



**HAL**  
open science

# Recherche du Schéma Optimal d'Exploitation d'un Réseau de Distribution Electrique

Bernhard Gotzig

► **To cite this version:**

Bernhard Gotzig. Recherche du Schéma Optimal d'Exploitation d'un Réseau de Distribution Electrique. Sciences de l'ingénieur [physics]. Institut National Polytechnique de Grenoble - INPG, 1997. Français. NNT: . tel-00905268

**HAL Id: tel-00905268**

**<https://theses.hal.science/tel-00905268>**

Submitted on 18 Nov 2013

**HAL** is a multi-disciplinary open access archive for the deposit and dissemination of scientific research documents, whether they are published or not. The documents may come from teaching and research institutions in France or abroad, or from public or private research centers.

L'archive ouverte pluridisciplinaire **HAL**, est destinée au dépôt et à la diffusion de documents scientifiques de niveau recherche, publiés ou non, émanant des établissements d'enseignement et de recherche français ou étrangers, des laboratoires publics ou privés.



T536

NOW REEVALUATED

**THÈSE**

présentée par

**Bernhard GOTZIG**

Diplom-Ingenieur (Elektrotechnik) Universität Stuttgart

Pour obtenir le grade de **DOCTEUR**de l'**INSTITUT NATIONAL POLYTECHNIQUE DE GRENOBLE**

(Arrêté ministériel du 30 mars 1992)

(Spécialité : Génie Electrique)

\* \* \*

**Recherche du Schéma Optimal d'Exploitation  
d'un Réseau de Distribution Electrique**

\* \* \*

Date de soutenance : **3 décembre 1997**

Composition du jury :

Messieurs	Robert PERRET	<i>Président</i>
	Phillipe AURIOL	<i>Rapporteur</i>
	Arun PHADKE	<i>Rapporteur</i>
	Nourdine HADJSAÏD	<i>Examineur</i>
	Robert JEANNOT	<i>Examineur</i>

Thèse préparée au sein du Laboratoire d'Électrotechnique de Grenoble



# THÈSE

présentée par

**Bernhard GOTZIG**

Diplom-Ingenieur (Elektrotechnik) Universität Stuttgart

Pour obtenir le grade de **DOCTEUR**

de l'**INSTITUT NATIONAL POLYTECHNIQUE DE GRENOBLE**

(Arrêté ministériel du 30 mars 1992)

(Spécialité : Génie Electrique)

\* \* \*

## **Recherche du Schéma Optimal d'Exploitation d'un Réseau de Distribution Electrique**

\* \* \*

Date de soutenance : **3 décembre 1997**

Composition du jury :

Messieurs	Robert PERRET	<i>Président</i>
	Phillipe AURIOL	<i>Rapporteur</i>
	Arun PHADKE	<i>Rapporteur</i>
	Nourdine HADJSAÏD	<i>Examineur</i>
	Robert JEANNOT	<i>Examineur</i>

Thèse préparée au sein du Laboratoire d'Électrotechnique de Grenoble



## Remerciements



Je tiens à remercier les personnes suivantes qui ont contribué à la réussite de ma thèse :

M. Philippe AURIOL, Professeur à l'Ecole Centrale de Lyon, pour l'honneur qu'il m'a fait d'avoir accepté d'être rapporteur de cette thèse.

Mr Arun PHADKE, Professeur à Virginia Polytechnic Institute and State University, d'avoir accepté d'être rapporteur pour cette thèse.

M. Robert PERRET, Professeur à l'INPG, pour l'honneur qu'il m'a fait d'avoir présidé le jury de la thèse.

M. Nouredine HADJSAÏD, maître de conférences à l'INPG et directeur de cette thèse. Durant ces trois années de thèse au LEG, sa personnalité, son savoir, son enthousiasme ainsi que sa bonne humeur m'ont beaucoup marqué. J'ai particulièrement apprécié sa grande disponibilité, sa grande exigence (eh oui...) et nos nombreuses discussions enrichissantes tant au niveau professionnel qu'au niveau amical. Merci beaucoup, Nouredine pour tout ce que tu m'as apporté.

M. Robert JEANNOT, Ingénieur au département PCR (protection et contrôle des réseaux) de Schneider Electric, pour m'avoir accueilli au sein de Schneider et pour m'avoir donné la possibilité de poursuivre cette expérience très enrichissante. J'ai vivement apprécié son professionnalisme et son dynamisme. Rares sont ceux qui comme lui sont d'une telle efficacité.

Une contribution importante à cette thèse a été apportée par le département de recherche en logiciels (DRL) de Schneider Electric, notamment en personne de Daniel PIETTE. Les quatre semaines que j'ai passées avec lui furent sans doute les plus enrichissantes au niveau de la rigueur en programmation. M. SOURTOUPAS est finalement arrivé à me faire apprécier la philosophie de la POO.

Je remercie également M. René FEUILLET, maître de conférences à l'INPG et chef de l'équipe réseau au LEG, de m'avoir accueilli au sein de l'équipe et d'avoir contribué à la correction de cette thèse.

Je remercie tous mes amis pour leur soutien moral pendant les moments difficiles :

- mon 'frère français' Sébastien DUMONT avec qui j'ai eu la joie de partager le même toit pendant quatre mois. Il était toujours un interlocuteur attentif et surtout patient (en particulier quand je lui ai reexpliqué pour la x-ième fois comment il est dur d'être loin de la personne qu'on aime). J'ai aussi beaucoup apprécié son sérieux et sa rigueur pour la correction de cette thèse.

- mon 'père adoptif' Joël POULIQUEN et toute sa famille (Bernadette, Bénédicte, Anne-Gaëlle, Xavier et Solène) qui représente une oasis de calme et de force douce.

- Isabel, la Costariçienne, pour toutes les fois où nous avons discuté pendant notre repas au RU (en espérant qu'il n'y aura pas de poulet ...).

- Christelle avec qui j'ai passé beaucoup de moments agréables durant mes quatre années à Grenoble. Cette nouvelle prof de français a beaucoup contribué à me faire sentir les finesses de la langue de Mollière.

Je remercie également les thésards et les permanents au LEG :

- mes collègues de bureau qui ont contribué à l'ambiance agréable, Bertrand, Christophe, Cristina, Pjotr ainsi qu'Andreij qui malheureusement a quitté ce monde beaucoup trop tôt.

- toutes les personnes qui ont donné un coup de main, ou ont su sourire dans les couloirs et les salles de travail du LEG, en particulier Alain G., Bruno F., Claire D., Florence F., Mohamad S., Marie-Therèse L., Silvain M., Patrick G., Praing, Lekim, Rachid L., Reza Z., Etiennette C., Lucas S., Mario R., Victor F., Samuel N., Joseba A., Enaut, Cristian G., Damien C., Fabrice L., François B., Till W., Catherine P., Adi M., Jean-Yves V., Luiz D., Fabiano G., ... et tous ceux que j'ai pu oublier.

Eh bien évidemment, je remercie mon amie Anne-Marie, alias AMT, pour toutes les fois où elle a pu me montrer la bonne direction et où elle m'a donné le courage et la force nécessaires.

Zum Schluss möchte ich noch meiner Familie und meinen Freunden in Deutschland danken, die mir während dieser drei Jahre mit Gedanken und Gebeten beigestanden haben.

# Table des matières

<b>1</b>	<b>Les réseaux de distribution</b>	<b>5</b>
1.1	Généralités .....	6
1.2	Les différents régimes d'exploitation d'un réseau de distribution .....	9
1.3	Optimisation en régime normal .....	10
1.4	Optimisation en régime d'incident.....	12
1.5	Objectif de la thèse .....	13
<b>2</b>	<b>Calcul d'un réseau de distribution</b>	<b>14</b>
2.1	Introduction .....	15
2.2	Représentation d'un réseau électrique.....	15
2.3	Modélisation des éléments d'un réseau de distribution .....	17
2.3.1	Modèle d'une ligne .....	17
2.3.2	Modèle d'un autotransformateur .....	18
2.3.3	Modèle des charges.....	18
2.4	Les méthodes du calcul d'un réseau électrique.....	20
2.4.1	Les méthodes matricielles.....	20
2.4.2	Méthode se basant sur la topologie d'un réseau de distribution .....	23
2.4.3	Load flow localisé .....	31
2.5	Représentation de la topologie d'un réseau de distribution : structure des données .....	32
2.6	Fiabilités des données.....	33
2.7	Conclusion .....	35
<b>3</b>	<b>Optimisation de la topologie d'un réseau de distribution</b>	<b>37</b>
3.1	Introduction .....	38
3.2	Formulation du problème.....	38
3.2.1	Généralités.....	38
3.2.2	Formulations des contraintes .....	39
3.2.3	Critères d'optimisation .....	40
3.3	Approches de résolution.....	44
3.3.1	Parcours exhaustif des solutions.....	44
3.3.2	Parcours limité des solutions .....	47
3.3.3	Commentaires sur la recherche d'une topologie optimale.....	48

3.4	Les méthodes heuristiques .....	49
3.4.1	La méthode de fermeture de branches séquentielle.....	51
3.4.2	La méthode d'ouverture de branches séquentielle (OBS).....	54
3.4.3	La méthode de transfert de charges .....	55
3.5	Conclusion .....	57
<b>4</b>	<b>Optimisation à l'aide de transferts de charge</b>	<b>58</b>
4.1	Introduction.....	59
4.2	Description générale de la méthode.....	59
4.3	Choix du modèle de charge .....	62
4.4	Optimisation des pertes Joules.....	65
4.5	Optimisation généralisée.....	66
4.6	Accélération pour des réseaux réels de taille élevée .....	69
4.6.1	Réduction du réseau .....	69
4.6.2	Limitation du balayage des lignes d'une boucle.....	71
4.6.3	Traitement de situations déjà examinées.....	73
4.7	Influence de la configuration initiale .....	74
4.8	La méthode Tabou.....	75
4.8.1	Introduction.....	75
4.8.2	Principe .....	75
4.8.3	Application à l'optimisation d'un réseau de distribution .....	76
4.8.4	Les tabous .....	77
4.8.5	Critère d'aspiration .....	78
4.8.6	Algorithme de base de la recherche tabou.....	78
4.8.7	Critères d'arrêt .....	79
4.8.8	Vers une recherche tabou efficace .....	80
4.9	La méthode du recuit simulé .....	84
4.9.1	Introduction.....	84
4.9.2	Algorithme du recuit simulé .....	85
4.9.3	Les paramètres .....	86
4.9.4	Conclusion du recuit simulé .....	87
4.10	Conclusion .....	87

<b>5</b>	<b>Optimisation en régime normal</b>	<b>89</b>
5.1	Introduction .....	90
5.2	Critères d'optimisation.....	91
5.3	Optimisation des pertes Joule .....	95
5.3.1	Méthode de fermeture de branches séquentielle (FBS).....	95
5.3.2	La méthode d'ouverture de branches séquentielle (OBS) .....	97
5.3.3	Optimisation par la méthode de transfert de charge .....	102
5.3.4	Méthode du Recuit Simulé.....	106
5.3.5	Méthode de Recherche Tabou .....	107
5.3.6	Comparaison des différentes méthodes .....	108
5.4	Vers des configurations robustes.....	110
5.4.1	Equilibrage de clients importants .....	110
5.4.2	Défaillance des lignes et énergie non-distribuée.....	112
5.5	Prise en compte des courbes journalières des charges .....	113
5.6	Conclusion .....	115
<b>6</b>	<b>Optimisation en régime d'incident</b>	<b>116</b>
6.1	Introduction .....	117
6.2	Manoeuvres lors d'un incident.....	117
6.3	Méthodes pour la reprise de service.....	118
6.3.1	Réalimentation directe de la zone îlotée.....	119
6.3.2	Réalimentation à l'aide d'un découpage de la zone îlotée .....	122
6.3.3	Suppression des surcharges .....	124
6.4	Application des méthodes de réalimentation pour différents cas.....	126
6.4.1	Perte d'un départ.....	126
6.4.2	Perte d'un transformateur de puissance .....	127
6.5	Réalimentation partielle .....	131
6.6	Séquencement des manoeuvres.....	133
6.7	Conclusion .....	136
<b>7</b>	<b>Mise en oeuvre logiciel</b>	<b>139</b>
7.1.	Contexte du développement.....	140
7.2.	Présentation de la plateforme Oreli .....	140
7.3.	Conclusion .....	144
	<b>Conclusions générales et perspectives</b>	<b>146</b>

## LÉGENDE

Tout au long de cette thèse, nous utilisons un langage et des termes très spécifiques de la spécialité concernée. Pour faciliter sa lecture, nous donnons ici la définition des termes le plus fréquemment utilisés.

### Poste source:

Un poste source est en général constitué de plusieurs transformateurs et constitue le lien entre le réseau de distribution et le réseau de transport ou de répartition. Il constitue l'origine du réseau de distribution ou encore la source.

### Départ:

A partir d'un poste source, l'énergie est distribuée à travers plusieurs lignes principales (souvent environ une dizaine) alimentant une certaine partie du réseau de distribution; ces lignes principales sont appelées 'départs'.

### Sectionneur:

Organe de coupure qui ne peut être manoeuvré qu'à vide.

### Interrupteur:

Organe de coupure qui peut couper son courant nominal, mais qui ne peut pas couper les courants de court-circuit.

### Disjoncteur:

Organe de coupure qui permet de couper le courant de court-circuit.

### Transfert de charge:

Dans un réseau de distribution avec une structure maillée, les charges ne sont pas toujours nécessairement alimentées par le même départ. Afin de mieux équilibrer les courants, il peut être avantageux d'alimenter un groupe de charges par un départ adjacent. Ceci est possible grâce aux organes de coupure qui se trouvent dans le réseau.

### Clients prioritaires:

Ils représentent des clients chez qui les conséquences d'une coupure de courant peuvent être désastreuses comme par exemple les hôpitaux ou des casernes de pompiers. Pour ces postes à priorité supérieure, les compagnies d'électricité garantissent un temps de coupure minimum fixé par contrat.

### Topologie du réseau:

La topologie du réseau, ou le schéma d'exploitation, représente un état du réseau dans lequel chaque ligne a un état défini, soit ouvert soit fermé. Pour la plupart des réseaux de distribution la topologie est radiale.

### Structure du réseau:

La structure du réseau représente l'ensemble de toutes les lignes du réseau et les connexions possibles entre elles. Si par exemple, la structure d'un réseau de distribution est très maillée, le nombre d'arbres différents qui peuvent être extraits de cette structure est très élevé.

### Manoeuvre:

Une manoeuvre est le passage de l'état ouvert à l'état fermé ou inversement d'un sectionneur, d'un interrupteur ou d'un disjoncteur.

### Zone îlotée:

Partie du réseau qui est privée de courant après la défaillance d'un élément du réseau, par exemple la défaillance d'une ligne ou d'un transformateur.

### Ligne candidate:

Ligne pouvant contribuer à la réalimentation d'une zone îlotée.

### Configuration voisine:

A partir d'une topologie radiale, on atteint une configuration voisine par un transfert de charges. Ce transfert est réalisé par une permutation de l'état ouvert/fermé de deux branches tout en gardant l'arborescence du réseau.

### Zone élémentaire:

Une zone élémentaire représente un ensemble du réseau qui ne comporte aucune ligne manoeuvrable et qui ne peut plus être découpée en sous-parties. Cette zone ne comporte ainsi aucun organe de coupure (sectionneur, interrupteur).



# Introduction générale

La privatisation des compagnies d'électricité et la déréglementation actuelle dans le monde de l'énergie électrique entraînent des changements considérables dans la pratique de l'exploitation des réseaux de distribution. Afin d'exploiter leur réseaux avec une plus grande rentabilité, les compagnies d'électricité les automatisent de plus en plus et installent des systèmes de gestion et de conduite des réseaux de distribution - DMS (*distribution management system*).

Les premiers pas vers l'automatisation des réseaux de distribution étaient réalisés avec des systèmes de type SCADA (Supervisory Control and Data Acquisition). Ils permettent la conduite des postes électriques importants et la téléconduite de quelques organes de coupure (sectionneurs, interrupteurs). Les fonctions SCADA concernent aussi le traitement des signalisations et des alarmes provenant du réseau de distribution, l'émission de diagnostic vers l'opérateur, l'exécution des informations pour les applications ultérieures.

Les nouveaux systèmes DMS intègrent d'une part toutes les fonctions du SCADA et d'autre part des innovations récentes en matière d'interface homme-machine (IHM) permettant une conduite aisée du réseau.

Grâce à la puissance informatique qui ne cesse d'augmenter, ces systèmes sont ainsi économiquement accessibles. De plus, le statut différent des compagnies d'électricité sur le marché pousse celles-ci à investir dans ces produits qui leur permettent de rester ou devenir compétitives.

Une partie importante du réseau de distribution automatisé est constituée par les organes de coupure télécommandables. Ils ont été principalement introduits afin de réduire le temps de coupure lors d'un défaut sur une ligne. Ils donnent la possibilité d'isoler plus rapidement la zone défectueuse et donc de limiter la coupure de service à un minimum de clients.

De plus, les organes télécommandables permettent un changement plus facile de la configuration radiale du réseau. Le changement de la configuration (la reconfiguration) assure, entre autres, un meilleur équilibre des courants parmi les départs lorsque l'évolution des différents profils de charge ont créé un déséquilibre.

Avant l'apparition des systèmes DMS, la reconfiguration était effectuée une ou deux fois pendant l'année afin d'adapter le schéma d'exploitation aux consommations qui changeaient avec les saisons. Avec l'introduction des interrupteurs télécommandables et la possibilité de les commander aisément par un DMS, de nouvelles possibilités pour la reconfiguration sont apparues. Elles permettent d'adapter en temps réel la topologie selon les consommations afin d'exploiter le réseau dans les meilleures conditions.

La politique des compagnies d'électricité ne prévoit pas encore des mesures pour réduire les coûts d'exploitation entraînés par un changement de topologie; mais elle est surtout soucieuse de limiter le temps de coupure. Toutefois, cette politique est un train de changer en raison de la déréglementation. On voit de plus en plus de petites régies gérant la distribution de l'électricité d'une commune ou d'une ville ayant chacune leur propre politique de gestion du réseau.

Par conséquent, les sociétés qui développent des systèmes DMS ont un intérêt à intégrer des fonctions évoluées dans leur système afin de subvenir aux besoins de leurs clients.

Ce sont des fonctions telles que le calcul de répartition de charge, la recherche du schéma optimal d'exploitation, les plans de reprise de service après un incident, l'étude de renforcement du réseau, le placement et le dimensionnement optimal des capacités, pour ne citer que les fonctions principales.

Dans le cadre de cette thèse, nous avons étudié des algorithmes de la reconfiguration et de la reprise de service des réseaux de distribution électriques après un incident pour une application en temps réel. Les travaux effectués ont pour but d'avoir une meilleure connaissance des performances des différentes méthodes de reconfiguration existantes et donc d'anticiper l'intégration des fonctions évoluées dans le DMS Millenium 8200 de Schneider Electric.

Notre étude se structure comme suit:

Le chapitre 1 est consacré à une présentation générale des réseaux de distribution et de leurs différents régimes d'exploitation.

Dans le chapitre 2, nous présentons les méthodes de calcul pour les réseaux électriques en général et en particulier celle qui est adaptée pour les réseaux de distribution.

Dans le chapitre 3, nous présentons des méthodes d'optimisation de topologie d'un réseau électrique ou nous mettons en évidence la nécessité d'utiliser les méthodes heuristiques notamment une méthode qui est basée sur un transfert de charge.

Le chapitre 4 est consacré à l'optimisation de la topologie des réseaux de distribution à l'aide de la méthode de transfert de charge. Une méthodologie générale est développée qui convient aussi bien au régime normal qu'à la reprise de service après un incident.

Dans le chapitre 5, nous présentons une validation de la méthodologie développée au chapitre 4 pour le régime normal. De plus, nous comparons cette méthodologie avec d'autres méthodes heuristiques conventionnelles ainsi qu'avec des méthodes plus avancées et qui permettent de surmonter les limites des heuristiques.

Dans le chapitre 6, nous présentons les performances de la méthode de transfert de charge développée au chapitre 4 pour trouver un schéma de reprise après un incident sur le réseau. Les résultats obtenus sont comparés avec une deuxième méthode heuristique qui est purement adaptée pour le régime d'incident.

Enfin, le chapitre 7 donne un aperçu de la plate-forme de travail intitulée 'Oreli' que nous avons développée.



# **Chapitre 1**

## **Les réseaux de distribution**



## 1.1 Généralités

Les réseaux de distribution électrique représentent un élément très important dans la chaîne du flux d'énergie électrique, qui débute dans les centrales de production et qui se termine chez des clients particuliers ou industriels. La fonction des réseaux de distribution est donc de distribuer l'énergie électrique à partir des postes haute tension vers des clients en adaptant si nécessaire le niveau de tension.

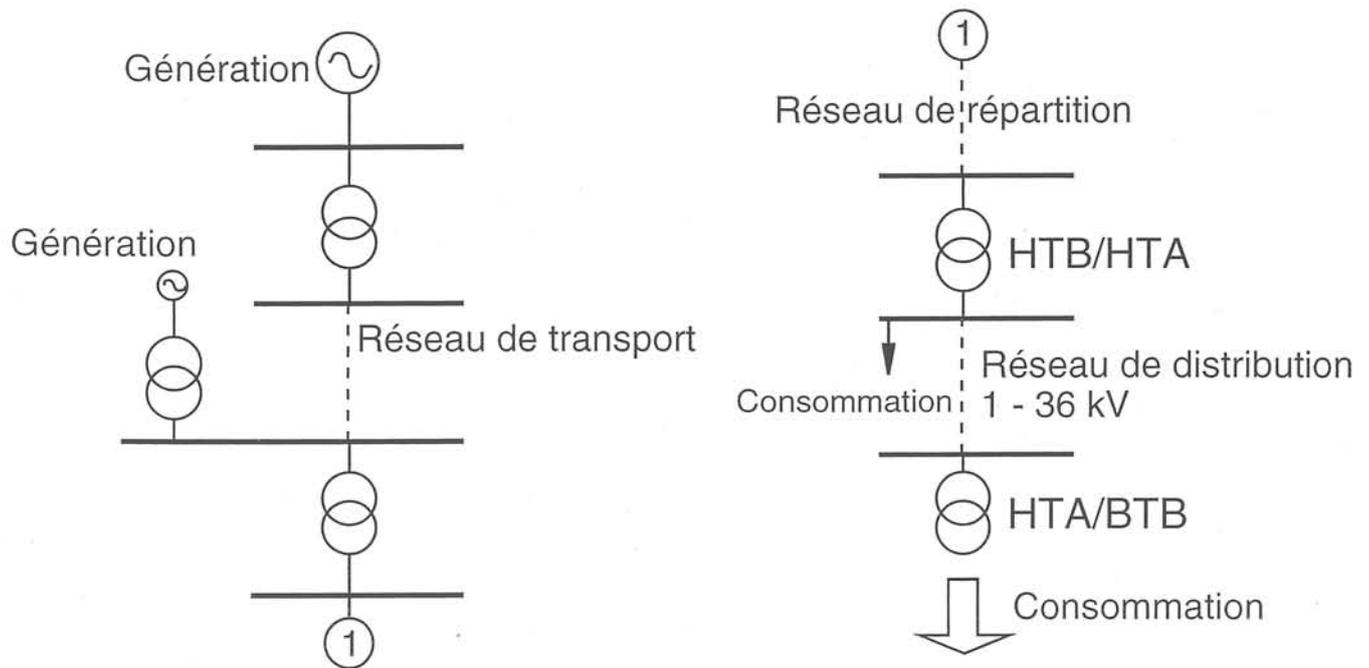


Figure 1.1: Schéma simplifié du cheminement de l'énergie électrique

Comme le montre la figure 1.1, des postes HTB/HTA ('postes source') alimentent les réseaux moyenne tension ou bien les réseaux de distribution. Parfois si l'intérêt de l'utilisateur le justifie, des clients qui ont une consommation importante sont raccordés directement aux réseaux HTB ou HTA. Néanmoins, la plupart des clients sont connectés aux lignes basse tension qui sont alimentés à travers des transformateurs HTA/BTB. Pour des raisons historiques ou géographiques, il se peut que dans certains pays, il existe encore d'autres niveaux de tensions.

Nous rappelons que la nouvelle norme sur les niveaux de tensions en France est la suivante:

Niveau de tension	Tension min. en kV	Tension max. en kV	Tensions normalisées
HTB	63	400	63-225-400
HTA	1,5	50	1,5-5,5-10,15,20,33, 50
BTB	0,4	1	0,4-1
BTA	0,23	0,4	0,23-0,4

Tableau 1.1: Niveaux de tension normalisés

Figure 1.2 illustre plus en détail les différentes parties des réseaux de transport, de répartition, de distribution et du réseau basse tension [Lake96].

Le réseau de transport est caractérisé par une tension importante (225-400kV) justifiée par les valeurs très élevées de l'énergie à transporter. Pour des raisons de sécurité, les réseaux de transport et de répartition sont maillés, alors que les réseaux de distribution sont en général exploités avec une topologie radiale qui permet l'utilisation de système de protection simple et donc peu onéreux.

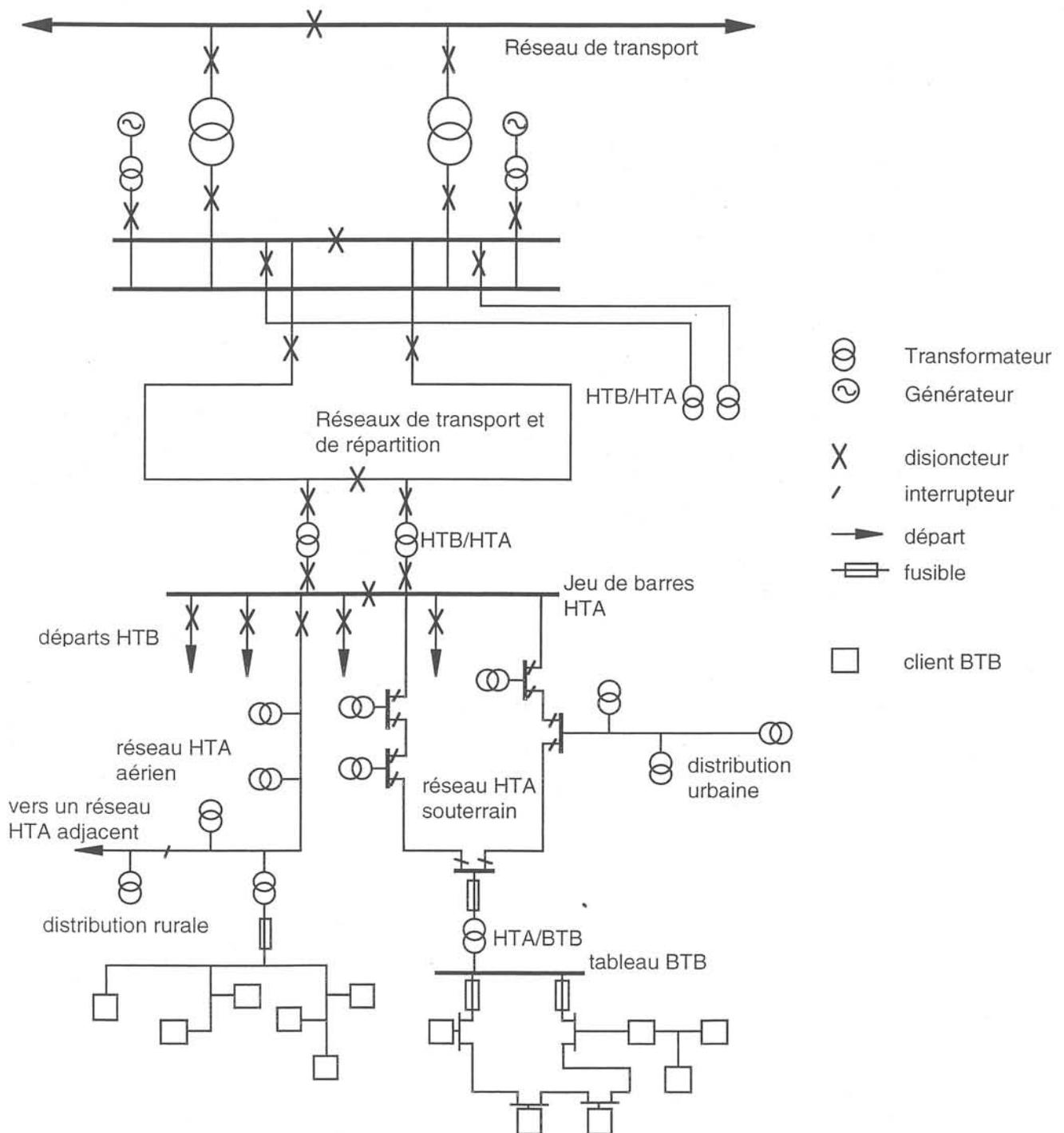


Figure 1.2: Organisation des différents réseaux électrique

La structure des réseaux urbains comporte en général des boucles que l'on exploite ouvertes par l'intermédiaire d'un appareil de coupure (voir figure 1.3). Souvent, on trouve de nombreux interrupteurs qui permettent en cas d'incident sur une ligne d'isoler le tronçon défectueux et de réalimenter certaines dérivations à l'aide de départs voisins.

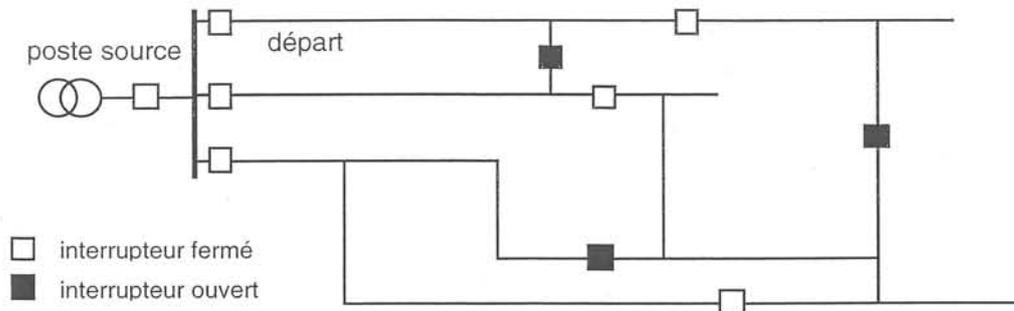


Figure 1.3: Exploitation en boucle ouverte des réseaux de distribution

Notons aussi que certaines compagnies d'électricité exploitent leur réseau en boucle fermée pour garantir une meilleure continuité de service. Mais ce système, pour être performant, nécessite la mise en place d'un système de protection très complexe[Tobi97].

Par manque d'automatisation, les réseaux de distribution - contrairement aux réseaux de transport - sont encore très peu télé-mesurés, ce qui réduit considérablement les possibilités d'observation. A titre d'exemple, le taux des mesures pour les réseaux de distribution est d'environ 0.1, alors pour les réseaux de transport, il est de 1.5 - 2.0 environ.

La complexité des réseaux de distribution est en général supérieure à celle des réseaux de transport. Un réseau de distribution peut contenir plus que 10.000 noeuds. Son étendu peut être très vaste, en kilomètres comme en nombre de lignes. A titre d'exemple, l'ensemble des lignes moyenne tension en France représente une longueur totale de 590 000 km. Les opérateurs sont très souvent obligés de modifier leur schéma d'exploitation pour remédier aux problèmes créés par des défauts qui entraînent un nombre de coupures qui s'élève à environ 7 par an pour 100 km de ligne (valeurs valables pour la France). Ainsi, la gestion des réseaux ne se limite plus uniquement à la planification ou à l'entretien des ouvrages, mais demande une maîtrise profonde du comportement électrique du réseau pour l'exploiter dans ses limites spécifiées.

Afin de faire face à cette complexité du réseau, des systèmes DMS (*distribution management systems*) ont été mis au point. Ceux-ci permettent entre autres la surveillance du réseau et l'intervention automatique en cas de problèmes. Pour que ces systèmes fonctionnent de manière satisfaisante, ils doivent prendre en compte les différents régimes d'exploitation d'un réseau de distribution.

## 1.2 Les différents régimes d'exploitation d'un réseau de distribution

On peut distinguer trois régimes différents:

- 1.) Le régime normale.
- 2.) Le régime perturbé.
- 3.) Le régime d'incident.

(cf. figure 1.4)

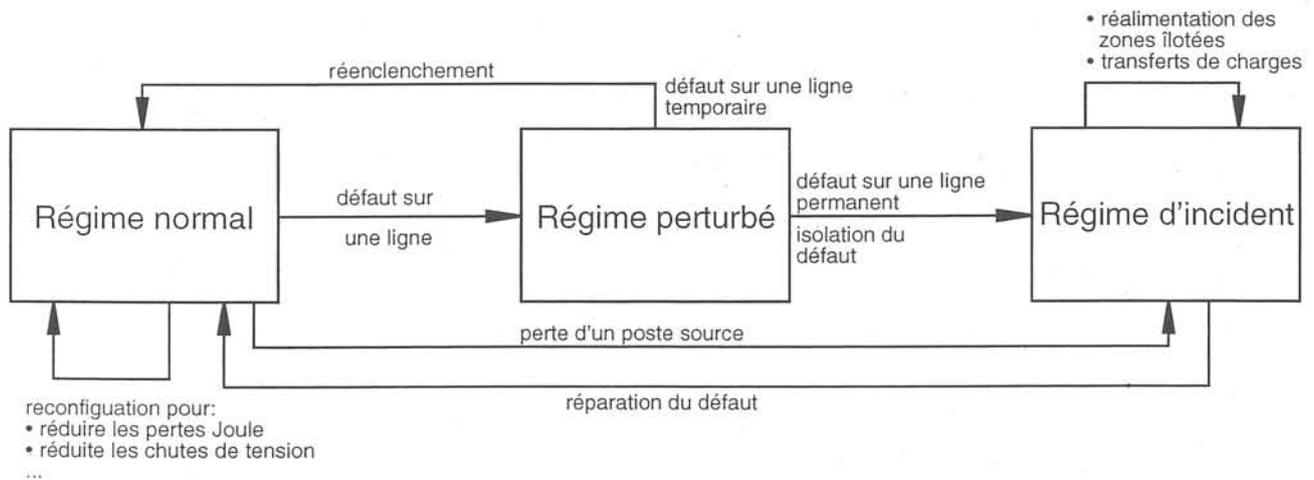


Figure 1.4: Régimes d'exploitation d'un réseau de distribution [Mont89]

Le système se trouve dans un régime dit 'régime normal' lorsque le réseau est exploité avec une topologie radiale et lorsque les contraintes électriques sont respectées. Pour ce cas, les tensions aux noeuds sont comprises dans un intervalle spécifié et les courants dans les lignes sont inférieurs à leur valeur maximale admissible.

Même si toutes les contraintes sont respectées, il existe souvent un besoin de changer la topologie du réseau pour l'exploiter dans de meilleures conditions vis-à-vis des clients et aussi vis-à-vis des exploitants du réseau. Ceux-ci cherchent ainsi à réduire leurs coûts en minimisant les pertes Joule, à réduire les chutes de tension, à équilibrer les courants entre les départs. C'est le concept de la reconfiguration. Selon la politique de la compagnie d'électricité, une reconfiguration est plus ou moins fréquente. En effet, cette pratique nécessite des manoeuvres à effectuer qui représentent un coût non négligeable et qui réduisent les bénéfices obtenus par une réduction des pertes Joule. Toutefois, avec l'introduction des nouveaux systèmes DMS, la gestion des manoeuvres devient plus simple et une reconfiguration plus fréquente peut être envisagée.

Le réseau électrique se trouve dans un régime dit 'régime perturbé' lorsqu'il se produit un défaut sur une de ses branches. Les raisons en sont pour la plupart des courts-circuits. Si les défauts sont

fugitifs, ils peuvent être éteints par un automatisme de réenclenchement. Si après une ou plusieurs tentatives de réenclenchement le défaut existe toujours, on assiste à une ouverture définitive des appareils de coupure et une partie du réseau n'est plus alimentée, le système se trouve ainsi dans un régime dit "d'incident".

Le régime d'incident est difficile à gérer à cause des contraintes temporelles qu'il entraîne. En effet, les exploitants sont obligés de réduire au minimum le temps de coupure. Ceci est désormais facilité par la mise en place de détecteurs de défaut, placés sur des organes de coupure télécommandés. Ils délivrent une information lorsque le défaut se situe en aval de leur point d'installation.

Une fois l'endroit du défaut localisé avec suffisamment de précision - opération qui peut durer plusieurs heures - la zone défectueuse est isolée à l'aide de sectionneurs qui se trouvent de part et d'autre du défaut. Les consommateurs en amont du défaut peuvent être repris par une fermeture du disjoncteur. Ceux en aval peuvent également être repris à condition qu'il y ait des départs adjacents. La reprise de service avec une seule manoeuvre peut s'avérer difficile lorsque les départs voisins sont déjà près de leur transit maximal ou lorsque l'ensemble des consommateurs à réalimenter est très important. Il est donc parfois nécessaire d'effectuer des transferts de charges multiples entre les départs afin de libérer la puissance dans les départs qui vont reprendre le service des parties perdues.

Le réseau de distribution retrouve le régime normal lorsque le défaut a pu être réparé. La contrainte topologique est alors de nouveau respectée car tous les consommateurs sont alimentés.

Les changements de la topologie qui étaient nécessaires pour la reprise des clients îlotés, peuvent s'avérer désavantageux pour le régime normal. Il peut alors être important de reconfigurer de nouveau le réseau pour l'exploiter dans de meilleures conditions.

### **1.3 Optimisation en régime normal**

L'optimisation d'un réseau de distribution dans le régime normal peut être effectuée pour des raisons diverses. En général, les exploitants des réseaux cherchent à réduire les coûts d'exploitation tout en respectant les contraintes d'exploitation et en maintenant une bonne qualité de service.

Une des façons d'optimiser le réseau consiste à changer la topologie, ce qui est possible grâce à la structure avec des mailles ouvertes.

Selon la nature du réseau HTA (urbain/rural), le maillage est plus ou moins important. Lorsqu'il est important, de très nombreuses configurations radiales sont possibles et le choix d'un schéma d'exploitation s'apparente à un problème combinatoire complexe. Selon l'arborescence choisie, la répartition des courants parmi les départs est différente, les chutes de tensions ainsi que les pertes

Joules varient. L'intérêt des exploitants est alors de choisir le schéma d'exploitation qui satisfait le mieux un critère choisi, que ce soit les chutes de tensions, les pertes Joule ou autre.

Parfois le choix d'une arborescence ne peut être optimal au niveau des pertes Joule, car le poids des clients prioritaires est trop contraignant. Ces clients représentent des postes où les conséquences d'une coupure de courant peuvent être désastreuses comme par exemple les hôpitaux ou des casernes de pompiers. Pour ces postes à priorité supérieure, les compagnies d'électricité garantissent un temps de coupure minimale. Elles prévoient donc déjà pour le schéma d'exploitation normal que certaines lignes ne desservent que des clients prioritaires afin de réduire le risque d'un défaut qui peut être provoqué par une ligne qui alimente un client normal. Il se peut ainsi qu'un tel départ, alimentant un client prioritaire, ne soit pas trop chargé. Pour mieux équilibrer les départs d'un poste source, le départ en question pourrait prendre la charge d'un départ exploité près de sa capacité nominale. Cependant les bénéfices résultant d'une réduction des pertes Joule ne peuvent compenser les dommages que pourrait subir un client important.

Les études estimant les bénéfices d'une optimisation de la topologie, sont souvent contraintes par le nombre de manoeuvres à effectuer pour passer de la topologie initiale à la topologie finale. Afin de résoudre ce problème, des méthodes d'optimisation du type "transfert de charge" sont fréquemment utilisées. Elles se basent sur la configuration initiale du réseau et permutent l'état ouvert/fermé de deux interrupteurs.

Les réseaux de distribution en régime normal peuvent aussi être optimisés par d'autres méthodes que les altérations topologiques. Ainsi, des réductions substantielles de chute de tension et de pertes Joules sont possibles par la simple introduction de capacités compensant les courants réactifs. En France, les courants réactifs ne sont compensés qu'au niveau des postes source pour réduire les courants à travers les transformateurs de puissance. La compensation dans le réseau n'est pas pratiquée, alors qu'elle est fréquente dans de nombreux pays. Au cours d'une année, les consommations de la puissance réactive varient et pour ne pas surcompenser le réseau, les exploitants doivent alors adapter les besoins de la compensation aux nouvelles demandes.

## 1.4 Optimisation en régime d'incident

En cas d'une panne créée par un défaut permanent ou d'un problème plus grave à l'intérieur d'un poste source qui entraîne la perte de plusieurs départs, une partie plus ou moins importante du réseau se trouve isolée. La réalimentation rapide de tous les clients est la tâche principale des exploitants. Elle peut s'avérer très complexe car il faut tenir compte de plusieurs contraintes parmi lesquelles :

- Capacités limitées des départs sains adjacents aux zones îlotées pour la reprise de service.
- Un nombre de manoeuvres à effectuer aussi faible que possible pour une réalimentation facile et rapide.
- Alimentation rapide des clients prioritaires.
- Délestage des parties non-prioritaires lorsque la puissance disponible n'est pas suffisante.
- Complexité pour choisir une configuration de secours à cause des nombreuses topologies possibles.

Afin de répondre à tous ces problèmes, le personnel de la gestion du réseau fait appel à son expérience acquise pendant de longues années dans les centres de conduite. Ayant une très bonne connaissance de la structure du réseau et connaissant les points faibles et forts du réseau, ils parviennent à effectuer les manoeuvres nécessaires pour réalimenter les zones perdues.

Lorsque l'automatisation d'un réseau de distribution est rudimentaire, les opérations en régime d'incident sont souvent longues et complexes. De simples pannes, à cause du manque d'informations peuvent être complexes à traiter. En effet, les premiers indices sont généralement recueillis par téléphone. Les abonnés avertissent les exploitants d'une coupure de courant. Puis, sur la base de ces données élémentaires, ces derniers envoient du personnel sur le lieu présumé du défaut. L'élimination du défaut s'effectue alors par une série de manoeuvres réalisées sur les appareils encadrant la zone du défaut, les opérations étant dirigées par liaison radio. Une fois le défaut détecté et la zone d'incident isolée, les manoeuvres nécessaires pour la réalimentation des zones saines sont effectuées. Cette phase peut être complexe et nécessite une très grande expérience des exploitants. Ceci est dû au fait que la réalimentation ne peut être faite qu'après des transferts de charge vers des départs voisins. Lorsqu'un défaut apparaît à une heure de pointe, le problème se complexifie car la réserve de transit des départs sains est souvent faible, voir insuffisante pour réalimenter les zones perdues.

L'automatisation des réseaux de distribution facilite la gestion du régime d'incident et aide à réduire le temps de coupure. Ceci est principalement dû aux interrupteurs télécommandés permettant l'isolation des zones en défaut à partir d'un centre de conduite. Ils permettent également la reprise de service ainsi que le transfert des charges sans être obligé de se déplacer pour manoeuvrer les interrupteurs. La localisation du défaut est aussi facilitée par les détecteurs de défaut qui sont installées sur les interrupteurs télécommandés, indiquant si le défaut est situé en aval de l'interrupteur en question.

L'évolution de l'automatisation a été accompagnée par des recherches intensives dans le domaine de l'optimisation des réseaux de distribution pendant ces dernières années. Elles ont donné naissance à des fonctions évoluées qui proposent une topologie de reprise après un incident. Celles-ci ont comme premier objectifs de réalimenter le maximum de clients perdus tout en ne dépassant pas les contraintes d'exploitation (courant maximale admissibles dans les lignes). Ainsi, le temps de coupure peut être considérablement réduit, surtout quand l'ampleur de l'incident est très importante.

## 1.5 Objectif de la thèse

La thèse présentée s'inscrit dans le cadre d'une convention industrielle de formation par la recherche (CIFRE) entre la société Schneider Electric S.A. et le Laboratoire d'Électrotechnique de Grenoble (LEG).

La société Schneider Electric ayant une partie importante de son activité dans la distribution électrique, a naturellement été amenée à développer des systèmes de téléconduite et en conséquence à s'intéresser aux fonctions évoluées de conduite et d'optimisation du réseau.

C'est dans ce contexte que s'inscrit ces travaux de thèses. Ils ont comme objectif:

- Explorer le domaine de l'optimisation des réseaux de distribution pour différents régimes d'exploitation.
- Développer une approche unifiée valable aussi bien pour le régime normal d'exploitation que le régime d'incident.
- Rechercher des solutions réalisables aux problèmes d'optimisation au plus proche de l'optimum et applicable en temps réel.
- S'assurer que les solutions proposées s'appliquent pour des réseaux réels et de grande taille.

Il s'agira alors de développer un outil performant qui intégrera les solutions proposées dans un environnement compatible avec les besoins des opérateurs de réseau de distribution.

Ces travaux ont pour vocation de contribuer à la qualité de la fourniture de l'énergie électrique en particulier pour les réseaux de distribution de demain (automatisation, déréglementation, forte concurrence).

## **Chapitre 2**

# **Calcul d'un réseau de distribution**



## 2.1 Introduction

Le calcul de répartition de charges (load flow) permet de déterminer, en régime permanent, les variables du réseau comme les tensions nodales avec leurs déphasages, ainsi que les transits de puissance dans les lignes. Elles représentent des grandeurs indispensables pour toutes les procédures d'optimisation de la topologie du réseau. Elles sont également nécessaires pour vérifier si les contraintes de sécurité sont respectées ( $V_{imin} < V_i < V_{imax}$ ,  $I_i < I_{imax}$ .)

Dans un réseau de distribution il y a en général très peu de mesures, que ce soit pour les tensions ou pour les courants. Seul au niveau des postes source, il y a des mesures de courant pour chaque départ. De plus, ces mesures sont toujours entachées d'erreurs, ce qui ne nous permet pas de les utiliser directement telle qu'elles sont transmises dans les centres de conduite.

Ainsi, la détermination des tensions et courants en d'autres points du réseau doit se faire à l'aide d'un calcul approprié. Il se base sur les données telles que les consommations des clients, les impédances des lignes ainsi que sur le schéma d'exploitation.

Plusieurs méthodes de résolution existent, nous présenterons deux méthodes. La première est une méthode tout à fait générale qui utilise les techniques matricielles [Stag68]. La deuxième méthode est basée sur une approche qui exploite la structure arborescente d'un réseau de distribution. Avant de détailler ces méthodes, nous allons d'abord présenter les éléments d'un réseau de distribution.

## 2.2 Représentation d'un réseau électrique

Dans un réseau électrique, on rencontre différents éléments : les lignes aériennes, les câbles, les disjoncteur, les sectionneurs... Pour modéliser l'ensemble, il n'est souvent pas nécessaire de représenter chaque élément en détail. En effet, cela dépend de l'application réseau en question (calcul statique, calcul dynamique, évaluation de la fiabilité, etc.)

Selon les différentes applications, on rencontre différentes manières pour connecter les composants d'un réseau entre eux [Piet97]. La première s'inspire de la notion de graphe. Un graphe est constitué de noeuds et d'arêtes. Chaque noeud est "ponctuel", chaque arête est "linéaire" et relie deux noeuds entre eux. Certains des composants sont considérés comme des noeuds et sont appelés 'connecteurs' et d'autres sont considérés comme des arêtes et sont appelés 'dipôles'. L'ensemble de l'installation constitue alors un graphe.

La deuxième manière de connecter les différents composants est basée sur la "réalité" technologique des composants. En effet, un composant tel qu'une charge, un disjoncteur ou interrupteur télécommandable est conçu pour être raccordé à d'autres composants à certains points (pour plus de détails voir [Piet97]).

Un système DMS doit tenir compte de la réalité technologique. C'est ainsi que l'on choisit en général la deuxième manière pour connecter ces composants, alors que pour le calcul de load flow, la première façon est suffisante.

Dans notre contexte, qui est marqué par un besoin de calcul du réseau, nous avons choisi un modèle pour la représentation du réseau qui est lié à la notion de graphe. En revanche, si on a besoin d'effectuer des échanges d'information entre un système de téléconduite et un programme de calcul de réseau - qui ont en général deux manières différentes de représenter le réseau - on doit posséder un outil pour la conversion des informations d'un modèle vers l'autre. Actuellement, nous n'avons pas encore réalisé un tel convertisseur entre la modélisation utilisée dans cette thèse et celle du système de téléconduite Millenium 8200 de Schneider Electric. Néanmoins, la réalisation d'un tel algorithme ne semble pas poser de problèmes particuliers.

La modélisation choisie pour nos besoins suppose qu'un réseau électrique est composé d'un ensemble de noeuds  $N = (n_1, n_2, \dots, n_S)$ ,  $S$  étant le nombre total des noeuds et d'un ensemble de branches  $B = (b_1, b_2, \dots, b_L)$ ,  $L$  étant le nombre total des branches. Un noeud est par exemple un point de consommation, un point d'injection positive de puissance (c'est-à-dire un poste source) ou un point d'étoilement qui ne possède ni consommation, ni injection positive.

D'une manière générale, la structure d'un réseau peut être décrite par un graphe  $G$  constitué de l'ensemble des branches  $B$  et des noeuds  $N$  [Gond95] :

$$G = [N, B]$$

La topologie du réseau, ou le schéma d'exploitation, représente un état du réseau dans lequel chaque branche a un état défini, soit ouvert soit fermé.

Le schéma d'exploitation de la plupart des réseaux de distribution est représenté par une topologie radiale ou par un arbre connexe. En d'autres termes, à partir d'un noeud quelconque du graphe, il y a toujours un seul chemin par lequel on atteint un autre noeud du graphe.

Un arbre est déterminé par l'ensemble des noeuds  $N$  et un sous-ensemble  $K$  de toutes les branches  $B$ , tel que  $B \supset K$ . L'arbre est un sous-ensemble du graphe  $G$  ou un graphe partiel que l'on note  $T = [N, K]$ .

La figure 2.1 représente la structure d'un réseau de distribution avec toutes les branches existantes, alors que la figure 2.2 représente une topologie du réseau où on a attribué à chaque branche un état ouvert/fermé.

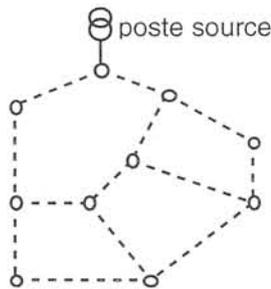


Figure 2.1 : La structure

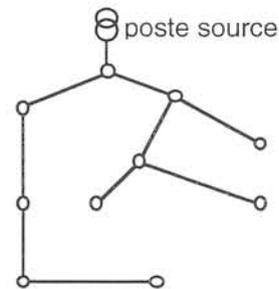


Figure 2.2 : Une topologie

## 2.3 Modélisation des éléments d'un réseau de distribution

Dans la suite de l'étude, nous nous appuyons sur l'hypothèse que les systèmes électriques étudiés sont des systèmes triphasés symétriques. Ainsi, la représentation peut être faite par un schéma équivalent monophasé ou schéma unifilaire.

### 2.3.1 Modèle d'une ligne

#### 2.3.1.1 Modèle topologique

Pour ce modèle, on ne s'intéresse qu'à la représentation d'une ligne qui indique dans quelle mesure elle peut être utilisée pour changer la topologie du réseau. Dans ce contexte, il est important de connaître, d'une part son état ouvert/fermé et d'autre part de savoir si elle est verrouillée ou non, c'est-à-dire si elle peut changer d'état et ainsi modifier le schéma d'exploitation.

Lorsqu'un organe de coupure se trouve aux bornes d'une ligne, nous la considérons comme manoeuvrable. Un organe de coupure peut être par exemple un sectionneur, un interrupteur ou un poste de transformation HTA/BTB qui est raccordé en 'coupure d'artère' (voir figure 2.3). Pour ce type de raccordement, il y a deux arrivées des lignes moyenne tension au jeu de barres qui se trouve au niveau des postes, chacune équipée avec un interrupteur. Ainsi, on a la possibilité d'ouvrir un des deux interrupteurs ou de les fermer tous les deux. Par conséquent, on peut exploiter les lignes à vide (lignes considérées ouvertes).

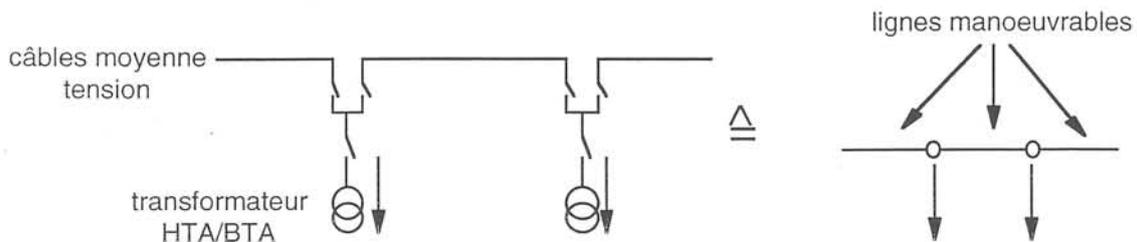


Figure 2.3 : Postes HTA/BTB en coupure d'artère et leur représentation topologique

#### 2.3.1.2 Modèle électrique

Pour ce modèle, on s'intéresse au comportement électrique des lignes dans le réseau et à leur impact pour le calcul de répartition de charges.

