

RÉPUBLIQUE ALGÉRIENNE DÉMOCRATIQUE ET POPULAIRE
MINISTÈRE DE L'ENSEIGNEMENT SUPÉRIEUR ET DE LA RECHERCHE
SCIENTIFIQUE

UNIVERSITÉ IBN-KHALDOUN DE TIARET

FACULTÉ DES SCIENCES APPLIQUÉES
DÉPARTEMENT DE GENIE ELECTRIQUE



POLYCOPIÉ DE COURS

Planification des réseaux électriques

Cours et exercices résolus

Préparé par:

Abdelkader BOUAZZA

Promotion :

Master 1 Réseaux électriques

Semestre :

02

Expertisé par:

Pr. SMAILI Attalah

Dr. SLIMANI Halima

Année universitaire 2021 /2022

Préface

Bien que le prix du kWh soit peu élevé, le développement du réseau de Transport et de Distribution de l'énergie électrique met en mouvement des masses financières très importantes. Il suffit pour s'en convaincre de réaliser qu'un kilomètre de ligne double aérienne à 400 kV coûte entre 2.8 à 3.2 millions de dinars, qu'un câble moyenne tension de 16 kV (par exemple: 240mm^2 de section, 17 MVA de capacité de transport) coûte entre 450 à 500 milliers de dinars au kilomètre et que beaucoup de pays en construisent des centaines de kilomètres par an, et bien d'avantage à des tensions inférieures.

De plus la présence du réseau électrique sur le territoire est de plus en plus ressentie comme une gêne. Autant de raisons qui font que l'on a vraiment intérêt à rechercher les méthodes d'étude de développement du réseau qui permettent d'assurer la meilleure qualité de l'alimentation électrique avec une extension du réseau la plus faible possible. Pari impossible, mais compromis possibles.

La planification et l'étude économique des réseaux consistent donc à rechercher les meilleurs compromis entre les avantages et les inconvénients du développement; de cette façon à proposer les meilleurs choix.

Cette étude se veut d'apporter une contribution utile à tous les planificateurs de réseaux électriques en moyenne et basse tension en les sensibilisant à des méthodes d'approche économiques des problèmes rencontrés et apportant des éléments importants à mettre en parallèle avec les solutions techniques trouvées; ceci pour leur donner un outil supplémentaire d'aide à la décision pour leurs planifications futures, sans perdre de vue que toutes ces méthodes ne remplaceront jamais l'être humain, seul maître de la dernière décision à prendre.

Ce support de cours est issu du cours de Planification des réseaux électriques, que j'enseigne à l'université Ibn-Khaldoun de Tiaret, il est destiné aux étudiants de la première année Master réseaux électriques (semestre 02). La structure de ce cours a été pour l'essentiel imposée afin de respecter le programme national.

L'objectif visé à travers ce cours est de rapprocher, aux étudiants, les connaissances nécessaires et les concepts liés à l'étude de la planification des réseaux électriques, définition du

problème de planification avec leur objectifs et contraintes, Niveaux de la planification, enjeux et contexte politico-économique.

Je souhaiterai que ce cours soit un ajout précieux aux ressources pédagogiques de notre université et constitua un support de cours de valeur pour nos étudiants.

Tout commentaire ou proposition ou critique constructive permettant l'amélioration des textes ainsi élaborés sera recueillie avec grand intérêt.

Abdelkader BOUAZZA

Maitre de Conférence A

Département de Génie électrique

Faculté des sciences appliquées

Université Ibn-Khaldoun de TIARET

E-mail : abdelkader.bouazza@univ-tiaret.dz

Contents

Préface	i
Introduction générale	1
1 Architectures des réseaux électriques	3
1.1 Introduction	3
1.2 Hiérarchisation du réseau électrique	3
1.2.1 Production	3
1.2.2 Transport	4
1.2.3 Répartition	5
1.2.4 Distribution	5
1.3 Niveaux de tension	5
1.4 Topologies des réseaux électriques	6
1.4.1 Réseau maillé	7
1.4.2 Réseau bouclé	7
1.4.3 Réseau radial	7
1.4.4 Réseau arborescent	7
1.5 Équipements et architectures des postes	7
1.5.1 Qualités recherchées d'un poste	8
1.5.2 Architectures des postes	8
1.5.2.1 Poste à couplage de barres	9
1.5.2.2 Poste à couplage de disjoncteurs	9
1.5.3 Schémas des postes à couplage de barres	9
1.5.4 Amélioration de maintenabilité et de la sécurité	10
1.5.4.1 Schéma à double antenne-simple jeu de barres	11
1.5.4.2 Schéma à double antenne-double jeu de barres	11
1.5.5 Schémas des postes à couplage de disjoncteurs	12
1.5.5.1 Schéma à double jeu de barres-double disjoncteur	13
1.5.5.2 Schéma à jeu de barres principale et jeu de barres de transfert	13
1.5.5.3 Schéma en anneau	14

1.5.5.4	Schéma à un disjoncteur et demi	15
1.6	Architectures des réseaux de distribution urbains et ruraux	16
1.6.1	Réseau en double dérivation simple	16
1.6.2	Réseau en dérivation multiples	17
1.6.3	Réseaux à structure en coupure d'artère	17
1.6.4	Réseaux ruraux	19
1.6.5	Postes de distribution BT	19
1.6.5.1	Poste MT/BT en zone rural ou semi urbaine	20
1.6.5.2	Poste MT/BT en zone urbaine	20
1.7	Conclusion	21
2	Planification des réseaux électriques BT et MT	22
2.1	Processus de planification des systemes électriques	22
2.1.1	Définition du problème de planification	23
2.1.2	Niveaux de la planification	24
2.1.2.1	Planification à court terme	24
2.1.2.2	Planification à moyen terme	24
2.1.2.3	Planification à long terme:	24
2.1.3	Horizon de planification:	25
2.1.4	Objectifs et contraintes de la planification	26
2.1.5	Résolution du problème de planification	26
2.1.5.1	Sélection et évaluation des alternatives	27
2.1.5.2	Sélection de la meilleure alternative	28
2.1.6	Prise de décision	29
2.2	Planification traditionnelle et moderne des réseaux	29
2.2.1	Planification traditionnelle des réseaux de distribution	29
2.2.2	Les changements dans la planification des réseaux de distribution	32
2.2.3	Planification moderne des réseaux de distribution	33
2.3	Modèle générique de planification	34
2.4	Enjeux. Contexte politico-économique	37
2.4.1	Calcul technico-économique	39
2.4.1.1	Généralités	39
2.4.1.2	Quelques principes économiques	39
2.4.1.3	Définitions des termes	39
2.4.2	Termes économiques	41
2.4.3	Analyse économique	43
2.4.3.1	Méthode de la valeur actuelle	43

2.4.3.2	Méthode du coût annuel	43
2.4.3.3	Méthode du taux de rendement (taux de retour)	44
2.5	Exercices	44
2.5.1	Exercice 1	44
2.5.2	Exercice 2	45
2.5.3	Exercice 3	47
2.5.4	Exercice 4	47
2.5.5	Exercice 5	47
2.5.6	Exercice 6	48
3	Planification du système production-transport	55
3.1	Objectifs généraux	55
3.1.1	Traité de concession - Service public -	55
3.1.2	Priorités liées au contexte socio-économique	55
3.2	Choix de la basse tension (BT)	56
3.2.1	Historique	57
3.2.2	Tensions BT utilisées	57
3.3	Etude du flux de charge	58
3.3.1	Le problème de flux de charge	58
3.3.2	Solution avec un flux de charge en DC	59
3.4	Dispatching économique	61
3.4.1	Coût de génération	61
3.4.2	Contraintes	62
3.4.3	Pertes de transmission	63
3.5	Solution du dispatching économique	66
3.5.1	Solution avec pertes	66
3.5.2	Solution du dispatching économique sans pertes	70
3.5.3	Solution du dispatching économique sans pertes et sans contraintes d'inégalité	73
3.6	Exercices	76
3.6.1	Exercice 01	76
3.6.2	Exercice 02	78
3.6.3	Exercice 02	80
3.6.4	Exercice 03	82
3.6.5	Exercice 04	83
3.6.6	Exercice 05	84
4	Analyse et Évaluation des critères et attributs de la planification	86

4.1	Introduction	86
4.2	Modélisation des éléments du réseau de distribution	87
4.3	Représentation et modélisation de la charge	87
4.3.1	Modèle de charge variable	88
4.3.2	Modèle périodique de charge constante	88
4.3.3	Modèle de variation de prix d'énergie	89
4.4	Modèle de calcul de répartition de charges	90
4.4.1	Modèle AC	90
4.4.2	Algorithme de balayage avant et arrière	91
4.5	Reconfiguration des réseaux de distribution pour la réduction des pertes	94
4.5.1	Formulation du problème de Reconfiguration des réseaux de distribution	94
4.5.2	Explication de la méthodologie	96
4.6	Évaluation de la fiabilité pour la planification des réseaux	97
4.6.1	L'analyse de fiabilité des réseaux électriques de distribution	97
4.6.2	Indices de fiabilité du système électrique	99
4.6.3	Les indices de performance du système	100
4.7	Exercices	102
4.7.1	Exercice 1	102
4.7.2	Exercice 2	102
4.7.3	Exercice 3	103
	Références bibliographiques	104

Introduction générale

L'importance relative dans les pays en voie de développement des investissements requis par le secteur de l'énergie électrique ainsi que la grande durée de vie des équipements à mettre en oeuvre, justifient une planification rigoureuse.

Ayant déterminé une croissance probable des charges dans l'espace et dans le temps, il importe de dessiner dans un contexte dynamique les structures des ensembles de Production Interconnexion, Grand Transport et de Distribution qui, sous un critère de qualité et de continuité de service choisi, seront aptes à faire face à cette demande.

On sait, mais on n'insistera jamais assez sur ce point, que le coût d'une structure est fortement dépendant de la qualité et de la continuité de service que l'on se fixe comme objectif.

La fixation de ce critère est intimement liée au bilan des ressources financières du pays et à la juste quantification de l'impact de la défaillance sur la productivité des industries et sur le revenu national.

Le choix des technologies et des matériels à mettre en oeuvre pour la réalisation des structures destinées à couvrir ces besoins devra prendre en compte les facteurs suivants :

- facilite d'exploitation (adoption de schémas simples et dépouilles)
- facilite de conduite et d'entretien
- valorisation maximum des ressources en matériaux et matières disponibles dans le pays
- adaptation aux conditions climatiques locales.

La simple évocation du sujet suffit à en montrer la complexité.

Avant d'aborder le vif de notre sujet nous tenons à préciser nos idées quant à l'organisation du travail de planification.

Celle-ci exige d'abord une connaissance exacte de l'ensemble énergétique et bien plus, une connaissance intime du pays, de ses structures et de son devenir. L'équipe qui en est chargée doit vivre en symbiose complète avec l'exploitant et avec le pays tout entier, c'est dire qu'elle ne peut être l'oeuvre que du pays lui-même et de ses techniciens.

Organiser le futur, se pencher sur son devenir est fondamentalement un acte majeur qui ne peut être confié à des tiers non intégrés.

Chapter 1

Architectures des réseaux électriques

1.1 Introduction

Un réseau électrique est un ensemble d'outils destiné à produire, transporter, distribuer l'énergie électrique et veiller sur la qualité de cette énergie, notamment la continuité de service et la qualité de la tension.

L'architecture ou le design du réseau est un facteur clé pour assurer ces objectifs. Cette architecture peut être divisée en deux parties ; D'une part, l'architecture du poste, et de l'autre part l'architecture de la distribution.

1.2 Hiérarchisation du réseau électrique

La Figure 1.1 illustre une vue globale du réseau électrique. On distingue quatre niveaux : production, transport, répartition et distribution.

1.2.1 Production

La production sert à produire l'énergie électrique grâce à des turbo-alternateurs qui transforment l'énergie mécanique des turbines en énergie électrique à partir d'une source primaire (gaz, pétrole, hydraulique. . .).

Les sources primaires varient d'un pays à l'autre, exemple en Algérie, le gaz naturel couvre plus de 70% de la production, en France, 75% d'électricité est d'origine nucléaire.

En générale, chaque source de production (centrale électrique) regroupe plusieurs groupes turbo-alternateurs pour assurer la disponibilité pendant les périodes de maintenance.

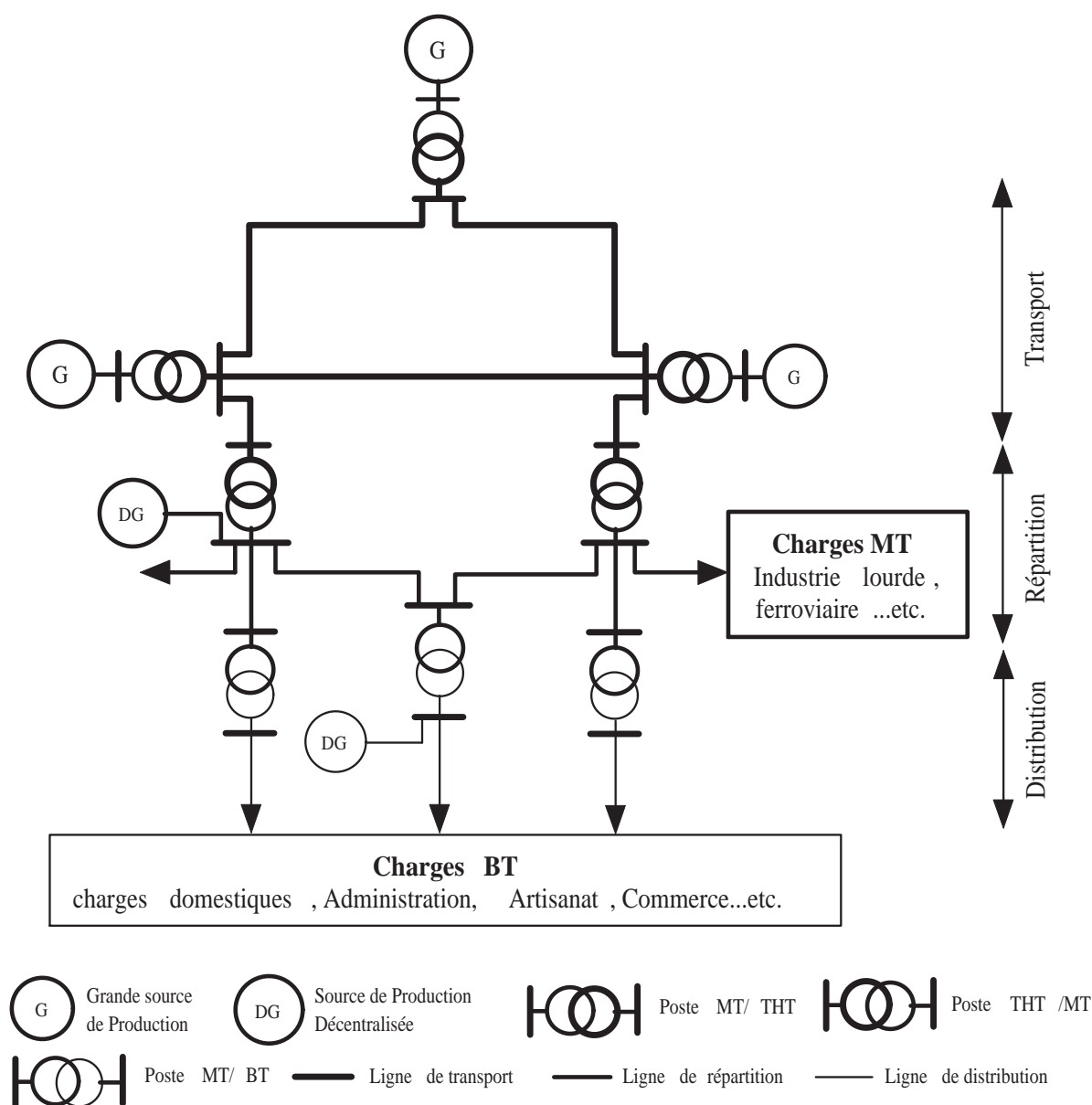


FIGURE 1.1. Hiérarchisation du réseau électrique.

1.2.2 Transport

Un alternateur produit la puissance électrique sous moyenne tension (12 à 15 kV), et elle est injectée dans le réseau de transport à travers des postes de transformation pour être transmise sous haute ou très haute tension afin de réduire les pertes dans les lignes.

Le niveau de la tension de transport varie selon les distances et les puissances transportées, plus les distances sont grandes plus la tension doit être élevée, la même chose

pour la puissance.

Par exemple, le réseau de transport en Algérie utilise une tension de 220 kV (voir 400 kV pour certaines lignes dans le sud notamment), le réseau européen utilise 400 kV, et le réseau nord-américain 735 kV.

1.2.3 Répartition

Le réseau de répartition prend sa source dans le réseau de transport à partir des poste d'interconnexion THT/HT(MT) et sert à fournir les gros consommateurs industriels sous haute ou moyenne tension, et à répartir les puissances dans différentes régions rurales ou urbaines. Ce type de réseau utilise des typiques 60 et 30 kV.

1.2.4 Distribution

La distribution sert à alimenter les consommateurs en moyenne ou en basse tension (typiquement 400 V), grâce à des postes de transformation MT/BT.

1.3 Niveaux de tension

Les niveaux de tension utilisés diffèrent d'un type de réseau à un autre et diffèrent d'un pays ou d'une région à une autre.

Selon la norme IEC (International Electrotechnical Commitee) les niveaux de tension sont définis comme suit :

- **THT (VHV)** : Très haute tension (Very high voltage), pour des tensions composées supérieures à 220 kV
- **HT (HV)**: Haute tension (High voltage), des tensions composées supérieures comprises entre 33kV et 220 kV
- **MT (MV)** : Moyenne tension (Medium voltage), des tension composées comprises entre 1 kV et 33 kV
- **BT (LV)** : Basse tension (Low voltage), tension comprise entre 100 V et 1 kV
- **TBT (VLV)** : Très basse tension (Very low voltage), inférieure à 100 V.

D'autres normes existent, notamment la norme IEEE (Institute of Electrical and Electronics Engineers), celle-ci définit la tension moyenne sur une large plage (de 1 kV jusqu'à 69 kV). La norme IEEE est utilisée surtout en Amérique du nord.

Il y a aussi la norme française qui définit les niveaux comme suit:

- **HTB** : supérieure à 50 kV, HTA : entre 1 kV et 50 kV
- **BTB** : entre 500 V et 1 kV, BTA : entre 50 et 500 V
- **TBT**: inférieur à 50 V

Remarque : En pratique, il y a des valeurs de tensions standards pour chaque niveau. En Algérie ces niveaux sont 220 kV en transport, 60 kV et 30 kV en répartition et distribution MT et 400 V en distribution BT.

1.4 Topologies des réseaux électriques

Les topologies diffèrent d'un type de réseau à un autre. Cette topologie est dictée par : le niveau fiabilité recherché, la flexibilité et la maintenance, ainsi que les coûts d'investissement et d'exploitation.

Les différentes topologies qu'on trouve usuellement sont illustrés sur la Figure. 1.2.

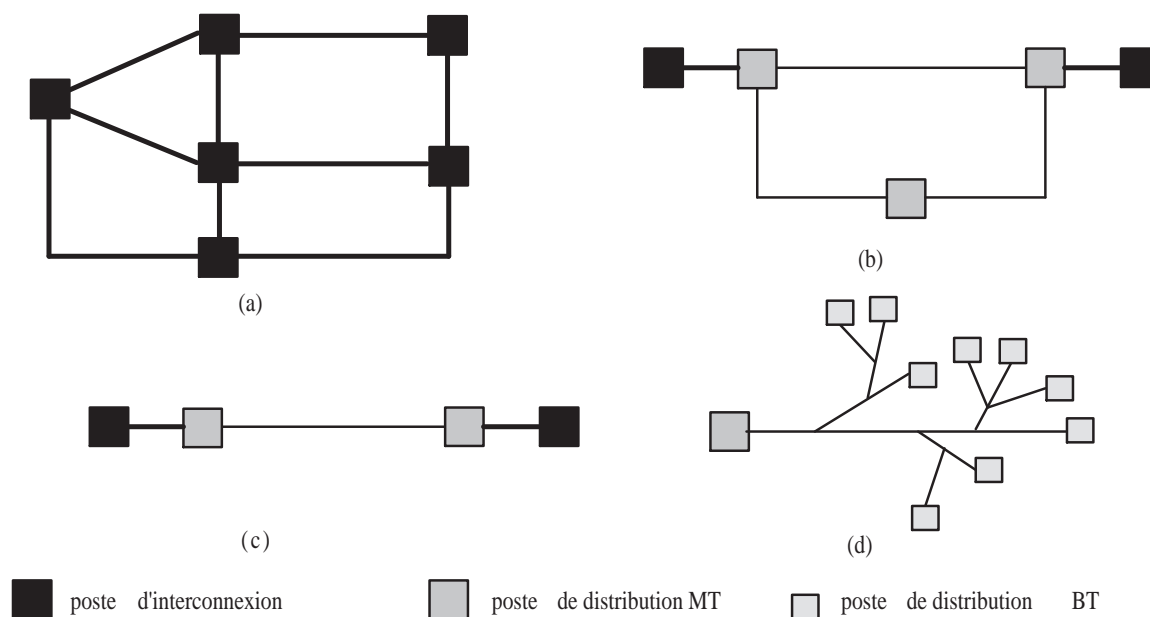


FIGURE 1.2. Différentes topologies des réseaux électriques : (a) Réseau maillé, (b). Réseau bouclé, (c). Réseau radial, (d). Réseau arborescent

1.4.1 Réseau maillé

Cette topologie est presque la norme pour les réseaux de transport. Tous les centres de production sont liés entre eux par des lignes THT au niveau des postes d'interconnexion, ce qui forme un maillage. Cette structure permet une meilleure fiabilité mais nécessite une surveillance à l'échelle nationale voire continentale.

1.4.2 Réseau bouclé

Cette topologie est surtout utilisée dans les réseaux de répartition et distribution MT. Les postes de répartition HT ou MT alimentés à partir du réseau THT sont reliés entre eux pour former des boucles, ceci dans le but d'augmenter la disponibilité. Cependant, il faut noter que les réseaux MT ne sont pas forcément bouclés.

1.4.3 Réseau radial

C'est une topologie simple qu'on trouve usuellement dans la distribution MT et BT. Elle est composée d'une ligne alimentée par des postes de distribution MT ou BT alimentés au départ par un poste source HT ou MT. En moyenne tension cette structure est souvent alimentée des deux côtés afin d'assurer la disponibilité.

1.4.4 Réseau arborescent

Cette structure est très utilisée en milieu rural et quelque fois en milieu urbain où la charge n'est pas très sensible aux interruptions. Elle est constituée d'un poste de répartition qui alimente plusieurs postes de distribution (BT) grâce à des piquages à différents niveaux des lignes alimentant les postes MT/BT.

1.5 Équipements et architectures des postes

Dans une analyse globale d'un réseau électrique un poste est considéré comme une barre ou tout simplement un noeud où transitent des flux de puissances. Pour le désigne et la planification du réseau, ce poste constitue une pièce majeure dans le système de répartition ou de distribution, dans la mesure où c'est à ce niveau qui est organisée la configuration de la topologie du réseau, et c'est aussi un point de surveillance de contrôle et de protection.

Un poste électrique est un ensemble d'appareillage arrangé de sorte à :

- Faire transiter la puissance d'un niveau de tension à un autre, en général s'il s'agit d'un poste de répartition ou de distribution, le poste sert à baisser la tension
- Réglage de la tension, comptage de puissance, surveillance, . . .etc.

Cet ensemble d'appareillage comporte :

- Des jeux de barres
- Des transformateurs
- Des disjoncteurs et sectionneurs (appareillage de coupure)
- Des compensateurs
- Appareillage de mesure et de comptage de puissance
- autres

1.5.1 Qualités recherchées d'un poste

Les qualités recherchées lors d'un choix d'architecture d'un poste électrique sont : La sécurité qui est l'aptitude à conserver un maximum de dérivations (départs) saines en service, en cas de non ouverture du disjoncteur chargé d'isoler une partie en défaut. La souplesse ou l'aptitude d'un poste à réaliser plusieurs découplage et y raccorder n'importe quelle départs. Une maintenabilité permettant la poursuite de l'exploitation d'une dérivation malgré l'indisponibilité d'un disjoncteur, et finalement, une simplicité de sorte à pouvoir changer de configuration en manoeuvrant le minimum d'appareils. La focalisation sur une qualité donnée dépend du type de poste et des options d'exploitation. En règle générale, les postes THT et HT couvrent de très larges zones, c'est pourquoi on favorise avant tout la sécurité. Pour les postes MT, la charge couverte est beaucoup moins importante, alors on favorise plutôt l'économie.

1.5.2 Architectures des postes

Le choix de l'architecture d'un poste dépend de plusieurs paramètres technico-économiques (Fiabilité, flexibilité, maintenance, les coûts d'investissement et de maintenance). La fiabilité et la flexibilité d'un poste sont déterminées par son architecture, et plus précisément du nombre et disposition des jeux de barres, nombre et disposition des appareils de coupure (disjoncteurs), et éventuellement des lignes qui alimentent le poste. Les postes peuvent être classés en fonction de leurs architectures indépendamment de leurs types en deux familles ;

1.5.2.1 Poste à couplage de barres

où les jeux de barres couplent en eux les différents départs ;

1.5.2.2 Poste à couplage de disjoncteurs

où les disjoncteurs couplent entre eux les différents départs.

La Figure. 1.3 montre la différence entre ces deux familles de postes. De point de vue fiabilité, on peut remarquer qu'un défaut sur le départ F1 par exemple nécessitera l'ouverture du disjoncteur D1 pour l'architecture à couplage de barre, alors que pour l'autre architecture il faudra ouvrir D1 et D2 pour isoler le départ en défaut.

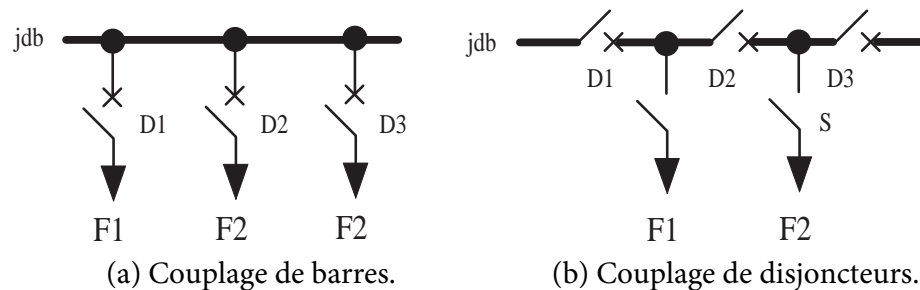


FIGURE 1.3. Les deux principales architectures des postes.

D :Disjoncteur, S :Sectionneur

Cependant, en cas de maintenance de disjoncteur D1 le départ est F1 est condamné pour l'architecture à couplage de barre, mais peut rester en service grâce à D2 pour l'architecture à couplage de disjoncteurs. Donc, à la lumière de cette exemple, on peut dire que l'architecture à couplage de disjoncteur est plus fiable, cependant de point de vue coût, il est évident qu'elle revient plus chère du fait qu'il nécessite plus de disjoncteurs pour protéger le même nombre de départ (exemple : trois disjoncteurs pour trois départs dans une architecture à couplage de barres, le même nombre de disjoncteurs pour deux départs pour une architecture à couplage de disjoncteurs.).

1.5.3 Schémas des postes à couplage de barres

La Figure. 1.4 représente le schéma d'un poste à couplage de barres simple souvent appelé simple antenne-simple jeu de barres. Ce schéma est constitué d'une ligne d'arrivée (SL) alimentant un jeu de barres sur lequel plusieurs départs sont raccordés pour alimenter des charges à travers des transformateurs normalement abaisseurs de tensions.

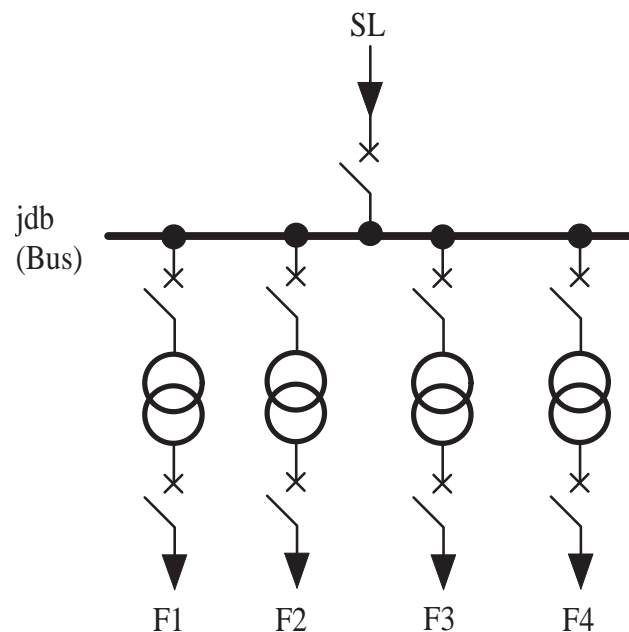


FIGURE 1.4. Simple jeu de barres, simple antenne et plusieurs départs.

Ce type de schéma a l'avantage d'être simple et économiquement pas cher, mais il présente plusieurs inconvénients de point de vue sécurité. En effet, il n'est pas difficile de remarquer qu'un défaut sur n'importe quel départ ou une maintenance l'un des ses équipements associés (disjoncteur ou transformateur), le mettra immédiatement hors service.

D'autre part, un défaut sur le jeu de barres ou une maintenance de celui-ci condamnera tous les départs et mettra le poste hors service. Enfin, la perte de la ligne d'arrivée à cause d'un défaut sur la ligne, défaut ou maintenance de son disjoncteur entrainera encore la perte du poste.

1.5.4 Amélioration de maintenabilité et de la sécurité

Il est possible d'améliorer la maintenabilité de la structure simple de la Figure.1.4 en adoptant un jeu de barres en deux tronçons séparés par un sectionneur, pour éviter la perte les dérivations (arrivée ou départs) raccordées au tronçon sain lorsque l'autre tronçon est en défaut (Figure. 1.5(a)).

Ceci permet de continuer l'exploitation d'une partie du poste pendant que la période de rétablissement sur l'autre partie. Cependant, la séparation des tronçons par un sectionneur n'offre pas suffisamment de sécurité.

