pu avec l'installation optimale d'une seule DG au jeu de barres 30 pour une taille opérationnelle optimale de 1.1922 MW.

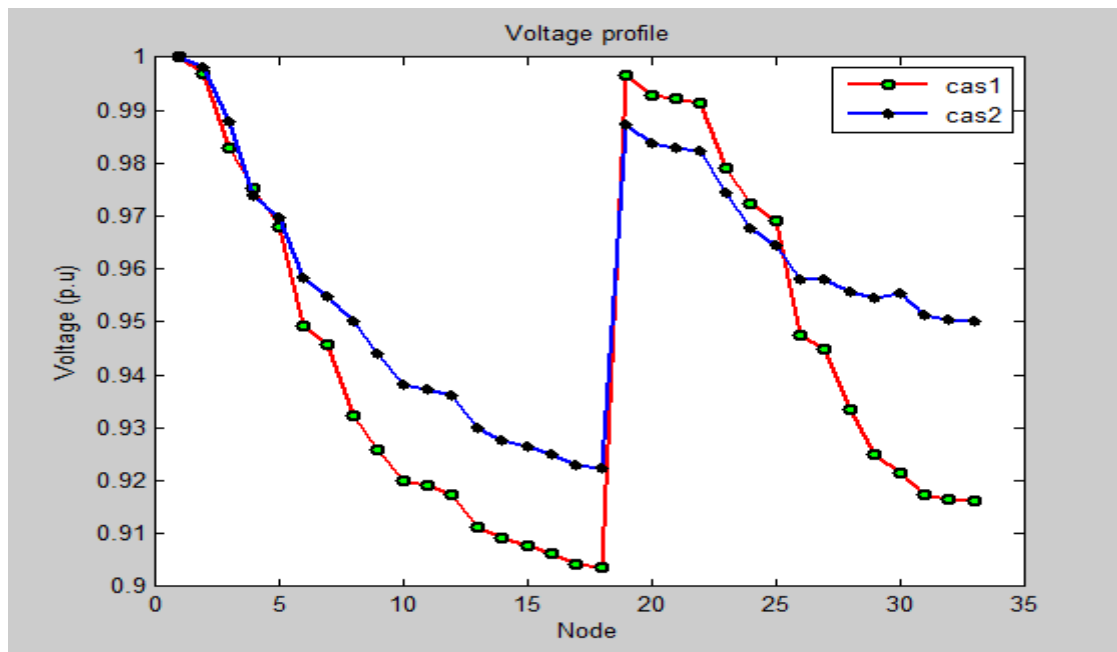


Figure 4.8 Niveau de tension à chaque jeu de barres du réseau de distribution IEEE 33-bus avant et après l'installation de DG.

branches	From bus	To bus	Cas1		Cas2	
			$P (kw)$	$Q (VAR)$	$P (kw)$	$Q (VAR)$
1	1	2	12.20	6.31	7.0758	3.5815
2	2	3	51.60	26.28	27.9044	14.1871
3	3	4	19.78	9.95	8.8363	4.4747
4	4	5	18.58	9.46	7.9932	4.0456
5	5	6	38.00	3.25	16.0598	13.8205
6	6	7	1.91	6.34	1.8879	6.0754
7	7	8	11.69	8.44	4.6929	1.5344
8	8	9	4.20	3.02	4.0606	2.8814
9	9	10	3.56	2.54	3.4653	2.4208
10	10	11	0.55	0.18	0.5809	0.1755
11	11	12	0.88	0.29	0.8949	0.2794
12	12	13	2.68	2.11	2.6067	2.0115
13	13	14	0.73	0.96	0.7492	0.9204
14	14	15	0.36	0.32	0.3925	0.3048
15	15	16	0.28	0.21	0.3200	0.1971
16	16	17	0.25	0.34	0.2913	0.3222
17	17	18	0.053	0.04	0.1010	0.0400
18	2	19	0.16	0.15	0.2107	0.1533
19	19	20	0.83	0.75	0.8808	0.7486
20	20	21	0.10	0.12	0.1506	0.1175
21	21	22	0.04	0.06	0.0936	0.0576
22	3	23	3.18	2.17	3.1983	2.1512
23	23	24	5.14	4.06	5.1399	4.0192
24	24	25	1.28	1.01	1.3240	0.9968
25	6	26	2.56	1.31	1.3668	0.6707
26	26	27	3.28	1.67	1.8780	0.9307
27	27	28	11.14	9.82	6.8620	6.0060
28	28	29	7.72	6.73	5.3094	4.5819
29	29	30	3.84	1.96	3.3860	1.6992
30	30	31	1.57	1.55	1.5027	1.4358
31	31	32	0.21	0.24	0.2443	0.2265
32	32	33	0.013	0.02	0.0620	0.0187