Les lignes moyenne tension sont des lignes courtes ou moyenne. On peut donc les représenter par un schéma équivalent en PI. Pour nos études, ce modèle est valable car on ne s'intéresse pas aux régimes transitoires.

Le schéma équivalent d'une ligne aérienne ou d'un câble peut être décrit par la mise en série d'une résistance  $R$  et d'une réactance  $X_L = j\omega L$  avec les éléments shunts (figure 2.4).

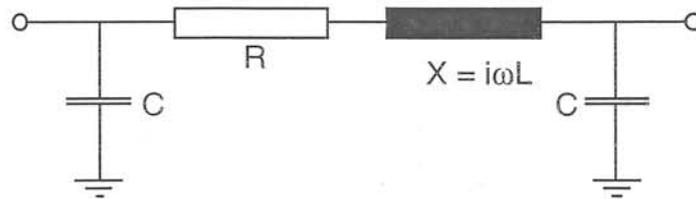


Figure 2.4 : Modélisation des lignes

### 2.3.2 Modèle d'un autotransformateur

Il existe dans les réseaux de distribution des autotransformateurs qui modifient légèrement le niveau de tension (par exemple de 20 kV à 15 kV). Ils sont nécessaires lorsque deux niveaux de tension coexistent au niveau d'un poste source.

La modélisation se fait simplement par la mise en série de la réactance de court-circuit  $X_L$  de l'autotransformateur et d'un transformateur idéal de rapport de transformation  $\mu$ . La résistance de court-circuit  $R$  peut être négligée par rapport à sa réactance.

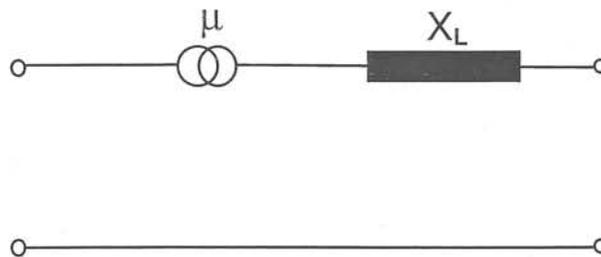


Figure 2.5 : Modélisation d'un autotransformateur

### 2.3.3 Modèle des charges

Dans un réseau de distribution, les charges sont représentées par des transformateurs HTA/BTB qui alimentent des clients en basse tension.

Une des difficultés de l'évaluation des paramètres électriques d'un réseau réside dans la modélisation précise du comportement d'une charge vis-à-vis des fluctuations de tension du réseau HTA. Pour le réseau de transport, les charges représentées par les réseaux HTA avals peuvent être considérées comme des injections de puissances actives et réactives indépendantes du niveau de tension. Cela est vrai grâce aux régleurs en charge équipant les transformateurs HTB/HTA. Ainsi, les fluctuations de tension du réseau HTB ne sont pas vues par le réseau HTA.

Pour les postes HTA/BTB le problème est différent, car leur rapport de transformation est fixé ou ajusté manuellement. Dans ce cas, on est amené à considérer les puissances actives et réactives dépendantes du module de la tension, ce qui peut être représenté de la façon suivante :

$$\underline{S}_i = P_i(V_i) + j^* Q_i(V_i) \quad (2.1)$$

Avec :

- $\underline{S}_i$  Puissance complexe injectée au noeud i
- $P_i$  Puissance active injectée au noeud i
- $Q_i$  Puissance réactive injectée au noeud i
- $V_i$  Module de la tension au noeud i

En supposant que les variations du module de la tension autour de sa valeur nominale restent faibles, la puissance consommée peut être approximée par une évaluation de Taylor de deuxième ordre autour de la tension nominale ce qui nous amène à l'expression suivante :

$$P_i(V_i) = cp_0 + cp_1 * V_i + cp_2 * V_i^2 \quad (2.2)$$

$$Q_i(V_i) = cq_0 + cq_1 * V_i + cq_2 * V_i^2 \quad (2.3)$$

avec :

$cp_0, cp_1, cp_2, cq_0, cq_1, cq_2$  coefficients qui indiquent l'influence de la charge en fonction de la tension.

Rizy[Rizy89] a utilisé ce modèle. Il a effectué une campagne de mesures dans une partie réduite d'un réseau de distribution afin de déterminer les différents coefficients  $cp_i$  et  $cq_i$ . En comparant les résultats de mesures et les résultats d'un calcul théorique, il a mis en évidence le modèle des charges décrit par les équations (2.2) et (2.3).

Cependant, on peut constater que si sur une large échelle et d'une manière systématique ce modèle est très proche de la réalité, sa mise en application se révèle quasiment impossible. En effet, la détermination des coefficients  $cp_i$  et  $cq_i$  est très coûteuse car elle nécessite la mise en place d'un nombre important d'appareils de mesure. De plus, rien ne prouve que les paramètres déterminés ne fluctuent pas au cours du temps.

Tout en restant suffisamment précis, le comportement des charges par rapport à la tension peut être exprimé d'une manière simplifiée par un modèle à courant, puissance ou impédance constante. En fonction des différents clients qui sont alimentés par un poste HTA/BTB (Industriels, résidentiels, commerciaux), le comportement du poste en question est du type précité ci-dessus ( $\underline{S}=\text{const}$ ,  $\underline{Z}=\text{const}$ ,  $\underline{I}=\text{const}$ ).

Par ailleurs, bien que la modélisation des charges soit importante pour le calcul exact des tensions et courants dans un réseau, elle n'a que peu d'incidence sur les résultats finaux d'une reconfiguration.

Nous allons étudier plus en détail l'influence de la modélisation des charges pour la reconfiguration dans le paragraphe 4.3.

Comme on le constatera plus loin, un modèle simple, comme le modèle à courant constant, est généralement suffisant lorsque l'on cherche à optimiser la topologie arborescente d'un réseau de distribution.

## 2.4 Les méthodes du calcul d'un réseau électrique

### 2.4.1 Les méthodes matricielles

Ces méthodes sont largement utilisées pour un calcul général du réseau où la topologie n'a pas de caractère spécifique (p. ex. topologie arborescente pour les réseaux de distribution).

Elles sont basées sur une description matricielle de la topologie du réseau électrique. Elles cherchent la solution par la résolution d'un système d'équations décrivant le comportement du réseau.

Une des méthodes la plus connue est celle de Newton-Raphson [Stag68]. Elle procède de la manière suivante :

On suppose que les charges aux noeuds sont connues, c'est-à-dire les puissances active et réactive consommées à un noeud  $j$ ,  $P_j$ ,  $Q_j$  sont spécifiées. On sait qu'il existe une relation analytique entre la puissance au noeud  $j$  d'un côté et les tensions  $V_j$  et déphasages  $\Theta_j$  de l'autre côté, que l'on cherche à calculer :

$$P_j = f(V_j, \Theta_j) \text{ pour } j = 1 \dots N \quad (2.4)$$

$$Q_j = f(V_j, \Theta_j) \text{ pour } j = 1 \dots N \quad (2.5)$$

Une linéarisation pour chaque noeud  $i$  autour du point nominal de fonctionnement ( $V_i = V_N$ ,  $\Theta_i = 0$ ) peut être effectuée par un développement de Taylor du premier ordre et on obtient les équations suivantes :

$$\Delta P_j = \sum_{k=1}^N \frac{\partial P_j}{\partial \Theta_k} \Delta \Theta_k + \sum_{k=1}^N \frac{\partial P_j}{\partial V_k} \Delta V_k$$

$$\Delta Q_j = \sum_{k=1}^N \frac{\partial Q_j}{\partial \Theta_k} \Delta \Theta_k + \sum_{k=1}^N \frac{\partial Q_j}{\partial V_k} \Delta V_k$$

ou bien :

$$\begin{pmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} \frac{\partial P}{\partial \Theta} & \frac{\partial P}{\partial V} \\ \frac{\partial Q}{\partial \Theta} & \frac{\partial Q}{\partial V} \end{pmatrix} \cdot \begin{pmatrix} \Delta \Theta \\ \Delta V \end{pmatrix} \quad (2.6)$$

La matrice avec les dérivées partielles représente le Jacobien. On résout ce système pour  $\Delta \Theta$  et  $\Delta V$ .

Chaque itération, pour la résolution de l'équation (2.6), se déroule comme suit :

En faisant une première estimation des tensions  $V_i = V_N$  et des déphasages  $\Theta_i = 0$  on peut calculer les puissances correspondantes d'après les équations (2.4) et (2.5) et on obtient les variations des puissances qui représentent le vecteur connu dans le système d'équations (2.6).

En calculant le Jacobien, on résout le système d'équation (2.6) pour calculer les variations de  $V$  et de  $\Theta$ .

Ainsi, on obtient de nouvelles estimations pour les tensions et les déphasages et l'itération peut recommencer.

La solution du système (2.6) se ramène à la résolution d'un système d'équations du type :

$$\underline{A} \underline{x} = \underline{b} \tag{2.7}$$

$\underline{A}$  représente le Jacobien dans le système d'équation (2.6),  $\underline{x}$  les vecteurs des  $\Delta\Theta$ ,  $\Delta V$ .

Une manière efficace de résoudre ce système consiste à effectuer une factorisation de la matrice  $\underline{A}$ , c'est à dire que l'on va décomposer la matrice  $\underline{A}$  en deux matrices  $L$  et  $U$  tel que :

$\underline{A} = \underline{L} \underline{U}$  (ou bien  $\underline{A} = \underline{L} \underline{L}^T$ , si  $\underline{A}$  est une matrice symétrique)

où  $\underline{L}$  est la matrice triangulaire inférieure et  $\underline{U}$  est la matrice triangulaire supérieure. Une fois le processus de la factorisation est terminé, on procède à l'étape de la résolution :

$$\underline{L} \cdot \underline{L}^T \cdot \underline{x} = \underline{b}$$

Cette étape est réalisée en deux phases : l'opération directe (*forward operation*) et l'opération inverse (*backward operation*).

L'opération directe consiste à résoudre :

$$\underline{y} = \underline{L}^{-1} \cdot \underline{b}$$

Ensuite l'opération inverse consiste à résoudre :

$$\underline{x} = (\underline{L}^T)^{-1} \cdot \underline{y}$$

Dans ce processus, la factorisation est la partie qui prend le plus de temps de calcul pendant l'itération. Il est alors souhaitable d'éviter la factorisation du Jacobien (matrice  $A$ ) lors de chaque pas d'itération.

On sait que dans un réseau électrique et pour un régime stable, les variations de la puissance active dépendent fortement des variations des phases des tensions et les variations des puissances réactives dépendent fortement des variations des modules de tension. C'est pour cette raison que l'on peut considérer :

$$\frac{\partial P}{\partial V} \ll \frac{\partial P}{\partial \Theta} \text{ et } \frac{\partial Q}{\partial \Theta} \ll \frac{\partial Q}{\partial V}$$

De plus, pour les réseaux de transport on peut en général négliger les résistances par rapport aux réactances. On peut alors considérer le Jacobien constant. Ce qui reste finalement du système d'équations (2.6) ce sont deux systèmes d'équations découplés où les éléments des matrices sont considérés constants :

$$(\Delta P) = \left( \frac{\partial P}{\partial \Theta} \right) \cdot (\Delta \Theta) \quad (2.8)$$

$$(\Delta Q) = \left( \frac{\partial Q}{\partial V} \right) \cdot (\Delta V) \quad (2.9)$$

Le grand avantage est alors que la factorisation des matrices n'a lieu qu'une seule fois ce qui permet de résoudre très vite les systèmes d'équations (2.8) et (2.9). Cette méthode est connue sous le nom de 'découplé rapide' ou '*Fast decoupled load flow*', *FDLF* [Stot74].

Par contre, ce type de résolution, bien adapté pour les réseaux de transport et de répartition, se révèle difficilement applicable pour les réseaux de distribution. Les caractéristiques des lignes, où le rapport résistance/réactance est plus élevé, ne permettent plus de faire les approximations mentionnées auparavant. Les éléments du Jacobien ne peuvent plus être considérés constants et on doit effectuer la factorisation à chaque itération, ce qui rend le temps de résolution très élevé.

Une méthodologie [Racj87], qui permet d'utiliser le principe de base du *FDLF* pour des réseaux avec un rapport résistance/réactance plus élevé (réseaux de distribution), en modifiant quelques éléments du Jacobien  $\underline{A}$ , permet d'atteindre la convergence de l'algorithme de résolution, alors que celui du *FDLF* de base ne converge pas.

Nous avons réalisé des simulations pour effectuer un load flow pour les réseaux de distribution en s'appuyant sur ces principes. Nous avons constaté que, pour les réseaux à notre disposition, la convergence du *FDLF* modifié n'est pas toujours assurée.

Nous avons alors décidé d'utiliser une méthode de calcul de répartition de charges mieux adaptée pour les réseaux de distribution et qui exploite sa structure arborescente.

## 2.4.2 Méthode se basant sur la topologie d'un réseau de distribution

### 2.4.2.1 Réseaux avec une configuration strictement arborescente

En exploitant la structure arborescente d'un réseau de distribution, on constate qu'il est possible de déterminer directement le sens d'un courant grâce à la configuration radiale. On peut alors construire un algorithme basé sur ce principe.

Le principe de résolution est le suivant :

On suppose que les injections des puissances active et réactive sont connues pour tous les noeuds du réseau. Elles peuvent être exprimées en fonction de leur modélisation ( $S = \text{constant}$ ,  $I = \text{constant}$ ,  $Z = \text{constant}$  ou  $S = a + b \cdot V + c \cdot V^2$ )

Les étapes itératives sont les suivantes :

1. Une première estimation de la tension  $V$  égale à sa valeur nominale  $V_N$ , permet de calculer toutes les injections de courant dans les noeuds.
2. En partant des noeuds extrémités, on calcule les courants dans les lignes en appliquant la loi des noeuds (figure 2.6).
3. A partir du poste source, où l'on suppose que la tension est constante et connue, on calcule les chutes de tension à travers les différentes branches, ce qui fournit des nouvelles estimations des tensions aux noeuds (figure 2.7).

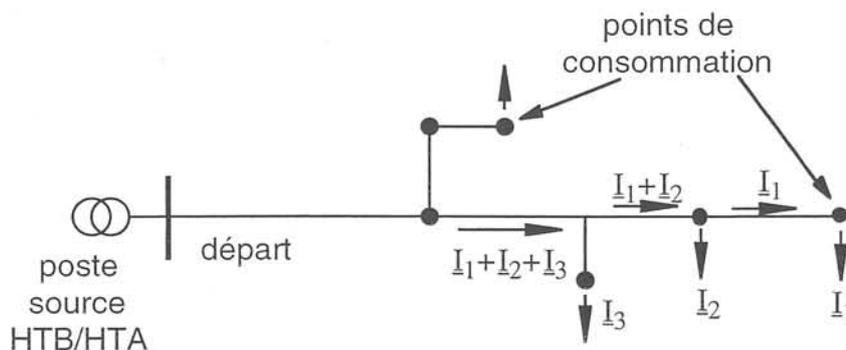
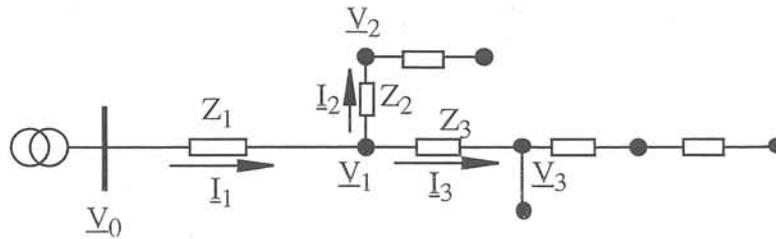


Figure 2.6 : Détermination des courants dans les branches



$$\begin{aligned} \underline{V}_0 = \text{const.} \quad \underline{V}_1 = \underline{V}_0 - Z_1 \underline{I}_1 \quad \underline{V}_2 = \underline{V}_1 - Z_2 \underline{I}_2 \quad \dots \\ \underline{V}_3 = \underline{V}_1 - Z_3 \underline{I}_3 \quad \dots \end{aligned}$$

Figure 2.7 : Détermination des tensions à partir du poste source

Une fois le nouveau plan de tension calculé, on répète les pas d'itérations 1 - 3 jusqu'à ce que l'on ait convergé vers un état stable (différence du plan de tension entre deux itérations successives inférieure à un certain seuil fixé).

Dans le cas particulier où les charges sont modélisées avec un courant constant, il suffit de cumuler les courants dans les branches et d'effectuer un calcul pour les tensions en partant du poste source.

Ce calcul n'a besoin que des étapes 2 et 3 décrites précédemment et il s'arrête alors au bout d'une seule itération. En général cet algorithme de load flow est beaucoup plus rapide qu'un algorithme basé sur des méthodes matricielles avec la particularité d'être seulement utilisable pour des réseaux arborescents.

En ce qui concerne l'implantation informatique de l'algorithme du load flow arborescent, différentes mises en oeuvre sont possibles. Nous avons programmé deux versions : La première approche utilise des techniques itératives, le deuxième algorithme est programmé avec des fonctions récursives [Bara89a], [Cher92].

Une représentation adaptée pour la topologie du réseau a été choisie qui nous permet de parcourir le graphe très rapidement (voir plus de détails sur cette représentation en §(2.5)).

#### Technique itérative :

Nous allons maintenant expliquer la réalisation de l'étape 2 par le premier algorithme, c'est-à-dire la progression vers le poste source :

#### Principe :

On met dans une liste d'attente tous les noeuds du réseau - à part le noeud du poste source - qui n'ont qu'un seul voisin, c'est-à-dire tous les noeuds extrémités du réseau. Ensuite on prend le premier élément de la liste, on le marque et on va visiter un voisin non marqué. Si celui-ci a plus d'un voisin

qui n'est pas encore marqué, on s'arrête et on choisit le prochain élément de la liste. Le nouveau noeud effectue le même traitement que son prédécesseur, c'est-à-dire qu'il va tenter d'aller vers son voisin non-visité. Si par contre, le nombre des voisins non-marqués est égal à un, on a trouvé la 'direction' vers le poste source. De plus on détermine pour ce noeud tous les courants en aval.

Nous avons reproduit en figure 2.8 avec un exemple illustratif du principe utilisé pour se diriger vers le poste source. Les différentes valeurs correspondent aux étapes de la procédure itérative. L'initialisation est faite en mettant les noeuds no 3 ,7, 8 ,9, 10 et 11 (et pas le noeud 1 puisqu'il représente le noeud source) dans la liste des noeuds extrémités.

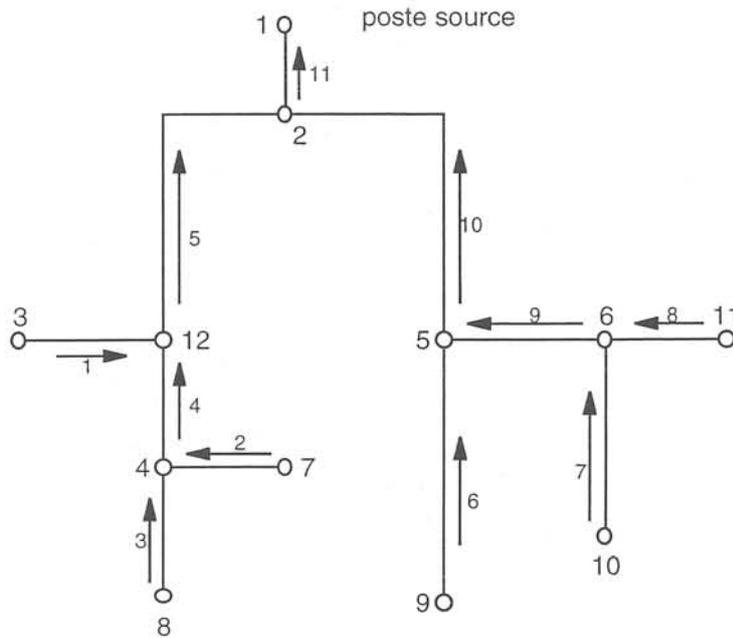


Figure 2.8 : Etapes du parcours itératif pour déterminer les courants dans les lignes

La procédure qui calcule les tensions aux noeuds (étape 3 dans l'algorithme décrit ci-dessus) est plus simple à réaliser par rapport à la procédure qui calcule les courants dans les branches.

Ci-dessous nous présentons cet algorithme en métalangage :

**Initialisations :**

Mettre dans une liste liste\_donneur le noeud correspondant au poste source du réseau.

Poser taille\_liste\_donneur = 1

Marquer tous les noeuds de la liste L

Poser taille\_liste\_recepteur = 0

```
TANT QUE taille_liste_donneur > 0 FAIRE
  POUR tous les éléments de liste_donneur notés l(i) FAIRE
    POUR tous les voisins non-marqués de l(i) notés v(j,l(i)) FAIRE
      Marquer v(j,l(i))
      Calculer la tension au noeud v(j,l(i)) selon équation (2. *)
      Mettre v(j,l(i)) dans la liste liste_recepteur
      taille_liste_recepteur++
    FIN POUR
  FIN POUR
  Poser liste_donneur = liste_recepteur
  Poser taille_liste_donneur = taille_liste_recepteur
  Vider liste_recepteur
  Poser taille_liste_recepteur = 0
FIN TANT QUE
```

### Algorithme récursif

En ce qui concerne la réalisation récursive des procédures du load flow, on note qu'elle est assez simple à mettre en oeuvre grâce à la configuration arborescente des réseaux de distribution. La règle avec laquelle on parcourt le réseau est décrite ci-après :

*On prenant le noeud du poste source comme noeud de départ, on tente d'aller vers des noeuds voisins qui n'étaient pas encore visités.*

On arrive ainsi à parcourir facilement le réseau. En figure 2.9 on voit les différentes étapes pendant ce style de parcours.

L'algorithme récursif représente une façon élégante de parcourir le réseau, de plus il est réalisé avec très peu de lignes de code informatique. Néanmoins, il a l'inconvénient d'avoir besoin de deux appels pour un calcul complet des courants et des tensions [Cher92]. La première fois, lorsque l'on se dirige vers les noeuds extrémités, on ne peut pas encore calculer les chutes de tension dans les lignes vu que l'on ne dispose pas encore des valeurs des courants à ce moment. Seulement lors du parcours inverse, on peut déterminer les courants. Ainsi, si l'on désire connaître les courants et les tensions, on doit appliquer l'algorithme une deuxième fois. Toutefois, nous allons voir dans le chapitre 4 que la connaissance des tensions nodales ne représente pas un grand intérêt lorsque l'on désire optimiser la topologie d'un réseau de distribution.

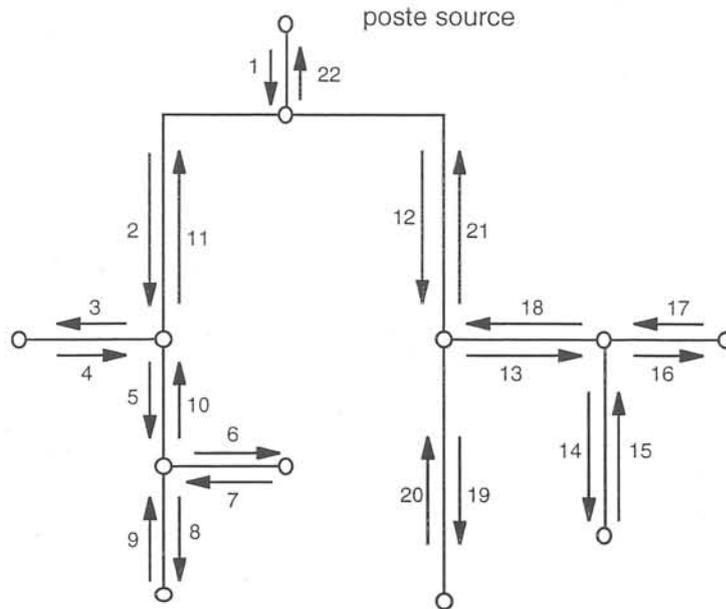


Figure 2.9 : Etapes du parcours récursif

#### 2.4.2.2 Réseaux faiblement maillés

Il se peut que pour certaines situations, on soit obligé d'effectuer un load flow où le réseau n'a pas une structure strictement arborescente, mais qu'il comporte quelques boucles.

La méthode décrite dans le paragraphe précédent est adaptée pour des réseaux faiblement maillés [Shir88]. Malgré les étapes supplémentaires nécessaires pour le traitement des boucles, cette méthode est plus rapide qu'un calcul matriciel.

L'étape 2 de l'algorithme décrit au §(2.4.2.1) effectue le calcul des courants dans les différentes branches du réseau. Ceci est possible grâce à la topologie radiale du réseau. Lorsqu'il y a une boucle dans le réseau ceci devient impossible, car le sens du courant n'est plus connu.

Lorsque l'on veut utiliser l'algorithme pour des réseaux arborescents, il est nécessaire d'ouvrir des boucles. Ceci peut être fait par l'insertion de deux points de coupure (*PdC* ou *breakpoints*). Un noeud qui se trouve dans une boucle est remplacé par deux points de coupure. Le courant dans la branche coupée par la création de deux points de coupure peut être remplacé par une injection de courant aux deux noeuds d'extrémités (figure 2.10)



Figure 2.10 : Concept de base pour l'ouverture des boucles

Le réseau ayant retrouvé une structure arborescente artificielle, peut être de nouveau traité par l'algorithme décrit en §(2.4.2.1). Le courant  $J_j$  au point de coupure  $j$  est ainsi injecté avec une polarité opposée aux deux noeuds d'extrémités du point de coupure. En présence des courants nodaux dus aux charges ou aux éléments capacitifs (*shunt elements*),  $J_j$  et  $-J_j$  doivent être ajoutés à ces courants nodaux.

Ci-joint on présente l'algorithme décrivant un load flow pour un réseau de distribution faiblement maillé :

Notions :

écart\_tension\_réseau := écart maximum de tension entre deux itérations successives.

écart\_tension\_point\_coupure := écart maximum de tension entre les points de coupure.

**Initialisation:**

Ouvrir les boucles en remplaçant un noeud de la boucle par deux PdC

Initialiser les courants dans les PdC égale zéro.

Poser écart\_tension\_réseau =  $\infty$

Poser écart\_tension\_point\_coupure =  $\infty$

**TANT QUE** écart\_tension\_point\_coupure > max\_écart\_tension\_point\_coupure **FAIRE**

**TANT QUE** écart\_tension\_réseau > max\_écart\_tension\_réseau **FAIRE**

        Calculer des courants dans les branches

        Calculer des tensions aux noeuds

        Evaluer écart\_tension\_réseau

**FIN TANT QUE**

        Mettre à jour les courants dans les points de coupure

        Evaluer écart\_tension\_point\_coupure

**FIN TANT QUE**

Le principe de calcul des courants dans les points de coupure est présenté dans la référence [Shir88] et [Tinn71]. Nous en présentons ci-après les grandes lignes :

On part du principe suivant : En connaissant les tensions  $\underline{V}_{BP}$  entre les PdCs et la topologie du réseau entre ces PdC représentés par la matrice  $\underline{Z}_{BP}$ , il est possible de déterminer leur influence sur les courants  $\underline{I}_{BP}$  entre les PdC.

$$\underline{V}_{BP} = \underline{Z}_{BP} \underline{I}_{BP} \quad (2.10)$$

avec  $\underline{V}_{BP}$  : Vecteur des tensions aux points de coupure  
 $\underline{Z}_{BP}$  : Matrice des impédances des points de coupure  
 $\underline{I}_{BP}$  : Vecteur des courants aux points de coupure

Pour un réseau ayant un comportement linéaire, on peut considérer que toutes les injections de courants se superposent d'une façon linéaire. Il est alors possible de connaître l'influence de l'injection des courants dans les PdC par rapport aux tensions des PdC.

La colonne  $j$  de la matrice  $\underline{Z}_{BP}$  peut être calculée en injectant le courant  $J_j = 1$  et  $J_i = 0$  ( $i=1, \dots, p$ ;  $i \neq j$ ;  $p$  étant la dimension de la matrice  $\underline{Z}_{BP}$ ). On effectue un calcul de répartition de charge pour déterminer les tensions aux noeuds dues à l'injection du courant  $J_j$ . Ceci donne (parmi d'autres tensions) les tensions aux points de coupure. En connaissant ces tensions, il est finalement possible de calculer les éléments d'une colonne de  $\underline{Z}_{BP}$ . L'injection de courant dans le point de coupure et le calcul suivant doivent être répétés pour tous les points de coupure afin de calculer tous les éléments de la matrice  $\underline{Z}_{BP}$ .

Une fois la matrice  $\underline{Z}_{BP}$  connue, on peut utiliser l'algorithme de résolution pour les réseaux arborescents. Au début de l'itération, les courants dans les points d'injection sont supposés nuls. Après la première itération, on obtient les tensions entre les points de coupure et il est alors possible de calculer les courants d'injections aux points de coupure en résolvant le système d'équations (2.10).

#### 2.4.2.3 Choix du positionnement des points de coupure

Lorsque les boucles dans le réseau doivent être ouvertes pour obtenir une configuration radiale, on doit les choisir de sorte que l'algorithme de résolution converge le plus vite possible. En effet, au départ du processus itératif, comme le courant dans les PdC est nul, il est préférable de choisir une branche de la boucle à ouvrir dont le courant n'est pas très élevé. Cependant, on ne sait pas avant le calcul quelle branche sera la moins chargée dans une boucle. La démarche sera alors la suivante : L'expérience montre que plus on se trouve loin du poste source plus les courants dans les lignes sont faibles. Pour cela on choisit les branches à ouvrir par ordre de distance décroissante à partir du poste source. La distance est représentée par le nombre de noeuds qui se trouvent entre les branches de la boucle en question et le poste source. La figure 2.11 montre un réseau avec une topologie faiblement maillée. Les chiffres représentent le nombre de noeuds entre les branches et le poste source. On ouvre les différentes boucles une par une afin d'obtenir à la fin un réseau arborescent.

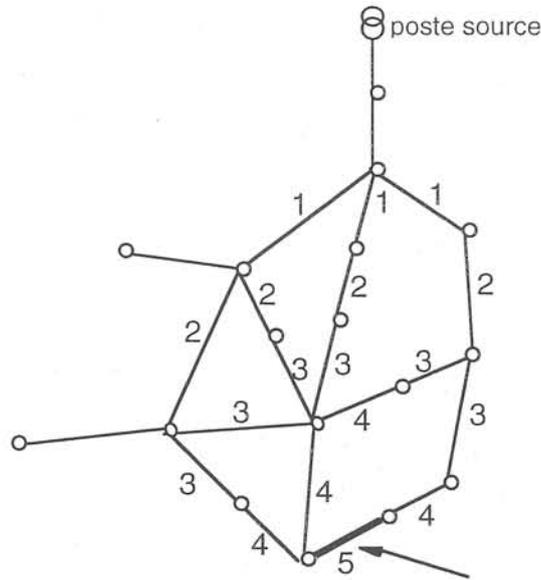


Figure 2.11 : Choix de la branche à ouvrir

#### 2.4.2.4 Caractéristiques de convergence

En ce qui concerne les caractéristiques de convergence de l'algorithme, nous avons constaté que le processus pour déterminer les tensions du réseau arborescent prend 3 itérations environ. Le processus pour déterminer les courants dans les points de coupure nécessite autant de pas. Ainsi, le nombre total d'itérations pour le load flow d'un réseau de distribution faiblement maillé s'élève à  $3 \times 3 = 9$  itérations.

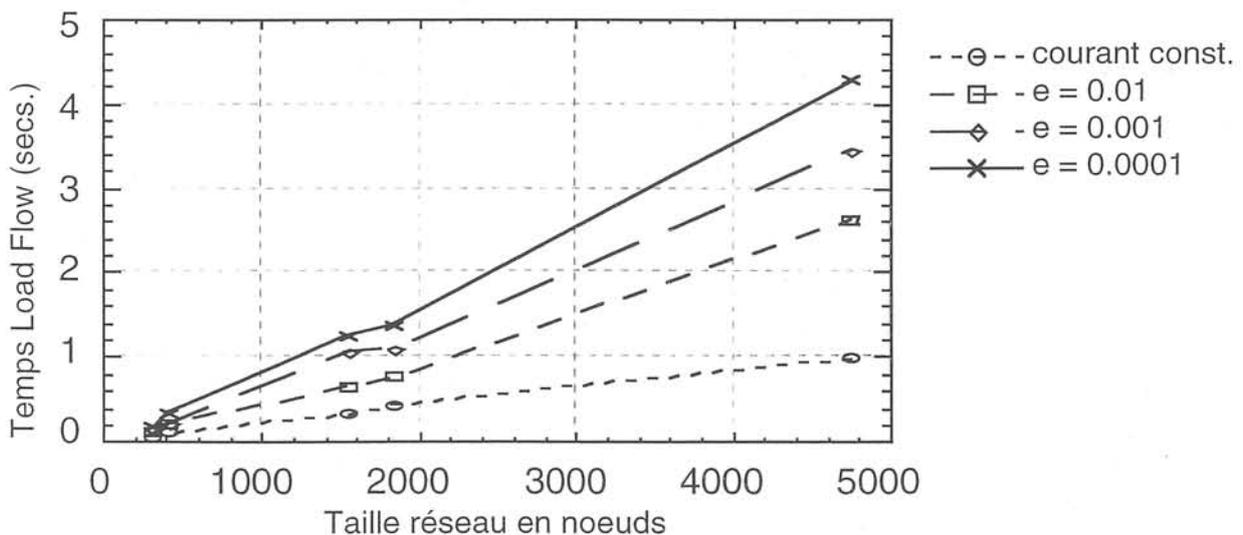


Figure 2.12 : Temps de calcul pour le load flow des réseaux arborescents

La figure 2.12 représente les temps de calcul pour effectuer un load flow pour des réseaux réels de tailles différentes. Les temps indiqués sont valables pour les calculs des réseaux arborescents. Même

avec un ordinateur d'une puissance relativement modeste (PC, 80486, 66 MHz) et des données de très grande taille, la résolution s'effectue très vite pour différents critères de convergence  $\epsilon$ .

### 2.4.3 Load flow localisé

Lorsque l'on traite des réseaux de taille réelle, la contrainte de temps est très importante dans le processus d'optimisation. Il devient indispensable d'éviter tout calcul redondant.

Pendant la phase d'optimisation du réseau, la modification courante consiste à transférer une charge ou des groupes de charges depuis un chemin partant d'un départ vers un autre. Pour la mise à jour des tensions et des courants après ce transfert, on n'a pas besoin de recalculer le réseau entier. Si les charges sont modélisées à puissance ou à impédance constante, on effectue un calcul du réseau uniquement pour les deux départs qui ont participé au transfert de charges. Les autres parties n'étant pas affectées par le transfert, elles n'ont pas besoin d'être recalculées. Nous appelons ce calcul 'load flow réduit' ou 'load flow localisé' (figure 2.13).

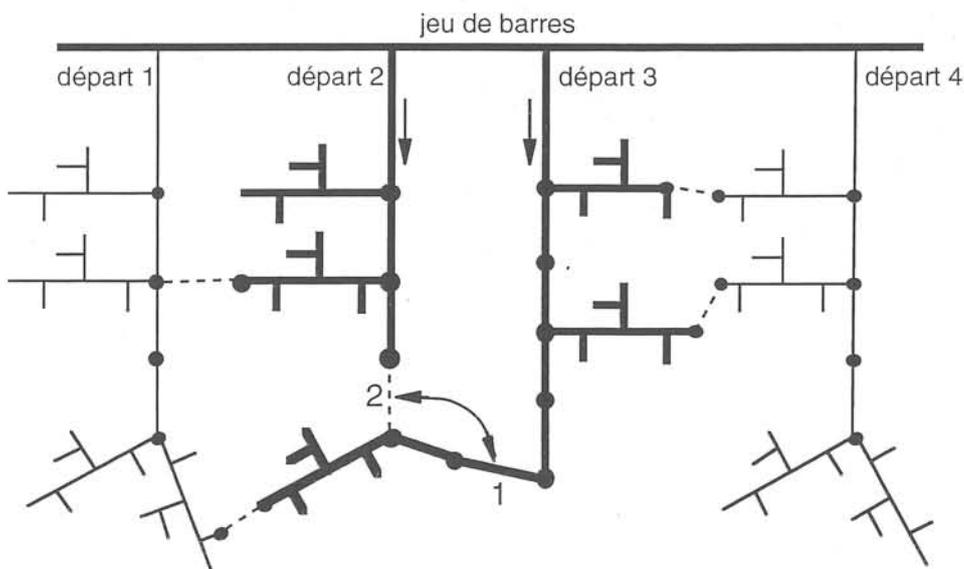


Figure 2.13 : Concept du load flow réduit

Suite à la permutation des états ouverts/fermés des branches 1 et 2, seuls les courants des départs 2 et 3 vont changer et par conséquent seules les tensions dans les parties désignées en gras vont prendre une autre valeur. Les parties alimentées par les départs 1 et 4 ne changeront pas.

Pour un réseau de petite taille, le gain de temps par rapport à un calcul complet est faible, alors que pour un réseau d'une taille plus étendue, un load flow localisé devient beaucoup plus intéressant.

Les étapes d'un load flow réduit consistent à déterminer les parties affectées par un transfert de charge et à effectuer un load flow uniquement pour ces parties du réseau.

Il est intéressant de donner un ordre de grandeur pour le temps des deux calculs. Nous avons utilisé des données d'un réseau réel comportant un ensemble de consommateurs alimenté par cinq postes

sources ce qui représente un nombre total des noeuds de 4739. Afin de réduire les pertes, un transfert de charge entre deux départs a été effectué. Les deux départs alimentent un ensemble de 302 noeuds. Ci-dessous les deux temps de calcul :

Load flow pour les parties affectées	: 0,5 sec <sup>1</sup>
Load flow complet	: 4,7 sec <sup>1</sup>

## 2.5 Représentation de la topologie d'un réseau de distribution : structure des données

La représentation de la topologie - couramment utilisée pour les réseaux électriques - consiste à établir une matrice décrivant les connexions des noeuds entre eux (matrice d'incidence). Par des opérations matricielles très simples, il est ainsi possible de trouver une autre matrice (Matrice Ybus) avec laquelle le calcul du load flow - basé sur la méthode Newton-Raphson (2.4.1)- est réalisé.

Grâce à la configuration radiale des réseaux de distribution, l'approche matricielle pour le load flow n'est pas nécessaire.

Nous avons donc choisi une représentation du réseau qui est adaptée au type de le load flow utilisé. Le réseau est calculé en le parcourant à partir de ses extrémités vers le poste source et dans le sens inverse §(2.4.2.1). Un tel parcours de graphe nécessite une représentation adaptée de la topologie.

Les données des noeuds sont organisées de telle sorte que l'on connaisse tous les voisins et les liaisons correspondantes.

La figure 2.14 représente la topologie d'un petit réseau. Les chiffres entourés correspondent aux numéros de branches, les autres aux numéros de noeuds. Les données associées aux noeuds du réseau sont indiquées dans la figure 2.15.

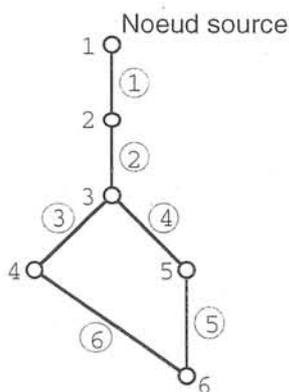


Figure 2.14 : Topologie d'un réseau électrique

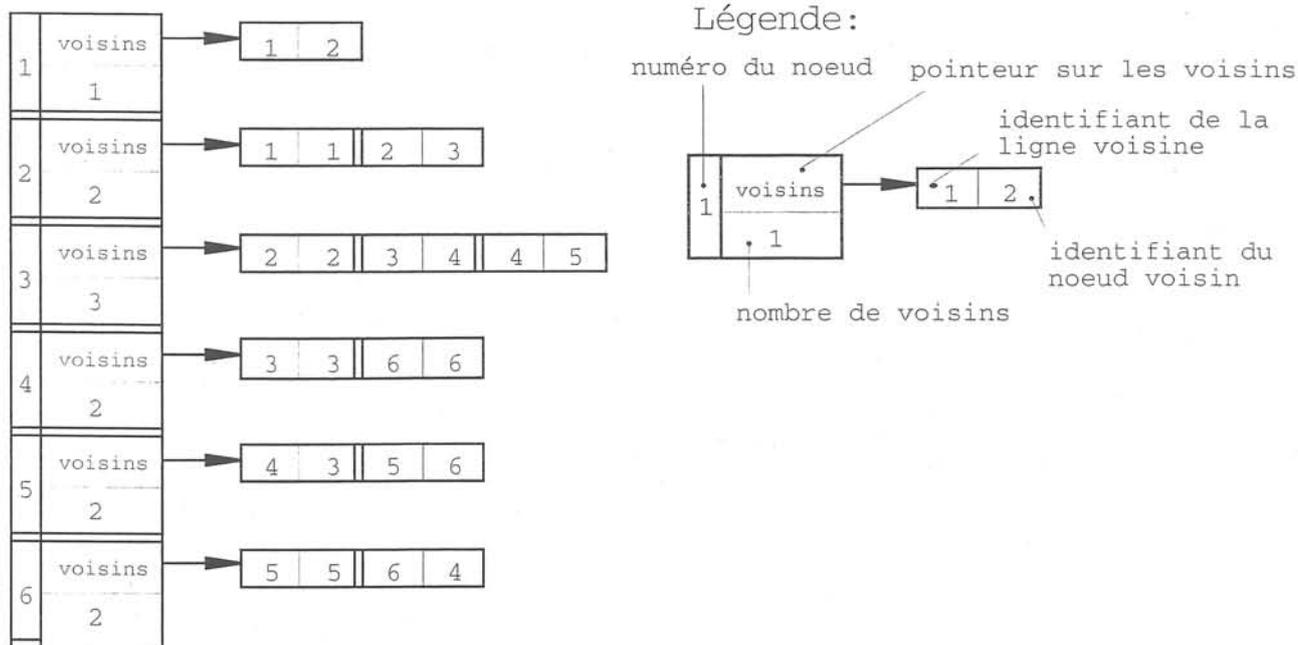


Figure 2.15 : Représentation de la topologie

Une fois que les données concernant la structure du réseau sont lues, on peut établir la liste de chaînage décrivant sa topologie. Cette liste représente un élément fondamental pour toutes les procédures effectuant un parcours de graphe, que se soit le load flow pour un réseau arborescent ou bien des procédures d'optimisation de topologie.

Un avantage supplémentaire de cette représentation est que l'on ne stocke pas les éléments nuls. Ceci devient indispensable lorsque les réseaux dépassent une certaine taille.

## 2.6 Fiabilités des données

Tout calcul de load flow nécessite une base de données qui représente les caractéristiques des lignes et des charges du réseau. Les données avec lesquelles nous avons effectué nos calculs, ont été fournies par Electricité de France (E.D.F.). Elles proviennent de la base de données GDO/MT, un système de gestion des ouvrages pour les réseaux moyenne tension développé par E.D.F. depuis les années 70. Une telle source avec des informations détaillées des réseaux est indispensable pour toute optimisation et calcul.

Lorsque les exploitants des réseaux de distribution d'EDF effectuent des études de sûreté du réseau (les lignes ne devraient pas être exploitées près de leur capacité maximale), ils se basent sur une campagne de mesure qui est effectuée au moment où le réseau est le plus chargé (heure de pointe). Si la conception du réseau est faite pour ce moment critique, il est fort probable que pour le reste de l'année les contraintes soient aussi respectées. Une des données indispensables pour leur étude est la puissance consommée au niveau des postes HTA/BTB.

Afin de déterminer ces puissances, les exploitants se servent de données statistiques et de mesures. Sur les réseaux HTA, la courbe de charge est souvent connue au niveau des points d'injection HTA (source HTB/HTA); des mesures de maximum de puissances sont généralement faites au niveau de chaque départ HTA. Cependant au niveau des postes HTA/BTB, il n'y a pratiquement aucune mesure de caractère permanent. On est donc bien loin de pouvoir connaître ainsi la puissance de pointe réelle en un point précis du réseau. Il faut donc effectuer certains calculs pour déterminer la charge en chaque point du réseau HTA [Pers84].

L'information de base est la mesure de puissance maximale totale  $P_{totale}$  au niveau des départs. Pour répartir  $P_{totale}$  sur les différents postes des départs, on cherche à utiliser toutes les informations disponibles. Sur un transformateur  $i$ , on peut connaître :

- La valeur de la puissance maximale annuelle obtenue par le calcul statistique à partir des consommations des clients basse tension alimentés à partir de ce transformateur. Cette valeur est notée  $P^i_C$ .
- La valeur de la puissance maximale souscrite par le client quand le transformateur alimente un client raccordé directement en moyenne tension. Cette valeur est notée  $P^i_S$ .
- ou, à défaut, la puissance nominale du transformateur, notée  $P^i_N$ .

La qualité de l'information n'est pas du tout la même selon que l'on dispose de  $P^i_C$  ou seulement de  $P^i_N$ . En effet, la puissance maximale réellement appelée sur le transformateur en question, au moment de la pointe du départ, peut être sensiblement inférieure à la puissance souscrite ou à la puissance nominale du transformateur.

On pondère donc chaque type de valeur par un coefficient différent en écrivant :

$$P_{totale} = k_1 \sum_i P^i_C + k_2 \sum_i P^i_N + k_3 \sum_i P^i_S$$

$i$  étant étendu à tous les transformateurs HTA/BTB du départ étudié.

$P_{totale}$  étant supposé connue, on fixe par expérience les valeurs  $k_1$  et  $k_3$ , et on détermine  $k_2$ , en le déduisant de la formule ci-dessus.

Le principe de la répartition de la charge sur tous les transformateurs HTA/BTB du départ consiste alors à supposer qu'en un point  $j$  quelconque on peut écrire :

$$P_j = k_1 \sum_i P^i_C + k_2 \sum_i P^i_N + k_3 \sum_i P^i_S$$

$i$  étant étendu à tous les transformateurs situés en aval de  $j$ .

Cette méthode relativement simple donne généralement une approximation de la répartition des charges permettant d'effectuer les calculs de load flow avec une précision tout à fait acceptable. Pour une étude plus approfondie, on se réfère à [Codi82]

Cependant, on peut se demander dans quel but les puissances de pointe peuvent être utilisées. Lorsque l'on cherche à concevoir le réseau qui a la capacité de reprendre le service après un défaut sur un départ, il est nécessaire de se placer dans le cas le plus défavorable, c'est-à-dire l'heure de pointe.

Mais si l'on cherche à modifier la topologie du réseau pour réduire les chutes de tensions ou les pertes Joule, il faudrait connaître les consommations des charges pendant toute l'année.

Il est certain que la topologie du réseau ayant des pertes Joule ou des chutes de tension minimales peut évoluer au cours d'une journée, notamment si la variation des charges aux différents noeuds ne peut être considérée comme homothétique. Toutefois, l'écart pour un même point de consommation entre les pertes Joule/chutes de tension correspondant à ces diverses topologies est très faible. Une modification du schéma d'exploitation ne peut être justifiée que lorsque les coûts des manoeuvres effectués sont inférieurs aux coûts des pertes réduites. Dans le chapitre 5, nous traitons ce problème plus en détail où nous allons étudier l'influence des variations des charges par rapport à la topologie optimale.

## 2.7 Conclusion

Dans ce paragraphe nous avons présenté une modélisation adéquate des différents éléments d'un réseau de distribution. Cette modélisation est adaptée pour les algorithmes de reconfiguration. Nous avons également décrit différentes méthodes de calcul de répartition de charges qui peuvent s'appliquer à un réseau de distribution comportant différents modèles de charge. Grâce à la topologie particulière des réseaux de distribution, il est possible d'effectuer un load flow à l'aide d'un parcours de graphe très simple. Ainsi, on dispose d'un outil de base performant pour toute procédure d'optimisation de topologie des réseaux de distribution.



## **Chapitre 3**

# **Optimisation de la topologie d'un réseau de distribution**



## 3.1 Introduction

Dans ce chapitre nous allons discuter, d'une manière générale, des méthodes d'optimisation de la topologie d'un réseau de distribution. Nous commencerons d'abord par la formulation du problème d'optimisation.

## 3.2 Formulation du problème

### 3.2.1 Généralités

Un réseau de distribution est en général exploité avec une topologie arborescente car les dispositifs de protection sont plus simples à concevoir pour ce schéma d'exploitation.

Néanmoins, des boucles sont possibles, mais restent en général ouvertes (exploitation en boucle ouverte). Ce schéma d'exploitation est principalement justifié par le besoin de réalimenter des zones privées d'énergie après un incident (court-circuit sur une ligne par exemple).

Pour le régime normal d'exploitation, le point ouvert dans les boucles, c'est-à-dire l'endroit de la branche ouverte, n'a pas de contrainte particulière à condition que les lignes ne soient pas surchargées et que les tensions nodales restent dans une marge spécifiée. Souvent, ce point ouvert est choisi de façon à ce que l'on optimise un certain critère (par exemple pour réduire les pertes Joule). Pour des réseaux de distribution où le nombre de mailles n'est pas très important et où les mailles sont toutes indépendantes les unes des autres (c'est-à-dire, non adjacentes), le nombre de combinaisons pour les différents points ouverts est très limité. Par une simple évaluation de tous les cas possibles, on arrive facilement à trouver les points d'ouverture optimaux. Cependant, lorsque les mailles ne sont plus indépendantes - ce qui est en général le cas - le nombre de possibilités augmente d'une façon exponentielle.

Ainsi, on peut formuler un problème d'optimisation telle que:

minimiser une fonction objectif  $f(Y,Z,U)$

sous les contraintes:

$g(Y,Z,U) = 0$	les deux équations de Kirchhoff (lois des mailles et loi des noeuds)
$h(Y,Z,U) \leq 0$	contraintes de sécurité
$j(U) = 1$	contrainte de l'arborescence
$k(U) \leq 0$	contrainte sur les manoeuvres
$l(U) \leq 0$	contrainte sur les clients importants

avec:

- Y : Ensemble des courants dans les lignes
- Z : Ensemble des tensions nodales
- U : Ensemble des états ouvert/fermé des branches tel que:
  - $u_i = 1$  si la branche est ouverte
  - $u_i = 0$  si la branche est fermée

L'optimisation de la topologie d'un réseau de distribution représente donc un problème combinatoire, non-différentiable, à caractère discret.

### 3.2.2 Formulations des contraintes

#### Arborescence

La contrainte de l'arborescence d'un réseau est lourde à exprimer en termes d'équations mathématiques. Ainsi, nous l'exprimons de la manière suivante:

*Pour tout noeud du réseau, il doit exister un seul chemin par lequel on peut atteindre tout autre noeud du réseau.*

#### Manoeuvres

La contrainte sur les manoeuvres est considérée pour tenir compte de l'effort des exploitants pour passer de la configuration initiale vers la configuration finale trouvée par l'algorithme d'optimisation. Il faut que la configuration optimisée ne soit pas trop éloignée de la configuration d'origine.

Le nombre de manoeuvres pour une topologie donnée s'exprime de la manière suivante:

$$nbrMan = \sum_i |u_{i,Avant} - u_{i,Actuel}| \quad (3.1)$$

avec  $u_{i,Avant}$  étant l'état ouvert/fermé de la branche  $i$  avant une optimisation et  $u_{i,Actuel}$  étant l'état ouvert/fermé de la branche  $i$  pour la topologie actuelle.