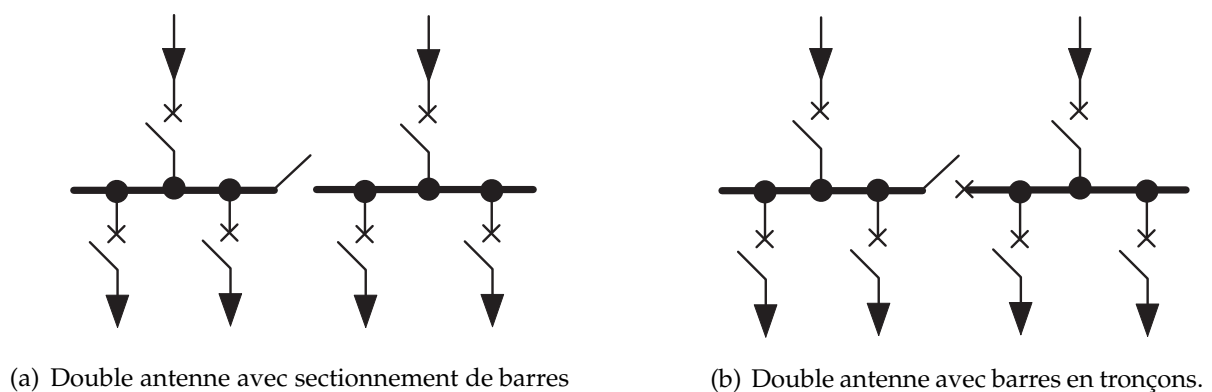


FIGURE 1.5. Schémas d'un poste à couplage de barres.

En effet, si l'un des tronçons perd sa ligne d'arrivée, tous ses départs sont condamnés, et pour pouvoir les rétablir en fermant le sectionneur (qu'on doit manipuler à vide rappelons-le), il va falloir d'abord isoler ce dernier ce qui provoquera la perte de l'autre moitié du poste pendant cette opération.

D'autres schémas offrant plus de sécurité sont habituellement rencontrés, on peut citer notamment le schéma dit double antenne-simple jeu de barres et le schéma double antenne-double jeu de barres

1.5.4.1 Schéma à double antenne-simple jeu de barres

Ce schéma illustré sur la Figure. 1.5(b) utilise à la place du sectionneur un disjoncteur, ce qui permet en plus maintenabilité de la partie saine, une sécurité relativement bonne. Le disjoncteur qui sépare les deux tronçons appelé disjoncteur de couplage est normalement ouvert, et lorsque un des tronçons perd son alimentation le disjoncteur est fermé pour qu'il soit alimenté par l'autre ligne. Cependant dans les deux cas (sectionneur ou disjoncteur), un défaut sur un tronçon du jeu de barres condamnera toutes ses dérives.

1.5.4.2 Schéma à double antenne-double jeu de barres

Ce schéma utilise deux jeux de barres comme le montre la Figure.1.6. Les deux jeux de barres sont couplés par un disjoncteur qui est normalement ouvert, et sont raccordés à deux ligne d'arrivée mais normalement chacun d'eux est alimenté par une seule ligne. De même, chaque départ est raccordé aux deux jeux de barres mais alimenté normalement par un seul.

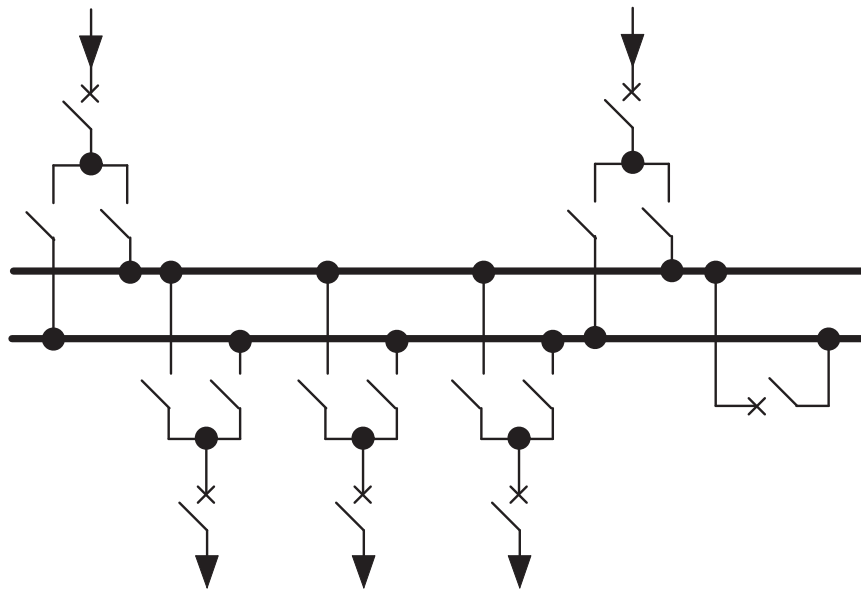


FIGURE 1.6. Schéma d'un poste à couplage de barres avec double antenne et deux jeux de barres.

Ce type de schéma présente une sécurité meilleure par rapport aux solutions précédentes. En effet, sauf la perte des deux arrivées ou des deux jeux de barres pourra mettre hors service tout le poste.

Si une arrivée est perdue, le disjoncteur de couplage ferme pour alimenter les deux jeux de barres par l'autre ligne (celle-ci est normalement capable), par ailleurs, la perte d'un jeu de barres suite à un défaut ou maintenance ne va entraîner la perte de ses départs car ils sont basculés dans ce cas vers l'autre jeu de barres, à condition bien sûr que celui-ci soit capable de supporter toute la charge.

Ce type de schéma coûte évidemment plus cher mais il est fiable et offre une bonne flexibilité, c'est pourquoi il très utilisé dans les poste THT et HT.

1.5.5 Schémas des postes à couplage de disjoncteurs

Les architectures à couplage de disjoncteurs sont utilisées lorsqu'on recherche une grande disponibilité des départs raccordés aux postes. Très intéressantes pour les postes THT, on les rencontre surtout dans les pays d'Amérique du nord. Néanmoins, de point de vue économique, ces postes sont plus coûteux que les postes à couplage de barres. Les schémas souvent rencontrés pour ce type d'architecture sont détaillés ci-après.

1.5.5.1 Schéma à double jeu de barres-double disjoncteur

Ce type de schéma est représenté sur la Figure.1.7.

Comme son nom l'indique, il y a deux jeux de barres, et chaque dérivation (arrivée ou départ) est encadré par deux disjoncteurs. Ce schéma présente une très bonne flexibilité permettant de basculer les dérivations sur l'autre jeu de barres si nécessaire, et offre la possibilité de maintenance d'un disjoncteur sans mettre hors service la dérivation concernée.

Néanmoins, ce schéma coûte souvent cher, en outre, si les dérivations ne sont pas raccordées sur les deux jeux de barres, on risque de perdre la moitié si un défaut survient sur un disjoncteur.

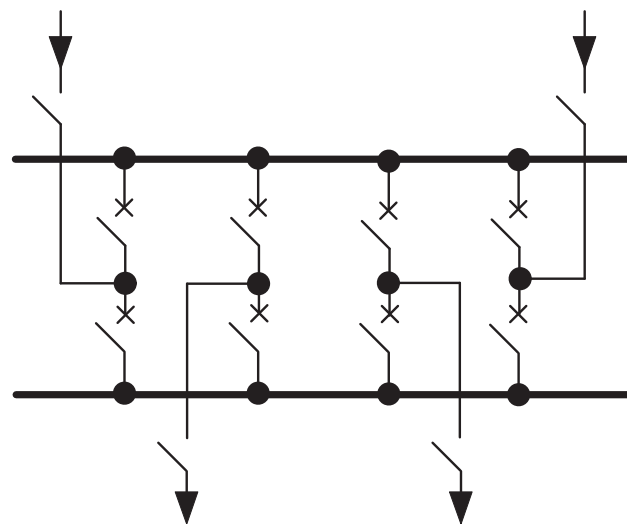


FIGURE 1.7. Architecture à couplage de disjoncteur-Schéma à deux jeux de barres et deux disjoncteurs.

1.5.5.2 Schéma à jeu de barres principale et jeu de barres de transfert

Ce schéma illustré sur la Figure.1.8, utilise aussi deux jeux de barres, un jeu de barre principale, et un jeu de barres de transfert couplés par un disjoncteur.

Ce type de schéma coûte relativement moins cher mais son principal avantage est la possibilité de mise hors service des disjoncteurs en cas de besoin de maintenance sans pertes de dérivations, mais il est moins fiable comparé au schéma précédent, car un défaut sur le jeu de barre ou sur un disjoncteur nécessitera la mise hors service de tout le poste.

Ajouter à cela les problèmes liés aux manoeuvres des sectionneurs lors de la maintenance d'un disjoncteur.

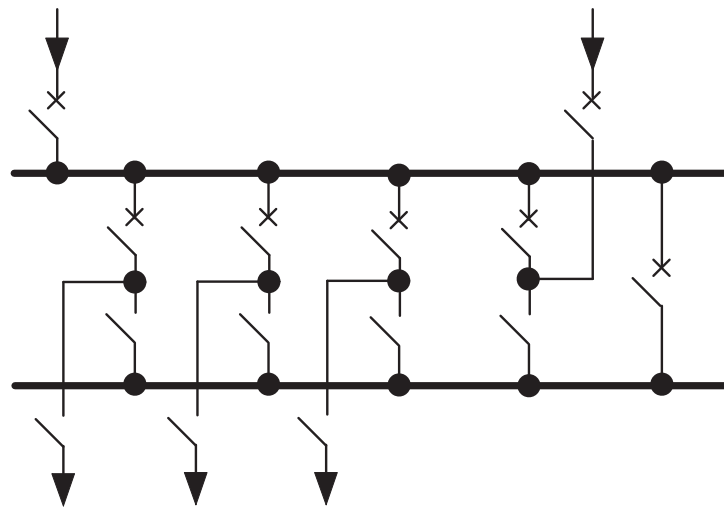


FIGURE 1.8. Architecture à couplage de disjoncteur-Schéma à un jeu de barres principale et un jeu de barres de transfert.

1.5.5.3 Schéma en anneau

Le schéma en anneau (ring) illustré par la Figure.1.9 peut être considéré comme un schéma à couplage de barres refermé sur lui-même pour constituer un poste à couplage de disjoncteur se forme d'un anneau (boucle).

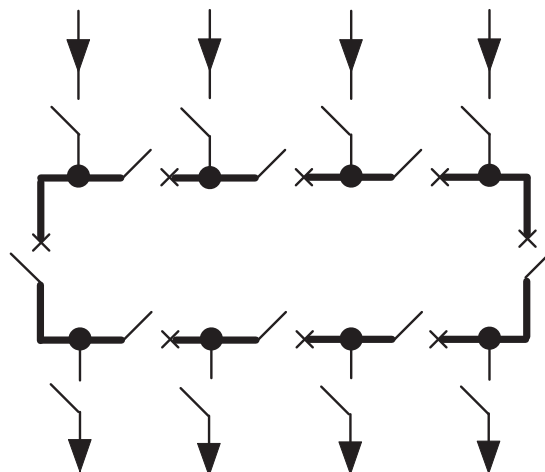


FIGURE 1.9. Architecture à couplage de disjoncteur-Schéma à jeu de barres en anneau (ring).

On a ainsi les avantages du coût et de fiabilité à la fois. Dans ce type de schéma, on remarque qu'un seul disjoncteur suffit pour chaque dérivation, autrement dit le nombre de

disjoncteurs égal au nombre de dérivation, alors que chaque dérivation est alimentée par deux disjoncteurs. Par ailleurs, il est possible de déconnecter n'importe quel disjoncteur pour maintenance sans perte de dérivation concernée.

Ce schéma présente aussi l'avantage du fait que toutes les manoeuvres sont réalisées par des disjoncteurs. L'inconvénient qu'on peut cité pour cette structure est relatif à son système de contrôle et de protection qui est très complexe.

1.5.5.4 Schéma à un disjoncteur et demi

Le schéma dit à un disjoncteur et demi est représenté sur la Figure.1.10. Il y a deux jeux de barres, et trois disjoncteur pour deux dérivation (d'où le mon un et demi).

Chaque dérivation est encadrée par deux disjoncteurs, ainsi les deux dérivation partagent un disjoncteur de couplage (disjoncteur au milieu).

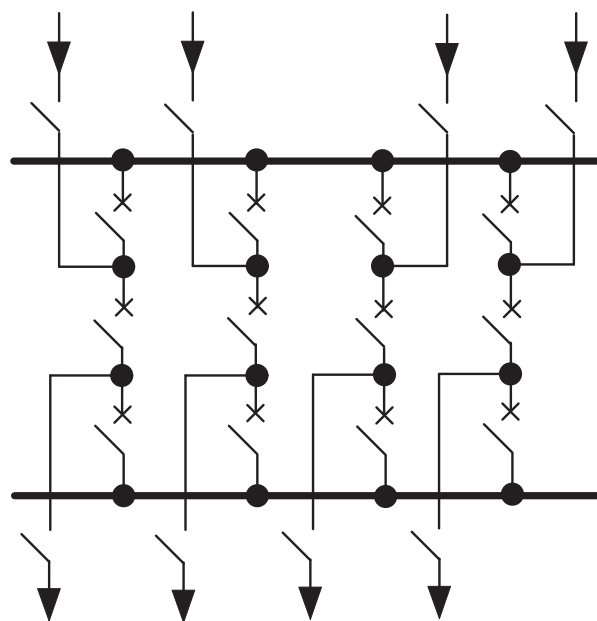


FIGURE 1.10. Architecture à couplage de disjoncteur-Schéma à un disjoncteur et demi.

Pour ce schéma aussi, toutes les manoeuvres sont réalisées par des disjoncteurs, et grâce aux disjoncteurs de couplages il est possible de déconnecté si nécessaire les deux jeux de barres à n'importe quel moment sans perdre aucune dérivation que ça soit une arrivée ou un départ.

Par ailleurs, un défaut sur un jeu de barre n'entraînera pas la perte de dérivation puisqu'elles sont immédiatement basculées vers l'autre jeu de barres. de meme un défaut sur un disjoncteur du côté jeu de barres entrainera la perte de la dérivation concernée seulement.

Ce type de schéma est réputé pour sa grande fiabilité et son excellente flexibilité. Néanmoins, de point de vue économique il est évidemment plus cher, car le nombre de disjoncteurs nécessaire pour un tel poste est 1.5 fois le nombre de dérivation.

1.6 Architectures des réseaux de distribution urbains et ruraux

La qualité de service en milieu urbain est primordiale à cause des infrastructures sensibles comme les hôpitaux, usines. . .etc.

Le réseau urbain est plus souvent enterré avec des postes maçonnés. Ce choix réduit la fréquence des défauts, mais la durée d'intervention est souvent plus longue.

La répartition géographique des charges est l'une des contraintes qu'il faut prendre en compte lors du choix d'une architecture. En effet, un milieu urbain, est caractérisé par une densité de charge élevée avec des longueurs de conducteurs faibles. Ainsi, les puissances appelées sont importantes et les problèmes qui peuvent intervenir sont principalement liés aux courants admissibles dans les conducteurs.

Les architectures rencontrés habituellement en milieu urbain utilisent bouclées (parfois radiales) avec des dérivations double ou en coupure d'artère.

1.6.1 Réseau en double dérivation simple

C'est une structure radiale en antenne doublée à partir du jdb du poste source HT/MT (Figure.1.11).

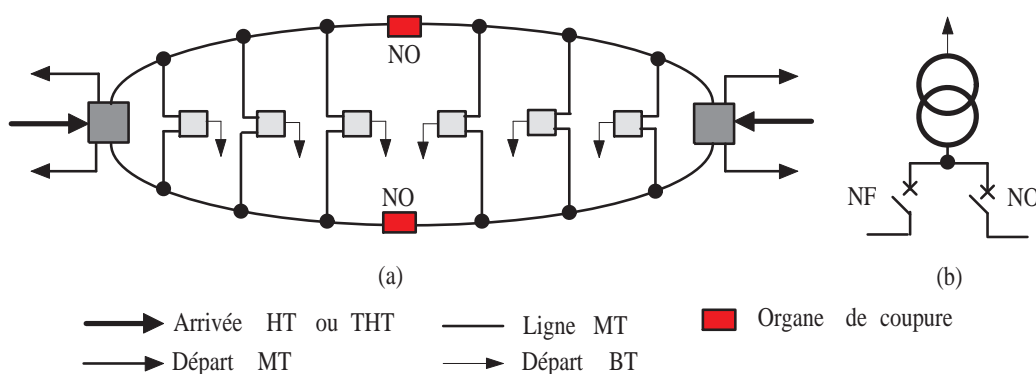


FIGURE 1.11. Réseau en double dérivation simple : (a). Architecture du réseau, (b). Alimentation du transformateur par les deux dérivation.

- Chaque poste HT/BT prend sa source à partir d'un câble principal et un câble de secours
- En cas de défaut sur le câble principal, la charge (c'est-à-dire le poste MT/BT) peut être basculée vers le câble de secours
- n organe de coupure est installé tous les 10 à 15 postes MT/BT pour faciliter les manoeuvres lors de l'élimination de défaut ou de maintenance

1.6.2 Réseau en dérivation multiples

Dans cette structure on trouve plusieurs départs du poste HT/MT.

Chaque poste MT/BT est raccordé à deux câbles mais alimenté normalement par un seul. Ainsi, en cas de défaut sur un câble, les postes concernés sont basculés vers l'autre câble.

Exemple : 9 poste MT/BT, 4 départs Poste 1 entre câbles 1 et 2, poste 2 entre 1 et 3, poste 3 entre 1 et 4, poste 4 entre 2 et 3, poste 5 entre 3 et 4, poste 6 entre 4 et 1, ?etc.

Il est possible que l'on spécifie le 4^{ème} câble comme câble de secours, alors dans ce cas tous les postes sont raccordés à ce câble est répartis équitablement sur les trois premiers.

1.6.3 Réseaux à structure en coupure d'artère

Un câble part d'un poste source HT/MT, et passe successivement par les postes MT/BT à desservir avant de rejoindre soit un autre poste source HT/MT (Fig.1.12), soit un départ différent du même poste source HT/MT, soit un câble secours.

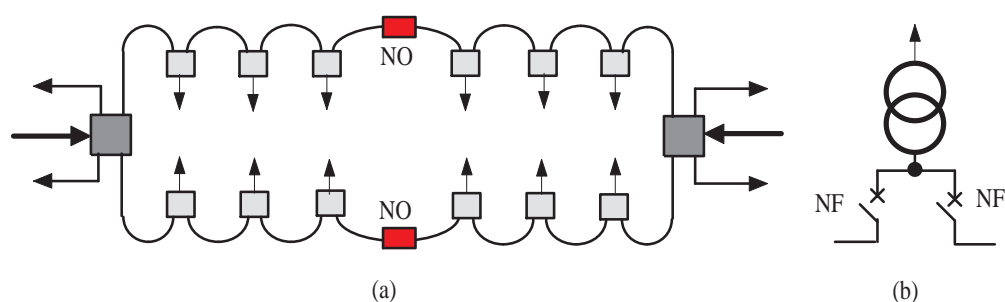


FIGURE 1.12. Réseau à structure en coupure d'artère.

L'option en coupure d'artère est plus économique que la double dérivation.

Plusieurs variantes de la structure en coupure d'artère existent. Quelques une sont illustrées sur la Figure.1.13.

a). **La maille:**

Cette structure est composée de boucles alimentées directement par des postes sources HT/MT ou via des postes têtes de boucle reliés aux postes sources MT/BT par des conducteurs de section importante appelés câbles de structure.

Les postes têtes de boucle ont la même structure que les postes source sauf qu'il n'y a pas de transformateur HT/MT. Des liaisons inter-boucles permettent le report de charge d'une boucle sur l'autre en cas de perte d'un câble de structure.

b). **Les boucles:**

Cette structure est utilisée lorsque le centre de gravité des charges est loin par rapport au poste source. Les boucles sont alimentées par un poste de tête de boucle qui est alimenté par le poste source via un câble (ou de préférence deux).

c). **Structure maillée:**

Un réseau en coupure d'artère peut-être maillé en créant des liaisons entre les artères principales. La structure résultante est plus sur mais difficile à exploiter en mode maillé. Cependant, des organes de coupure ouverts permettent une exploitation radial plus simple.

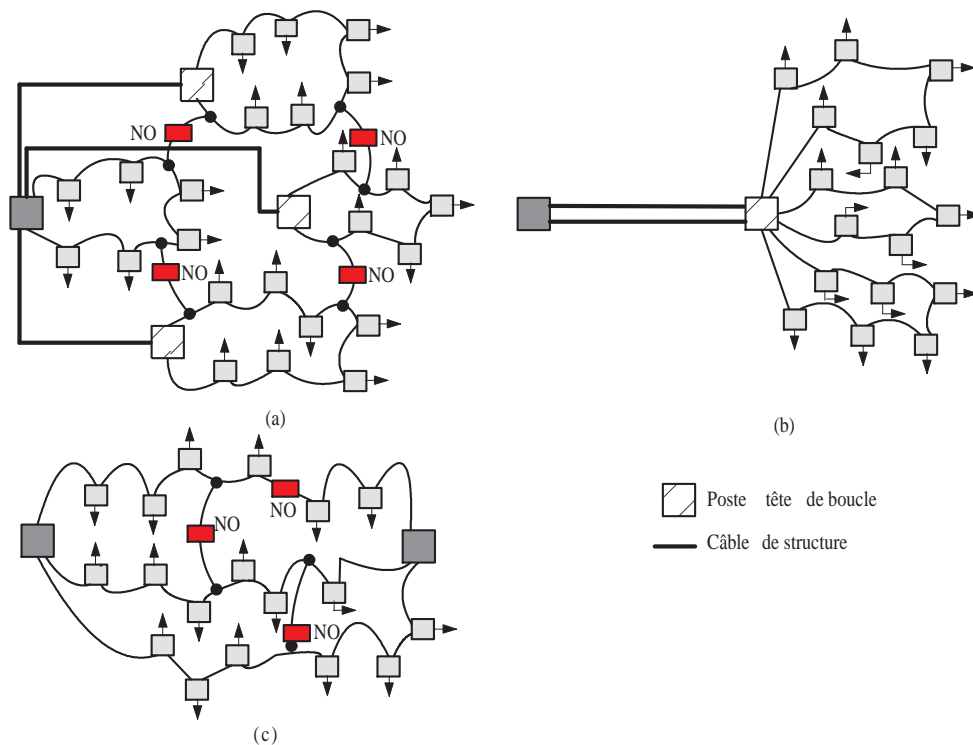


FIGURE 1.13. Quelques variantes des réseaux en coupure d'artère.

1.6.4 Réseaux ruraux

Le milieu rural se caractérise par une densité de charge faible répartie sur une grande zone. On a donc de grandes longueurs de conducteurs, souvent aériens. Ainsi, les problèmes qui peuvent intervenir dans les réseaux ruraux sont principalement liés aux chutes de tension admissibles en bout de ligne.

Les réseaux ruraux ont des architectures arborescentes bouclables mais souvent exploitées en radial (Figure.1.14)

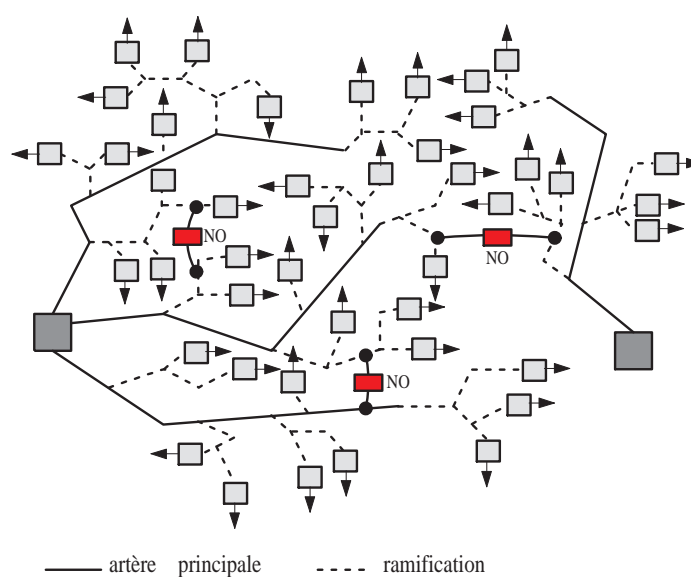


FIGURE 1.14. Réseau rural.

1.6.5 Postes de distribution BT

Les postes de distribution basse tension (MT/BT) sont relativement plus simples. En terme de puissance, ce sont des postes qui ne dépassent pas 10 MW. Selon leurs puissances ils peuvent être soit mis sur poteaux (en zones rural surtout ou semi urbaine) soit dans des cellules maçonnées (zone urbaine).

La Figure.1.15 montre deux schémas de poste de distribution BT ;

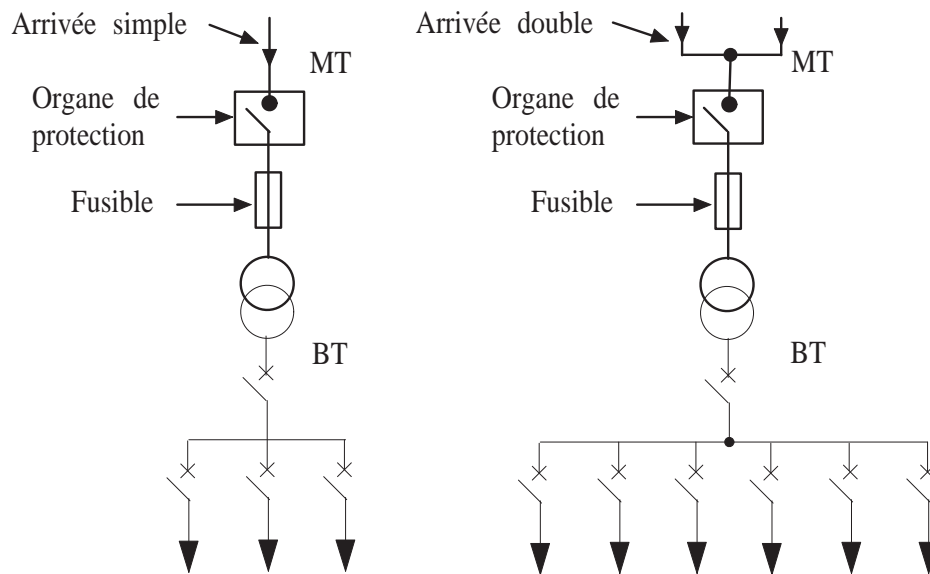


FIGURE 1.15. Postes de distribution Basse Tension.

1.6.5.1 Poste MT/BT en zone rural ou semi urbaine

- Le poste est alimenté côté MT par une arrivée aérienne simple, et alimente un ou plusieurs départ BT
- L'organe de protection côté MT peut être un simple sectionneur ou un disjoncteur si le courant nominal est supérieur à 45 A
- Le poste est soit mis sur le poteau pour des puissances faible (inférieures ou égale à 160 kVA, 63, 100, 160 kVA), soit dans une cellule au bas du poteau pour des puissances plus grandes 250 ou 400 kVA

1.6.5.2 Poste MT/BT en zone urbaine

- Le poste est alimenté côté MT par une arrivée souterraine en double dérivation ou en coupure d'artère. Côté BT, souvent plusieurs départs
- L'organe de protection côté MT peut être un simple sectionneur ou un disjoncteur si le courant nominal est supérieur à 45 A
- Le poste est obligatoirement mis en cellule maçonnée

1.7 Conclusion

Les points essentiels à retenir sur l'architecture des réseaux peuvent être résumés comme suit:

- 1). L'architecture d'un poste électrique est dictée par les nombres et les dispositions des jeux de barres et des disjoncteurs ;
- 2). Plusieurs jeux de barres ou tronçons de barres améliorent la fiabilité du poste mais augmentent ses coûts de réalisation et de maintenance ;
- 3). Il y a deux architectures principales pour les postes électriques ; Architecture à couplage de barres, et architecture à couplage de disjoncteurs. Celle-ci est meilleure de point de vue fiabilité mais elle coûte souvent cher ;
- 4). Le réseau de transport est souvent maillé, alors que le réseau de distribution MT est souvent bouclé.
Néanmoins, on peut trouver des structures radiales simples ;
- 5). La distribution MT se fait souvent en double dérivation ou en coupure d'artère pour les milieux urbains et en simple dérivation pour les zones rurales ;

Chapter 2

Planification des réseaux électriques BT et MT

2.1 Processus de planification des systèmes électriques

La planification est un processus qui consiste à élaborer et à réviser un ensemble de plans interdépendants (ventes, fabrication, achats, trésorerie...) et qui doit permettre de garantir le meilleur équilibre possible entre l'offre et la demande en tout point de la chaîne logistique à tout moment

La planification des systèmes d'énergie électrique est le processus de recherche des meilleures sources d'énergie et des équipements, leurs emplacements et l'échéancier de déploiement pour servir une demande future. C'est un processus d'optimisation et de prise de décision.

La solution optimale dépend des objectifs et des préférences du planificateur. Traditionnellement, l'objectif principal de la planification des systèmes électriques est de minimiser le coût total d'investissement, cependant, la planification ne se limite pas à des objectifs économiques.

D'autres objectifs de planification peuvent être recherchés, par exemple : trouver un approvisionnement en énergie propre, améliorer les performances du système, maximiser les exportations d'énergie ou de réduire au minimum les importations. Dans cette perspective plus large, la planification devient un outil d'analyse puissant. La connaissance des alternatives optimales de planification peut guider non seulement les opérateurs du système électrique à des investissements adéquats, mais également encourager les chercheurs de développer de nouvelles techniques d'optimisation.

Le processus de planification des réseaux de distribution est constitué de plusieurs étapes à savoir l'identification des alternatives possibles, leur évaluation selon les critères sélectionnés et les attributs souhaités et la sélection de la solution la plus appropriée.

Les critères et les attributs sont définis en fonction du problème, les critères sont les exigences et les contraintes qui doivent être satisfaites, tandis que les attributs sont les qualités qui doivent être optimisés (maximiser ou minimiser).

Le processus de planification des systèmes de distribution est divisé en six étapes suivantes :

– **Étape 1: Identifier le problème**

définir explicitement le champ d'application et ses limites.

– **Étape 2: Déterminer les objectifs**

Quels objectifs doivent être atteints? Qu'est qu'il faut minimiser?

– **Étape 3: Identifier les alternatives**

Quelles sont les options disponibles?

– **Étape 4: Evaluer les alternatives**

Evaluer toutes les options sur la base des critères et des attributs du problème.