La plus grande valeur des pertes de puissance active 51.60 kW obtenue au niveau de la branche numéro 2 sans installation de DG est réduite à 27.9044kW pour le cas 2 avec un taux de réduction de 54.08% par rapport au cas 1.

Même chose pour les pertes de puissances réactives. La plus grande valeur 26.28 kVAr obtenue au niveau de la branche numéro 2 sans installation de DG est réduite à 14.1871 kVAr pour le cas 2 avec un taux de réduction de 53.98% par rapport au cas 1.

La figure 4.9 reflète clairement l'impact de l'intégration des DGs sur la réduction des pertes totales de puissances active et réactive du réseau IEEE33-bus. Dans le premier cas avant l'intégration de la production décentralisée, la valeur des pertes totales de puissance active est de 208.3660 kW et celle réactive est de 111.66 kVar. Après l'intégration d'une DG, les pertes totales sont devenues 119.52 kW et 91.87 kVar avec respectivement des taux de réduction de 57.36% et 82.28% par rapport au cas 1.

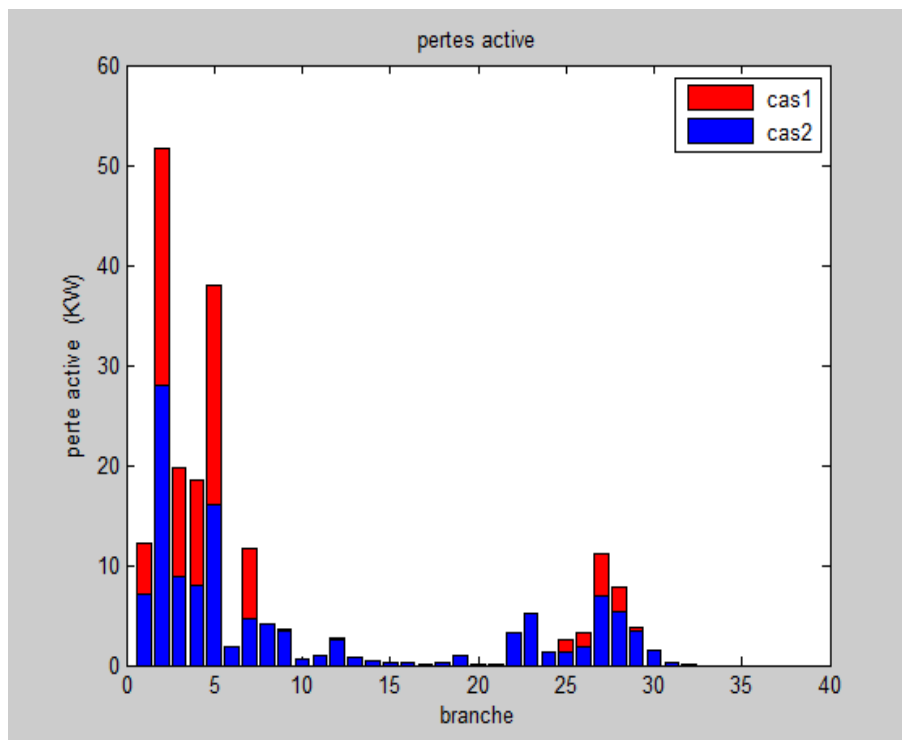


Figure 4.9 ; Pertes de puissances active au niveau de chaque branche avec et sans DG