Ainsi, un nombre maximal de manoeuvres ( $nbrManMax$ ) doit être respecté:

$$nbrMan \leq nbrManMax \quad (3.2)$$

#### Contraintes de sécurité

En ce qui concerne les contraintes de sécurité, on considère que les écarts de tension maximaux doivent rester en dessous d'une certaine limite fixée par la compagnie d'électricité (environ 5% à 10% de la tension nominale). La contrainte pour les tensions s'exprime de la façon suivante:

$$\text{Max}\left(|V_{\text{Nominale}} - \underline{V}_0|, |V_{\text{Nominale}} - \underline{V}_1|, \dots, |V_{\text{Nominale}} - \underline{V}_N|\right) < \text{écartMax} \quad (3.3)$$

avec:

- $\underline{V}_i$  : Tension au noeud i  
 $V_{\text{Nom}}$  : Tension nominale au poste source

De plus, les courants dans les lignes ne doivent pas dépasser leur valeur maximale admissible:

$$\text{Max}\left(\frac{|I_0|}{I_{0,\text{max}}}, \frac{|I_1|}{I_{1,\text{max}}}, \dots, \frac{|I_L|}{I_{L,\text{max}}}\right) < 1 \quad (3.4)$$

avec:

- $I_i$  : courant de la branche i  
 $I_{i,\text{max}}$  : courant maximal de la branche i

### Contraintes sur les clients importants

Pour les clients importants, les compagnies d'électricité assurent un temps de coupure inférieur à la moyenne. Une des manières pour faire face à ce problème consiste à alimenter ces clients d'une façon équilibrée parmi les postes source. Dans le cas d'un incident majeur (perte d'un poste source entier), le risque de couper un grand nombre de clients importants est donc réduit. Par conséquent, un seul poste source ne doit pas alimenter un trop grand nombre de clients important par rapport à une moyenne optimale. On peut ainsi définir la contrainte suivante:

$$\frac{\sum_j^{\text{nombre postes source}} |N_j - N_{\text{opt}}|}{\text{nombre postes source}} < \text{écartMax}$$

avec:

- $N_{\text{opt}}$  : Nombre optimal des clients importants à alimenter par poste source, c'est-à-dire:  

$$N_{\text{opt}} = \frac{\text{nombre total clients importants}}{\text{nombre postes source}}$$
  
 $N_j$  : Nombre des clients importants alimentés par le poste source j  
 $\text{écartMax}$  : écart maximal qui définit un déséquilibre trop important

### 3.2.3 Critères d'optimisation

Ci-après, nous évoquons différents critères que l'on cherche en général à optimiser.

**Pertes Joule:**

La réduction des pertes Joule représente un intérêt économique pour les entreprises d'électricité. En général, cette réduction entraîne aussi une augmentation de la marge des courants dans les lignes.

La réduction des pertes Joule signifie la minimisation de l'expression suivante:

$$f_{Objectif} = \sum_i^L R_i |I_i|^2 \tag{3.5}$$

avec:

- L : l'ensemble des lignes
- R<sub>i</sub> : Résistance de la ligne i
- I<sub>i</sub> : Courant complexe dans la ligne i

**Écarts de tension:**

Des écarts de tension peuvent entraîner un mauvais fonctionnement des appareils HTA et BTB.

La réduction des écarts de tension par rapport à la tension nominale peut être réalisée en minimisant l'expression suivante:

$$f_{objectif} = \sum_{i=1}^N \frac{|V_{Nom} - V_i|}{V_{Nom}} \cdot c_{Pond,i} \tag{3.6}$$

avec:

- N : l'ensemble des noeuds
- V<sub>i</sub> : Tension au noeud i
- V<sub>Nom</sub> : Tension au poste source
- |.| : Opérateur pour calculer le module d'une grandeur complexe
- c<sub>Pond,i</sub> : Coefficient de pondération du noeud i

Dans l'expression (3.6), nous avons rajouté un coefficient de pondération *c<sub>Pond,i</sub>* qui tient compte de 'l'importance' du noeud i. Ainsi, une chute de tension de 5% chez un client qui consomme 5 MVA doit avoir un poids plus fort dans l'optimisation que la même chute de tension chez un client avec 20 kVA de consommation. Pour tenir compte de cette importance, on peut par exemple choisir le coefficient de la façon suivante: *c<sub>Pond,i</sub>* = Puissance injectée au noeud i.

**Ecart de tension maximale:**

La contrainte décrite par l'équation (3.3) peut également être prise en tant que critère à optimiser. Ainsi, nous minimisons l'expression suivante:

$$f_{Objectif} = Max(|V_{Nom} - V_0|, |V_{Nom} - V_1|, \dots, |V_{Nom} - V_k|) \tag{3.7}$$

**Equilibre des courants:**

Des courants déséquilibrés ne sont pas désirables car ils augmentent les pertes Joule et laissent moins de marge de courant ce qui est important lors d'un incident. Une expression qui exprime ce déséquilibre est la suivante[Bara89b]:

$$f_{Objectif} = \sum_i^L \left( \frac{|I_i|}{I_{i,max}} \right)^2 \tag{3.8}$$

**Suppression des surcharges**

Pour le régime incident, il est primordial de posséder une topologie qui ne comporte pas de ligne surchargée. Afin de pénaliser fortement les surcharges, l'expression suivante peut être minimisée:

$$f_{Objectif} = \sum_i^L c_i \left( \frac{|I_i|}{I_{i,max}} \right) \tag{3.9}$$

avec:

$$c_i = \begin{cases} 1 & \text{si } |I_i| \geq I_{i,max} \\ 0 & \text{si } |I_i| < I_{i,max} \end{cases}$$

**Ligne la plus chargée**

De la même façon que pour le critère (3.7), nous pouvons aussi considérer la contrainte (3.4) en tant que critère à minimiser:

$$f_{Objectif} = Max\left(\frac{|I_0|}{I_{0,max}}, \frac{|I_1|}{I_{1,max}}, \dots, \frac{|I_L|}{I_{L,max}}\right) \tag{3.10}$$

Remarque:

Les critères (3.7) et (3.9) ne considèrent qu'un seul noeud ou qu'une seule branche. Le fait de tenir compte d'une partie si réduite du réseau peut entraîner l'algorithme de recherche à tout faire pour satisfaire la contrainte en un noeud. Ainsi, les configurations prises peuvent être de mauvaises qualités vis-à-vis des critères globaux et créer un très fort déséquilibre, alors qu'elles sont optimales pour le critère qui ne concerne qu'un seul noeud.

### Minimisation du nombre des manoeuvres

Le nombre de manoeuvres à effectuer pour atteindre la configuration finale à partir de la configuration initiale doit être le plus petit possible. Ceci est dû aux difficultés pour réaliser les manoeuvres sur le terrain.

Afin de tenir compte du coût des manoeuvres on peut par exemple définir la fonction objectif suivante que l'on cherche à minimiser:

$$f_{\text{objectif}} = \sum_i^I |u_{i,\text{Avant}} - u_{i,\text{Actuel}}| \quad (3.11)$$

Le problème de la minimisation de la fonction objectif ci-dessus atteint son optimum global lorsqu'il n'y a aucune manoeuvre à effectuer. Afin de faire face à ce problème trivial, il est possible de choisir une fonction objectif globale qui est constituée d'une combinaison linéaire d'une des fonctions (3.5), (3.6) ou (3.8) avec (3.11)[Royt95]:

$$f_{\text{objectif,Globale}} = c_1 \cdot f_{\text{objectif},1} + c_2 \cdot f_{\text{objectif},2} + c_2 \cdot f_{\text{objectif},2} + \dots \quad (3.12)$$

Ainsi, il faut attribuer des valeurs aux coefficients de pondération  $c_i$ . Néanmoins, il se peut qu'une fonction objectif  $f_{\text{objectif},i}$  soit très dominante par rapport à toutes les autres et il est alors nécessaire d'équilibrer leurs influences par des coefficients adaptés. Le choix approprié des coefficients n'est pas un problème simple. On peut toutefois effectuer une série d'optimisations où l'on modifie à chaque fois les coefficients et ensuite on estime la qualité du résultat avec des règles heuristiques. Ainsi, on arrive à avoir un ensemble de coefficients qui donnent des résultats satisfaisants, mais qui peuvent rarement être réutilisés pour un réseau avec des caractéristiques différentes.

Il semble donc plus approprié de considérer les manoeuvres en tant que contrainte du problème d'optimisation.

### 3.3 Approches de résolution

Le problème d'optimisation de la topologie des réseaux de distribution fait appel à un domaine de la recherche opérationnelle qui est connu sous le nom de la programmation en nombres entiers (PNE), c'est-à-dire des problèmes d'optimisation dans lesquels les variables de décision sont astreintes à ne prendre que des valeurs entières (ou seulement certaines valeurs entières).

Par exemple une compagnie aérienne cherche à établir un programme annuel de vol tout en minimisant le coût total créé par les avions et son équipage. Les variables de décision sont le nombre d'avions à acheter ou à louer. Une solution qui comporte un nombre fractionnaire d'avions n'est évidemment pas acceptable.

Notons aussi que l'on peut toujours ramener un problème en nombres entiers à un problème où les variables de décision sont de nature binaire (0 ou 1)[Mino83].

La première idée qui vient à l'esprit lorsque l'on est confronté à un problème des nombres entiers est d'utiliser des méthodes dites 'arrondi'. Elles cherchent d'abord à trouver l'optimum avec des variables continues. Ensuite chaque variable de décision est remplacée par son entier le plus proche.

Néanmoins cette approche mène souvent à une solution très éloignée de l'optimum en entier. Un exemple montré dans l'ouvrage de Minoux [Minou83] montre clairement l'insuffisance d'une telle méthode.

La minimisation d'une des fonctions objectif mentionnées dans le paragraphe précédent représente un problème d'optimisation qui est difficile à résoudre surtout en raison des contraintes imposées. Déjà l'arborescence représente une contrainte qui ne peut être facilement exprimée en terme d'équations. Toutefois, grâce à la nature binaire des variables de décision, une première approche simple consiste à énumérer toutes les solutions possibles.

#### 3.3.1 Parcours exhaustif des solutions

Pour des réseaux où le nombre de variables de décision n'est pas trop élevé (<50), la solution du problème peut être trouvée en appliquant un algorithme qui parcourt un arbre de décision en énumérant d'une manière exhaustive les solutions possibles.

La décision si la k ième ligne est ouverte/fermée est indiquée par la variable de décision binaire:

$$x_k = \begin{cases} 1 & \text{si la } k \text{ ième ligne est fermée} \\ 0 & \text{si la } k \text{ ième ligne est ouverte} \end{cases}$$

En tout, il y a  $2^L$  combinaisons possibles (L étant le nombre de branches manoeuvrables) pour l'état des lignes, chacune correspond à un vecteur de décision:

$$\underline{x} = (x_1, x_2, \dots, x_L)$$

Le processus de décision est bien représenté par un arbre binaire comme il est illustré en figure 3.1.

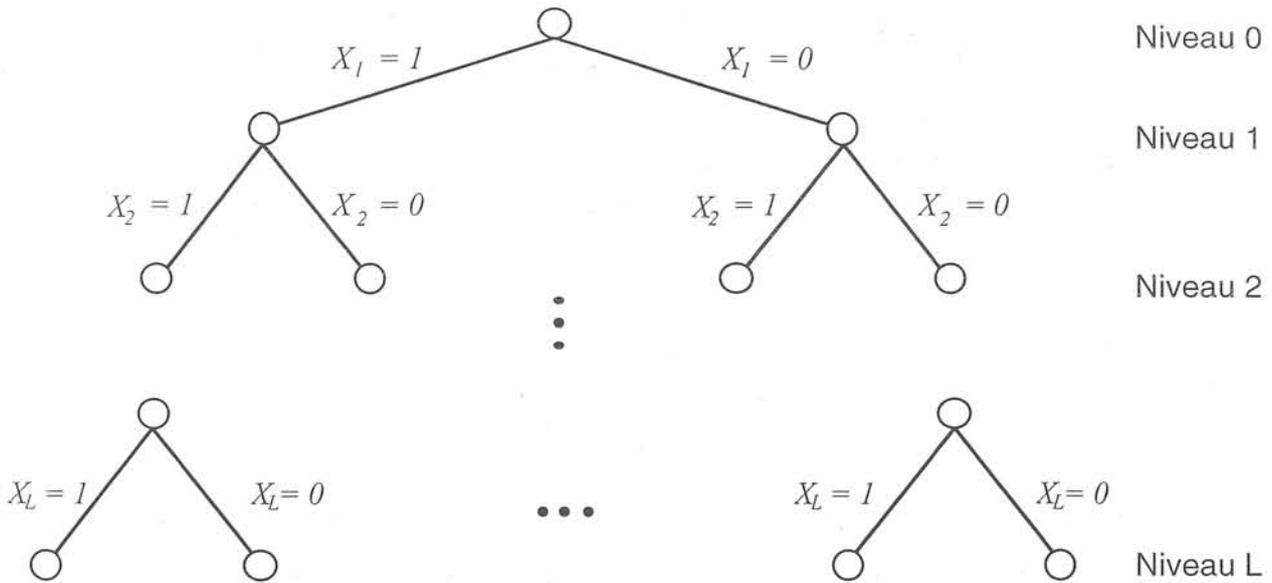


Figure 3.1: Arbre de décision

La figure 3.2, représente un arbre de décision pour la détermination d'une topologie d'un réseau avec quatre branches manoeuvrables. Trois configurations finales entourées sont les seules à respecter la contrainte d'arborescence.

Au début, (noeud racine, niveau 0), toutes les variables de décision sont indéfinies. En descendant les niveaux, on donne aux différentes variables de décision  $x_i$  une valeur.

En bas de l'arbre de décision, chacun des  $2^L$  noeuds terminaux (feuilles) est associé à une solution (qui n'est pas nécessairement réalisable).

En se dirigeant vers les feuilles, il est évident que l'on ne va pas visiter l'ensemble des feuilles. En effet, on peut déjà 'tailler' l'arbre en interdisant de prendre certaines branches où l'on est certain qu'aucune configuration réalisable n'existe. Par exemple, dans la figure 3.2, lorsque l'on transite du niveau 1 au niveau 2, on a quatre configurations différentes à examiner. Pour la configuration marquée par une flèche, le réseau est séparé en deux parties et cette 'séparation' du réseau sera maintenue pour toutes les configurations en aval de cette branche de l'arbre de décision. Ainsi, la contrainte par rapport à l'arborescence ne serait plus satisfaite.

Une autre décision de poursuivre la recherche à une branche  $i$  donnée, peut être prise à l'aide d'une 'évaluation par défaut'. Elle permet d'évaluer la valeur d'une meilleure solution théorique suite à des décisions déjà prises (on a attribué aux variables  $x_0, x_1, \dots, x_i$  une valeur). La solution est théorique car on relaxe la contrainte de la bivalence des variables  $x_i, \dots, x_L$ . Si une évaluation par défaut ne permet pas d'obtenir une solution réalisable, on lui attribue une valeur spéciale par exemple  $+\infty$ .

Ainsi, à un niveau donné, on poursuit la recherche avec la branche qui donne la plus petite évaluation par défaut.

En recherche opérationnelle, cette méthode est aussi connue sous le nom de 'séparation et évaluation' (*branch and bound*) [Mino83].

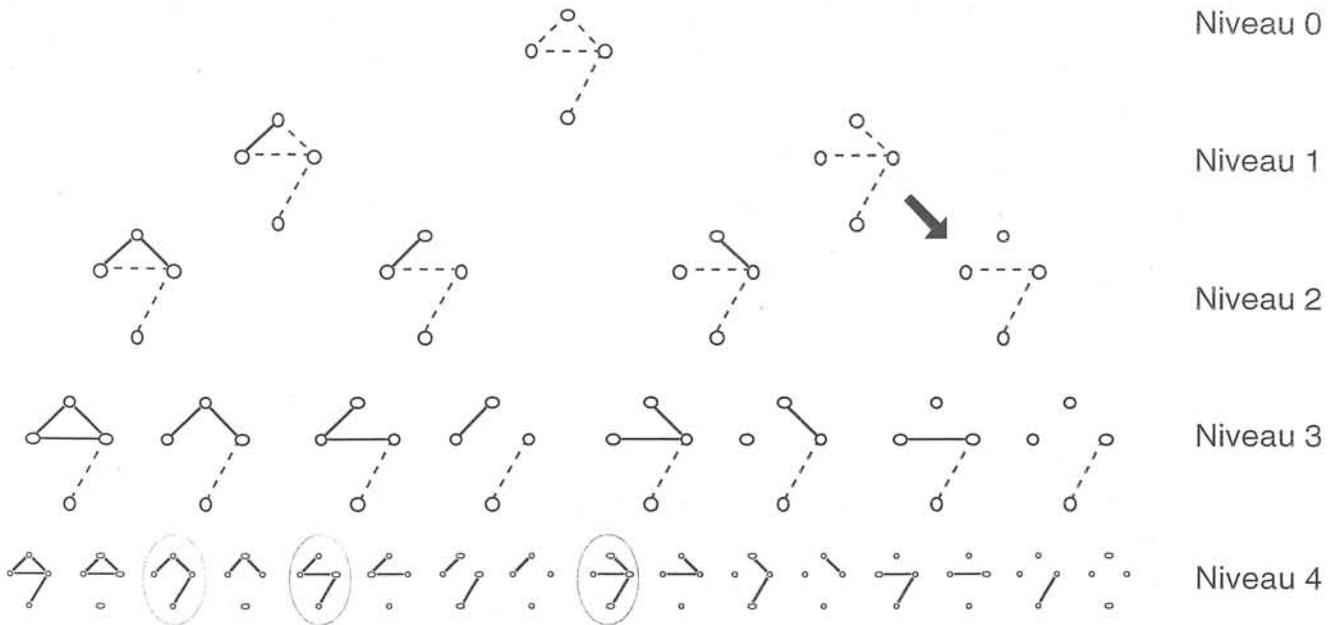


Figure 3.2: Principe d'une recherche exhaustive pour la détermination d'une topologie d'un réseau

Une fois que l'on a examiné toutes les branches, l'algorithme est terminé et il suffit de choisir la solution parmi l'ensemble des solutions rencontrées qui satisfait au mieux un critère spécifié et aussi les contraintes d'exploitation (voir §(3.2.2) et §(3.2.3)).

Le principe du parcours de l'arbre peut être classé en deux catégories:

1. Parcours en profondeur (*Depth-first*)
2. Parcours en largeur (*Breadth-first*)

Dans la stratégie du parcours en profondeur (figure 3.3), on attribue à la variable de décision une valeur. On met la valeur pour la décision inverse<sup>1</sup> dans une liste d'attente et on passe à l'étape suivante. Ainsi, on arrive après L étapes à une solution où toutes les variables de décision ont un état défini. Par la suite, on commence à remettre en question la dernière décision prise ce qui mène à une autre solution finale. Le dernier élément mis dans la liste d'attente est sorti en premier (LiFo, Last in, First out). Ensuite on remet en question l'avant dernière décision etc. L'avantage du parcours en profondeur est d'atteindre rapidement les feuilles de l'arbre.

Le parcours en largeur examine pour un niveau donné, toutes les branches de l'arbre de décision avant de passer à un autre niveau (figure 3.4). La taille de la liste d'attente devient ainsi de plus en plus grande. La liste d'attente est utilisée selon le principe de 'FiFo, First in, First out'. A chaque fois que l'on a évalué la fonction objectif pour une décision, on met à la fin de la liste d'attente les deux nouvelles décisions pour le prochain niveau.

<sup>1</sup> pour des variables binaires

Le parcours en largeur n'est intéressant que si l'on arrive à éliminer l'examen de certaines branches. Autrement, la liste d'attente devient trop grande.

Remarques

Des publications concernant l'application de la méthode de séparation et évaluation sans utilisation de règles heuristiques pour l'optimisation de la topologie d'un réseau de distribution sont très rares. A notre connaissance, seul les chercheurs d'EdF [Merl75] l'ont appliquée sans ces règles heuristiques. Dans ce travail, ils montrent que malgré la nature implicite de la recherche, les temps de calcul sont très élevés. De plus, les résultats obtenus par rapport aux méthodes heuristiques sont pratiquement les mêmes.

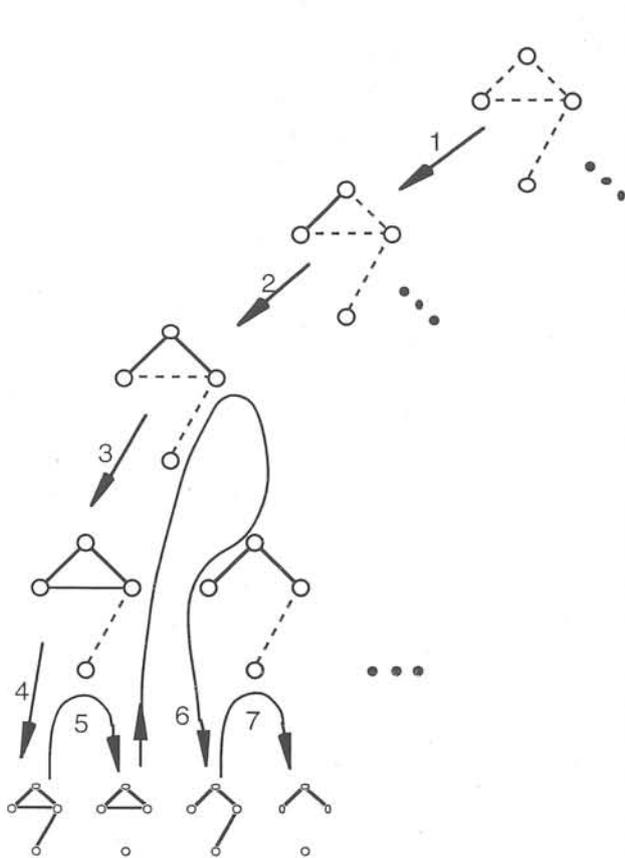


Figure 3.3: Parcours en profondeur

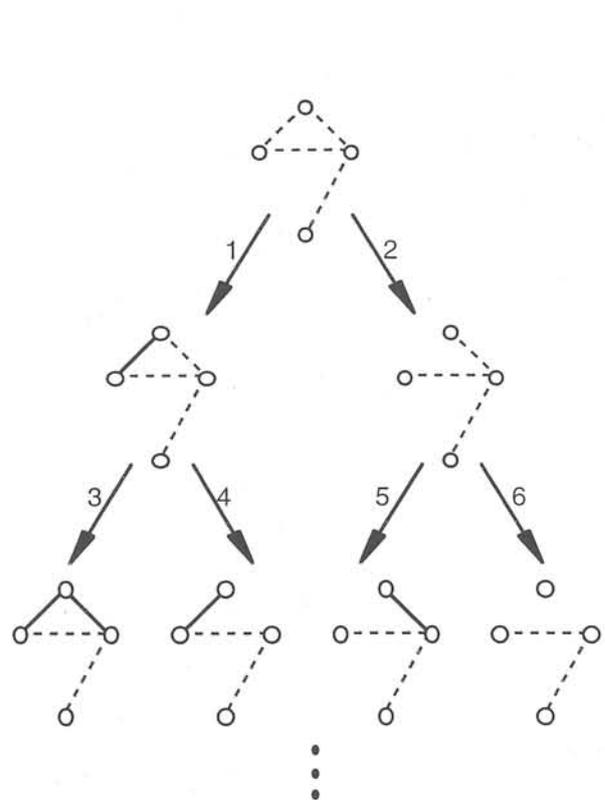


Figure 3.4: Parcours en largeur

**3.3.2 Parcours limité des solutions**

Une manière de réduire considérablement l'ensemble des branches à parcourir consiste à établir des règles dites heuristiques. Ce sont des règles qui ne suivent pas une logique exacte, mais qui sont déterminées par un raisonnement humain, une expérience acquise pendant la résolution des problèmes similaires.

Par exemple, une méthodologie s'appuie sur des méthodes heuristiques pour la reprise de service après la perte d'un départ [More89]. Un parcours en profondeur est appliqué pour trouver une solution réalisable et afin d'accélérer la recherche, des règles heuristiques qui permettent d'éviter le parcours de certaines branches de l'arbre de décision, sont introduites.

Cependant, il reste le problème du temps de calcul. A moins d'appliquer des règles heuristiques draconiennes, le temps nécessaire est encore très élevé malgré une réduction considérable des configurations à examiner. Dans les articles qui présentent une méthode de recherche arborescente avec des règles heuristiques, on trouve rarement des indications utiles concernant le temps de calcul. Soit le réseau traité est de taille relativement petite avec peu de variables de décision [Lee88], soit les temps de calcul ne figurent pas dans les résultats [Devi95], [More89], [Tayl90].

### **3.3.3 Commentaires sur la recherche d'une topologie optimale**

Pour une optimisation où le facteur temps est moins important, une méthode de recherche arborescente pourrait être acceptée. Quand les exploitants cherchent à déterminer une bonne topologie qui restera inchangée pendant une période de plusieurs mois, on n'a pas nécessairement besoin d'un algorithme d'optimisation qui trouve une solution en quelques secondes.

Néanmoins, l'acceptation d'un logiciel de d'optimisation de réseaux contenant de tels algorithmes dépend souvent de la rapidité de ces fonctions. Le personnel des centres de conduite qui utilise ces logiciels est rarement conscient des difficultés d'un algorithme d'optimisation. Par conséquent, il a du mal à accepter une optimisation qui dure quelques minutes, voir même quelques heures, alors que d'autres algorithmes de nature heuristique ne mettent que quelques secondes pour obtenir un résultat de qualité similaire.

Il ne faut pas non plus oublier qu'une optimisation peut être un processus interactif où l'opérateur choisit un critère qu'il cherche à améliorer, ensuite il regarde le résultat proposé et le compare avec son expérience en tant qu'exploitant. S'il n'est pas d'accord, il peut éventuellement changer les paramètres de l'algorithme, lancer une nouvelle optimisation, regarder le résultat, etc. Ce processus interactif ne serait pas possible si une optimisation durait toujours plusieurs dizaines de minutes.

De même, nous remarquons que l'application des méthodes qui parcourent l'arbre de décision d'une manière plus ou moins exhaustive, est limitée à cause de la fiabilité des données à notre disposition. Il faut reconnaître que les données d'un réseau de distribution (impédances des lignes et consommations aux postes HTA/BTB) sur lesquelles une optimisation se base sont souvent peu fiables.

Il y a vingt ans, il était pratiquement impossible d'effectuer une optimisation de topologie vu les données nécessaires inexistantes.

La tendance actuelle dans le monde de la distribution, notamment dû à la déréglementation, fait qu'il y a des institutions de contrôle<sup>2</sup> qui exigent des compagnies d'électricité de publier des chiffres par

---

<sup>2</sup> A titre d'exemple, au Royaume Uni, la politique de la déréglementation a mis en place des organes de contrôle. A leur têtes se trouve un 'regulator'.

rapport aux pertes, chutes de tension, temps de coupure, etc. Ainsi, les exploitants sont obligés d'avoir des bases de données de plus en plus détaillées. De plus, grâce aux systèmes de téléconduite qui sont en train de se développer, on a d'avantage de télémesures à la disposition. Elles permettent l'utilisation des estimateurs d'état pour estimer les courants soutirés aux postes HTA/BTB.

Malgré la croissance des données en quantité et aussi en qualité, elles ne sont pas encore assez fiables pour que l'on puisse justifier des algorithmes d'optimisation qui visent l'obtention de l'optimum global. Il est plutôt préférable d'utiliser des algorithmes de recherche heuristiques permettant l'obtention de ce que l'on appelle "de bonnes solutions". Le grand avantage est qu'ils arrivent à trouver des solutions en un temps de calcul très court.

### **3.4 Les méthodes heuristiques**

Dans le paragraphe précédent, nous avons expliqué pourquoi une recherche exhaustive dans l'ensemble des solutions possibles (l'espace des solutions) n'est pas praticable dans le cas de l'optimisation de la topologie d'un réseau de distribution. Ainsi, nous devons nous contenter d'une recherche réduite qui ne parcourt qu'une petite partie dans l'espace des solutions. La recherche est guidée par des règles heuristiques.

Les règles heuristiques sont des manières de résoudre un problème qui s'orientent vers un raisonnement intuitif tout en réduisant l'effort de résolution. La base pour ce raisonnement peut être acquise par la résolution des problèmes similaires. Par exemple, lorsqu'un mécanicien est chargé de déterminer la source d'un bruit dans le moteur d'une voiture, il essaie de se rappeler comment il a fait lorsque il a traité un cas similaire. Ainsi, il tentera d'examiner les endroits du moteur susceptibles d'engendrer un bruit similaire. En aucun cas - du moins, on l'espère - il va démonter entièrement le moteur et examiner le bon fonctionnement de toutes les pièces du moteur.

L'utilisation des règles heuristiques privilégie ainsi la rapidité de la solution par rapport à la qualité. En effet, les solutions obtenues avec des méthodes heuristiques ne sont pas nécessairement optimales et de plus, il n'y a pas de preuves mathématiques qui justifient leur utilisation.

Chaque type de problème a ses propres règles heuristiques. Nous sommes donc obligés de trouver une méthode heuristique adaptée à la recherche du schéma optimal d'exploitation d'un réseau de distribution.

Afin de mieux comprendre la démarche à entreprendre pour établir une méthode heuristique dans notre cas, nous allons présenter un exemple d'optimisation qui a beaucoup de ressemblances avec l'optimisation d'un réseau de distribution:

Il s'agit d'une personne avec une capacité de vue très limitée (disons un mètre) et qui a été laissée seule au milieu d'un paysage montagneux. La personne est équipée d'un altimètre et de quoi écrire. Afin qu'elle puisse être retrouvée par les siens, elle décide de se rendre sur une montagne quelconque

afin que l'on puisse mieux la voir. Plus haut elle ira, plus grande sont ses chances d'être aperçu par les siens.

Comment notre personne peut-elle parvenir à son but avec son équipement et ses limites?

Si elle avait un temps de recherche presque illimité, elle pourrait quadriller tout le pays en notant l'altitude et les coordonnées cartésiennes de chaque endroit. Ainsi, elle a en main toutes les données:

Le point le plus élevé et son positionnement géographique. Elle pourra s'y rendre sans problème.

Si par contre notre personne était contrainte par le temps, elle devrait trouver une solution plus rapidement. Une des méthodes qui mènent à une solution, meilleure que la situation initiale, consiste à avancer pas à pas en choisissant une direction avec une pente positive. En choisissant la pente la plus forte (*steepest ascend*), la personne assure de monter très rapidement une colline. Elle optimise localement le problème d'atteindre le point le plus haut. Ainsi, elle est assurée, après peu de pas, d'atteindre une bonne solution, mais qui n'est pas forcément la meilleure.

Ce premier type d'approche est classifiée - en recherche opérationnelle - sous le nom d'une méthode d'exploration locale (ou amélioration itérative). Ce genre d'approche utilise comme point de départ une solution réalisable du problème et cherche à obtenir de meilleures solutions en effectuant une série de modifications locales qui améliorent la solution actuelle. Cela suppose d'avoir une variation monotone de la fonction objectif.

En ce qui concerne l'optimisation de la topologie des réseaux de distribution cette méthode est connue sous le nom de la 'permutation de branches' ou 'transfert de charge'. Pendant ces dernières années, elle a été largement appliquée par des chercheurs de par le monde entier, [Hert80], [Ross81], [Civa88], [Bara89], [Cher93] pour ne citer que les travaux principaux. En partant d'une configuration réalisable - une configuration arborescente - cette méthode effectue des transferts de charge optimaux afin d'améliorer un critère spécifié.

Le deuxième groupe d'approche est du type constructif, comme par exemple pour les algorithmes "gloutons" qui construisent leur solution un élément à la fois sans jamais remettre en questions les choix pris. En général, ces méthodes sont très rapides mais la qualité de leur résultats laisse souvent à désirer.

Maintenant, lorsque l'on désire appliquer un algorithme du type constructif pour l'optimisation de la topologie d'un réseau de distribution, deux mises en oeuvre différentes peuvent être appliquées:

- Une méthode de **fermeture** de branches séquentielle (FBS)
- Une méthode d'**ouverture** de branches séquentielle (OBS)

Elles se distinguent premièrement - comme l'indique leur nom - par la réalisation des étapes vers la configuration finale. La deuxième différence est représentée par le point de départ, c'est-à-dire la configuration initiale.

Pour la méthode de fermeture de branches séquentielle (FBS), le choix pour la configuration initiale est un réseau dans lequel toutes les branches sont ouvertes. Le choix effectué pour s'approcher vers une solution finale consiste à **fermer** des branches judicieusement choisies une par une.

La méthode d'ouverture de branches séquentielle (OBS) débute avec un réseau qui ne comporte que des branches fermées. On s'approche vers la configuration finale à travers des étapes où l'on **ouvre** les branches une par une.

Nous allons maintenant exposer plus en détail les trois approches différentes pour l'optimisation de la topologie d'un réseau de distribution.

### 3.4.1 La méthode de fermeture de branches séquentielle

L'idée de base de cette méthode est de construire un réseau arborescent à partir d'un graphe constitué uniquement de branches ouvertes et de 'n' noeuds îlotés. A chaque étape de l'algorithme, une seule branche est judicieusement choisie pour connecter un noeud îloté au sous-réseau qui est déjà relié avec la racine de l'arbre. En pratique la racine est représentée par le ou les postes sources auxquels toutes les lignes du réseau seront raccordées.

L'arbre final est obtenu en (n-1) étapes.

La figure 3.5 illustre quelques étapes de la méthode de fermeture de branches séquentielle.

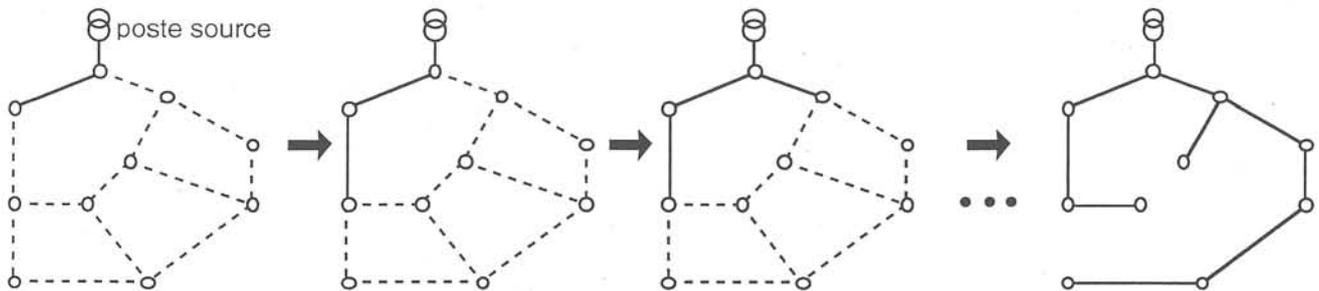


Figure 3.5: Etapes de la méthode de fermeture de branches séquentielle

En recherche opérationnelle pure, l'idée de base de la méthode de fermeture de branches séquentielle est illustrée par l'algorithme de Moore-Dijkstra [Gond95]. Cet algorithme permet de déterminer les chemins les plus courts entre un noeud (noeud racine) et tous les autres noeuds d'un graphe.

L'adaptation de cet algorithme à nos besoins peut être faite si l'on remplace la distance d'une ligne entre deux noeuds par son impédance. Ainsi, l'algorithme de Moore-Dijkstra permet de trouver les chemins d'impédance minimale entre le noeud représentant le poste source et les noeuds  $x_i$  du réseau.

Le choix du noeud à connecter est dépendant de l'impédance qui existe entre les différents noeuds et le noeud source. Parmi l'ensemble des noeuds que l'on pourrait connecter par la fermeture d'une seule branche, on choisit de connecter le noeud dont l'impédance entre ce noeud et la source est minimale (figure 3.6).

Au cours d'une itération donnée, on a un ensemble de noeuds qui sont déjà connectés et d'autres qui peuvent être connectés par la fermeture d'une seule branche (noeuds 3,4,5,6). Pour le noeud 3, on a

deux possibilités différentes de le relier à la partie déjà connectée. Les impédances entre ce noeud et la source sont 9 Ohms et 8 Ohms respectivement. Pour le noeud 4 l'impédance est 7 Ohm, pour noeud 5 on a 9 Ohms et le noeud 6, 8 Ohms. Ainsi on choisit de connecter le noeud 4, puisqu'il optimise le critère posé.

Pour l'itération suivante, on n'a pas besoin de recalculer toutes les nouvelles résistances entre les noeuds et la source, mais seulement les valeurs pour les noeuds "proches" du nouveau noeud connecté (dans l'exemple c'est le noeud 7).

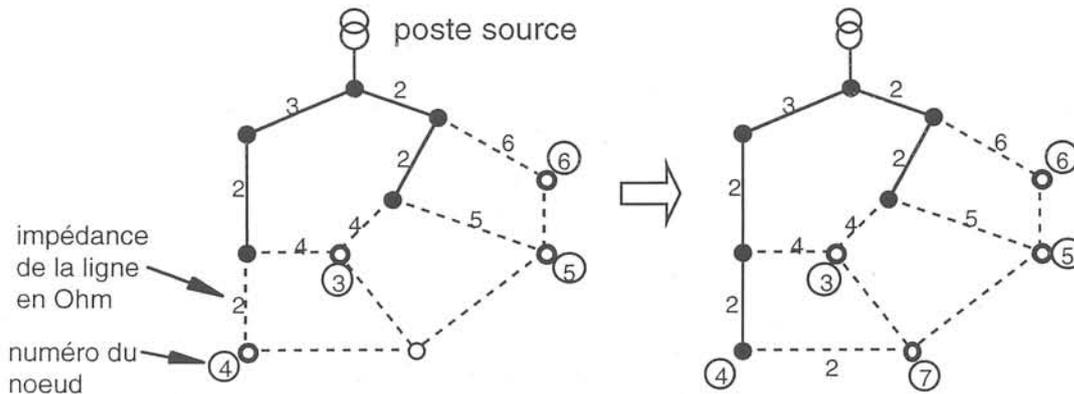


Figure 3.6: Application de l'algorithme de Moore-Dijkstra

Maintenant, si nous considérons l'application de la méthode de fermeture de branches séquentielle pour les critères et contraintes décrites dans le paragraphe (3.2.1), le problème est différent. La raison principale vient du fait que les 'distances' des lignes ne sont plus constantes. Lorsque l'on calcul le coût d'une ligne en fonction des pertes Joule, on doit les recalculer chaque fois que l'on ajoute un noeud consommateur en aval de la ligne en question. Ainsi, une partie du réseau doit être recalculée pour évaluer le coût des lignes en amont d'un noeud que l'on cherche à relier. Grâce à la structure arborescente de la partie déjà reliée au noeud source, le calcul se fait rapidement par l'application du load flow décrit au paragraphe (2.4.2.1).

De plus, la méthode de fermeture de branches séquentielle a l'inconvénient de se diriger vers une solution qui est optimale localement, mais qui ne tient pas compte des noeuds qui sont encore à raccorder. Ainsi, une branche fermée à un moment donné peut se révéler inadaptée à une étape ultérieure. Ce désavantage fait que l'on ne peut généralement pas démontrer l'optimalité de la méthode de fermeture de branches séquentielle. Cependant, l'optimalité semble malgré tout possible dans le cas où les critères à optimiser sont linéaires et où les contraintes décrites par les équations (3.3) et (3.4) sont ignorées [Glam90].

Malgré tout, la méthode de fermeture de branches séquentielle représente une stratégie adaptée lorsque l'on cherche à déterminer une topologie sans surcharges dans les lignes. Le critère que l'on choisit est similaire à celui des courants maximaux décrits par l'équation (3.9). On choisit de fermer la ligne qui permet de garder dans les lignes le plus de courant de réserve en valeur absolue et non pas en relatif comme dans la relation (3.9). La fonction objectif à maximiser est exprimée de la façon suivante:

$$f_{\text{objectif}} = \text{Min} (I_{0,\text{max}} - I_0, I_{1,\text{max}} - I_1, \dots, I_{L,\text{max}} - I_L) \quad (3.10)$$

avec:

- $I_{\text{max},i}$  : Courant maximal admissible de la ligne  $i$
- $I_i$  : Module du courant de la ligne  $i$
- $L$  : Nombre de lignes

On assure ainsi une topologie - sous condition qu'elle existe - qui respecte la contrainte des courants (3.4). Le respect de cette contrainte est particulièrement important dans le cas du régime incident où la défaillance d'un élément du réseau nécessite la réalimentation d'une partie du réseau. Le critère premier est ainsi la reprise de la partie îlotée tout en respectant la contrainte des courants.

La méthode de fermeture de branches séquentielle a été appliquée pour le régime normal et pour le régime incident (voir §5 et §6)

Ci-dessous, l'algorithme général pour la méthode de fermeture de branches séquentielle:

#### **Notions:**

*Configuration voisine:*

A partir de la partie du réseau qui est déjà reliée avec le ou les postes sources (configuration courante), on obtient une configuration voisine en reliant un noeud îloté par la fermeture d'une seule ligne.

#### **Initialisations:**

Poser:  $s$  configuration courante égale aux noeuds correspondant aux postes source

Poser: test\_arrêt = FAUX

**Processus itératif:**

**TANT QUE** test\_arrêt == FAUX **FAIRE**

Créer un ensemble  $V(s)$  de configurations voisines  $s'$  à la configuration courante  $s$

**SI**  $V(s)$  n'est pas vide **FAIRE**

**POUR** tous les éléments  $s'$  de  $V(s)$

Déterminer la fonction objectif  $f(s')$  /\* selon les critères en (3.2.2) \*/

Mettre  $s'$  et son coût associé dans une liste  $L$

**FIN POUR**

Trier la liste  $L$  en fonction du coût  $f$

Prendre le premier élément de la liste  $L$ , noté  $s'_0$  représentant la meilleure configuration voisine de  $s$

Poser  $s = s'_0$

**FIN SI**

**SINON** Poser test\_arrêt = FAUX

**FIN TANT QUE**

**3.4.2 La méthode d'ouverture de branches séquentielle (OBS)**

La méthode OBS nécessite une démarche très similaire à celle de la méthode de fermeture de branches séquentielle. Le choix pour la configuration initiale est un réseau complètement maillé. Les étapes vers la solution finale sont obtenues par l'ouverture d'une branche appropriée sans séparer le réseau en deux parties. L'algorithme s'arrête dès que l'arborescence est atteinte. Les étapes successives sont illustrées en figure 3.7.

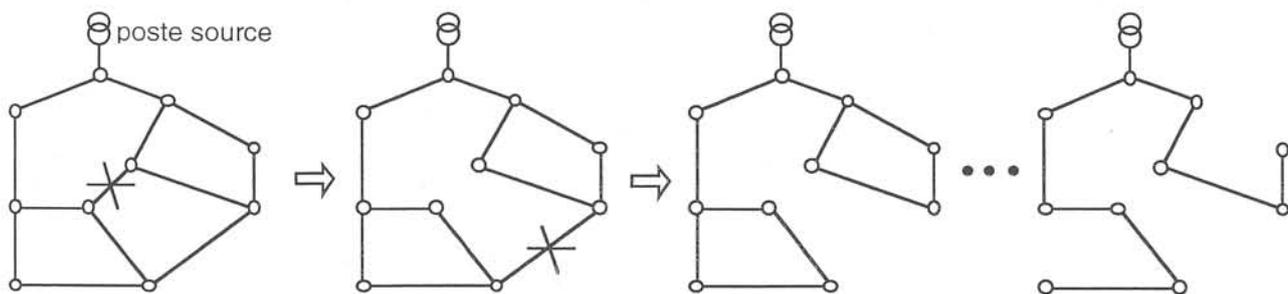


Figure 3.7: Déroulement de la méthode ouverture de branches séquentielle

Le choix de la ligne à ouvrir se fait après avoir évalué la fonction objectif suivant le retrait des différentes branches. On choisit d'ouvrir définitivement la branche dont le retrait entraîne la plus petite valeur de la fonction objectif parmi tous les retraits possibles.

Une des motivations pour la méthode d'ouverture de branches séquentielle est la possibilité de pouvoir vérifier les contraintes de sécurité. Pour la méthode de fermeture de branches séquentielle

cette vérification est plus difficile vu l'approche utilisée pendant les étapes d'itération où l'on se dirige vers un avenir incertain.

Comme la méthode de fermeture de branches séquentielle, la méthode OBS choisit des décisions qui sont optimales localement, mais cela ne permet pas systématiquement l'obtention de l'optimum global du problème. Il se peut qu'à une étape donnée, les choix pris à une étape précédente se révèle inadaptés, mais vu que les décisions sont irrévocables, il faut se contenter de continuer la recherche vers une solution sous-optimale.

Vu que le nombre d'évaluations du critère à optimiser est très élevé, il est très important de les effectuer rapidement. Ainsi, les calculs de répartition de charges nécessaires devraient être limités à une petite partie du réseau où les valeurs des courants et des tensions ont changé, comme c'était le cas pour la méthode de fermeture de branches séquentielle (nous rappelons que le calcul, pour évaluer la fonction objectif, se limite à la partie en amont du noeud que l'on cherche à raccorder).

Cependant, pour la méthode d'ouverture de branches séquentielle, une détermination des parties qui changent les tensions et courants après le retrait d'une branche n'est pas simple et un calcul complet du réseau devient souvent nécessaire. Même en utilisant une méthode rapide comme celle présentée dans le paragraphe 2.4.2.2, le temps nécessaire pour effectuer tous les calculs serait très élevé.

On voit qu'une optimisation générale (c'est-à-dire une optimisation qui peut considérer n'importe quel critère) avec la méthode OBS se heurte à des évaluations de la fonction objectif qui sont trop nombreuses.

Toutefois, il existe la possibilité d'utiliser cette méthode pour une optimisation dans de temps de calcul plus courts, mais l'approche choisie, n'est valable que pour une réduction des pertes Joule. La méthode perd donc sa généralité. Nous discuterons plus en détail ces aspects en § 5.3.3.

### **3.4.3 La méthode de transfert de charges**

Le point de départ pour cette méthode de recherche est un réseau qui respecte la contrainte d'arborescence.

Au fur et à mesure que l'on s'approche de la solution finale, on passe par des étapes où le réseau garde toujours son arborescence. Afin de transiter d'une étape vers une autre, on effectue des transferts de charge. On choisit le transfert de charge qui réduit le plus un critère spécifié. Si aucun transfert de charge ne réduit suffisamment le critère spécifié, la recherche est arrêtée et la dernière configuration est déclarée en tant que configuration optimale par rapport à ses configurations précédentes (voir figure 3.8). Par ailleurs, cette recherche est classifiée 'recherche purement descendante' car elle ne permet que l'obtention des configurations avec une valeur de la fonction objectif strictement inférieure à celle de la configuration actuelle. Ainsi, il se peut que la solution finale soit très éloignée de l'optimum global. On remarque à ce point que la méthode du Recuit Simulé et la méthode de recherche Tabou permettent de surmonter cet inconvénient, comme nous le verrons plus loin dans les § 4.8 et 4.9.

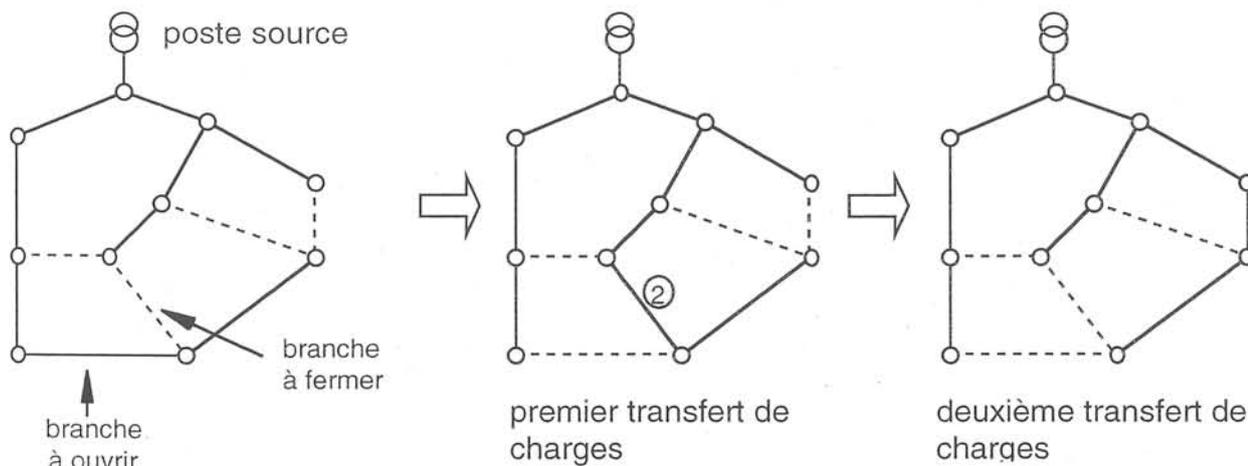


Figure 3.8: Déroulement de la méthode de transfert de charge

Comme mentionné dans le paragraphe précédent, les méthodes FBS et OBS ont l'inconvénient que la décision d'ouvrir ou de fermer une branche est un choix irrévocable qui peut se révéler inadapté à une étape ultérieure.

Ces problèmes peuvent être surmontés par la méthode de transfert de charges qui n'interdit pas la réouverture d'une branche qui était fermée à une étape précédente. Prenons de nouveau la figure 3.8 où l'on voit trois étapes successives pendant la recherche. La fermeture de la branche 2 était nécessaire à la première étape, mais cela n'empêche pas que la décision inverse soit nécessaire dans une étape ultérieure.

La méthode de transfert de charge a l'avantage de parcourir des topologies pendant l'optimisation qui ont toutes une configuration arborescente. Ainsi, on a la possibilité de vérifier à chaque instant les contraintes par rapport aux courants et aux tensions (§(3.2.2)).

Un autre avantage de cette méthode résulte du fait que chaque étape itérative représente une réalité physique, c'est-à-dire un transfert de charges d'un départ vers un autre. Ainsi, la méthode de transfert de charge peut être utilisée de telle manière que l'on propose aux opérateurs du réseau des manoeuvres à réaliser et leur réduction de pertes associée. Ces mêmes opérateurs peuvent ajouter des critères qui sont difficilement chiffrables<sup>3</sup> et juger l'efficacité globale des manoeuvres proposées.

Comme nous allons encore le voir plus tard, la méthode de transfert de charge permet d'améliorer la fonction objectif avec un nombre de manoeuvres limité. Ceci est très avantageux à la fois pour le régime normal, plus encore pour le régime d'incident où une réalimentation rapide réduit considérablement le temps de coupure.

<sup>3</sup> par exemple l'accessibilité difficile de certains organes de coupure pendant des heures de circulation routière importante

## 3.5 Conclusion

La discussion des différentes méthodes pour l'optimisation de la topologie d'un réseau de distribution nous a montré la difficulté pour trouver une manière adaptée qui puisse tenir compte d'une part des différents critères d'optimisation et d'autre part des contraintes imposées telles que la contrainte d'arborescence, la contrainte de sécurité ainsi que la contrainte des manoeuvres tout en limitant l'effort de calcul.

Vu la fiabilité réduite des données, il semble plus raisonnable de ne pas envisager l'obtention de l'optimum global du problème, mais d'utiliser des méthodes heuristiques. Elles permettent de trouver des résultats qui ne sont pas nécessairement optimaux, mais dans un temps de calcul assez réduit pour qu'une application en temps réel puisse être envisagée.

Il semble tout de même intéressant de comparer les résultats obtenus par les méthodes heuristiques avec ceux obtenus par des algorithmes d'optimisation qui vise l'obtention de l'optimum global. Deux de ces algorithmes - le Recuit Simulé et la Recherche Tabou (voir §(4.8) et §(4.9)) - peuvent être facilement réalisés en se basant sur les principes de la méthode de transfert de charge. Pour les deux autres méthodes heuristiques - la méthode OBS et FBS - la réalisation des algorithmes du Recuit Simulé et du Tabou n'est pas possible.

De plus, la méthode de transfert de charge a l'avantage d'être facilement adaptable pour une optimisation aussi bien dans le régime normal et qu'en régime d'incident.

Dans ce contexte, il est donc nécessaire de décrire plus amplement la méthode de transfert de charge.

## **Chapitre 4**

# **Optimisation à l'aide de transferts de charge**



## 4.1 Introduction

Dans ce chapitre, nous allons décrire d'une manière plus détaillée la méthode effectuant des transferts de charges pour l'optimisation de la topologie, quel que soit le régime d'exploitation. Le choix du critère selon lequel nous effectuerons l'optimisation apparaîtra comme décisif dans une application en régime normal ou en régime d'incident.

## 4.2 Description générale de la méthode

La méthode du transfert de charges peut aussi être appelée 'méthode de permutation de branches' vu que l'on permute l'état ouvert/fermé de deux branches. Cette permutation est effectuée tout en respectant la contrainte d'arborescence du réseau. En fermant une branche  $b_O$  ouverte, on crée une boucle. Afin de respecter la contrainte d'arborescence, la boucle doit être éliminée par l'ouverture d'une branche  $b_{F1}$  quelconque de la boucle. Pour une branche ouverte, il existe  $(n-1)$  permutations possibles,  $n$  étant égal au nombre de branches dans la boucle créée par la fermeture de la branche ouverte. Ainsi, pour chaque branche ouverte non-verrouillée du réseau, on a un ensemble de permutations possibles qui permettent un changement de la topologie arborescente (figure 4.1). Afin de connaître l'influence de ces transferts de charges, il est nécessaire de calculer les variables qui déterminent le critère à optimiser (courants dans les branches et tensions nodales) suite aux transferts. Pour ce faire, on pourrait par exemple effectuer un load flow pour chaque nouvelle topologie et comparer les pertes Joule avant et après le transfert.