– **Étape 5: Sélectionnez les meilleures alternatives**

Sélectionnez les options qui répondent mieux aux objectifs du problème.

– **Étape 6: Prendre la décision finale**

sélectionner les options qui peuvent être mise en oeuvre sur la base des résultats obtenus à l'étape précédente.

2.1.1 Définition du problème de planification

La première étape du processus de planification consiste à définir le champ d'application du problème de planification à savoir les limites du système en cours d'étude et la période d'analyse.

La planification de l'ensemble du système d'énergie électrique est un problème extrêmement difficile s'il n'est pas impossible, par conséquent, les réseaux de distribution, qui sont faiblement reliés, sont planifiés séparément des parties de production et de transport.

2.1.2 Niveaux de la planification

Deux types de planification peuvent être envisagés: planification à court terme et planification à long terme.

2.1.2.1 Planification à court terme

Appelée également planification opérationnelle, couvre un horizon de la journée à un quelques mois. Elle est située au plus près de l'activité quotidienne de l'entreprise, gère des commandes et détermine le déploiement optimum des ressources et moyens de production pour satisfaire la demande immédiate.

La planification à court terme a pour but d'assurer que le système peut continuer à servir la charge du client tout en respectant les normes et les contraintes. Ainsi, les plans à court terme sont des projets orientés qui recherchent le calendrier des ajouts ou des projets que le système exige dans un avenir proche.

2.1.2.2 Planification à moyen terme

Appelée planification tactique ou « Planification opérationnelle moyen terme » couvre un horizon de 3 à 5 ans et:

- Formalise l'objectif annuel de facturation
- Permet d'élaborer un ensemble de plans interdépendants pour les services opérationnels
- Planifie et analyse les ressources clés de l'entreprise afin de mettre en œuvre les actions nécessaires à la réalisation des objectifs (gestion de ressources critiques)

2.1.2.3 Planification à long terme:

Appelé planification stratégiques, couvre un horizon de 10 à 50 ans. Elle formalise la direction du développement de l'entreprise, ses grandes orientations stratégiques telles que les marchés à pénétrer, les technologies à maîtriser ou à développer, les augmentations de capacités de production, le chiffre d'affaire et le profit à réaliser.

La planification à long terme vise plus loin dans l'avenir. Donc, elle fait inclure une large gamme d'options d'analyse. Traditionnellement, dans les services publics réglementés, la planification à long terme vise à fournir des solutions à valeur durable: un vrai coût minimal pendant toute la durée d'utilisation de l'équipement. Bien au contraire, dans un marché concurrentiel, la planification à long terme vise à récupérer les investissements de

capital dans la période la plus courte possible ou maximiser les revenus sur la durée de vie des investissements. Dans les deux cas, l'analyse doit tenir compte de la durée de vie utile des alternatives pour fournir une évaluation adéquate.

Dans un plan à long terme, il est essentiel de prendre en compte de tous les changements possibles qui pourraient se produire dans les systèmes d'énergie électrique et de son environnement économique dans la période d'analyse. Ces changements comprennent:

- la croissance dans la demande de la charge existante,
- les changements de comportement de la demande (à cause des mesures d'efficacité énergétique, par exemple),
- les nouvelles charges et / ou connexions de génération,
- les changements dans l'infrastructure du réseau (par exemple le vieillissement des équipements),
- les changements dans les caractéristiques techniques des équipements (par exemple augmentation de l'efficacité, la réduction des émissions),
- les changements dans les coûts de l'équipement et du carburant,
- les changements de prix dans le marché d'énergie,
- les changements dans l'environnement réglementaire (taxes, incitations).

2.1.3 Horizon de planification:

Un horizon détermine l'espace totale de temps sur lequel l'entreprise organise ses prévisions et le degré de détail des informations Un horizon se caractérise par:

- **Une unité de planification:** période élémentaire d'analyse du temps (l'heure, le jour, la semaine, la quinzaine, n jours, mois)
- **Un horizon couvert :** période totale d'étude de la prévision

Exemple récapitulatif: Il est possible d'avoir:

- Un planning établi par mois (unité de planification)
- Sur un horizon d'un an (horizon couvert)
- Réactualisé tous les trimestres (cycle de révision - horizon figé)

2.1.4 Objectifs et contraintes de la planification

Les buts de la planification sont exprimés en termes d'objectifs et de contraintes. Les objectifs visent à maximiser ou minimiser les attributs, les objectifs ne sont pas limités.

Chaque solution trouvée du problème est mise au défi de trouver une autre solution meilleure, un plan faisable avec les meilleurs attributs doit être trouvé. Bien au contraire, les contraintes doivent être satisfaites plutôt que dépassées.

Les attributs mesurent la qualité d'un plan en fonction des objectifs du planificateur. Donc, il est essentiel de définir des attributs de planification qui reflètent avec précision les objectifs ciblés. Les attributs peuvent être d'ordre technique, économique ou environnemental.

Certains attributs communs de planification sont présentés au tableau 2.1. Dans les approches traditionnelles de planification, les attributs sont convertis en des coûts et le coût total est réduit au minimum en respectant un ensemble de contraintes techniques. Cependant, l'analyse des attributs dans ses unités naturelles peut fournir des informations utiles au moyen d'une formulation multi-objectif du problème.

Techniques	Economiques	Environnementaux
Profil de tension	Coût des équipements	Emission de gaz
Pertes d'énergie	Coût d'opération et de maintenance	CO ₂
Energie non distribuée	des équipements (O&M)	
Chargement des lignes	Coût de délestage	
Niveau de court-circuit	Coût d'énergie produite	
Distorsion Harmonique	Revenu	

TABLE 2.1: Attributs de planification

2.1.5 Résolution du problème de planification

Les deux premières étapes définissent l'étendue du problème de planification. Les étapes 3 à 6 fournissent une procédure structurée pour trouver une solution: identifier toutes les alternatives, les évaluer et choisir la meilleure.

Ces étapes constituent essentiellement un algorithme d'optimisation, par conséquent, les méthodes de planification efficaces combinent ces étapes en un seul processus pour l'utiliser en sort de méthode d'optimisation

2.1.5.1 Sélection et évaluation des alternatives

Dans l'étape 3, les alternatives possibles pour résoudre le problème de planification et d'atteindre les objectifs sont identifiées. En termes d'optimisation, cela signifie fixer les limites de l'espace de recherche: quelles alternatives vont être prises en compte? Quel est le domaine de décision? C'est l'étape la plus critique où la plupart des erreurs de planification sont commises. Les alternatives doivent être évaluées pour déterminer le degré de réalisation des objectifs et le respect des contraintes, chaque attribut doit être quantifié.

Dans les systèmes d'énergie électrique, cette étape implique une analyse technico-économique, normalement, les attributs techniques sont quantifiés par une analyse du système d'énergie électrique (écoulement de puissances, études de fiabilité).

Les attributs économiques exigent une analyse des dépenses et des revenus au cours de la période de planification, dans ce cas, il est essentiel de tenir compte de la valeur temporelle de l'argent pour fournir une comparaison équitable des dépenses et des revenus présents et futurs.

Certains attributs techniques sont convertis en attributs économiques en utilisant des facteurs de conversion appropriés (par exemple le coût des pertes d'énergie), un aspect clé de cette étape est d'évaluer toutes les alternatives à l'aide de la même procédure pour éviter les biais dans la comparaison des alternatives.

Il est crucial d'évaluer toutes les alternatives, toutefois, l'évaluation exhaustive de toutes les alternatives peut être inefficace ou pratiquement impossible lorsque l'espace de recherche est très grand.

Un vaste espace de recherche est généralement produit par des alternatives qui ont une nature combinatoire, dans ce cas, des algorithmes d'optimisation heuristiques doivent être utilisés pour garantir une évaluation implicite de toutes les alternatives.

Les techniques d'optimisation mathématique traditionnelles trouvent la solution optimale sur la base des informations (dérivées, gradients) fournies par l'expression analytique des objectifs de planification.

Dans certains cas, les objectifs de planification ne peuvent être exprimés sous forme de fonctions mathématiques continues et différentiables. Alors, des algorithmes d'optimisation heuristiques, tels que les algorithmes génétiques, peuvent être utilisés pour trouver une bonne approximation de la solution optimale.

En conclusion, les algorithmes d'optimisation ne nécessitent pas l'évaluation de toutes les alternatives possibles, mais ils doivent garantir l'exploration de l'ensemble de l'espace de recherche.

2.1.5.2 Sélection de la meilleure alternative

La planification des réseaux électriques de distribution est essentiellement un problème multi-objectif, elle vise à atteindre plusieurs objectifs à la fois.

Les objectifs sont souvent en conflit les uns avec les autres: l'amélioration d'un objectif aggraverait les autres; Un exemple courant de ce conflit est les pertes de lignes par rapport au coût de renforcement.

Le renforcement des lignes permettra de réduire les pertes, en revanche, un coût de renforcement bas entraînera des pertes de ligne élevées.

Une formulation mono-objectif du problème d'optimisation est possible quand il n'y a pas de conflit entre les objectifs, lorsqu'un seul objectif est plus important que le reste ou lorsque des informations de préférence permettent la combinaison précise des objectifs en une seule fonction-objectif.

Généralement, la planification des réseaux de distribution est considérée comme un problème d'optimisation à objectif unique: réduire au minimum le coût total, sous les contraintes techniques.

Traduire plusieurs attributs en des coûts et réduire au minimum le coût total est essentiellement une minimisation à somme pondérée. Dans ce cas, le choix de la meilleure solution est simple, car il n'y a qu'une meilleure alternative (ou aucune), cependant, en l'absence d'informations de préférence sur les objectifs, et lorsque les objectifs sont incompatibles, il n'y a pas de plan unique qui optimise tous les objectifs à la fois, ni un seul objectif qui est plus important que le reste.

Dans ce cas, toutes les solutions optimales doivent être considérées comme équivalentes. La solution du problème de planification multi-objectif est un ensemble de solutions non-dominées: l'ensemble de Pareto. Cet ensemble multi-objectif de solutions fournit des connaissances riches sur le problème de la planification, de l'extension des objectifs, la corrélation entre eux et les compromis possibles que le planificateur peut faire.

2.1.6 Prise de décision

Les problèmes traditionnels de planification nécessitent une solution unique. Dans ce cas, deux approches sont possibles (elles ont besoin, tous les deux, des préférences sans ambiguïté du planificateur):

- La première approche nécessite à priori des informations de préférence pour traduire le problème à un problème d'optimisation mono-objectif.
- La seconde utilise à posteriori des informations de préférence pour choisir une seule solution optimale de l'ensemble optimal de Pareto.

Lorsque la connaissance profonde des informations fiables du problème est disponible à priori, il est possible de formuler le problème multi-objectif comme une optimisation mono-objectif, et d'obtenir une solution unique, cela se fait couramment en utilisant la méthode de la somme pondérée ou la méthode de e-contraintes qui consiste à choisir un objectif principal et fixer le reste des objectifs comme contraintes.

Dans ce cas, la solution optimale unique représente un point de vue spécifique du problème multi-objectif. Lorsque les attributs spécifiques sont regroupés en une somme pondérée, l'ampleur de chaque attribut est masquée et les informations sur le compromis possible entre les objectifs sont perdues.

En l'absence d'information de préférence à priori, toutes les solutions non dominées sont initialement considérées comme équivalentes. Une technique d'optimisation multi-objectif est utilisée pour trouver le front de Pareto. Dans certains cas, le nombre de solutions optimales appartenant au front de Pareto est très grand, de sorte qu'un sous-ensemble de solutions est effectivement trouvé.

Les solutions du front de Pareto fournissent une connaissance riche d'informations sur le problème de planification. Cette information aide le planificateur de déterminer la solution préférée à posteriori, soit par simple exploration ou, idéalement, au moyen de techniques de prise de décision appropriées.

2.2 Planification traditionnelle et moderne des réseaux

2.2.1 Planification traditionnelle des réseaux de distribution

La forte interdépendance des composants du système d'énergie électrique impose la nécessité de considérer le système dans son ensemble, cependant, l'optimisation des grands systèmes est une tâche très complexe. Pour réduire cette complexité, il faut décomposer

le système en des sous-systèmes, c'est-à-dire diviser la tâche en des sous-problèmes plus petits.

Ainsi, les réseaux de transport, de répartition et de distribution peuvent être traités indépendamment. En outre, les réseaux de distribution locaux peuvent être également traités séparément, en prenant en considération la connexion relativement faible entre eux. Malgré les simplifications possibles, le problème de la planification du réseau de distribution reste un problème d'optimisation très complexe en raison des objectifs contradictoires, du grand nombre de variables et de la nature dynamique du problème.

Pour assurer une capacité adéquate de la sous-station et la satisfaction de la capacité thermique des lignes, le planificateur de réseaux de distribution prévoient la croissance de la charge pour plusieurs années à venir. Il peut prédire le moment où le réseau peut atteindre sa capacité limite. Il utilise la violation de la capacité limite du réseau pendant les pointes comme critère pour planifier de nouvelles installations et de nouveaux investissements.

Une fois un nouvel investissement est nécessaire dans un réseau de distribution, une analyse technique et financière du réseau de distribution en question doit être effectuée pour fixer les objectifs de la planification et les délais nécessaires pour réaliser ces objectifs.

Toutes les alternatives de planification envisagées sont évaluées et comparées. La meilleure alternative qui satisfait les objectifs et les contraintes du problème de planification et répond à la croissance de la charge est choisie.

Traditionnellement, les alternatives proposées sont basées sur les décisions de planification suivantes (voir figure 2.1) :

- Installation d'une nouvelle sous-station lorsque une grande charge est prévue d'être installée dans un site proche du réseau ou lorsque la densité de charge existante augmente. Ce dernier cas est considéré comme le plus difficile à cause des restrictions imposées sur le choix du site.
- Renforcement de la capacité de la sous-station si la croissance de charge peut être satisfaite par la sous-station existante à condition que les limites thermiques des lignes de distributions ne sont pas atteintes.
- Renforcement des capacités thermiques des lignes par remplacement ou addition de nouvelles lignes en combinaison avec l'installation de nouvelle sous-station et/ou le renforcement de la sous-station existante, ou seul si la capacité de la sous-station est suffisante pour servir la croissance de la charge.

- Installation d'un nouveau départ pour satisfaire une certaine contrainte opérationnelle du réseau.

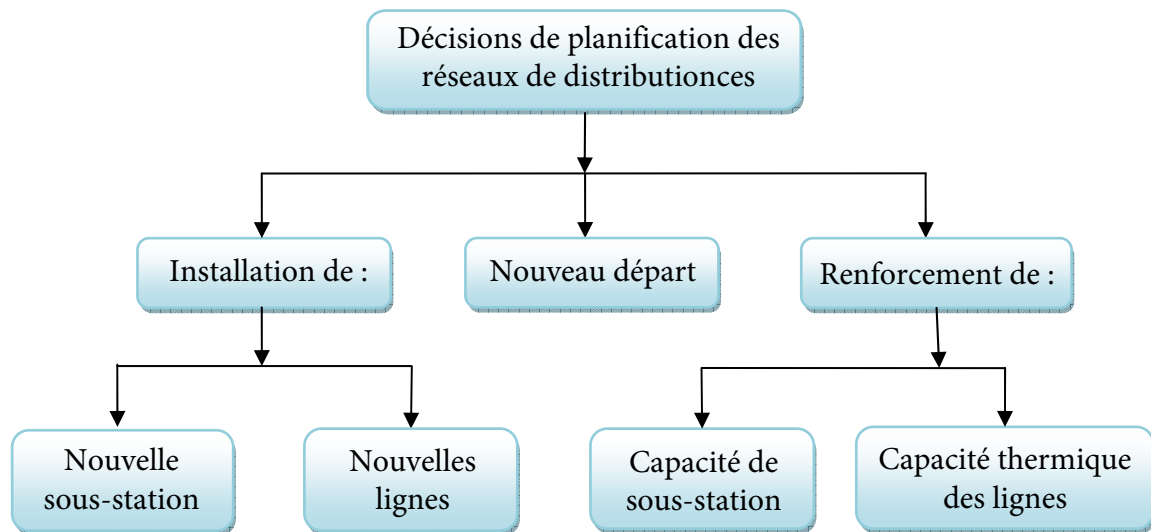


FIGURE 2.1. Décisions de planification traditionnelle des réseaux de distribution.

Ces décisions sont exécutées sous les contraintes indiquées à la figure 2.2 :

- les contraintes de capacité du système, telles que: la sous-station et sa capacité de transformation et les contraintes thermiques des lignes,
- les contraintes de fonctionnement du système telles que les contraintes d'équilibre des écoulements de puissance, de la chute de tension et de la configuration radiale.
- la contrainte de la fonction coût concave.

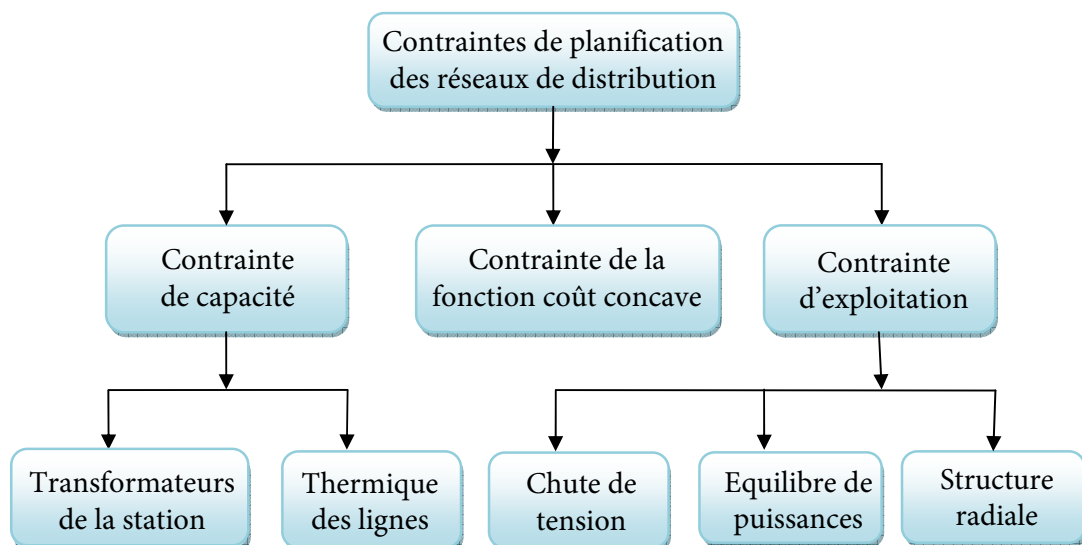


FIGURE 2.2. Contraintes de planification traditionnelle des réseaux de distribution

2.2.2 Les changements dans la planification des réseaux de distribution

Dans l'environnement du marché concurrentiel, la planification des réseaux électriques a pris de nouvelles tendances.

Les problèmes traditionnels de la planification des réseaux de distribution dans les systèmes d'énergie verticalement intégrés continuent à être des questions importantes dans le contexte de la déréglementation.

Cependant, d'autres nouvelles questions apparaissent en raison de l'émergence de nouvelles entités dans le domaine des réseaux de distribution telles que les sources de génération d'énergie dispersée qui en font un dispositif très complexe à la fois du côté technique et du côté économique.

La déréglementation a donné une nouvelle orientation à la planification traditionnelle des réseaux de distribution. Les changements les plus importants sont cités ci-dessous:

- Dans un environnement dérégulé, la compagnie de distribution est une entreprise axée sur la réalisation de bénéfice. Ainsi, dans la majorité des cas, l'entreprise tend à maximiser l'utilisation des installations actuelles et d'éviter des investissements redondants. D'autre part, une attention particulière est portée sur la réduction des coûts d'exploitation et de maintenance.
- Les clients sont devenus exigeants et demandent un niveau de fiabilité de plus en plus élevé. Ils sont prêts à payer certain tarif pour un certain niveau de fiabilité. Si la fiabilité était juste une mesure de performance du système, il est en train de devenir un facteur explicite dans le processus de planification.
- Les méthodes d'optimisation et de planification de réseaux, qui servent comme aide à la décision pour trouver rapidement les meilleures solutions, sont maintenant devenues aussi des aides pour justifier la nécessité de certains investissements et documenter le processus de planification pour les investisseurs et les opérateurs de régulation.

Les conditions pour lesquelles les réseaux ont été planifiés sont changées. La dérégulation du système électrique a introduit de nouveaux défis et de nouvelles technologies de production qui offrent de nouvelles possibilités de renforcement.

Tous ces facteurs encouragent les efforts visant à améliorer les performances du réseau et, par conséquent, l'efficacité du processus de planification. En outre, l'accroissement des capacités de calcul et l'introduction de nouvelles méthodes puissantes d'optimisation

offrent la possibilité de développer de nouveaux outils pour la planification des réseaux de distribution.

Donc, il est nécessaire d'examiner le rôle très important de la nouvelle technologie puisse jouer dans la planification moderne des réseaux de distribution dans les années à venir.

L'intégration de la nouvelles installations comme par exemple la GED (Génération d'énergie dispersée) dans les réseaux de distribution peut apporter une solution à l'accroissement de la demande d'énergie électrique.

Son insertion à des endroits stratégiques du réseau de distribution, peut nous faire éviter l'achat et l'installation de nouvel équipement, comme les lignes et les transformateurs, pour les réseaux de transport ou de distribution, jusqu'à la prochaine évaluation des besoins. Elle peut être utilisée comme une option dans la planification des réseaux de distribution appelés à se développer dans le futur.

Elle permet, en outre, de réduire les pertes d'énergie et d'améliorer la qualité de service et la fiabilité du système. Elle contribue également à l'amélioration de la congestion dans les lignes des réseaux de distribution. Elle peut également servir pour satisfaire aux besoins locaux en charge ou surcharge et, de ce fait, réduire le coût de transport et de distribution.

2.2.3 Planification moderne des réseaux de distribution

L'objectif de la planification moderne de réseaux de distribution est de répondre à la croissance de la demande de charge de façon optimale tout en satisfaisant les critères de fonctionnement du réseau par l'ajout de nouvelles installations dans le réseau de distribution.

Cependant, l'introduction de ces nouvelles installations comme une alternative de planification de réseau de distribution fait multiplier le nombre de décisions du problème de planification.

En plus des décisions du problème de la planification traditionnelle du réseau de distribution présentées en figure 2.1, de nouvelles décisions doivent être prises en considération, à savoir l'intégration optimale de la nouvelles installations pour répondre à la croissance de la charge locale.

Les contraintes du nouveau modèle de planification de réseau de distribution sont illustrées en figure 2.3.

Les nouvelles contraintes ajoutées au modèle traditionnel sont:

- Les contraintes de capacité, tel que la contrainte de capacité totale de la nouvelles installations,
- Contraintes économiques, tel que la contrainte du budget disponible,
- Les contraintes d’incertitude telles que: la contrainte du temps ou du cycle d’exploitation de la nouvelles installations et la contrainte des prix fluctuants du marché de l’électricité et du gaz,
- Les contraintes de fonctionnement du système, telle que la contrainte anti-îlotage.

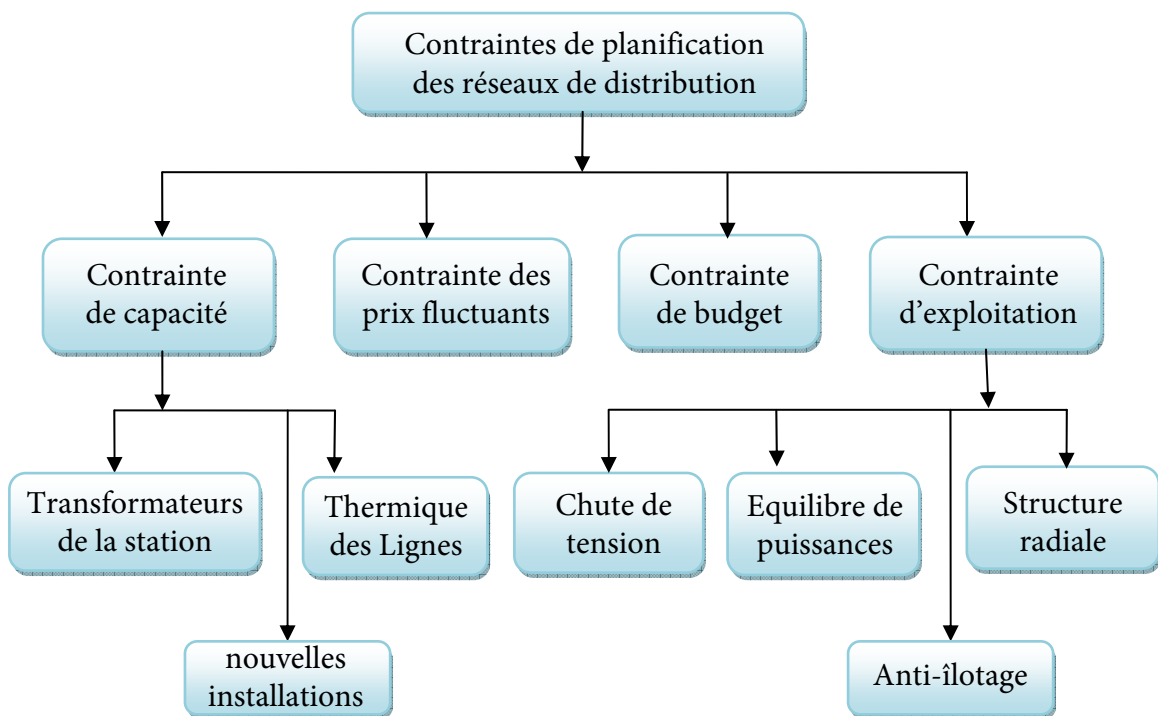


FIGURE 2.3. Nouvelles contraintes de planification des réseaux de distribution

2.3 Modèle générique de planification

La tâche de planification des réseaux de distribution est un problème d’optimisation et la solution optimale dépend des objectifs de la planification qui varient considérablement d’un utilitaire à un autre et d’un plan à un autre au sein du même utilitaire.

Cependant, il est possible de formuler, de manière générale, les objectifs communs du problème de planification des réseaux de distribution en termes d’attributs qui doivent être optimisés.

La figure 2.4 présente la plupart des objectifs de planification des réseaux de distribution.

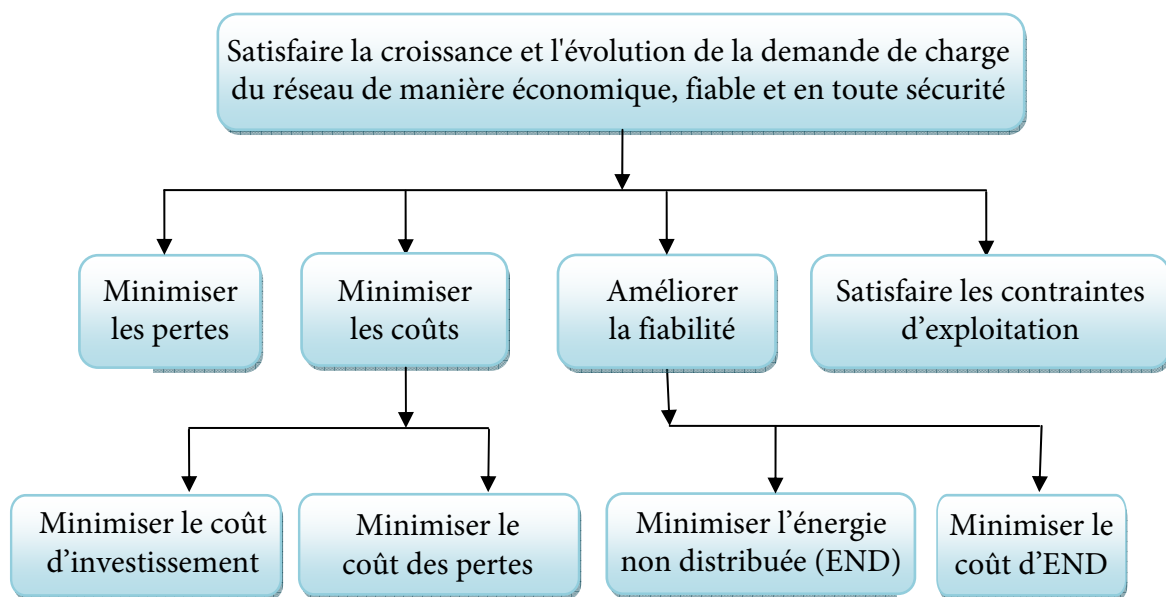


FIGURE 2.4. Hiérarchie des objectifs de planification des réseaux de distribution

La planification ne se limite pas à des objectifs économiques. D'autres objectifs de planification peuvent être utilisés comme, par exemple, chercher un approvisionnement en énergie propre en minimisant les émissions des gaz de réchauffement climatique.

Quant aux contraintes du problème de planification, elles sont aussi importantes que les objectifs.

Mathématiquement, Dans la planification des réseaux électriques, les contraintes sont de deux types :

- **contrainte de type égalité**

les contraintes de type égalité sont déterminées par les équations d'écoulement des puissances.

- **contrainte de type inégalité**

les contraintes de type inégalité sont définies par les limites techniques de fonctionnement des équipements du réseau.

Les contraintes techniques couramment considérées sont les écarts maximal et minimal de la tension aux noeuds, les capacités thermiques maximales des lignes et la capacité maximale de la sous-station.

En outre, des limites sont imposées pour tenir compte de la disponibilité des ressources d'énergie et des restrictions techniques de connexion et des conditions de fonctionnement.

Un modèle générique de planification de réseaux de distribution dans un environnement dérégulé, est donné au tableau 2.2. Ce modèle générique constitue la base de la plupart des recherches récentes dans le domaine de la planification des réseaux électriques de distribution.

<p>Fonctions Objectifs (divers combinaisons de) :</p>
<ul style="list-style-type: none"> - Coût actualisé d'installation de nouvelles lignes ou de mise à jour des lignes existantes, - Coût actualisé d'installation de nouvelles stations ou de mise à jour des stations existantes, - Coût actualisé d'installation de nouvelles unités ou de mise à jour de la capacité de la nouvelles installations existante, - Coût actualisé de l'énergie achetée du réseau, - Coût actualisé d'énergie fournie par la nouvelles installations, - Coût actualisé des pertes d'énergie, - Coût actualisé d'énergie non distribuée.
<p>Contraintes :</p>
<ul style="list-style-type: none"> - Chutes de tension admissibles du réseau, - Capacités thermiques limites des lignes, - Équilibre des puissances générées, consommées et les pertes, - Capacité limite des stations, - Capacité limite de la nouvelles installations.
<p>Décisions:</p>
<ul style="list-style-type: none"> - Lignes: emplacements (nouvelles), capacités et dates d'installation, - Stations de distribution: emplacements (nouvelles), capacités et dates d'installation, - DG: emplacements, capacités, nombre, types et dates d'installation,

TABLE 2.2: Modèle générique de planification de réseaux de distribution

2.4 Enjeux. Contexte politico-économique

L'électricité est une composante essentielle de l'économie moderne. **Les répercussions socio-économiques** des choix effectués en matière de développement de réseau de distribution peuvent être très importantes.

