



Optimisation des réseaux : réseau actif et flexible

Sellé Touré

► To cite this version:

Sellé Touré. Optimisation des réseaux : réseau actif et flexible. Energie électrique. Université de Grenoble, 2014. Français. NNT : 2014GRENT095 . tel-01122254v2

HAL Id: tel-01122254

<https://tel.archives-ouvertes.fr/tel-01122254v2>

Submitted on 19 Mar 2015

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.

UNIVERSITÉ DE GRENOBLE

THÈSE

Pour obtenir le grade de

DOCTEUR DE L'UNIVERSITÉ DE GRENOBLE

Spécialité : Génie Electrique

Arrêté ministériel : 7 août 2006

Présentée par

Sellé TOURÉ

Thèse dirigée par **Yvon BESANGER** et
Co-encadré par **Raphaël CAIRE**

Préparée au sein du **Laboratoire de Génie Electrique de Grenoble (G2ELAB)**

Dans l'**École Doctorale Electronique, Electrotechnique, Automatique, Télécommunication et Traitement du Signal**

Optimisation des réseaux : « réseau actif et flexible »

Thèse soutenue publiquement le **20 Octobre 2014**,

Devant le jury composé de :

M. Nouredine Hadjsaid,

Professeur Grenoble INP, Président,

M. Geert Deconinck,

Professeur KU Leuven, Rapporteur,

M. Didier Mayer,

Professeur Mines ParisTech, Rapporteur,

Mme Claudia D'Ambrosio,

Docteur, Laboratoire d'Informatique de l'Ecole Polytechnique,
Examinateuse,

M. Yvon Besanger,

Professeur Grenoble INP, Directeur de thèse,

M. Raphaël Caire,

Maître de Conférences de Grenoble INP, Co-encadrant

M. Guillaume Antoine,

Ing. EDF R&D, Invité,

M. Wojciech Biela,

Maître de Conférences de Grenoble INP, Invité.

Université Joseph Fourier / Université Pierre Mendès France /
Université Stendhal / Université de Savoie / Grenoble INP



DEDICACES

A ma fille,

A ma femme,

A ma mère,

A mes frères et sœurs

A ma grand-mère

REMERCIEMENTS

Je commencerai tout d'abord par remercier M. Nouredine Hadjsaid (Professeur Grenoble INP), d'avoir bien voulu présider mon jury de thèse. Également tous mes remerciements à messieurs Geert Deconinck (Professeur KU Leuven), Didier Mayer (Professeur Mines ParisTech), Guillaume Antoine (Ing. EDF R&D) et Mme Claudia D'Ambrosio (Chargée de recherche CNRS à LIX) pour l'intérêt qu'ils ont témoigné pour mes travaux en acceptant de participer à ce jury.

Une mention Spéciale à mes deux encadrants Yvon et Raph. Sans vous ce travail n'aurait certainement pas vu le jour. Merci pour la confiance, les conseils, les échanges..., je ne saurais énumérer toutes les choses pour lesquelles je devrais vous remercier, MERCI POUR TOUT.

Je tiens à remercier chaleureusement Sébastien Grenard et Aurélie Forissier, qui en tant que correspondants industriels ont contribué à l'aboutissement de ces travaux. Je remercie aussi le GIE IDEA qui a financé cette thèse et tout le personnel notamment Christophe Keny.

Je ne pourrais terminer sans remercier M. Wojciech Biela (Maître de Conférences de Grenoble INP) pour sa disponibilité et pour ses conseils.

Pour ceux et celles que je n'aurai pas cité leurs noms, je dirai que ces années de thèse ont été une occasion inouïe de travailler au G2ELab et de nouer de nombreuses amitiés. A toutes et à tous, je vous adresse tous mes remerciements.

A ma femme, je te dirai merci pour tout mais surtout merci de m'avoir supporté.

TABLE DE MATIERES

REMERCIEMENTS	I
TABLE DE MATIERES	III
TABLE DE FIGURES	VIII
TABLE DE TABLEAUX	XI
ACRONYMES	XIII
NOTATION	XV
INTRODUCTION GENERALE	- 1 -
CHAPITRE I : LE SYSTEME ELECTRIQUE	- 4 -
I.1. INTRODUCTION	- 5 -
I.2. LES ENJEUX D'UNE TRANSITION ENERGETIQUE	- 5 -
I.3. LE SYSTEME ELECTRIQUE PHYSIQUE ET SON ORGANISATION	- 7 -
I.3.1. ORGANISATION PHYSIQUE	- 7 -
I.3.2. ORGANISATION ECONOMIQUE : L'OUVERTURE DES MARCHES	- 9 -
I.4. LES RESEAUX DE DISTRIBUTION : GENERALITES ET COMPOSITION	- 10 -
I.4.1. LES POSTES DE TRANSFORMATION HTB/HTA	- 10 -
I.4.1.1. LES TRANSFORMATEURS AVEC REGLEUR EN CHARGE	- 11 -
I.4.1.2. LES BANCS DE CONDENSATEURS	- 11 -
I.4.2. LES AUTRES ELEMENTS ET COMPOSANTS	- 12 -
I.4.2.1. LES CONDUCTEURS ELECTRIQUES	- 12 -
I.4.2.2. LES ORGANES DE COUPURES	- 12 -
I.4.2.3. LES CHARGES OU LES POSTES HTA/BT	- 12 -
I.4.3. DIFFERENTS MODES DE DISTRIBUTION : STRUCTURE ET TOPOLOGIE	- 14 -
I.4.4. LA CONDUITE DANS LES RESEAUX DE DISTRIBUTION	- 15 -
I.5. LA PRODUCTION DECENTRALISEE	- 16 -
I.5.1. APERÇU GENERAL	- 16 -
I.5.2. AVANTAGES, INTERETS ET PERSPECTIVES DE DEVELOPPEMENT	- 16 -
I.5.3. IMPACTS SUR LES RESEAUX DE DISTRIBUTION	- 18 -
I.6. L'EVOLUTION EN COURS DES RESEAUX DE DISTRIBUTION	- 20 -
I.6.1. LES SOLUTIONS STRUCTURELLES	- 20 -
I.6.2. LES SOLUTIONS OPERATIONNELLES	- 21 -
I.6.3. LES RESEAUX ELECTRIQUES INTELLIGENTS OU « SMART GRID »	- 22 -
I.7. POSITIONNEMENT DE NOTRE PROBLEMATIQUE	- 23 -
I.8. CONCLUSION	- 29 -
CHAPITRE II : LES TECHNIQUES ET LES METHODES D'OPTIMISATION POUR LES RESEAUX DU FUTUR - 30 -	
II.1. INTRODUCTION	- 31 -
II.2. CADRE GENERAL DE L'OPTIMISATION MATHEMATIQUE OU DE LA PROGRAMMATION MATHEMATIQUE (PM)	- 31 -
II.2.1. CONCEPTUALISATION D'UN MODELE	- 31 -
II.2.2. FORME GENERALE	- 32 -
II.3. DEFINITIONS ET TERMINOLOGIE	- 32 -
II.4. CLASSIFICATION DES PROBLEMES	- 35 -
II.4.1. PROGRAMMATION MIXTE NON-LINEAIRE	- 35 -
II.4.1.1. PROGRAMMATION MIXTE DE CONE DE SECOND DEGRE	- 35 -
II.4.1.2. PROGRAMMATION NON LINEAIRE	- 36 -
II.4.1.3. PROGRAMMATION LINEAIRE EN NOMBRES ENTIERS	- 36 -
II.4.1.4. PROGRAMMATION LINEAIRE (LINEAR PROGRAMMING, LP)	- 37 -
II.5. COMPLEXITE OU NP-COMPLETUTE	- 37 -
II.6. LES TECHNIQUES ET APPROCHES DANS LA LITTERATURE SCIENTIFIQUE	- 39 -
II.7. DES COMPOSANTS PHYSIQUES VERS LES MODELES MATHEMATIQUES	- 42 -
II.7.1. MODELISATION DES CHARGES	- 43 -
II.7.2. MODELISATION DES LIGNES ET DES CABLES	- 45 -