Le couple de branches qui réduit le plus un critère donné va être choisi pour effectuer le changement effectif de la topologie. Lorsque aucun couple ne permet l'amélioration de la fonction objectif, le processus d'optimisation est interrompu et la dernière topologie trouvée est considérée comme optimum local par rapport à toutes les configurations parcourues jusqu'alors.

Cette façon d'explorer l'espace des solutions est qualifiée de *purement descendante* car elle n'accepte que des solutions qui sont meilleures par rapport à la configuration courante.

La figure 4.1 illustre deux itérations successives de cette stratégie.

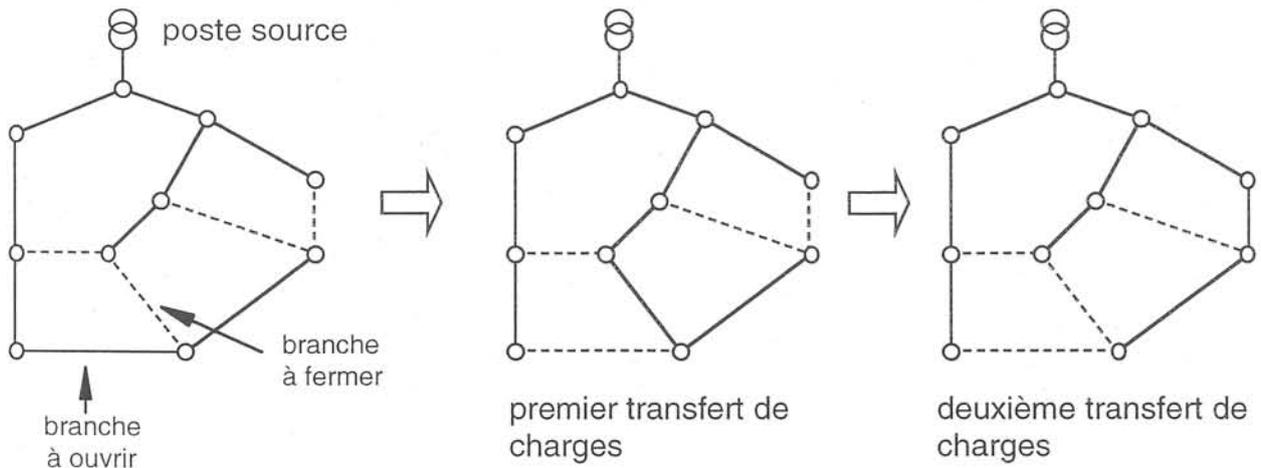


Figure 4.1: Exemple de deux transferts de charge successives

Ci-dessous, l'algorithme général pour la méthode de transfert de charge:

Rappelons d'abord une définition:

Configuration voisine: Configuration arborescente qui peut être atteinte à partir de la configuration courante en permutant l'état ouvert/fermé de deux branches.

**Initialisation:**

Poser AMÉLIORATIONS = VRAI

Poser la configuration courante  $s$  égale à la configuration initiale  $s_0$ ,  $s = s_0$

**Processus itératif:**

**TANT QUE AMÉLIORATIONS == VRAI FAIRE**

Créer un ensemble  $V(s)$  de configurations voisines  $s'$  à la configuration courante  $s$

Poser AMÉLIORATIONS = FAUX

**POUR** tous les éléments de  $V(s)$  noté  $s'$ , déterminer la valeur de la fonction objectif  $f(s')$  **FAIRE**

**SI** la fonction objectif pour la configuration  $s'$ ,  $f(s')$ , est inférieur à celle de la configuration courante  $f(s)$  **FAIRE**

Mettre  $s'$  et  $f(s')$  dans une liste  $L$

Poser AMÉLIORATIONS = VRAI

**FIN SI**

**FIN POUR**

Trier la liste  $L$  en fonction de  $f$

Prendre le premier élément de  $L$ , noté  $s'_0$  représentant la meilleure configuration voisine de  $s$

poser  $s = s'_0$

**FIN TANT QUE**

En ce qui concerne l'évaluation du coût d'une configuration voisine, elle peut être effectuée à l'aide d'un load flow §(2.4.2). Cependant, le temps de calcul pour un load flow pour l'ensemble de toutes les configurations voisines est trop élevé. Nous choisirons plutôt d'estimer la variation du critère à optimiser par rapport à la configuration courante. Nous en parlerons plus en détail en §(4.5)

Dans la description de l'algorithme général, nous avons appliqué une stratégie du type meilleur voisin. Toutefois, suivre la pente la plus forte, c'est-à-dire choisir le transfert qui réduit le plus un critère donné est en effet une approche purement heuristique ou intuitive. Cela ne constitue pas une garantie d'optimisation globale.

Deux stratégies différentes pour passer d'une configuration à une autre peuvent être comparées [Cher92]. La première examine l'effet de chaque transfert possible et prend celui qui réduit le plus le critère étudié. La deuxième procède boucle par boucle: Lors de l'examen d'une boucle, on détermine les variations de la fonction objectif pour tous les transferts. Le transfert qui réduit le plus la fonction objectif - si elle existe - est réalisée immédiatement. Ayant réalisé des essais avec trois réseaux différents et différentes conditions initiales, l'auteur n'a trouvé que de légères différences par rapport à la réduction du critère étudié. Cependant, il a constaté que la deuxième stratégie nécessite plus d'étapes pour atteindre la configuration finale.

La méthode de transfert de charge débute avec un réseau qui doit avoir une configuration arborescente. Ceci constitue à la fois un avantage et un inconvénient.

L'avantage résulte de ce qu'une application directe des pas d'itérations est possible. En effet, cette stratégie correspond à une succession de transferts de charges qui peuvent être facilement réalisés par les exploitants. Partant de leur schéma nominal d'exploitation, ils effectuent des manoeuvres pour

améliorer les conditions d'exploitation. Ainsi, l'opérateur reçoit à chaque pas d'itération une information indiquant la/les meilleure(s) manoeuvre(s) à réaliser et l'amélioration associée. Grâce à son expérience, l'opérateur peut estimer si la manoeuvre proposée est appropriée ou si d'autres facteurs interviennent et qui rendent sa réalisation plus difficile. Ces facteurs sont de nature imprécise et difficilement chiffrables, comme l'accessibilité d'un sectionneur, la présence d'un client important qui monopolise un départ, la probabilité du défaut d'une ligne, etc.

L'algorithme de transfert de charge peut ainsi être enrichi par des considérations heuristiques de la part des exploitants. Il peut aussi être interrompu à tout moment pendant l'optimisation.

L'inconvénient d'un tel algorithme est justement ce qui en fait son avantage (Néanmoins les qualités d'un tel algorithme ont leur revers). Un algorithme de recherche du type 'meilleur voisin' a la propriété de s'arrêter au premier optimum local rencontré. Ainsi l'écart entre l'optimum global et la solution locale peut être très grand. Un réseau avec une configuration proche d'un optimum local, ne peut être optimisé que légèrement alors qu'en utilisant une autre méthode d'optimisation, la situation pourrait être améliorée considérablement.

### 4.3 Choix du modèle de charge

Les résultats du calcul de répartition de charges vont être différents selon la modélisation des charges. Le problème revient à déterminer dans quelle mesure les résultats d'une reconfiguration vont être influencés par le choix d'un modèle de charge. Ceci est particulièrement important car il s'agit de minimiser le temps de calcul lorsque l'algorithme d'optimisation explore l'espace des solutions. Une modélisation simple comme celle à courant constant [Cher92],[Civa88] permettrait une évaluation rapide de la qualité d'une configuration. Dans la littérature, les opinions sont très partagées sur le type de modèle à choisir lors d'une reconfiguration. Broadwater [Broad93] préconise fortement un modèle mixte §(2.3.2) qui tient compte de l'influence de la variation de la tension. D'autres auteurs utilisent un modèle de charge à puissance constante [Bara89b], [Gosw92], [Shir89]. Une reconfiguration comparant différents modèles de charge est présentée en [Pepo96]. Ces auteurs font remarquer que le modèle de charge n'a que peu d'incidence sur le résultat de l'optimisation. Cependant, leurs conclusions tirées d'un réseau de taille relativement modeste ne peuvent être généralisées dans notre cas.

Selon la méthode d'optimisation utilisée, un modèle de charge plus ou moins simple peut être suffisant. En ce qui concerne la méthode de transfert de charge, il est nécessaire de connaître la *différence* entre la topologie courante et la topologie de substitution. En effet, il n'est guère intéressant de connaître la valeur absolue des pertes de la nouvelle topologie que l'on atteint avec un transfert de charge, nous avons plutôt besoin de connaître le gain relatif par rapport à la topologie courante.

Ci-dessus, nous présenterons l'influence du modèle de charge pour la méthode de transfert de charge. Pour deux modèles de charge - l'un à courant constant, l'autre à puissance constante -, nous avons effectué le load flow correspondant pour toutes les configurations arborescentes pour le réseau figuré ci-dessous. Par ailleurs, pour des raisons de clarté nous n'avons pas ajouté le modèle à impédance constante, sachant que nos conclusions n'en sont pas modifiées.

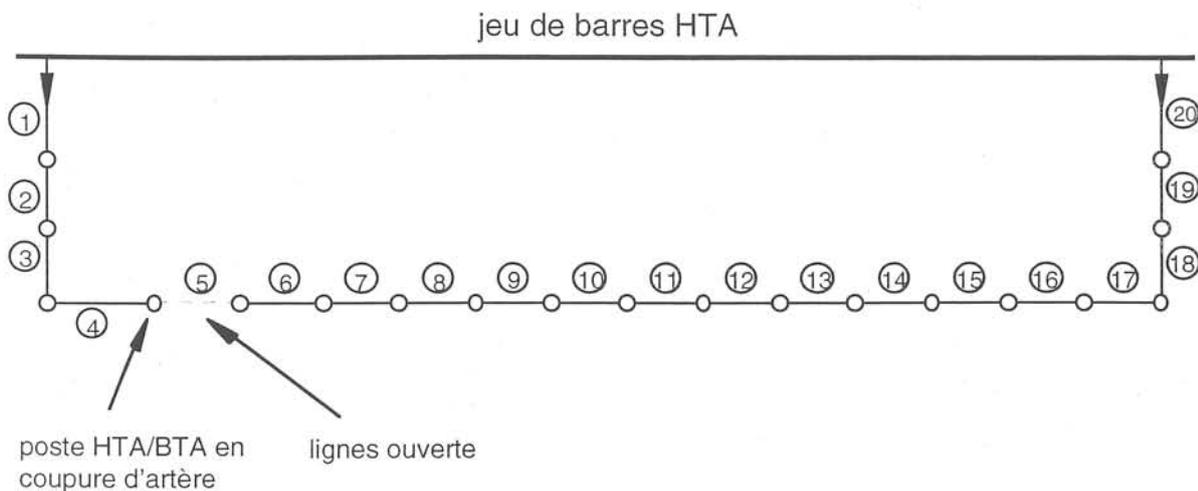


Figure 4.2: Partie d'un réseau de distribution qui permet d'atteindre différentes configurations arborescentes

Pour les deux modèles nous avons calculé les pertes Joule de toutes les arborescences possibles et nous les avons comparées aux pertes Joule de la topologie initiale où la branche no 5 est ouverte (cf. figure 4.2). Ainsi, on voit, par exemple, que l'arborescence no 13 (la branche 13 est ouverte) réduit les pertes Joule de 25 kW environ par rapport à l'arborescence no 5.

Il apparaît que les réductions de pertes pour les deux modèles de charge sont presque identiques pour les topologies no 4 et 6, qui n'entraînent par ailleurs pas de transfert de charge important. Pour des topologies qui représentent un important transfert de charge par rapport à la topologie no 5 (p.ex. les topologies no 16 - 20), les différences entre les deux modèles de charge sont plus importantes, mais restent tout de même assez faibles.

Malgré les différences qui existent entre les deux modèles, nous pouvons constater que la topologie no 17 est celle qui réduit le plus les pertes Joule quel que soit le modèle de charge utilisé.

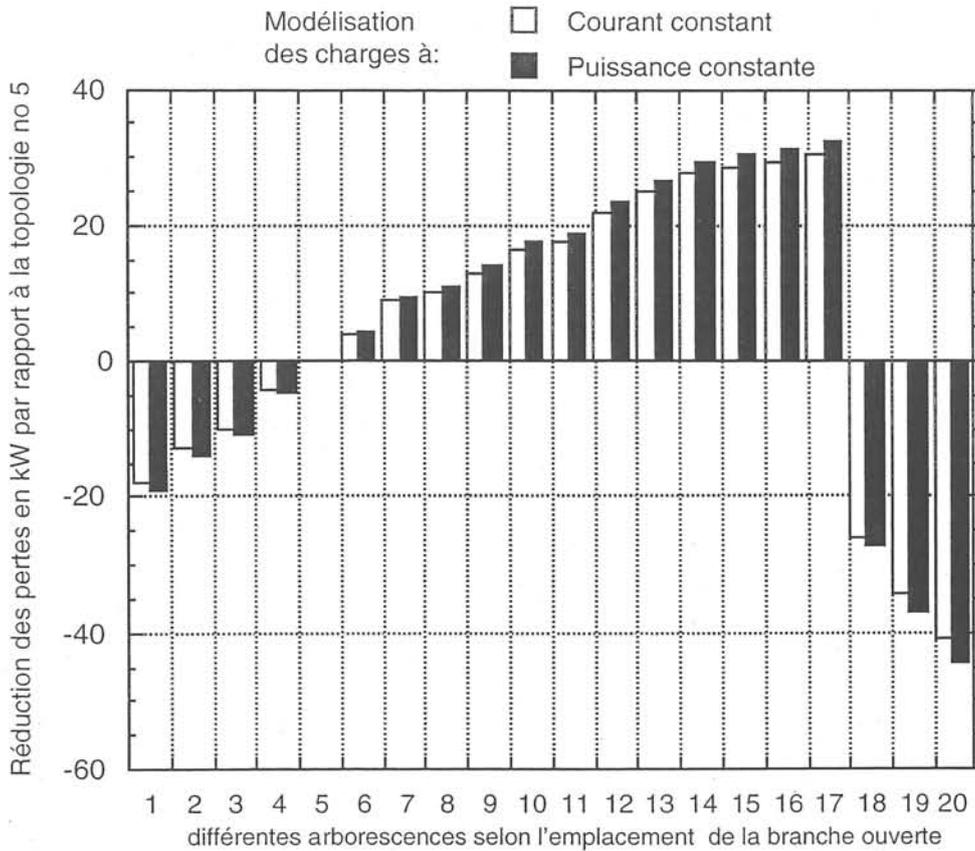


Figure 4.3: Evolution des pertes Joule en fonction du modèle de charge

Comme nous le verrons dans le chapitre 6, pour le régime d'incident, la méthode de transfert de charge sera également utilisée. Dans ce chapitre nous n'en parlons que pour valider le modèle de charge utilisé.

En effet, afin de pénaliser fortement les surcharges qui peuvent apparaître dans le régime d'incident, la fonction objectif suivante sera utilisée:

$$f_{\text{objectif}} = \sum_{i=1}^{I_i} \left( \frac{I_i}{I_{i \text{ max}}} \right)^6 \tag{4.1}$$

Comme pour les pertes Joule, il est également important de connaître l'influence du modèle de charge sur la fonction objectif (4.1). La figure 4.4 représente la variation de la fonction (4.1) pour différentes topologies voisines. Nous pouvons constater que les différences entre les deux modèles de charge sont plus importantes que dans le cas des pertes Joule, surtout pour les cas 1, 2, 12,...,17. Malgré tout, il apparaît que le modèle de charge ne détermine pas la meilleure topologie. La topologie no 17 réduit le plus le critère (4.1) quel que soit le modèle de charge choisi.

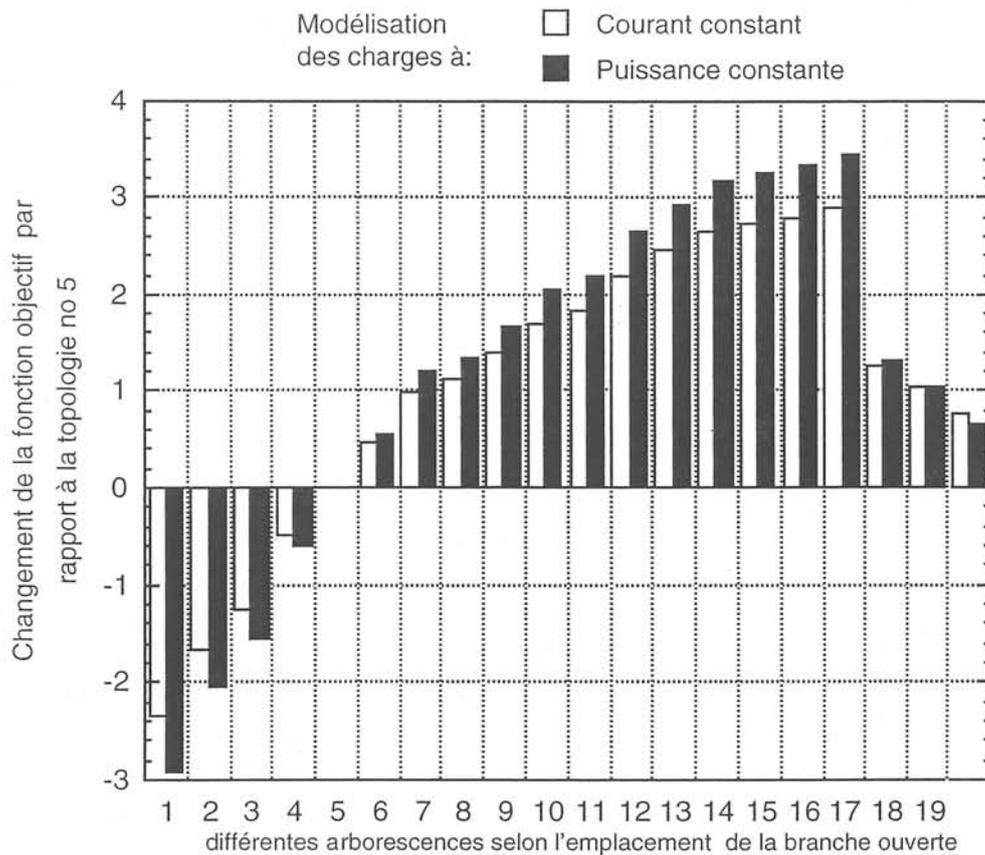


Figure 4.4: Evolution de la fonction objectif (4.1) en fonction du modèle de charge

Nous pouvons donc conclure que le choix du modèle de charge n'a pas d'influence sur la configuration de substitution lorsque nous utilisons la méthode de transfert de charge. Autrement dit, l'état final du réseau optimisé ne dépend pas ou très peu de la modélisations des charges.

Pour simplifier les calculs, le modèle de charge que nous allons utiliser sera le modèle à courant constant.

## 4.4 Optimisation des pertes Joules

Civanlar et al. [Civa88] étaient un des premiers à présenter une méthodologie pour la réduction des pertes Joule par la stratégie de transfert de charge pour une application en temps réel. Le travail est essentiellement axé sur l'évaluation des changements de pertes Joule occasionnées par un transfert de charge. Grâce à une simple formule (voir annexe 1), on peut estimer rapidement les variations de pertes Joule dues à un transfert de charge.

Afin de réduire la liste des transferts de charge envisageables, quelques hypothèses sont également avancées. Ils montrent qu'un transfert de charge sollicitant une branche ouverte  $b_O$  et une branche fermée  $b_F$  peut seulement être effectuée lorsque la chute de tension de  $b_O$  côté départ prenant la charge supplémentaire est moins élevée que côté départ prenant moins de charge. Ainsi un grand nombre de transferts possibles peut être éliminé sachant qu'ils n'entraînent pas de réduction de pertes.

Baran et al. [Bara89b] ont également développé une méthode qui se sert de la stratégie de transfert de charge. Ils emploient deux méthodes différentes pour estimer les changements de pertes Joule dus à un transfert de charge. Ils prennent deux degrés différents de précision pour déterminer les transits dans les branches après un transfert. En vérifiant les résultats avec un load flow exact, ils montrent que la première méthode qui utilise une approximation simple est suffisante lorsque les réductions de pertes sont importantes. Cependant, à partir du moment où les réductions sont moins élevées, cette méthode devient imprécise et il faut employer la deuxième méthode qui demande un temps de calcul plus élevé.

Baran conteste la règle heuristique utilisée par Civanlar pour réduire les transferts à évaluer à l'aide d'un contre exemple. Cependant, il établit une autre règle permettant de ne pas examiner tous les couples possibles.

Beaucoup d'autres auteurs se basent sur la formule de Civanlar pour l'intégration dans leur propre méthodologie [Royt96],[Zhou96], [Cast90] ou l'utilisent pour une comparaison de différentes méthodes heuristiques [Pepo95],[Wagn91].

Il faut souligner que l'approche proposée par Civanlar ou Baran peut seulement satisfaire les besoins d'optimisation pour le régime normal d'exploitation. Lors du régime d'incident, le premier but n'est pas de réduire les pertes Joule ou d'équilibrer les courants parmi les départs, mais de satisfaire les contraintes de sécurité, notamment les limites de courant dans les lignes.

Dans le prochain paragraphe nous présenterons une approche multicritère pour un réseau de distribution [Gotz97a]. Ainsi, nous pouvons appliquer l'algorithme d'optimisation soit pour le régime normal soit pour le régime d'incident.

## 4.5 Optimisation généralisée

Nous partons de l'idée que lors d'une permutation de l'état ouvert/fermé de deux branches il y a seulement une petite partie du réseau qui voit ses valeurs de courant et tension modifiées. Comme nous l'avons montré au paragraphe 4.3, un modèle de charge à courant constant est suffisamment précis et peut donc être utilisé pour la méthode de transfert de charge. Ainsi, un transfert de charge se réduit à un transfert de courant. Dans la figure 4.5, on voit l'effet d'un transfert de charge parmi deux départs. Les changements se produisent au niveau des courants des lignes dans la boucle.

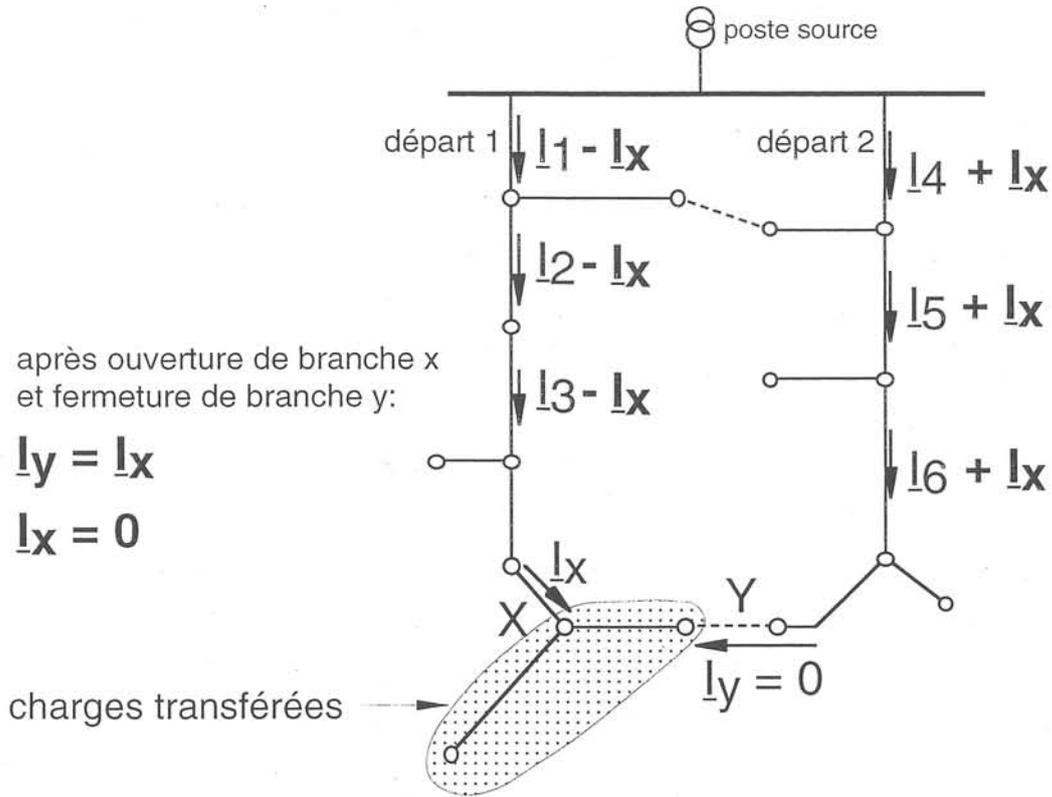


Figure 4.5: Conséquences d'un transfert de charge pour les courants des lignes dans la boucle

Si on utilise une fonction objectif qui dépend du courant, son changement va également se limiter aux termes qui concernent la boucle.

La valeur de la fonction objectif peut être séparée en deux parties:

$$f_{TotAvant} = f_{BoucleAvant} + f_{Rest} \quad (4.1)$$

avec:

- $f_{TotAvant}$  : Valeur de la fonction objectif avant le transfert
- $f_{BoucleAvant}$  : Valeur de la fonction objectif des lignes formant la boucle avant le transfert
- $f_{Rest}$  : Valeur de la fonction objectif des lignes ne faisant pas partie de la boucle

Après un transfert, seules les valeurs des courants dans les lignes formant la boucle ont changé. Ainsi, nous pouvons écrire:

$$f_{TotAprès} = f_{BoucleAprès} + f_{Rest} \quad (4.2)$$

avec:

$f_{TotAprès}$  : Valeur de la fonction objectif après le transfert  
 $f_{BoucleAprès}$  : Valeur de la fonction objectif des lignes formant la boucle après le transfert

Nous pouvons calculer la variation de la fonction objectif avant et après transfert:

$$\Delta f = f_{TotAvant} - f_{TotAprès} = f_{BoucleAvant} - f_{BoucleAprès} \quad (4.3)$$

Avant de commencer le processus d'optimisation, un calcul de répartition de charges est nécessaire pour déterminer les courants dans les lignes. En connaissant les courants dans les lignes, le terme  $f_{BoucleAvant}$  peut être calculé.

Ainsi, pour l'estimation finale des changements de la fonction objectif nous devons connaître les valeurs de la boucle après le transfert c'est-à-dire  $f_{BoucleAprès}$ .

Après la fermeture de la branche X et l'ouverture de Y, toutes les lignes du côté gauche de la branche X, alimentées par le départ 1 avant le transfert, vont diminuer leur valeur de courant par la somme de toutes les charges transférées, c'est-à-dire par  $I_x$ . En revanche, les lignes alimentées par le départ 2 avant le transfert, ce qui correspond au côté droit de la branche X (ligne Y incluse), vont augmenter leur courant par  $I_x$ .

La valeur de la fonction objectif de la boucle après transfert deviendra:

$$f_{BoucleAprès} = \sum_{i=1}^3 f(I_i - I_3) + \sum_{i=5}^6 f(I_i + I_3) + f(I_3) \quad (4.5)$$

avec:

$f(I_i - I_3)$ : valeur de la fonction objectif pour la ligne i après un transfert de charge de  $I_3$ .

D'une manière générale, nous pouvons déterminer la fonction objectif de la boucle un transfert de charge par les trois termes suivants:

La somme des valeurs de toutes les lignes du côté gauche de la branche à fermer, c'est-à-dire:

$$\sum_i^{gauche} f(I_i - I_{Transfert})$$

La somme des valeurs de toutes les lignes du côté droit de la branche à fermer, c'est-à-dire:

$$\sum_i^{droite} f(L_i + I_{Transfert})$$

La valeur de la fonction objectif de la ligne à fermer:

$$f(I_{Transfert})$$

Ainsi, nous trouvons l'expression suivante:

$$f_{BoucleAprès} = \sum_i^{gauche} f(L_i - I_{Transfert}) + \sum_i^{droite} f(L_i + I_{Transfert}) + f(I_{Transfert}) \quad (4.6)$$

Le temps de calcul pour l'équation (4.6) est très court grâce au petit nombre d'éléments qui doivent être pris en compte lors des sommations. Même si le nombre de configurations à examiner est assez élevé, le temps de calcul total reste faible.

Nous allons voir dans le chapitre 5 que cet algorithme nous permet une optimisation des réseaux en temps réel.

## 4.6 Accélération pour des réseaux réels de taille élevée

Lors des premières simulations faites avec la méthode de transfert de charges, nous n'avions pas encore à notre disposition de réseaux de taille réelle. Des petits réseaux tests avec une taille inférieure à 70 noeuds nous ont permis de tester et évaluer les performances des algorithmes de reconfiguration. Avec l'obtention des données de réseaux réels, nous nous sommes aperçus de l'importance d'une application efficace des algorithmes d'optimisation. En effet, une estimation ou un calcul dont on est sûr qu'il ne changerait pas d'une itération à une autre doit être évité pour les réseaux de grande taille. Nous présenterons dans les paragraphes suivants quelques stratégies qui nous ont permis de réduire le temps de calcul pour la méthode de transfert de charge.

### 4.6.1 Réduction du réseau

La représentation détaillée de chaque élément du réseau sur un écran fait partie des tâches d'un système DMS (*Distribution Management System*). Cependant, cette masse d'informations peut être très gênante pour des calculs et des optimisations complexes. Nous sommes ainsi amenés à trier les données et à extraire les informations utiles.

Pour qu'une reconfiguration puisse être effectuée, nous avons besoin d'une structure maillée qui permet d'exploiter le réseau avec différentes topologies. Cette structure existe souvent dans les villes

où la densité des consommateurs est assez importante. Cependant dans les parties rurales d'un réseau de distribution, on n'a souvent aucune possibilité d'alimenter les consommateurs par deux chemins différents (figure 4.6). L'ensemble des noeuds ne pouvant être alimentés que par un seul point sera appelé poche. Une poche ne représente aucun intérêt pour la reconfiguration car le courant injecté dans cette poche sera toujours le même, quelle que soit la configuration. Il est alors préférable de représenter les poches par une seule injection de courant équivalente.

La réduction effective du réseau se déroulera en effectuant un parcours du graphe du réseau et en repérant toutes les poches existantes et le noeud à partir duquel la poche est alimentée. Nous enlevons les noeuds de la base de données faisant partie de la poche et ajoutons au noeud  $X_{SV}$  - noeud à partir duquel la poche est alimentée - le courant qui est injecté dans la poche.

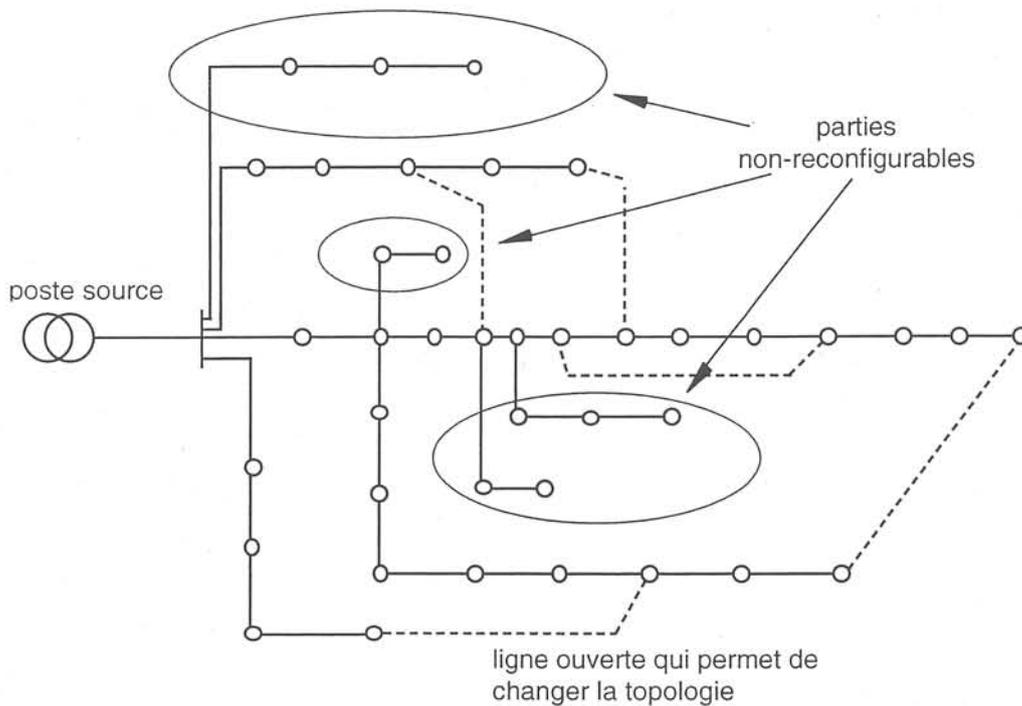


Figure 4.6: Un réseau à reconfigurer

L'efficacité de la réduction des noeuds dépend évidemment du nombre et de la taille des poches, ce qui est différent pour chaque réseau de distribution. Cependant, pour les réseaux réels à notre disposition nous avons pu constater une réduction du nombre de noeuds d'environ 70% à 80%.

### 4.6.2 Limitation du balayage des lignes d'une boucle

Nous avons vu que lorsque nous fermons une ligne, ouverte auparavant, nous engendrons une boucle. Chaque ligne faisant partie de la boucle peut être ouverte pour retrouver un schéma arborescent. Le but est de savoir quelle ligne optimisera le plus un critère étudié. Selon les caractéristiques des critères étudiés, on peut limiter le balayage des boucles [Hert80].

En effet, supposons les lignes d'une boucle numérotées comme dans la figure 4.7. Les valeurs des pertes Joule prises après l'ouverture successive des branches (en commençant par la branche 1) commencent par décroître jusqu'à un minimum avant d'accroître de façon monotone (figure 4.8). Dans notre cas, c'est la ligne no. 8 que l'on doit ouvrir pour obtenir une arborescence optimale vis-à-vis des pertes Joule. Cette allure monotone a été également observée pour une fonction objectif qui est adaptée pour le régime d'incident. Ainsi, en se servant de cette allure monotone avec un seul minimum, on peut arrêter l'examen de l'effet de l'ouverture des branches de la boucle dès que le critère étudié commence à croître après une phase de décroissance. On reprend l'exemple montré de la figure 4.7: Après avoir examiné les pertes Joule des topologies suite à l'ouverture des branches 1 - 8, on constate que l'ouverture de la branche no 9 entraîne une augmentation des pertes Joule par rapport à la topologie précédente. Vu l'allure monotone, il n'est donc plus nécessaire de poursuivre l'examen des branches 10 et 11.

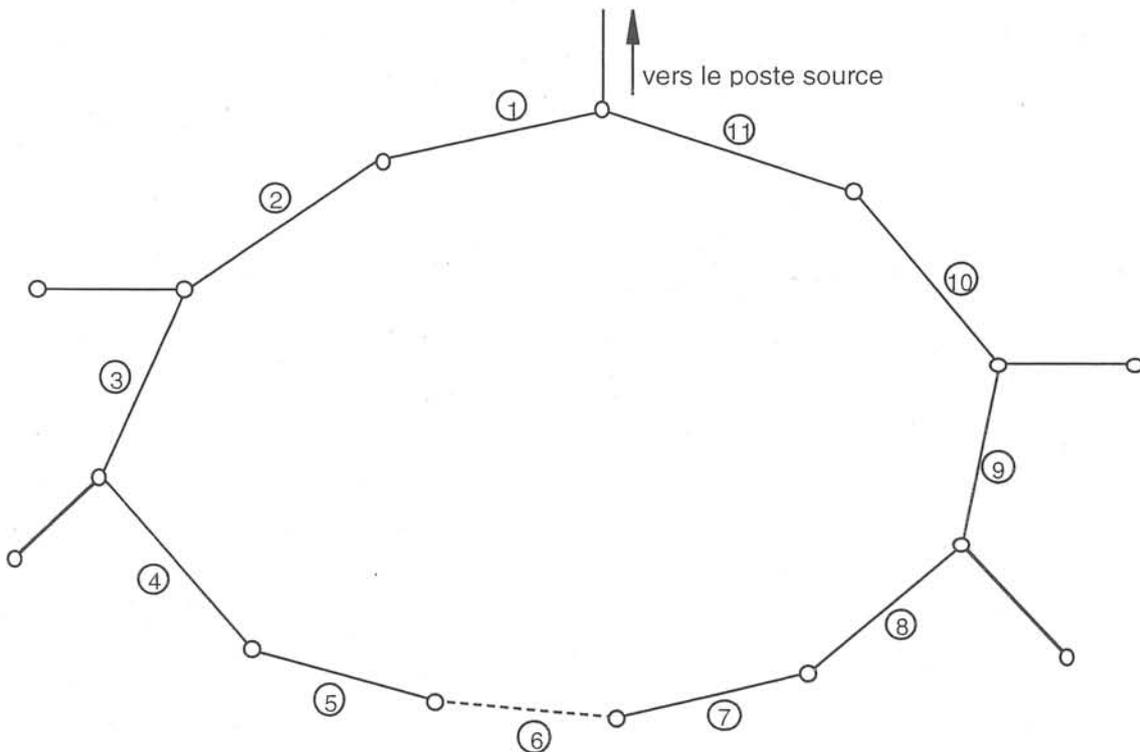


Figure 4.7: Boucle créée par la fermeture d'une ligne

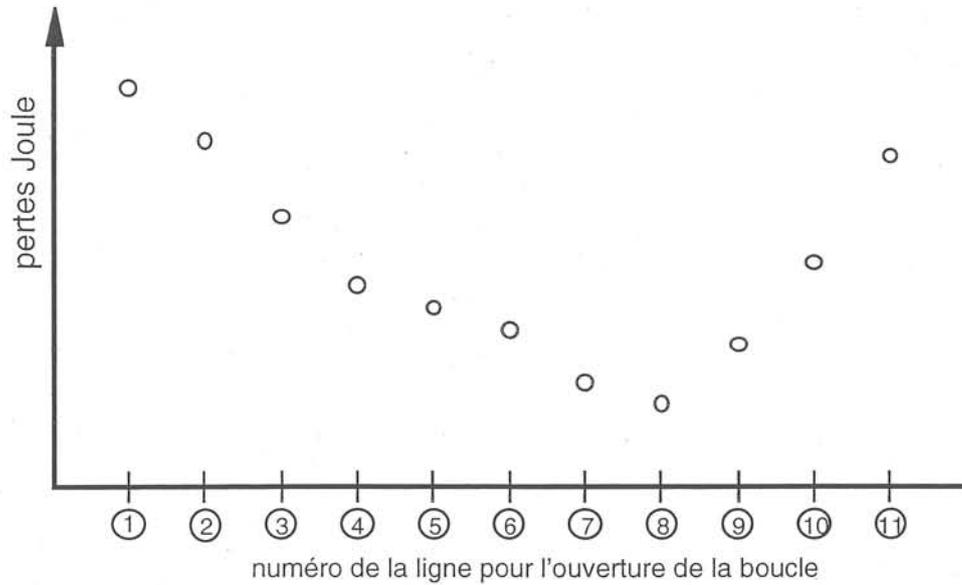


Figure 4.8: Pertes Joule des topologies après l'ouverture d'une branche

Cependant, cette manière de procéder n'est pas tout à fait optimale. En prenant l'exemple de la figure 4.7, il se peut que l'optimum ne soit atteint que lors de l'ouverture de la branche 11 et on aura ainsi exploré toutes les branches possibles. Baran [Bara89b] utilise une méthode permettant une limitation du balayage plus efficace. De même, il se base sur le fait que l'allure des valeurs prises après l'ouverture des lignes de la boucle soit monotone. Il propose une méthode qui examine d'abord les deux lignes adjacentes à la ligne qui a créé la boucle. Celle qui aura une meilleure valeur que la configuration initiale, sera prise pour déterminer quelles lignes doivent encore être examinées.

Pour mieux illustrer ce fait, nous utilisons de nouveau les figures 4.2 et 4.3, pages 63/64. Les topologies sont obtenues après l'ouverture des différentes branches de la boucle. La topologie originale est celle avec la branche no.5 ouverte. L'examen de la boucle se fait donc d'abord pour les lignes adjacentes à la ligne qui a été originalement ouverte, c'est-à-dire pour les lignes 4 et 6. Après avoir examiné les valeurs prises par l'ouverture de ces deux lignes, on sait, grâce à l'allure monotone de la fonction objectif, qu'il n'est pas utile d'examiner les l'effet de l'ouverture des lignes 3, 2 et 1.

Une fois que l'on a déterminé la direction à prendre pour savoir quel côté de la boucle il faut examiner, on peut appliquer la méthode de Hertz [Hert80] pour arrêter l'examen des lignes. Pour l'exemple montré de la figure 4.3, l'étude de l'ouverture des lignes sera interrompue dès que l'on a examiné les pertes Joule suite à l'ouverture de la ligne no 18.

Dans le cas où l'on cherche uniquement à optimiser un critère quadratique comme celui des pertes Joule, il existe une possibilité pour déterminer directement où se trouve la ligne conduisant à l'optimum par une méthodologie qui nécessite la résolution d'une équation simple [Cher92].

Cependant, il faut remarquer que malgré les gains de temps de calcul résultant, cette méthode est uniquement applicable dans le cas de la réduction des pertes Joule. Une telle optimisation s'effectue en général dans le régime normal d'exploitation où le facteur de temps n'est pas trop critique.

### 4.6.3 Traitement de situations déjà examinées

Lors de la première itération, pour rechercher la meilleure configuration voisine, il faut examiner l'effet vis-à-vis du changement de la fonction objectif de tous les transferts possibles. Une fois le meilleur transfert trouvé, on continue la recherche pour trouver d'autres transferts qui peuvent encore réduire la fonction objectif. Comme le constate Cherkaoui [Cher92], l'effet d'un transfert réalisé pendant l'étape précédente, reste limité aux courants des lignes de la boucle où nous avons trouvé le meilleur transfert. Par conséquent, il se peut que des transferts déjà examinés pendant la première itération se présentent de nouveau et entraînent les mêmes changements pour la fonction objectif. Elles augmentent ou diminuent le critère étudié par la même valeur (figure 4.9).

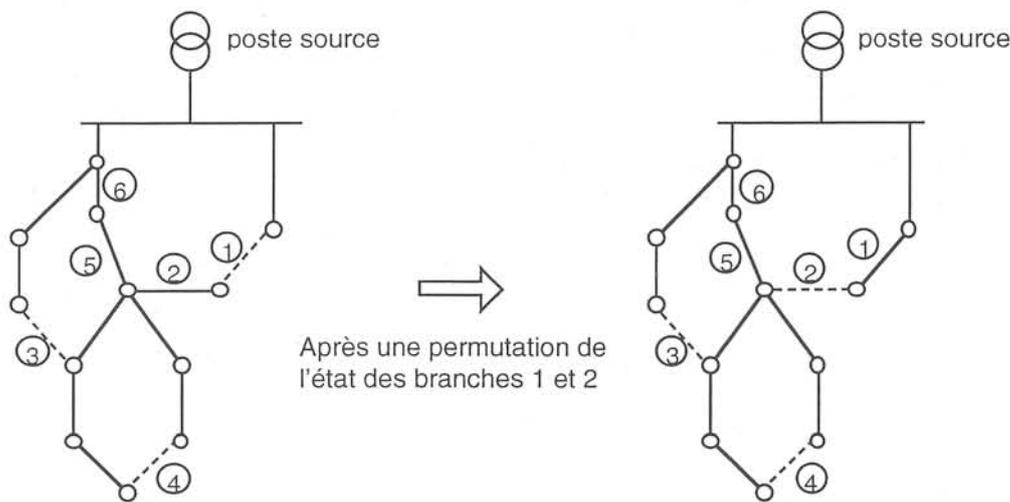


Figure 4.9: Elimination des évaluations déjà examinées

Le réseau représenté a trois branches ouvertes (no. 1,3,4) qui permettent de changer la configuration arborescente. Pendant la première itération, on a examiné toutes les configurations voisines possibles et on a trouvé que la fermeture de la branche 1 et l'ouverture de la branche 2 réduisent le plus la valeur de la fonction objectif. La nouvelle topologie arborescente est représentée dans la partie droite de la figure 4.9. Dans une partie du réseau, les valeurs des courants n'ont pas changé, par exemple dans toute la boucle créée par la fermeture de la ligne no. 4. Cependant, dans une autre partie du réseau, les effets d'un transfert de charge vont être différents par rapport à la première étape à cause des courants différents dans les branches 5 et 6.

Ainsi, pour ne pas réexaminer inutilement les parties du réseau où aucun changement n'a eu lieu, on va déterminer les boucles adjacentes à la boucle où le meilleur transfert de charge a eu lieu. Les informations concernant le meilleur transfert des boucles non-adjacentes sont évidemment stockées et seront comparées avec les valeurs concernant les nouvelles configurations.

## 4.7 Influence de la configuration initiale

La méthode de transfert de charge avec une stratégie purement descendante a la particularité de stagner autour du premier optimum local rencontré. Ceci peut être désavantageux lorsque cet optimum local est très loin de l'optimum global. Partant de plusieurs configurations initiales différentes, on va en général s'arrêter à différents optima locaux.

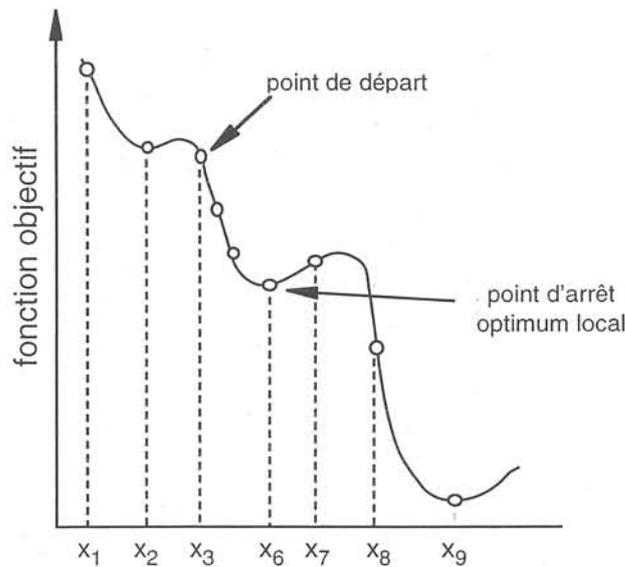


Figure 4.10: Plusieurs résultats en appliquant la méthode purement descendante

Dans la figure 4.10 on voit l'évolution de la fonction objectif en fonction de plusieurs solutions différentes. En prenant  $x_3$  comme point de départ, la stratégie de recherche purement descendante va parcourir différentes solutions pour s'arrêter à la solution  $x_6$ , ce qui représente un minimum local. Si on était parti de la solution  $x_1$  ou  $x_8$ , on serait arrivé à des solutions qui ont des valeurs bien différentes ( $x_2$ ,  $x_9$ ).

Afin de résoudre le problème des optima locaux, il serait possible de générer aléatoirement  $n$  configurations arborescentes et de les optimiser avec une méthode de transfert de charge purement descendante. On obtient alors  $n$  configurations qui sont des optima locaux, et dont on choisit la meilleure.

Cependant, il faut tenir compte du nombre explosif des configurations arborescentes d'un réseau de distribution. La probabilité de générer une configuration arborescente pour laquelle l'algorithme de Load Flow ne convergerait pas ou fournirait des résultats faux dus à des violations de contraintes électriques n'est pas du tout négligeable.

Afin de faire face à ce problème de stagnation autour du premier optimum local trouvé, d'autres méthodes d'optimisation sont utilisées comme la recherche tabou et le recuit simulé. Ils permettent le choix d'une configuration où la fonction objectif ne décroît pas systématiquement. Autrement dit, si certaines conditions sont respectées, on admet de ne pas minimiser la fonction objectif.

## 4.8      La méthode Tabou

### 4.8.1    Introduction

Parmi les nouvelles méthodes heuristiques développées au cours des dix dernières années dans le domaine de l'optimisation combinatoire, la méthode de recherche tabou (RT) s'est révélée très prometteuse et a été appliquée avec succès pour un certain nombre de problèmes d'optimisation classiques [Sori97]. Elle a été également appliquée pour l'optimisation de la topologie d'un réseau de distribution [Cher92],[Augu97a],[Augu97b].

La méthode de recherche tabou peut être comparée avec une méthode de recherche purement descendante sauf qu'elle est équipée avec un certain nombre de mécanismes et de règles qui lui permettent de ne pas stagner autour du premier optimum local comme c'est le cas avec une méthode d'optimisation purement descendante.

La méthode de recherche tabou reste tout de même une approche heuristique vu qu'à l'heure actuelle, aucune démonstration mathématique prouve son bon fonctionnement [Hert92],[Sori97], même si certains travaux ont été menés [Faig92] vers cette direction.

Dans ce paragraphe, nous nous limitons à ne décrire que la stratégie de base de la recherche tabou permettant de comprendre sa démarche générale. Pour une explications plus approfondie, on se réfère à une communication de Soriano [Sori97] ou bien sûr, aux publications fondamentales de Glover [Glov86] et Hansen [Hans86].

### 4.8.2    Principe

L'idée de la méthode RT est en fait très simple. Pour expliquer cette méthode d'une manière illustratrice, on considère de nouveau l'exemple du chapitre 3 avec la personne qui cherche à monter sur une colline. On rappelle que dans cet exemple, la personne monte - d'une manière heuristique - la pente la plus forte en espérant atteindre une colline élevée et aussi très vite. Néanmoins, une fois notre personne a atteint une colline avec une certaine hauteur, elle pourrait être bien plus basse que si elle était sur un autre sommet qui ne se trouve en fait pas très loin de la première colline. Le problème est uniquement qu'il faut redescendre pour y accéder. Sachant que pour atteindre un sommet plus haut, il faut d'abord redescendre, la personne - qui a d'ailleurs une vue très limitée - commence à redescendre en espérant que quelques pas plus tard, elle pourra continuer à remonter. A partir de ce moment, il existe le problème d'orientation, c'est-à-dire comment notre personne peut savoir qu'elle ne va pas retomber sur son chemin qu'elle a déjà emprunté et qui la mènera de nouveau sur la première colline? Pour ce faire, la personne va placer des petites marques sur son chemin, pour savoir par où elle est déjà passée et par où il ne faut pas repasser, même si le chemin va dans la bonne direction, c'est-à-dire, même s'il monte. Ainsi, la recherche explore des domaines plus vastes, sans pour autant représenter une recherche exhaustive.

Si on transcrit cette démarche maintenant à notre problème d'optimisation de la topologie d'un réseau de distribution, on part également d'un certain point, c'est-à-dire d'une configuration arborescente initiale  $s^0$ . Ensuite, on applique une méthode de recherche descendante du type 'meilleure configuration arborescente voisine'. On engendre ainsi une suite de configurations  $s^0, s^1, s^2, \dots, s^P$  de valeurs strictement décroissantes et on s'arrête en un minimum local  $s^P$ .

Le principe est alors de poursuivre la génération de la suite de configuration en forçant l'algorithme à quitter le minimum local  $s^P$  et en prenant des solutions moins bonnes que celles de  $s^P$ .

Cette modification du processus d'exploration rend donc la recherche tabou insensible aux optima locaux, mais en même temps, il existe le risque de retourner à l'optimum local que l'on vient de quitter. Afin de faire face à ce problème, la RT conserve des informations sur le cheminement effectué pendant les  $n$  dernières configurations que l'on a rencontrées. Ces configurations sont alors déclarées *tabou*, d'où le nom de la méthode. Pour conserver suffisamment de flexibilité à la méthode, l'ensemble des configurations interdites - stockées dans la liste tabou - est limité. Une fois le risque de cyclage disparu, on permet à la méthode de remettre ses choix en question et de mener une exploration beaucoup plus large dans l'ensemble des solutions. On remarque qu'il est possible d'avoir une taille de la liste tabou qui est variable [Batt92].

Pour illustrer cette recherche, nous allons considérer de nouveau la figure 4.10 où on voit l'évaluation de la fonction objectif  $f$  en fonction des solutions  $x_i$ . Jusqu'à la solution  $x_6$  un algorithme classique purement descendant peut être utilisé. A partir de  $x_6$  il n'y a plus aucune solution permettant de diminuer  $f$ . Pour sortir de cet optimum local  $x_6$ , on permet de choisir une solution  $x_7$  qui est moins bonne que celle d'avant. Pour éviter que la trajectoire de recherche emprunte le même chemin qui aboutissait à  $x_6$ , on va interdire un certain nombre de solutions qui se trouveraient sur ce chemin, par ex.  $x_3 \dots x_6$ .

Parmi les solutions voisines de  $x_6$ , la solution  $x_7$  est la meilleure. En effet, dans l'exemple de la figure 4.10, il faut accepter une détérioration de la fonction objectif pour que l'algorithme décroisse de nouveau ( $x_8$ ) et atteigne une solution qui est meilleure que celle rencontrée en  $x_6$ .