Un réseau délivrant une énergie électrique **de qualité insuffisante** peut être à l'origine de préjudices graves subis par les utilisateurs (par exemple, perte de production industrielle à la suite de coupure). Cela peut, bien évidemment, influencer sur les choix énergétiques de la clientèle.

Le coût du réseau de distribution est également un élément important puisqu'il intervient pour une bonne part dans le prix de revient du kilowattheure. Il peut donc avoir une incidence sur les tarifs, ce qui, là encore, peut conditionner les choix de la clientèle.

Par ailleurs, les performances des réseaux de distribution en matière **de pertes électriques** pèsent sur l'économie d'un pays, puisque ces pertes qu'il faut produire et transporter peuvent représenter quelques pour-cent à quelques dizaines de pour-cent de l'énergie transitée.

De plus, **les enjeux financiers** liés aux choix effectués en matière de développement de réseaux électriques de distribution sont considérables. Le secteur électrique, et notamment la distribution, est un domaine de l'activité économique où les dépenses d'investissement sont particulièrement importantes. Cela est évident pour les pays en cours d'électrification, mais c'est également vrai pour les pays développés.

La politique énergétique du pays conditionnera, en effet, largement les investissements à réaliser. Par ailleurs, l'État ne peut pas se désintéresser des flux financiers de cette ampleur, compte tenu des conséquences sur le plan du financement, des importations, des impôts, etc. Le degré d'intervention des pouvoirs publics est plus ou moins élevé, selon le système de relations institué entre l'État et le distributeur, mais il n'est jamais négligeable.

* Les objectifs à atteindre sont souvent difficiles à concilier et les choix qui doivent être faits pour y parvenir résultent de compromis à rechercher, ce qui n'est pas simple, si on regarde **les spécificités inhérentes au système de distribution**.

- **Les investissements** sont très lourds, on l'a vu au paragraphe 3 , et les économies générées par la mise en œuvre des solutions optimales de développement de réseau justifient, pour la recherche de ces solutions, l'utilisation d'une méthodologie élaborée et précise dans les résultats.

- **La durée de vie des ouvrages** de distribution est très longue, souvent plus de 40 ans, et donc les choix effectués engagent largement l'avenir. Le long terme est donc à prendre en considération, mais, également, le poids résultant des choix passés.
- **Les décisions** sont multiples et diverses. Si les investissements annuels sont très lourds, ils sont le résultat de l'agrégation de milliers de décisions d'importance variable (du simple raccordement d'un client au choix d'une grande option technique), prises à différents niveaux et disséminées sur l'ensemble du territoire où les problèmes peuvent se poser de manières différentes suivant les régions. La plupart des décisions ont en fait chacune un impact financier relativement faible.
- **Le fonctionnement des réseaux** électriques est complexe du fait de l'interdépendance des ouvrages et du caractère aléatoire à l'origine des dégradations de fonctionnement (perte d'éléments de réseau sur défaut).
- **Les délais de réalisation des ouvrages** ne sont pas négligeables. Le poids et la complexité de certains ouvrages nécessitent des durées de construction relativement longues. De plus, ces durées sont allongées par la nécessaire prise en compte des contraintes d'environnement (négociation avec les autorités compétentes, autorisations...). Les délais de réalisation peuvent être de plusieurs années, ce qui rend difficile la souplesse d'adaptation aux charges.
- **Les choix d'investissements des réseaux** sont confrontés à un environnement futur incertain. Une composante essentielle de cet environnement est la demande de consommation future, en niveau et en localisation géographique. Il est évident que la prévision de cette demande ne peut qu'être entachée d'incertitude. Il est donc nécessaire d'avoir une vision stratégique.

Toutes ces considérations font bien apparaître la nature des compromis à rechercher: entre le court et le long terme, entre investissements et coûts d'exploitation, entre dépenses sur le réseau et qualité du produit distribué, entre les différentes régions.

* L'objet de la planification est donc de rechercher ces compromis et, en fonction de ceux-ci, de décider quels moyens devront être mis en œuvre, à quelles dates et à quels endroits. On conçoit que la complexité du problème nécessite de s'appuyer sur une démarche méthodologique adaptée.

La planification des réseaux de distribution se prête bien au calcul technico-économique du fait de l'importance de la composante économique dans les choix à effectuer. Mais on voit bien que beaucoup d'éléments entrant en ligne de compte sont difficilement

quantifiables: obligations de service public, contraintes d'environnement, contraintes d'exploitation, etc.

En résumé, on peut dire que la planification des réseaux, dans son principe général, consiste à rechercher l'optimum économique sous contraintes, dans le cadre des politiques définies.

Le planificateur placé devant un problème de développement de réseau choisira donc, parmi un ensemble de solutions techniques qui s'offrent à lui et répondent au problème posé, la meilleure selon un critère économique bien défini. Cette solution devra permettre de satisfaire les contraintes de charge et les exigences de qualité du produit.

2.4.1 Calcul technico-économique

2.4.1.1 Généralités

Le planificateur d'une entreprise confronté à un projet d'équipement doit mener une étude sur une période suffisamment longue (années), pour que soient pris en considération les différents flux financiers consécutifs aux investissements projetés ; il peut envisager plusieurs stratégies sur cette période.

Chaque stratégie est une succession d'états qui correspondent à des modifications du niveau d'équipement de l'entreprise (réalisation d'investissements).

2.4.1.2 Quelques principes économiques

Comme pour toute autre science sociale, l'économie est également apparue dans le domaine des systèmes électriques. Comme toute autre industrie créée par l'homme, l'industrie de l'énergie électrique est confrontée à des revenus et des coûts; résultant en des principes économiques à observer en permanence.

Nous voulons revoir les définitions de certains termes de base utilisés dans le domaine de la planification des systèmes électriques

2.4.1.3 Définitions des termes

- **Revenus:** Le revenu est l'argent qu'une entreprise gagne en fournissant des services au cours d'une période donnée, généralement une année.
- **Coût :** Le coût est la dépense engagée pour fournir les services au cours d'une période donnée.

- **Bénéfice:** Le profit est l'excédent des revenus sur le coût.
- **Coût d'investissement:** Le coût d'investissement (i_C) est le coût engagé pour acquérir des équipements de machines et des bâtiments utilisés pour fournir les services.
- **Le coût opérationnel :** Le coût opérationnel est le coût engagé pour faire fonctionner un système afin de fournir les services. Les salaires, les ressources (carburant, eau, etc.), les taxes sont des coûts opérationnels.
- **Amortissement :** L'amortissement est la perte de valeur résultant de l'utilisation de machines et d'équipements au cours de la période. Au cours d'une période donnée, le coût d'utilisation d'un bien correspond à la dépréciation ou à la perte de la valeur de ce bien, et non à son prix d'achat. Le taux d'amortissement est le taux d'une telle perte de valeur.
- **Taux d'intérêt nominal :** Le taux d'intérêt nominal est l'augmentation annuelle en pourcentage de la valeur nominale d'un actif financier. Si un prêteur accorde un prêt à un emprunteur, au départ, l'emprunteur accepte de payer la somme initiale (le capital) avec intérêt (au taux d'intérêt conclu entre les deux parties) à une date ultérieure.
- **Taux d'inflation:** Le taux d'inflation est l'augmentation en pourcentage, pour une période spécifique (généralement un an), du prix moyen des biens et services.
- **Taux d'intérêt réel :** Le taux d'intérêt réel est le taux d'intérêt nominal moins le taux d'inflation.
- **Valeur actuelle :** La valeur actuelle d'une somme d'argent est la somme qui, si elle était prêtée aujourd'hui, s'accumulerait jusqu'à une date future. Si cette valeur actuelle est représentée par (P) et que le taux d'intérêt annuel est appelé (i), après (n) années, nous aurions (F)

$$F = P(1 + i)^n \quad \rightarrow \quad P = \frac{1}{(1 + i)^n} F \quad (2.1)$$

- **Facteur de remise :** Le facteur d'actualisation (remise) (α) est le facteur utilisé dans le calcul des valeurs actuelles. Il est égal à $\frac{1}{(1+i)^n}$ (voir (1)).
- **Produit intérieur brut (PIB):** le PIB mesure la production produite par des facteurs de production situés dans une économie nationale, quel que soit le propriétaire de ces facteurs. Le PIB mesure la valeur de la production produite dans l'économie.

Bien que la majeure partie de cette production provienne de facteurs de production nationaux, il peut y avoir quelques exceptions.

- **Produit national brut (PNB) ou revenu national brut (RNB):** Le PNB (ou RNB) mesure le revenu total gagné par les citoyens nationaux quel que soit le pays dans lequel leurs services sont fournis. Le PNB (ou RNB) est égal au PIB plus le revenu net de propriété de l'étranger.
- **PNB nominal:** le PNB nominal mesure le PNB aux prix en vigueur lorsque les revenus sont gagnés.
- **PNB réel:** le PNB réel ou le PNB à prix constants s'ajoute à l'inflation en mesurant le PNB au cours des différentes années aux prix en vigueur pour certaines données de calendrier particulières appelées année de base.
- **Revenu par habitant (ou PNB réel par habitant):** Le PNB réel par habitant est le PNB réel divisé par la population totale. C'est le PNB par habitant.

2.4.2 Termes économiques

Pour un projet, les flux de cash sont des deux types suivants

- Entrées (comme un revenu)
- Sorties (comme un coût)

Les deux types peuvent se produire à l'heure actuelle ou à un moment précis dans le futur. Il faut donc définir la valeur actuelle de l'argent (P) et la valeur future de l'argent (F). Le nombre de périodes est supposé être n tandis que le taux d'intérêt est supposé être ($i(\%)$).

Une valeur de (P) actuellement ; en (n) années vaut comme suit:

$$\begin{array}{ll}
 F_1 = P + P \times i = P(1 + i) & \text{à la fin de la première année} \\
 F_2 = F_1 + F_1 \times i = F_1(1 + i) = P(1 + i)^2 & \text{à la fin de la deuxième année} \\
 \vdots & \vdots \\
 F = F_{n-1} + F_{n-1} \times i = P(1 + i)^n & \text{à la fin de la } n^{\text{ème}} \text{ année}
 \end{array} \quad (2.2)$$

En d'autres termes, si nous avons ($\mathfrak{R}F$) en (n) années, cela vaut actuellement $\frac{F}{(1+i)^n}$.

$(1 + i)^n$ est nommé facteur de quantité composé β et désigné par $(\frac{F}{P}, i\%, n)$.

$\frac{1}{(1+i)^n}$ est nommé facteur de valeur actuelle α et est noté $(\frac{P}{F}, i\%, n)$.

Paiements uniformes sur une période de n années

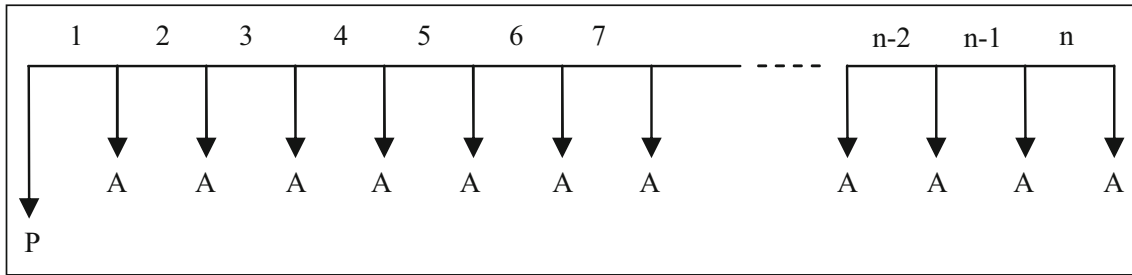


FIGURE 2.1. Paiements uniformes sur n années

Comme le montre la figure 2.1, un ($\mathcal{R}P$) actuel est remboursé en un montant régulier de ($\mathcal{R}A$) à la fin de chaque année. En tant que paiement de ($\mathcal{R}A$) dans le temps n années vaut $\frac{1}{(1+i)^n}$

À l'heure actuelle, nous aurions

$$\begin{aligned}
 P &= \left[\left(\frac{1}{(1+i)} \right) A + \left(\frac{1}{(1+i)^2} \right) A + \dots + \left(\frac{1}{(1+i)^n} \right) A \right] \\
 &= \left[\left(\frac{1}{(1+i)} \right) + \left(\frac{1}{(1+i)^2} \right) + \dots + \left(\frac{1}{(1+i)^n} \right) \right] A
 \end{aligned}
 \tag{2.3}$$

A partir du calcul élémentaire

$$x + x^2 + x^3 + \dots + x^n = \frac{x(1-x^n)}{1-x}
 \tag{2.4}$$

Alors

$$P = \left[\frac{(1+i)^n - 1}{i(1+i)^n} \right] A
 \tag{2.5}$$

ou

$$A = \left[\frac{i(1+i)^n}{(1+i)^n - 1} \right] P
 \tag{2.6}$$

$[(1+i)^n - 1] / (i(1+i)^n)$ est nommé facteur de valeur actuelle de série uniforme et est désigné par $(P/A, i\%, n)$.

$[i(1+i)^n / ((1+i)^n - 1)]$ est nommé facteur de récupération du capital et est désigné par $(A/P, i\%, n)$.

Il est facile de vérifier que

$$A = \left[\frac{i}{(1+i)^n - 1} \right] F \quad (2.7)$$

2.4.3 Analyse économique

Parmi les diverses solutions disponibles pour un problème, un planificateur doit sélectionner la meilleure, en termes de considérations techniques et économiques.

Ici, nous allons discuter de l'aspect économique d'un problème.

- Méthode de la valeur actuelle
- Méthode du coût annuel
- Méthode du taux de rendement (taux de retour)

2.4.3.1 Méthode de la valeur actuelle

Dans cette méthode, tous les flux de cash d'entrée et de sortie d'un projet sont convertis aux valeurs actuelles; l'un avec un flux net négatif (Valeur actuelle nette (Npw)) est considéré comme viable. Parmi ceux qui sont viables, celui qui a le débit net le plus bas est le meilleur plan.

Dans cette méthode, si la durée de vie économique des plans est différente, la période d'étude peut être choisie pour couvrir les deux plans de manière équitable.

Par exemple, si la durée de vie économique de deux régimes est respectivement de 3 et 4 ans, la période d'étude peut être choisie de 12 ans.

$$N_{pw} = I_C + T \times \left(\frac{P}{A}, i\%, n \right) - P_r \times \left(\frac{P}{A}, i\%, n \right) - S \times \left(\frac{P}{F}, i\%, n \right) \quad (2.8)$$

Avec:

I_C : le cout d'investissement

T : le cout Opérationnel

P_r : le profit (le gain)

S : La valeur restante à la fin de la n^{ieme} année

2.4.3.2 Méthode du coût annuel

Un projet dont la production annuelle uniforme est inférieure à son apport respectif est considéré comme attrayant. Parmi ceux qui sont attrayants, celui qui a le moins de coût

annuel uniforme net équivalent (N_{EC}) est considéré comme le plus favorable. Cette méthode est particulièrement intéressante si les plans de vie économique sont différents.

$$N_{EC} = I_c \left(\frac{A}{P}, i\%, n \right) + T - P_r - S \left(\frac{A}{F}, i\%, n \right) \quad (2.9)$$

2.4.3.3 Méthode du taux de rendement (taux de retour)

Il existe des flux de cash d'entrée et de sortie pendant la durée de vie économique d'un projet. Si nous considérons un taux d'intérêt auquel ces flux de cash sont égaux (c'est-à-dire que le net est nul), le taux résultant est appelé taux de rendement (R_{OR}).

Le (R_{OR}) doit être comparé au taux de rendement attractif minimum (R_{AM}), si (R_{OR}) est supérieur au (R_{AM}), le plan est attractif.

Parmi ceux qui sont attrayants, celui qui a le (R_{OR}) le plus élevé est le plus favorable. Le (R_{OR}) peut être calculé en utilisant l'une des méthodes décrites dans les sections. 2.8 ou 2.9

$$\begin{aligned} P_{WC} = P_{WB} &\rightarrow \\ I_C + T \times \left(\frac{P}{A}, R_{OR}\%, n \right) &= P_r \times \left(\frac{P}{A}, R_{OR}\%, n \right) + S \left(\frac{P}{F}, R_{OR}\%, n \right) \quad (2.10) \\ &\rightarrow R_{OR} = ? \end{aligned}$$

Où (P_{WC}) est la valeur du coût actuel, (P_{WB}) est la valeur du bénéfice actuel et (R_{AM}) est considéré comme ($i\%$)

2.5 Exercices

2.5.1 Exercice 1

Considérons deux plans A et B avec les détails indiqués dans le tableau 2.1.

Articles	A	B
Coût d'investissement (₹)	1000	1300
Le coût opérationnel (₹/année)	50	70
le gain (₹ /année)	100	150
La valeur restante (₹)	300	500
La vie économique (année)	25	25

TABLE 2.3: Détails des plans A et B

Avec un taux d'intérêt de 5% et durée de vie économique de 25 ans.

– Calculer N_{PwA} et N_{PwB}

• **Solution**

D'après l'équation 2.8 on a:

$$N_{Pw} = I_C + T \times \left(\frac{P}{A}, i\%, n \right) - P_r \times \left(\frac{P}{A}, i\%, n \right) - S \times \left(\frac{P}{F}, i\%, n \right)$$

$$\begin{aligned} N_{PwA} &= 1000 + 50 \times (P/A, 5\%, 25) - 100 \times (P/A, 5\%, 25) - 300 \times (P/F, 5\%, 25) \\ &= R206.71 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} N_{PwB} &= 1300 + 70 \times (P/A, 5\%, 25) - 150 \times (P/A, 5\%, 25) - 500 \times (P/F, 5\%, 25) \\ &= R24.83 \end{aligned}$$

Comme les deux NPW sont positifs, nous pouvons conclure que pour les deux plans, les coûts sont supérieurs aux bénéfices et aucun n'est un bon choix. Cependant, le plan B est plus attrayant si nous devons choisir un plan.

2.5.2 Exercice 2

Répétez l'exercice 1, si la durée de vie économique du plan B est de 15 ans.

• **Solution**

Comme nous l'avons déjà noté, nous devons évaluer les plans sur une période de 75 ans; couvrir les deux régimes sur une base rationnelle.

Le cas est illustré à la Fig. 2.2. N_{PwA} et N_{PwB} sont calculés comme

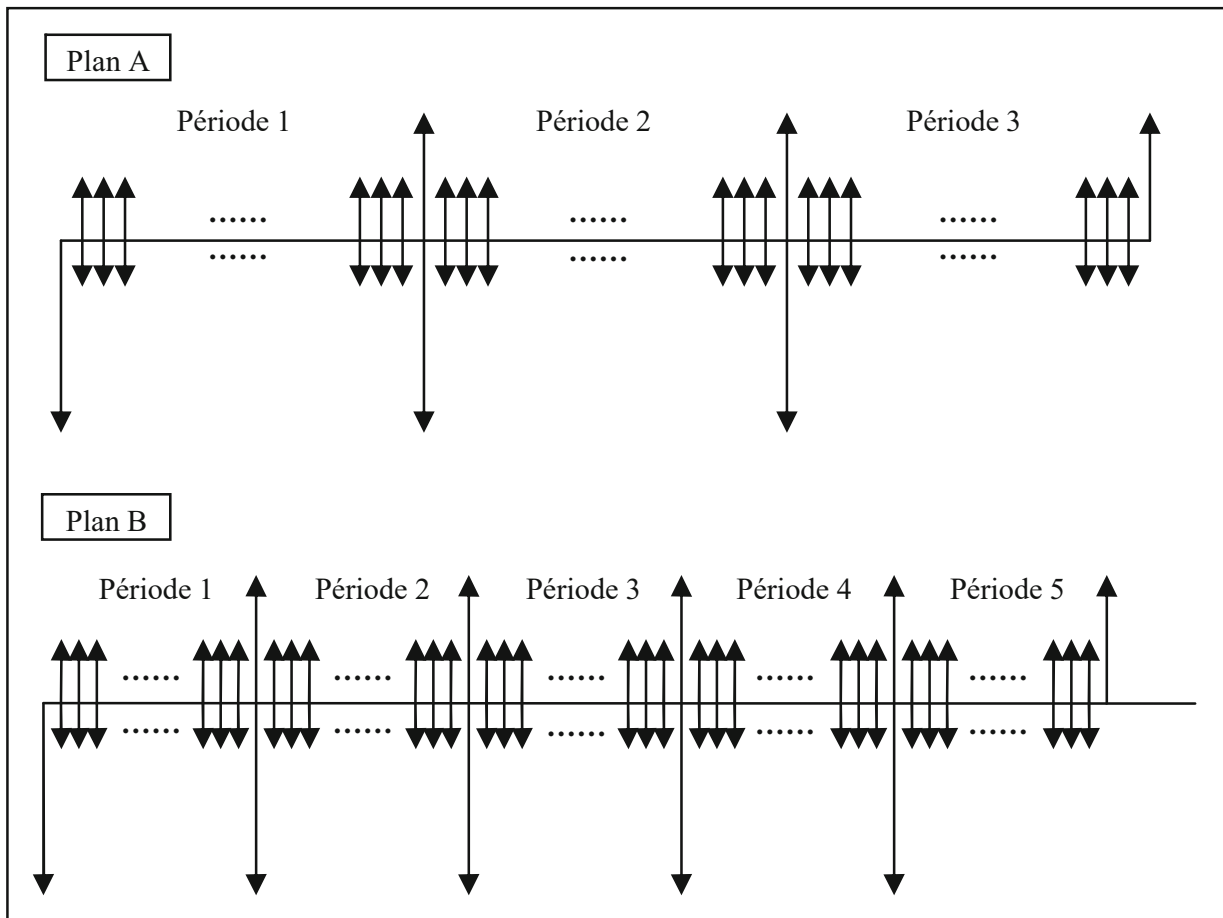


FIGURE 2.2. Vies économiques inégales pour les plans A et B

$$\begin{aligned}
 N_{PwA} &= 1000 + 1000 \times (P/F, 5\%, 25) + 1000 \times (P/F, 5\%, 50) \\
 &\quad + 50 \times (P/A, 5\%, 75) - 100 \times (P/A, 5\%, 75) \\
 &\quad - 300 \times (P/F, 5\%, 25) - 300 \times (P/F, 5\%, 50) \\
 &\quad - 300 \times (P/F, 5\%, 75) = \mathfrak{R}285.78
 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
 N_{PwB} &= 1300 + 1300 \times (P/F, 5\%, 15) + 1300 \times (P/F, 5\%, 30) \\
 &\quad + 1300 \times (P/F, 5\%, 45) + 1300 \times (P/F, 5\%, 60) \\
 &\quad + 70 \times (P/A, 5\%, 75) - 150 \times (P/A, 5\%, 75) \\
 &\quad - 500 \times (P/F, 5\%, 15) - 500 \times (P/F, 5\%, 30) \\
 &\quad - 500 \times (P/F, 5\%, 45) - 500 \times (P/F, 5\%, 60) \\
 &\quad - 500 \times (P/F, 5\%, 75) = \mathfrak{R}430.11
 \end{aligned}$$

Nous découvrons que si nous devons quand même choisir un plan, le plan A est plus attrayant dans ce cas.

Soulignons que considérer une période de 75 ans ne signifie pas que la durée de vie économique réelle des régimes est plus longue dans ce cas et n'est utilisé qu'à des fins de comparaison.

2.5.3 Exercice 3

Répétez l'exercice 1, avec la méthode du coût annuel

- **Solution**

$$\begin{aligned}N_{ECA} &= 1000(A/P, 5\%, 25) + 50 - 100 - 300(A/F, 5\%, 25) \\ &= \text{R}14.66 / \text{year}\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}N_B &= 1300(A/P, 5\%, 25) + 70 - 150 - 500(A/F, 5\%, 25) \\ &= \text{R}1.76 / \text{year}\end{aligned}$$

Par conséquent, le plan B est plus intéressant.

2.5.4 Exercice 4

Répétez l'exercice 2, avec la méthode du coût annuel

- **Solution**

$$\begin{aligned}N_{ECB} &= 1300(A/P, 5\%, 15) + 70 - 150 - 500(A/F, 5\%, 15) \\ &= \text{R}22.07 / \text{année}\end{aligned}$$

En comparant $N_{ECA} = 14.66$ avec $N_{ECB} = 22.07$ aboutit à choisir le plan A.

2.5.5 Exercice 5

Calculez le ROR de l'exercice 1 en utilisant la méthode décrite dans la Sect. 2.4.3.3.

- **Solution**

$$P_{WCA} = P_{WBA}$$

$$1000 + 50 \times (P/A, ROR\%, 25) = 100 \times (P/A, ROR\%, 25) \\ + 300 \times (P/F, ROR\%, 25) \Rightarrow ROR = 3.1\%$$

$$P_{WCB} = P_{WBB}$$

$$1300 + 70 \times (P/A, ROR\%, 25) = 150 \times (P/A, ROR\%, 25) \\ + 500 \times (P/F, ROR\%, 25) \Rightarrow ROR = 4.8\%$$

Où P_{WC} est le coût actuel et P_{WB} est l'avantage actuel.

Si $i\%$ est estimé à 5%, aucun n'est attractif. Si nous devons quand même choisir un plan, le plan B est plus attrayant en raison de son ROR plus élevé.

2.5.6 Exercice 6

Pour alimenter les charges d'un service public, de nouvelles installations de production, à savoir 400 et 600 MW, dans des délais de 5 ans et 10 ans, respectivement, sont nécessaires.

Trois scénarios sont étudiés comme suit

- **Scénario 1**

Le service public peut installer une unité alimentée au Gaz Combustible à 400 MW au cours de la première période et une unité hydroélectrique à 600 MW au cours de la deuxième période.

Cependant, des lignes de transport d'une capacité équivalente à 1500 MVA/km devraient être construites (500 MVA/km dans la première période et 1000 MVA/km dans la seconde période), tandis que aucune nouvelle canalisation de Gaz Combustible n'est nécessaire dans aucune des périodes.

- **Scénario 2**

L'installation de deux unités alimentées au Gaz Combustible dans la zone de forte charge (400 MW pour la première période et 600 MW pour la deuxième période) est un autre choix qui ne nécessite pas de nouvelle ligne de transport.

Cependant, de nouvelles canalisations de Gaz Combustible sont nécessaires, car la zone de forte charge est confrontée à un manque de Gaz Combustible. La canalisation doit fournir la pleine capacité requise pour chaque unité.

Supposons que $2 \times 10^6 \text{ m}^3 / \text{km}$ sont nécessaires pour la production de 400 MW, tandis que $3 \times 10^6 \text{ m}^3 / \text{km}$ est nécessaire pour la génération de 600 MW.

- **Scénario 3**

Le service public dispose d'une troisième option dans laquelle les besoins de production peuvent être satisfaits par les systèmes voisins.

Cependant, une ligne de transmission équivalente à 500 MVA/ km doit être construite au cours de la deuxième période.

Les études ont montré que pour les scénarios ci-dessus, les pertes du système seraient augmentées de 40, 4 et 12 MW, respectivement, dans la première période et de 60, 6 et 18 MW, respectivement, dans la deuxième période (Il en résulte de nouvelles installations à installer pour compenser ces pertes).

En supposant que:

- le taux d'intérêt soit de 15%.
- le coût des pertes soit de $800\text{R}/kW$ (Pour chaque année)
- le coût de la couverture des charges via les réseaux voisins soit de $0,1\text{R}/kWh$ et de $0,07\text{R}/kWh$ pour le premier et le second périodes, respectivement.
- le facteur de charge de 0,8 pour les deux périodes.

trouvez le meilleur scénario en utilisant les termes de coût comme indiqué dans les tableaux 2.2 et 2.3.

Type	Coût d'investissement (R/kW)	Coût opérationnel (R/kW/ année)	Coût du carburant (R/MWh)	Vie (année)
Hydroélectricité	1000	5	–	50
Gaz Combustible	250	20	30	25

TABLE 2.4: Caractéristiques des unités de génération

Type	Coût d'investissement	coût opérationnel	Vie (année)
Canalisation de gaz naturel	$15\text{R}/m^3 km$	$0.15\text{R}/m^3 km year$	50
Ligne de transmission	$5\text{R}/kVA km$	$0.025\text{R}/kVA km year$	50

TABLE 2.5: Caractéristiques des canalisations et des lignes de transmission

Dans le processus d'évaluation, supposez que les coûts seraient augmentés en fonction du taux d'inflation annuel. De plus, supposons que les coûts d'investissement seront encourus à l'année 3 et à l'année 7 dans la première et la deuxième périodes respectivement.

Considérez que la période d'étude est de 15 ans.

Définir les variables suivantes:

- C_{IG} : Le coût d'investissement de l'unité de production,
- C_{IL} : Le coût d'investissement de la ligne de transport,
- C_{IP} : Le coût d'investissement en canalisations (gaz naturel),
- C_{OG} : Le coût opérationnel de l'unité de production,
- C_{OL} : Le coût d'exploitation de la ligne de transport,
- C_{OP} : Le coût d'exploitation de la tuyauterie,
- C_L : Le coût des pertes,
- C_F : Le coût du carburant.

et en supposant

- Les coûts sont encourus comme le montre la figure 2.3 (Tous les coûts sont supposés être encourus à la fin de chaque année).