II.7.3.	MODELISATION DES ORGANES DE MANŒUVRE	- 46 -
II.7.4.	MODELISATION DES TRANSFORMATEURS (AVEC OU SANS REGLEUR EN CHARGE)	- 46 -
II.7.5.	MODELISATION DES GRADINS DE CONDENSATEURS	- 47 -
II.7.6.	MODELISATION DES GENERATEURS D'ENERGIE DISPERSES (GED)	- 47 -
II.7.7.	REPRESENTATION D'UN RESEAU	- 48 -
II.8.	FORMULATION GENERALE DU PROBLEME EN COORDONNEES POLAIRES	- 51 -
II.9.	APPROCHES DE RESOLUTION DEVELOPPEES.....	- 57 -
II.9.1.	UNE META-HEURISTIQUE TESTEE : L'ALGORITHME DES COLONIES DE FOURMIS (ACF)-	57
II.9.1.1.	CONCEPTUALISATION DU REGLAGE DE LA TENSION CLASSIQUE Π_{RTC} DANS LES RESEAUX DE DISTRIBUTION	- 59 -
II.9.1.2.	ANALOGIE AVEC LE COUPLAGE : LE PROBLEME Π_{RRT}	- 60 -
II.9.1.3.	PRISE EN COMPTE DES CONTRAINTES.....	- 61 -
II.9.1.4.	INTEGRATION DES CONTRAINTES CONTINUES PAR PENALISATION	- 61 -
II.9.1.5.	LES CONTRAINTES DISCRETES.....	- 62 -
II.9.1.6.	QUELQUES RESULTATS DE L'ALGORITHME DE COLONIES DE FOURMIS	- 63 -
II.9.2.	UNE METHODE DETERMINISTE TESTEE	- 66 -
II.9.2.1.	LES METHODES DE DECOMPOSITION:	- 66 -
II.9.2.2.	DECOMPOSITION DE BENDERS GENERALISEE (GDB).....	- 66 -
II.9.2.2.1.	EXEMPLE : LE REGLAGE DE LA TENSION EN PRESENCE DE GED (Π_{RTG}) -	67
II.9.2.2.2.	INCONVENIENTS DE LA DECOMPOSITION DE BENDERS GENERALISEE POUR LA RECONFIGURATION.....	- 70 -
II.10.	CONCLUSION	- 71 -
CHAPITRE III	: APPLICATION DE L'OPTIMISATION POUR LES FONCTIONS AVANCEES DES RESEAUX DE DISTRIBUTION	- 74 -
III.1.	INTRODUCTION	- 75 -
III.2.	TECHNIQUES DE REFORMULATION	- 75 -
III.2.1.	POURQUOI REFORMULER?	- 75 -
III.2.2.	LE CADRE DE LA REFORMULATION	- 76 -
III.3.	LE MODELE DE RAMOS AMELIORE	- 77 -
III.3.1.	CHANGEMENT DE VARIABLES	- 77 -
III.3.1.1.	EQUATION NON CONVEXE EN EQUATION ET INEQUALITE CONVEXE	- 79 -
III.3.2.	MODELE CONIQUE RESTREINT (MISOCP).....	- 81 -
III.4.	DE NOUVELLES REFORMULATIONS : APPROXIMATION ET OPTIMALITE	- 82 -
III.4.1.	LA RECONFIGURATION EN REGIME NORMAL (Π_{RRN}).....	- 82 -
III.4.1.1.	MODELES MIXTES QUADRATIQUES.....	- 82 -
III.4.1.1.1.	LES NŒUDS BILANS.....	- 84 -
III.4.1.1.2.	CHARGE DE TYPE IMPEDANCE CONSTANTE	- 84 -
III.4.1.1.3.	CHARGE DE TYPE COURANT ET/OU PUISSANCE CONSTANTE	- 85 -
III.4.1.1.4.	LES GENERATEURS D'ENERGIE DISPERSES (GED).....	- 86 -
III.4.1.2.	MODELE « IMPEDANT » Z CONSTANT.....	- 87 -
III.4.1.3.	MODELE EN COURANT ET/OU PUISSANCE CONSTANT(S)	- 90 -
III.4.1.4.	RECAPITULATIFS.....	- 91 -
III.4.2.	MODELE COMPLET POUR LA RECONFIGURATION ET LE REGLAGE DE LA TENSION.....	- 92 -
III.4.2.1.	LE PROBLEME DE LA REPARTITION DES CHARGES DE BARAN (Π_{RCB})	- 93 -
III.4.2.2.	PREMIERE REFORMULATION PAR CHANGEMENT DE VARIABLES	- 95 -
III.4.2.3.	LE PROBLEME DE LA RECONFIGURATION EN REGIME NORMAL Π_{RRN}	- 96 -
III.4.2.3.1.	CONTRAINTES DISJOINTES	- 97 -
III.4.2.3.2.	RELAXATION : SOCP	- 97 -
III.4.2.4.	HYBRIDATION AVEC LE PROBLEME DU REGLAGE DE LA TENSION Π_{RTG}	- 99 -
III.4.2.4.1.	PRISES DES TRANSFORMATEURS A REGLEUR EN CHARGE	- 99 -
III.4.2.4.2.	VARIABLE DISCRETE EN VARIABLE BINAIRE	- 100 -
III.4.2.4.3.	PRODUIT ENTRE VARIABLES BINAIRES ET CONTINUES	- 101 -

III.4.2.4.4.	GRADINS DE CONDENSATEURS ET GED	- 104 -
III.4.2.5.	LES AUTRES COMPOSANTS ET ELEMENTS DU RESEAU	- 105 -
III.4.2.5.1.	TYPES DE CHARGES ZIP	- 105 -
III.4.2.5.2.	LES CAPACITES DES LIGNES	- 107 -
III.4.2.5.3.	TRANSFORMATEURS HTA/BT	- 107 -
III.4.2.6.	PIUSSANCE SOUSCRITE	- 107 -
III.4.2.6.1.	NOUVELLE FONCTION OBJECTIF	- 109 -
III.5.	CONCLUSION	- 109 -
CHAPITRE IV	: RESULTATS DES MODELES, COUPLAGE ET INTERACTIONS	- 112 -
IV.1.	INTRODUCTION	- 113 -
IV.2.	PRESENTATION DES RESEAUX D'ETUDES	- 113 -
IV.3.	L'ALGORITHME « SEPARER ET COUPER » (<i>BRANCH AND CUT, B&C</i>)	- 117 -
IV.4.	RESULTATS DE LA RECONFIGURATION EN REGIME NORMAL Π_{RRN}	- 122 -
IV.4.1.	MODELE QUADRATIQUE MIQCP- $\Pi_{RRN-CR-Z-I-P}$	- 122 -
IV.4.2.	CALCUL DE REPARTITION DE CHARGE NLP- Π_{RCB}	- 127 -
IV.4.3.	LES STRATEGIES DE RESOLUTION DU MODELE MISOCP- Π_{RRN}	- 130 -
IV.4.4.	LE MODELE MISOCP- Π_{RRN}	- 132 -
IV.4.4.1.	RESULTATS DES RESEAUX IEEE1 ET IEEE2	- 134 -
IV.4.4.2.	RESULTATS DU RESEAU RURAL1	- 135 -
IV.4.4.2.1.	CHARGE DE TYPE PUISSANCES CONSTANTES PQ	- 136 -
IV.4.4.2.2.	LES AUTRES TYPES DE CHARGES	- 140 -
IV.5.	RESULTATS DU REGLAGE DE LA TENSION AVEC LE MODELE MISOCP- Π_{RTG}	- 142 -
IV.5.1.1.	CHARGE DE TYPE PUISSANCE CONSTANTE PQ	- 143 -
IV.5.1.2.	LES AUTRES TYPES DE CHARGE	- 146 -
IV.6.	RESULTATS DU COUPLAGE DES DEUX FONCTIONS AVEC LE MODELE MISOCP- Π_{RRT}	- 148 -
IV.6.1.	CHARGE DE TYPE PUISSANCE CONSTANTE PQ	- 148 -
IV.6.2.	LES AUTRES TYPES DE CHARGES	- 150 -
IV.7.	DISCUSSIONS SUR LES INTERACTIONS ENTRE FONCTIONS	- 150 -
IV.8.	CONCLUSION	- 151 -
CONCLUSIONS GENERALE ET PERSPECTIVES		- 153 -
ANNEXES		164
A.	LES COLONIES DE FOURMIS	164
1.	INTRODUCTION	164
2.	POURQUOI LES COLONIES DE FOURMIS ?	164
3.	ALGORITHMES DES COLONIES DE FOURMIS	165
A)	ALGORITHME GENERAL	165
B)	APPLICATION AU PROBLEME DU VOYAGEUR DE COMMERCE	166
C)	QUELQUES VARIANTES ET PROPRIETES DES FOURMIS	168
D)	ANALOGIE AVEC LE REGLAGE DE LA TENSION CLASSIQUE DANS LES RESEAUX DE DISTRIBUTION	169
4.	APPLICATION A L'OPTIMISATION DES RESEAUX	169
A)	LE PROBLEME GENERAL	169
(I)	PRISE EN COMPTE DES CONTRAINTES	171
(II)	LES CONTRAINTES CONTINUES PAR PENALISATION	172
(III)	LES CONTRAINTES DISCRETES	173
B)	MISE EN ŒUVRE	174
C)	RESULTATS	176
(I)	REGLAGE DE LA TENSION	176
(II)	RECONFIGURATION	178
(III)	RECONFIGURATION ET REGLAGE DE LA TENSION	179
5.	CONCLUSIONS	182
B.	LA DECOMPOSITION DE BENDERS GENERALISEE (DBG)	183
1.	INTRODUCTION	183