### 4.8.3 Application à l'optimisation d'un réseau de distribution

La méthode de recherche selon le principe de la méthode Tabou peut être facilement appliquée à la stratégie de transfert de charge. Jusqu'à l'obtention d'un premier minimum, la stratégie est identique à une méthode purement descendante. A partir du moment où l'on ne peut plus diminuer la fonction objectif, on permute vers des configurations arborescentes qui ne réduisent plus le critère étudié et qui ne sont pas interdites, c'est-à-dire celles qui ne se trouvent pas dans la liste tabou. Après avoir parcouru un certain nombre de configurations arborescentes, la valeur de la fonction objectif recommence à diminuer. On remarquera que lors des différentes étapes de la RT, il se peut que les

valeurs de la fonction objectif soient même supérieures à celles de l'état initial, ce qui n'empêche pas d'aller ensuite vers un autre minimum local qui est meilleur que le premier minimum local trouvé.

#### 4.8.4 Les tabous

La définition et la gestion des solutions déclarées tabou (les tabous) jouent un rôle très important dans le processus d'optimisation. Comme nous l'avons déjà indiqué précédemment, les tabous correspondent à une sorte de mémoire à court terme qui indique à la procédure, quelles solutions elle a déjà parcouru. Ceci lui permet ainsi d'orienter la recherche vers des domaines de solutions pas encore visités.

En ce qui concerne la nature des tabous pour la méthode de transfert de charge, différentes mises en oeuvre sont possibles. En principe, les tabous doivent contenir les états parcourus pendant les  $n$  dernières étapes. Lors de la recherche de la configuration arborescente optimale, un état est défini par l'ensemble des états topologiques des branches (ouvert / fermé). Ainsi, la façon la plus simple de mettre en oeuvre un tabou, consiste à définir un ensemble des états des branches représentant une topologie arborescente.

Lorsqu'une configuration arborescente est examinée sur le fait qu'elle soit tabou, l'état topologique de chaque branche pour toutes les configurations dans la liste tabou, doit être comparé avec l'état des branches de la configuration actuelle.

Cette façon de procéder est relativement coûteuse en taille mémoire et en temps de calcul. Cependant nous avons testé cette façon de gérer les tabous vu qu'elle représente l'idée de base de la RT. De plus, il nous a fallu acquérir de l'expérience dans le vaste domaine de la RT.

Une deuxième façon pour gérer les tabous consiste à stocker uniquement l'information permettant d'identifier la transition effectuée à l'itération  $k$  entre la solution  $x^k$  et la solution  $x^{k+1}$ . Cette information est alors utilisée pour interdire la transition inverse. Appliqué au problème de transfert de charge, cela veut dire que l'on stocke dans la liste tabou le couple des branches qui ont changé l'état topologique à une étape donnée. Autrement dit, durant un certain temps, deux branches ( $b_O$ ,  $b_F$ ) où  $b_O$  a été ouverte et  $b_F$  a été fermée à une étape donnée, ne doivent plus changer l'état topologique en même temps.

Cette façon de procéder ne demande ni beaucoup de temps de calcul ni beaucoup de taille mémoire. Dans les résultats que nous présenterons dans un paragraphe ultérieur, on peut cependant voir les limites de cette méthode de mise en oeuvre des tabous.

Une troisième façon pour déterminer les tabous est similaire à la précédente. On stocke dans la liste tabou les branches qui sont impliquées dans un transfert, mais l'interprétation des informations est différente. En effet, on déclare une nouvelle configuration tabou suite à une modification élémentaire (permutation de l'état ouvert / fermé de deux branches) lorsque l'une a) ET b) OU l'autre des deux branches a été déjà utilisée dans le sens inverse. Notons que c'est la méthode utilisée par Cherkaoui pour définir ses tabous avec laquelle il a pu trouver des résultats satisfaisants [Cher92].

Cette restriction des configurations possibles est assez sévère, surtout dans le cas b) où toute modification élémentaire est interdite lorsque l'on utilise une branche de l'ensemble de toutes les branches dans la liste tabou. Or, dans les optimisations effectuées on peut voir que ces restrictions n'empêchent pas forcément de trouver de très bonnes solutions en un temps de calcul raisonnable.

Pour des raisons évidentes d'efficacité de calcul, on va limiter la taille  $T$  de la liste tabou. La tâche principale des tabous est de donner une possibilité à l'algorithme de sortir de la zone d'attraction d'un minimum local. C'est pour cela que la taille minimale dépend de la nature des minima locaux et donc de la nature du problème. Ces informations ne sont évidemment pas disponibles, mais l'expérience pratique montre qu'une taille comprise entre 5 et 50 est souvent suffisante [Gond95].

#### 4.8.5 Critère d'aspiration

Les tabous qui ont en premier lieu la tâche d'éviter le cyclage, peuvent parfois s'avérer trop restrictifs et empêcher l'algorithme de recherche d'aller dans des régions pas encore visitées. Il faut donc un mécanisme inverse qui permette d'entrer dans des zones prometteuse alors qu'elles sont tabou. Les critères dits "d'aspiration" remplissent ce rôle.

Il existe des méthodes très sophistiquées qui permettent de se diriger vers des solutions qui sont par définition tabou. Cependant, pour le cas de l'optimisation d'un réseau de distribution, nous allons prendre le critère d'aspiration le plus simple: Il consiste à remettre en question une configuration déclarée tabou si cette dernière a un coût strictement inférieure à la meilleure configuration rencontrée jusqu'à présent. C'est évidemment un critère assez sévère qui ne devrait pas être vérifié très souvent. Cependant, il évite de commettre des oublis flagrants.

#### 4.8.6 Algorithme de base de la recherche tabou

Ci-dessous, l'algorithme de base de la méthode tabou (*simple tabou search*) appliqué à l'optimisation de la topologie d'un réseau de distribution:

##### Notations:

- $s$  : Configuration arborescente courante
- $f(s)$  : Valeur de la fonction objectif de celle-ci
- $s^*$  : Meilleure configuration arborescente rencontrée jusqu'alors
- $f^*$  : Valeur de la fonction objectif de celle-ci
- $V(s)$  : Ensemble de toutes les configurations voisines de  $s$

**Initialisation:**

Choisir une configuration initiale  $s_0$

Poser  $s := s^* := s_0$ ,  $f^* := f(s_0)$  et compteur\_étapes := 0

Poser critère\_arret = FAUX

Etapes itératives:

**TANT QUE** critère\_arret == FAUX **FAIRE**

compteur\_étapes := compteur\_étapes + 1;

Dans  $V(s)$ , choisir la meilleure configuration  $s'$  qui n'est pas tabou

Poser  $s = s'$

**SI**  $f(s) < f^*$  **FAIRE**

$s^* = s$  et  $f^* = f(s)$

**FIN SI**

Mettre à jour les tabous

Evaluer le critère de d'arrêt

**FIN TANT QUE**

#### 4.8.7 Critères d'arrêt

En ce qui concerne les critères d'arrêt, de nombreuses mises en oeuvre sont possibles, par exemple:

- Pour le cas où l'on connaît la valeur de l'optimum global, on s'arrête dès que l'on a atteint une solution qui est suffisamment proche de la valeur de l'optimum globale.
- On peut définir un temps de calcul maximal. Une fois ce temps est atteint, on prend la meilleure solution trouvée en tant que solution finale du problème.
- Après avoir effectué un certain nombre d'itérations sans avoir amélioré la meilleure solution.

#### 4.8.8 Vers une recherche tabou efficace

Pour illustrer le fonctionnement de la méthode tabou, nous allons traiter le problème de la minimisation des pertes Joule pour un réseau de distribution réel. Comme nous ne connaissons pas la nature de la fonction objectif, la définition des tabous n'est pas un problème trivial. Par conséquent, il

nous a fallu tester différentes mises en oeuvre pour les tabous. Ainsi, nous avons pu juger leur efficacité pour l'optimisation des pertes Joule d'un réseau de distribution.

#### 4.8.8.1 Interdiction des transitions inverses

La première mise en oeuvre des tabous consistait à interdire des transitions inverses. Afin de transiter d'une solution à une autre, un transfert de charge est effectuée. Ainsi, une telle transition est déclarée tabou lorsqu'elle a été déjà effectuée dans le sens inverse.

Malheureusement, la réalisation pratique a montré que cette mise en oeuvre des tabous est impraticable pour la minimisation des pertes Joule d'un réseau de distribution.

Cette observation s'explique de la manière suivante:

Après avoir atteint un premier minimum local, la RT accepte des solutions moins bonnes dans l'espoir de trouver plus tard un meilleur minimum. Il faut savoir que pour une topologie arborescente donnée, il existe des transferts de charge qui n'ont aucun effet sur les courants et par conséquent ne changent pas les pertes Joule. Cependant, la méthode RT va choisir de telles configurations car elles représentent de bonnes solutions parmi l'ensemble des configurations voisines. Un cycle devient ainsi possible avec trois transferts de charge qui ne modifient pas les pertes Joule. La RT n'arrive pas à sortir de ce cycle.

D'une manière heuristique, on pourrait interdire le choix d'un transfert de charge qui n'entraîne pas de changement dans la fonction objectif. Cependant, d'autres optimisations ont montré qu'il peut être nécessaire de passer par des arborescences où la valeur de la fonction objectif ne change pas.

#### 4.8.8.2 Vérification de la topologie entière

Dans le deuxième cas, on déclare une configuration tabou si elle n'est pas identique à une autre que nous avons rencontrée pendant  $n$  étapes, où  $n$  est la taille de la liste tabou. Certes, cette mise en oeuvre de la liste tabou peut rapidement s'avérer très encombrante et coûteuse à gérer étant donné la quantité d'informations requise pour décrire une solution. Cependant, elle représente une étape indispensable pour converger vers des tabous plus efficaces.

La figure 4.11 montre l'évolution des pertes Joule en fonction des étapes d'itération. Jusqu'à l'obtention du premier minimum local, la recherche est purement descendante. La deuxième phase de la recherche est marquée par un faible accroissement des pertes. Ce phénomène se répète après un certain nombre d'étapes.

Nous avons constaté qu'il correspond à la taille de la liste tabou. Des optimisations effectuées avec une liste tabou plus grande donnaient des résultats similaires.

Ce phénomène de cyclage peut être expliqué de la manière suivante:

Dans un réseau de distribution, le nombre de configurations arborescentes possibles peut être explosif. Parmi ce grand nombre, il existe de nombreuses 'bonnes' configurations dans le voisinage

du premier optimum local avec des pertes légèrement supérieures. Pour une RT qui interdit seulement de choisir exactement la même topologie, il reste ainsi beaucoup de bonnes configurations. Cependant, elles ne permettent pas suffisamment à l'algorithme de recherche de sortir de la zone d'attraction du premier minimum local.

La zone d'attraction des optima locaux étant trop grande, il a fallu trouver une mise en oeuvre différente pour les tabous où l'on est plus sévère par rapport à l'interdiction des arborescences. Par conséquent, nous pouvons obtenir des configurations qui sont suffisamment différentes de celles du premier minimum local ce qui permet de quitter la zone d'attraction du premier minimum.

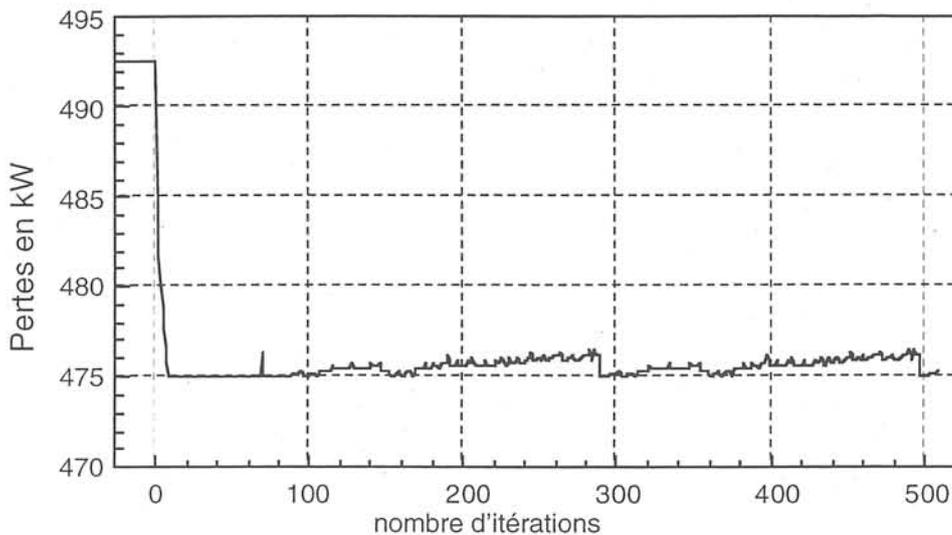


Figure 4.11: Evolution de la fonction objectif

#### 4.8.8.3 Interdiction des branches impliquées dans un transfert de charge

La troisième façon de définir les tabous consiste à déclarer un transfert de charge tabou lorsqu'une ET/OU l'autre des deux branches impliquées ont déjà été utilisées dans le sens inverse auparavant. Une branche qui a été ouverte (fermée) ne pourra plus être fermée (ouverte) pendant un certain temps. Cette façon de gérer la liste tabou ne demande pas beaucoup de temps de calcul. De plus, la taille mémoire demandée est très petite.

Pour une telle optimisation (figure 4.12), le meilleur minimum trouvé a une valeur nettement inférieure au premier optimum trouvé.

La première phase de la RT est identique à une recherche purement descendante (itérations 0-7). Après avoir parcouru différentes configurations où les pertes n'ont pas pu être réduites, la RT accepte des configurations moins bonnes. On voit que pour atteindre des meilleures valeurs, on est amené à parcourir des configurations moins bonnes que la configuration initiale.

A partir de l'itération No 90, la RT atteint des configurations de meilleure qualité que celle du premier optimum local rencontré. Par la suite, la RT atteint encore plusieurs minima avec des pertes Joule moins élevées que dans le premier optimum local.

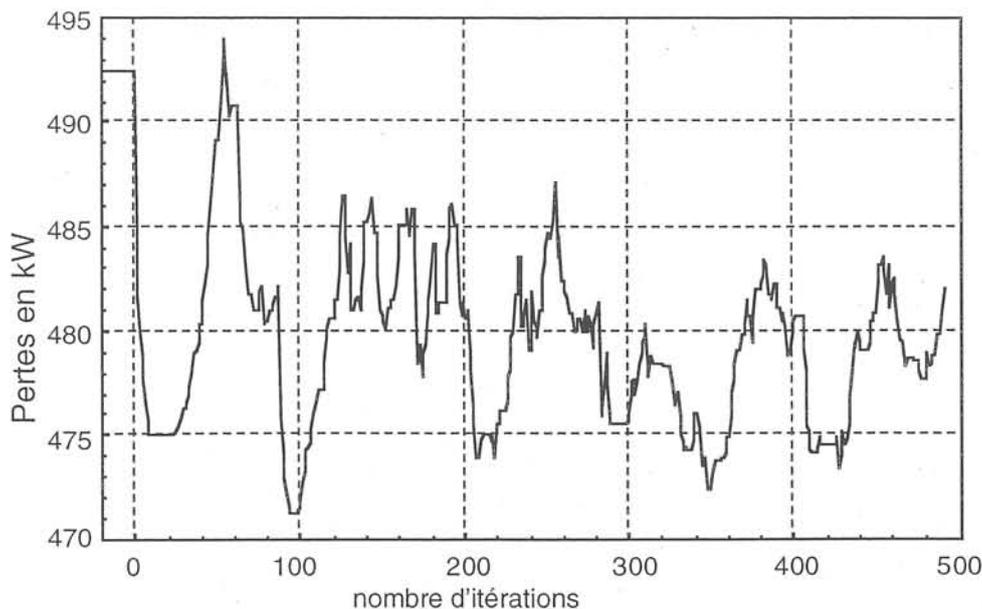


Figure 4.12: Evolution de la fonction objectif

Dans le paragraphe (4.8.8.1) nous avons évoqué les configurations qui sont topologiquement différentes, mais qui ont la même valeur pour la fonction objectif. Ce phénomène peut être observé entre la dixième et la vingtième itération. Cependant on voit qu'elles sont nécessaires pour transiter à un autre optimum atteint 80 itérations plus tard.

En ce qui concerne la taille de la liste tabou, l'expérience ont montré qu'une taille de 50 est à la fois suffisamment petite pour réduire les temps de calcul et à la fois assez grande pour éviter des cycles. Quant au test d'arrêt pour l'optimisation, on a choisi 400 itération sans améliorations de la plus petite valeur de la fonction objectif. D'autres optimisations avec une valeur de 5000 n'ont pu permettre l'amélioration de la fonction objectif.

#### 4.8.8.4 Optimisation partant de plusieurs états initiaux

La méthode de recherche tabou a pu permettre de diminuer considérablement les valeurs de la fonction objectif par rapport à la valeur du premier optimum local trouvé. Cependant, il reste le problème de savoir si la solution trouvée représente le minimum global ou seulement une solution assez bonne. Certes, pour répondre à cette question avec 100% de certitude, nous devrions faire une recherche explicite en examinant les pertes Joule de toutes les configurations arborescentes possibles. Ceci n'est pas possible vu le nombre explosif de configurations possibles pour un réseau de distribution réel.

Comme nous l'avons déjà mentionné, un problème d'optimisation avec plusieurs minima locaux peut être traité en partant de plusieurs états initiaux différents. Ainsi, même en utilisant un algorithme de recherche purement descendant, il soit possible de plus s'approcher du minimum global. Cependant, il reste le problème de trouver des configurations initiales suffisamment différentes.

Avec la méthode RT, on est plus indépendant vis-à-vis des minima locaux ce qui augmente les chances de s'approcher de l'optimum global, même si on part d'une configuration initiale mauvaise. Nous allons donc vérifier les performances de la RT en partant de plusieurs états initiaux différents et nous allons comparer les solutions finales obtenues.

Afin de créer une deuxième configuration qui est topologiquement assez différente, nous avons appliqué une autre méthode de minimisation des pertes, la méthode d'ouverture de branches séquentielle [Merl75]. Pour cette méthode, la solution finale trouvée est indépendante de la solution initiale. Une troisième configuration a pu être créée avec la même méthode en prenant un modèle différent pour les charges. Alors que pour la méthode de transfert de charge, le modèle de charge n'a pas d'influence, il est plus important pour la méthode d'ouverture de branches séquentielle. La configuration trouvée après optimisation est ainsi assez différente de celle trouvée lorsque nous avons pris un autre modèle de charge.

Nous avons également pris la méthode de fermeture de branches séquentielle pour trouver une quatrième configuration initiale différente. Enfin nous avons obtenu une cinquième configuration initiale après avoir optimisé le réseau avec la méthode de transfert de charge en utilisant un critère qui égalise les courants parmi les départs.

Le critère à optimiser avec la RT est celui des pertes Joule.

Dans un premier cas, nous avons appliqué une méthode de recherche qui s'arrête au premier minimum trouvé. Le résultat est qu'en partant de cinq états initiaux différents, nous avons atteint trois solutions finales différentes.

En prenant la méthode de recherche tabou, nous avons atteint cinq fois la même solution finale, la meilleure parmi les trois précédents. Ceci confirme que la RT permet de s'approcher plus de l'optimum global indépendamment de la qualité de la configuration initiale.

Par ailleurs, ces résultats confirment les recherches effectuées par Cherkaoui [Cher92]. En effet, il a utilisé la méthode RT pour optimiser la topologie d'un réseau de distribution artificiel avec un maillage très important. Pour un tel réseau, le nombre d'optima locaux est considérable et c'est pour ces cas que la recherche tabou montre ses véritables qualités. En partant de 100 configurations initiales différentes, il a obtenu des configurations finales quasiment identiques ce qui confirme l'insensibilité de la RT à la configuration initiale.

## 4.9 La méthode du recuit simulé

### 4.9.1 Introduction

La méthode du Recuit Simulé (*simulated annealing*) [Kirk83] se base sur des analogies qui existent entre le processus de recuit d'un métal afin d'obtenir une structure cristalline ayant un minimum d'énergie et un problème d'optimisation.

Au début d'un recuit réel, on choisit une température assez élevée. Le processus de refroidissement se passe très lentement tout en marquant des paliers de température qui permettent au métal de prendre un équilibre thermique. Les atomes s'ordonnent de façon à atteindre un équilibre thermique dans lequel l'énergie est minimale. Au fur et à mesure du recuit, le palier de température est choisi de plus en plus bas. A la fin du processus, on obtient un matériau avec une structure cristalline ayant des atomes bien arrangés et avec un minimum d'énergie. Cependant, si la température pendant le processus du recuit est abaissée trop vite, les atomes n'ont pas le temps de s'ordonner correctement et restent dans un état figé. Le matériau prend une structure amorphe ce qui se traduit par un niveau d'énergie plus élevé. Une méthode qui simule le comportement d'un système d'atomes vers un état thermique stable, a été proposée par Metropolis [Metr53]. A partir d'un état connu d'un système avec la température  $T$ , on examine l'énergie du système lorsque que l'on effectue des changements microscopiques en modifiant aléatoirement la position d'un atome. Pour le nouvel état, on calcule l'énergie du système. La différence  $\Delta E$  des énergies avant et après la perturbation est décisive pour la suite de la méthode:

Si  $\Delta E < 0$ , l'état du système est retenu et utilisé comme état de base où l'on applique de nouvelles perturbations.

Si  $\Delta E > 0$ , l'état est traité en terme de probabilité. Il est retenu avec une probabilité  $P = \exp(-\Delta E/k_B T)$  où  $k_B$  désigne la constante de Boltzmann. Dans le cas contraire, l'état est rejeté.

On peut noter que plus la température est élevée, plus la nouvelle configuration a la chance d'être acceptée.

En faisant un nombre de perturbations suffisamment élevé, on simule finalement le comportement dynamique du système jusqu'à son équilibre thermique.

L'algorithme du recuit simulé développé par Kirkpatrick utilise une suite d'algorithmes de Metropolis où il décroît à chaque fois la température. Partant d'une température initiale élevée, on effectue des transformations de voisinage au hasard. Ainsi, de nouvelles configurations sont générées.

Si l'on traduit cette optimisation maintenant au cas des réseaux de distribution, une transformation de voisinage au hasard correspond à un transfert de charge au hasard. Parmi l'ensemble des branches ouvertes, on en choisit une pour la fermer. La boucle créée sera éliminée par l'ouverture d'une branche de la boucle, également choisi au hasard.

Selon l'algorithme de Metropolis, elle correspond à une petite perturbation. Pour la nouvelle configuration voisine, on calcule l'énergie du système. Elle correspond à la fonction objectif que l'on cherche à optimiser, par exemple les pertes Joule. La différence des énergies avant et après la perturbation  $\Delta E$  est traitée en terme de probabilité comme expliqué plus haut. Les transferts de charge (les perturbations) sont répétées jusqu'à l'équilibre thermique.

Une fois l'équilibre thermique atteint, on fait décroître la température et on continue la génération de nouvelles configurations jusqu'à un nouvel équilibre.

Si au départ du recuit simulé, on affecte une température élevée, il est fort probable que des perturbations qui augmentent l'énergie du système soient acceptées. Afin de sortir des optima locaux, il est alors nécessaire de choisir une température initiale assez élevée.

### 4.9.2    Algorithme du recuit simulé

Ci-dessous l'algorithme de base de la méthode du recuit simulé appliqué à l'optimisation de la topologie d'un réseau de distribution:

#### Notations:

- $s$         : Configuration arborescente courante
- $f(s)$     : Fonction objectif (Energie) de  $s$
- $V(s)$     : Ensemble de toutes les configurations voisines de  $s$
- $T_0$       : Température initiale
- $T_{fin}$     : Température finale

#### Initialisation:

Choisir une configuration initiale  $s_0$

Poser  $s := s^* := s_0$ ,  $f^* := f(s_0)$  et compteur\_étapes := 0

**TANT QUE** ( $T_O > T_{fin}$ ) **FAIRE**

Étapes selon l'algorithme de Metropolis:

**TANT QUE** (compteur\_étapes < nbr\_étappes\_max) **FAIRE**

choisir une configuration voisine  $s'$  au hasard

Calculer  $\Delta E$  tel que  $\Delta E = f(s') - f(s)$

**SI**  $\Delta E < 0$

$s = s'$

**SINON**

Générer un nombre aléatoire  $r$  entre 0 et 1

**SI** ( $\exp(-\Delta E/k_B T) > r$ ) **ALORS**  $s = s'$

**FIN SI**

compteur\_étapes := compteur\_étapes + 1;

**FIN TANT QUE** /\* l'équilibre est atteint \*/

Baisser la température  $T_O$

**FIN TANT QUE**

### 4.9.3 Les paramètres

En ce qui concerne la mise en oeuvre de la méthode, il faut déterminer un certain nombre de paramètres [Salu97],[Cher92] dont:

- La température initiale
- Le critère d'arrêt pour l'algorithme de Metropolis (la valeur de nbr\_étappes\_max) ainsi qu'un critère pour l'arrêt de l'algorithme global
- Le schéma de refroidissement de la température (*cooling scheme*)

#### 4.9.3.1 Température initiale

Une température initiale qui est trop basse ne permet pas une croissance de la fonction objectif. Cependant, afin de sortir des minima locaux, il est important de passer par des configurations avec des énergies plus élevées que l'énergie initiale pour ensuite localiser la région où se trouve l'optimum global. Kirkepatrick propose une méthode où l'on choisit d'abord une température initiale quelconque. En générant quelques configurations et leur énergie associée, on vérifie le taux d'acceptation. Tant qu'il est inférieure à un certain taux proche de 1, on multiplie la température par 2 et on recommence la génération de nouvelles configurations.

#### 4.9.3.2 Nombre d'étapes pour atteindre l'équilibre thermique

A chaque palier de température l'algorithme de Metropolis est utilisé. Le nombre d'étapes à réaliser doit être suffisamment grand pour garantir un équilibre thermique. Un choix simple consiste à déterminer un nombre trouvé par des essais que l'on multiplie par la taille du problème, dans notre cas avec le nombre de branches ouvertes.

#### 4.9.3.3 Profil de décroissance de la température

Le profil de décroissance de la température doit être choisi de telle manière que le nombre d'étapes dans l'algorithme de Metropolis ne soit pas trop grand. Kirkepatrick propose un profil logarithmique telle que  $T_{k+1} = \alpha T_k$  avec  $\alpha = 0,90..0,99$

#### 4.9.3.4 Critère d'arrêt

Une méthode pour arrêter l'enchaînement des algorithmes de Métropolis, c'est-à-dire pour arrêter l'algorithme global, est de vérifier que le rapport entre le nombre des configurations acceptées et le nombre de configurations refusées est supérieure à une certaine valeur.

#### 4.9.4 Conclusion sur le recuit simulé

Le recuit simulé représente un algorithme d'optimisation pour des problèmes de nature tout à fait générale. Pour un réseau de distribution, il est ainsi possible d'optimiser sa topologie quelque soit le critère, avec un temps de calcul très élevé. Ceci est principalement du aux nombreuses évaluations de la fonction objectif. Malgré cet inconvénient, le recuit simulé représente une méthode d'optimisation capable d'atteindre la solution optimale [Kirk83] et ainsi il peut nous servir de référence pour évaluer la qualité des méthodes heuristiques qui trouvent en général des solutions en un temps de calcul nettement plus court.

### 4.10 Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons décrit une méthode d'optimisation de la topologie d'un réseau de distribution qui est basée sur la stratégie du transfert de charge. A travers une analyse de différents modèles de charge, nous avons constaté que leur influence vis-à-vis de la méthode de transfert de charge est très faible. Ainsi, nous avons pu développer une méthode permettant une évaluation rapide de la fonction objectif du à un transfert. Grâce à la nature multicritère de la méthode, il est possible d'effectuer une optimisation d'une part pour le régime normal, d'autre part pour le régime d'incident.

En effet, en choisissant une fonction objectif adaptée, on arrive à effectuer des transferts de charge appropriés aux deux régimes d'exploitation.

Afin d'accélérer davantage le processus de recherche, nous avons également introduit des méthodes qui évitent toute évaluation redondante de la fonction objectif.

La méthode de transfert de charges a l'inconvénient de s'arrêter à un optimum local qui peut être très éloigné de l'optimum global. Afin de faire face à ce problème, nous avons également présenté deux stratégies qui permettent à la méthode de transfert de charge de ne pas être piégée par des optima locaux. Ces deux stratégies sont la méthode de recherche Tabou et le Recuit Simulé.

Les algorithmes développés sur la base de la stratégie de transferts de charge représentent ainsi notre outil de base pour l'optimisation en temps réel des réseaux de distribution en régime normal et en régime d'incident.

## **Chapitre 5**

# **Optimisation en régime normal**



## 5.1 Introduction

Comme nous l'avons déjà mentionné dans le chapitre 1, le réseau de distribution se trouve en régime normal lorsque il n'y a pas d'anomalie. Les tensions aux postes sont dans une limite spécifiée, les courants dans les lignes ne dépassent pas leurs valeurs maximales admissibles et chaque poste est alimenté par un chemin unique (pas de boucle). Dans ce régime, une amélioration des conditions d'exploitation (une optimisation) se fait en général pour réduire les coûts d'exploitation, par exemple par une réduction des pertes dans le réseau. De plus, il est important d'équilibrer les courants parmi les départs ce qui entraîne évidemment un équilibrage des courants de réserve. Au cas où un défaut se produit, il est ainsi plus facile de réalimenter les parties perdues.

Dans les chapitres 2, 3 et 4 nous avons discuté des différents outils pour l'optimisation d'un réseau de distribution. Les méthodes d'optimisation sont - à part la méthode Tabou ou le Recuit Simulé - toutes empruntées au domaine des méthodes heuristiques. Les résultats obtenus ne peuvent en aucun cas être considérés comme optimaux. Cependant, selon la nature du problème d'optimisation, les méthodes heuristiques peuvent déjà donner de très bonnes solutions en un temps de calcul tout à fait acceptable. L'allure de la fonction objectif à optimiser pour un réseau de distribution n'est pas connue et, par conséquent, on ne peut pas se prononcer sur l'efficacité d'une méthode heuristique du type meilleur voisin (figures 5.1 et 5.2).

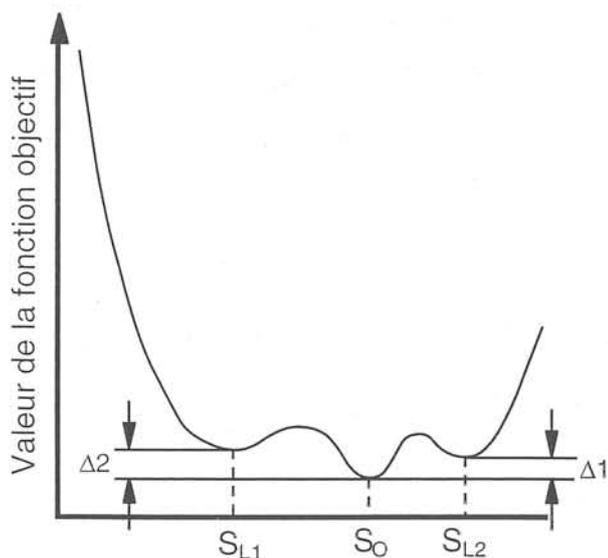


Figure 5.1: Fonction objectif de type 1

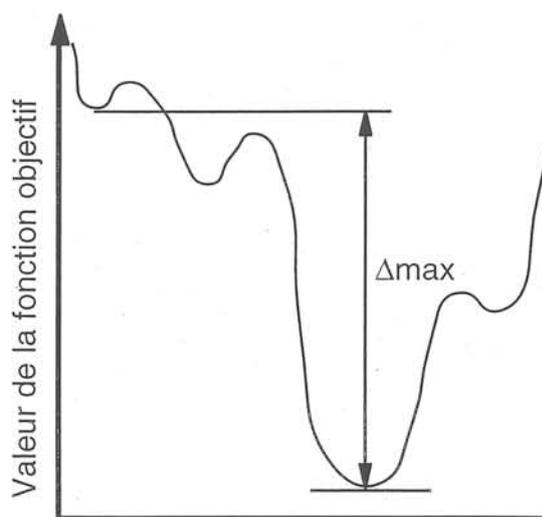


Figure 5.2: Fonction objectif de type 2

Dans le cas d'une fonction objectif qui possède plusieurs minima locaux ( $S_{L1}$ ,  $S_{L2}$ ) et un optimum global ( $S_0$ ) (figure 5.1) un algorithme du type 'meilleur voisin' qui descend la pente la plus forte va s'arrêter soit aux optima locaux  $S_{L1}$ ,  $S_{L2}$  soit à l'optimum global  $S_0$  selon le point initial. Dans ce cas, les écarts  $\Delta 1$  et  $\Delta 2$  entre les optima locaux et l'optimum global sont faibles et un algorithme du type meilleur voisin est tout à fait suffisant.

Par contre si la fonction objectif a une allure comme il est montré dans la figure 5.2, cette même méthode pourra converger vers des optima locaux très éloignés ( $\Delta_{\max}$ ) de l'optimum global.

Nous rappelons que l'allure de la fonction objectif (figures 5.1 et 5.2) n'est pas connue. Afin de faire face à cette problématique, nous allons appliquer différentes méthodes heuristiques pour l'optimisation d'un réseau de distribution en régime normal qui donnent en général différents minima locaux.

En comparant les résultats, il nous sera possible de mieux nous prononcer sur la nature de la fonction objectif, notamment de savoir si elle est plutôt de type 1 ou de type 2.

En utilisant d'autres méthodes d'optimisation plus dédiées à rechercher l'optimum global (méthode Tabou et le Recuit Simulé), nous pourrions conclure sur l'efficacité des méthodes heuristiques. Pour que notre approche soit plus pertinente et rigoureuse, différents réseaux de distribution ont été optimisés.

Mais tout d'abord, nous allons faire une étude sur les différents critères d'optimisation en régime normal d'exploitation.

## 5.2 Critères d'optimisation

En régime normal, les exploitants cherchent en premier lieu à fournir une bonne qualité d'énergie et à réduire leurs coûts d'exploitation tout en ayant des courants équilibrés au niveau des départs. Du point de vue du client, la qualité de l'énergie se résume à deux paramètres:

1. les chutes de tension
2. le temps d'interruption suite à un défaut

Dans ce chapitre, nous ne nous intéressons qu'au premier paramètre, le deuxième étant traité dans le chapitre consacré au régime d'incident.

Néanmoins, il est intéressant de savoir que la réduction des chutes de tensions est accompagnée d'un équilibrage des courants (et des marges) au niveau des départs. La reprise de service devient ainsi plus facile, ce qui réduit le temps de coupure.

L'optimisation en régime normal se réduit ainsi à considérer les critères suivants:

- Les pertes Joule qui représentent des coûts supplémentaires pour les exploitants, sont exprimées par la fonction objectif suivante:

$$f_1 = \sum_i^L R_i I_i^2 \tag{5.1}$$

avec:

- L : L'ensemble des lignes
- $R_i$  : Résistance de la ligne i
- $I_i$  : Module du courant dans la ligne i

- Les écarts de tension par:

$$f_2 = \sum_i^N \left( \frac{|V_i - V_{Nom}|}{V_{Nom}} \right)^2 \quad (5.2)$$

avec:

- N : L'ensemble des noeuds
- $V_i$  : Tension complexe au noeud i
- $V_{Nom}$  : Tension nominale au poste source
- |.| : Opérateur pour calculer le module d'une grandeur complexe

- L'équilibre des courants par:

$$f_3 = \sum_i^L \left( \frac{I_i}{I_{i,Max}} \right)^2 \quad (5.3)$$

avec:

- L : L'ensemble des lignes
- $I_i$  : Module du courant dans la ligne i
- $I_{i,max}$  : Courant maximal admissible de la ligne i

Le Recuit Simulé (§4.9) est une méthode d'optimisation indépendante de la fonction objectif et peut ainsi traiter chacun de ces trois critères. Malgré l'effort en terme de temps de calcul, cette méthode nous a permis de voir les effets des différents critères.

Bien qu'il paraisse logique que les chutes de tension soient corrélées avec les pertes Joules et l'équilibre de courants, il est intéressant d'avoir une idée quantitative sur cette corrélation. Ainsi, nous avons effectué plusieurs optimisations avec les données de différents réseaux réels, leur caractéristiques se trouvent en l'annexe 3.

Une série d'optimisations a été réalisé avec les données d'un réseau de distribution réel (réseau 3) en utilisant les différents critères (tableau 5.1). Les lignes correspondent aux différents résultats obtenus en optimisant le critère indiqué dans la première colonne. Les colonnes indiquent la valeur du critère en fonction des différentes configurations prises à la fin d'une optimisation. Ces résultats sont

exprimés par rapport à l'état initial avant optimisation et montrent la corrélation qui peut exister entre les différents critères.

Critère utilisé pour l'optimisation	Valeur du critère	$\sum_i^L R_i I_i^2$	$\sum_i^L \left( \frac{I_i}{I_{i,Max}} \right)^2$	$\sum_i^N \left( \frac{ V_i - V_{Nom} }{V_{Nom}} \right)^2$
Etat initial avant optimisation		732,6 kW	29,9	1,41
pertes Joule		659,3 kW (-10%)	25,2 (-16%)	1,31 (-7%)
équilibre des courants		666,7 kW (-9%)	24,2 (-19%)	1,31 (-7%)
chutes des tensions		666,7 kW (-9%)	25,4 (-15%)	1,24 (-12%)

Tableau 5.1: Corrélation entre différents critères, réseau 3 (1824 noeuds / 1840 branches)

On peut voir que le choix du critère n'a que peu d'incidence sur le résultat final de l'optimisation. On constate qu'en optimisant les chutes de tension, on réduit aussi considérablement les pertes Joule et inversement. La première ligne représente les résultats pour l'optimisation des pertes Joule. On arrive ainsi à réduire les pertes à 90% de la valeur avant l'optimisation et l'ensemble des chutes de tension à 93%. Pour le critère des chutes de tension, troisième ligne, on réduit les pertes de 9% et les chutes de tension de 12%. On voit que les différences sont très petites.

Une série d'optimisations a également été réalisée pour un réseau plus important, le réseau 4 (tableau 5.2).

Critère utilisé pour l'optimisation	Valeur du critère	$\sum_i^L R_i I_i^2$	$\sum_i^L \left( \frac{I_i}{I_{i,Max}} \right)^2$	$\sum_i^N \left( \frac{ V_i - V_{Nom} }{V_{Nom}} \right)^2$
Etat initial avant optimisation		2406 kW	88,6	3,58
pertes Joule		1901 kW (-21%)	61,1 (-31%)	2,40 (-33%)
équilibre des courants		1997 kW (-17%)	59,4 (-33%)	2,65 (-26%)
chutes des tensions		1924 kW (-20%)	61,1 (-31%)	2,29 (-36%)

Tableau 5.2: Corrélation entre différents critères, réseau 4 (4672 noeuds, 4739 noeuds)

Comme dans le premier cas, il y a une forte corrélation entre les différents critères observés. De légères différences existent, mais elles ne justifient pas l'utilisation d'un algorithme général à appliquer pour les trois critères différents.

Par la suite, un seul critère sera optimisé en régime normal, celui des pertes Joule, les deux autres critères bénéficient implicitement de cette optimisation.

Ce critère a l'avantage de représenter une valeur concrète et de traduire un coût d'exploitation, alors que les autres critères n'ont qu'une dimension relative.

L'analyse des critères a montré également que la chute de tension la plus importante au sein d'une configuration peut encore être accentuée lors de l'optimisation. En effet, l'amélioration d'un critère qui considère un ensemble de branches (dans notre cas l'ensemble des pertes Joule de toutes les branches) peut provoquer la détérioration de plusieurs termes, c'est-à-dire l'augmentation des pertes dans certaines branches. Si le noeud dont la tension est la plus basse appartient à une partie du réseau qui doit recevoir des charges pour atteindre la configuration optimale, la chute de tension au niveau de ce noeud sera encore plus forte.

Nous avons aussi procédé à des optimisations [Gotz96] afin de réduire le critère choisi en un point, et non pas pour l'ensemble du réseau. Deux critères ont été considérés, le premier consiste à réduire la plus forte chute de tension et le second consiste à optimiser la plus petite marge de courant.

Ces deux types d'optimisation sont comparés à celle utilisant un critère global, les pertes Joule (tableau 5.4).

Critère utilisé pour l'optimisation	Valeur du critère	$\sum_i^L R_i I_i^2$	$\text{Min}_{\forall i \in N} \left( \frac{V_i}{V_{Nom}} \right)$	$\text{Max}_{\forall i \in L} \left( \frac{I_i}{I_{max,i}} \right)$
Etat initial avant optimisation		732,6 kW	95,9%	64%
tension minimum		729,3 kW	96,2%	64%
branche la plus chargée		830,5 kW	95,5%	48%
pertes Joules		684,7 kW	96,0%	57%

Tableau 5.3: Optimisation avec des critères considérant une seule branche ou un seul noeud pour le réseau 3

Par rapport aux optimisations effectuées sur l'ensemble du réseau, nous avons pu obtenir de meilleurs résultats avec les critères de la plus faible tension (96,2% contre 96,0% par rapport à la  $V_N$ ) ou de la ligne la plus chargée (48% contre 57%). Cependant, un critère se référant à la globalité du réseau comme les pertes Joule a été considérablement augmenté. Ainsi ces pertes sont supérieures à celles de l'état initial de près de 20% (831 kW contre 685 kW) lorsque l'on a amélioré la plus petite marge de courant.

Ainsi, nous concluons que l'utilisation des critères globaux est mieux adapté pour l'optimisation d'un réseau de distribution.

## 5.3 Optimisation des pertes Joule

### 5.3.1 Méthode de fermeture de branches séquentielle (FBS)

La méthode de fermeture de branches séquentielle est une manière de déterminer une arborescence d'un réseau à l'aide d'un processus qui part de la topologie du réseau où l'état de chaque branche est indéfini. La détermination de l'arborescence s'effectue à partir d'un noeud source, en général le noeud correspondant au poste source. On ferme à chaque étape une branche et relie ainsi un certain noeud. Après (n-1) étapes, où n représente le nombre de noeuds, la recherche est terminée.

L'inconvénient de cette méthode réside dans le fait que des choix optimaux localement à une étape donnée, peuvent se révéler moins bons par la suite sans que la méthode puisse remettre en question les décisions prises à une étape précédente.

Dans notre cas, nous n'allons pas appliquer la méthode de fermeture de branches séquentielle pour construire une topologie arborescente et réduire les pertes. Nous allons plutôt utiliser cette méthode pour déterminer une configuration radiale qui satisfait les contraintes par rapport aux courants (cf. §(3.2.1)). Lors de la construction de l'arborescence du réseau, on fermera la branche qui garantit un maximum de courant de réserve. La fonction objectif s'exprimera alors de la façon suivante:

$$f_{\text{Objectif}} = \text{Max}_{\forall i \in A} \left( \text{Min}_{\forall i \in B} (I_{i,j} - I_{\text{max},j}) \right) \quad (5.4)$$

avec:

- A : L'ensemble des noeuds qui peuvent être reliés à la partie du réseau déjà connectée (figure 5.3)
- B : L'ensemble des lignes par lesquelles le courant doit passer pour atteindre le noeud i (figure 5.3 où ces lignes sont dessinées en gras)
- $I_{i,j}$  : Module du courant dans la ligne j après avoir connecté le noeud i
- $I_{\text{max},j}$  : Courant maximal admissible de la ligne j

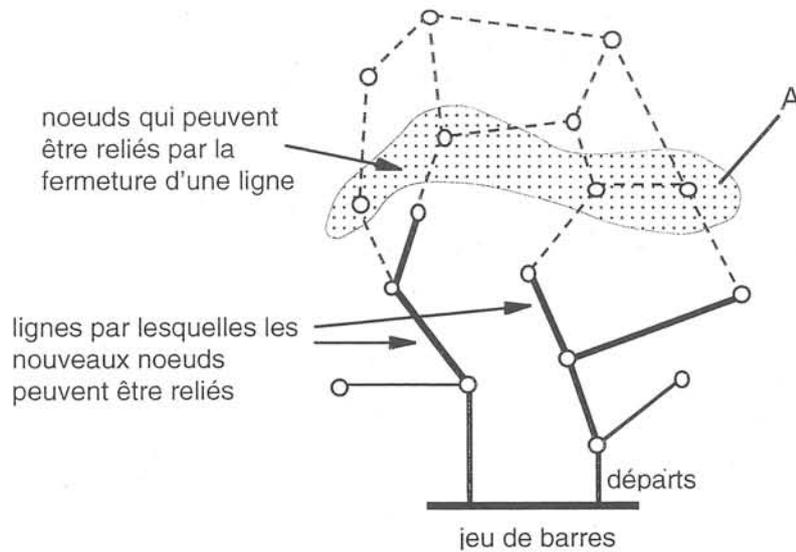


Figure 5.3: Stratégie pour établir une arborescence sans surcharges

Avec cette fonction objectif, nous favorisons la construction d'un réseau en respectant la contrainte des courants. Evidemment cette manière de procéder ne permet pas l'obtention d'une configuration radiale où les pertes seraient minimales, mais cela permet l'obtention d'un état initial supplémentaire pour une optimisation selon la méthode de transfert de charge.

Rappelons que les résultats de la méthode de transfert de charge dépendent de l'état initial et que le résultat final peut donc être très loin de l'optimum global. Une réponse possible à ce problème consiste à effectuer une optimisation selon cette méthode en partant de plusieurs états initiaux différents et à choisir le meilleur des schémas obtenus, la difficulté réside dans l'obtention de plusieurs états initiaux suffisamment différents. Dans ce contexte, la méthode de fermeture de branches séquentielle représente une des possibilités pour l'obtention d'un schéma radial d'exploitation.

Néanmoins, elle a son application principale en régime d'incident, où l'exigence première est la réalimentation rapide tout en respectant la contrainte des courants maximaux admissibles.

En raison du temps important pour la mise en oeuvre de cette méthode pour le régime normal, nous ne l'avons appliquée que pour deux réseaux différents, le réseau 2 et le réseau 3 (tableau 5.5).

	Avant optimisation		Après optimisation	
	Pertes Joule	$\text{Min}_{\forall i \in L} (I_{max,i} - I_i)$	Pertes Joule	$\text{Min}_{\forall i \in L} (I_{max,i} - I_i)$
Réseaux 2	208 kW	37,2 A	191 kW	78,4 A
Réseaux 3	732,6 kW	75,3 A	918,6 kW	57,1 A

Tableau 5.5: Optimisation avec la méthode de fermeture de branches séquentielle

On peut observer que la méthode de fermeture de branches séquentielle n'a pu améliorer que légèrement les conditions d'exploitation du réseau 2 et que pour le réseau 3, nous avons même une augmentation des pertes et une réduction de la marge pour la ligne la plus chargée.

On peut ainsi observer que cette méthode ne peut être utilisée que pour la recherche d'états initiaux différents pour la méthode de transfert de charge.

### **5.3.2 La méthode d'ouverture de branches séquentielle (OBS)**

#### **5.3.2.1 Généralités**

Nous avons décrit le principe de la méthode d'ouverture de branches séquentielle pour l'optimisation de la topologie d'un réseau de distribution (§3.4.2) sans spécifier le critère pour lequel l'optimisation est effectuée. Dans ce paragraphe, nous choisissons pour critère les pertes Joule.

En fait, un des premiers travaux qui abordait le problème de la minimisation des pertes Joule par un changement de topologie a été effectué par des chercheurs d'Electricité de France (EdF), A. Merlin et H. Back [Merl75] qui ont mis au point un algorithme qui utilise la méthode d'ouverture de branches séquentielle.

La méthode utilisée est basée sur la remarque simple suivante: la répartition des transits d'énergie sur un réseau électrique obéissent à la première loi de Kirchhoff (loi des noeuds) et conduisant au minimum des pertes Joule est identique à celle obtenue en appliquant les deux lois de Kirchhoff, la deuxième loi (loi des mailles) étant satisfaite en prenant comme impédance la valeur de leur résistance (annexe 2). Autrement dit, la condition d'optimalité pour les pertes Joule dans un réseau de distribution est atteinte, lorsque l'on exploite ce réseau avec une topologie maillée et lorsque l'on néglige les réactances.

Afin d'obtenir un schéma arborescent, l'approche heuristique propose d'ouvrir successivement les branches qui perturbent le moins possible la répartition optimale. Ainsi, on ouvre la branche avec le plus faible transit (bien entendu, c'est une branche qui n'entraîne pas de séparation du réseau en deux parties). A la fin de l'algorithme, on trouve un schéma arborescent à pertes faibles qui n'est pas nécessairement le schéma optimal (figure 5.4).

Merlin & Back soulignent que l'algorithme permet d'atteindre effectivement une configuration avec des pertes faibles. Pour rechercher une solution optimale, ils appliquent une méthode de recherche exhaustive du type séparation et évaluation (§ 3.3.1),[Gond95]. Contrairement aux méthodes heuristiques, cette méthode permet d'obtenir des solutions optimales globalement. Mais, il est unanimement reconnu que cette méthode requiert un temps de calcul prohibitif. Néanmoins, cette méthode exhaustive a permis d'étudier les performances de la méthode OBS heuristique. La comparaison a montré que la méthode heuristique est suffisamment probante car les configurations radiales qu'elle propose sont pratiquement optimales.

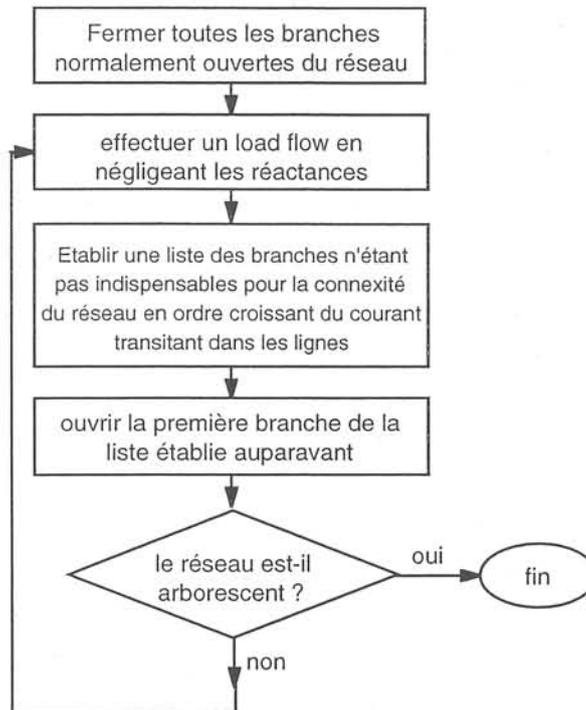


Figure 5.4: Déroulement de la méthode d'ouverture de branches séquentielle selon Merlin & Back[Merl75]

Merlin & Back utilisent un modèle de charges à courant constant ce qui peut poser un problème pour les réseaux dont le modèle de charge relève plutôt de celui à puissance constante. De plus, ils négligent les réactances des lignes, ce qui représente une approximation justifiée pour les réseaux urbains qui comportent essentiellement des câbles. Mais, qu'en est-il pour les réseaux avec une grande partie de lignes aériennes où cette approximation n'est plus valable? Pour répondre à ces deux questions, la publication de Shirmohammadi [Shir89] propose une méthodologie assez similaire à celle de Merlin & Back tout en apportant une solution aux problèmes ci-dessus. Alors que Merlin & Back estiment que la méthode d'ouverture de branches séquentielle ne permet d'obtenir qu'un schéma à pertes réduites, Shirmohammadi est d'avis qu'une solution presque optimale peut être obtenue sans recourir à une méthode de Recherche Arborescente.

La première étape de l'algorithme de Shirmohammadi consiste à effectuer un load flow du réseau maillé en tenant compte des réactances. Le modèle de charges choisi est à puissance constante ce qui nécessite un algorithme de load flow itératif qui doit également tenir compte du faible maillage du réseau (§2.4.2.2). Une fois les injections de courants de charges connues, l'algorithme de Shirmohammadi suggère de calculer les transits dans les branches en négligeant les réactances. On ouvre alors la branche qui a le plus faible transit et qui respecte la connexité du réseau et la contrainte des courants dans les lignes.

Résumons les différences existantes entre l'algorithme de Shirmohammadi et celui de Merlin & Back:

1. Dans l'algorithme de Shirmohammadi, le calcul de répartition des charges est effectué en tenant compte des réactances et en considérant un modèle de charge à puissance constante.
2. De plus, on vérifie la contrainte des courants ( $I_i < I_{i,max}$ ) à chaque fois que l'on ouvre une branche.

Il semble que le second point ne soit pas justifié, car en général la réduction des pertes est accompagnée par un équilibrage des courants dans les lignes.