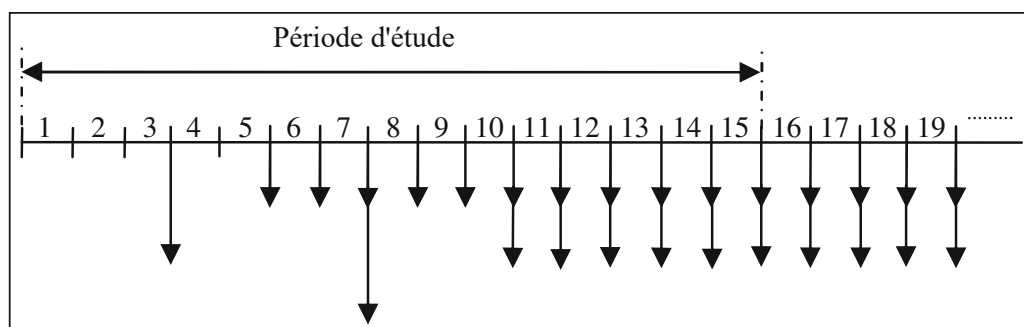


FIGURE 2.3. Les frais encourus pendant la période d'études

- Le concept de VAN à utiliser. Comme les durées de vie des éléments ne sont pas identiques et sont supérieures à la période d'étude, les coûts d'investissement sont initialement convertis sur une base annuelle et ajoutés à tous les autres termes annuels. Les coûts après la période d'étude (jusqu'aux durées de vie) sont convertis dans l'année de base et considérés comme des coûts négatifs (c'est-à-dire des revenus ou, en fait des biens).

• Solution

Les détails des scénarios sont les suivants (Les exposants 1 et 2 désignent respectivement les périodes 1 et 2):

- Scenario 1

$$C_{IG}^1 = \mathfrak{R}400 \times 250 \times 10^3$$

$$C_{IG}^2 = \mathfrak{R}600 \times 1000 \times 10^3$$

$$C_{IL}^1 = \mathfrak{R}500 \times 5 \times 10^3$$

$$C_{IL}^2 = \mathfrak{R}1000 \times 5 \times 10^3$$

$$C_{OG}^1 = \mathfrak{R}400 \times 20 \times 10^3 / \text{année}$$

$$C_{OG}^2 = \mathfrak{R}600 \times 5 \times 10^3 / \text{année} + \mathfrak{R}400 \times 20 \times 10^3 / \text{année}$$

$$C_{OL}^1 = \mathfrak{R}500 \times 0.025 \times 10^3 / \text{année}$$

$$C_{OL}^2 = \mathfrak{R}1000 \times 0.025 \times 10^3 / \text{année} + \mathfrak{R}500 \times 0.025 \times 10^3 / \text{année}$$

$$C_F^1 = \mathfrak{R}0.8 \times 400 \times 8760 \times 30 / \text{année}$$

$$C_F^2 = \mathfrak{R}(0.8 \times 1000 \times 8760 - 600 \times 8760) \times 30 / \text{année}$$

$$C_L^1 = \mathfrak{R}40 \times 800 \times 10^3 / \text{année}$$

$$C_L^2 = \mathfrak{R}60 \times 800 \times 10^3 / \text{année}$$

En termes de C_F^1 et C_F^2 , on suppose que le besoin énergétique de la première période est produit par l'unité du gaz combustible ; tandis que dans la seconde période, une partie est générée par l'unité hydroélectrique (à sa pleine capacité en raison du faible coût d'exploitation) et le reste est généré par l'unité du gaz combustible.

Maintenant, sur la base des points déjà décrits, les valeurs doivent être correctement modifiées comme suit

$$\begin{aligned}
C_{IG} &= C_{IG}^1(P/F, 15\%, 3) + C_{IG}^2(P/F, 15\%, 7) \\
&\quad - C_{IG}^1(A/P, 15\%, 25)(P/A, 15\%, 15)(P/F, 15\%, 15) \\
&\quad - C_{IG}^2(A/P, 15\%, 50)(P/A, 15\%, 45)(P/F, 15\%, 15) = \mathfrak{R}206529190.1 \\
C_{IL} &= C_{IL}^1(P/F, 15\%, 3) + C_{IL}^2(P/F, 15\%, 7) \\
&\quad - C_{IL}^1(A/P, 15\%, 50)(P/A, 15\%, 40)(P/F, 15\%, 15) \\
&\quad - C_{IL}^2(A/P, 15\%, 50)(P/A, 15\%, 45)(P/F, 15\%, 15) = \mathfrak{R}2603205.4 \\
C_{OG} &= C_{OG}^1(F/A, 15\%, 5)(P/F, 15\%, 10) \\
&\quad + C_{OG}^2(F/A, 15\%, 5)(P/F, 15\%, 15) = \mathfrak{R}22447524.4 \\
C_{OL} &= C_{OL}^1(F/A, 15\%, 5)(P/F, 15\%, 10) \\
&\quad + C_{OL}^2(F/A, 15\%, 5)(P/F, 15\%, 15) = \mathfrak{R}51905.2 \\
C_F &= C_F^1(F/A, 15\%, 5)(P/F, 15\%, 10) \\
&\quad + C_F^2(F/A, 15\%, 5)(P/F, 15\%, 15) = \mathfrak{R}183706824.6 \\
C_L &= C_L^1(F/A, 15\%, 5)(P/F, 15\%, 10) \\
&\quad + C_L^2(F/A, 15\%, 5)(P/F, 15\%, 15) = \mathfrak{R}93104503.6
\end{aligned}$$

Par conséquent, pour le scénario 1

$$C_{TOTAL} = C_{IG} + C_{IL} + C_{OG} + C_{OL} + C_F + C_L = \mathfrak{R}508443153.4$$

- Scenario 2

Comme ci-dessus, pour le scénario 2

$$C_{TOTAL} = C_{IG} + C_{IP} + C_{OG} + C_{OP} + C_F + C_L = \mathfrak{R}475313882.3$$

où

$$\begin{aligned}
C_{IG} &= C_{IG}^1(P/F, 15\%, 3) + C_{IG}^2(P/F, 15\%, 7) \\
&\quad - C_{IG}^1(A/P, 15\%, 25)(P/A, 15\%, 15)(P/F, 15\%, 15) \\
&\quad - C_{IG}^2(A/P, 15\%, 25)(P/A, 15\%, 20)(P/F, 15\%, 15) = \mathfrak{R}93175249.6 \\
C_{IP} &= C_{IP}^1(P/F, 15\%, 3) + C_{IP}^2(P/F, 15\%, 7) \\
&\quad - C_{IP}^1(A/P, 15\%, 50)(P/A, 15\%, 40)(P/F, 15\%, 15) \\
&\quad - C_{IP}^2(A/P, 15\%, 50)(P/A, 15\%, 45)(P/F, 15\%, 15) = \mathfrak{R}27441104.6 \\
C_{OG} &= C_{OG}^1(F/A, 15\%, 5)(P/F, 15\%, 10) \\
&\quad + C_{OG}^2(F/A, 15\%, 5)(P/F, 15\%, 15) = \mathfrak{R}29904937.7
\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
C_{OP} &= C_{OP}^1(F/A, 15\%, 5)(P/F, 15\%, 10) \\
&\quad + C_{OP}^2(F/A, 15\%, 5)(P/F, 15\%, 15) = \mathfrak{R}224287.0 \\
C_F &= C_F^1(F/A, 15\%, 5)(P/F, 15\%, 10) \\
&\quad + C_F^2(F/A, 15\%, 5)(P/F, 15\%, 15) = \mathfrak{R}314360704.9 \\
C_L &= C_L^1(F/A, 15\%, 5)(P/F, 15\%, 10) \\
&\quad + C_L^2(F/A, 15\%, 5)(P/F, 15\%, 15) = \mathfrak{R}9310450.4
\end{aligned}$$

dans lequel

$$\begin{aligned}
C_{IG}^1 &= \mathfrak{R}400 \times 250 \times 10^3 \\
C_{IG}^2 &= \mathfrak{R}600 \times 250 \times 10^3 \\
C_{IP}^1 &= \mathfrak{R}2 \times 10^6 \times 15 \\
C_{IP}^2 &= \mathfrak{R}3 \times 10^6 \times 15 \\
C_{OG}^1 &= \mathfrak{R}400 \times 20 \times 10^3 / \text{année} \\
C_{OG}^2 &= \mathfrak{R}600 \times 20 \times 10^3 / \text{année} + \mathfrak{R}400 \times 20 \times 10^3 / \text{année} \\
C_{OP}^1 &= \mathfrak{R}2 \times 0.15 \times 10^6 / \text{année} \\
C_{OP}^2 &= \mathfrak{R}3 \times 0.15 \times 10^6 / \text{année} + \mathfrak{R}2 \times 0.15 \times 10^6 / \text{année} \\
C_F^1 &= \mathfrak{R}0.8 \times 400 \times 8760 \times 30 / \text{année} \\
C_F^2 &= \mathfrak{R}(0.8 \times 1000 \times 8760) \times 30 / \text{année} \\
C_L^1 &= \mathfrak{R}4 \times 800 \times 10^3 / \text{année}
\end{aligned}$$

- Scenario 3

Dans ce scénario, nous aurions

$$\begin{aligned}
C_{IL}^1 &= \mathfrak{R}0 \\
C_{IL}^2 &= \mathfrak{R}500 \times 5 \times 10^3 \\
C_{OL}^1 &= \mathfrak{R}0 / \text{année} \\
C_{OL}^2 &= \mathfrak{R}500 \times 0.025 \times 10^3 / \text{année} \\
C_L^1 &= \mathfrak{R}12 \times 800 \times 10^3 / \text{année} \\
C_L^2 &= \mathfrak{R}18 \times 800 \times 10^3 / \text{année}
\end{aligned}$$

Si C_S^1 et C_S^2 désignent les coûts de fourniture de l'électricité à travers les systèmes voisins dans les première et deuxième périodes, respectivement, nous aurions

$$C_S^1 = \text{R}0.8 \times 400 \times 8760 \times 10^3 \times 0.1 / \text{année}$$

$$C_S^2 = \text{R}0.8 \times 1000 \times 8760 \times 10^3 \times 0.07 / \text{année}$$

Scenario	C_{TOTAL} (R)
1	508,443,153.4
2	475,313,882.3
3	902,238,444.6

TABLE 2.6: Résumé des résultats

Par conséquent

$$C_{IL} = C_{IL}^2(P/F, 15\%, 7) - C_{IL}^2(A/P, 15\%, 50)(P/A, 15\%, 45)(P/F, 15\%, 15) = \text{R}632893.4$$

$$C_{OL} = C_{OL}^2(F/A, 15\%, 5)(P/F, 15\%, 15) = \text{R}10357.5$$

$$C_S = C_S^1(F/A, 15\%, 5)(P/F, 15\%, 10) + C_S^2(F/A, 15\%, 5)(P/F, 15\%, 15) = \text{R}873663842.6$$

$$C_L = C_L^1(F/A, 15\%, 5)(P/F, 15\%, 10) + C_L^2(F/A, 15\%, 5)(P/F, 15\%, 15) = \text{R}27931351.1$$

et

$$C_{TOTAL} = C_{IL} + C_{OL} + C_L + C_S = \text{R}902238444.6$$

Les résultats des scénarios sont présentés dans le tableau 2.4. Comme on l'a vu, le scénario 2 est le meilleur choix en termes de considérations économiques.

Chapter 3

Planification du système production-transport

3.1 Objectifs généraux

3.1.1 Traité de concession - Service public -

Dans pratiquement tous les pays, la distribution de l'électricité fait l'objet d'une concession attribuée au distributeur par la puissance publique. La société concessionnaire, qu'elles soient publiques ou privées, ont le bénéfice du monopole sur un territoire fixé. Cette situation de monopole permet de développer un réseau de distribution optimal pour la collectivité. En contrepartie de ce monopole, ces sociétés sont assujetties à un certain nombre d'obligations constitutives de leur mission de service public. Cette mission impose notamment le respect de deux règles fondamentales :

- **Règle d'égalité** : service de l'électricité dans des conditions égales pour tous (égalité de traitement et d'accès), dès lors que les besoins desservis sont semblables
- **Règle de continuité** : fonctionnement sans interruption du service de l'électricité (sauf cas de force majeure).

Les cahiers des charges relatifs aux traités de concessions précisent ainsi l'ensemble des règles qui définissent les performances de base dont doivent être capables les réseaux de distribution, en tant qu'outil principal du distributeur.

3.1.2 Priorités liées au contexte socio-économique

Suivant le niveau de développement du pays, la distribution se situe dans un contexte différent. On distingue généralement trois phases :

- La phase électrification, dans laquelle le souci essentiel consiste à créer et étendre le réseau sur l'ensemble du territoire pour satisfaire les besoins élémentaires de la population (l'éclairage principalement)
- La phase croissance, dans laquelle le réseau doit suivre la demande spontanée en énergie électrique, liée à l'expansion économique du pays (développement quantitatif)
- la phase qualité, dans laquelle le réseau doit répondre à des exigences accrues de la clientèle, liées au développement des usages de l'électricité dans les domaines les plus divers (développement qualitatif) et, particulièrement, dans les techniques de pointe ; ce souci de la qualité est d'autant plus important, qu'il est une condition de l'augmentation des ventes dans un contexte où, en raison de la saturation relative des usages captifs, la pénétration de l'électricité se fait de plus en plus dans les secteurs concurrentiels.

On voit ainsi que l'évolution d'un réseau de distribution est conditionnée par le respect de trois objectifs fondamentaux, même si les priorités sont variables :

- La desserte de la clientèle
- L'aptitude à faire face au développement de la consommation
- La recherche d'une qualité du produit électricité adaptée aux besoins de la clientèle (si nécessaire au-delà des spécifications des cahiers des charges de concession)

Et, bien évidemment, cela doit se faire au coût le plus faible (coûts d'investissements, d'exploitation et d'entretien).

Il convient, également, de prendre en compte, dans la conception et la réalisation des réseaux, d'autres aspects, notamment :

- la sécurité des personnes (exploitants ou tiers)
- les contraintes relatives à l'environnement (écologie, encombrement)

3.2 Choix de la basse tension (BT)

La tension de distribution BT est bien évidemment liée aux standards des appareils d'utilisation chez la clientèle.

3.2.1 Historique

Historiquement, la tension de 110 V est celle qui a été utilisée la première. La tendance en Europe, après la Seconde Guerre mondiale, a été une généralisation de la tension 220 V.

En France, vers 1950, une première décision n'a retenu que deux systèmes de tensions : 127/220V et 220/380V (dénommés respectivement B1 et B2 et choisis dans le rapport pour permettre d'alimenter les clients à 220 V soit entre phases sur les réseaux B1, soit entre phase et neutre sur les réseaux B2).

En 1956, fut décidée la normalisation et la généralisation de la seule tension 220/380 V.

Aujourd'hui, le passage des réseaux B1 à B2 a été effectué sur la quasi-totalité du territoire, permettant du reste d'augmenter la capacité de desserte des anciens réseaux B1.

À la suite des recommandations de la CEI, un arrêté ministériel de 1986 demande qu'une nouvelle tension BT normalisée (230/400 V, avec une fourchette de + 6 % à - 10 %) soit mise en oeuvre dans les 10 ans qui suivent. Cette normalisation conduira la France à une révision d'ensemble du plan de tensions à respecter avant 1996.

3.2.2 Tensions BT utilisées

En dehors des consommateurs industriels qui utilisent des tensions plus élevées pour certaines applications, les tensions de distribution des clients BT se limitent à deux groupes : 115 /220 V et 230/400 V. Cette dernière valeur est pratiquement d'usage général dans notre pays en réseau triphasé, alors que l'autre est plus répandue en Amérique du Nord, plutôt d'ailleurs sous la forme de deux ponts monophasés de 120 V.

L'usage du système 230/400 V se trouve justifié surtout dans les schémas où il existe un réseau de distribution à basse tension (lignes ou câbles) important, car alors les économies sur les investissements sont élevées par rapport au système 115/220 V, par suite du rayon de desserte plus grand ou de la réduction des sections de conducteurs. Cette tension conduit aussi à des postes MT/BT plus puissants et situés à de plus grandes distances les uns des autres, ce qui est un facteur favorable aux valeurs élevées de la moyenne tension.

Il y aura donc toujours intérêt, pour des réseaux de conception européenne (postes de 100 à 1 000 kVA, réseaux BT assez étendus), à utiliser une tension du groupe 230/400 V.

Les recommandations de la CEI confortent largement les choix pris dans ce sens.

L'utilisation en Amérique de moyennes tensions relativement basses, 2400 ou 4800 V, avec des transformateurs de petites puissances et des réseaux BT réduits à de simples branchements (2 à 4 clients) a permis de conserver une desserte de ces clients sous 120 V.

3.3 Etude du flux de charge

3.3.1 Le problème de flux de charge

La formulation d'un problème classique de flux de charge nécessite de considérer quatre variables à chaque jeu de barre " i " du système d'alimentation. Ces variables sont:

1. P_i (puissance active nette injectée)
2. Q_i (puissance réactive nette injectée)
3. V_i (amplitude de tension)
4. θ_i (angle de tension)

Les puissance active et réactive injectées sont calculées comme suit :

$$P_i = P_{Gi} - P_{Di} \quad (3.1)$$

$$Q_i = Q_{Gi} - Q_{Di} \quad (3.2)$$

Dans lesquels P_{Gi} et Q_{Gi} sont des puissance active et réactive générées sur le jeu de barre " i ", respectivement, tandis que P_{Di} et Q_{Di} sont des puissance active et réactive demandées sur ce " i ", respectivement.

Basé sur l'application des lois de Kirchhoff à chaque jeu de barre ;

$$I = YV \quad (3.3)$$

$$I_i = \frac{(P_i - jQ_i)}{|V_i|} e^{j\theta_i} \quad (3.4)$$

Où I_i Courant injecté net sur le jeu de barre i

- V : Vecteur de tensions de bus
- I : Vecteur de courants injectés aux bus
- Y : Matrice d'admittance du système

I , V et Y sont complexes. $V_i = |V_i| e^{j\theta_i}$ est le $i^{\text{ème}}$ élément du vecteur V .

La matrice Y est symétrique. L'élément diagonal Y_{ii} (auto-admittance du bus i) contient la somme des admittances de toutes les branches connectées au bus i . L'élément hors diagonale Y_{ij} (admittance mutuelle) est égal à la somme négative des admittances entre les bus i et j . $Y_{ij} = |Y_{ij}| e^{j\delta_{ij}} = G_{ij} + jB_{ij}$ se trouve dans la $i^{\text{ème}}$ ligne et la $j^{\text{ème}}$ colonne de la matrice Y . G et B sont ensuite appelés respectivement conductance et susceptance.

L'utilisation de (3.4) pour remplacer I dans (3.3) donne (3.5) et (3.6).

$$P_i = \sum_{j=1}^N |Y_{ij}| |V_i| |V_j| \cos(\theta_i - \theta_j - \delta_{ij}) \quad (3.5)$$

$$Q_i = \sum_{j=1}^N |Y_{ij}| |V_i| |V_j| \sin(\theta_i - \theta_j - \delta_{ij}) \quad (3.6)$$

Où N est le nombre de bus (jeu de barres) du système. Pour résoudre les équations de flux à pleine charge, deux des quatre variables doivent être connues à l'avance sur chaque bus. Cette formulation se traduit par un système d'équations non linéaire qui nécessite des méthodes de solutions itératives. Dans cette formulation, la convergence n'est pas garantie.

3.3.2 Solution avec un flux de charge en DC

Le flux de charge en courant continu (DCLF) donne des estimations des flux de puissance des lignes sur les systèmes d'alimentation AC.

Dans DCLF, le modèle non linéaire du système AC est simplifié sous une forme linéaire à travers ces hypothèses:

- Les résistances de ligne (pertes de puissance active) sont négligeables, c'est-à-dire $R \ll X$.
- Les différences d'angle de tension sont supposées être faibles, c'est-à-dire $\sin(\theta) = \theta$ et $\cos(\theta) = 1$.
- Les amplitudes des tensions de bus sont définies à 1.0 per unit (profil de tension plat).
- Les paramètres de prise sont ignorés.

Sur la base des hypothèses ci-dessus, les angles de tension et les injections de puissance active sont les variables de DCLF. Les injections de puissance active sont connues à

l'avance. Donc pour chaque bus i du système, (3.5) est converti en

$$P_i = \sum_{j=1}^N B_{ij} (\theta_i - \theta_j) \quad (3.7)$$

Où B_{ij} est l'inverse de la réactance entre le bus i et le bus j . Comme mentionné précédemment, B_{ij} est la partie imaginaire de Y_{ij}

Par conséquent, le flux de puissance active à travers la ligne de transmission i , entre les bus s et r , peut être calculé à partir de (3.8).

$$P_{Li} = \frac{1}{X_{Li}} (\theta_s - \theta_r) \quad (3.8)$$

Où X_{Li} est la réactance de la ligne i . Les équations de flux de puissance DC sous forme matricielle et la relation matricielle correspondante pour les flux à travers les branches sont représentées en (3.9) et (3.10).

$$\theta = [\mathbf{B}]^{-1} \mathbf{P} \quad (3.9)$$

$$\mathbf{P}_L = (\mathbf{b} \times \mathbf{A}) \theta \quad (3.10)$$

Où

\mathbf{P} $N \times 1$ vecteur de puissance active injectées de bus pour les bus $1, \dots, N$

\mathbf{B} $N \times N$ matrice d'admittance avec $R = 0$

θ $N \times 1$ vecteur d'angles de tension de bus pour les bus $1, \dots, N$

\mathbf{P}_L $M \times 1$ vecteur de flux de branches (M est le nombre de branches)

\mathbf{b} $M \times M$ matrice (b_{kk} est égal à la susceptance de la ligne k et les éléments non diagonaux sont nuls)

\mathbf{A} $M \times N$ matrice d'incidence de bus-branche

Chaque élément diagonal de \mathbf{B} (c'est-à-dire B_{ii}) est la somme de l'inverse des réactances des lignes connectées au bus i .

L'élément hors diagonale (c'est-à-dire B_{ij}) est la somme négative de l'inverse des réactances des lignes entre le bus i et le bus j .

\mathbf{A} est une matrice de connexion dans laquelle a_{ij} vaut 1, si une ligne existe entre le bus i et j ; sinon zéro. De plus, pour les bus de départ et de fin, les éléments sont respectivement 1 et -1 .

3.4 Dispatching économique

Les centrales électriques connectées au réseau sont appelées à produire suffisamment de puissance pour répondre à la demande des charges. Cette demande varie considérablement durant les journées et les saisons, et les coûts de production d'énergie diffèrent aussi d'une centrale à une autre, selon le type et l'efficacité. Par conséquent, il est indispensable de répartir la capacité de génération d'une manière à satisfaire la demande avec un minimum de coût.

Le problème de répartition des charges sur les différentes unités de production est appelé dispatching économique. Ce problème consiste à optimiser les coûts de production d'énergie. Un dispatching économique obéit à un planning pour le lendemain et un planning du jour. Un planning du lendemain sert à définir les unités de génération pour chaque heure sur la bases des critères suivants :

- Estimation de la demande
- Les limites maximale et minimale de puissance de chaque unité de production
- Le temps de démarrage de chaque unité
- Le coût de production de chaque unité (coût de la matière première, efficacité)
- Le coût de démarrage. . .etc.

Le dispatching journalier sert à contrôler les écoulements de puissance d'heure en heure pour maintenir la fréquence et la tension dans des limites acceptables, et ce par :

- Ajustement de la production par un contrôle automatique de génération (AGR, Automatic generation control)
- Modification de la topologie du réseau
- Compensation des puissances réactive
- Délestage de charge si nécessaire

3.4.1 Coût de génération

Le coût de génération de la puissance diffère d'une centrale à une autre. Ce coût dépend de plusieurs paramètres ; combustible, technologie. . . etc. Pour une centrale thermique, le coût de génération par heure d'une puissance P_G est approximé par la fonction non linéaire

$$C(P_G) = \alpha + \beta P_G + \gamma P_G^2 \quad \mathfrak{R}/h \quad (3.11)$$

Avec α , β et γ , des coefficients constants propres à chaque centrale, H' , une unité monétaire.

Lorsqu'il y a n centrales, le coût total de génération est donc

$$C_T = \sum_{i=1}^n C_i(P_{Gi}) \quad (3.12)$$

3.4.2 Contraintes

Soit un nombre n d'unités de génération, ou centrales connectées au réseau. Ces centrales sont appelées à produire la puissance P_D demandée par la charge. Le dispatching économique doit optimiser les coûts pour répondre à la demande de la charge tout en respectant les conditions suivantes :

1. Produire toute la puissance demandée par la charge et les pertes de transmission (transport)
2. Une centrale ne doit pas fonctionner au-dessous de sa capacité minimale ou au-dessus de sa capacité maximale

La première condition fait sortir la première contrainte, dite contrainte d'égalité, et elle est écrite comme:

$$\sum_{i=1}^n P_{Gi} = P_D + P_{\text{loss}} \quad i = 1, 2, \dots, n \quad (3.13)$$

Où P_{Gi} , la puissance générée par une centrale i , P_{loss} représente les pertes de transmission. La deuxième condition représente une deuxième contrainte dite contrainte d'inégalité, et elle est exprimée comme

$$P_{Gi,\min} - P_{Gi} \leq 0 \quad \text{et} \quad P_{Gi} - P_{Gi,\max} \leq 0 \quad (3.14)$$

Par conséquent le problème de dispatching économique consiste à minimiser le coût total C_T , tout en respectant ces deux contraintes.

En résumé : Le dispatching peut être résumé en trois points:

1. Pour chaque demande de puissance, calculer les puissances que doivent générer les différentes centrales, et ce de manière à réduire le coût global
2. La puissance totale générée doit couvrir la demande des charges et les pertes de transmission

3. Chaque puissance calculée doit respecter les limites de production de l'unité correspondante

Si la valeur calculée est en dessous de la puissance minimale alors la puissance que doit générer l'unité en question doit être ramenée à sa puissance minimale, et si la valeur calculée est en dessus de la puissance maximale, alors la puissance que doit générer cette unité est ramenée à sa puissance maximale.

3.4.3 Pertes de transmission

Pour formuler le problème du dispatching de manière générale, on a souvent besoin de connaître les pertes de transmission comme le suggère la contrainte d'égalité (3.13). Pour cela, l'approche adéquate serait de formuler d'abord la relation entre les puissances générées par chaque centrale, i.e., les P_{Gi} et les pertes P_{loss} . Pour établir cette relation, on va commencer par l'exemple d'un réseau simple composé de 3 unités de génération, 6 jeux de barres et 5 lignes (Figure. 3.1). Le réseau débite sur une charge demandant une puissance P_D .