2.	FORMULATION DU PROBLEME	184
3.	LES CAS DE TESTS	187
A)	APPROCHE EXHAUSTIVE:	188
B)	RESEAU 1	189
C)	RESEAU 2	190
4.	CONCLUSION.....	191
C.	VARIANTE DU MODELE DE RAMOS (MODELE CONIQUE RESTREINT).....	193
D.	METHODES DE SEPARATION	194
1.	SEPARER ET EVALUER (BRANCH AND BOUND).....	194
2.	PLAN DE COUPE (CUTTING PLANE).....	194
3.	SEPARER ET COUPER (<i>BRANCH AND CUT</i>).....	194
E.	OPTIMISATION TEMPORELLE ET PUISSANCE SOUSCRITE	196
1.	OPTIMISATION TEMPORELLE	196
A)	QUELQUES RESULTATS	197
(I)	RESEAU IEEE1 [140]	197
(II)	RESEAU RURAL1	198
2.	OPTIMISATION DES DEPASSEMENTS DE LA PUISSANCE SOUSCRITE.....	200
F.	COMPLEMENTS DES RESULTATS DU MODELE MISOCP SUR LES RESEAUX IEEE (Π_{RRN})	203
1.	SUIVANT LA STRATEGIE 1	203
A)	RESEAU IEEE2	203
2.	SUIVANT LA STRATEGIE 2.....	203
A)	RESEAU IEEE1	203
B)	RESEAU IEEE2	204
G.	COMPLEMENTS DES RESULTATS DU MODELE MISOCP SUR LE RESEAU RURAL1	206
1.	SUIVANT LA STRATEGIE 1	206
A)	RECONFIGURATION EN CONSIDERANT LE GRADIN DE CONDENSATEURS	206
(I)	CHARGE DE TYPE IMPEDANCE CONSTANTE Z	206
(II)	CHARGE DE TYPE ZIP	206
B)	REGLAGE DE LA TENSION	207
(I)	CHARGE DE TYPE PUISSANCE CONSTANTE PQ (EN CONSIDERANT LES PERTES A VIDE)	207
(II)	CHARGE DE TYPE IMPEDANCE CONSTANTE Z.....	207
(III)	CHARGE DE TYPE COURANT ZIP	208
C)	COUPLAGE DES DEUX FONCTIONS	209
(I)	CHARGE DE TYPE COURANT CONSTANT I.....	209
(II)	CHARGE DE TYPE IMPEDANCE CONSTANTE Z.....	211
(III)	CHARGE DE TYPE ZIP	212
2.	SUIVANT LA STRATEGIE 2.....	213
A)	RECONFIGURATION.....	213
(I)	CHARGE DE TYPE PUISSANCE CONSTANTE PQ	213
(II)	CHARGE DE TYPE IMPEDANCE CONSTANTE Z.....	214
(III)	CHARGE DE TYPE COURANT CONSTANT I.....	216
(IV)	CHARGE DE TYPE ZIP	217
B)	REGLAGE DE LA TENSION	218
(I)	CHARGE DE TYPE PUISSANCE CONSTANTE PQ	218
(II)	CHARGE DE TYPE IMPEDANCE CONSTANTE Z.....	219
(III)	CHARGE DE TYPE COURANT CONSTANT I.....	220
(IV)	CHARGE DE TYPE ZIP	221
C)	COUPLAGE DES DEUX FONCTIONS	222
(I)	CHARGE DE TYPE PUISSANCE CONSTANTE PQ	222
(II)	CHARGE DE TYPE IMPEDANCE CONSTANTE Z.....	223
(III)	CHARGE DE TYPE COURANT CONSTANT I.....	224
(IV)	CHARGE DE TYPE ZIP	225

H.	RECAPITULATIFS DES GAINS SUR LES PERTES.....	226
I.	PLATEFORME PREDIS	228
1.	LES EQUIPEMENTS DES COMMUNICATIONS	228
2.	LA COMMUNICATION ENTRE LES IPD ET LES API	228
3.	LA COMMUNICATION ENTRE LE SCADA ET L'AGENT	229
4.	LA COMMUNICATION ENTRE LE SCADA ET LES API.....	230

TABLE DE FIGURES

Figure I.1 : Niveaux de tensions normalisées.....	8 -
Figure I.2 : Hiérarchisation et composition du système électrique	8 -
Figure I.3 : Schéma général d'un poste source HTB/HTA [19].....	10 -
Figure I.4 : Structures de postes HTA/BT.....	13 -
Figure I.5 : Structure des réseaux de distribution français [23].....	14 -
Figure I.6 : Exemple de réseau et profil de tension des différents départs	25 -
Figure I.7 : Réglage de la tension en présence de GED sans (a) et avec (b) le réactif comme levier	26 -
Figure I.8 : Reconfiguration sans et avec GED.....	26 -
Figure I.9 : (a) Coordination optimale des moyens de réglage (configuration, GED, gradins, transformateurs) et (b) reconfiguration optimale avec GED	28 -
Figure II.1 : Exemple d'optimums local et global.....	33 -
Figure II.2 : Exemples d'ensembles convexe (a) et non convexe (b).....	34 -
Figure II.3 : Modèle en π d'une ligne électrique.....	45 -
Figure II.4 : Modèle d'un transformateur avec ou sans régleur en charge	46 -
Figure II.5 : Variation de la puissance réactive aux bornes du gradin de condensateur.....	47 -
Figure II.6 : Exemple de réseau (a) et son graphe correspondant (b).....	48 -
Figure II.7 : Graphe non orienté connexe (a) et un arbre couvrant correspondant (b)	50 -
Figure II.8 : Graphe non orienté connexe (a) et exemple d'arbres couvrants correspondants (topologie en forêt non connexe)	50 -
Figure II.9 : Réseaux bouclés avec ou sans GED et ses topologies suivant la contrainte (II-25).....	55 -
Figure II.10 : Configuration radiale exclue par l'égalité	56 -
Figure II.11 : Représentation sous forme de graphe du problème du réglage de la tension classique	59 -
Figure II.12 : Représentation sous forme de graphe du problème du réglage de la tension et de la reconfiguration- 61 -	
Figure II.13: Evolution des pertes dans le cas du réglage de la tension seul avec 10 cas d'optimisation aléatoires - 64 -	
Figure II.14 : Fonction objectif de 100 résolutions aléatoires dans le cas du réglage de la tension seul.....	64 -
Figure II.15 : Nombre de Fourmis convergeant vers la solution optimale	65 -