En ce qui concerne le premier point, nous avons effectué des optimisations avec les deux algorithmes sur tous les réseaux réels à notre disposition. Nous avons obtenu (tableau 5.6) des réductions des pertes Joule supérieures avec le modèle de charge à courant constant et en négligeant les réactances dès le premier calcul de répartition de charges. Les réductions sont légèrement supérieures uniquement pour le réseau détaillé dans sa propre référence [Shir89] - qui correspond d'ailleurs au réseau 1.

Nous en concluons donc que l'algorithme OBS développé par Merlin & Back est plus efficace en général pour la recherche d'un schéma radial avec de faibles pertes.

### 5.3.2.2 Résultats

Une optimisation d'après la méthode OBS selon Merlin & Back a été appliquée aux quatre réseaux tests (tableau 5.6). Dans la première ligne, nous indiquons également les résultats selon Shirmohammadi et les réductions des pertes Joule par rapport à leur valeur avant l'optimisation. Les valeurs entre parenthèses pour les autres lignes correspondent aux valeurs avant l'optimisation.

Critère	Réseau 1	Réseau 2	Réseau 3	Réseau 4
$\sum_i^L R_i I_i^2$	29,8kW -50,1%	177,8 kW -14,6%	684,2 kW -6,7%	2043 kW -15,1%
optimisation selon Shirmohammadi	29,6kW	177,8 kW	704,6 kW	2089 kW
$\text{Min}_{\forall i \in N} \left( \frac{V_i}{V_{Nom}} \right)$	5,2% (8,0%)	2,3% (3,0%)	5,2% (4,9%)	9,8% (9,8%)
$c_V = \sum_i^N \left( \frac{\Delta V_i}{V_{Nom}} \right) \cdot \left( \frac{S_i}{S_{tot}} \right)$	231 (331)	143 (168)	217 (231)	188 (220)
$\text{Max}_{\forall i \in L} \left( \frac{I_i}{I_{maxi}} \right)$	pas de données	51% (72%)	56% (64%)	128% (134%)
Nombre de manoeuvres	5	3	12	43
Temps de calcul	< 1 sec.	< 1 sec.	6 sec.	210 sec.

Tableau 5.6: Résultats obtenus avec la méthode d'ouverture de branches séquentielle

La réduction des pertes Joule est considérable l'importance de cette réduction dépend bien sûr de l'état initial.

Le réseau 1 est l'exemple le plus parlant puisqu'il y a une réduction des pertes d'environ 50%. Les réseaux 2, 3 et 4 étant des réseaux réels qu'EdF avait déjà traités et optimisés lors de leur conception, n'ont pu être améliorés que légèrement.

En général, le facteur  $c_V$  est nettement amélioré et les courants dans les branches sont équilibrés. La marge est ainsi augmentée.

Comme il est mentionné précédemment, il est possible que la chute de tension la plus importante soit accentuée (réseau 3) alors que la somme des chutes des tensions est réduite.

### 5.3.2.3 Temps de calcul

Les temps de calcul nécessaires pour les différentes optimisations sont relativement courts. Ces temps pourraient être encore améliorés en utilisant les principes présentés en §(2.4.3) ou en §(4.6.3). En effet, la méthode d'ouverture de branches séquentielle nécessite à chaque étape le calcul d'un load flow du réseau qui est de moins en moins maillé. Or, lorsqu'une boucle du réseau est ouverte, les courants dans une grande partie du réseau restent inchangés et par conséquent, un calcul complet du réseau n'est pas nécessaire et pourrait être remplacé par un calcul plus limité.

A l'heure actuelle, nous n'avons pas pu évaluer le gain de temps qu'engendrerait de telles procédures vu le temps considérable que nécessite leur réalisation. Mais sans appliquer les règles précitées, les temps de calcul pour un réseau de distribution réel semble ne pas être prohibitif pour une application en temps réel.

Cependant, il faudra se demander si la méthode d'ouverture de branches séquentielle est véritablement adaptée pour reconfigurer un réseau de distribution en temps réel car un point important pour une reconfiguration en temps réel est le nombre de manoeuvres à effectuer pour atteindre la configuration finale. La méthode d'ouverture de branches séquentielle ne tient pas du tout compte de cet aspect car la topologie proposée est indépendante de la solution initiale.

Nous en concluons donc que la méthode d'ouverture de branches séquentielle convient plutôt à des réseaux qui ne sont reconfigurés que peu de fois pendant l'année et où le nombre de manoeuvres a moins d'importance que dans le cas d'une reconfiguration très fréquente, voire continue.

#### **5.3.2.4 Commentaires supplémentaires sur la méthode d'ouverture de branches séquentielle**

Nous avons évoqué le cas d'optima locaux lorsque le point de départ est défavorable (§4.7). Pour la méthode d'ouverture de branches séquentielle, la configuration finale est indépendante du schéma initial et le risque d'atteindre un optimum local très différent de la solution globale est donc faible.

Cependant, cette méthode ne tient pas compte du nombre de manoeuvres à effectuer et les exploitants peuvent être amenés à en effectuer beaucoup sans pour autant réduire considérablement les pertes. De plus, cette méthode ne permet pas d'interrompre le processus d'optimisation lorsque le nombre de manoeuvres devient trop élevé. Des exploitants désireux de ne changer que légèrement le schéma d'exploitation afin de mieux équilibrer les départs se voient dans l'impossibilité d'accomplir cette tâche en utilisant la méthode d'ouverture de branches séquentielle. Dans ce cas, l'utilisation de la méthode de transfert de charge serait plus adaptée.

Malgré tout, les deux méthodes sont complémentaires. On pourra ainsi procéder en deux étapes pour obtenir un schéma d'exploitation avec une configuration presque optimale:

1.      Obtention d'un schéma radial avec la méthode d'ouverture de branches séquentielle
2.      Post-traitement du schéma obtenu en appliquant la méthode de transfert de charge

En général, cette façon de procéder permet l'obtention de meilleurs résultats que par l'application de la méthode d'ouverture de branches séquentielle ou de la méthode transfert de charge seul. Par exemple, pour le réseau 3, nous obtenons:

Pertes avant optimisation	: 732,6 kW
Pertes après une optimisation selon Merlin & Back	: 684,2 kW
Pertes après une optimisation avec la méthode de transfert de charge	: 684,6 kW
Pertes avec un post-traitement avec la méthode de transfert de charge du réseau obtenu par la méthode de Merlin & Back	: 681,9 kW

Nous analyserons les possibilités de partir de plusieurs états initiaux différents plus en détail ci-après.

La méthode d'ouverture de branches séquentielle se base sur le principe de l'optimalité vis-à-vis des pertes Joule pour des réseaux maillés lorsque les réactances sont négligées. Ceci est une approximation valable pour des réseaux urbains composés surtout de câbles souterrains. Pour simuler le comportement d'un réseau en milieu rural, nous avons multiplié les réactances à partir des données des réseaux à notre disposition par un certain facteur (2.0-4.0) alors que les résistances restaient inchangées. Nous avons constaté que cela ne modifie pas la configuration finale pour tous les réseaux optimisés. Par conséquent, nous en concluons que la distinction réseau de distribution rural/urbain n'a pas lien d'être lors de l'utilisation de la méthode d'ouverture de branches séquentielle.

### 5.3.3 Optimisation par la méthode de transfert de charge

Dans un premier temps, nous allons présenter les résultats obtenus avec la méthode de transfert de charge qui procède de façon purement descendante. Cela signifie que ne sont exécutées que des transferts qui permettent une réduction des pertes Joule par rapport à la topologie courante.

Dans un second temps, nous allons utiliser la méthode de recherche tabou et la méthode du recuit simulé. Ensuite, nous allons utiliser la méthode de transfert de charge avec une stratégie purement descendante à plusieurs états initiaux différents. Cette démarche mène en général à des minima locaux différents dont nous choisissons le meilleur. Ainsi, nous limitons le risque d'obtenir un optimum local qui est éloigné de l'optimum global.

La méthode de transfert de charge développée (§4.5) est utilisée pour optimiser les réseaux 1 à 4. La fonction objectif utilisée est celle des pertes Joule décrite par l'équation (4.1).

Les résultats des différentes optimisations figurent dans le tableau 5.7a. Nous avons également ajouté les résultats de la méthode d'ouverture de branches séquentielle afin de mieux comparer les performances des différentes méthodes (tableau 5.7b).

Critère	Réseau 1	Réseau 2	Réseau 3	Réseau 4
$\sum_i^L R_i  L_i ^2$	27,5 kW (59,7 kW) -54%	177,8 kW (208,2kW) -14,6%	684,6 kW (732,6 kW) -6,5%	2012,8 kW (2406 kW) -16,3%
$\text{Min}_{\forall i \in N} \left( \frac{V_i}{V_{Nom}} \right)$	94,8 % (92,0%)	97,0% (97,0%)	94,9% (95,1%)	90,4% (90,2%)
$\sum_i^N \left( \frac{\Delta V_i}{V_{Nom}} \right) \left( \frac{S_i}{S_{tot}} \right)$	211 (331)	154 (168)	217 (231)	185 (220)
$\text{Max}_{\forall i \in L} \left( \frac{I_i}{I_{max,i}} \right)$	pas de données	72% (72%)	57% (64%)	128% (134%)
Nombre de configurations radiales examinées	500	73	1530	10765
Nombre de manoeuvres	3	3	9	31

Tableau 5.7a: Résultats obtenus avec la méthode de transfert de charge pour réduire les pertes Joule

Pertes Joule d'après la méthode OBS	29,8 kW	177,8 kW	684,2 kW	2043 kW
Nombre de manoeuvres d'après la méthode OBS	5	3	12	43

Tableau 5.7b: Résultats obtenus avec la méthode OBS pour réduire les pertes Joule

Par rapport aux valeurs avant l'optimisation (valeurs en parenthèse), on peut constater une réduction des pertes Joule importante, l'équilibrage des courants ainsi qu'une réduction des chutes de tensions. En comparant les résultats obtenus par la méthode de transfert de charge (tableau 5.7a) avec ceux obtenus par la méthode d'ouverture de branches séquentielle (tableau 5.7b), les différences par rapport à la réduction de pertes ne sont pas très importantes, alors que le nombre de manoeuvres à effectuer est en général moins élevé.

Dans ce qui suit, nous allons présenter les résultats de la méthode de transfert de charge en partant de plusieurs états initiaux différents. Un des états initiaux est la topologie avec laquelle le réseau est exploité normalement. D'autres topologies doivent être encore construites.

Nous avons évoqué dans le chapitre 4 qu'à cause du nombre extrêmement élevé des configurations arborescentes, la détermination d'un état suffisamment différent de la configuration d'origine n'est pas un problème simple. Pour faire face à ce problème, nous avons pris des configurations arborescentes issues des optimisations effectuées par les méthodes FBS et OBS §(3.4.1) et §(3.4.2).

Une troisième configuration a pu être obtenue en utilisant la méthode d'ouverture de branches séquentielle pour un modèle de charge à puissance constante où la topologie trouvée est suffisamment

différente de celle obtenue avec un modèle de charge à courant constan (rappelons que c'est uniquement pour la méthode de transfert de charges que le modèle de charge n'a pas d'influence). Une quatrième et une cinquième configuration ont pu être trouvées par l'application de la méthode de transfert de charge en prenant deux critères différents autres que les pertes Joule, c'est-à-dire:

$$f_4 = \sum_i^L \left( \frac{I_i}{I_{i,Max}} \right)^6$$

$$f_5 = \sum_i^L \left( \frac{I_i}{I_{i,Max}} \right)^2$$

Afin que l'on puisse mieux évaluer les bénéfices de cette stratégie, nous avons ajouté une ligne dans les tableaux de résultats qui indique les résultats d'une optimisation en partant de la topologie d'origine.

Malgré la simplicité du réseau 1, nous avons tenté d'améliorer les résultats obtenus par la méthode d'ouverture de branches séquentielle et par la méthode de transfert de charge. Nous n'avons pas pu déterminer un état initial différent selon les critères 4 et 5 car nous n'avions pas le courant maximal admissible des branches à notre disposition (tableau 5.8).

première optimisation selon la méthode:	pertes Joule après la première optimisation	pertes Joule après la deuxième optimisation
ouverture de branches séquentielle modèle de charge: I = const	29,8 kW	27,5 kW
ouverture de branches séquentielle modèle de charge: S = const	29,5 kW	27,5 kW
	pertes Joules de la topologie d'origine	pertes Joules de la topologie optimisée
	59,7 kW	27,5 kW

Tableau 5.8: Résultats obtenus en partant de plusieurs états initiaux, réseau 1

Les différentes méthodes ont été appliquées au réseau 2 (tableau 5.9). Les résultats figurant dans le tableau 5.9 sont obtenus en utilisant les données du réseau 2 (voir annexe 3).

Les valeurs indiquées dans la deuxième colonne du tableau représentent les pertes Joule en ayant fait une première optimisation selon les différentes méthodes. La troisième colonne contient les pertes Joule après avoir appliqué de nouveau la méthode de transfert de charge purement descendante.

La dernière ligne rappelle les pertes Joule pour le réseau avec son état initial et après une seule optimisation selon la méthode de transfert de charge.

première optimisation selon la méthode:	pertes Joule après la première optimisation	pertes Joule après la deuxième optimisation
fermeture de branches séquentielle	191 kW	177,8 kW
ouverture de branches séquentielle	177,8 kW	177,8 kW
modèle de charge: I = const		
ouverture de branches séquentielle	177,8 kW	177,8 kW
modèle de charge: S = const		
transfert de charge	188,6 kW	177,8 kW
critère 4		
transfert de charge	177,8 kW	177,8 kW
critère 5		
	pertes Joules de la topologie d'origine	pertes Joules de la topologie optimisée
	208,2 kW	177,8 kW

Tableau 5.9: Résultats obtenus en partant de plusieurs états initiaux, réseau 2

première optimisation selon la méthode:	pertes Joule après la première optimisation	pertes Joule après la deuxième optimisation
fermeture de branches séquentielle	918,6 kW	680,8 kW
ouverture de branches séquentielle	684,2 kW	682,2 kW
modèle de charge: I = const		
ouverture de branches séquentielle	706,1 kW	680,8 kW
modèle de charge: S = const		
transfert de charge	733,7 kW	686,2 kW
critère 4		
transfert de charge	690,6 kW	685,0 kW
critère 5		
	pertes Joules de la topologie d'origine	pertes Joules de la topologie optimisée
	732,6 kW	684,6 kW

Tableau 5.10: Résultats obtenus en partant de plusieurs états initiaux, réseau 3

première optimisation selon la méthode:	pertes Joule après la première optimisation	pertes Joule après la deuxième optimisation
ouverture de branches séquentielle modèle de charge: I = const	2043 kW	2014 kW
ouverture de branches séquentielle modèle de charge: S = const	2043 kW	2014 kW
transfert de charge critère 4	2219 kW	2013 kW
transfert de charge critère 5	2088 kW	2013 kW
	pertes Joules de la topologie d'origine	pertes Joules de la topologie optimisée
	2406 kW	2013 kW

Tableau 5.11: Résultats obtenus en partant de plusieurs états initiaux, réseau 4

### Commentaires

Les résultats issus des différentes optimisations varient peu, voire pas du tout pour les réseaux 1 et 2. Pour le réseau 4, relativement complexe et maillé, nous avons trouvé des valeurs finales pratiquement identiques (2013 kW contre 2014 kW).

Avec de tels résultats, nous pouvons dire que le risque de s'arrêter à un optimum local très loin de l'optimum global est très faible. Par conséquent, l'utilisation d'une stratégie de recherche purement descendante est suffisante pour la réduction des pertes Joule d'un réseau de distribution.

Pour le réseau 3, la situation est légèrement différente car différents états initiaux mènent à différentes solutions finales. Toutefois, la proximité des valeurs finales ne semble pas justifier une approche systématique qui consiste à générer différentes solutions initiales pour obtenir un résultat final meilleur.

Dans les paragraphes ci-dessous, nous allons encore utiliser d'autres méthodes d'optimisation plus dédiées à la recherche d'optimum global (méthode de Tabou et le Recuit Simulé) afin de conclure sur l'efficacité des méthodes heuristiques de transfert de charge et d'ouverture de branches séquentielle.

#### 5.3.4 Méthode du Recuit Simulé

Nous avons décrit l'algorithme général du Recuit Simulé pour l'optimisation de la configuration arborescente d'un réseau de distribution (§4.9).

Afin de comparer les performances de cet algorithme avec les méthodes heuristiques, le critère étudié est celui des pertes Joule.

Nous avons effectué différentes optimisations avec le Recuit Simulé pour les réseaux à notre disposition qui en général, n'ont pas permis d'obtenir de meilleurs résultats que ceux issus des méthodes heuristiques.

La qualité des résultats est légèrement supérieure à ceux obtenus en ayant appliqué la méthode de transfert de charge. Toutefois, lorsque l'on compare ces résultats avec une optimisation heuristique en deux étapes (p.ex. d'abord la méthode d'ouverture de branches séquentielle et ensuite la méthode de transfert de charge), on constate que les résultats de la méthode du Recuit Simulé ne sont pas meilleurs.

En ce qui concerne le temps de calcul, la méthode du Recuit Simulé nécessite plusieurs heures pour des réseaux d'une taille comparable à celle du réseau 3. Ceci est principalement dû à de nombreuses évaluations de l'énergie du système (§4.9) qui sont réalisées à l'aide d'un load flow. Une certaine accélération de l'évaluation de l'énergie s'est faite grâce à l'application du load flow réduit (2.4.3) où seuls les départs qui modifient la valeur du courant lors d'un transfert de charge sont recalculés. Si on n'optimise que des critères basés sur la valeur du courant, on pourrait encore considérablement accélérer la méthode du Recuit Simulé par une évaluation rapide des courants après une permutation (voir §4.6). Mais, afin de ne pas perdre la généralité de l'algorithme, nous n'avons pas adapté le Recuit Simulé pour un tel cas. Toutefois, en ce qui concerne le temps de calcul du Recuit Simulé, il faut noter que nous n'avons pas fait les mêmes efforts pour optimiser la convergence du Recuit Simulé comme pour la méthode de transfert de charge généralisée §(4.5). Il est certain que l'on pourrait réduire le temps de calcul, mais ce temps, de l'ordre de plusieurs heures pour la version actuelle du Recuit Simulé, ne pourra certainement pas atteindre l'ordre des secondes ce qui est le cas pour les algorithmes heuristiques, de plus, ces améliorations pour le temps de calcul ne changeraient rien à la qualité du résultat final. C'est pour ces raisons que nous n'avons pas jugé nécessaire d'améliorer les caractéristiques de convergence du Recuit Simulé.

De plus, un certain nombre de paramètres est à choisir judicieusement, selon leurs valeurs, l'algorithme peut ne pas converger vers la solution optimale.

Toutefois le grand avantage du Recuit Simulé réside dans le fait qu'une optimisation multi-critères est possible. Ceci nous a permis d'évaluer la corrélation entre les différents critères telle que chutes de tension, pertes Joule ou équilibre des courants (§5.2). Ainsi, on a pu justifier une approche simplifiée en se basant uniquement sur le critère des pertes Joule.

### **5.3.5 Méthode de Recherche Tabou**

Comme nous l'avons déjà mentionné dans le chapitre précédent, la méthode de recherche tabou (RT), a l'avantage de ne pas se limiter à une recherche purement descendante, mais d'élargir la recherche

dans des régions de l'espace des solutions qui permettent de trouver la solution optimale globalement. D'autre part, elle a des avantages au niveau du temps de calcul par rapport à l'algorithme du Recuit simulé. A titre d'exemple, pour le réseau 3, les temps de calcul selon les différentes stratégies de la méthode de transfert de charge sont les suivantes:

Stratégie purement descendante	: 4 secondes
Recherche tabou	: 4 minutes
Recuit Simulé	: > 60 minutes

Nous avons appliqué la RT pour les différents réseaux 1 à 4. Les résultats obtenus pour les réseaux 1, 2, et 4 ne sont pas meilleurs (en terme d'optimisation des pertes Joule ) que ceux de la méthode de transfert de charge avec une stratégie de recherche purement descendante. Nous avons déjà remarqué dans le paragraphe précédant que - à part pour le réseau 3 - une optimisation en deux étapes n'est pas nécessaire pour améliorer les résultats.

Le réseau 3 semble avoir une caractéristique de la fonction objectif différente permettant d'atteindre plusieurs minima locaux en appliquant la méthode de recherche purement descendante. Dans ce cas nous avons la possibilité de voir les effets de la RT.

Nous avons utilisé la RT pour le réseau 3 après avoir appliqué les règles de réduction de taille de réseau.

Les résultats obtenus avec la RT ont montré que l'on peut réduire d'avantage les pertes Joules à partir d'un état initial défavorable. Nous avons également appliqué la RT pour les cinq différentes topologies (§5.3.3). La RT atteint la même solution finale pour toutes les cinq solutions initiales. La solution finale est identique à la meilleure configuration pour les pertes Joule illustrées en §(5.3.3).

Nous pouvons donc conclure que la RT permet de se rapprocher d'avantage de l'optimum global.

### **5.3.6 Comparaison des différentes méthodes**

Les méthodes d'optimisation pour les quatre réseaux sont basées sur les pertes Joule. A titre indicatif, nous ajoutons les temps de calcul, sachant que pour la méthode de transfert de charge nous avons introduit des procédures permettant d'accélérer l'optimisation et le nombre de manoeuvres à effectuer pour passer de l'état initial à l'état final de la reconfiguration. Dans aucun des algorithmes d'optimisation nous avons tenu compte de cette grandeur, seul pour la méthode de transfert de charge il est possible de considérer cette valeur comme contrainte.

La méthode Tabou, n'apparaît que dans le cas où elle a permis l'obtention des résultats meilleurs que ceux de la méthode de transfert de charge avec une recherche purement descendante.

Méthode	Pertes Joule après optimisation	nombre de manoeuvres	temps de calcul
état initial	59,7kW	-	-
ouverture de branches séquentielle	29,8kW	5	< 1 sec.
transfert de charge	27,5 kW	3	< 1 sec.
Recuit Simulé	27,5 kW	3	10 min.

Tableau 5.12a: réseau 1

Méthode	Pertes Joule après optimisation	nombre de manoeuvres	temps de calcul
état initial	208 kW	-	-
fermeture de branches séquentielle	191 kW	2	< 1 sec.
ouverture de branches séquentielle	178 kW	3	< 1 sec.
transfert de charge	178 kW	3	< 1 sec.
Recuit Simulé	178 kW	3	20 min.

Tableau 5.12b: réseau 2

Méthode	Pertes Joule après optimisation	nombre de manoeuvres	temps de calcul
état initial	733 kW	-	-
fermeture de branches séquentielle	919 kW	14	15 sec.
ouverture de branches séquentielle	684 kW	12	9 sec.
transfert de charge	685 kW	11	4 sec.
Recuit Simulé	683 kW	13	50 min.
Tabou	681 kW	11	3 min.

Tableau 5.12c: réseau 3

Méthode	Pertes Joule après optimisation	nombre de manoeuvres	temps de calcul
état initial	2406 kW	-	-
ouverture de branches séquentielle	2043 kW	36	209 sec.
transfert de charge	2013 kW	31	78 sec.

Tableau 5.12d: réseau 4

Les différentes méthodes pour réduire les pertes Joule donnent des résultats sensiblement identiques. La méthode de transfert de charge semble fournir les meilleurs résultats par rapport à la réduction des pertes Joule proprement dites et aussi vis-à-vis du nombre de manoeuvres.

## 5.4 Vers des configurations robustes

Le souci des exploitants de réduire le plus possible le temps de coupure lors d'un incident dans le réseau, les oblige à concevoir une configuration pendant le régime normal permettant de subir un incident sans effets néfastes.

Les méthodes et critères d'optimisation discutés jusqu'à présent permettent seulement de faire face à un régime d'incident dans la mesure où ils effectuent un équilibrage des courants parmi les départs. Ainsi les courants de réserve sont mieux repartis et dans le cas d'un incident avec la nécessité de disposer d'un départ qui peut réalimenter les zones perdues, la probabilité de réalimenter à partir des départs ayant peu de courant de réserve est réduite.

### 5.4.1 Equilibrage de clients importants

Le choix d'un schéma d'exploitation est parfois marqué par la présence de clients dits 'clients importants' pour lesquels la compagnie d'électricité assure un temps de coupure minimum fixé par un contrat. Lors d'un défaut et l'îlotage d'une zone qui contient des clients importants, il se peut que les départs de réserve, adjacents à la zone îlotée, n'aient pas suffisamment de réserve pour réalimenter toute la zone. Ainsi, on effectue une reprise de service partielle des clients importants.

Une autre mesure pour assurer une meilleure qualité de service pour les clients importants consiste à les alimenter par différents transformateurs de puissance. Dans le cas d'un incident majeur (perte d'un transformateur de puissance), le risque de couper un grand nombre de clients importants est réduit. Néanmoins, cet équilibrage des clients prioritaires, parmi les sources d'alimentation, peut avoir un effet négatif sur les courants des départs, ainsi que sur les pertes Joule, les chutes de tension ou les courants de réserve.

Dans l'exemple suivant, on va illustrer les effets négatifs d'un équilibrage des clients prioritaires:

Le réseau (figure 5.6) est alimenté par deux transformateurs et il contient au total six clients prioritaires. La configuration correspond à un optimum pour lequel les courants sont bien équilibrés alors qu'un transformateur alimente beaucoup plus de clients prioritaires que l'autre. Il serait souhaitable d'en alimenter la moitié par un transformateur, l'autre moitié par l'autre transformateur. Une possibilité d'avoir un équilibre consiste à choisir la topologie illustrée par la figure 5.7. On remarque que le transformateur T1 alimente désormais une grande partie qui était alimentée par le transformateur T2. Ceci ne représente certainement pas une bonne architecture d'exploitation et on est très loin d'un optimum technico-économique.

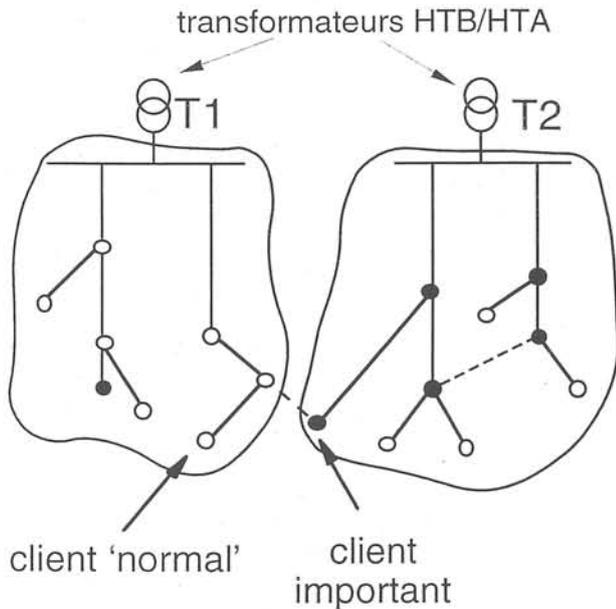


Figure 5.6: Architecture initiale du réseau

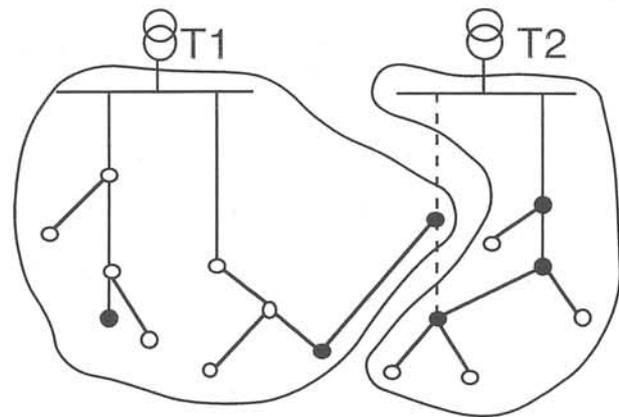


Figure 5.7: Architecture équilibrée pour les clients importants

Comment peut-on effectuer une optimisation qui satisfait à la fois l'équilibre des clients prioritaires et les critères électrotechniques (pertes Joule). Autrement dit, combien de pertes supplémentaires un exploitant est-il prêt à payer pour avoir un meilleur équilibre des clients importants?

Une approche multi-critères [Royt96] est proposée qui optimise une expression  $f_{objectif}$  avec une méthode de transfert de charge. La fonction objectif  $f_{objectif}$  contient différents critères  $f_i$  dont l'un qui exprime le déséquilibre des clients importants parmi les différents transformateurs.

$$f_{objectif} = c_1 f_1 + c_2 f_2 + c_3 f_4 + \dots$$

Les différentes expressions  $f_i$  sont normalisées afin d'avoir des grandeurs sans unités qui peuvent être ramenées sur une même base de calcul. L'auteur arrive à attribuer facilement des coefficients  $c_i$  de pondération permettant de donner plus ou moins d'importance à l'un des critères.

Au premier abord, il semble logique de résoudre le problème de cette façon, toutefois, les simulations que nous avons effectuées dans le but d'égaliser les clients prioritaires tout en maintenant le niveau

des pertes Joule, ont toutes montré qu'il est très difficile d'attribuer des valeurs de pondération. Un algorithme d'optimisation commence à avoir des problèmes dès que l'on doit comparer des termes qui ne peuvent pas être ramenés à une même base (du style: combien de pour-cent de réduction de pertes pour avoir x pour-cent de meilleur équilibre des clients prioritaires).

A la limite, le problème pourrait être résolu si on considèrait l'alimentation déséquilibrée des clients importants en tant que contrainte du problème en non pas en tant que critère.

### 5.4.2 Défaillance des lignes et énergie non-distribuée

Chaque composante dans un réseau électrique a un certain risque de défaillance. En ce qui concerne le taux de défaillance des lignes électriques, il faut savoir qu'un câble souterrain n'a pas autant de risque d'être la source d'un défaut qu'une ligne aérienne. De plus un nouveau câble n'a pas les mêmes caractéristiques de défaillance qu'un câble qui est en service depuis des années.

Avec des données statistiques concernant le taux de défaillance des lignes, il est possible d'évaluer les coûts d'une topologie. Chaque ligne transportant un certain courant a la probabilité de tomber en panne et d'être ainsi à l'origine d'une énergie non-distribuée plus ou moins importante (E.N.D.) qui est chiffrée en kWh/an (ou bien en FF/an).

Les différentes arborescences d'un réseau de distribution n'ont pas seulement différents coûts créés par les pertes Joule, mais aussi différents coûts dus à l'énergie non-distribuée à la suite des défaillances des lignes. Les coûts totaux  $f_{Tot}$  d'une topologie devraient ainsi être optimisés avec une expression simplifiée du style suivant:

$$f_{Tot} = \text{pertes Joule} + \sum_i \lambda_i S_i \quad (5.3)$$

avec:

- $\lambda_i$  : taux de défaillance de la ligne i
- $S_i$  : puissance transitée dans la ligne i

Dans une publication récente [Pepo96], les auteurs ont calculé le coût de l'END lors d'une optimisation qui vise en premier la réduction des pertes Joule. Ils ont constaté que le coût de l'END est d'environ 10% du coût créé par les pertes Joule. De plus, ils ont révélé qu'un changement de la topologie qui réduit les pertes Joule entraîne aussi une augmentation au niveau du coût de l'END, mais qui est beaucoup moins importante. L'exemple présenté dans la référence montre que le rapport entre la réduction du coût des pertes Joule et l'augmentation du coût de l'END, est de 100 environ.

A l'heure actuelle, nous n'avons pas effectué d'optimisations en tenant compte du taux de défaillance des lignes et de l'énergie non-distribuée vu que le gain semble être très faible et qu'une telle approche nécessite des données réseau qui vont bien au delà de celles dont nous disposons.

## 5.5 Prise en compte des courbes journalières des charges

Jusqu'à présent nous avons discuté des méthodes sans considérer la variation de la consommation des clients au cours d'une journée. Néanmoins, le schéma optimal d'exploitation peut changer au cours d'une journée, notamment si la variation de la consommation aux différents noeuds du réseau ne peut être considérée comme homothétique. Dans la figure 5.7, on peut voir la variation de la puissance active d'un client du type commercial et résidentiel pour un jour de la semaine en hiver [Wagn91][Shen90]. Ainsi, il peut être intéressant d'adapter le schéma d'exploitation en fonction de l'évolution des charges. Dans ce cas, on ne va évidemment pas reconfigurer le réseau avec des organes de coupure manuels mais avec ceux qui sont télécommandables.

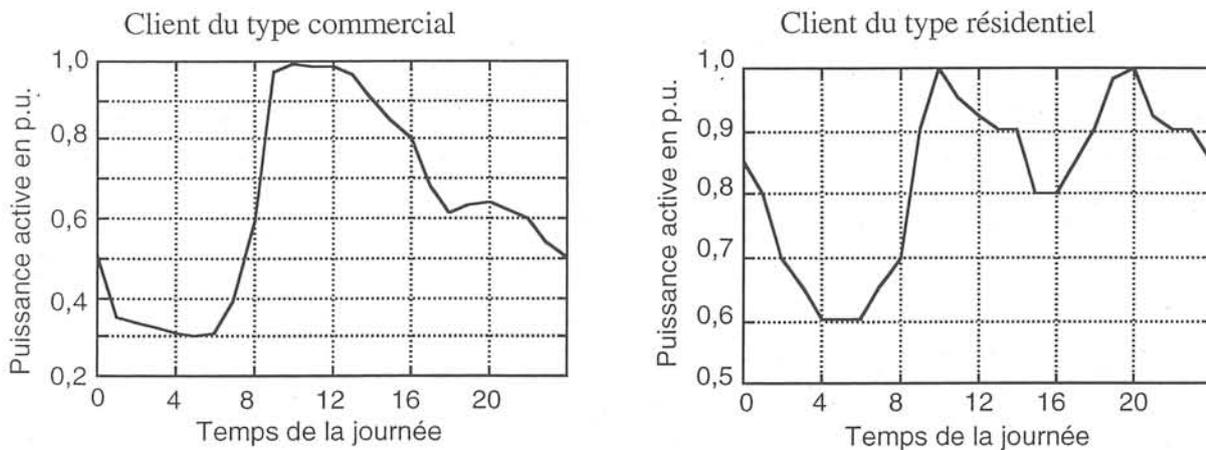


Figure 5.7: Exemple de la variation de différents types de charge au cours d'une journée

Avec l'automatisation des réseaux de distribution, l'introduction des organes télécommandables est devenue de plus en plus fréquente. Ainsi, il est plus simple de changer la topologie du réseau afin de l'adapter au mieux aux consommations qui varient pendant une journée.

Une modification du schéma d'exploitation au cours d'une journée ne peut être justifié que lorsque les coûts des manoeuvres effectués - pour les organes télécommandables et manuels - sont inférieurs aux coûts des pertes réduites.

En effet, les manoeuvres se font à l'aide d'organes de manoeuvres télécommandés (OMT) qui ont une endurance mécanique limitée à 5000 opérations<sup>1</sup> environ. L'appareil lui-même et son coût d'installation coûtent actuellement environ 90.000 FF. Ainsi, une opération s'élève à 18 FF environ.

Les publications concernant ce sujet ne se prononcent pas unanimement sur ce point. [Broad93], [Wagn91] et [Pepo96] insistent sur le fait qu'une reconfiguration en continu a des effets favorables.

<sup>1</sup> Chiffre valable pour le Pole Mounted SF6 (PM6 de Schneider Electric)

[Boro97] la remet en question vu que les bénéfices ne sont pas assez importants. Cependant, les auteurs ne donnent jamais suffisamment de données pour pouvoir vérifier leurs affirmations.

Dans le but de vérifier la nécessité d'une reconfiguration en continu, nous avons utilisé différents profils de charge pour simuler la demande journalière des postes HTA/BTB.

Nous avons distingué:

- trois différents types de clients:
  1. industriel
  2. résidentiel
  3. commercial
  
- trois saisons différentes:
  1. hiver (décembre, janvier et février)
  2. été (juin, juillet et août)
  3. intersaison
  
- deux différents types de journées:
  1. jour de la semaine
  2. week-end, jour férié

On tente ainsi de changer la topologie du réseau chaque heure afin de mieux l'adapter au changement de la demande.

Les résultats obtenus avec une telle reconfiguration en continu ont révélé qu'une réduction supplémentaire des pertes Joule est possible. Pour les réseaux à notre disposition, les bénéfices s'élèvent à 400 FF environ par jour pendant l'hiver et de 200 FF environ pour les jours pendant l'été. Ces valeurs paraissent à première vue relativement satisfaisantes mais il faut savoir que nous avons considéré que tous les interrupteurs du réseau étaient télécommandables, ce qui est loin d'être le cas pour les réseaux existants. Même si dans un futur proche, le nombre d'OMT augmente considérablement, une reconfiguration en continu ne réduit pas suffisamment les coûts d'exploitation pour justifier son emploi. Néanmoins, dans des situations particulières - comme l'emplacement concentré des postes qui ont une courbe de charge très différente des postes ailleurs que dans le réseau - une configuration en continu peut apporter un certain avantage, mais il faut reconnaître que ces situations sont très rares.

D'un point de vue pratique, il faut aussi savoir qu'à chaque fois que l'on change la topologie, il faut adapter par distance les paramètres de déclenchement pour les relais de protection au niveau des disjoncteurs ce qui représente un effort non-négligeable.

Ainsi, nous concluons qu'une reconfiguration en continu n'apporte en général pas suffisamment de bénéfices pour justifier l'effort de sa réalisation.

## 5.6 Conclusion

Dans ce chapitre nous avons discuté différentes méthodes de recherche du schéma optimal d'exploitation d'un réseau de distribution pour le régime normal. Pour ce régime d'exploitation, les critères que l'on cherche en général à optimiser sont les pertes Joule, les chutes de tension ainsi que l'équilibre des courant dans les lignes. A travers différentes optimisations avec des données des réseaux réels, nous avons constaté que les différents critères sont fortement corrélés et qu'en choisissant un seul critère d'optimisation - celui des pertes Joule - les deux autres critères bénéficient implicitement de cette optimisation.

Pour des besoins de rapidité des solutions, nous avons utilisé les méthodes dites heuristiques. En général, elles ne permettent que l'obtention des solutions représentant des optima locaux. Il se peut que ces optima représentent des solutions qui sont beaucoup moins bonnes que l'optimum global du problème. Ainsi, il a fallu vérifier la qualité de ces optima locaux. Pour cela, nous avons appliqué différentes méthodes heuristiques avec des approches d'optimisation très différentes. De plus, nous avons utilisé d'autres méthodes d'optimisation plus dédiées à la recherche de l'optimum global, celles de la méthode de recherche Tabou et de Recuit Simulé.

A travers l'optimisation de différents réseaux de distribution réels, nous avons constaté que les solutions proposées par les différentes méthodes d'optimisation sont, dans la plupart des cas, très proches, voire identiques.

Pour répondre ainsi au problème posé dans l'introduction de ce chapitre, nous pouvons dire que l'allure de la fonction objectif ressemble plutôt à celle présentée en figure 5.1. Ainsi, un algorithme de recherche avec une stratégie purement descendante comme celui de la méthode de transfert de charge semble tout à fait satisfaisant pour l'optimisation d'un réseau de distribution dans le régime normal d'exploitation.

Vu les performances en terme de réduction des pertes Joule, de temps de calcul et aussi vu la possibilité de tenir compte de la contrainte des manoeuvres, la méthode de transfert de charge est ainsi choisie comme la plus adaptée au problème de la reconfiguration en régime normal.

## **Chapitre 6**

# **Optimisation en régime d'incident**



## 6.1 Introduction

La privatisation des compagnies d'électricité et la déréglementation s'accélérent actuellement dans le monde de l'énergie électrique, la satisfaction du client et le profit deviennent des critères de plus en plus importants.

Dans des pays où cette pratique existe déjà depuis un certain temps (p.ex. la Grande Bretagne), des sondages ainsi que les temps de coupure moyens sont régulièrement publiés pour connaître le degré de satisfaction des clients en fonction de leur compagnie d'électricité.

C'est pourquoi une véritable compétition entre les différentes compagnies a commencé, chaque compagnie essayant de contenter au mieux les demandes de ses clients. Il s'avère que la cause la plus fréquente d'interruption du service de distribution est l'existence de défauts sur les lignes moyenne tension. Dans ce contexte, une gestion efficace du régime d'incident permet une réduction considérable du temps de coupure.

Dans ce chapitre, nous allons analyser les possibilités d'établir un plan de reprise pour les zones non-alimentées suite à une défaillance d'un élément du réseau. Selon l'origine de la défaillance (défaut au niveau d'un départ ou perte d'un transformateur de puissance), l'ensemble des clients isolés peut être plus ou moins important, ce qui nécessite en contrepartie des outils d'aide à la reprise de service performants.

Mais tout d'abord analysons les méthodes utilisées pour la réalimentation après la perte d'un départ.

## 6.2 Manoeuvres lors d'un incident

Les raisons qui mènent effectivement à une interruption de service sont la plupart du temps des courts-circuits provoqués par diverses raisons (défaut d'isolation, branches qui tombent sur une ligne aérienne, une pelleteuse qui ne prend pas le soin nécessaire pour éviter les lignes électriques, etc.).

Si le défaut est provoqué par exemple par un arc électrique, il peut être éteint par un automatisme qui effectue un réenclenchement. Si malgré cette tentative le défaut persiste, le disjoncteur au niveau du départ effectue un déclenchement définitif. Ainsi, l'alimentation de l'ensemble des clients en aval de ce départ est coupée.

Une fois le défaut localisé, des organes de coupure situés à proximité sont ouverts pour l'isoler.

Par la suite, le disjoncteur est de nouveau fermé et les clients qui se trouvent en amont du défaut et en aval du disjoncteur ne sont plus privés de courant. Cependant, les clients en aval du défaut doivent être réalimentés à travers d'autres départs de réserve.

La figure 6.1 montre les différentes étapes qui suivent l'apparition d'un défaut et les mesures nécessaires pour la réalimentation.

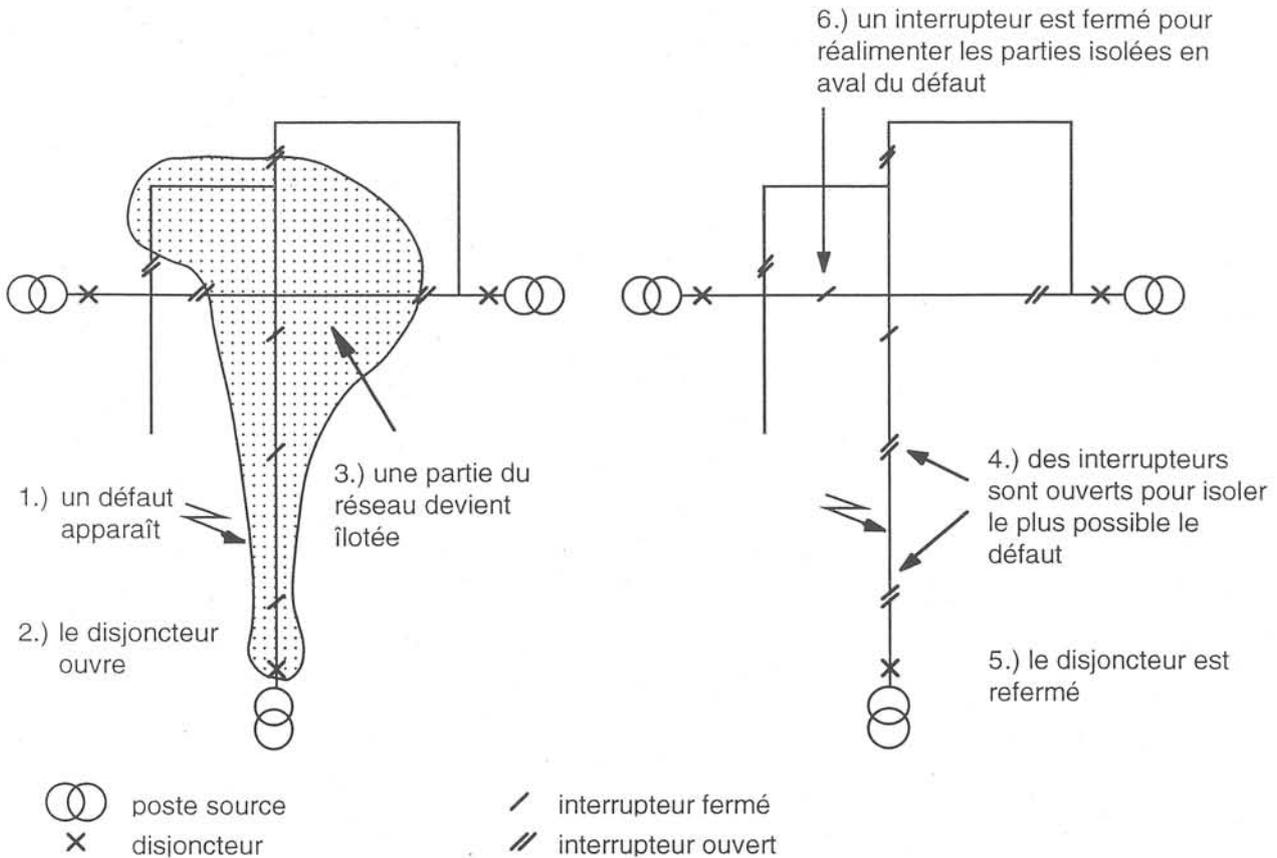


Figure 6.1: Les étapes d'une réalimentation

Si la consommation habituelle des clients encore isolés est très importante, leur réalimentation peut s'avérer difficile à cause des marges de courant insuffisantes dans les lignes susceptibles de réalimenter les parties saines du réseau.

Afin d'augmenter les marges de courant, des algorithmes d'optimisation permettent un transfert de charge efficace vers des zones qui ne réalimentent pas les parties îlotées.

C'est l'objet de ce chapitre où nous allons décrire des algorithmes adaptés au régime d'incident suite à la défaillance d'un ouvrage dans un réseau de distribution en se basant sur le principe de transfert de charge généralisé §(4.3).

### 6.3 Méthodes pour la reprise de service

Dans les algorithmes de reprise de service que nous allons présenter ci-après, nous partons du principe que le lieu du défaut est connu. Les algorithmes de détection de défaut sont en dehors du cadre de cette thèse. Ainsi la branche supposée défectueuse sera ouverte. Afin d'interdire une utilisation ultérieure de cette branche, elle sera verrouillée et reste ainsi ouverte pendant toute la phase de réalimentation.

Nous distinguons deux cas possibles de défaillance dans un réseau de distribution:

- La perte d'une ligne.
- La perte d'un poste source

La différence principale entre ces deux scénarios réside dans la taille de la zone îlotée.

Le principe général de la méthode de reprise de service se résume en deux étapes:

- réalimentation des zones îlotées
- suppression des surcharges

En ce qui concerne la réalimentation, différentes mises en oeuvre sont possibles:

1. La première consiste à ne fermer qu'un seul interrupteur ouvert entre la zone îlotée et la zone saine.
2. La seconde consiste à faire participer plusieurs départs voisins. Après avoir découpé la zone îlotée en différentes sous-zones, on ferme plusieurs organes de coupure pour réalimenter les sous-zones séparément.

Au premier abord, il semble logique de choisir la première solution pour un défaut sur une ligne impliquant peu de clients et d'opter pour la seconde lors d'un incident plus important.

Nous allons voir par la suite que les deux solutions s'appliquent aussi bien à la défaillance d'une ligne qu'à celle d'un poste source.

### **6.3.1 Réalimentation directe de la zone îlotée**

La zone îlotée, suite à la défaillance d'une ligne, peut être reprise à l'aide d'une ou plusieurs 'lignes candidates'. Une 'ligne candidate' est une ligne ouverte dont l'une des extrémités est située dans la zone îlotée et l'autre dans la zone alimentée (figure 6.2).

Le nombre de lignes candidates dépend du degré de maillage du réseau. Pour des réseaux urbains, il existe en général plusieurs chemins pour reprendre les zones îlotées, ce qui augmente la probabilité de trouver une solution qui ne comporte aucune surcharge. Cependant, le nombre de possibilités peut être tel que le choix d'une solution relève d'un problème combinatoire nécessitant une analyse au préalable.

Afin de déterminer les lignes candidates, nous effectuerons un parcours du réseau complet qui se trouve divisé en deux parties. Ainsi, on attribuera à chaque noeud du réseau un chiffre indiquant son

appartenance à telle partie. Ensuite toutes les lignes ouvertes du réseau seront testées et seules celles où les noeuds extrémités appartiennent à des parties séparées du réseau seront retenues (figure 6.2).

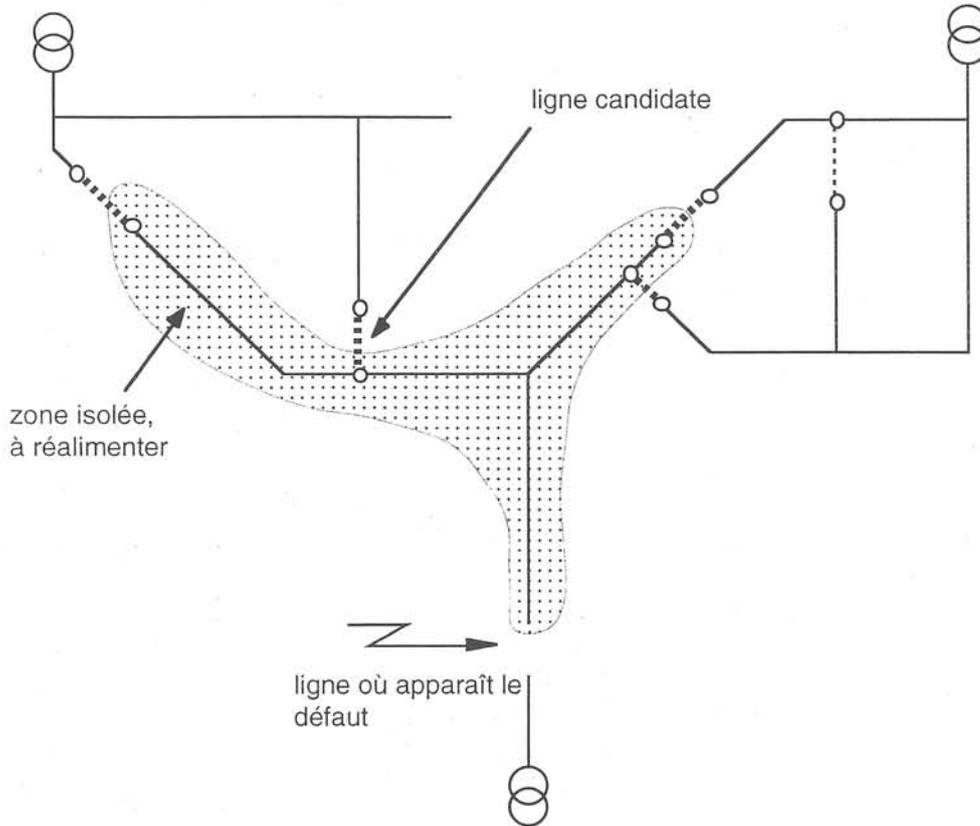


Figure 6.2: Détermination des lignes candidates

Une fois toutes ces lignes connues, il faudra déterminer leur capacité à reprendre des parties îlotées sans créer de lignes surchargées.

Afin de savoir si la fermeture d'une ligne candidate provoque des violations de contraintes dans le réseau, Aoki [Aoki89] choisit une approche où il calcule un vecteur de violations pour chaque ligne candidate qui tient compte des limites des courants et des tensions. Au cas où aucune ligne candidate ne permet une réalimentation dans les limites spécifiées, il choisit celle qui dépasse le moins les contraintes (figure 6.3).

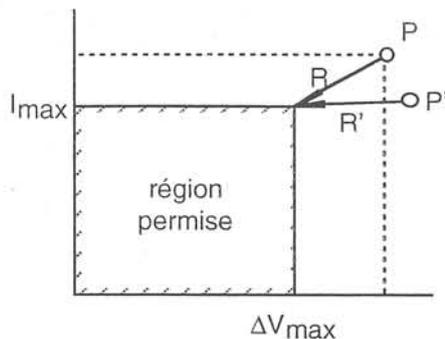


Figure 6.3: Vecteur de violation des contraintes selon Aoki[Aoki89]

La fermeture d'une ligne candidate crée un nouveau point de fonctionnement P ce qui entraîne une violation des contraintes par rapport aux courants et aux tensions. La longueur du vecteur R indique son ampleur.