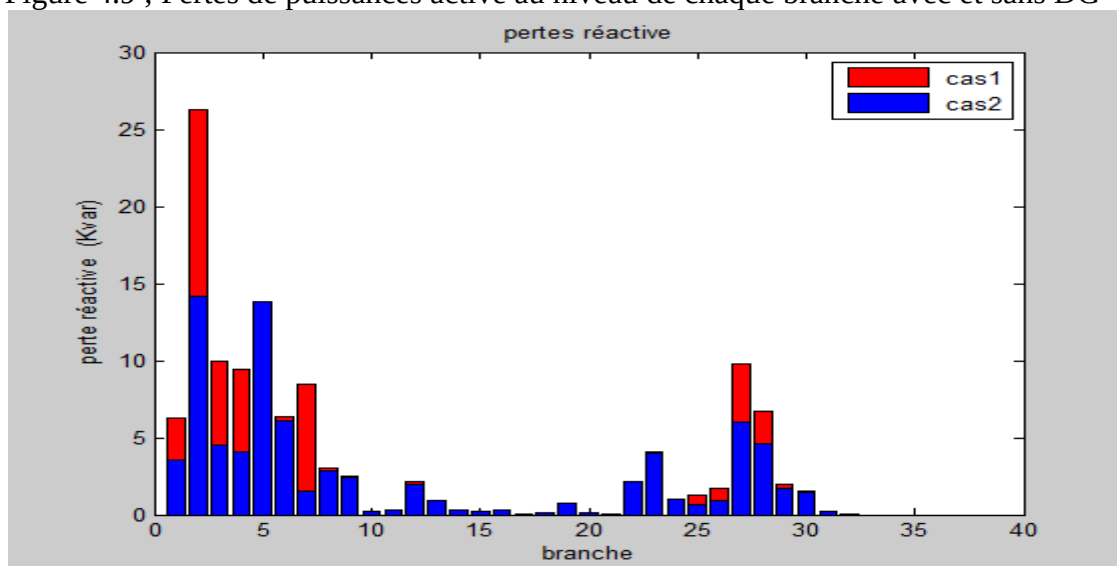


Figure 4.10 ; Pertes de puissances réactive au niveau de chaque branche avec et sans DG

	Pertes totales actives (kW)	Pertes totales réactives (kvar)
Sans DG	208.366 KW	111.66 KVAR
Avec DG	119.52KW	91.87 KVAR

La figure 4.11: Pertes totales de puissances active et réactive du réseau de distribution IEEE 33-bus sans **DG**, avec une **DG**

Conclusion Générale

La reconfiguration est un outil simple et efficace pour améliorer le fonctionnement des réseaux électriques de distribution, elle permet, par un effort réduit, d'améliorer le régime de fonctionnement des réseaux de distribution. L'avantage consiste principalement dans la réduction des pertes de puissances et d'énergie, qui s'accompagne dans la plupart des cas, par l'amélioration de la sécurité en fonctionnement. La dynamique continue de la demande d'énergie de la part des consommateurs change le régime de fonctionnement des réseaux, et implicitement leurs performances. L'application périodique de la reconfiguration permet de mieux adapter le fonctionnement des réseaux au niveau de consommation.

Dans le cadre de notre projet, nous avons présenté dans un premier lieu des généralités sur les réseaux électriques de distribution et tous ce qui concerne leurs différentes structures et architectures.

Par la suite, nous avons présenté brièvement l'écoulement de puissance et également une technique qui consiste à calculer les pertes de puissance.

Généralement, le processus de reconfiguration en temps réel n'est pas recommandé et cela revient au taux de défaillance des appareils de coupure par contre nous pouvons également définir des configurations spécifiques pour chaque période. Le grand désavantage consiste dans le fait, que nous n'avons pas la garantie que la solution finale soit optimale.

Utilisation de l'approche « permutation de branches » permettent de faire face aux difficultés et de combler les lacunes mises en évidence dans le cas de celles qui utilisent les approches « constructives » ou « destructives ». En effet, elles permettent d'observer implicitement, à chaque étape de l'exploration de l'ensemble des solutions possibles, non seulement la contrainte d'arborescence mais également les deux autres contraintes. De plus, les valeurs des variables de décision peuvent, selon les méthodes de type « permutation de branches », à tout moment être remises en question contrairement aux cas où l'on solliciterait des méthodes « constructives » ou « destructives ». Cette particularité, difficile à mettre en œuvre dans le cas de ces deux derniers types de

Conclusion

méthodes de type « permutation de branches ».