Figure II.16 : Evolution des pertes dans le cas de la reconfiguration seule avec 10 cas d'optimisation aléatoires .. -	65 -
Figure II.17 : Fonction objectif de 100 résolutions aléatoires dans le cas de la reconfiguration seule	65 -
Figure II.18 : Evolution des prises du transformateur à régleur.....	69 -
Figure II.19 : Variation des fonctions objectifs des problèmes Maitre et Esclave et l'erreur associée	69 -
Figure II.20 : La fonction objectif et les coupes générées au cours des itérations	70 -
Figure II.21 : Variation des pertes actives et restrictions des coupes de Benders sur le réseau de la référence [85]	71 -
Figure III.1 : Réversibilité entre le problème Π_{RRN} et sa reformulation MIQP- Π_{RRN}	80 -
Figure III.2 : Coordonnées polaires (a) et cartésiennes (b)	83 -
Figure III.3 : Variation du courant de la charge en fonction coordonnées cartésiennes suivant le type (a) courant constant et (b) puissances constantes	86 -
Figure III.4 : Approximation du courant des charges de type courant ou puissance constante.....	86 -
Figure III.5 : Contraintes convexe (a) et non-convexe (b), toujours par rapport à l'ensemble de définition gris clair	89 -
Figure III.6 : exemple d'un réseau avec un départ	93 -
Figure III.7 : Projections du courant en coordonnées polaires, (a) sans restriction et (b) sur le domaine de définition réel	98 -
Figure III.8 : Projections suivant le repère de $l_{ij} = I_{ij} ^2$ et $v_i = V_i ^2$	99 -
Figure III.9 : Variation de la tension d'une charge de type courant constant (a) et (b) au voisinage de 1 pu . -	106 -
Figure III.10 : Exemple de réseau de distribution avec deux postes de livraison (PdL)	108 -
Figure III.11 : Nouvelle configuration pour éviter un dépassement.....	108 -
Figure IV.1 : Configurations radiales initiales des réseaux IEEE1 (a) et IEEE2 (b).....	115 -
Figure IV.2 : Structure radiale du réseau Rural1 avec deux postes sources	116
Figure IV.3 : Arbre de décision du Branch and Cut [128]	118 -
Figure IV.4 : Les profils de tension avec l'égalité	129 -
Figure IV.5 : Profil des erreurs avec (in)égalité avec CONOPT	130 -
Figure IV.6 : Profil de tension suivant la configuration initiale.....	137 -
Figure IV.7 : Profil de tension des départs 1 et 2 respectivement sur les postes sources n°1 et 2.....	145 -
Figure IV.8 : Diagramme I-V suivant le type de charge	146 -

TABLE DE TABLEAUX

Tableau III-1 : Récapitulatifs des modèles précédents.....	- 92 -
Tableau IV.1 : Données des réseaux d'études.....	- 114 -
Tableau IV.2 : Comparaison entre les différentes stratégies sur le réseau IEEE1.....	- 122 -
Tableau IV.3 : Caractéristiques des puissances réactives des GED	- 124 -
Tableau IV.4 : Réseau IEEE1 sans GED	- 125 -
Tableau IV.5 : Réseau IEEE2 sans GED	- 125 -
Tableau IV.6 : Réseau IEEE1 avec GED ($\tan \phi$ constant)	- 125 -
Tableau IV.7 : Réseau IEEE2 avec GED ($\tan \phi$ constant).....	- 125 -
Tableau IV.8 : Réseau IEEE1 avec GED ($\tan \phi$ variable)	- 126 -
Tableau IV.9 : Réseau IEEE2 avec GED ($\tan \phi$ variable)	- 126 -
Tableau IV.10 : Précision du calcul de répartition de charge suivant les modèles.....	- 129 -
Tableau IV.11 : Récapitulatifs des deux stratégies de résolution.....	- 131 -
Tableau IV.12 : Cas testés suivant les éléments du réseau.....	- 132 -
Tableau IV.13 : Résultats du réseau IEEE1 (PQ constantes)	- 134 -
Tableau IV.14 : Résultats du réseau IEEE1 (I constant)	- 134 -
Tableau IV.15 : Résultats du réseau IEEE1 (Z constante)	- 134 -
Tableau IV.16 : Résultats du réseau IEEE1 (ZIP).....	- 134 -
Tableau IV.17 : Caractéristiques des puissances réactives des GED	- 136 -
Tableau IV.18.a : Résultats du réseau Rural 1 suivant les cas 1 à 3 sans les pertes à vide	- 137 -
Tableau IV.19 : Répartition des puissances des postes sources	- 139 -
Tableau IV.20.a : Résultats du réseau Rural 1 suivant les cas 1 à 3 avec les pertes à vide	- 139 -
Tableau IV.21.a : Résultats du réseau Rural 1 suivant les cas 1 à 3 sans les pertes à vide des postes HTA/BT-	140
Tableau IV.22.a : Résultats du réseau Rural 1 suivant les cas 1 à 3 avec les pertes à vide des postes HTA/BT	- 141 -
Tableau IV.23.a : Résultats du réseau Rural 1 suivant les cas 1 à 3 sans les pertes à vide des postes HTA/BT-	141
Tableau IV.24.a : Résultats du réseau Rural 1 suivant les cas 1 à 3 sans les pertes à vide des postes HTA/BT-	142

Tableau IV.25.a : Sans les pertes à vide des postes HTA/BT et sans les bancs de condensateurs	- 143 -
Tableau IV.26 : Répartition des puissances des postes sources	- 145 -
Tableau IV.27.a : Sans les pertes à vide des postes HTA/BT et sans les bancs de condensateurs	- 146 -
Tableau IV.28.a : Résultats du réseau Rural 1 suivant les cas 1 à 3 sans les pertes à vide	- 149 -
Tableau IV.29.a : Résultats du réseau Rural 1 suivant les cas 1 à 3 avec les pertes à vide	- 149 -

ACRONYMES

ACF	:	Algorithme de Colonies de Fourmis
AG	:	Algorithme Génétique
AIE	:	Agence Internationale de l'Energie
BT	:	Basse Tension A ou B
CART	:	Contrat d'Accès au Réseau Public de Transport
CE	:	Commission Européenne
CRE	:	Commission de Régulation de l'Energie
DBG	:	Décomposition de Benders Généralisée
DMS	:	Distribution Management System
EDF	:	Électricité De France
ERDF	:	Électricité Réseau Distribution France
ES	:	Essaims Particulaires ou PSO, Particle Swarm Optimization
FAA ou FAC	:	Fonction Avancée d'Automatisation ou de Conduite
FACTS	:	Flexible AC Transmission System
FSB	:	Fermeture Séquentielle de Branches
GED	:	Générateur d'Energie Dispersé
GES	:	Gaz à Effet de Serre
GIE	:	Groupement d'Intérêt Économique
Grenoble INP	:	Grenoble Institut Polytechnique
GRT	:	Gestionnaire du Réseau de Transport
GRD	:	Gestionnaire du Réseau de Distribution
HT	:	Haute Tension A ou B
IDEA	:	Inventer la Distribution Électrique de l'Avenir
IEEE	:	Institute of Electrical and Electronics Engineers
IHM	:	Interface Homme Machine
ILP	:	Integer Linear Programming
LP	:	Linear Programming
MILP	:	Mixed Integer Linear Programming
MINLP	:	Mixed Integer Non-Linear Programming
MIQCP	:	Mixed Integer Quadratically Constrained Programming
MIQP	:	Mixed Integer Quadratically Programming
MISOCP	:	Mixed Integer Second Order Cone Programming
NLP	:	Non-Linear Programming ou PNL, Programmation en Non Linéaire
NTIC	:	Nouvelles Technologies de l'Information et de Communication
OCDE	:	Organisation de Coopération et de Développement Économiques
OLTC	:	On Load Tap Changer
OMT	:	Organe de Manceuvre Télécommandé
OPEX	:	Operational expenditure (coûts d'opération)
OPF	:	Optimum Power Flow
OSB	:	Ouverture Séquentielle des Branches
PM	:	Programmation Mathématique
QCP	:	Quadratically Constrained Programming
QP	:	Quadratically Programming
RRN	:	Reconfiguration en Régime Normal
RT	:	Recherche Tabou
RTE	:	Réseau de Transport d'Électricité
RTC	:	Réglage de la Tension Classique
RTG	:	Réglage de la Tension en présence de GED
TURPE	:	Tarifs d'Utilisation des Réseaux Publics d'Electricité
SCADA	:	Supervisory Control And Data Acquisition
SOCOP	:	Second Order Cone Programming
		NO: Normalement Ouvert

STEP	:	Stations de Transfert d'Énergie par Pompage
CAPEX	:	Capital Expenditure (coûts d'investissement)
VVC	:	Volt Var Control
μ GRID	:	micro Grid