De notre point de vue, cette approche a le désavantage de devoir comparer deux grandeurs (tension et courant) qui ne peuvent pas être ramenées sur une même base de calcul. Même en les normalisant, le résultat est douteux. A titre d'exemple, le point de fonctionnement P' (figure 6.3), dépasse légèrement le courant maximal, néanmoins, le vecteur de violations R' est plus grand que R et donne l'impression que l'on est loin d'une solution réalisable. Il est vrai que des chutes de tensions trop importantes doivent être évitées, mais le respect des contraintes par rapport aux courants est plus important lors d'une réalimentation.

Par conséquent, nous avons décidé de suivre l'approche initiée par Bart [Bart93] qui se base uniquement sur le respect des courants maximaux dans les lignes.

Ainsi, pour chacune des lignes candidates, on suit 'vers le poste source' le chemin potentiel du courant consommé par la partie réalimentée en déterminant la marge de courant des lignes parcourues. La ligne ayant la plus petite marge (en terme de valeur absolue) définit alors la taille maximale de la partie îlotée qui peut être reprise par une ligne candidate sans créer de surcharges dans la partie saine du réseau.

La marge de chaque ligne après une réalimentation de la zone isolée, se calcule par:

$$Marge_i = I_{max,i} - I_{actuel,i} - I_{partie\ isolée}$$

où:

$I_{actuel,i}$  : Courant maximale admissible de la branche i

$I_{actuel,i}$  : Courant actuel de la ligne i

$I_{partie\ isolée}$  : Courant consommé par la partie îlotée

A partir de la marge restante des lignes (figure 6.4), on peut déterminer quelle ligne candidate sera choisie pour la réalimentation.

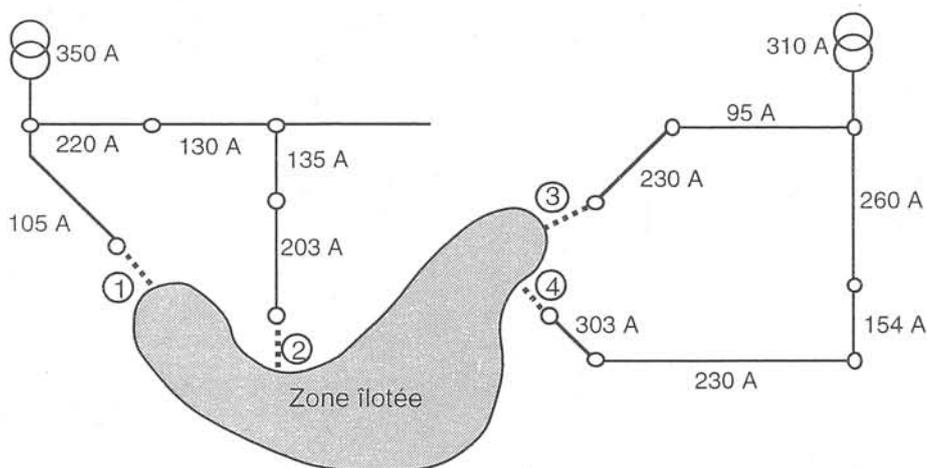


Figure 6.4: Détermination de la capacité de reprise des lignes candidates

Dans notre exemple (figure 6.4), il y a quatre chemins de réalimentation possibles. La ligne avec la plus petite marge parmi l'ensemble des lignes sur un chemin vers le poste source, détermine la plus grande charge que l'on peut alimenter sans créer de surcharge:

- 1.)  $\text{Min}(105\text{A}, 350\text{A}) = 105\text{A}$
- 2.)  $\text{Min}(203\text{A}, 135\text{A}, 130\text{A}, 220\text{A}, 350\text{A}) = 130\text{A}$
- 3.)  $\text{Min}(230\text{A}, 95\text{A}, 310\text{A}) = 95\text{A}$
- 4.)  $\text{Min}(303\text{A}, 230\text{A}, 154\text{A}, 260\text{A}, 310\text{A}) = 154\text{A}$

Ainsi, la ligne candidate no. 4 garde le plus de courant de réserve et sera choisie pour la réalimentation.

Il est possible que deux lignes candidates différentes aient la même ligne amont, cette dernière ayant la plus petite marge. Dans ce cas, aucun ordre particulier n'est favorisé.

S'il existe une ligne candidate avec une marge supérieure à l'ensemble des courants consommés par les clients perdus, alors aucune surcharge n'aura lieu et le problème est résolu. Dans le cas contraire, des transferts de charge vers des départs voisins doivent être réalisés. Dans le cas où aucune ligne candidate n'a une marge de courant suffisante, le problème est de savoir quelle ligne candidate doit être choisie pour connecter la partie perdue. La première possibilité consiste à fermer la ligne candidate disposant de la plus grande marge en supposant que par la suite la suppression des surcharges sera plus simple. Néanmoins, il se peut qu'une fois la branche qui possède la plus grande marge choisie, on n'ait plus la possibilité de supprimer les surcharges par des transferts vers des départs voisins. Cela vient du fait que le réseau à certaines zones est plus pauvre en terme de maillage. De plus, il est très difficile d'évaluer la possibilité d'effectuer des transferts de charge efficaces ce qui nous a décidé à utiliser la ligne candidate avec la plus grande marge pour réaliser la réalimentation effective de la partie perdue.

Toutefois, il se peut que la surcharge, après réalimentation, n'apparaisse pas dans la partie saine mais qu'elle se trouve dans la partie déjà îlotée. Un tel cas est rare, mais il doit aussi être traité par une procédure de suppression des surcharges.

### **6.3.2 Réalimentation à l'aide d'un découpage de la zone îlotée**

La méthode de réalimentation précédente utilise une seule ligne candidate. Au cas où la marge ne suffisse pas, des transferts de charge deviennent nécessaires. Ceci est souvent désavantageux à cause des manoeuvres à effectuer dans la partie saine du réseau pouvant entraîner soit des boucles temporaires soit des interruptions courtes.

Afin de faire face à ce problème, la deuxième méthode pour réalimenter la zone îlotée, vise à éviter les manoeuvres dans la partie saine et à reconfigurer la zone îlotée pour qu'elle puisse être reprise par plusieurs départs adjacents. L'avantage est que les manoeuvres à faire se situent principalement dans la zone îlotée et qu'ils peuvent alors être facilement effectuées puisqu'il n'y a pas de circulation de courant dans cette zone. Ainsi, tous les départs adjacents à la zone îlotée sont utilisés pour la réalimentation, ceci nécessite un découpage de la zone îlotée en différentes sous-zones. La taille des sous-zones à réalimenter dépend de la marge de courant maximale de chaque départ de réserve.

Le découpage est réalisé à l'aide de la méthode de fermeture de branches séquentielle (§3.4.1). En partant d'un point où l'état ouvert/fermé des branches dans la zone îlotée est indéfini, l'algorithme choisit de fermer ou d'ouvrir les branches de façon à ce que l'on garde un maximum de courant de réserve.

A chaque étape, on examine pour chaque ligne candidate la consommation d'une zone élémentaire et le courant de réserve restant. Une zone élémentaire représente un ensemble du réseau qui ne comporte aucune ligne manoeuvrable et qui ne peut plus être découpée en sous-parties.

En fermant la ligne candidate qui possède le plus de courant de réserve, nous alimentons une zone élémentaire et nous devons ouvrir les branches représentant la frontière avec d'autres zones élémentaires. Ainsi une ligne candidate est remplacée par une ou plusieurs autres.

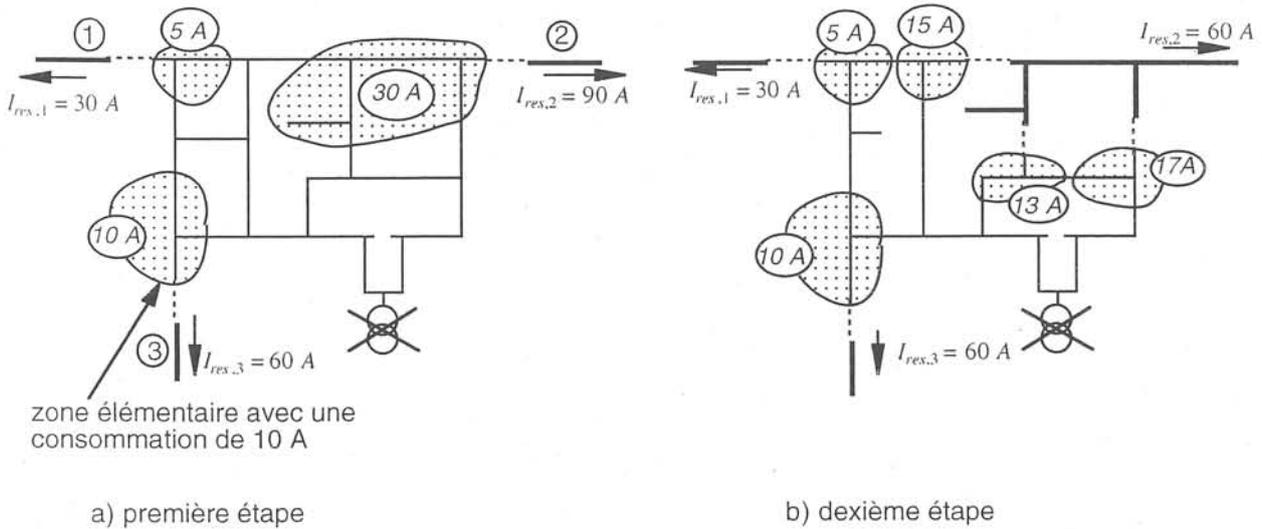


Figure 6.5: Procédus de découpage de la zone îlotée

Dans l'exemple de la figure 6.5a, suite à la défaillance d'un transformateur HTB/HTA, une partie importante du réseau est îlotée et peut être reprise par trois départs différents. Le départ de réserve no 2 garde le courant de réserve le plus important après l'alimentation d'une zone élémentaire (60 A). Après avoir alimenté cette zone élémentaire, d'autres zones élémentaires peuvent être réalimentées (figure 6.5b).

Nous avons alors cinq lignes candidates à examiner pour une réalimentation des parties encore îlotées. Les étapes sont répétées tant qu'il reste des zones élémentaires non-alimentées.

L'avantage de cette méthode réside dans le fait que tout changement de configuration pour la réalimentation est limité à la partie îlotée. Puisque dans les lignes de ces parties aucun courant ne circule, les changements de l'état des sectionneurs peuvent être réalisés sans difficultés.

Néanmoins, le fait d'utiliser la méthode de fermeture de branches séquentielle a un inconvénient: On ne tient pas compte de l'état ouvert/fermé des lignes dans la partie îlotée avant le défaut (§3.4.1). Ainsi, il se peut que la configuration trouvée pour la partie îlotée soit très différente de la configuration initiale avant le défaut et par conséquent beaucoup de manoeuvres doivent être effectuées, ce qui augmente considérablement le temps pour la reprise finale des parties îlotées.

### 6.3.3 Suppression des surcharges

Suite à la réalimentation par une ou plusieurs lignes candidates, des lignes surchargées en amont de la ligne candidate peuvent apparaître dans le réseau si la partie perdue est trop importante. Un ou plusieurs transferts de charge vers des départs adjacents doivent être effectués jusqu'à ce que l'on arrive à un état sans surcharge.

Une manière de déterminer des transferts efficaces consiste à appliquer la méthode de transfert de charge généralisée et à adapter la fonction objectif au cas de la suppression des surcharges.

Ainsi, nous avons défini une fonction objectif comme suit:

$$f_{\text{Objectif}} = \sum_i \left( \frac{|I_i|}{I_{i,Max}} \right)^k \tag{6.1}$$

Le terme  $|I_i|/I_{i,Max}$  permet d'évaluer la surcharge d'une branche. Afin de donner une grande importance aux branches surchargées par rapport aux autres termes de l'équation (6.1), le facteur  $k = 6$  est choisi. Ainsi, lorsque l'on cherche à minimiser la fonction objectif (6.1), qui représente un critère global pour toutes les branches - même celles qui ne sont pas surchargées - on s'approche d'autant plus de l'optimum que le nombre de termes  $|I_i|/I_{i,Max}$  est réduit c'est-à-dire si on arrive à supprimer les surcharges.

Nous avons choisi un critère global, c'est-à-dire qui englobe toutes les branches, même celles qui sont très éloignées de la zone défailante car, nous ne savons pas - à priori - quelles parties du réseau doivent être considérées pour les transferts de charge.

On note que d'autres fonctions objectif ont été étudiées pour pénaliser fortement les surcharges, par exemple:

$$f_{\text{Objectif}} = \sum_i \text{pénalité} \left( \frac{|I_i|}{I_{i,Max}} \right)^3 \tag{6.2}$$

où la pénalité est choisie de la manière suivante:

$$\begin{aligned} \text{pénalité} &= 30 && \text{si } I \geq I_{\max} \\ \text{pénalité} &= 1 && \text{si } I < I_{\max} \end{aligned}$$

Néanmoins, la fonction objectif initiale équation (6.1) donne les résultats les plus satisfaisants.

Le processus de suppression des surcharges est interrompu lorsque toutes les surcharges ont disparu. Dans certains cas, il est possible de ne pas trouver de configuration sans surcharges. Ceci est possible parce qu'une telle configuration n'existe pas ou bien parce que l'algorithme d'optimisation se trouve dans un optimum local.

Dans le cas où nous avons effectué la réalimentation à l'aide d'un découpage de la zone îlotée, nous pouvons encore utiliser la méthode de recherche Tabou pour trouver de meilleurs résultats.

Dans le cas où nous avons effectué la réalimentation à l'aide d'une seule branche, nous pouvons choisir un autre point de départ. En effet, le choix d'une ligne candidate correspond au choix d'un point de départ. Comme nous l'avons vu dans le chapitre précédent, une méthode d'optimisation qui effectue une recherche dans le voisinage - comme c'est le cas avec la méthode de transfert de charge - peut être piégée par des minima locaux. Le fait de partir d'une solution moins bonne peut mener vers

l'optimum global, alors que si on partait d'une "bonne solution", on peut converger vers un minimum local.

Dans ce contexte, le choix de prendre une bonne solution (à l'aide d'une ligne candidate avec une grande marge) est remis en question lorsque le programme de suppression des surcharges ne trouve pas de solution réalisable.

Par la suite, nous allons réouvrir la première ligne candidate prise et continuer avec une autre ligne candidate. En effet, une ligne candidate qui a le plus de courant de réserve crée seulement des petites surcharges, mais elles ne peuvent pas être supprimées à cause d'une structure du réseau où il est impossible d'effectuer des transferts efficaces à certains endroits du réseau.

Lorsque la deuxième ligne candidate ne permet pas l'obtention d'une solution sans surcharge, on passe à la ligne candidate suivante.

Par ailleurs, si on sait que différentes lignes candidates doivent être examinées pour la réalimentation et la suppression des surcharges, on pourrait paralléliser ce processus de recherche. En effet, pour toutes les lignes candidates, nous effectuons une recherche qui réduit les surcharges, chaque processus de recherche étant indépendant, l'utilisation d'un algorithme parallélisé est possible.

## 6.4 Application des méthodes de réalimentation pour différents cas

Afin de pouvoir se prononcer sur l'efficacité des méthodes décrites ci-dessus, nous allons appliquer ces méthodes pour deux cas différents:

1. la perte d'un départ
2. la perte d'un poste source.

Nous rappelons que la différence principale est déterminée par la puissance consommée des parties à réalimenter.

### 6.4.1 Perte d'un départ

Le réseau 3 a été choisi pour simuler un défaut sur un départ, le départ le plus important en terme de puissance délivrée. La zone perdue suite à un incident sur ce départ représente une puissance d'environ 4,7 MVA. La contrainte que nous nous sommes imposée est de n'utiliser que les départs du même poste source pour reprendre la partie îlotée.

La particularité du réseau français d'où proviennent nos données fait qu'un tel incident n'a pas posé de problèmes et que la partie îlotée a pu être reprise en fermant la ligne candidate possédant la plus

grande marge. Pour les autres départs, pour lesquels nous avons simulé un défaut, la situation est similaire: Il existe toujours une ligne candidate avec une marge de courant suffisamment élevée.

Afin de simuler un réseau très chargé, nous avons multiplié toutes les puissances par un facteur 200%. Ainsi la puissance à reprendre est d'environ 9,4 MVA.

Les résultats, pour plusieurs défauts simulés, sont présentés ci-dessous. Nous avons utilisé la méthode qui se base sur le principe de la fermeture d'une seule ligne candidate pour réalimenter la partie perdue.

Pour un défaut sur une ligne alimentant un ensemble de clients qui consomment 272.39, il existe 3 lignes candidates pour reprendre le service (tableau 6.1).

ligne candidate no	marge maximale
1	193.89 A
2	107.06 A
3	66.24 A

Tableau 6.1: Marge des lignes candidates

La réalimentation doit se faire à travers la ligne candidate ayant la plus grande marge. On ferme donc la ligne candidate no1 pour connecter la partie perdue.

La marge n'étant pas suffisante, il y a des lignes surchargées qui apparaissent. Par conséquent une optimisation pour supprimer les surcharges doit être effectuée.

Après deux transferts de charge vers des départs voisins, toutes les surcharges ont été supprimées. En utilisant les lignes candidates no 2 et 3, la même qualité des résultats a pu être observée, c'est-à-dire que la suppression de surcharges a été réalisée après deux manoeuvres.

Nous avons également appliqué la méthode de découpage pour la recherche d'un schéma de reprise de service. Cette méthode consiste à faire participer toutes les lignes candidates, découpe la partie îlotée en plusieurs sous-réseaux et tente de réalimenter ces sous-réseaux à travers différentes lignes candidates. Nous avons appliqué cette méthode pour l'exemple précédent et nous avons trouvé le même résultat en terme de nombre de manoeuvres.

En simulant d'autres défauts, nous avons observé seulement dans quelques rares exemples que la méthode de découpage donne des configurations qui nécessitent moins de manoeuvres que la méthode utilisant une seule ligne candidate. Or, la fréquence d'un tel cas est trop faible pour que l'on puisse généraliser les performances de la méthode de découpage.

Comme nous l'avons déjà dit dans le paragraphe précédent, le choix d'une ligne candidate avec une grande marge peut ne pas être la meilleure solution de départ pour l'optimisation car les possibilités de transfert peuvent être limitées. Ainsi, on choisit de prendre toutes les lignes candidates l'une après

l'autre pour réalimenter la partie îlotée. Les résultats obtenus ne sont pas meilleurs que ceux des méthodes discutées auparavant.

En conclusion, on peut dire que pour le cas de la perte d'un départ, l'utilisation d'une méthode qui ferme la ligne candidate avec la plus grande marge semble tout à fait suffisante. Pour les rares cas où la marge n'est pas suffisante, l'application de la méthode de transfert de charge en utilisant un critère qui pénalise fortement les surcharges, permet l'obtention d'une configuration réalisable avec deux ou trois transferts.

#### 6.4.2 Perte d'un transformateur de puissance

Malgré la fréquence réduite avec laquelle un incident majeur apparaît, il représente un grand souci pour les exploitants. La taille du réseau perdu fait que la réalimentation sans surcharge ne peut plus s'effectuer à travers une seule ligne candidate. En effet, de nombreux changements dans la topologie sont nécessaires pour répartir les charges îlotées vers d'autres postes source.

Nous avons utilisé le réseau 4 pour effectuer les simulations, c'est le seul réseau qui comporte plus d'un poste source. Ainsi, nous avons pu envisager la perte d'un tel ouvrage.

Les résultats présentés ont été obtenus en mettant hors service les différents transformateurs de puissance présents dans le réseau.

Les méthodes appliquées pour la reprise de service sont les suivantes:

##### Méthode 1:

- On ferme la ligne candidate avec la plus grande marge.
- En cas de surcharges, on applique la méthode de transferts de charge avec un critère adapté pour pénaliser les surcharges.
- Si après les transferts vers les départs voisins, il existe toujours des surcharges, on utilise la prochaine ligne candidate pour la réalimentation.

##### Méthode 2:

- On ferme la première ligne candidate
- En cas de surcharges, on applique la méthode de transferts de charge avec un critère adapté pour pénaliser les surcharges. On sauvegarde le nombre de manoeuvres pour atteindre la topologie finale.
- On restaure la topologie d'origine et on prend la prochaine ligne candidate, et on recommence l'optimisation.
- Si toutes les lignes candidates ont été utilisées, on choisit la topologie sans surcharges qui nécessite le minimum de manoeuvres.

Méthode 3:

- On découpe la partie îlotée en autant de sous-réseaux qu'il y a de lignes candidates.
- On réalimente les sous-réseaux à travers différentes lignes candidates.
- En cas de surcharges, on applique un transfert de charge adapté pour pénaliser les surcharges.

Cette méthode nécessite plus de manoeuvres dans la partie îlotée car elle ne tient pas compte de l'état des branches avant le découpage.

Dans la présentation des résultats, nous distinguons le nombre de manoeuvres à effectuer dans la partie saine et dans la partie îlotée. En effet, des manoeuvres dans la partie îlotée sont plus simples à réaliser que dans la partie saine où toute manoeuvre entraîne soit une boucle temporaire à éviter, soit une interruption de service pendant quelques instants.

Pour chaque simulation d'un incident sur le réseau 4, nous mettons hors service l'un des 8 transformateurs de puissance (tableau 6.2). Pour chaque cas on trouve la puissance à reprendre, le nombre de postes à réalimenter, le nombre de lignes candidates, les manoeuvres nécessaires dans la partie saine, dans la partie îlotée et pour l'enclenchement finale qui permet l'alimentation effective de la zone îlotée et ceci pour chacune des trois méthodes. Les différentes manoeuvres sont détaillées en tableau 6.2 et indiquent soit un enclenchement d'une ligne (e), soit un déclenchement d'une ligne (d). Un X indique qu'aucune configuration sans surcharge n'a pu être trouvée. Les temps de calcul sont valables pour un PC avec un processeur Pentium, 133 MHz.

Trans- formateur	Puissance perdue en MVA	Postes HTA/BTB à réalimenter	lignes candidates	Méthode	Manoeuvres			Temps de calcul en sec.
					partie saine	partie îlotée	enclen. finale	
1	15,6	114	5	1	0d, 0e	4d, 1e	4e	4
				2	0e, 0e	4d, 1e	4e	4
				3	0e, 0d	5d, 2e	4e	2
2	16	336	13	1	0d, 0e	2d, 0e	3e	2
				2	0e, 0e	2d, 0e	3e	19
				3	0e, 0d	7d, 1e	7e	2
3	32,5	337	18	1	X	X	X	
				2	X	X	X	
				3	X	X	X	
4	10,9	155	7	1	0d, 0e	2d, 0e	3e	2
				2	0e, 0e	2d, 0e	3e	22
				3	0e, 0d	5d, 0e	6e	<1
5	17,3	153	8	1	X	X	X	
				2	X	X	X	
				3	X	X	X	
6	17,3	193	9	1	X	X	X	
				2	X	X	X	
				3	X	X	X	
7	30,5	286	9	1	X	X	X	
				2	X	X	X	
				3	X	X	X	
8	22,2	255	10	1	0d, 0e	5d, 0e	6e	63
				2	0e, 0e	5d, 0e	6e	73
				3	X	X	X	

Tableau 6.2: Perte d'un transformateur de puissance dans le réseau 4

Remarques:

Les transformateurs 5 et 6 alimentent à peu près la même quantité de clients et n'ont pas pu être repris. En effet, au voisinage de ces transformateurs, des lignes sont chargées jusqu'à 92% de leur courant maximal en régime normal. Nous avons alors beaucoup de difficulté pour transférer suffisamment de puissance vers des départs voisins pour reprendre les parties îlotées du réseau sans surcharger les lignes.

Un autre facteur qui peut aussi expliquer les difficultés de reprise de service pour ces cas, est que les puissances consommées, telles qu'elles figurent dans la base de données, représentent les valeurs de l'heure de pointe (donc un maximum journalier).

### **Analyse des résultats et comparaison des performances des différentes méthodes de réalimentation:**

Dans quatre des huit cas étudiés, une configuration réalisable a pu être trouvée. Une comparaison entre les méthodes appliquées montre que les méthodes 1 et 2 sont plus performantes que la méthode 3 qui effectue un découpage de la zone îlotée. Ceci est vrai pour ce qui est de la capacité à trouver une solution réalisable et aussi pour le nombre de manoeuvres à effectuer. Dans le cas de la défaillance du transformateur 8, la méthode 3 ne trouve pas de solution réalisable alors que les deux autres méthodes en trouvent une.

En ce qui concerne le nombre de manoeuvres à effectuer dans les parties saine et îlotée, nous nous attendions à ce que les méthodes 1 et 2 effectuent plus de manoeuvres dans la partie saine par rapport à la méthode 3. Il se trouve que pour toutes les défaillances étudiées, ce n'est pas le cas. Aucune des méthodes ne nécessite des manoeuvres dans la partie saine.

Cependant, il a été confirmé que la méthode 3 effectue un nombre de manoeuvres plus élevé dans la partie îlotée. Rappelons que ceci vient du fait que cette méthode ne tient pas compte de l'état ouvert/fermé des branches. Cet inconvénient par rapport aux méthodes 1 et 2 serait acceptable si en contrepartie le nombre de manoeuvres dans la partie saine était moins élevé. Or, nous avons vu qu'aucune des méthodes nécessite des manoeuvres dans cette partie du réseau et que par conséquent la méthode 3 n'a pas d'avantage par rapport aux deux autres méthodes.

Il est difficile de généraliser les résultats obtenus avec les différentes méthodes pour les cas étudiés vu que nous les avons testées sur des réseaux qui ont d'un côté l'avantage de représenter des réseaux existants, mais d'un autre côté ne peuvent pas représenter "l'exemple type" pour tous les réseaux de distribution. Afin que notre conclusion sur l'efficacité des méthodes développées soit plus pertinente, il nous faudrait effectuer des simulations avec les données d'autres réseaux réels. En général, l'obtention ainsi que l'adaptation des données réelles au format qui correspond à notre modèle topologique, représente un travail très long et laborieux, pour ne pas parler de la difficulté d'obtenir ces données vu les aspects de confidentialité.

Dans ce contexte, nous concluons que pour le cas des réseaux à notre disposition, une démarche qui se sert d'une seule ligne candidate pour la réalimentation est plus adaptée pour la recherche d'une configuration réalisable sans surcharge.

En ce qui concerne les temps de calcul, nous avons constaté qu'avec un temps qui dépassait rarement l'ordre de quelques dizaines de secondes, l'emploi des procédures de reprise de service en temps réel semble tout à fait envisageable.

## 6.5 Réalimentation partielle

Dans le paragraphe précédent, nous avons vu que la perte d'un transformateur de puissance peut créer une situation où l'ensemble des parties perdues ne peut être reprise sans avoir de lignes surchargées. Néanmoins, lors de la présence de clients prioritaires, nous devons trouver une configuration dans laquelle les parties essentielles du réseau sont reprises. Pour ne pas surcharger les lignes, nous effectuons une réalimentation partielle dans laquelle les parties moins importantes, qui ne contiennent pas de clients prioritaires, restent îlotées.

Ainsi, si après une tentative de réalimentation de toute la partie perdue, nous constatons que celle-ci ne peut s'effectuer sans créer des surcharges, nous passons à une deuxième phase. Nous reprenons seulement les clients qui ont une priorité supérieure à un certain seuil. Toutes les parties du réseau qui ne sont pas prioritaires restent îlotées. Il se peut que certains clients profitent d'une réalimentation des prioritaires car ils se trouvent dans la même zone du réseau.

L'algorithme que nous avons développé pour une réalimentation partielle effectue les étapes suivantes:

1. Détermination des lignes et zones du réseau îloté qui sont indispensables pour la réalimentation des clients prioritaires.
2. Détermination des lignes du réseau îloté par lesquelles une réalimentation peut avoir lieu.
3. En prenant chaque ligne candidate, nous effectuons un parcours de graphe pour déterminer une topologie de reprise qui garde le plus de courant de réserve. Pendant ce parcours, nous ne tenons compte que des parties trouvées en 1.) et 2.)

Pour la compréhension de cette méthode, l'exemple suivant va être développé:

Une partie d'un réseau de distribution est îlotée après la perte d'un transformateur de puissance (figure 6.7). Après une première tentative de reprise de toute la partie perdue, aucune configuration de reprise sans surcharge n'a pu être trouvée. Ainsi, une réalimentation partielle doit être effectuée pour réalimenter au moins les clients prioritaires.

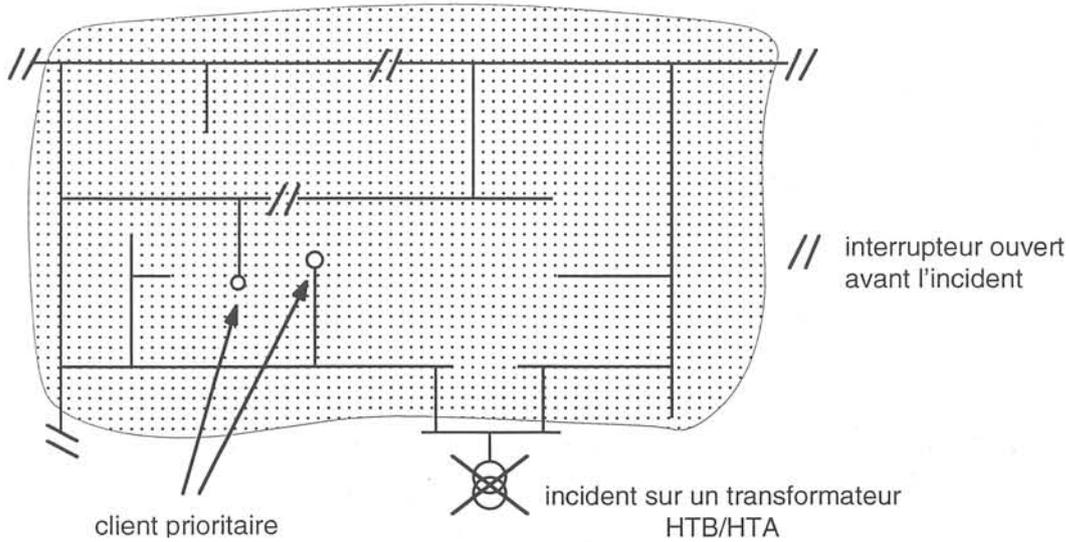


Figure 6.7: Réseau îloté avec des clients prioritaires

Le résultat des étapes 1 et 2 de l'algorithme est schématisé dans la figure 6.8. La réalimentation doit se faire obligatoirement par les deux lignes dessinées en rouge. Les lignes en gras représentent l'ensemble des chemins possibles pour une réalimentation. Les parties avec un trait fin désignent les lignes qui ne sont pas nécessaires pour la réalimentation des clients prioritaires.

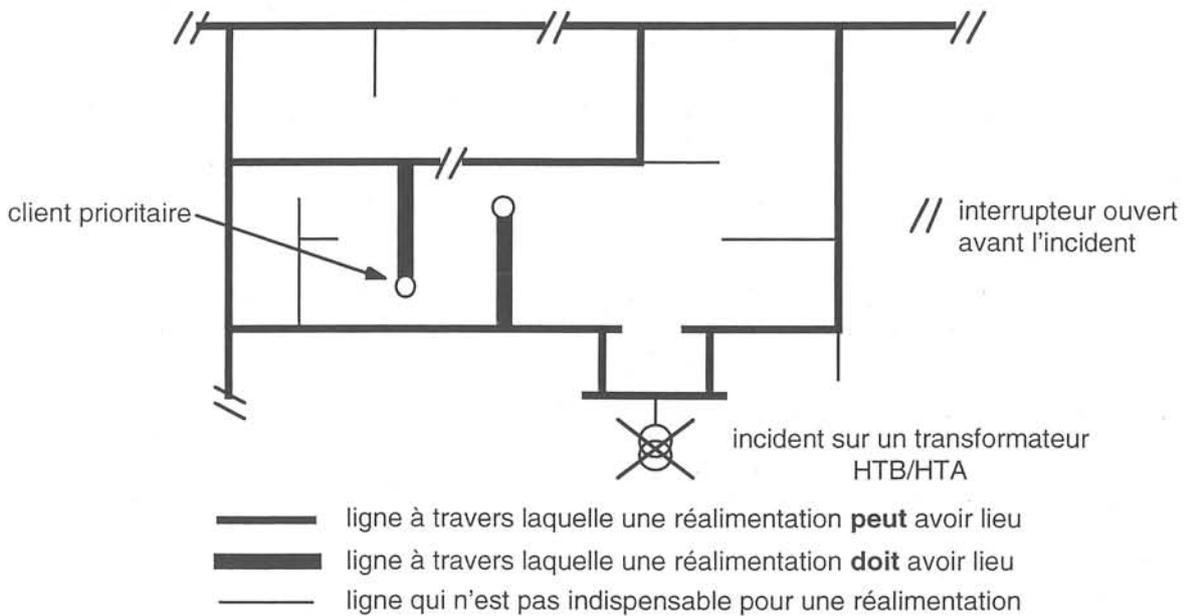


Figure 6.8: Lignes utilisées pour une réalimentation partielle

L'étape 3 de l'algorithme repose sur les mêmes principes que la méthode du découpage de la zone îlotée.

Chaque ligne candidate est examinée pour calculer la marge de courant restant après la réalimentation d'une zone élémentaire. Alors que pour la méthode décrite au §(6.3.2) une zone élémentaire est

définie comme une partie du réseau limitée par des interrupteurs *manuels*, dans le cas de la réalimentation partielle, nous la définissons comme une partie du réseau qui est limitée par des organes de coupure *télécommandables*.

Parmi l'ensemble des lignes candidates, on sélectionne celle qui, après la réalimentation d'une zone élémentaire, garde la plus grande marge de courant. Après la réalimentation d'une zone élémentaire, il se peut que l'on ait créé des poches dans le réseau qui ne contiennent pas de clients importants (figure 6.9). Ces zones ne seront pas reprises, vu leur priorité réduite.

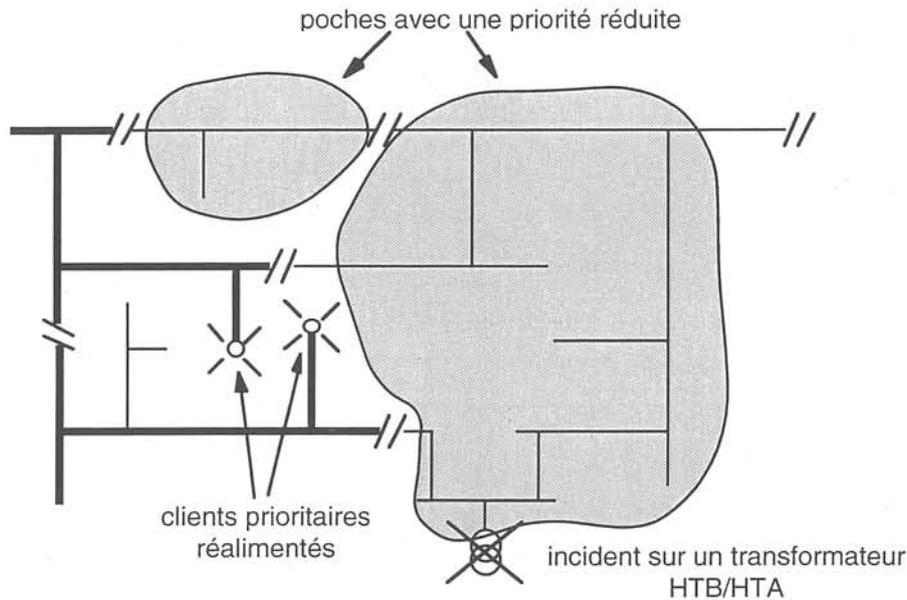


Figure 6.9: Poches dans le réseau qui restent îlotées

Ainsi, nous reprenons chaque zone élémentaire jusqu'à ce que tous les clients prioritaires soient réalimentés.

Par ailleurs, pendant cette phase de 'réalimentation' aucune manoeuvre dans le réseau réel n'est effectuée. Toutes les réalimentations sont effectuées au sein de l'algorithme de reprise de service (réalimentation fictive). C'est seulement à la fin de l'algorithme, quand les contraintes des courants sont satisfaites, qu'on peut passer à la réalisation de la topologie trouvée.

Pendant la phase de la réalimentation fictive, différentes zones élémentaires ont été reprises en parallèle par différentes lignes candidates. A la fin de la reprise de tous les clients prioritaires, il se peut que des zones élémentaires restent alimentées alors qu'elles ne sont pas indispensables pour reprendre les zones prioritaires. Par conséquent, nous allons considérer ces zones comme îlotées.

## 6.6 Séquencement des manoeuvres

Une fois que la procédure de reprise de service a trouvé une configuration sans surcharge, il est important de connaître l'ordre des manoeuvres à effectuer pour passer de la configuration actuelle vers l'état sans surcharges.

Cette procédure est d'autant plus importante que la présence des clients importants peut nécessiter une reprise de service plus rapide de certaines zones. Il est à noter que dans ce paragraphe nous considérons une réalimentation complète. La démarche poursuivie est basée sur des manoeuvres que l'on effectue d'abord dans la partie îlotée [Bart93]. Après l'ouverture et la fermeture des lignes dans la partie îlotée, nous avons des sous-réseaux appelés "groupes". Avant d'effectuer la réalimentation finale de ces groupes, nous devons encore - si nécessaire - effectuer des transferts de charge dans la partie saine.

Afin de tenir compte des groupes qu'il faut réalimenter en premier et qui contiennent des clients importants, nous proposons une démarche pour le séquencement qui détermine dans une première étape les groupes et y vérifie par la suite la présence d'un client important. Si c'est le cas, on détermine les manoeuvres nécessaires pour créer ce groupe. Une fois que ces manoeuvres sont terminées, nous allons encore effectuer - si nécessaire - des transferts de charge dans la zone saine pour ensuite passer à la réalimentation finale du groupe en question. L'étape suivante consiste à traiter les groupes sans client important.

Par ailleurs, si aucun client prioritaire n'est présent dans la partie îlotée, nous pouvons réalimenter les groupes dans un ordre qui est déterminé par la puissance consommée ou par le nombre de postes HTA/BTB.

Afin d'illustrer cette procédure, considérons un réseau après la perte d'un départ (figure 6.10, gauche).

La fonction de réalimentation a déterminé une configuration finale qui nécessite les manoeuvres suivantes:

Dans la partie îlotée:

- Ouverture des lignes 1 et 2.

Dans la partie saine:

- Ouverture des lignes 4 et 9.
- Fermeture des lignes 3 et 8.

Fermeture des lignes pour la réalimentation finale:

Lignes: 5, 6 et 7.

Les groupes sont montrés dans la partie droite de la figure 6.10.

Le groupe I contient un client prioritaire. Par conséquent, ce groupe doit être repris en premier ce qui est fait par l'ouverture de la ligne 1. Avant la réalimentation du groupe I, un transfert de charge dans la partie saine est nécessaire (fermeture de la ligne 8, ouverture de la ligne 9) pour éviter une surcharge dans la ligne 10. Ensuite le groupe I est directement repris. La réalimentation des autres groupes s'effectue à travers les lignes 5 et 6.

La liste finale des manoeuvres est ainsi la suivante:

- Ouverture de la ligne 1 (création du groupe I)
- Fermeture de la ligne 8, ouverture de la ligne 9 (transfert de charge dans la partie saine)
- Fermeture de la ligne 7 (réalimentation du groupe I avec un client prioritaire)
- Ouverture de la ligne 2 (création des groupes II et III)
- Fermeture de la ligne 6 (réalimentation du groupe III)
- Fermeture de la ligne 3, ouverture de la ligne 4 (transfert de charge dans la partie saine)
- Fermeture de la ligne 5 (réalimentation du groupe II)

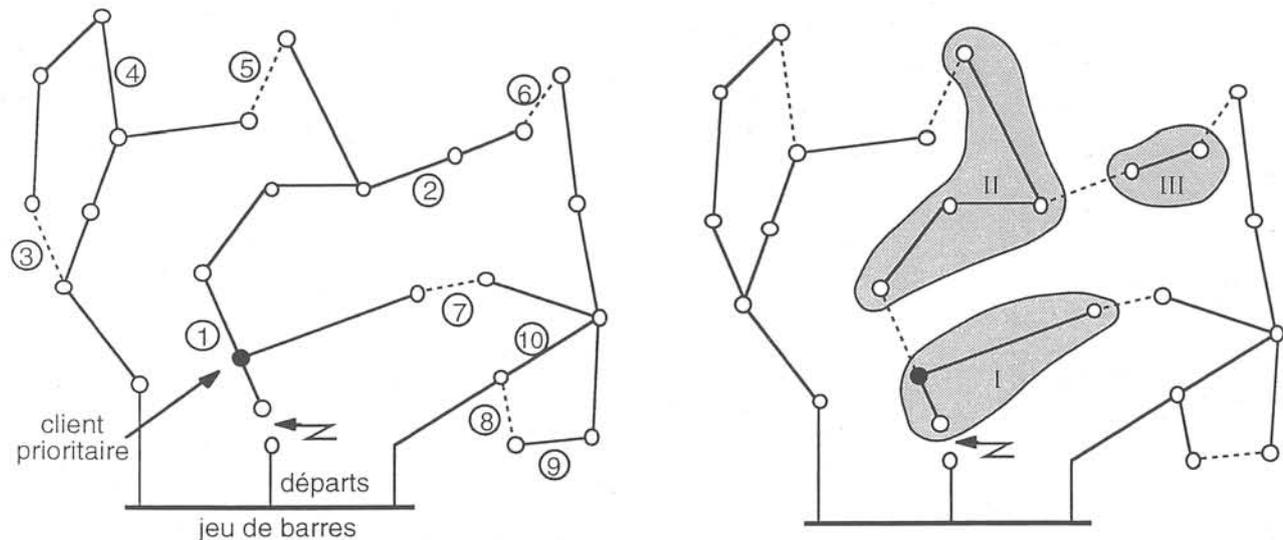


Figure 6.10: Manoeuvres à effectuer

En ce qui concerne les manoeuvres à réaliser dans la partie saine pour faire des transferts de charge, on est obligé de passer par des états où la contrainte d'arborescence n'est plus respectée, ce qui nous conduit soit à une boucle, soit à une interruption temporaire. En effet, la première possibilité pour un transfert consiste à effectuer un couple de manoeuvres déclenchement/enclenchement. Dans ce cas il y a une interruption de service temporaire des clients qui sont transférés.

En pratique cette interruption de service n'est pas uniquement limitée aux clients transférés, mais concerne aussi des clients alimentés par un des deux départs. En effet, si l'organe de coupure que l'on

doit ouvrir peut seulement être ouvert dans un état sans circulation de courant (sectionneur), il faut se servir d'un interrupteur ou d'un disjoncteur situé plus en amont. Ainsi, on îlote une partie plus ou moins importante du réseau. Le disjoncteur est refermé après la manoeuvre d'ouverture du sectionneur. La dernière manoeuvre du transfert de charge est la fermeture de l'autre organe de coupure pour réalimenter les clients transférés (figure 6.11).

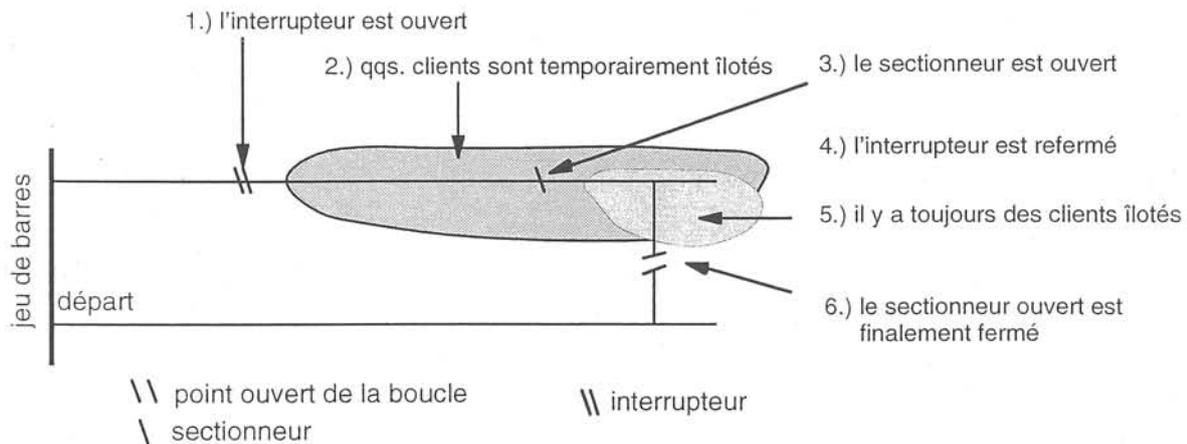


Figure 6.11: Déroulement d'un transfert par interruption

Pour ces raisons d'interruption d'un certain nombre de clients, les compagnies d'électricité préfèrent en générale effectuer le transfert par une manoeuvre enclenchement/déclenchement et tolèrent ainsi pendant un petit instant une boucle.

## 6.7 Conclusion

Suite à la défaillance d'un élément d'un réseau de distribution, une partie plus ou moins importante est îlotée. Un algorithme de reprise de service doit rétablir rapidement l'alimentation des zones perdues en tenant compte de différentes contraintes, dont principalement le respect des courants maximaux admissibles dans les lignes et un nombre de manoeuvres réduit.

Nous avons développé différents algorithmes pour la reprise de service. Le premier algorithme est basé sur une approche qui réalimente directement la partie îlotée avec un seul départ adjacent. On choisit d'abord le départ qui garde la plus grande marge après une réalimentation. Au cas où des lignes surchargées apparaissent, une optimisation à l'aide de la méthode de transfert de charge généralisé est effectuée. En utilisant un critère qui pénalise fortement les surcharges, il est ainsi possible de déterminer des transferts de charge efficaces qui suppriment rapidement les lignes surchargées.

Le deuxième algorithme utilise chaque départ adjacent pour la reprise et découpe la partie îloté en autant de sous-réseaux qu'il y a de départs de réserve. Si après une réalimentation complète, il y a des surcharges, une recherche pour des transferts optimaux est également effectuée.

Sur la base des données à notre disposition, nous avons constaté que lors de la perte d'un départ, les deux algorithmes donnent rapidement une configuration réalisable ce qui permet une utilisation en temps réel. Les résultats par rapport aux nombres de manoeuvres sont aussi pratiquement identiques. Lors de la perte d'un transformateur de puissance, la puissance à reprendre est plus importante que dans le cas de la perte d'un départ. Ainsi la réalimentation directe ou par découpage nécessite en général toujours une optimisation pour supprimer les surcharges.

En simulant la perte de différents transformateurs de puissance avec les données d'un réseau réel, nous avons pu constater que l'algorithme qui ne prend qu'un seul départ de réserve, est plus performant pour la suppression des surcharges et aussi par rapport au nombre de manoeuvres.

Nous avons également développé un algorithme de reprise de service partielle des clients prioritaire au cas où la taille du réseau îloté serait trop importante et où une reprise de l'ensemble des clients perdus aurait échoué.

Pour compléter l'ensemble des algorithmes de reprise de service, nous avons également introduit des procédures pour déterminer le séquençement des manoeuvres à effectuer après la détermination d'une configuration réalisable pour la procédure d'optimisation. De plus, nous avons également développé une méthode qui détermine un séquençement pour réalimenter plus rapidement les zones avec clients prioritaires.

# **Chapitre 7**

## **Mise en oeuvre logicielle**



## 7.1. Contexte du développement

Nous rappelons que l'étude présentée sur la recherche du schéma optimal d'exploitation d'un réseau de distribution est placée dans un contexte industriel où collaborent le Laboratoire d'Electrotechnique de Grenoble et la société Schneider Electric S.A.

Schneider Electric a une longue expérience dans le développement de systèmes SCADA et DMS (Distribution Management System). Un certain nombre de systèmes ont été installés et fonctionnent avec satisfaction dans plusieurs centres de conduite en Europe et en Amérique latine.

Les DMS de Schneider Electric utilisent les fonctions standards du SCADA, mais leur avantage principal est une interface homme-machine (graphical user interface, GUI) permettant la visualisation aisée de l'état du réseau. Cette interface est une aide à l'exploitation du réseau. Il a par exemple la possibilité de voir sur un écran l'état électrique du réseau entier avec l'état ouvert/fermé des interrupteurs.

Un ensemble de fonctions permet à l'opérateur de naviguer dans le réseau et de localiser rapidement l'emplacement des postes HTA/BTB, des organes de coupure, etc. A l'aide d'une colorisation dynamique, on peut vérifier par quel départ chaque poste HTA/BTB est alimenté. La localisation de l'emplacement géographique des postes est simplifiée par une superposition des plans géographiques avec le schéma électrique des lignes (Graphical Information System, GIS).

Chaque fois que l'opérateur change l'état d'un organe de coupure, la base de données (B.D.) est mise à jour et un processeur topologique calcule et réactualise, en temps réel, l'état du réseau affiché à l'écran. L'opérateur possède ainsi toutes les informations nécessaires pour la conduite aisée du réseau. En particulier, dans le cas d'un incident, une représentation du réseau avec des coordonnées géographiques réelles permet à l'opérateur d'entamer rapidement les séquences nécessaires pour l'isolation du défaut.

Dans ce contexte, il nous est paru indispensable d'intégrer aux DMS des fonctions évoluées telles que la reconfiguration du réseau dans le régime normal et dans le régime d'incident. L'ensemble des procédures du DMS est écrit dans le langage ANSI C. Pour assurer la compabilité, le langage pour les fonctions de reconfiguration a été également choisi en C.

Pendant la phase du développement des algorithmes, il a semblé important de posséder un environnement graphique qui rende le développement informatique plus aisé.

## 7.2. Présentation de la plateforme Oreli

L'environnement pour le développement des procédures d'optimisation intitulé Oreli (optimisation des réseaux électriques industriels) est le fruit d'une collaboration entre la direction de recherche en

logiciel (DRL) de Schneider Electric et le Laboratoire d'Électrotechnique de Grenoble. Ce logiciel a été développé sous Microsoft Visual C++. Il représente en quelque sorte un GIS à échelle réduite avec lequel toutes les informations par rapport aux fonctions de reconfiguration peuvent être visualisées et consultées facilement (figure 7.1).

Un réseau de distribution réel est représenté dans la fenêtre graphique.

Dans les trois fenêtres situées dans la partie gauche de l'écran, on trouve de haut en bas respectivement:

- les données concernant les noeuds: puissance active et réactive consommée, module de la tension, déphasage, coordonnées carthésiennes x,y.
- les données concernant les lignes: résistance, réactance, courant, longueur, état topologique (ouvert/fermé, verouillé)
- les résultats d'une reconfiguration par rapport au critère optimisé, les pertes Joule dans l'exemple. On peut également choisir le mode d'affichage pour la topologie du réseau (avant ou après optimisation).

Sur cette plateforme, il est possible de modifier facilement les caractéristiques du réseau, par exemple l'état ouvert/fermé des branches. Ensuite, un processeur topologique est activé qui met à jour la topologie présentée dans la plus grande fenêtre. Ceci est particulièrement intéressant pour visualiser immédiatement des états du réseau qui ne respectent pas la contrainte de l'arborescence. Par exemple, lorsqu'on a ouvert une branche dans le réseau arborescent, les parties îlotées suite à cette ouverture sont représentées avec une couleur différente du reste du réseau pour bien marquer la différence. Ou bien, suite à la fermeture d'une branche, on a créé une boucle. Une colorisation différente des branches de la boucle permet de localiser facilement son emplacement.