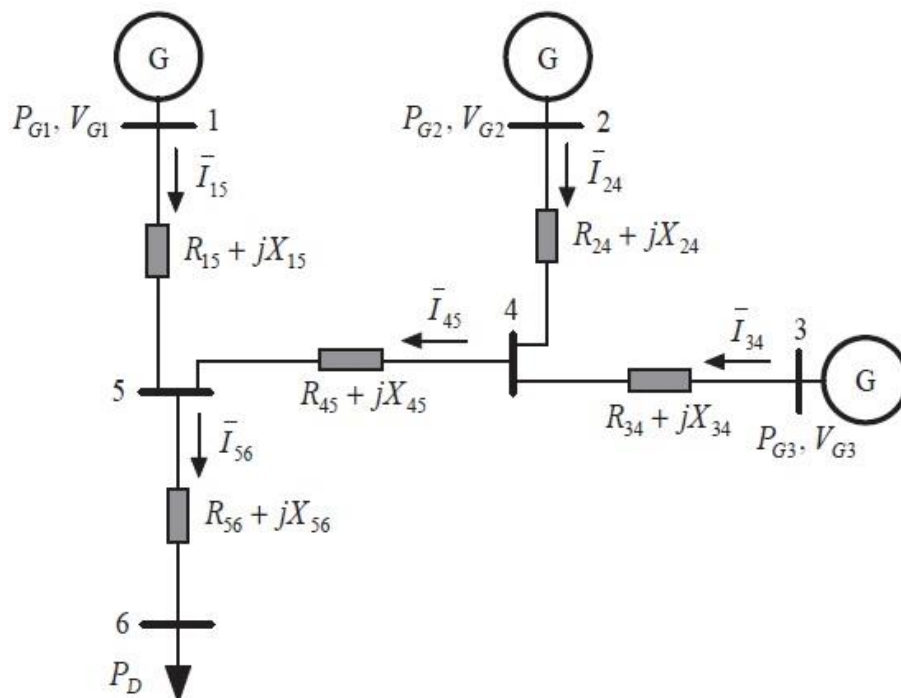


FIGURE 3.1: Réseau à trois unités de génération, 6 jeux de barres et 5 lignes

La méthode classique de détermination des pertes dans une ligne électrique consiste à calculer le courant carré dans cette ligne et le multiplier fois sa résistance. Les courants

de lignes pour le réseau de la Figure 3.1 sont donnés en fonction des puissances générées comme

$$I_{15} = \frac{P_{G1}}{\sqrt{3}V_{G1} \cos(\varphi_{G1})}, \quad I_{24} = \frac{P_{G2}}{\sqrt{3}V_{G2} \cos(\varphi_{G2})}, \quad I_{34} = \frac{P_{G3}}{\sqrt{3}V_{G3} \cos(\varphi_{G3})} \quad (3.15)$$

$$\bar{I}_{45} = \bar{I}_{24} + \bar{I}_{34}, \quad \bar{I}_{56} = \bar{I}_{15} + \bar{I}_{45} \quad (3.16)$$

Pour pouvoir exprimer l'ensemble des pertes en fonction des générations, on va exprimer les courants I_{45} et I_{56} en fonction des puissances générées. On a donc :

$$\bar{I}_{45} = \frac{1}{\sqrt{3}} \left[\left(\frac{P_{G2}}{V_{G2}} + \frac{P_{G3}}{V_{G3}} \right) + j \left(\frac{P_{G2}}{V_{G2}} \tan(\varphi_{G2}) + \frac{P_{G3}}{V_{G3}} \tan(\varphi_{G3}) \right) \right] \quad (3.17)$$

Soit

$$I_{45}^2 = \frac{1}{3} \left[\left(\frac{P_{G2}}{V_{G2}} \right)^2 (1 + \tan^2(\varphi_{G2})) + \left(\frac{P_{G3}}{V_{G3}} \right)^2 (1 + \tan^2(\varphi_{G3})) \right] + 2 \left[\frac{P_{G2}P_{G3}}{V_{G2}V_{G3}} (1 + \tan(\varphi_{G2}) \tan(\varphi_{G3})) \right] \quad (3.18)$$

ou

$$I_{45}^2 = \frac{1}{3} \left[\left(\frac{P_{G2}}{V_{G2} \cos(\varphi_{G2})} \right)^2 + \left(\frac{P_{G3}}{V_{G3} \cos(\varphi_{G3})} \right)^2 \right] + 2 \left[\frac{P_{G2}P_{G3}}{V_{G2}V_{G3}} (1 + \tan(\varphi_{G2}) \tan(\varphi_{G3})) \right] \quad (3.19)$$

De même,

$$I_{56} = \frac{1}{\sqrt{3}} \left(\frac{P_{G1}}{V_{G1}} + \frac{P_{G2}}{V_{G2}} + \frac{P_{G3}}{V_{G3}} \right) + j \left[\left(\frac{P_{G1}}{V_{G1}} \tan(\varphi_{G1}) + \frac{P_{G2}}{V_{G2}} \tan(\varphi_{G2}) + \frac{P_{G3}}{V_{G3}} \tan(\varphi_{G3}) \right) \right] \quad (3.20)$$

Soit, après développement

$$I_{56}^2 = \frac{1}{3} \left[\left(\frac{P_{G1}}{V_{G1} \cos(\varphi_{G1})} \right)^2 + \left(\frac{P_{G2}}{V_{G2} \cos(\varphi_{G2})} \right)^2 + \left(\frac{P_{G3}}{V_{G3} \cos(\varphi_{G3})} \right)^2 \right] + 2 \frac{P_{G1}P_{G2}}{V_{G1}V_{G2}} (1 + \tan(\varphi_{G1}) \tan(\varphi_{G2})) + 2 \frac{P_{G1}P_{G3}}{V_{G1}V_{G3}} (1 + \tan(\varphi_{G1}) \tan(\varphi_{G3}))$$

$$+ 2 \frac{P_{G2} P_{G3}}{V_{G2} V_{G3}} (1 + \tan(\varphi_{G2}) \tan(\varphi_{G3})) \quad (3.21)$$

Maintenant, on peut exprimer les pertes dans les cinq lignes en fonction des trois générations comme:

$$P_{loss(15)} = 3R_{15}I_{15}^2 = \frac{R_{15}}{V_{G1}^2 \cos^2(\varphi_{G1})} P_{G1}^2 \quad (3.22)$$

$$P_{loss(24)} = 3R_{24}I_{24}^2 = \frac{R_{24}}{V_{G2}^2 \cos^2(\varphi_{G2})} P_{G2}^2 \quad (3.23)$$

$$P_{loss(34)} = 3R_{34}I_{34}^2 = \frac{R_{34}}{V_{G3}^2 \cos^2(\varphi_{G3})} P_{G3}^2 \quad (3.24)$$

$$P_{loss(45)} = 3R_{45}I_{45}^2 = \frac{R_{45}}{V_{G2}^2 \cos^2(\varphi_{G2})} P_{G2}^2 + \frac{R_{45}}{V_{G3}^2 \cos^2(\varphi_{G3})} P_{G3}^2 + 2 \frac{R_{45}}{V_{G2} V_{G3}} (1 + \tan(\varphi_{G2}) \tan(\varphi_{G3})) P_{G2} P_{G3} \quad (3.25)$$

$$P_{loss(56)} = 3K_{56}I_{56}^2 = \frac{R_{56}}{V_{G1}^2 \cos^2(\varphi_{G1})} P_{G1}^2 + \frac{R_{56}}{V_{G2}^2 \cos^2(\varphi_{G2})} P_{G2}^2 + \frac{R_{56}}{V_{G3}^2 \cos^2(\varphi_{G3})} P_{G3}^2 + 2 \frac{R_{56}}{V_{G1} V_{G2}} (1 + \tan(\varphi_{G1}) \tan(\varphi_{G2})) P_{G1} P_{G2} + 2 \frac{R_{56}}{V_{G1} V_{G3}} (1 + \tan(\varphi_{G1}) \tan(\varphi_{G3})) P_{G1} P_{G3} + 2 \frac{R_{\sigma G}}{V_{G2} V_{G3}} (1 + \tan(\varphi_{G2}) \tan(\varphi_{G3})) P_{G2} P_{G3} \quad (3.26)$$

Finalement, le total des pertes

$$P_{loss} = \sum P_{loss(ij)} = \left(\frac{R_{15} + R_{D6}}{V_{G1}^2 \cos^2(\varphi_{G1})} \right) P_{G1}^2 + \left(\frac{R_{24} + R_{45} + R_{56}}{V_{G2}^2 \cos^2(\varphi_{G2})} \right) P_{G2}^2 + \left(\frac{R_{94} + R_{45} + R_{G6}}{V_{G3}^2 \cos^2(\varphi_{G3})} \right) P_{G3}^2 + 2 \frac{R_{G6}}{V_{G1} V_{G2}} (1 + \tan(\varphi_{G1}) \tan(\varphi_{G2})) P_{G1} P_{G2} + 2 \frac{R_{G6}}{V_{G1} V_{G3}} (1 + \tan(\varphi_{G1}) \tan(\varphi_{G3})) P_{G1} P_{G3} + 2 \frac{R_{G6}}{V_{G2} V_{G3}} (1 + \tan(\varphi_{G2}) \tan(\varphi_{G3})) P_{G2} P_{G3} \quad (3.27)$$

Cette expression a la forme

$$P_{loss} = b_{11}P_{G1}^2 + b_{22}P_{G2}^2 + b_{33}P_{G3}^2 + 2b_{12}P_{G1}P_{G2} + 2b_{13}P_{G1}P_{G3} + 2b_{23}P_{G2}P_{G3} \quad (3.28)$$

Ce résultat peut être étendu pour un réseau à n générateurs

$$P_{\text{loss}} = \sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^n b_{ij} P_{Gi} P_{Gj} \quad (3.29)$$

Habituellement, ces pertes sont données sous forme

$$P_{\text{loss}} = \mathbf{P}_G^T \mathbf{B} \mathbf{P}_G \quad (3.30)$$

ou

$$\mathbf{B} = \begin{pmatrix} b_{11} & b_{12} & \dots & b_{1n} \\ b_{21} & b_{22} & \dots & b_{2n} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ b_{n1} & b_{n2} & \dots & b_{nn} \end{pmatrix}, \quad \mathbf{P}_G = \begin{pmatrix} P_{G1} \\ P_{G2} \\ \vdots \\ P_{Gn} \end{pmatrix} \quad (3.31)$$

Les éléments $b_{ij} = b_{ji}$ de la matrice B sont appelés coefficients de perte. Ces coefficients dépendent de la charge comme le montre l'équation (3.27). Cependant pour des raisons de simplification, on les supposera constants.

3.5 Solution du dispatching économique

3.5.1 Solution avec pertes

La solution du dispatching économique fait appel à des méthodes d'optimisation. La méthode de KuhnTucker est la plus utilisée pour cette optimisation. Cette méthode est basée sur la méthode dite du Lagrangien, car elle consiste à calculer d'abord le Lagrangien qui doit tenir compte de toutes les contraintes comme

$$L(P_{G1}, P_{G2}, \dots, P_{Gn}, \lambda) = \sum_{i=1}^n C_i(P_{Gi}) + \lambda \left(P_D + P_{\text{loss}} - \sum_{i=1}^n P_{Gi} \right) + \sum_{i=1}^n h_i(P_{Gi}) \quad (3.32)$$

Le coefficient λ est dit multiplicateur de Lagrange pour les contraintes d'égalités. La fonction $h_i(P_{Gi})$ représente les contraintes d'inégalités et elle est définie comme

$$h_i(P_{Gi}) = \sigma_{i,\min}(P_{Gi,\min} - P_{Gi}) + \sigma_{i,\max}(P_{Gi,\max} - P_{Gi}) \quad (3.33)$$

Les constantes $\sigma_{i,\min}$ et $\sigma_{i,\max}$ sont les coefficients minimal et maximal de génération pour la centrale i ;

$$\begin{aligned}\sigma_{i,\min} &= 0 \quad \text{quand} \quad P_{Gi} > P_{Gi,\min} \\ \sigma_{i,\max} &= 0 \quad \text{quand} \quad P_{Gi} < P_{Gi,\max}\end{aligned}\quad (3.34)$$

Il devient ainsi évident que lorsque la contrainte d'inégalité est respectée, i.e., la puissance P_{Gi} est à l'intérieur de ses limites, les deux coefficients $\sigma_{i,\min}$ et $\sigma_{i,\max}$ sont nuls.

Mathématiquement parlant, la méthode de Lagrange (parfois appelé méthode des multiplicateurs de Lagrange) permet de trouver les points stationnaires d'une fonction dérivable d'une ou plusieurs variables sous contraintes. Pour cela, il faut chercher les points pour lesquels la différentielle de la fonction de Lagrange est nulle. Donc, pour trouver la solution optimale, i.e., la répartition économique des générations P_{Gi} , il faut d'abord calculer les dérivées partielles du Lagrangien. Ainsi, l'optimum est normalement obtenu lorsque toutes ces dérivées sont nulles. c'est-à-dire:

$$\frac{\partial L}{\partial P_{Gi}} = 0, \quad \text{pour} \quad i = 1, 2, \dots, n \quad (3.35)$$

$$\frac{\partial L}{\partial \lambda} = 0 \quad (3.36)$$

$$\frac{\partial L}{\partial \sigma_{i,\min}} = 0, \quad \frac{\partial L}{\partial \sigma_{i,\max}} = 0 \quad \text{pour} \quad i = 1, 2, \dots, n \quad (3.37)$$

Compte tenu de la définition du Lagrangien dans l'équation (3.32), on peut calculer les dérivées partielles ci-dessus et déduire que la condition (3.36) représente exactement la contrainte d'égalité déjà donnée par (3.13). Les conditions dans (3.37) peuvent être réécrites comme

$$P_{Gi} < P_{Gi,\max} \quad P_{Gi} > P_{Gi,\min} \quad (3.38)$$

ce qui indique qu'une puissance P_{Gi} ne doit pas sortir de ces limites minimale et maximale (contrainte d'inégalité). Finalement, la condition (3.35) aboutira à

$$\frac{\partial C_i}{\partial P_{Gi}} + \lambda \left(\frac{\partial P_{\text{loss}}}{\partial P_{Gi}} \right) = \lambda \quad i = 1, 2, \dots, n \quad (3.39)$$

Les dérivées $\partial C_i / \partial P_{Gi}$ sont dites coûts incrémentaux, Incremental costs qu'on notera IC_i . Un coût incrémental représente l'accroissement du coût correspondant à une unité supplémentaire. Les dérivées partielles $\partial P_{\text{loss}} / \partial P_{Gi}$ sont dites pertes incrémentales ou incremental losses qui représente la perte supplémentaire correspondante à une augmentation de la génération.

L'équation (3.39) exprime la relation entre les puissances générées, les pertes de puissance et le multi-plicateur de Lagrange. Cette équation peut être reformulée comme:

$$\lambda = IC_i \frac{1}{1 - \frac{\partial P_{\text{loss}}}{\partial P_{Gi}}} = IC_i \times pfi \quad (3.40)$$

Le terme

$$pfi = \left(1 - \frac{\partial P_{\text{loss}}}{\partial P_{Gi}}\right)^{-1} \quad (3.41)$$

est dit facteur de pénalité. Ce facteur représente une pénalité à la centrale i pour sa contribution aux pertes P_{loss} lorsqu'elle génère une puissance P_{Gi} . Ceci dit qu'une centrale ayant un cout de production relativement élevée mais proche de la zone de consommation devrait être moins pénalisée qu'une central lointaine même avec un coût de production moins élevée. Par ailleurs, remarquer à partir de l'équation (3.40) que le dispatching optimal est obtenu lorsque tous les conts incrémentaux multipliés par leurs facteurs de pénalité sont tous les mêmes pour toutes les centrales.

Pour résoudre l'équation (3.39) on va exprimer les pertes, les coûts incrémentaux et les pertes incrémentales à partir des équations (3.11) et (3.30) comme:

$$\frac{\partial C_i}{\partial P_{Gi}} = IC_i = \beta_i + 2\gamma_i P_{Gi} \quad (3.42)$$

$$\frac{\partial P_{\text{loss}}}{\partial P_{Gi}} = 2 \sum_{j=1}^n b_{ij} P_{Gj} \quad (3.43)$$

En remplaçant dans (3.39)

$$\beta_i + 2\gamma_i P_{Gi} + 2\lambda \sum_{j=1}^n b_{ij} P_{Gj} = \lambda \quad (3.44)$$

En faisant sortir P_{Gi} de la somme et divisant sur 2λ , le problème du dispatching revient alors à résoudre

$$\left(\frac{\gamma_i}{\lambda} + b_{ii}\right) P_{Gi} + \sum_{j=1, j \neq i}^n b_{ij} P_{Gj} = \frac{1}{2} - \frac{\beta_i}{2\lambda} \quad (3.45)$$

Enfin, cette équation est exprimée plus convenablement sous forme matricielle comme

$$\begin{pmatrix} \frac{\gamma_1}{\lambda} + b_{11} & b_{12} & \dots & b_{1n} \\ b_{21} & \frac{\gamma_2}{\lambda} + b_{22} & \dots & b_{2n} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ b_{n1} & b_{n2} & \dots & \frac{\gamma_n}{\lambda} + b_{nn} \end{pmatrix} \begin{pmatrix} P_{G1} \\ P_{G2} \\ \vdots \\ P_{Gn} \end{pmatrix} = \frac{1}{2} \begin{pmatrix} 1 - \frac{\beta_1}{\lambda} \\ 1 - \frac{\beta_2}{\lambda} \\ \vdots \\ 1 - \frac{\beta_n}{\lambda} \end{pmatrix} \quad (3.46)$$

On obtient ainsi, un ensemble de n équations à résoudre pour trouver la répartition économique des générations P_{Gi} . Il est évident qu'avec un coefficient λ spécifié, les équations deviennent linéaires et simples à résoudre. Cependant, le problème n'est pas si simple que ça, car la valeur de λ n'est pas évidente lorsqu'il y a des pertes. En effet, en présence des pertes ce coefficient dépend des puissances générées et des pertes de transmission, ce qui fait des équations (3.46) un problème non linéaire qui nécessitera un moyen de calcul itératif.

En résumé, on peut dire que la solution des équations dans (3.46), donc du dispatching optimal, revient à trouver la valeur de λ qui assure ce dispatching. De manière très simple, en négligeant toutes les contraintes, l'équation (3.46) admet une solution quelque soit la valeur de $\lambda \neq 0$, cependant, sous les contraintes d'égalité et d'inégalité, il y a une seule valeur pour cette constante qui peut résoudre cette équation. Ainsi, l'approche la plus banale pour trouver la bonne valeur de λ consiste à adopter une méthode itérative jusqu'à ce que la solution respecte les contraintes en question.

Comme ces méthodes nécessitent souvent une condition initiale, l'équation (3.46) peut être résolue avec un coefficient $\lambda^{(1)}$ qui peut être estimé à partir du dispatching sans pertes et sans contraintes d'inégalité. Le processus d'itération peut être alors lancer en utilisant la méthode du gradient. Pour mettre les choses au clair, faisant sortir à partir de (3.45)

$$P_{Gi} = \frac{\lambda \left(1 - 2 \sum_{j=1, j \neq i}^n b_{ij} P_{Gj} \right) - \beta_i}{2 (\lambda b_{12} | \gamma_2)} \quad (3.47)$$

Ainsi, à la reme itération, on a un coefficient $\lambda^{(r)}$ et une puissance

$$P_{Gi}^{(r)} = \frac{\lambda^{(r)} \left(1 - 2 \sum_{j=1, j \neq i}^n b_{ij} P_{Gj}^{(r)} \right) - \beta_i}{2 (\lambda^{(r)} b_{ii} + \gamma_i)} \quad (3.48)$$

La contrainte d'égalité à la reme itération s'écrira par conséquent comme

$$\sum_{i=1}^n P_{Gi}^{(r)} = \sum_{i=1}^n \frac{\lambda^{(r)} \left(1 - 2 \sum_{j=1, j \neq i}^n b_{ij} P_{Gj}^{(r)} \right) - \beta_i}{2 (\lambda^{(r)} b_{ii} + \gamma_i)} = P_D + P_{\text{loss}}^{(r)} \quad (3.49)$$

Autrement

$$(f(\lambda))^{(r)} = P_D + P_{loss}^{(r)} \quad (3.50)$$

Pour faire apparaître la variation $\Delta\lambda$ du multiplicateur de Lagrange, on va développer l'expression $f(\lambda)$ en série de Taylor. Ainsi, en considérant uniquement les termes de premier ordre

$$(f(\lambda))^{(r)} + \left(\frac{df(\lambda)}{d\lambda}\right)^{(r)} \Delta\lambda^{(r)} = P_D + P_{loss}^{(r)} \quad (3.51)$$

d'où

$$\Delta\lambda^{(r)} = \frac{P_D + P_{loss}^{(r)} - (f(\lambda))^{(r)}}{(df(\lambda)/d\lambda)^{(r)}} = \frac{P_D + P_{loss}^{(r)} - \sum_{i=1}^n P_{Gi}^{(r)}}{(df(\lambda)/d\lambda)^{(r)}} \quad (3.52)$$

Remarquer que le numérateur de cette équation représente le résidu $\Delta P^{(r)}$ de la puissance à l'itération r . Par conséquent la relation entre la variation $\Delta\lambda^{(r)}$ (qui est en réalité la correction qu'il faut apporter au coefficient de Lagrange à l'itération r) et le résidu de puissance est réduite à

$$\Delta\lambda^{(r)} = \frac{\Delta P^{(r)}}{(df(\lambda)/d\lambda)^{(r)}} = \frac{\Delta P^{(r)}}{\sum_{i=1}^n (dP_{Gi}/d\lambda)^{(r)}} \quad (3.53)$$

Or, d'après l'équation (3.48)

$$\sum_{i=1}^n \left(\frac{dP_{Gi}}{d\lambda}\right)^{(r)} = \sum_{i=1}^n \frac{\gamma_i \left(1 - 2 \sum_{j=1, j \neq i}^n b_{ij} P_{Gj}^{(r)}\right) + \beta_i b_{ii}}{2 (\lambda^{(r)} b_{ii} + \gamma_i)^2} \quad (3.54)$$

Finalement, la valeur de λ doit être actualisée comme

$$\lambda^{(r+1)} = \lambda^{(r)} + \Delta\lambda^{(r)} \quad (3.55)$$

jusqu'à ce que le résidu $\Delta P^{(r)}$ soit inférieure à une certaine tolérance ε , ce qui résoudra la contrainte d'égalité. En outre, il faut vérifier à chaque nouvelle valeur de λ les contraintes d'inégalités. Au final, l'algorithme de cette méthode est illustré sur la Figure. 3.2.

3.5.2 Solution du dispatching économique sans pertes

Dans la section précédente, on a formulé et résolu le dispatching économique en tenant compte de la contrainte d'égalité avec pertes de puissance et des contraintes d'inégalités.

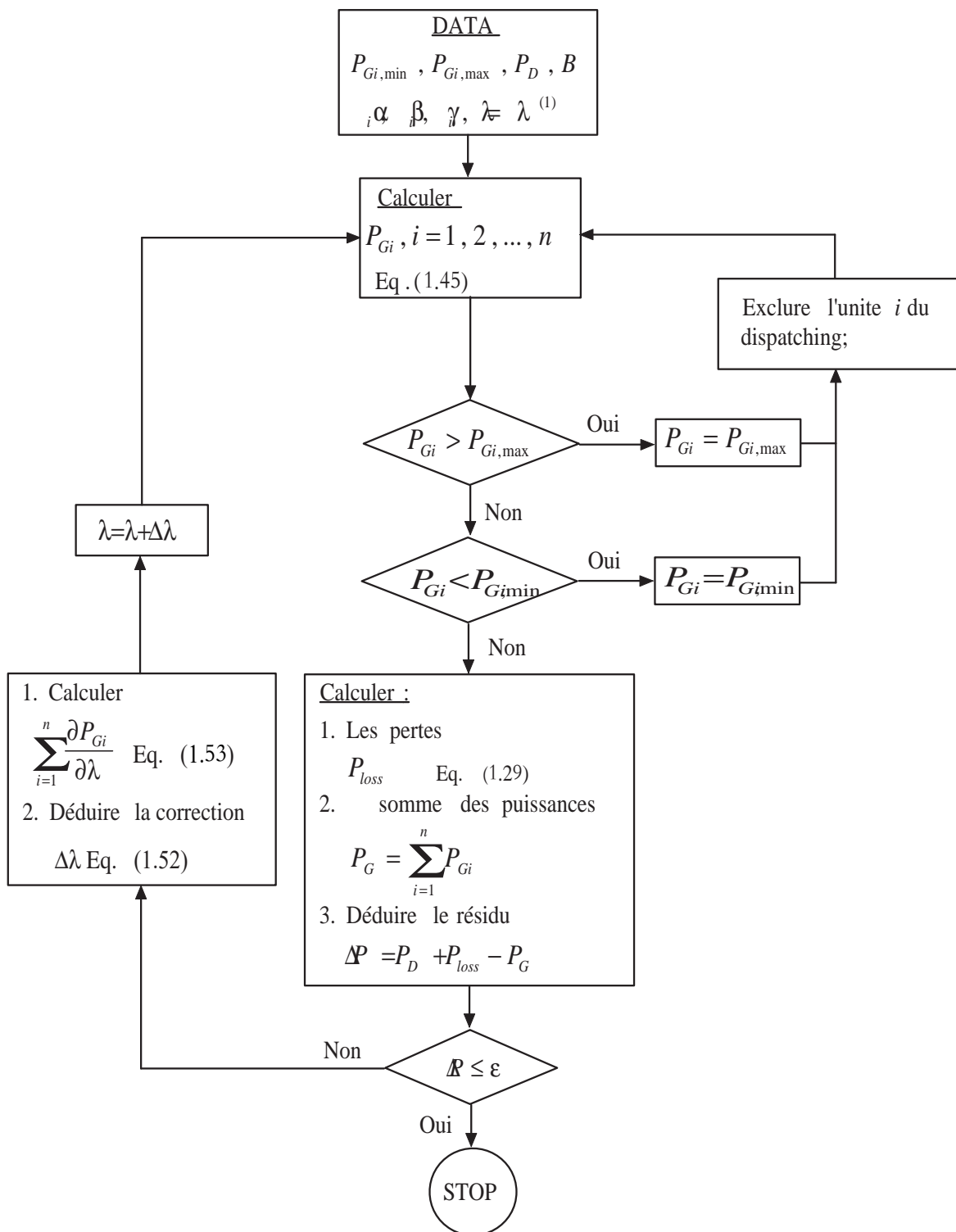


FIGURE 3.2: Algorithme de dispatching économique avec pertes

Dans cette section le problème va se simplifier lorsqu'on néglige les pertes de transmission. En effet, cette fois le Lagrangien devient

$$L(P_1, P_2, \dots, P_n, \lambda) = \sum_{i=1}^n C_i(P_i) + \lambda \left(P_D - \sum_{i=1}^n P_i \right) + \sum_{i=1}^n h_i(P_{Gi}) \quad (3.56)$$

Les conditions d'optimisation (3.35) à (3.37) seront traduites respectivement par les équations

$$IC_i = \frac{\partial C_i}{\partial P_{Gi}} = \frac{dC_i}{dP_{Gi}} = \lambda, \quad i = 1, 2, \dots, n \quad (3.57)$$

$$\sum_{i=1}^n P_{Gi} = P_D \quad (3.58)$$

et bien sur

$$P_{Gi} \geq P_{Gi,\min} \quad P_{Gi} \leq P_{Gi,\max}, \quad i = 1, 2, \dots, n \quad (3.59)$$

Cette fois aussi, le dispatching revient à résoudre l'équation (3.46) mais simplifiée comme

$$P_{Gi} = \frac{\lambda - \beta_i}{2\gamma_i} \quad (3.60)$$

Néanmoins, le problème reste non linéaire à cause des contraintes d'inégalités, car la condition (3.57) n'est valable que pour les puissances P_{Gi} qui respectent leurs limites. Pour les puissances qui ont atteint leurs limites cette condition devient

$$IC_i = \frac{dC_i}{dP_{Gi}} \leq \lambda, \quad \text{si } P_{Gi} = P_{Gi,\max} \quad (3.61)$$

$$IC_i = \frac{dC_i}{dP_{Gi}} \geq \lambda, \quad \text{si } P_{Gi} = P_{Gi,\min} \quad (3.62)$$

Comme dans le cas du dispatching avec perte, la question est de trouver la valeur de λ qui assure les contraintes d'égalités et d'inégalités. Pour cela, on peut toujours utiliser la méthode itérative précédente avec les simplifications qui s'imposent. De ce fait, les équations (3.48) jusqu'à (3.54) vont se simplifier comme

$$P_{Gi}^{(r)} = \frac{\lambda^{(r)} - \beta_i}{2\gamma_i} \quad (3.63)$$

La contrainte d'égalité à la rème itération

$$\sum_{i=1}^n P_{Gi}^{(r)} = \sum_{i=1}^n \frac{\lambda^{(r)} - \beta_i}{2\gamma_i} = P_D \quad (3.64)$$

Ou bien

$$(f(\lambda))^{(r)} = P_D \quad (3.65)$$

Le développement en série de Taylor

$$(f(\lambda))^{(r)} + \left(\frac{df(\lambda)}{d\lambda} \right)^{(r)} \Delta\lambda^{(r)} = P_D \quad (3.66)$$

d'où

$$\Delta\lambda^{(r)} = \frac{P_D - (f(\lambda))^{(r)}}{(df(\lambda)/d\lambda)^{(r)}} = \frac{P_D - \sum_{i=1}^n P_{Gi}^{(r)}}{(df(\lambda)/d\lambda)^{(r)}} \quad (3.67)$$

$$\Delta\lambda^{(r)} = \frac{\Delta P^{(r)}}{(df(\lambda)/d\lambda)^{(r)}} = \frac{\Delta P^{(r)}}{\sum_{i=1}^n (dP_{Gi}/d\lambda)^{(r)}} \quad (3.68)$$

$$\sum_{i=1}^n \left(\frac{dP_{Gi}}{d\lambda} \right)^{(r)} = \sum_{i=1}^n \frac{\gamma_i}{2\gamma_i^2} = \sum_{i=1}^n \frac{1}{2\gamma_i} \quad (3.69)$$

La valeur de λ est toujours actualisée par

$$\lambda^{(r+1)} = \lambda^{(r)} + \Delta\lambda^{(r)} \quad (3.70)$$

jusqu'à ce que le résidu $\Delta P^{(r)}$ soit inférieure à une certaine tolérance ε . Pour une solution par ordinateur l'algorithme de la Figure. 3.2 reste valable avec modification des équations (3.46) et (3.54) et la suppression des pertes (équation (3.30)).

3.5.3 Solution du dispatching économique sans pertes et sans contraintes d'inégalité

Lorsqu'on néglige encore les contraintes d'inégalité, le problème du dispatching devient très simple. Dans ce cas le Lagrangien est défini comme

$$L(P_1, P_2, \dots, P_n, \lambda) = \sum_{i=1}^n C_i(P_i) + \lambda \left(P_D - \sum_{i=1}^n P_i \right) \quad (3.71)$$

Les conditions d'optimisation sont réduites des équations (3.35) et (3.36) sont traduites ici par

$$\frac{dC_i}{dP_{Gi}} = \lambda, \quad \text{pour } i = 1, 2, \dots, n \quad (3.72)$$

$$\sum_{i=1}^n P_{Gi} = P_D \quad (3.73)$$

L'équation (3.72) montre que le dispatching devient optimal lorsque tous les coûts incrémentaux IC_i sont égaux pour tous les générateurs (centrales). Puisque le coût de génération C_i est une fonction quadratique de P_{Gi} , le coût incrémental devient une fonction linéaire de P_{Gi} . Par conséquent, le problème d'optimisation est réduit à résoudre les $n + 1$ équations linéaires dans (3.72) et (3.73) pour les n variables P_{Gi} et λ . Compte tenu de l'équation (3.11) on peut déduire de (3.72) que

$$\lambda = \beta_i + 2\gamma_i P_{Gi} \Rightarrow P_{Gi} = \frac{\lambda - \beta_i}{2\gamma_i} \quad (3.74)$$

D'où, l'équation (3.73) est réécrite comme

$$P_D = \sum_{i=1}^n \frac{\lambda - \beta_i}{2\gamma_i} \quad (3.75)$$

Finalement la solution unique sera donnée par

$$\lambda = \frac{P_D + \sum_{i=1}^n \beta_i / 2\gamma_i}{\sum_{i=1}^n 1/2\gamma_i} \quad \text{et} \quad P_{Gi} = \frac{\lambda - \beta_i}{2\gamma_i} \quad (3.76)$$

Pour résoudre ces équations pour n générations, on peut imaginer deux méthodes; Soit on calcule le coefficient λ et on déduit les puissances P_{Gi} . Soit on formule n équations à partir des conditions (3.72) et (3.73); En effet

$$\begin{aligned} P_{G1} + P_{G2} + \dots + P_{Gn} - P_D &= 0 \\ 2\gamma_1 P_{G1} - 2\gamma_2 P_{G2} + \beta_1 - \beta_2 &= 0 \quad \text{car } IC_1 = IC_2 \\ 2\gamma_2 P_{G2} - 2\gamma_3 P_{G3} + \beta_2 - \beta_3 &= 0 \quad \text{car } IC_2 = IC_3 \\ &\vdots \\ 2\gamma_{n-1} P_{G(n-1)} - 2\gamma_n P_{Gn} + \beta_{n-1} - \beta_n &= 0 \quad \text{car } IC_{n-1} = IC_n \end{aligned} \quad (3.77)$$

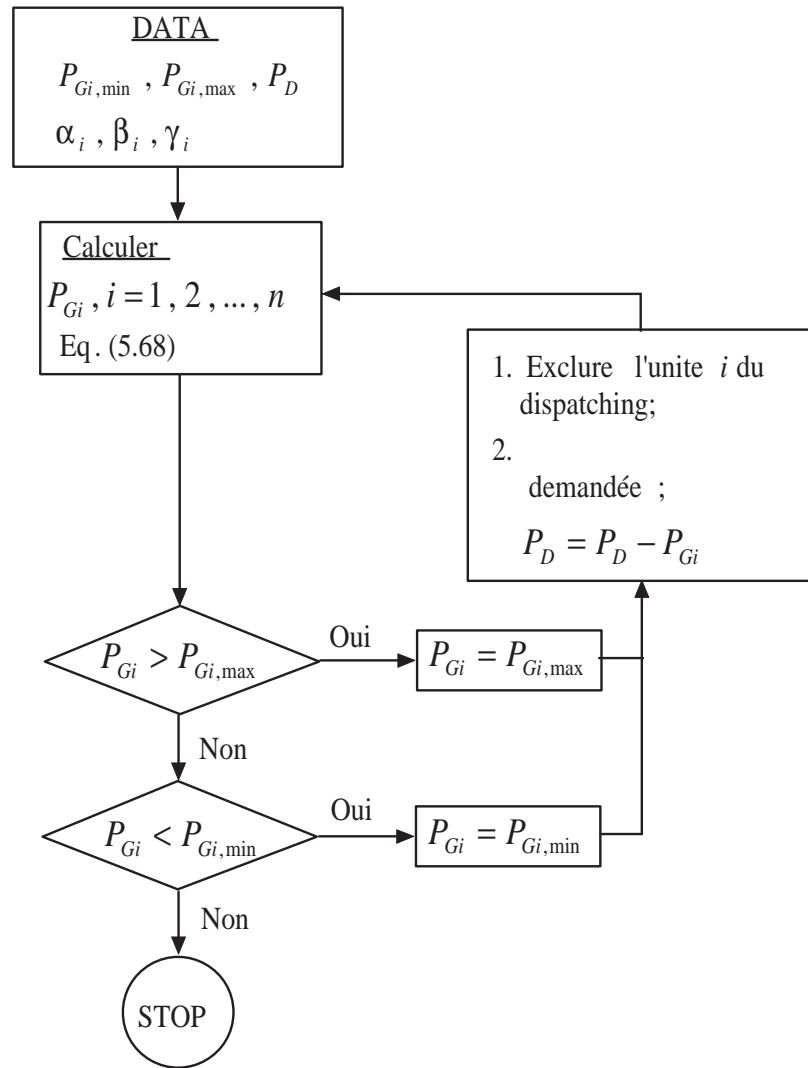


FIGURE 3.3: Algorithme de solution de dispatching avec contraintes d'inégalité

Ce qui peut être mis sous forme

$$\begin{pmatrix} 1 & 1 & \dots & \dots & \dots & 1 \\ \gamma_1 & -\gamma_2 & 0 & \dots & \dots & 0 \\ 0 & \gamma_2 & -\gamma_3 & 0 & \dots & 0 \\ \dots & \dots & \dots & \dots & \dots & \dots \\ \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ 0 & 0 & \dots & \dots & \gamma_{n-1} & -\gamma_n \end{pmatrix} \begin{pmatrix} P_{G1} \\ P_{G2} \\ P_{G3} \\ \vdots \\ P_{G(n-1)} \\ P_{Gn} \end{pmatrix} = \frac{1}{2} \begin{pmatrix} 2P_D \\ \beta_2 - \beta_1 \\ \beta_3 - \beta_2 \\ \vdots \\ \beta_{n-1} - \beta_{n-2} \\ \beta_n - \beta_{n-1} \end{pmatrix} \quad (3.78)$$

On aboutit donc à un système linéaire des plus simples de la forme $\mathbf{Ax} = \mathbf{b}$.