NOTATION

Π	: Un problème d'optimisation ou un modèle de programmation mathématique
\mathbb{R}^n	: L'ensemble de nombres réels de dimension n
\mathbb{X}	: L'ensemble ou domaine de définition des variables (généralement $\mathbb{X} \subseteq \mathbb{R}^n$)
$x = (x_1, \dots, x_l)$: Vecteur des variables du problème d'optimisation de longueur l
C et D	: Les ensembles de définition continue et discrète
Ω	: L'ensemble des lignes du graphe G ou d'un réseau quelconque
Γ	: L'ensemble des nœuds du graphe G ou d'un réseau quelconque
m	: Le nombre de lignes du graphe G ou d'un réseau quelconque
n	: Le nombre de noeuds du graphe G ou d'un réseau quelconque
$G = (\Gamma, \Omega)$: Le graphe associé à un réseau électrique avec $ \Omega = m$ et $ \Gamma = n$
nT	: Le nombre de transformateurs d'un réseau quelconque
nC	: Le nombre de gradins de condensateurs d'un réseau quelconque
nG	: Le nombre de générateurs d'énergie dispersés d'un réseau quelconque
nPS	: Le nombre de postes sources d'un réseau quelconque
S_i, P_i, Q_i	: Les puissances apparente, active et réactive au nœud i
V_i et θ_i	: La tension et déphasage du nœud i
S_{ij}, P_{ij}, Q_{ij}	: Les puissances apparente, active et réactive du composant (i, j)
I_{ij}	: Le courant du composant (i, j)
y_{ij}, g_{ij}, b_{ij}	: L'admittance, la conductance et la susceptance propres du composant (i, j)
$y_{iij}, g_{iij}, b_{iij}$: L'admittance, la conductance et la susceptance transversales du composant (i, j) connecté au nœud i
k_{ij}	: Le rapport de transformation du transformateur à réglage en charge (i, j)
e_{ij}	: La variable binaire exprimant l'état de connectivité du composant (i, j)
t_{ij}	: La variable binaire ou discrète exprimant la ou les prises du transformateur à réglage en charge (i, j)
n_i	: La variable binaire ou discrète exprimant le numéro du gradin de condensateurs connecté au nœud i
Q_i^{grad}	: La variable discrète exprimant la puissance réactive du gradin de condensateurs connecté au nœud i
Q_i^{ged}	: La variable continue exprimant le réactif de la production décentralisée connectée au nœud i
P_i^g, P_i^c	: Les variables continues exprimant les puissances active générée et consommée au nœud i
Q_i^g, Q_i^c	: Les variables continues exprimant les puissances réactive générée et consommée au nœud i

INTRODUCTION GENERALE

Le système électrique dans son ensemble connaît des évolutions remarquables depuis la directive [96/92/CE] du parlement Européen du 19 décembre 1996 concernant les règles communes pour le marché intérieur de l'électricité. Une remise en question sur la gestion des réseaux électriques a alors été initiée, notamment ceux de la distribution. Depuis sa mise en application, les consommateurs ont la possibilité de choisir leur propre fournisseur dans un environnement concurrentiel, entraînant des modifications majeures. Dans ce contexte, les textes législatifs traitant de la distribution, qui étaient peu nombreux durant la période 1946-2000, se sont multipliés avec l'adoption de plusieurs lois, accompagnées de leurs décrets d'application.

Avec les objectifs de réduire radicalement les émissions de Gaz à Effet de Serre (GES) et de maintenir la France au rang des pays européens producteurs d'énergies renouvelables, on note une croissance forte de la production d'électricité à partir des énergies renouvelables. La production décentralisée porte souvent le nom de Générateur d'Energie Dispersionné (GED) [1] et est le plus souvent raccordée au réseau de distribution. Toutefois l'insertion massive de ces sources intermittentes entraîne des bouleversements sur ces réseaux. Ce sont, entre autres, des enjeux liés au respect de certaines contraintes techniques, de la sécurité des personnes et des biens et l'exploitation même de ces réseaux pour ne citer que les principaux.

La conduite et la gestion des réseaux de distribution doit s'adapter à ce nouveau paradigme que pose l'insertion des GED. Une des solutions envisagées dans ce contexte face à ces nouvelles exigences consiste à utiliser les évolutions techniques des Nouvelles Technologies de l'Information et de Communication (NTIC). Il existe néanmoins d'autres solutions parmi lesquelles les solutions structurelles sur lesquelles nous reviendrons dans de plus amples détails par la suite. Ces nouvelles technologies viendraient en appui des équipements électrotechniques traditionnels pour rendre le réseau intelligent ("*Smart Grid*" en anglais) avec trois objectifs principaux : l'accessibilité, la fiabilité et l'efficacité comme le propose la plateforme *Smart Grid* de l'Union Européenne (UE).

De nombreux Gestionnaires des Réseaux de Distribution (GRD) [2, 3, 4] étudient de nouveaux outils d'aide à la conduite connus sous le nom de Fonctions Avancées d'Automatisation (ADA : *Advanced Distribution Automation functions* en anglais) dans le souci de rendre les réseaux de distribution du futur plus **flexibles** et plus **actifs**.

Les travaux présentés dans ce manuscrit s'inscrivent dans cette logique. Le but principal consiste à étudier de nouvelles fonctions qui pourraient être envisagées pour l'aide à la conduite des réseaux de distribution du futur. Parmi ces fonctions, la reconfiguration en régime permanent, le réglage de la tension et leur couplage en présence de la production décentralisée seront examinés.

Quatre chapitres composent ce manuscrit.

Le chapitre I présentera de manière générale le contexte et le cadre du système électrique. Une attention particulière sera accordée aux réseaux de distribution avec la problématique des GED et des solutions envisagées pour leur intégration. La problématique scientifique liée à l'optimisation de leur fonctionnement sur laquelle nous nous sommes attachées dans ces travaux sera exposée.

Des explications relatives à la méthodologie développée pour élaborer nos problèmes d'optimisation seront abordées au chapitre II. Ceci nous permettra de discuter, par la suite, de la complexité à laquelle nous sommes confrontés pour résoudre la problématique liée à la reconfiguration et au réglage de la tension dans les réseaux de distribution. Les techniques et les modèles développés dans la littérature scientifique seront présentés ainsi que la représentation mathématique des composants physiques du réseau. Pour terminer, nous aboutirons sur une première formulation dite « classique » testée avec l'algorithme des colonies de fourmis et la Décomposition de Benders Généralisée (DBG).

Le chapitre III fera l'objet de modèles plus évolués, obtenus grâce à la reformulation. Ainsi, plusieurs modèles sur la reconfiguration seront présentés ainsi qu'un modèle général hybrideant la reconfiguration et le réglage de la tension en présence de GED. Ce dernier modèle intégrera fidèlement le comportement de l'ensemble des composants et éléments du réseau.

Dans le chapitre IV, les réseaux tests utilisés seront présentés dans un premier temps. L'exactitude des modèles basés sur le calcul de répartition de charge reformulé sera abordée. Chaque fonction avancée de conduite sera traitée séparément. Leurs interactions seront présentées par la suite à travers le couplage ainsi que les résultats associés à chaque modèle de charge. Nous démontrerons aussi l'optimalité des solutions trouvées avec l'algorithme de type *Branch and Cut* utilisé.

Ces travaux de thèse s'inscrivent dans le cadre du partenariat entre Grenoble INP (Grenoble Institut Polytechnique), EDF (Électricité De France) et Schneider Electric au sein d'un GIE (Groupement d'Intérêt Économique) dénommé IDEA (Inventer la Distribution Électrique de l'Avenir).