Cette étude, nous a permis de concevoir une procédure de reconfiguration qui est choisie comme étant utile pour la réduction des pertes en respectant l'ensemble des contraintes imposées. Par conséquent, nous avons pu atteindre nos objectifs tracés en trouvant la topologie optimale en cas de fonctionnement normal d'une part autrement dit celle qui génère le minimum des pertes, d'autre part, en cas de défaillance d'une ligne la reconfiguration se fait d'une manière automatique afin de réalimenter les charges isolées suite à l'incident en obtenant la configuration optimale.

Les contraintes imposées au processus de reconfiguration sont l'ensemble des conditions à respecter lors de la modification de la topologie du réseau, les contraintes supplémentaires diminuent les performances. La liberté de choix sur certaines configurations est limitée par les contraintes sur la possibilité d'effectuer des manœuvres sur certaines branches. La contrainte sur le nombre admis de manœuvres pour le changement de la configuration diminue également les performances du processus de reconfiguration.

Comme les charges sont de nature inductive, nous avons constaté des chutes de tension plutôt que des surtensions aux nœuds du réseau étudié. Le profil de tension est amélioré si les pertes de puissances actives globales du système sont réduites au minimum suite à la reconfiguration optimale du réseau.

La configuration que nous l'avons retrouvée dans notre travail a bien montré l'efficacité du processus de reconfiguration aux termes de la réduction des pertes et d'amélioration du profil de tension. Des aspects économiques acquièrent de plus en plus de poids au détriment des aspects techniques. Les critères économiques deviennent des outils de décision, Tandis que les critères techniques jouent le rôle des contraintes.

Bibliographie

- [1] R. Nattachote, N. Supawud et S. Noyraiphoom, «Network Reconfiguration for Loss Reduction and Improved Voltage Profile in Distribution System with distributed Generation using Genetic Algorithm» *Current Trends in Technology and Science*, n° 37, 2014.
- [2] T. Ion, «Reconfiguration des réseaux électriques de distribution urbaine dans le contexte de l'ouverture du marché,» LAUSANE SUISSE, 2003.
- [3] A.Chouikh et S.Youssef, «Electrification d'une région rurale (projet de fin d'études-USTHB),» 1982.
- [4] Rapport, «Guide de conception des réseaux électriques industriels,» Schneider Electric, 2006.
- [5] S. R. Cherkaoui, «Méthodes heuristiques pour la recherche de configurations optimales d'un réseau électrique de distribution,» LAUSANNE, 1992.
- [6] A. Ashish, D. Sanjoy et P. Anil, «An AIS-ACO Hybrid Approach for Multi-Objective Distribution System Reconfiguration,» *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 22, n° 13, August 2007.
- [7] C. Hsiao-Dong et J.-J. RenC, «Optimal Network Reconfiguration in Distribution Systems: Part 2: Solution algorithm and Numerical Results,» *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 5, n° 14, November 1990.
- [8] B. Mesut et W. Felix, «Network Reconfiguration in Distribution Systems for Loss Reduction and Load Balancing,» *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 4, n° 12, April 1989.
- [9] A. Ashish, D. Sanjoy et P. Anil, «An AIS-ACO Hybrid Approach for Multi-Objective Distribution System Reconfiguration,» *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 22, n° 13, August 2007.
- [10] M.Boudour et A. Hellal, «"Génie Electrique : Réseaux Electriques, Fondamentaux et Concept ",» Edition Pages Bleues, Alger, Janvier 2011.
- [11] B. P. Ravi, M.R.Kumar, V. S. Hemachandra et R. Vanamali, «A Novel Power Flow Solution Methodology for,» *IEEE Region*, n° 115, 2010.
- [12] S. R. Rayapudi, V. Sadhu, N. Lakshmi et R. R. Manyala, «Optimal Network Reconfiguration of large-Scale Distribution System Using Harmony Search Algorithm,» *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 26, n° 13, August 2011.

Bibliographie

- [13] KELLOU Ibrahim, LAHIANI Mohamed « Optimisation de la reconfiguration d'un réseau de distribution électrique » Mémoire de master, Université SAAD DAHLAB de BLIDA, 2017-2018