Remarque

L'équation (3.78) est valable pour un dispatching sans pertes sans ou avec contraintes d'inégalité. Cependant pour ce dernier cas, il faut s'assurer que les puissances calculées respectent leurs limites ; Lorsqu'on trouve une puissance en dehors de ses limites, elle est ramenée à sa limite la plus proche et l'unité en question est exclue du dispatching. Le problème d'optimisation concernera alors les autres unités, mais la demande est maintenant égale à la précédente moins la puissance de l'unité exclue. Cette algorithmme est illustré sur la Figure. 3.3

3.6 Exercices**3.6.1 Exercice 01**

Un système à trois noeuds est envisagé. Ce système est illustré à la Figure 3.4, avec les détails donnés dans les Tableaux 3.1 et 3.2. Avec une puissance apparente de base égale à 100 MVA, B et P sont calculés comme suit

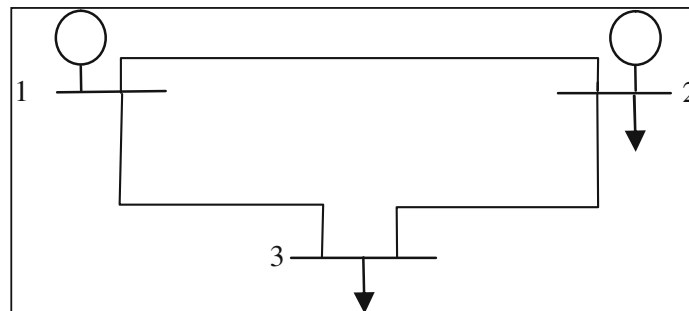


FIGURE 3.4: Système à 03 noeuds

N° du noeud	type du noeud	P_D (MW)	Q_D (MVar)	P_G (MW)
1	Slack (inactif)	0	0	Inconnue
2	PV	10	5	63
3	PQ	90	30	0

TABLE 3.1: Charges et générations

N° de la ligne	Du noeud	Vers noeud	X (p.u.)	L'évaluation (MVA)
1	1	2	0.0576	250
2	2	3	0.092	250
3	1	3	0.17	150

TABLE 3.2: Les branches

Pour une puissance apparente de base égale à 100 MVA Calculer:

- 1- La matrice d'admittance **B** et La matrice vecteur **P**
- 2- les angles θ_1, θ_2 , et θ_3
- 3- La matrice d'incidence des branches du noeuds **A** et la matrice **b**
- 4- Les flux de transmission
- 5- Le coût total de génération

Solution

- 1- Avec une puissance apparente de base égale à 100 MVA, **B** et **P** sont calculés comme suit:

$$\mathbf{B} = \begin{bmatrix} 23.2435 & -17.3611 & -5.8824 \\ -17.3611 & 28.2307 & -10.8696 \\ -5.8824 & -10.8696 & 16.7519 \end{bmatrix} \quad \mathbf{P} = \begin{bmatrix} \text{Inconnue} \\ 0.53 \\ -0.9 \end{bmatrix}$$

- 2- Comme le bus 1 est considéré comme inactif (avec angle =0) ; la première ligne de P et la première ligne et colonne de B sont ignorées. θ_2 et θ_3 sont ensuite calculés en utilisant (3.9) comme suit:

$$\begin{bmatrix} \theta_2 \\ \theta_3 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 28.2307 & -10.8696 \\ -10.8696 & 16.7519 \end{bmatrix}^{-1} \begin{bmatrix} 0.53 \\ -0.9 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -0.0025 \\ -0.0554 \end{bmatrix} \text{Radian} = \begin{bmatrix} -0.1460^\circ \\ -3.1730^\circ \end{bmatrix}$$

- 3- **A** et **b** sont alors calculés comme:

$$\mathbf{A} = \begin{bmatrix} 1 & -1 & 0 \\ 0 & 1 & -1 \\ 1 & 0 & -1 \end{bmatrix} \quad \mathbf{b} = \begin{bmatrix} 17.3611 & 0 & 0 \\ 0 & 10.8696 & 0 \\ 0 & 0 & 5.8824 \end{bmatrix}$$

- 4- Par conséquent, les flux de transmission sont calculés en utilisant (3.10) comme suit:

$$\begin{bmatrix} P_{L1} \\ P_{L2} \\ P_{L3} \end{bmatrix} = \text{BaseMVA} \times \mathbf{b} \times \mathbf{A} \times \theta$$

$$\begin{bmatrix} P_{L1} \\ P_{L2} \\ P_{L3} \end{bmatrix} = 100 \times \begin{bmatrix} 17.3611 & 0 & 0 \\ 0 & 10.8696 & 0 \\ 0 & 0 & 5.8824 \end{bmatrix} \times \begin{bmatrix} 1 & -1 & 0 \\ 0 & 1 & -1 \\ 1 & 0 & -1 \end{bmatrix} \times \begin{bmatrix} 0 \\ -0.0025 \\ -0.0554 \end{bmatrix}$$

$$= \begin{bmatrix} 4.4243 \\ 57.4243 \\ 32.5757 \end{bmatrix} \text{ MW}$$

5- Le coût de génération

$$C_T = C_1 + C_2 + C_3$$

3.6.2 Exercice 02

Pour le réseau de la Figure 3.4, on donne la matrice des coefficients de perte

$$B = 10^{-5} \begin{pmatrix} 9 & 0.7 & 0.8 \\ 0.7 & 8 & 0.75 \\ 0.8 & 0.75 & 10 \end{pmatrix}$$

Les paramètres α_i , β_i et γ_i sont données pour les trois unités par

$$\alpha = (25 \ 20 \ 35)^T \quad \beta = (10 \ 6 \ 15)^T, \quad \gamma = (0.4 \ 0.35 \ 0.5)^T$$

Avec un coefficient $\lambda = 150 \text{u/MWh}$

Enfin, les limites de génération en MW

$$30 \leq P_{G1} \leq 500$$

$$30 \leq P_{G2} \leq 500$$

$$30 \leq P_{G3} \leq 300$$

Calculer:

- 1- P_{G1} , P_{G2} et P_{G3}
- 2- Les pertes P_{loss}
- 3- La puissance de charge P_D
- 4- Le coût total de génération C_T

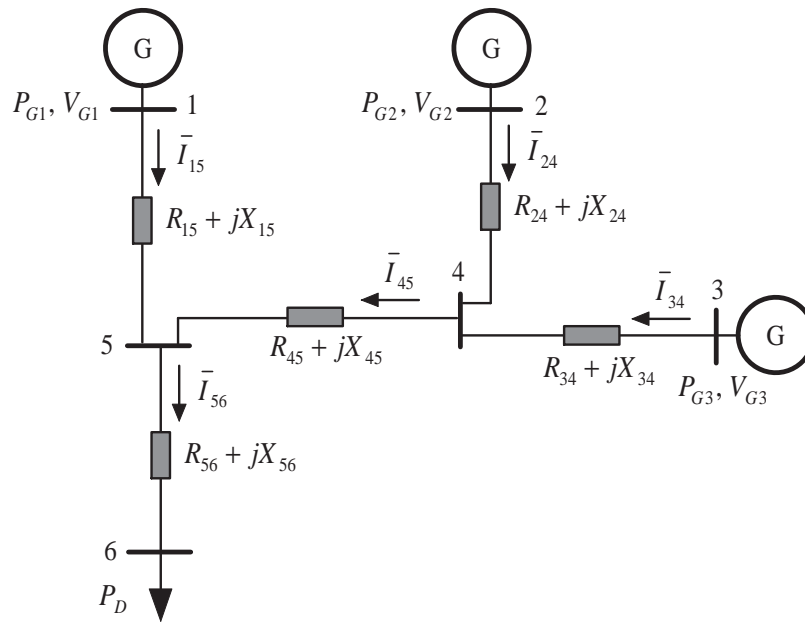


FIGURE 3.5: Réseau à trois unités de génération, 6 jeux de barres et 5 lignes

5- Quelle est la solution optimale pour assurer un dispatching optimal

Solution

1- Avec un coefficient $\lambda = 150\text{u/MWh}$, la solution du dispatching est obtenu directement à partir de (3.46) comme:

$$\begin{pmatrix} P_{G1} \\ P_{G2} \\ P_{G3} \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} 0.00275 & 0.000007 & 0.000008 \\ 0.000007 & 0.00241 & 0.0000075 \\ 0.000008 & 0.0000075 & 0.00343 \end{pmatrix}^{-1} \begin{pmatrix} 0.4667 \\ 0.4800 \\ 0.4500 \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} 168.417 \\ 198.001 \\ 130.243 \end{pmatrix}$$

2- La somme des pertes

$$P_{\text{loss}} = P_G^T B P_G = 8.59 \text{ MW}$$

3- La puissance de charge

$$P_D = 168.417 + 198.001 + 130.243 - 8.59 = 488.07 \text{ MW}$$

4- Le coût de génération

$$C_T = C_1 + C_2 + C_3 = 30038.05 \text{ u/h}$$

- 5- Si la valeur de λ est spécifiée, on peut calculer la répartition optimale des générations et déduire la puissance que la charge doit demander. En d'autres termes, pour cette valeur de λ , la puissance P_D doit impérativement être 488.07MW pour assurer un dispatching optimal.

3.6.3 Exercice 02

Dans l'exercice 1, le coefficient λ est spécifié, ce qui a permis de calculer les puissances P_{Gi} et de déduire la puissance demandée P_D . Cependant, en réalité on connaît plutôt la puissance demandée.

Dans cette exercice, Pour un exemple plus réaliste, soit toujours les mêmes unités qui doivent alimenter une charge de 700MW à travers le réseau représenté par la matrice B .

Pour cette puissance on peut prendre $\lambda^{(1)} = 200$ (à partir de la solution sans pertes).

Calculer:

- 1- Les puissances générées $P_G^{(1)}$
- 2- Les pertes de puissance $P_{loss}^{(1)}$
- 3- Le résidu $\Delta P^{(1)}$
- 4- Quelle est la solution optimale pour assurer un dispatching optimal
- 5- Le coût total de génération C_T

Solution

- 1- Comme première étape, on résout toujours l'équation (3.46) qui donnera

$$P_G^{(1)} = \begin{pmatrix} 225.7151 \\ 263.4409 \\ 176.4302 \end{pmatrix} \text{ MW}$$

- 2- La somme des puissances générées est égale donc 665.85MW. Les pertes de puissance sont donnée comme

$$P_{loss}^{(1)} = \left(P_G^{(1)} \right)^T B P_G^{(1)} = 15.41 \text{ MW}$$

- 3- Le résidu $\Delta P^{(1)}$

$$\Delta P^{(1)} = 700 + 15.41 - 665.85 = 49.56 \text{ MW}$$

Ce résidu est trop important, donc on doit suivre les itérations. A partir de l'équation (3.54)

$$\sum_{i=1}^n \left(\frac{dP_{Gi}}{d\lambda} \right)^{(1)} = 3.3466$$

d'où, la correction qu'il faut apporter à $\lambda^{(1)}$ (d'après (3.53))

$$\Delta\lambda^{(1)} = \frac{49.56}{3.3466} = 14.8091$$

Maintenant, on prend

$$\lambda^{(2)} = \lambda^{(1)} + \Delta\lambda^{(1)} = 214.8091$$

On retourne vers la première étape pour recalculer les puissances avec cette nouvelle valeur de λ toujours par l'équation (3.46)

$$\mathbf{P}_G^{(2)} = \begin{pmatrix} 241.5406 \\ 281.9152 \\ 188.8467 \end{pmatrix} \text{ MW}$$

La somme des puissances générées est égale maintenant 712.3025MW. Les pertes de puissance sont donnée comme

$$P_{loss}^{(2)} = \left(\mathbf{P}_G^{(2)} \right)^T \mathbf{B} \mathbf{P}_G^{(2)} = 17.6569 \text{ MW}$$

Le résidu $\Delta P^{(2)}$

$$\Delta P^{(2)} = 700 + 17.6569 - 712.3025 = 5.3544 \text{ MW}$$

Ce résidu est toujours important, donc on doit suivre les itérations en calculant

$$\sum_{i=1}^n \left(\frac{dP_{Gi}}{d\lambda} \right)^{(2)} = 3.3239$$

La correction qu'il faut apporter cette fois à $\lambda^{(2)}$ sera

$$\Delta\lambda^{(2)} = \frac{5.3544}{3.3139} = 1.6109$$

On reprend λ avec sa nouvelle valeur donnée par

$$\lambda^{(3)} = \lambda^{(2)} + \Delta\lambda^{(2)} = 216.42$$

et on revient aux mêmes étapes jusqu'à ce que le résidu $\Delta P^{(r)} \ll$

à la 5^{ème} itération on trouve

$$\lambda^{(5)} = 216.600$$

$$P_G^{(5)} = \begin{pmatrix} 243.4473 \\ 284.1411 \\ 190.3431 \end{pmatrix} \text{ MW}$$

$$P_{\text{loss}}^{(5)} = 17.9370 \text{ MW}$$

$$\Delta P^{(5)} = 0.0056 \text{ MW}$$

4- Le résidu ΔP est maintenant acceptable, on peut dire alors que la valeur optimale de λ est 216.6 pour une demande de 700MW, et la répartition optimale des générations est 243.4473, 284.1411 et 190.3431MW, i.e., une puissance générée totale de 717.931 MW.

5- On peut alors déduire le coût de génération

$$C_T = C_1 + C_2 + C_3 = 77154 \text{ u/h}$$

3.6.4 Exercice 03

Cette fois on reprend l'exemple de l'exercice 1 précédent mais en négligeant les pertes.

calculer:

- 1- Les puissances générées
- 2- Le coût total de génération

Solution

1- Pour un λ spécifié égal 150, on trouve:

$$P_G = \begin{pmatrix} 175.0000 \\ 205.7143 \\ 135.0000 \end{pmatrix} \text{ MW}$$

Ce qui fait une somme de 515.7143MW,

2- Le coût de génération donc

$$C_T = C_1 + C_2 + C_3 = 14025 + 16065.71 + 11172.5 = 41263.21 \quad \text{u/h}$$

3.6.5 Exercice 04

Nous allons maintenant considérer une demande de puissance égale à 1200MW, et on doit chercher la valeur de λ qui résoudra le problème du dispatching.

Solution

on doit suivre le processus itératif décrit ci-dessus en prenant une valeur initiale de λ égale 150 par exemple.

Ainsi, à partir (3.60)

$$P_G^{(1)} = \begin{pmatrix} 175.0000 \\ 205.7143 \\ 135.0000 \end{pmatrix} \quad \text{MW}$$

La somme des puissance générée est 515.7143MW et le résidu

$$\Delta P^{(1)} = P_D - \sum P_{Gi}^{(1)} = 684.2857 \quad \text{MW}$$

On doit suivre les itérations pour réduire ce résidu. D'après (3.69)

$$\sum_{i=1}^3 \left(\frac{dP_{Gi}}{d\lambda} \right) = 3.6785$$

Alors, la correction de λ sera

$$\Delta\lambda^{(1)} = \frac{684.2857}{3.6785} = 186.0194$$

Alors, la correction de λ sera

$$\Delta\lambda^{(1)} = \frac{684.2857}{3.6785} = 186.0194$$

Maintenant, on reprend le calcul des puissance avec la nouvelle valeur de λ suivante

$$\lambda^{(2)} = \lambda^{(1)} + \Delta\lambda^{(1)} = 336.0194$$

d'où

$$P_G^{(2)} = \begin{pmatrix} 407.5242 \\ 471.4563 \\ 321.0194 \end{pmatrix} \text{ MW}$$

La puissance calculée pour l'unité 3 dépasse sa puissance maximale, donc on doit prendre $P_{G3} = 300$ MW et exclure cette unité du dispatching.

$$P_G^{(2)} = \begin{pmatrix} 407.5242 \\ 471.4563 \\ 300.0000 \end{pmatrix} \text{ MW}$$

Ce qui fait une somme de 1178.9805MW, et donc un résidu de $1200 - 1178.9805 = 21.0194$ MW. Maintenant l'unité 3 est exclue du dispatching et par conséquent, l'équation (3.69) est réduite à

$$\frac{1}{2\gamma_1} + \frac{1}{2\gamma_2} = 2.6785$$

Donc, la correction qu'il faut apporter à λ

$$\Delta\lambda^{(2)} = \frac{21.0194}{2.6785} = 7.8472$$

Par conséquent

$$\lambda^{(3)} = 336.0194 + 7.8472 = 343.8667$$

Maintenant, on recalcule uniquement les puissances des unités 1 et 2. On trouve compte tenu de la nouvelle valeur de λ

$$P_G^{(2)} = \begin{pmatrix} 417.3333 \\ 482.6667 \\ 300.0000 \end{pmatrix} \text{ MW}$$

Ce qui fait une somme de 1200MW exactement! Cette fois, il n'y a que la centrale 3 qui atteint sa puissance maximale.

3.6.6 Exercice 05

Dispatching sans pertes et sans contraintes d'inégalité

Soit toujours les mêmes unités qui doivent répondre à une demande de 400MW. On peut d'abord calculer la valeur de λ qui assure un dispatching optimal et déduire ensuite les

puissances. Ainsi, à partir de la solution donnée par (3.76) le multiplicateur de Lagrange

$$\lambda = \frac{400 + 10/0.8 + 6/0.7 + 15}{1/0.8 + 1/0.7 + 1} = 118.5437$$

d'où à partir de la deuxième équation dans (3.76)

$$P_G = \begin{pmatrix} 135.6796 \\ 160.7767 \\ 103.5437 \end{pmatrix} \text{ MW}$$

Les coûts de génération

$$C_T = C_1 + C_2 + C_3 = 8745.4 + 10032 + 6948.8 = 25726 \text{ u/h}$$

On peut calculer les puissances en utilisant directement l'équation (3.78)

$$P_G = \begin{pmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 0.4 & -0.350 & \\ 0 & 0.35 & -0.5 \end{pmatrix}^{-1} \begin{pmatrix} 400 \\ -2 \\ 4.5 \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} 135.6796 \\ 160.7767 \\ 103.5437 \end{pmatrix} \text{ MW}$$

Maintenant, supposant qu'il y a une mauvaise répartition des puissances entre les trois unités. Exemple $P_{G1} = P_{G2} = P_{G3} = P_D/3\text{MW}$, alors

$$C_T = 8469.408 + 7042.191 + 10923.843 = 26435.443$$

soit un coût supplémentaire de 709.4 u pour chaque heure d'opération!

Chapter 4

Analyse et Évaluation des critères et attributs de la planification

4.1 Introduction

Le processus de planification des réseaux électriques de distribution consiste à identifier les alternatives de planification, les évaluer par rapport aux critères et attributs souhaités et sélectionner la meilleure alternative. Les critères et les attributs sont définis en fonction du problème de planification.

Les critères sont les exigences et les contraintes que doivent satisfaire le problème de planification alors que les attributs sont les qualités qui doivent être optimisées.

Dans ce chapitre, nous présentons les outils de modélisation et d'analyse nécessaires pour l'évaluation des critères et des attributs de planification des réseaux de distribution.

Nous commençons d'abord par la modélisation des éléments du réseau électrique de distribution notamment les lignes de distribution et les unités, nous donnons une importance particulière au problème de variations de la charge en fonction du temps. Puis, nous exposons le problème d'écoulement de puissances dans les réseaux électriques de distribution et l'algorithme de résolution spécifique pour ce type de réseaux.

Une méthode de re-configuration de réseaux de distribution pour réduire les pertes actives basée sur un calcul itératif de répartition de charges est proposée dans ce contexte pour être utilisée comme un outil d'aide à la planification.

Nous avons ensuite présenté le concept, les indices et la méthode d'évaluation du critère de fiabilité dans les réseaux électriques de distribution. Nous avons également présenté le concept de la valeur actualisée pour évaluer les coûts d'investissement à des dates différentes de la période de planification.

Finalement, un réseau de distribution standard proposé pour l'étude et la planification est décrit et analysé par ces algorithmes d'évaluation proposés.

4.2 Modélisation des éléments du réseau de distribution

En générale, la planification des réseaux électriques de distribution nécessite moins de détails dans la modélisation des éléments de ces réseaux:

- Les longueurs relativement courtes des lignes de distribution permettent de négliger leurs capacités et de les représenter simplement par des impédances séries
- Les transformateurs peuvent être représentés par des impédances shunt et série
- Les petits transformateurs de distribution ont une résistance série plus grande que la réactance
- les transformateurs de puissance plus importants ont une résistance négligeable par rapport à la réactance
- Les condensateurs peuvent être modélisés comme des charges négatives purement réactives

Les unités de nouvelles installations connectées au réseau de distribution peuvent être modélisées par un modèle PV ou PQ, le modèle PV représente une nouvelle installation comme une source qui délivre de la puissance à une tension spécifique; tandis que le modèle PQ fournit de la puissance indépendamment de la tension du noeud.

4.3 Représentation et modélisation de la charge

La charge est le paramètre constamment variable le plus incertain. Pendant un an, la charge peut varier considérablement d'une saison à une autre, d'un jour à l'autre et d'une heure à l'autre; Elle est le paramètre le plus sensible qui peut affecter la solution du problème de planification des réseaux de distribution.

La plupart des études de planification des réseaux de distribution présentées dans la littérature suppose un modèle de charge constante. Les décisions et les résultats basés sur cette hypothèse ne sont pas techniquement réalisables pour les systèmes réels de distribution où la charge n'est pas constante.

4.3.1 Modèle de charge variable

Le profil détaillé de la charge des consommateurs varie selon le type de consommateurs, l'heure de la journée, le jour de la semaine et la semaine de l'année. La courbe de charge change également de façon aléatoire pour des consommateurs similaires connectés au même endroit à un moment donné.

Ces facteurs rendent très difficile de développer un modèle de charge universelle pour tous les consommateurs. Heureusement, les courbes générales de charge des consommateurs qui appartiennent au même secteur sont assez semblables. Un modèle détaillé de charge pour un consommateur spécifique dans un système spécifique peut être développé sur la base de la combinaison d'un profil général de charge avec les données disponibles et les hypothèses réalistes.

Le niveau de charge pour certains systèmes est relativement constant au cours de certains intervalles de temps. Pour certains d'autres, il varie d'une heure à une autre, d'une minute à une autre et d'une seconde à l'autre pendant la journée. Dans la pratique, Il ne serait pas réaliste de représenter les variations de la charge seconde par seconde. Le profil de charge utilisé dans la pratique est la courbe horaire de charge.

4.3.2 Modèle périodique de charge constante

La consommation d'énergie d'une charge constante périodique est relativement constante au cours d'une période de quelques heures avec une variation qui dépend très peu des conditions météorologiques. La demande d'énergie électrique est assez stable de jour en jour et de saison en saison. Le niveau de charge change de manière significative une, deux ou trois fois au plus au cours des 24 heures. Par exemple, la courbe de charge horaire typique avec trois niveaux différents de consommation peut ressembler à celle représentée sur la Fig. 4. 1. Les grands utilisateurs et de nombreux clients industriels appartiennent à cette classe périodique de charge constante.

Les variations de charge journalière sont modélisées comme une courbe de charge à trois niveaux: haut, moyen et bas (voir Fig. 4.1). Les puissances actives et réactives pendant chaque niveau de la demande nd sont calculées par :

$$P_{nd}^D = P_{base}^D \cdot D_{nd} \quad (4.1)$$

$$Q_{nd}^D = Q_{base}^D \cdot D_{nd} \quad (4.2)$$

où, P_{base}^D , Q_{base}^D et D_{nd} sont respectivement les demandes active et réactive de base et le facteur de niveau de charge.

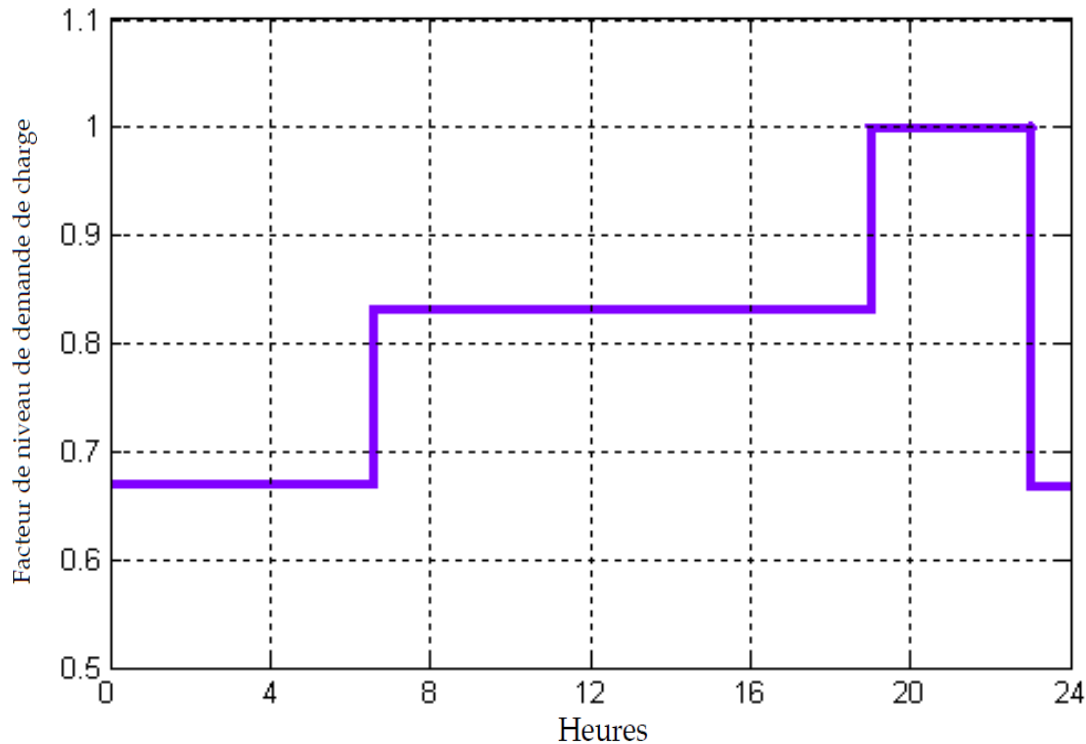


FIGURE 4.1: Courbe de charges à trois niveaux

4.3.3 Modèle de variation de prix d'énergie

Le prix d'énergie électrique achetée des stations de transformation est déterminé de manière compétitive dans un environnement de marché libre. Il est variable et dépend du niveau de demande de la charge. Sans perdre de généralité, on suppose que le prix d'énergie d'électricité PE_{nd} à chaque niveau de la demande nd peut être déterminé par la relation:

$$PE_{nd} = PE_{\text{base}} \times FPN_{nd} \quad (4.3)$$

où le prix de base PE_{base} et les facteurs de prix de niveaux FPN_{nd} sont supposés être connus.

4.4 Modèle de calcul de répartition de charges

4.4.1 Modèle AC

Les calculs de répartition de charges ou d'écoulement de puissances dans un problème de planification de réseau électrique sont nécessaires pour évaluer les pertes d'énergie pour les différents états du réseau qui peuvent se présenter et vérifier si ces états respectent les contraintes d'exploitation du réseau.

La principale caractéristique de calcul de répartition de charges dans un problème de planification de réseau est qu'il se répète des milliers de fois. L'utilisation d'un algorithme de calcul de répartition de charges précis et rapide est nécessaire pour achever cette tâche.

L'état du réseau peut être défini si les tensions (amplitudes et phases) à tous les noeuds du réseau sont connues, ces tensions peuvent être obtenues par la résolution du système d'équations de répartition de charges donné par les relations (4-4) et (4-5).

$$P_i = \sum_{k=1}^{N_n} P_{ik} = V_i \sum_{k=1}^{N_n} V_k \cdot (G_{ik} \cdot \cos \delta_{ik} + B_{ik} \cdot \sin \delta_{ik}) \quad (4.4)$$

$$Q_i = \sum_{k=1}^{N_n} Q_{ik} = V_i \sum_{k=1}^{N_n} V_k \cdot (G_{ik} \cdot \sin \delta_{ik} - B_{ik} \cdot \cos \delta_{ik}) \quad (4.5)$$

où V_i est la tension au nœud i , δ_{ik} est l'angle entre les vecteurs de tension V_i et V_k , N_n est le nombre total de nœuds du réseau, P_i et Q_i sont respectivement les puissances active et réactive nettes injectées au nœud i , G_{ik} et B_{ik} sont les parties réelles et imaginaires de la matrice admittance du réseau.