CHAPITRE I : LE SYSTEME ELECTRIQUE

SOMMAIRE

I.1.	INTRODUCTION	- 5 -
I.2.	LES ENJEUX D'UNE TRANSITION ENERGETIQUE	- 5 -
I.3.	LE SYSTEME ELECTRIQUE PHYSIQUE ET SON ORGANISATION	- 7 -
I.3.1.	ORGANISATION PHYSIQUE	- 7 -
I.3.2.	ORGANISATION ECONOMIQUE : L'OUVERTURE DES MARCHES.....	- 9 -
I.4.	LES RESEAUX DE DISTRIBUTION : GENERALITES ET COMPOSITION	- 10 -
I.4.1.	LES POSTES DE TRANSFORMATION HTB/HTA	- 10 -
I.4.1.1.	LES TRANSFORMATEURS AVEC REGLEUR EN CHARGE	- 11 -
I.4.1.2.	LES BANCS DE CONDENSATEURS	- 11 -
I.4.2.	LES AUTRES ELEMENTS ET COMPOSANTS	- 12 -
I.4.2.1.	LES CONDUCTEURS ELECTRIQUES.....	- 12 -
I.4.2.2.	LES ORGANES DE COUPURES	- 12 -
I.4.2.3.	LES CHARGES OU LES POSTES HTA/BT	- 12 -
I.4.3.	DIFFERENTS MODES DE DISTRIBUTION : STRUCTURE ET TOPOLOGIE	- 14 -
I.4.4.	LA CONDUITE DANS LES RESEAUX DE DISTRIBUTION.....	- 15 -
I.5.	LA PRODUCTION DECENTRALISEE	- 16 -
I.5.1.	APERÇU GENERAL.....	- 16 -
I.5.2.	AVANTAGES, INTERETS ET PERSPECTIVES DE DEVELOPPEMENT	- 16 -
I.5.3.	IMPACTS SUR LES RESEAUX DE DISTRIBUTION	- 18 -
I.6.	L'EVOLUTION EN COURS DES RESEAUX DE DISTRIBUTION	- 20 -
I.6.1.	LES SOLUTIONS STRUCTURELLES	- 20 -
I.6.2.	LES SOLUTIONS OPERATIONNELLES	- 21 -
I.6.3.	LES RESEAUX ELECTRIQUES INTELLIGENTS OU « SMART GRID »	- 22 -
I.7.	POSITIONNEMENT DE NOTRE PROBLEMATIQUE.....	- 23 -
I.8.	CONCLUSION	- 29 -

RESUME

Le Chapitre I présentera de manière générale le contexte et le cadre du système électrique. Une attention particulière sera accordée aux réseaux de distribution avec la problématique des GED et des solutions envisagées pour leur intégration. La problématique scientifique liée à l'optimisation de leur fonctionnement et sur laquelle nous nous sommes attachés dans ces travaux sera exposée pour finir.

I.1. Introduction

Afin de mieux comprendre les enjeux et les besoins qui ont motivé cette étude, nous consacrerons ce chapitre à la présentation générale du contexte et du cadre de ces travaux. Nous présenterons l'organisation structurelle et organisationnelle des réseaux électriques dans leur ensemble et plus particulièrement les réseaux de distribution moyenne tension. Puis, nous aborderons les évolutions qu'ils ont connues ces dernières années, aboutissant au récent concept de « réseau intelligent » (*Smart Grid* en anglais). En effet, ces changements requièrent aujourd'hui de réfléchir sur de nouveaux modes de planification, d'exploitation et de conduite des réseaux de distribution du futur. La problématique scientifique liée à l'optimisation de leur fonctionnement et à laquelle nous nous sommes attachés dans ces travaux sera ensuite exposée.

I.2. Les enjeux d'une transition énergétique

L'intensité de la consommation énergétique est un excellent indice pour mesurer le niveau de développement d'un pays en général. En effet, les siècles sont marqués par une augmentation croissante des besoins énergétiques dans tous les pays au cours de leur développement [5]. Ceci s'explique par la conjonction de plusieurs circonstances. Tout d'abord l'industrialisation progressive de la société a été accompagnée par des besoins toujours croissants pour soutenir les changements. Mais aujourd'hui, l'aspiration des populations à de meilleures conditions d'existence (meilleure qualité de vie, une longévité plus élevée, entre autres), représente un facteur essentiel sur la demande énergétique.

Par ailleurs, les progrès technologiques (de la découverte de l'ampoule électrique dès 1880 jusqu'à la création récente de la voiture hybride), font que les usages en termes de consommation évoluent constamment. L'exemple aujourd'hui du géant asiatique (Chine) conforte l'étroite relation qui existe entre demande énergétique et le niveau de développement avec un taux d'urbanisation très élevé. L'Agence Internationale de l'Energie (AIE), dans son rapport 2010 [6], indique que les besoins énergétiques mondiaux augmenteront d'environ un tiers d'ici à 2035, principalement dans les pays non membres de l'OCDE (Organisation de Coopération et de Développement Économiques).

Cependant, ce développement n'est pas sans inconvénients quand on sait que la production énergétique mondiale repose principalement sur des sources fossiles épuisables et très polluantes. Le pétrole, le gaz naturel et le charbon représentent à eux seuls environ 68% de l'électricité mondiale produite en 2011 [5]. Les prévisions de l'AIE tablent sur une augmentation de la part de ces énergies fossiles pour répondre, dans un premier temps à ces besoins grandissants sur le bilan énergétique mondial. Cela pose de grands défis pour l'avenir

car les conséquences de cette course frénétique vers un développement (le plus rapide possible) entraînent un réchauffement climatique accru¹. Le secteur de l'énergie est principal poste d'émission de Gaz à Effet de Serre (GES) [5]. Face à ces enjeux, la communauté internationale, a ratifié le protocole de Kyoto [7] qui visait à réduire d'au moins 5% les émissions de GES par rapport au niveau de 1990², durant la période 2008-2012. Les mécanismes de flexibilité de cet accord permettent aux états signataires d'ajuster leurs politiques environnementales pour atteindre ces ambitions. L'Union Européenne (UE), dans ce contexte, a initié le paquet climat-énergie des « 3×20 » [8] qui consiste à réduire de 20% les émissions de gaz à effet de serre (GES), d'améliorer de 20% l'efficacité énergétique et d'insérer, à hauteur de 20%, des énergies renouvelables dans la consommation finale d'énergie. De manière générale, tous les acteurs du système énergétique des pays développés s'accordent sur la nécessité de faire évoluer le système électrique. En France, c'est le Grenelle de l'Environnement (2007) qui traduit cette politique.

Nous sommes face à des défis majeurs à relever dans les années à venir et aujourd'hui, seuls des moyens financiers importants et une volonté politique inébranlable dotée d'efforts d'accompagnement significatifs pourraient permettre la réalisation de ces ambitions. Dans ce contexte, il est indispensable, dans le cadre de la production d'électricité, d'innover et de se tourner vers des technologies de production à faible teneur en carbone. Parmi ces technologies décarbonées, on peut citer essentiellement la production décentralisée à base d'énergie renouvelable comme l'éolien, le solaire photovoltaïque, l'hydro-éolien sans oublier les techniques marines. De manière générale, l'insertion de la production décentralisée impose une réflexion approfondie sur la gestion et l'exploitation des réseaux. Ceci dans le sens où, les réseaux n'ont pas été conçus initialement pour de telles productions. Nous reviendrons sur ces points au paragraphe I.5.3, bien que, d'autres problématiques peuvent être citées, comme celles liées à leur fabrication et au recyclage. En ce qui concerne la France, nous sommes face à un cas particulier dans le monde car la production électrique est essentiellement faite à partir du nucléaire. C'est la raison pour laquelle, la part des émissions de GES de la production française est l'une des plus faibles au monde. Cela étant, d'autres paramètres doivent être pris en compte pour relativiser l'aspect décarbonné de ce type de production afin de mesurer les impacts que cela peut et pourrait engendrer dans le monde (accidents de Tchernobyl et Fukushima, incidents [9] et fuites [10], stockage des déchets radioactifs [11]). En effet, le nouveau modèle énergétique à mettre en place doit, certes tenir compte des réalités économiques et technologiques, mais aussi des impacts environnementaux sans distinction, à court, moyen et long terme.

¹ La communauté scientifique reste divisée sur les impacts du réchauffement climatique imputables à l'action de l'homme (et de la consommation d'énergie entre autre) car il n'existe pas de modèle précis à ce sujet pour les évaluer avec certitude. Cependant, le constat est là, et les évènements climatiques avérés (tsunamis, super typhons, fonte des glaciers, taux de CO₂ dans l'atmosphère, réduction des réserves d'eau douce pour ne citer que ceux-là) sont alarmants.

² Une deuxième période d'engagement a été fixée pour une durée de huit ans à compter du 1 janvier 2013

Toutes ces questions ont des répercussions sur le système électrique. Mais au-delà des questions liées à la transition énergétique, nous présentons dans les paragraphes suivants le système électrique dans son ensemble pour mieux comprendre la problématique qui est posée : mettre en œuvre de nouveaux outils d'aide à la conduite à travers la reconfiguration et le réglage de la tension, afin de favoriser l'intégration des productions décentralisées dans les réseaux.