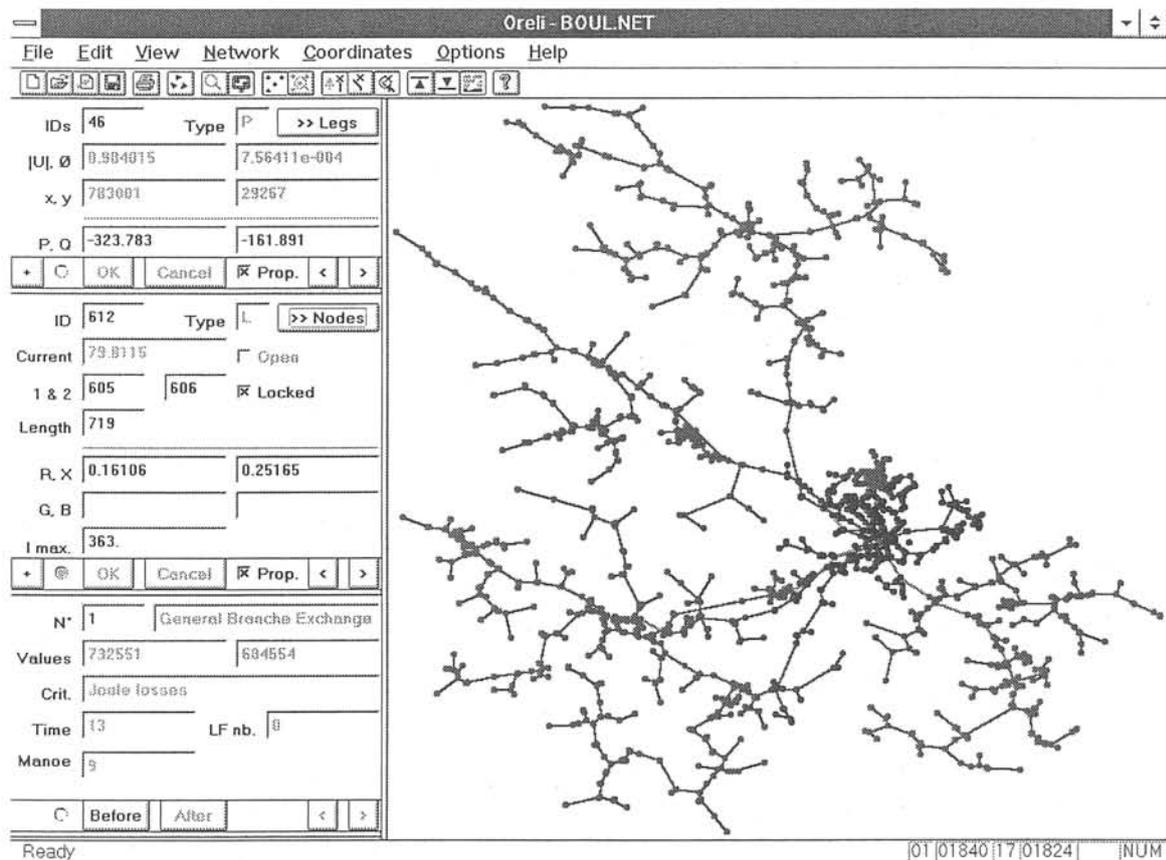


Figure 7.1: Copie écran du projet Oreli

Pendant la phase de développement des algorithmes de reconfiguration, la possibilité de visualiser l'état du réseau (c'est à dire les boucles, îlots ou autre) est une aide très précieuse. Lorsque l'on effectue une exécution d'un algorithme pas par pas pour voir son bon fonctionnement, on doit vérifier les mesures entreprises ce qui nous est possible grâce à la visualisation du réseau sur l'écran.

Bien que ce logiciel ne soit pas conçu pour la planification, il est très facile de l'appliquer à ce cas. En effet, pour la planification des réseaux, les exploitants cherchent souvent une réponse à des questions du style "qu'est-ce qui changerait dans le réseau si on mettait ...?". A titre d'exemple, à une question telle que "Qu'est-ce qui se passe au niveau des pertes (des chutes de tensions, les courants de réserve) si on rajoute une ligne par ici ou si quelques charges augmentent par là?" ou bien "Est-ce que ça vaut le coup de transférer un groupe de charges d'un certain départ vers un autre", les réponses à ces questions peuvent être facilement concrétisées par une visualisation sur écran.

Pour cela, nous avons introduit la possibilité de créer de nouveaux objets tels que des lignes et des postes HTA/BTB et de les ajouter à certains endroits dans le réseau. Après avoir effectué un calcul de load flow, les courants dans les lignes et les tensions aux noeuds, ainsi que les pertes, les chutes de tensions et courants de réserve dans les lignes sont mis à jour et présentés sur l'écran ou écrits dans un fichier de résultats (figure 7.2).

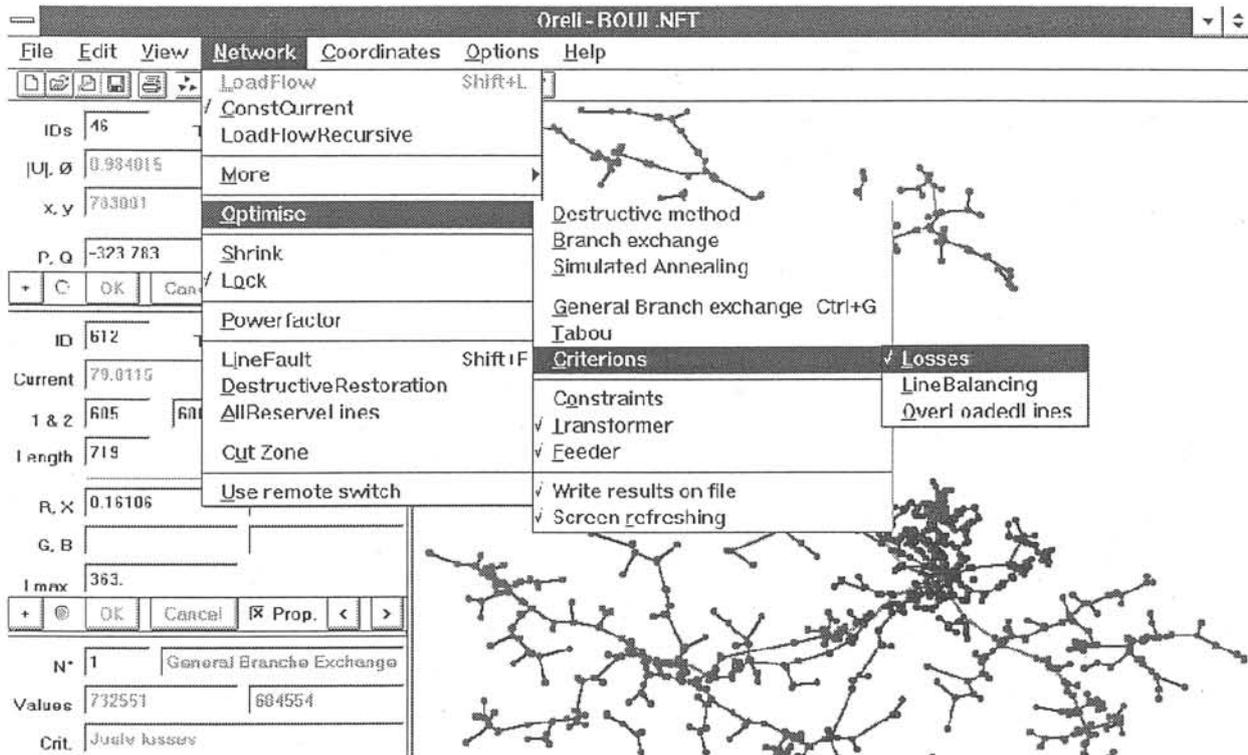


Figure 7.2: Aperçu de différentes fonctions d'Oreli

Bien que l'environnement graphique ait été écrit en langage orienté objet (C++), l'ensemble des fonctions pour la reconfiguration est écrit en ANSI C vu la nécessité de les intégrer dans le projet de la téléconduite. Ceci ne pose, en principe, aucun problème, car C++ inclut des fonctions C.

Vu le grand nombre de fonctions C écrites, il est nécessaire de les séparer en bibliothèques statiques<sup>1</sup> avec des fonctionnalités bien différentes. Par exemple, nous avons créé une bibliothèque qui ne traite que du problème du load flow, une autre bibliothèque pour le processeur topologique, une qui rassemble les fonctions spécifiques pour la reprise de service, etc. De plus, une organisation en bibliothèques statiques est intéressante car elle permet de modifier quelques fonctions sans être obligé de recompiler tous les fichiers du projet. Dans ce contexte, on peut également parler de la bibliothèque statique comme 'boîte noire', c'est-à-dire qu'elle peut être utilisée par un autre projet informatique sans connaître le fonctionnement exact de la boîte noire. Il est uniquement nécessaire de maîtriser les entrées et les sorties de cette boîte noire.

Nous notons aussi que les différentes bibliothèques font appel à des fonctions qui se trouvent dans d'autres bibliothèques.

La figure 7.3 résume de manière simplifiée les interactions principales des bibliothèques entre elles, ainsi qu'entre Oreli et la base de données.

<sup>1</sup>Une bibliothèque statique est un ensemble de fonctions définies dans différents fichiers sources. Elle est créée après la compilation de chaque fichier source et une édition des liens. Notons qu'une telle bibliothèque ne représente pas un programme exécutable, mais qu'il lui faut un programme principal qui en appelle les différentes fonctions.

Par ailleurs, il est très facile d'ajouter des fonctionnalités dans l'ensemble du projet vu la structure modulaire des fonctions. Toutes les nouvelles procédures peuvent profiter des outils de base de calcul et de traitement d'un réseau de distribution tel que le load flow ou le processeur topologique.

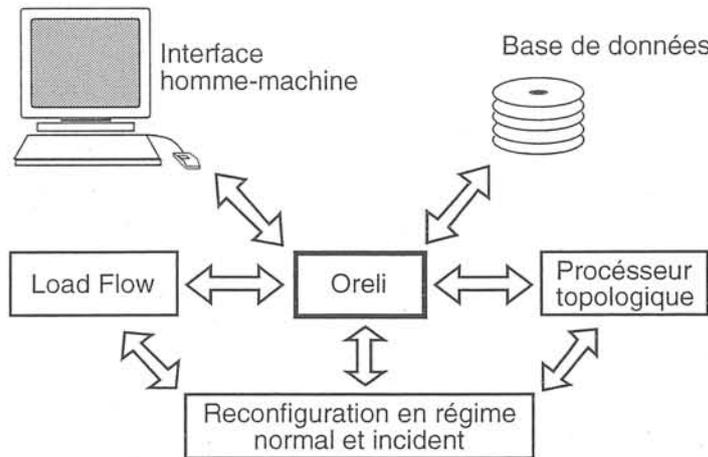


Figure 7.3: Interactions de différentes librairies

A titre d'exemple, des fonctions qui cherchent à réduire les pertes dans les lignes à l'aide des capacités compensant l'énergie réactive ont été ajoutées [Chan96].

### 7.3. Conclusion

Le développement des différentes fonctions pour la reconfiguration est lié à la contrainte d'utilisation du langage AINSI C afin de les intégrer facilement dans le système DMS Millenium 8200 de Schneider Electric.

Nous avons organisé les fonctions d'optimisation avec des librairies statiques qui regroupent les différentes procédures selon leur fonctionnalité. Ainsi, l'intégration dans le projet Millenium 8200 peut se faire rapidement.

Nous avons également développé une plateforme de travail intitulé 'Oreli' avec laquelle la qualité de la présentation des résultats a pu être nettement améliorée. Cette interface s'est révélée une aide très précieuse pour l'élaboration des différents algorithmes pour la reconfiguration. De plus, Oreli représente un logiciel très puissant pour la planification et l'étude des réseaux de distribution.



# **Conclusion générale et perspectives**



## **Conclusion générale et perspectives**

Le monde de l'énergie électrique a été considérablement transformé ces dernières années. Déréglementation, privatisation, ... ont créé les conditions favorables pour une automatisation grandissante des réseaux de distribution électrique. Les systèmes DMS (*distribution management system*) en particulier, deviennent de plus en plus populaires. Ils incluent tous les avantages des systèmes de téléconduite, incorporent les innovations les plus récentes en matière d'interface homme-machine et sont souvent équipés avec des fonctions évoluées - telles que des procédures pour la reconfiguration et la recherche d'un schéma de reprise après un incident.

Le cadre de cette thèse est une convention CIFRE entre la société Schneider Electric et le Laboratoire d'Electrotechnique de Grenoble (LEG). Schneider Electric est actuellement en train de développer un système DMS. C'est dans ce contexte de recherche et d'anticipation à l'intégration des fonctions évoluées dans le DMS existant que s'inscrit le travail que nous avons présenté dans cette thèse.

Pour que les fonctions évoluées puissent être utilisées en temps réel, il nous a fallu développer des outils de calcul très performants. Les méthodes matricielles pour le calcul de répartition de charges - couramment utilisées pour les réseaux de transport - se sont révélées inadaptées pour les réseaux de distribution. Nous avons donc développé un algorithme de load flow différent qui exploite la topologie arborescente des réseaux de distribution.

En ce qui concerne l'optimisation de la topologie des réseaux de distribution en temps réel, nous nous avons montré que les méthodes visant l'obtention de l'optimum global de celle-ci sont inadaptées. En effet, l'optimisation de la topologie avec des variables de décision discrètes (branche ouverte/fermée) fait appel à des méthodes énumératives. Mais le nombre des configurations arborescentes différentes est tellement élevé qu'il est impossible de les examiner toutes. Il faut donc se contenter de parcourir un nombre limité d'arborescences - ce qui permet seulement l'obtention d'une solution suboptimal. Un certain élargissement de l'espace des solutions parcouru est possible à l'aide de diverses méthodes dont la 'Méthode Tabou' et le

## *Conclusion générale et perspectives*

'Recuit Simulé'. Toutefois, la qualité des solutions trouvées avec ces méthodes n'est guère améliorée.

De plus, lorsque on cherche à trouver l'optimum global, il est parfois difficile de définir la fonction objectif. Souvent, on a besoin d'optimiser plusieurs critères à la fois (pertes Joule, nombre de manoeuvres) qui ne peuvent être ramenés à une même base de calcul. Ainsi, telle compagnie A d'électricité donnera une importance au nombre de manoeuvres par rapport aux pertes Joule différente d'une compagnie B.

En outre, les données sur lesquelles nous basons nos calculs sont entachées d'erreurs. Même si la tendance actuelle dans la distribution de l'énergie va vers un état où l'on dispose de données plus détaillées, on est encore loin d'une précision qui peut justifier une exploitation du réseau avec une topologie optimale globalement.

Pour toutes les raisons citées ci-dessus, nous avons donc logiquement préféré l'emploi des méthodes heuristiques. Elles permettent de trouver des solutions suboptimales en un temps de calcul très court ce qui rend possible une application en temps réel. L'une de ces méthodes, la méthode de transfert de charge, peut être appliquée en régime normal d'exploitation ainsi que dans le régime d'incident. Elle a donc fait l'objet d'une étude plus approfondie.

Nous avons pu élaborer une approche qui permet une évaluation rapide des effets d'un transfert de charge. L'avantage principal de cette méthode généralisée de transfert de charge est qu'elle n'est pas limitée aux critères que l'on cherche à optimiser. Selon le régime d'exploitation, le critère sera différent et on peut donc réduire les pertes Joule ou bien on peut supprimer des lignes surchargées.

La méthode de transfert de charge a été utilisée pour optimiser différents réseaux de distribution réels en régime normal. A l'aide d'une comparaison avec des résultats obtenus avec deux autres méthodes heuristiques - une méthode d'ouverture de branches séquentielle et une méthode de fermeture de branches séquentielle - nous avons pu observer une qualité supérieure des résultats de la méthode de transfert de charge par rapport aux critères optimisés et aux nombre de manoeuvres à effectuer pour atteindre la topologie proposée.

Vu que la méthode de transfert de charge effectue une recherche purement descendante, elle peut être piégée par un point de départ défavorable qui peut mener vers un résultat final très éloigné de l'optimum global. Afin de faire face à ce problème, nous avons employé d'autres méthodes indépendantes du point de départ. Pour tous les réseaux à notre disposition, les résultats obtenus sont pratiquement identiques. Ainsi, un algorithme heuristique avec une stratégie de recherche purement descendante semble être tout à fait suffisant pour la minimisation d'un critère tel que les pertes Joule.

Après avoir traité le problème de l'optimisation du réseau pour le régime normal, nous nous sommes orientés vers le régime d'incident. Nous avons développé plusieurs approches. La première méthode reconfigure la partie îlotée et la divise en plusieurs sous-réseaux. Chaque

## *Conclusion générale et perspectives*

départ sain, adjacent à la partie îlotée, participe à la reprise de la zone îlotée et réalimente une sous-zone.

La deuxième méthode n'utilise qu'un seul départ adjacent pour réalimenter toute la zone îlotée. Au cas où des lignes surchargées apparaissent, on effectue des transferts de charge vers des départs voisins. Nous utilisons la méthode de transfert de charge généralisée et choisissons une fonction objectif adaptée pour la suppression des surcharges.

Après avoir simulé plusieurs incidents (pertes de certains départ et pertes de certains transformateurs de puissance) nous concluons que la deuxième méthode se basant sur une réalimentation directe donne des résultats meilleurs que la première méthode, qui effectue une division du réseau îloté en différents sous-réseaux.

Au cas où aucune configuration de reprise ne peut être trouvée, nous avons établi une méthodologie permettant de trouver un schéma de réalimentation partielle des clients prioritaires.

Une fois que l'on a trouvé une topologie qui respecte les contraintes imposées, il est important de savoir comment celle-ci peut être réalisée à partir de la topologie initiale (avant l'incident). Ainsi, nous avons introduit une aide permettant de donner à l'opérateur un séquençement des manoeuvres à effectuer.

Nous avons également développé une plate-forme de travail intitulée 'Oreli' pour une représentation adéquate des résultats de la reconfiguration, qui permet par ailleurs d'effectuer des études de planification aisées pour les réseaux de distribution.

En ce qui concerne les travaux postérieurs à cette thèse, on pourrait envisager de rechercher une topologie optimale qui resterait inchangée pendant une certaine période représentant une moyenne optimale lorsqu'actuellement, le réseau est optimisé pour un instant donné. En se basant sur l'évolution des charges qui doit être suffisamment bien connue, on déterminerait les pertes Joule. Ensuite, on appliquerait la méthode de transfert de charges, et on évaluerait l'énergie perdue après un certain transfert pendant la période d'étude. Dans ce contexte, les méthodes d'optimisation telles que la méthode Tabou ou le Recuit Simulé seraient bien adaptées puisqu'elles ne sont pas piégées par des optima locaux.

Une autre extension de ce travail pourrait être la prise en compte des incertitudes des données et leur effet sur une topologie optimisée. Une technique capable de traiter les problèmes d'incertitude serait par exemple celle de la logique floue.



# **Annexes**



- [Aoki89] K. Aoki, K. Nara, M. Itoh, T. Satoh, H. Kuwabara, "A New Algorithm for Service Restoration in Distribution Systems", IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 4, No 3, July 1989.
- [Augu97a] A. Augugliaro, L. Desonchet, E. Sanseverino, "Genetic Algorithms, Simulated Annealing and Tabu Search algorithms, three heuristic methods for optimal distribution networks reconfiguration and compensation." A paraître dans ETEP (European transactions on Electrical Power Engineering)
- [Augu97b] A. Augugliaro, L. Desonchet, E. Sanseverino, "A mixed greedy-Tabou Search Strategy for Optimal Operation of MV Radial Distribution Networks", Proceedigs of the 32nd Universities Power Engineering Conference, UPEC'97, Manchester.
- [Bara89a] M.E. Baran, F.F. Wu, "Optimal Sizing of Capacitors Placed on a Radial Distribution System ", IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 4, No 1, Jan. 1989, pp. 735-742.
- [Bara89b] M.E. Baran, F.F. Wu, "Network Reconfiguration in Distribution Systems for Loss Reduction and Load Balancing", IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 4, No 2, July 1989.
- [Bart93] A. Bart, "Reconfiguration des Réseaux de Distribution Electrique en Régime critique et défaillant, Thèse réalisée au Laboratoire de Réseaux d'Energie Electrique, Ecole Polytechnique Fédérale de Lausanne, 1993.
- [Batt94] R. Battini, "The Reactive Tabu Search", ORSA Journal on Computing, Vol. 6, No 2, pp. 126-140, 1994.
- [Boro97] V. Boroznan, N. Rajakovic, "Application Assessments of Distribution Network Minimum Loss Reconfiguration", IEEE/PES, Winter Meeting, 2.2. - 6.2. 1997, New York.
- [Broa93] R.P. Broadwater, A.H. Khan, H.A. Shaalan, R.E. Lee, "Time Varying Load Analysis to Reduce Distribution Losses Through Reconfiguration", IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 8, No 1, Jan. 1993.

- [Bunc82] J.B. Bunch, R.D. Miller, "Distribution System Integrated Voltage and Reactive Control", IEEE Trans. on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-101, pp. 284-289, 1982.
- [Cast90] C.A. Castro, A.A. Watanabe, "An efficient reconfiguration algorithm for loss reduction of distribution systems", Electric Power Systems Research, 19 (1990), pp. 137 - 144.
- [Chan96] F. Chantal, "Etude de placement de condensateurs dans les réseaux de distribution électrique", Stage de fin d'études, ENSIEG/INPG, France, 1996
- [Cher92] R. Cherkaoui, "Méthodes Heuristiques Pour la Recherche de Configurations optimales d'un Réseau Electrique de Distribution", Thèse réalisée au Laboratoire de Réseaux d'Energie Electrique, Ecole Ploytechnique Fédérale de Lausanne, 1992.
- [Chian90a] H.D. Chiang, R. Jean-Jumeau, "Optimal Networks Reconfigurations in Distribution Systems: Part 1 : A New Formulation and a Solution Methodology", IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 5, No 3, July 1990.
- [Chian90b] H.D. Chiang, R. Jean-Jumeau, "Optimal Networks Reconfigurations in Distribution Systems: Part 2 : A Solution Algorithm and Numerical Results", IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 5, No 3, July 1990.
- [Civa88] S. Civanlar, J.J. Grainger, H. YIN, S.S.H. Lee, "Distribution Feeder Reconfiguration for Loss Reduction", IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 3, No 2, July 1988.
- [Codi82] A.M. Codiassé, M. Guillevic, D. Giraud, "Connaissance des charges moyenne tension en vue de leur prise en compte dans les études de planification", RGE - No. 7/8, pp. 518 - 527, Juillet/Août 1982.
- [Devi95] V.S. Devi, G. Anandalingam, "Optimal Restoration of Power Supply in Large Distribution Systems in Developing Countries", IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 10, No 1, Jan. 1995.
- [Faig92] U. Faigle, W. Kern, "Some Convergence Results for Probabilistic Tabu Search", ORSA Journal on Computing, 1992, 4, p.32-37.

- [Glam90] V. Glamocin, "Optimal Loss Reduction of Distribution Networks", IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 5, No 3, August 1990.
- [Glov89] F. Glover, "Tabu Search - part I", ORSA Journal on Computing 1(3), pp. 190 - 206, 1989.
- [Gond95] M. Gondran, M. Minoux, "Graphes et Algorithmes", Collection de la Direction des Etudes et Recherches d'Electricité de France, Eyrolles, Paris, 1996.
- [Gosw92] S.K. Goswami, S.K. Basu, "A New Algorithm for the Reconfiguration of Distribution Feeders for Loss Minimization", IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 7, No 3, pp 1484-1491, Jul. 1992
- [Gotz96] B. Gotzig, "Recherche du Schéma Optimale d'Exploitation d'un Réseau de Distribution Electrique", rapport interne, Schneider Electric, France, 1996
- [Gotz97] B. Gotzig, N.Hadjsaid, R.Jeannot, R. Feuillet, "Optimization of Large Scale Distribution Systems in Normal and Emergency State For Real Time Application", IFAC/CIGRE Symposium on Control of Power Systems and Power Plants, 1997, Beijing, China.
- [Hans86] P. Hansen, "The steepest ascend, mildest descend for combinatorial programming", presented at the Congress on Numerical Methods in Combinatorial Optimization., Capri, Italy, 1986.
- [Herry94] R. Herry, P. Rascale, "Recherche du Schéma Optimale d'Exploitation d'un Réseau de Distribution Electrique", Stage de fin d'études, ENSIEG/INPG, France, Juin 1994
- [Hert80] Arnaud Hertz, D. Giraud, C. Faust, "CORALI, un modèle pour la recherche de schémas d'exploitation sur les réseaux de distribution moyenne tension", RGE - Tome 89 - No. 2, pp. 671 - 680, Fev. 1980.
- [Hert92] Alain Hertz, E. Taillard, D. de Werra, "A tutorial on tabou search", communication du département de Mathématiques, EPFL, Lausanne, Suisse, 1992.

- [Kirk83] S. Kirkpatrick, C.D. Gellat, M.P. Vecchi, "Optimization by simulated annealing", *Science*, Vol. 220, pp. 671-680, 1983.
- [Lake96] E. Lakervi, E.J. Holmes, "Electricity Network Design", IEE Power Engineering Series 21, London, 1996.
- [Lee88] S.J. Lee, C.C. Liu, S.S. Venkata, "An Extended Expert System for the service restoration of distribution feeders", *IFAC Power Systems Modelling and Control Application*, Brussels, Belgium, 1988, pp. 423 - 429.
- [Merl75] A. Merlin and H. Back, "Search For a Minimal-Loss Operating Spanning Tree Configuration in Urban Power Distribution Systems", 5th Power Systems Computation Conference (PSCC), Cambridge, U.K., 1975
- [Mino83] M. Minoux, "Programmation Mathématique, Théorie et Algorithmes Tome 1", Bordas et CNET-ENST, ISBN 2-04-015487-6, 1983.
- [More89] A.L. Morelato, A. Monticelli, "Heuristic Search Approach to Distribution System Restoration", *IEEE Transactions on Power Delivery*, Vol. 4, No. 4, pp. 2235-2241, Oct. 1989
- [Pepo96] G.J. Peponis, M.P. Papadopoulos, N.D. Hatziaargyriou, "Optimal Operation of Distribution Networks", *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 11, No. 1, pp. 59-67, Feb. 1996
- [Pers84] H. Persoz, G. Santucci, J.C.Lemoine, P. Sapet, "La planification des réseaux électriques", Collection de la Direction des Etudes et Recherches d'Electricité de France, Eyrolles, Paris, 1984.
- [Piet97] D. Piette, "Modélisation réseaux de distribution", Rapport Interne, Direction de Recherche en Logiciels, DRL, Schneider Electric S.A., 1997.
- [Raji88] D. Rajicic, A. Bose, "A Modification to the Fast Decoupled Power Flow for Networks with High R/X Ratios", *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 3, No. 2, May 1988, pp. 743 - 746.
- [Rizy89] D.T. Rizy, J.S. Lawler, J.B. Patton, N.H. Forts, "Distribution automation applications software for Athens utilities board", *IEEE Transactions on Power Delivery*, Vol. 4, No 1, Jan. 1989.

- [Royt96] I. Roytelmann, V.Melnik, S.S.H.Lee, R.L. Lugtu, "Multi-Objective Feeder Reconfiguration By Distribution Management System", IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 11, No 2, May 1996.
- [Salu97] L. Saludjian, "Optimisations en Electrotechnique par Algorithmes Génétiques", Thèse de Doctorat, Institut National Polytechnique de Grenoble, France, 1997.
- [Shir88] D. Shirmohammadi, H.W. Hong, A. Semlyn, G.X. Luo, "A Compensation Based Power Flow Method For Weakly Meshed Distribution and Transmission Networks", IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 3, No 2, May 1988.
- [Shir89] D. Shirmohammadi, H.W. Hong, "Reconfiguration of Electric Distribution Network for Resistive Line Losses Reduction", IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 4, No 2, April 1989.
- [Sori97] P. Soriano, M. Gendreau: Fondements et applications des méthodes de recherche avec tabous, Recherche opérationnelle, vol. 31, no. 2, 1997
- [Stag68] G.W. Stagg, A.H. El-Abiad, "Computer methods in power systems analysis", International Student Edition, McGraham-Hill, 1968.
- [Stot74] B. Stott, O. Alsac, "Fast Decoupled Load Flow", IEEE Transactions on Power App. and Systems, Vol. PAS-93, pp. 193-200, May/June 1974.
- [Tayl90] T. Taylor, D. Lubkeman, "Implementation of Heuristic Search Strategies for Distribution Feeder Reconfiguration", IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 5, No. 1, Jan. 1990.
- [Tobi97] J.C. Tobias, F. Sautriau, D.J. Hull, S. Fabray, "Improved Quality of Supply in MV Distribution Networks Using Directional Blocking Scheme", CIRED, Birmingham, UK, 1997.
- [Tinn71] W.F. Tinney, "Compensation Methods for Network Solutions by Triangular Factorisation", Proc. of PICA Conference, Boston, Mass., May 24 - 26, 1971
- [Wagn91] T.P. Wagner, A.Y. Chikhani, R. Hackam, "Feeder Reconfiguration For Loss Reduction: An Application of Distribution Automation", IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 6, No. 4, Oct. 1991.

*Bibliographie*

- [Zhou96] Q. Zhou, D. Shirmohammadi, W.H. Liu, "Distribution Feeder Reconfiguration For Operation Cost Reduction", IEEE/PES Summer Meeting, July 28 - August 1, 1996, Denver, Colorado.

### Méthode de Civanlar [Civa88]

Les changements de pertes  $\Delta P$  occasionnés par un transfert de charges d'un départ 1 vers un départ 2 (voir figure A1) peuvent être estimés avec l'équation suivante:

$$\Delta P = 2Re \left\{ \left( \sum_{i \in D} I_i \right) (\underline{E}_m - \underline{E}_n)^* \right\} + R_{Boucle} \cdot \left| \sum_{i \in D} I_i \right|^2$$

avec :

- $D$  : l'ensemble des noeuds qui sont transférés du départ 1 vers le départ 2
- $m$  : noeud du départ 1 avec lequel on va connecter les charges du départ 2 par une ligne ouverte
- $n$  : noeud du départ 2 qui va être connecté avec le départ 1 par une ligne ouverte
- $R_{Boucle}$  : résistance série de la boucle créée par la fermeture de la ligne ouverte qui connecte le départ 1 et le départ 2
- $E_m$  : composante de  $E = R_{bus} I_{bus}$  correspondant au noeud  $m$ .  $R_{bus}$  est la 'matrice des résistances' du départ 1 avant le transfert en ayant le **noeud du départ comme noeud de référence**.  $I_{bus}$  est le vecteur des courants nodaux
- $E_n$  : équivalent à  $E_m$  mais défini pour le noeud  $n$  du départ 2
- \*
- $|\dots|$  : indique le module d'une grandeur complexe

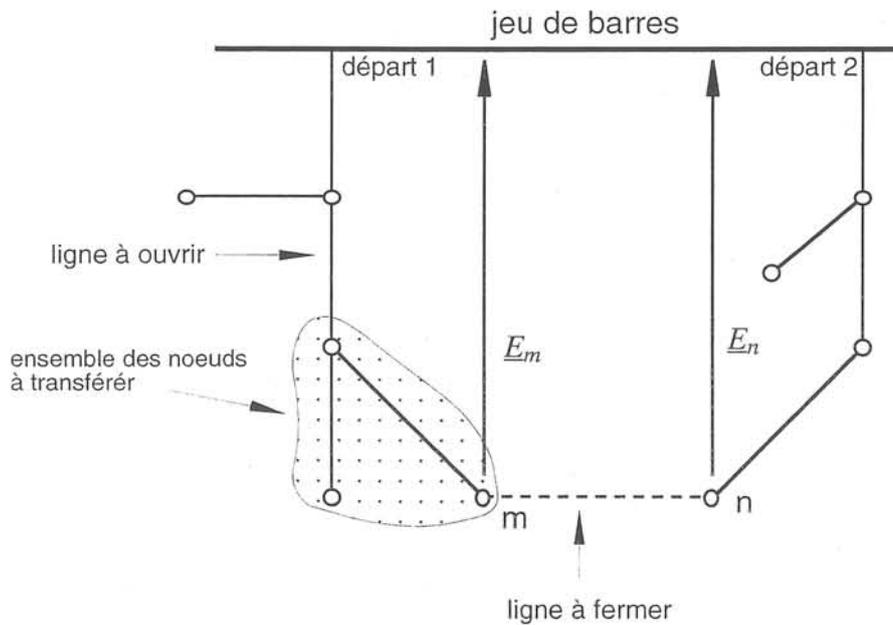


Figure A1: Transfert de charges entre deux départs

**Justification de la méthode de Merlin et Back [Merl75],[Herr94]**

Le réseau entièrement maillé est celui qui satisfait la condition de pertes Joule minimales. Il est donc solution du problème d'optimisation suivant: pour un réseau à  $n$  noeuds et  $m$  branches, trouver les courants  $i_p$  dans chaque branche  $b_p$  qui minimisent l'expression suivante:

$$\sum_{p=1}^m R_p j_p^2$$

sous la contrainte:

$$A^T j = I_{BUS}, \text{ qui n'est d'autre que la loi des noeuds.}$$

avec:

- A matrice ( $m \times n$ ) incidence du réseau,
- j vecteur ( $1 \times m$ ) des courants des branches  $j_p$ ,
- $I_{BUS}$  vecteur des injections nodales de courant,
- $r_p$  résistance de la branche  $p$ .

Les lignes précédentes définissent un problème d'optimisation auquel on peut appliquer le théorème des multiplicateur de Lagrange:

Soit  $\mu$  la matrice ligne des multiplicateur de Lagrange associés au problème d'optimisation. Le Lagrangien s'écrit:

$$\sum_{p=1}^m R_p j_p^2 - \mu(A^T j - I_{BUS})$$

La dérivation de cette expression par rapport à  $j_p$ , courant de la branche  $b_p$ , reliant les noeuds  $k$  à  $l$  ( $k < l$ ), fournit la condition d'optimalité suivante:

$$2 R_p j_p - (\mu_k - \mu_l) = 0$$

La somme des conditions d'optimalité relatives aux branches de la boucle  $M$  donne:

$$\sum_{p \in M} \delta_p R_p j_p = 0$$

avec:

$\delta_p = +1$  si k précède l sur la maille orientée

$\delta_p = -1$  pour le cas inverse

On reconnaît la deuxième loi de Kirchhoff appliquée à la maille considérée avec comme impédances des branches les valeurs de leurs résistances. Ce qui signifie que la répartition à pertes Joule minimales sur un réseau maillé est la répartition que l'on obtient en appliquant les deux lois de Kirchhoff en négligeant les réactances des branches.

## Données des réseaux utilisés

### Notations:

- NbrNoeuds : Nombre de noeuds dans le réseau.  
 NbrBranches : Nombre de branches dans le réseau.  
 NbrBoucles : Nombre de branches ouvertes permettant un changement de la topologie  
 NbrPostes : Nombre de postes sources.  
 NbrTransfos : Nombre de transformateur HTB/HTA.  
 $S_{tot}$  : Puissance totale demandée par l'ensemble des transformateurs HTA/BTA à l'heure de pointe.  
 PertesJoule : Somme des pertes Joule du réseau avant la reconfiguration.  
 MaxChute : Chute de tension maximale.  
 $C_V$  : Coefficient pour l'ensemble des chutes de tensions en tenant compte de la puissance consommée au noeud  $i$ , c'est-à-dire:

$$C_V = \sum_i^N \left( \frac{\Delta V_i}{V_{Nom}} \right) \cdot \left( \frac{S_i}{S_{tot}} \right)$$

avec:

$\Delta V_i$ : chute de tension au noeud  $i$

$V_{Nom}$ : tension nominale

$S_i$ : puissance consommé par noeud  $i$

$S_{tot}$ : puissance totale consommée

MaxBranche :  $\underset{\forall i \in L}{Max} \left( \frac{I_i}{I_{max,i}} \right)$

avec:

$I_i$ : Intensité du courant parcourant la branche  $i$

$I_{max,i}$ : Intensité maximale admissible de la branche  $i$

$L$ : Ensemble des branches du réseau

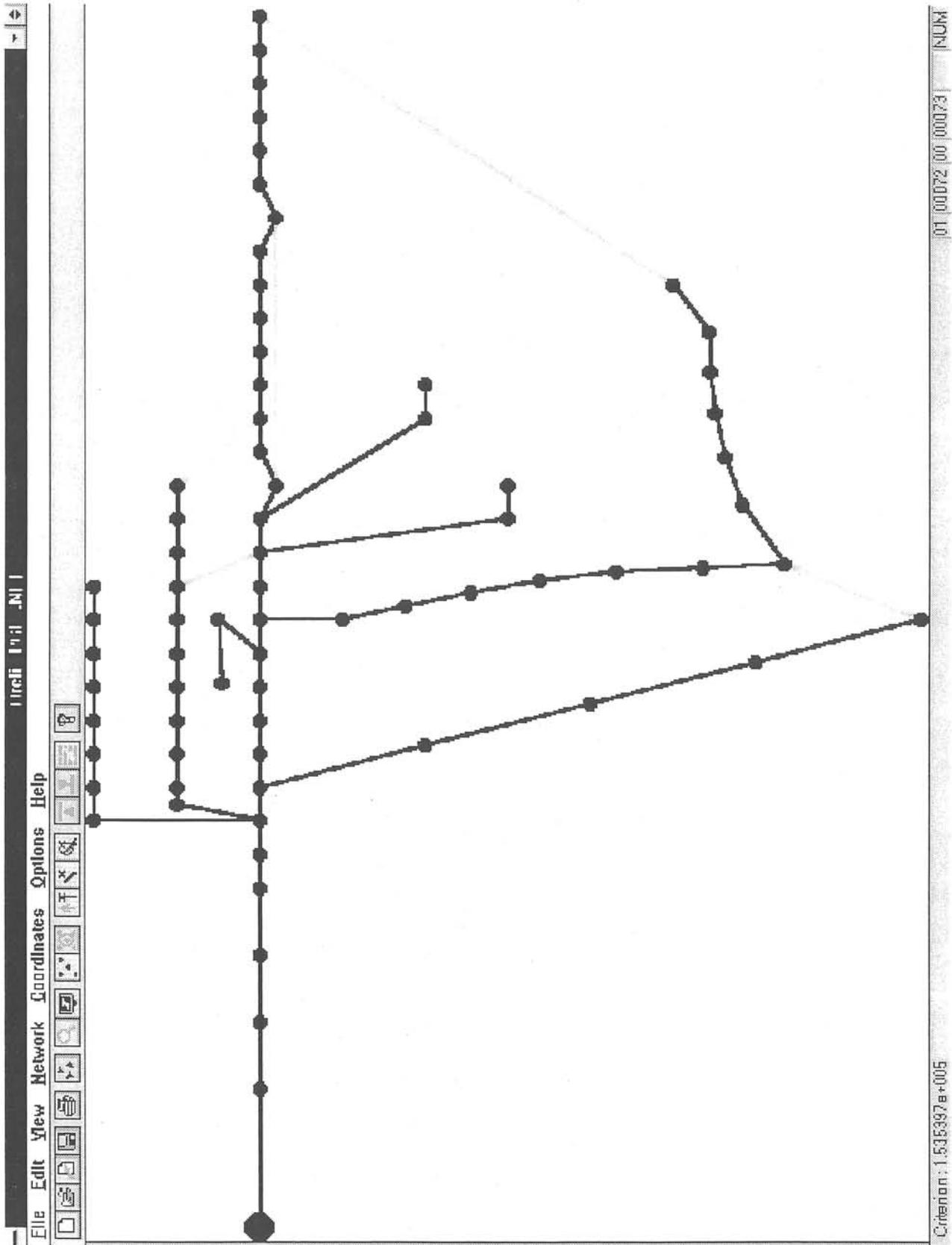
	Réseau 1	Réseau 2	Réseau 3	Réseau 4
Tension nominale	11,67kV	20kV	20kV	20kV
NbrNoeuds	73	298	1824	4672
NbrBranches	77	302	1840	4739
NbrBoucles	5	5	17	68
NbrPostes	1	1	1	5
NbrTransfos	1	1	2	9
$S_{tot}$	1,5 MVA	17,8 MVA	50,6 MVA	162,1 MVA
PertesJoule	59,7kW	208,2kW	732,6kW	2406kW
MaxChute	8,0%	3,0%	4,9%	9,8%
$C_v$	331	168	231	220
MaxBranche	pas de données	72%	64%	134%

Tableau A.2: Caractéristiques des différents réseaux optimisés

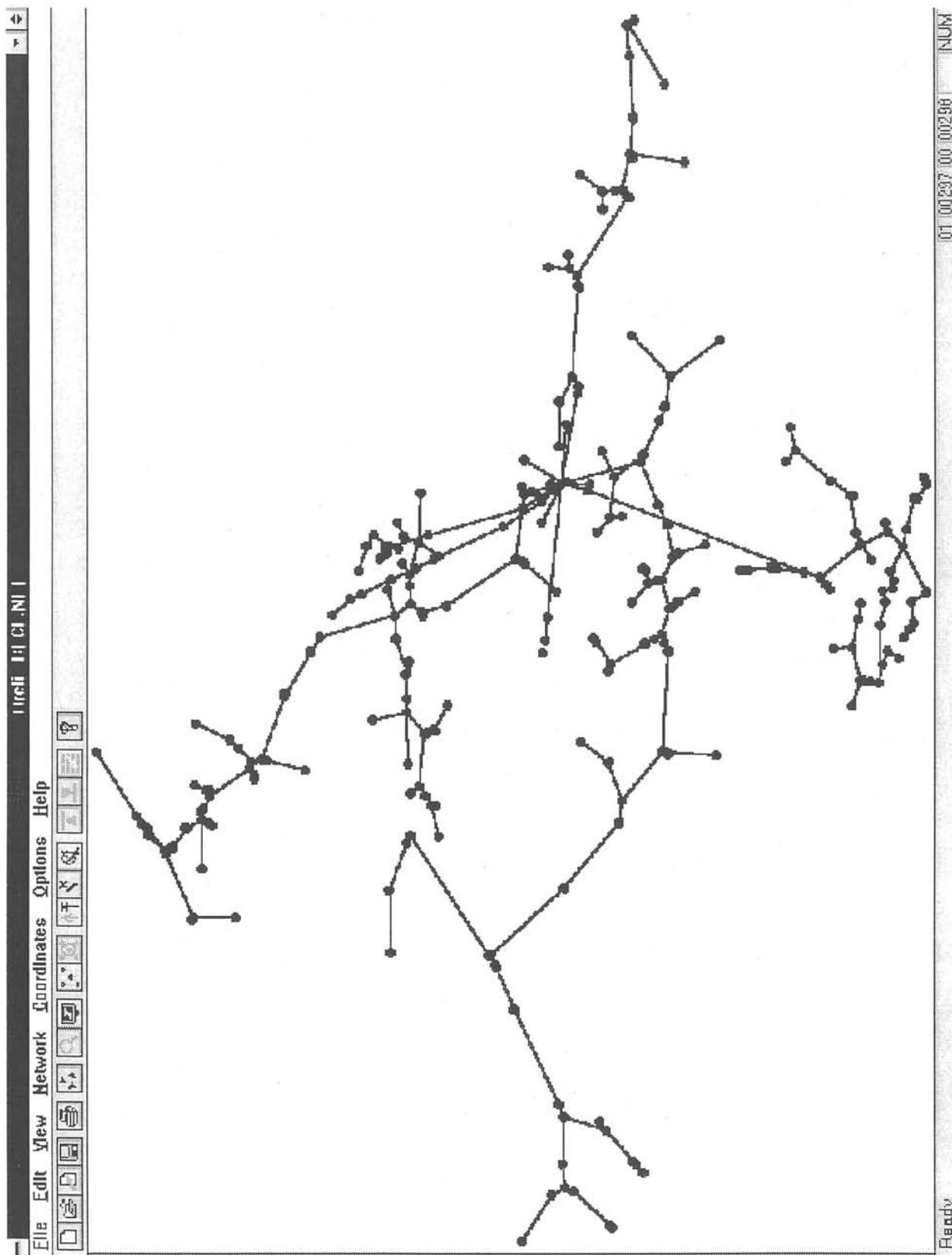
Par ailleurs, la plus faible tension du réseau 4 a une valeur qui est peu réaliste (90,2%), ainsi que la ligne la plus chargée (134%). Cela vient certainement d'un problème lorsque nous avons récupéré la base de données d'EdF. L'analyse de la base de données a montré qu'il existe des incohérences au niveau de la puissance de certains postes HTA/BTA.

Toutefois, le fait que suivant un calcul du load flow le réseau soit 'surchargé', ne change pas les performances des algorithmes de reconfiguration.

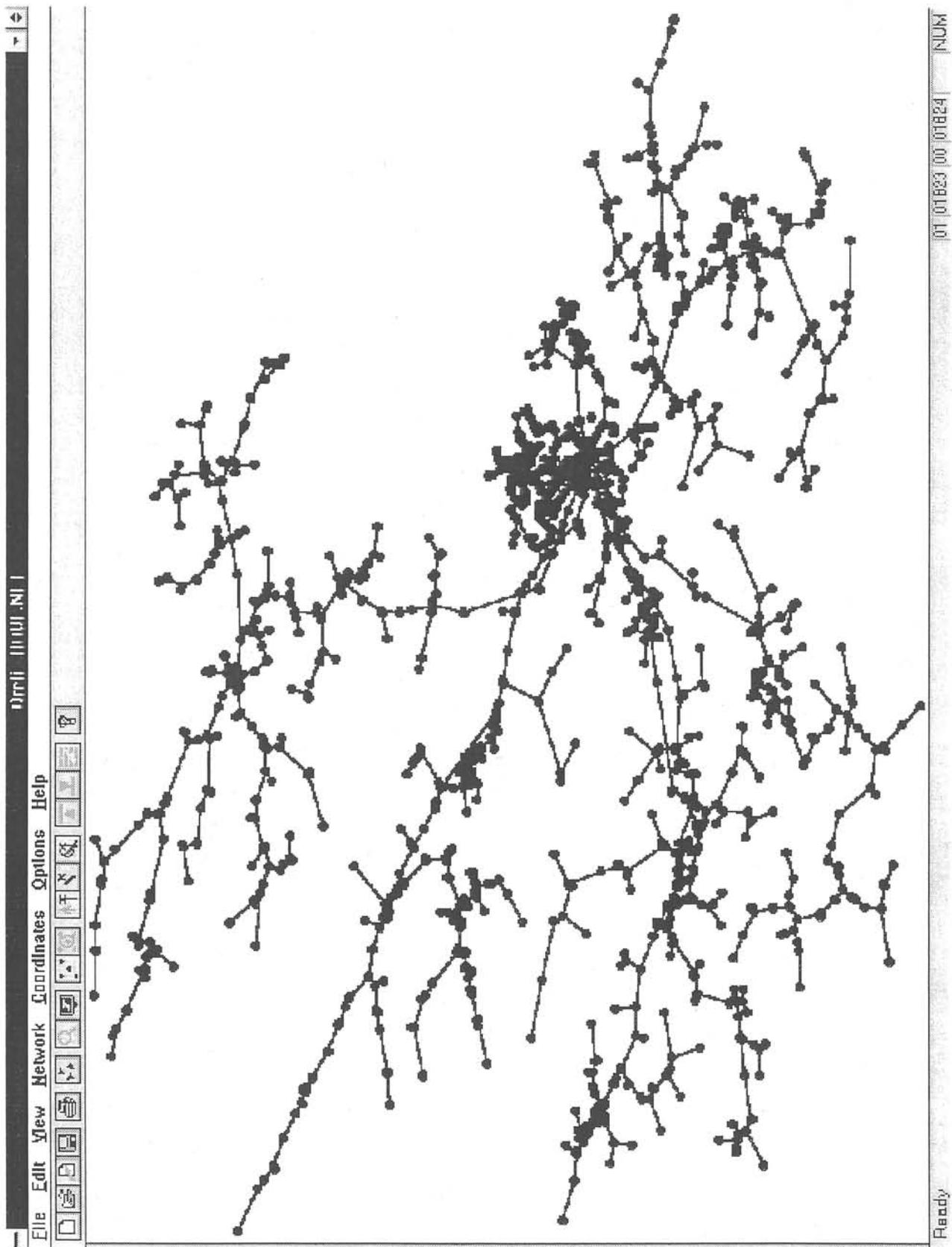
### Réseaux 1:



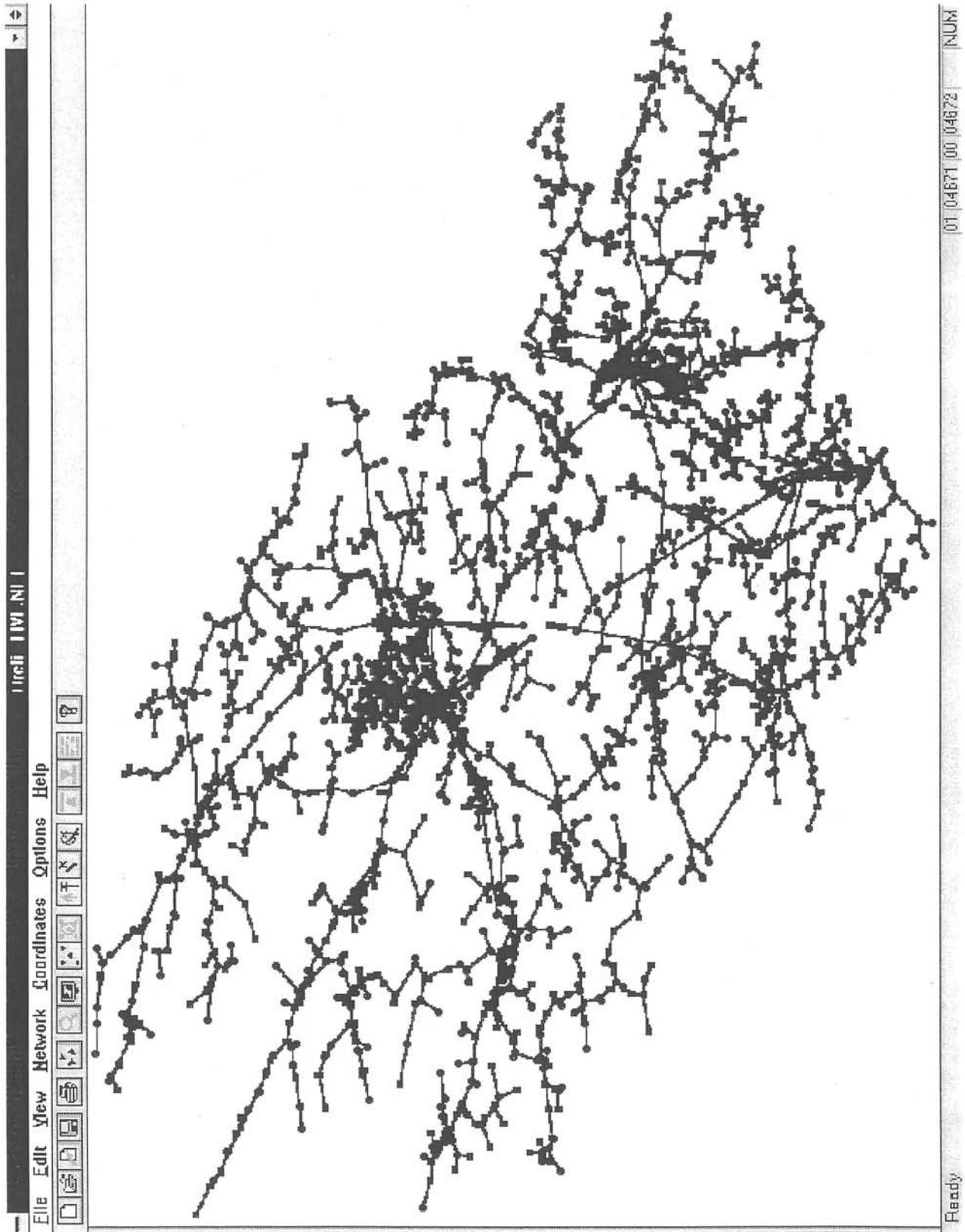
## Réseaux 2:



### Réseaux 3:



### Réseaux 4:







## RÉSUMÉ

Le but de cette thèse est l'exploration du domaine de l'optimisation de la topologie radiale d'un réseau de distribution en temps réel pour différents régimes d'exploitation. Nous avons ainsi développé différents outils de calcul performants, en particulier une approche unifiée qui se prête d'une part pour l'optimisation pour le régime normal d'exploitation, d'autre part pour établir un plan de reprise de service pour les zones îlotées suite à la défaillance d'un élément du réseau. Afin de satisfaire la contrainte temps réel, nous nous sommes basés sur des méthodes heuristiques permettant de s'approcher au plus de l'optimum global en un temps de calcul très court. La vérification de la qualité des solutions obtenues par des méthodes heuristiques est effectuée à l'aide d'autres méthodes d'optimisation plus dédiées à la recherche de l'optimum global. En validant la méthodologie proposée sur des réseaux de distribution réels à grande taille, nous avons montré l'efficacité de notre approche tant au niveau de la qualité des résultats qu'au niveau du temps de calcul.

Mots de clé :

Réseaux de distribution, optimisation, pertes joules, méthodes heuristiques, temps réel, reprise de service, régime normal, régime d'incident.

## ABSTRACT

The aim of this thesis is the exploration of the domain of the optimisation of the radial topology of a distribution system for different operation states on a real time basis. We have therefore developed several powerful computation utilities, especially a unified approach which may be used both for the optimisation in the normal state and for finding a restoration plan for the isolated unfaulted areas in the case of an outage of an element in the network. In order to satisfy the real time constraint, we have used heuristic methods which permit the global optimum to be approached efficiently within a very short computation time. The verification of the results obtained by the heuristic methods is done using optimisation methods which are more dedicated for the research of the global optimum. In validating the proposed method with real large scale distribution networks, we have shown the efficiency of our approach in both computation time and the quality of the results.

Keywords :

Distribution networks, optimization, Joule losses, heuristic methods, real time, restoration, normal state, restoration state.