Cependant, les réseaux de distribution ont certaines caractéristiques en comparaison avec les réseaux de transport. Ils sont caractérisés par :

- une structure radiale,
- un rapport R / X élevé,
- des charges déséquilibrées,
- et de génération d'énergie dispersée.

De nombreux algorithmes développés spécialement pour le calcul de répartition de charges dans les réseaux de distribution sont disponibles dans la littérature. Le plus populaire est

l'algorithme de balayage avant et arrière (Backward and forward sweep) algorithm) qui sera présenté dans la section suivante.

4.4.2 Algorithme de balayage avant et arrière

Au cours des dernières décennies, diverses approches basées sur l'algorithme de balayage avant et arrière ont été développées dans la littérature dans le but d'accélérer le calcul de répartition de charges dans les réseaux de distribution et d'obtenir une bonne convergence.

En évitant la résolution simultanée des systèmes d'équations et l'utilisation des matrices de grandes dimensions, l'algorithme de balayage présente l'avantage d'utiliser moins d'effort de calcul et de temps en comparaison avec les méthodes de Newton-Raphson et Gauss-Seidel.

L'algorithme de balayage avant et arrière est un algorithme itératif de calcul de courants de branches (lignes) et de tensions aux noeuds. A chaque itération, deux balayages : arrière et avant sont exécutés, le balayage arrière consiste à calculer les courants dans les branches (les lignes du réseau) par l'utilisation de la première loi de Kirchhoff. Le balayage avant consiste à calculer les tensions aux noeuds du réseau à l'aide de calcul de chutes de tension le long des branches.

L'algorithme de balayage arrière et avant est simple, rapide et précis. Il s'exécute en trois étapes.

Etape 1: Calcul des courants d'injection

Après avoir introduit les données du réseau et initialisé les tensions aux noeuds, La première étape consiste à calculer le courant injecté en chaque noeud en fonction de la puissance injectée et de la tension en ce noeud.

Le courant complexe injecté en chaque noeud i est calculé en utilisant l'équation (4-6):

$$I_i^k = \left(\frac{S_i}{V_i^k} \right)^* \quad i = 1, 2, \dots, N_n \quad (4.6)$$

où S_i est la puissance complexe nette injectée au noeud i et V_i^k est la tension complexe au noeud i calculée à l'itération k . Le symbole $*$ désigne le conjugué d'une grandeur complexe.

Etape 2: Balayage arrière

Pendant la deuxième étape, un balayage arrière est effectué depuis les nœuds extrêmes du réseau jusqu'au nœud source pour calculer les courants de branches par sommation des courants aux différents nœuds du réseau. Le courant j_j^k dans la branche j est calculé en utilisant l'équation (4-7):

$$J_j^k = -I_i^k + \sum J_i^k, \quad i = N_b, N_b - 1, \dots, 1 \quad (4.7)$$

où I_i^k est l'injection de courant au nœud i calculé à l'étape 1, $\sum J_i^k$ est la somme des courants des branches issues du nœud i .

Etape 3: Balayage avant

Au cours de la troisième étape, un balayage avant est effectué depuis le nœud source jusqu'aux nœuds extrêmes du réseau pour calculer les tensions aux nœuds au moyen de calcul de la chute de tension aux bornes de chaque branche.

$$V_{jr}^k = V_{js}^k - Z_j \cdot J_j^k, \quad j = 1, 2, \dots, N_b \quad (4.8)$$

où js, jr et Z_j désignent respectivement le début, la fin et l'impédance série de la branche j .

L'organigramme de l'algorithme est décrit dans la figure 4.2.

Critère de convergence

Les trois étapes de l'algorithme se répètent jusqu'à la convergence. Les différences de tension aux nœuds dans des itérations successives sont utilisées comme critère de convergence pour arrêter le calcul itératif:

$$\left| V_i^{k+1} - V_i^k \right| < \varepsilon, \quad i = 1, 2, \dots, N_n \quad (4.9)$$

où ε représente la précision que l'on veut atteindre.

Les pertes active et réactive

Les pertes de puissances active et réactive dans les lignes du réseau sont calculées respectivement par les relations (4-10) et (4-11):

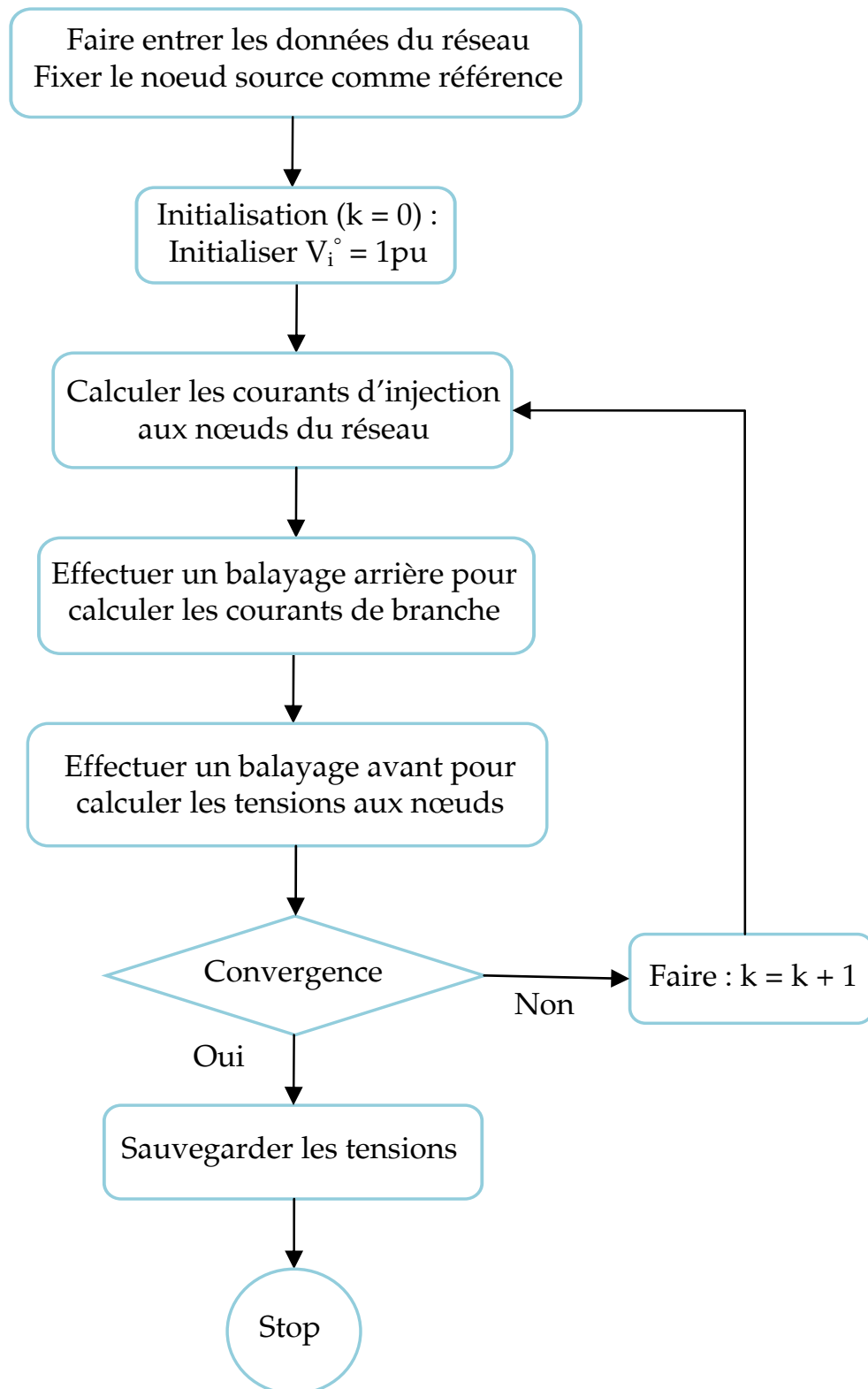


FIGURE 4.2: Organigramme de l'algorithme de balayage arrière / avant

$$P_{\text{Loss}} = \sum_{j=1}^{N_b} R_j \cdot J_j^2 \quad (4.10)$$

$$Q_{\text{Loss}} = \sum_{j=1}^{N_b} X_j \cdot J_j^2 \quad (4.11)$$

4.5 Reconfiguration des réseaux de distribution pour la réduction des pertes

Le réseau électrique de distribution est la partie la plus importante dans le système d'énergie électrique. Par conséquent, les pertes actives sont très importantes dans cette partie du système, la réduction de ces pertes peut être réalisée par reconfiguration (changement de topologie du réseau) à travers l'ouverture et la fermeture des différents dispositifs d'interruption installés dans ce réseau.

Cette opération de reconfiguration de réseau ne réduit pas seulement les pertes, mais, elle améliore également le profil de tension et la fiabilité du système.

Plusieurs méthodes ont été proposées dans la littérature pour résoudre le problème de réduction des pertes par la reconfiguration des réseaux de distribution.

Merlin et Black ont été les premiers qui avaient introduit le concept de reconfiguration des réseaux de distribution pour réduire les pertes actives. Ces méthodologies majoritairement heuristiques n'aboutissent pas à un minimum global, par conséquent, il semble nécessaire de développer une méthode de reconfiguration heuristique simple, rapide et efficace pour réduire les pertes actives.

Cette méthode est basée sur le principe que les pertes actives sont plus minimales lorsque ces réseaux sont maillés par la fermeture des branches de bouclage et que l'ouverture des branches à minimum de courant ne conduit pas à une augmentation majeure dans ces pertes minimales.

4.5.1 Formulation du problème de Reconfiguration des réseaux de distribution

Le processus de reconfiguration des réseaux électriques de distribution pour la réduction des pertes actives peut être considéré comme un problème d'optimisation. Sa formulation mathématique peut être représentée comme suit :

Minimiser

$$P_{\text{loss}} = \sum_{k=1}^{N_b} R_k \times I_k^2 \quad (4.12)$$

sous contraintes:

$$\begin{cases} P_i = P_{Gi} - P_{Di} = V_i \sum_{k=0}^{N_n} Y_{ik} V_k \cos(\delta_k - \delta_i + \gamma_{ik}) \\ Q_i = Q_{Gi} - Q_{Di} = -V_i \sum_{k=0}^{N_n} Y_{ik} V_k \sin(\delta_k - \delta_i + \gamma_{ik}) \end{cases} \quad (4.13)$$

$$V_{\text{Min}} \leq V_i \leq V_{\text{Max}}, \quad i = 1, 2, \dots, N_n \quad (4.14)$$

$$I_k \leq I_{k,\text{Max}}, \quad k = 1, 2, \dots, N_b \quad (4.15)$$

$$S_t \leq 1.00 \cdot S_{t,\text{nom}} \quad (4.16)$$

$$\text{Structure radiale et connectivité de toutes les charges} \quad (4.17)$$

Où,

N_n est le nombre total de nœuds du réseau,

N_b est le nombre total de branches,

P_{loss} sont les pertes actives totales du réseau,

R_k est la résistance de la branche k ,

I_k est l'intensité du courant dans la branche k ,

P_i, Q_i sont les injections active et réactive au nœud i ,

V_i, δ_i sont l'amplitude et la phase de la tension au nœud i ,

Y_{ik}, γ_{ik} sont l'amplitude et la phase de l'admittance de la branche entre les nœuds i et k ,

$V_{\text{Min}}, V_{\text{Max}}$ sont respectivement les limites inférieure et supérieure des tensions aux noeuds du réseau,

$I_{k,\text{Max}}$ est la limite supérieure de l'intensité du courant dans la branche k ,

S_t est la puissance total absorbée par le réseau,

$S_{s,\text{nom}}$ est la capacité nominale de la station.

L'équation (4-12) est la fonction objectif.

Les équations (4-13), contraintes de type égalité, représentent les équations de répartition de charges.

Les équations (4-14) et 4-15) représentent respectivement les contraintes de type inégalité de tension aux noeuds et de courants de branches.

L'équation (4-16) représente la contrainte imposée pour le poste de transformation.

L'équation (4-17) représente respectivement les contraintes d'arborescence et de connectivité à la source de toutes les charges.

4.5.2 Explication de la méthodologie

La méthode est exécutée en deux étapes:

La première étape

Commence par un calcul de répartition de charges où tous les interrupteurs de bouclage sont fermés pour former un réseau maillé pour lequel les pertes actives sont les plus minimales.

Les courants de branches sont ensuite calculés pour toutes les branches du réseau sur la base du principe que l'ouverture d'une branche à courant quasiment nul ne conduit pas à une augmentation significative des pertes actives, on fait identifier pour chaque maille un interrupteur parcouru par un courant minimal candidat à l'ouverture.

Ces interrupteurs candidats à l'ouverture, qui doivent être choisis parmi ceux qui vérifient les contraintes d'arborescence du réseau et de connectivité des charges (4-17), sont ensuite classés dans un ordre décroissant sur la base de l'amplitude des courants qu'ils traversent.

Afin d'obtenir une première configuration radiale à minimum de pertes actives, on fait ouvrir à la fois tous les interrupteurs candidats à l'ouverture identifiés précédemment.

Puis, on fait évaluer les pertes actives à la suite d'un deuxième calcul de répartition de charges. Certes, cette première opération de reconfiguration ne conduit pas à un minimum global de pertes actives.

Pour se rapprocher davantage de cet optimum global, une opération de raffinement, qui réutilise le même principe de reconfiguration, est appliquée mais de manière individuelle à chaque interrupteur ouvert pendant la première étape.

la deuxième étape

A la deuxième étape, dite de raffinement, on fait fermer le premier interrupteur ouvert classé, puis, on exécute un calcul de répartition de charges pour calculer les courants de toutes les branches de la maille ainsi formée.

Ensuite, on fait ouvrir l'interrupteur de la branche à courant minimal dans la maille en question. Il faut s'assurer que l'ouverture de cet interrupteur vérifie la contrainte (4-17), sinon il faut ouvrir à sa place un autre interrupteur à minimum de courant.

Ce processus de fermeture et d'ouverture d'interrupteur et de calcul de répartition de charges est répété pour le reste des interrupteurs ouverts selon leur classement. Il se peut que dans une itération quelconque, l'interrupteur fermé est parcouru par un courant minimal. Dans ce cas, il faut le garder ouvert.

L'organigramme de cette méthode proposée est présenté par la figure 4.3

Enfin, un dernier calcul de répartition de charges est exécuté pour calculer les pertes actives minimales. La configuration finalement obtenue est considérée comme optimale globale.

4.6 Évaluation de la fiabilité pour la planification des réseaux

Comme concept, la fiabilité est une des caractéristiques primordiales et une mesure spécifique qui décrit l'aptitude d'un système à remplir sa fonction. La fonction technique principale d'un système d'énergie électrique est de fournir de l'énergie électrique à ses clients.

Cela était toujours une importante question du système d'énergie électrique et de son personnel qui cherche toujours de faire en sorte que les clients reçoivent une alimentation adéquate et sûre tout en respectant les contraintes économiques raisonnables.

L'adéquation du système signifie fondamentalement la disponibilité d'assez de capacités de production, de transport et de distribution pour répondre à la demande des clients. Alors que, la sécurité se rapporte à la capacité du système de réagir aux perturbations survenant dans le système. Par conséquent, l'évaluation de l'adéquation se rapporte aux conditions statiques, alors que l'évaluation de la sécurité se rapporte aux conditions dynamiques du système d'énergie électrique.

4.6.1 L'analyse de fiabilité des réseaux électriques de distribution

Il existe deux approches principales pour évaluer la fiabilité du système de distribution, à savoir la méthode de simulation de Monte-Carlo basée sur des courbes de distributions statistiques et les méthodes analytiques basées sur la résolution des modèles mathématiques.

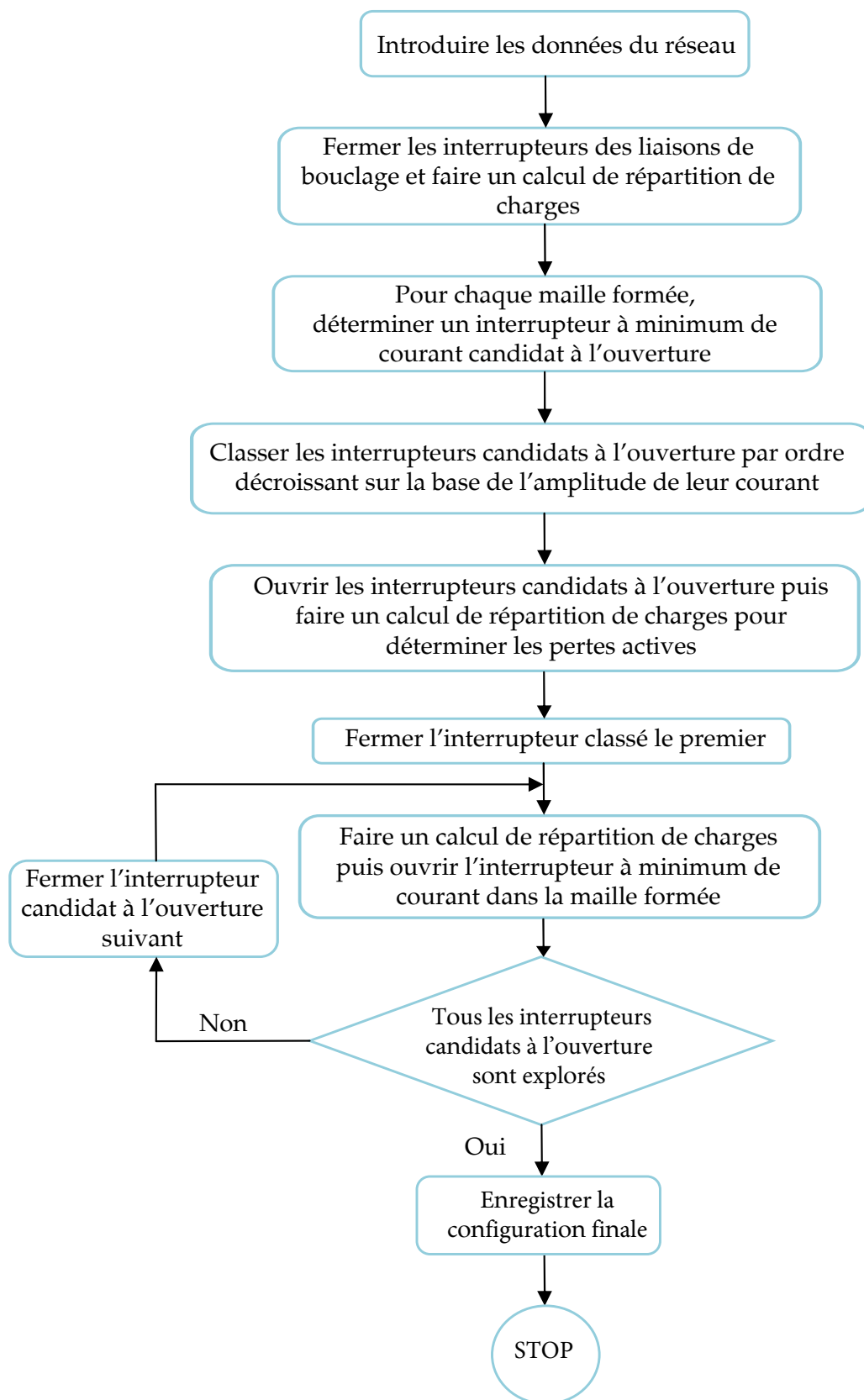


FIGURE 4.3: Organigramme de la méthode de reconfiguration

Les techniques de Monte-Carlo sont beaucoup consommateurs de temps de calcul en raison du grand nombre d'essais de simulation nécessaires afin d'obtenir des résultats plus précis.

L'approche analytique se base sur des hypothèses concernant les distributions statistiques du taux de défaillance et du temps de réparation.

La méthode habituelle d'évaluation des indices de fiabilité est une approche analytique basée sur l'évaluation des modes de défaillance et l'utilisation des équations pour les systèmes séries et parallèles.

Les indices communs utilisés pour l'évaluation de la fiabilité sont: le taux de défaillance λ le temps d'interruption moyen r et le temps annuel de défaillance U qui s'adaptent mieux pour les réseaux de distribution de structure radiale. Le processus est plus complexe pour les réseaux maillés.

Dans ce qui suit, nous allons présenter les indices de base utilisés dans l'analyse de fiabilité des réseaux de distribution.

4.6.2 Indices de fiabilité du système électrique

L'industrie des services publics d'électricité évolue vers un environnement concurrentiel et déréglementé où les services publics doivent disposer d'informations précises sur les performances du système pour s'assurer que les fonds de maintenance sont dépensés judicieusement et que les attentes des clients sont satisfaites.

Pour un réseau électrique de distribution, la fiabilité d'alimentation en énergie électrique est définie par deux groupes d'indices, à savoir, les indices spécifiques à la clientèle (consommateurs) aux points de charge et les indices de performance du système tout entier.

Les indices de fiabilité primaires en un point de charge sont:

- la fréquence ou le taux de défaillance λ ,
- la durée moyenne de défaillance r
- le temps annuel moyen d'interruption U

Ces indices dépendent de plusieurs facteurs tels que la fiabilité des différents éléments du réseau, la longueur du réseau, le poids et la nature de la charge du réseau, la configuration du réseau et la capacité de transfert disponible.

Pour un réseau de distribution radial, le calcul des indices de fiabilité est basé sur le fait que le réseau est un système constitué d'éléments en série depuis la source jusqu'à la

charge. Pour un système série composé de n éléments, le taux de défaillance du système λ_s est donné par:

$$\lambda_s = \lambda_1 + \lambda_2 + \dots + \lambda_n \quad (4.18)$$

La durée moyenne de défaillance du système r_s est donnée par:

$$r_s = \frac{\lambda_1 \cdot r_1 + \lambda_2 \cdot r_2 + \dots + \lambda_n \cdot r_n}{\lambda_1 + \lambda_2 + \dots + \lambda_n} \quad (4.19)$$

Le temps d'interruption du système U_s est donné par:

$$U_s = \lambda_s \cdot r_s = \lambda_1 \cdot r_1 + \lambda_2 \cdot r_2 + \dots + \lambda_n \cdot r_n \quad (4.20)$$

Les taux de défaillance et les durées de défaillance des équipements du système sont des données obtenues à partir des statistiques et leurs valeurs varient d'un équipement à un autre.

4.6.3 Les indices de performance du système

Il existe une large gamme d'indices de performance d'un système. Les plus couramment utilisés et les plus appropriés pour les systèmes de distribution électriques sont :

- le SAIFI (the System Average Interruption Frequency Index),
- le SAIDI (the System Average Interruption Duration Index),
- le CAIDI (the Customer Average Interruption Duration Index),
- l'ENDI (the Energy Not Distributed Index).

$$\begin{aligned} SAIFI &= \frac{\text{Nombre total des consommateurs interrompus}}{\text{Nombre total des consommateurs servis}} = \frac{\sum \lambda_i N_i}{\sum N_i} \\ &= \frac{N_{cl}(i) \times N_{cou}(i)}{N_{tot}(i)} \end{aligned} \quad (4.21)$$

$$\begin{aligned} SAIDI &= \frac{\text{Somme des durées d'interruption de consommateurs}}{\text{Nombre total des consommateurs}} = \frac{\sum U_i N_i}{\sum N_i} \\ &= \frac{T_{cou}(i) \times N_{cl}(i) \times N_{cou}(i)}{N_{tot}(i)} \end{aligned} \quad (4.22)$$

$$CAIDI = \frac{\text{Somme des durées d'interruption de consommateurs}}{\text{Nombre total des consommateurs interrompus}} = \frac{\sum U_i N_i}{\sum \lambda_i N_i} \quad (4.23)$$

$$\begin{aligned} ENDI &= \text{L'énergie total non distribuée du système} = \sum P_i U_i \\ &= \frac{P_{cou}(i) \times T_{cou}(i) \times N_{cou}(i)}{N_{tot}(i)} \end{aligned} \quad (4.24)$$

Avec:

- $T_{cou}(i)$ = Durée de la coupure du tronçon i(min)
- $N_{cl}(i)$ = Nombre de clients coupés,
- $N_{cou}(i)$ = Nombre de coupures,
- $N_{tot}(i)$ = Nombre total de clients,
- $P_{cou}(i)$ = Puissance coupée.

Pour calculer un indice de fiabilité IND total (IND représentant le SAIDI, SAIFI ou END), on aura donc:

$$IND = \sum_{i=1}^n IND(i) \quad (4.25)$$

où (n) est le nombre de tronçons du réseau.

Le calcul de T_{cou} , N_{cl} , N_{tot} et P_{cou} dépendent des organes de coupure utilisés et de leur emplacement ainsi que du mode d'exploitation du réseau.

Le produit PL pour une zone donnée est le produit de la puissance totale consommée par les clients de la zone par la longueur totale de la zone qui alimente les clients. En d'autres termes, si on tente d'équilibrer cet indice, des clients qui consomment peu d'énergie seront alimentés par une longueur de conducteur plus importante que des clients qui consomment beaucoup d'énergie.

La probabilité de défaut étant proportionnelle à la longueur de conducteur, on minimise ainsi la puissance coupée lors d'un défaut et donc on améliore la qualité de service. Par ailleurs, l'équilibrage de ce critère permet d'assurer une équipartition des risques de défauts

4.7 Exercices

4.7.1 Exercice 1

Considérez l'exemple suivant. Quel est le SAIDI du 28^{ème} du mois où cinq pannes ont été enregistrées? Le tableau ci-dessous montre chaque panne, la durée de la panne et les heures du client. Le service public compte au total 50 000 clients.

Date	Temps	Clients	Durée (min)	les heures du client
28 th	9 : 53	10	90	15.00
28 th	11 : 02	1,000	20	333.33
28 th	13 : 15	2	175	5.83
28 th	20 : 48	1	120	2.00
28 th	22 : 35	1	38	0.63
		1,014	443	356.80

TABLE 4.1: Compte d'heures du client

- **Solution**

Comme vous pouvez le voir sur le tableau, la première panne a eu lieu à 9h53 du matin et 10 clients ont été hors service pendant 90 minutes (1,5 heures). Par conséquent, les heures du client sont de $10 \times 1,5$ ou 15 heures.

Les heures du client sont calculées pour chaque panne, puis additionnées pour un total de 356,80 heures du client.

Puisque nous voulons connaître le calcul SAIDI en minutes, les heures du client doivent être converties en minutes du client en multipliant par 60. Le résultat est $356,80 \times 60 = 21,408$ minutes du client.

Le SAIDI est donc:

$$\text{SAIDI} = 21,408 / 50,000 = 0,428 \text{ minutes.}$$

Cela indique que au moyenne, le client a été absent pendant 0,428 minute dans le 28^{ème} du mois.

Si le SAIDI est calculé pour chaque jour, le SAIDI mensuel est trouvé en additionnant les valeurs quotidiennes.

4.7.2 Exercice 2

Répétons l'exercice précédent. quel est le CAIDI pour le 28^{ème} du mois?.

- **Solution**

Les minutes du clients sont de 21,408 et 1,104 clients ont été interrompus le 28^{eme} du mois (Voir Tableau 4.1). Par conséquent, le CAIDI est donc:

$$\text{CAIDI} = 21,408 / 1,014 = 21,1 \text{ minutes}$$

En moyenne, tout client qui a subi une panne le 28^{eme} du mois a été hors service pendant 21,1 minutes.

4.7.3 Exercice 3

Répétons l'exercice 1. quel est le SAIFI pour le 28^{eme} du mois?.

- **Solution**

D'après nos exemples précédents, le 28^{eme} du mois, il y avait 1,104 clients interrompus lors de 5 événements distincts et le nombre total de clients desservis par le service public est de 50,000, donc le SAIFI est:

$$\text{SAIFI} = 1,014 / 50,000 = 0,020$$

Cela indique que pour le 28 du mois, les clients de ce service public avaient une probabilité de 0,020 de subir une panne d'énergie.

SAIFI peut également être trouvé en divisant la valeur SAIDI par la valeur CAIDI,

$$\text{SAIFI} = \text{SAIDI} / \text{CAIDI}$$

Avec un SAIDI de 0,428 minutes et un CAIDI de 21,1 minutes, le SAIFI est donc:

$$\text{SAIFI} = 0.428 / 21.1 = 0.020$$

Bibliography

- [1] Hossein Seifi and Mohammad Sadegh Sepasian (2011) *Electric Power System Planning: Issues, Algorithms and Solutions*, Springer-Verlag
- [2] D P Kothari (2009) *Modern Power System Analysis, Third Edition*, Tata Mc Graw Hill Education Private Limited
- [3] Karl Frauendorfer, Hans Glavitsch and Rainer Bacher (Eds.), (1992) *Optimization in Planning and Operation of Electric Power Systems*, Springer-Verlag Berlin Heidelberg GmbH
- [4] Ahmed HADJ SAID, (2016) *Intégration du stockage dans les méthodes de planification des réseaux électriques basse tension*, thèse de doctorat, Université Grenoble Alpes
- [5] Aissaoui Ahmed, (2016) *Planification des réseaux électriques de distribution pour une présence massive de la génération d'énergie dispersée*, thèse de doctorat, université Djillali Liabes de Sidi-Bel-Abbes
- [6] Daniel Donati, (1994) *Planification des réseaux et optimisation économique des sections d'âme de câbles électriques de puissance*, Publications RAVEL
- [7] Farid Hamoudi, (2018) *Réseaux de transport et de distribution électrique*, Polycopié de cours, Laboratoire de maîtrise des énergies renouvelables, Université A/Mira- Bejaia
- [8] Philippe CARRIVE, (1991) *Réseaux de distribution Structure et Planification*, techniques-ingénieur D4210
- [9] Marc LECOQ et Robert MICHON, *Exploitation des réseaux de distribution : systèmes informatiques*, techniques-ingénieur D 4240
- [10] François MESLIER et Henri PERSOZ, *réseaux de transport et d'interconnexion de l'énergie électrique, développement et planification*, techniques-ingénieur D 4070
- [11] Collection EYROLS, *Planification des réseaux électriques* , Edition EDF

-
- [12] Ministère de l'énergie et des mines, 2008 Règles techniques de raccordement au réseau de transport de l'électricité et règles de conduite du système électrique