I.3. Le système électrique physique et son organisation

A la sortie de la seconde guerre mondiale, l'état français, par la promulgation de la loi n°46-628 du 8 avril 1946 [12], a décidé de nationaliser les secteurs de l'électricité et du gaz. Cela s'est traduit par la création d'Electricité de France (EDF) et donc un monopole et une unification de l'ensemble des métiers du secteur de l'électricité : la production, le transport, la distribution et la commercialisation. On parle alors d'organisation verticalement intégrée. Cette période a été aussi marquée par des choix technico-économiques liés au développement des technologies d'alors et des perspectives d'évolution que cela représentait. Parmi ces choix, on peut citer la décision d'uniformiser le développement du réseau suivant plusieurs niveaux de tension spécifiques qui marquent de ce fait son organisation physique.

I.3.1. Organisation physique

L'organisation physique du réseau reflète fidèlement la segmentation suivant les niveaux de tension. La Figure I.1 illustre les niveaux de tensions normalisés suivant les limites contractuelles de fonctionnement de l'onde de tension décrites par la norme UTE C18-510 [13]. Brièvement, le réseau électrique est subdivisé en deux catégories qui répondent à des besoins différents. Une illustration est montrée à la Figure I.2.

- **les réseaux de transport et de répartition**, qui sont composés respectivement de la Haute Tension, de catégorie B3 (400 kV) pour les premiers et des catégories B2 (225 kV) et B1 principalement du 90 et du 63 kV pour la répartition, avec une vocation internationale, nationale et régionale. Les réseaux de répartition alimentent principalement les gros clients industriels comme les entreprises ferroviaires et les réseaux de distribution par exemple. Ces réseaux sont rassemblés, dans la suite du document, sous une appellation unique : Haute Tension de niveau B (HTB), même s'il existe des subdivisions normalisées.
- **le réseau de distribution** qui est divisé en deux sous-catégories suivant une orientation plutôt régionale et locale :
 - la Haute Tension de niveau A (HTA), anciennement appelée la moyenne tension qui converge désormais dans de nombreux pays vers des gammes de tension entre 15 kV et 25 kV. En France, le choix s'est porté sur le niveau de tension unique en 20 kV même s'il existe encore quelques réseaux en 15 kV.
 - le réseau de distribution basse tension (BT) très majoritairement en 400 V.

Les postes de transformation HTB/HTA, encore appelés postes sources, définissent la frontière entre le réseau de répartition et le réseau de distribution. Et c'est depuis ces derniers que le réseau de distribution alimente la plus grande majorité des consommateurs à travers la moyenne tension, puis la basse tension. Au-delà de sa fonction de produire et d'acheminer l'électricité jusqu'aux consommateurs, le système électrique, dans son ensemble, cumule **plusieurs autres fonctions** [14], qui sont d'assurer la **continuité de l'alimentation**, l'**équilibre entre la production et la consommation** (puisque l'électricité ne se stocke pas à grande échelle à un coût raisonnable), la **sécurité des biens et des personnes**. Bien entendu, ces fonctions doivent être assurées à **moindre coût**.

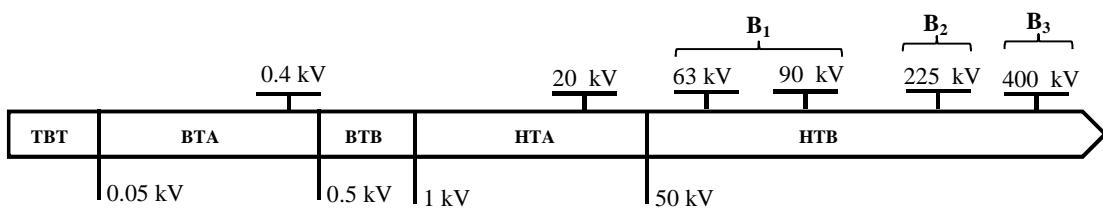


Figure I.1 : Niveaux de tensions normalisées

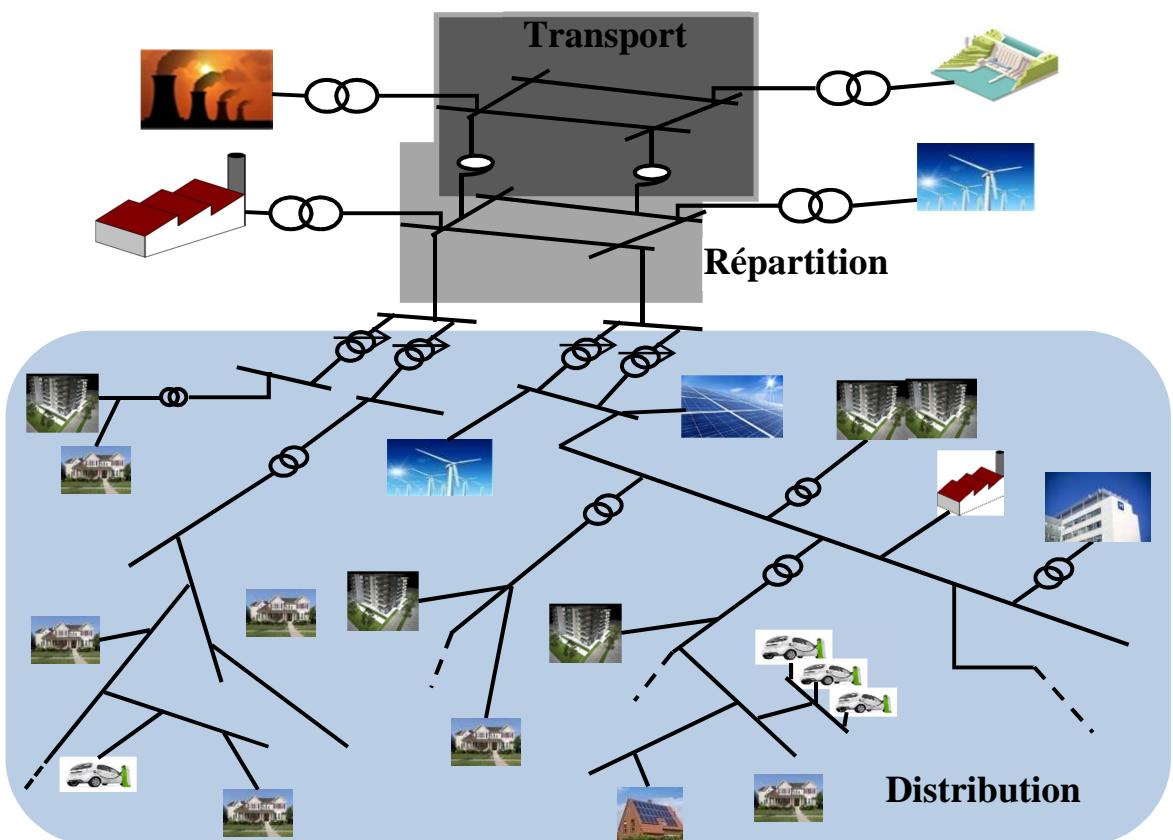


Figure I.2 : Hiérarchisation et composition du système électrique

I.3.2. Organisation économique : l'ouverture des marchés

La directive [96/92/CE] du parlement Européen du 19 décembre 1996 concernant les règles communes pour le marché intérieur de l'électricité a lancé une grande remise en question sur la gestion des réseaux électriques en Europe. Depuis sa mise en application, en France, à travers la loi n° 2000-108³ du 10 février 2000, une nouvelle structure de fonctionnement a été adoptée. Ce nouveau modèle de fonctionnement est principalement caractérisé par l'abandon du monopole d'EDF sur la production, le transport et la distribution de l'électricité au profit de nouveaux acteurs publics et privés (gestionnaire de réseau de transport RTE, gestionnaires de réseau de distribution comme ERDF, producteurs historique ou indépendants, fournisseurs, régulateur, etc.). Cette nouvelle organisation ne change pas la constitution physique des réseaux étant donné que l'on ne peut pas envisager la création de réseaux indépendants pour les nouveaux acteurs (coût des investissements trop important). Néanmoins, elle réorganise les activités et métiers dont certains restent régulés comme le transport et la distribution, alors que d'autres deviennent soumis à la concurrence comme la commercialisation et la production. Le consommateur peut ainsi choisir le fournisseur qui propose les tarifs plus concurrentiels au regard des services proposés depuis cette ouverture progressive. Le fonctionnement de toutes ces entités est régi par des relations et interactions à plusieurs niveaux.

Le développement d'un marché concurrentiel vise en principe à faire bénéficier aux consommateurs d'un coût de l'énergie rendu plus attractif par le biais de la concurrence. Mais la première étape de mise en place des tarifs dérégulés accessibles uniquement aux industriels s'est accompagnée dans les faits d'une hausse des prix [15], même si l'évolution des prix est un phénomène complexe qui n'est pas régi uniquement par le caractère régulé ou non des tarifs. La seconde étape plus récente concernant les consommateurs particuliers ne laisse pas à terme percevoir de réduction du coût de l'énergie (Loi Nome) [15] - [16]. Néanmoins l'ouverture des marchés de l'électricité favorise en plus du tarif d'achat, une forte progression de l'insertion de la production décentralisée (même hors hydraulique) dans les réseaux électriques [17]. Nous évoquerons les conséquences de l'augmentation importante de cette production à la section I.5.3.

³ Une dernière loi a été votée également en 2010 [loi n° 2010-1488] dont la dernière version remonte au 17 avril 2013 relative à la nouvelle organisation du marché de l'électricité

I.4. Les réseaux de distribution : généralités et composition

Nos travaux de recherche se limitent aux réseaux de distribution et plus précisément à la Haute Tension A. Physiquement, ce périmètre est délimité par les postes de transformation HTB/HTA (limite supérieure) qui sont la frontière entre les réseaux de transport ou de répartition et le réseau de distribution. Les postes de transformation publique HTA/BT définissent notre limite inférieure. Toutefois nous modélisons la consommation des postes HTA/BT vue par le réseau HTA. En plus des éléments établissant ses frontières, un réseau de distribution dispose d'autres composants comme les lignes, les organes de coupure ou de sectionnement, télécommandés ou manuels et les gradins de condensateurs. C'est pourquoi, nous présenterons dans la suite de ce paragraphe la fonction et le rôle de chacun des éléments et des composants du réseau, sans oublier les architectures physiques, car la composition de tous ces éléments est faite suivant des structures particulières.

I.4.1. Les postes de transformation HTB/HTA

Plusieurs schémas de postes de transformation encore appelés postes sources HTB/HTA existent dans les réseaux français. Ils assurent un rôle de transformation car ils permettent d'abaisser la tension au niveau HTA depuis les points de livraison en HTB pour acheminer l'électricité vers les réseaux de distribution, mais également de protection du réseau. La Figure I.3 présente le schéma d'un poste source HTB/HTA typique avec deux transformateurs (T_1 et T_2) équipés de régleurs en charge alimentant chacun une demi-rame. Chaque demi-rame alimente à son tour des départs HTA regroupés suivant la nature de l'architecture, souterraine ou aérienne et suivant le type de charge). En 2011, 2 240 postes sources étaient exploités par ERDF [18]. Les postes sources sont en général composés de deux à trois transformateurs mais suivant la zone à alimenter, ils peuvent en compter un ou plus de trois. Sur la Figure I.3 est représenté un poste source composé de deux transformateurs.

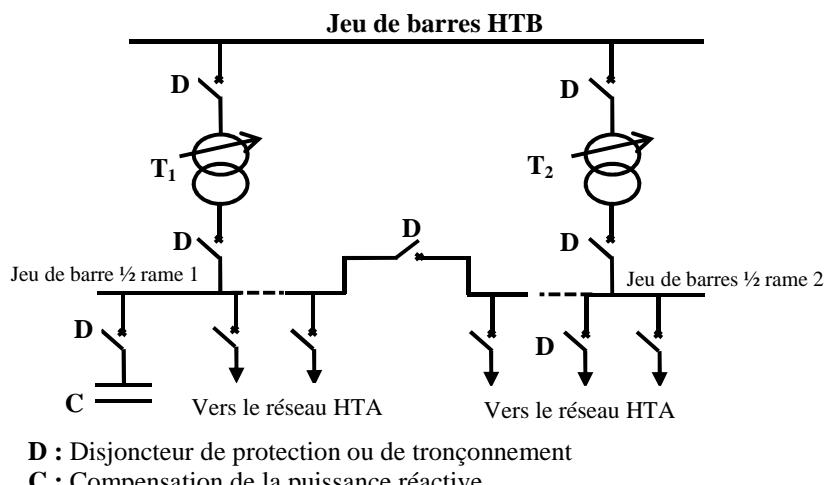


Figure I.3 : Schéma général d'un poste source HTB/HTA [19]

I.4.1.1. Les transformateurs avec régleur en charge

Les transformateurs HTB/HTA alimentent les départs HTA via des jeux de barres (demi-rames). Ces transformateurs sont équipés d'un régleur en charge qui permet de modifier le rapport de transformation en diminuant ou augmentant le nombre de spires de l'enroulement primaire, et ce sans coupure de l'alimentation, d'où leur nom de *On Load Tap Changer* (OLTC) en anglais. La commande de ce régleur en charge est assurée par un automate local de régulation de tension qui joue sur le rapport de transformation pour réguler la tension au jeu de barres HTA autour d'une tension de consigne donnée, et contribuer ainsi au réglage de tension sur les réseaux HTA et BT. Dans les réseaux français, la consigne de tension au niveau du jeu de barres HTA est usuellement de 1.04 pu pour un réseau sans GED et peut descendre jusqu'à 1.02 pu au besoin en leur présence.

Lorsque le poste source est composé d'au moins 2 transformateurs, un couplage est en général prévu entre les 2 demi-rames. Ce couplage permet, en cas de travaux ou de défaillance d'un de ces transformateurs, de reprendre tout ou partie⁴ de la charge de celui-ci. Afin que ces transformateurs puissent se secourir mutuellement, il convient de dimensionner la puissance nominale de ces transformateurs pour permettre la reprise de la charge en aval des deux transformateurs. Cela veut dire que dans ce cas de figure avec 2 transformateurs se secourant deux-à-deux, un transformateur fonctionne environ en demi-charge en fonctionnement normal. La Figure I.3 illustre deux transformateurs avec régleur en charge.

I.4.1.2. Les bancs de condensateurs

Les bancs de condensateurs participent à la compensation de l'énergie réactive consommée en aval des postes sources. Ils participent ainsi au réglage de tension HTB. La commande de ces bancs de condensateurs est actuellement assurée par un automate local de régulation varmétrique. Comme nous le verrons par la suite (cf. Chapitre II et Chapitre III), les bancs de condensateurs sont envisagés dans nos travaux comme un levier pour participer au réglage de la tension HTA.

La Figure I.3 montre un gradin de condensateur (élément C) connecté au jeu de barres. En général, les batteries de condensateurs sur Haute Tension A ont une puissance maximale de 9 MVar [20]. Elles sont regroupées en plusieurs gradins qui peuvent être enclenchés ou déclenchés séparément pour ajuster la puissance réactive fournie aux besoins de compensation.

⁴ Une partie de la charge peut en effet être reprise par le réseau par les postes sources adjacents.

I.4.2. Les autres éléments et composants

I.4.2.1. Les conducteurs électriques

Les lignes électriques HTA et BT⁵ permettent d'acheminer l'électricité en aval du poste source jusqu'à la consommation, mais également jusqu'aux Générateurs d'Energie Dispersés (voir section I.5). Elles sont plutôt aériennes en zone rurale et souterraines en zone urbaine. On parlera plutôt de câbles lorsqu'elles sont souterraines. Lors de la phase de dimensionnement, les contraintes sur la qualité de fourniture et en particulier la continuité de service avec les aléas météorologiques sont pris en compte. Tout ceci fait que le souterrain est plus privilégié de nos jours. En effet, si le dimensionnement du réseau HTA et BT est prévu pour respecter les contraintes techniques liés à la limite thermique des conducteurs et à la tenue en tension, il cherche également à déterminer la stratégie optimale en prenant en compte entre autres les dépenses d'investissement, le coût des pertes par effet Joule et le coût de l'énergie non distribuée, en estimant la probabilité de coupure [21].

I.4.2.2. Les organes de coupures

Les réseaux de distribution possèdent plusieurs types d'organes de coupure qui assurent différentes fonctions. Les interrupteurs et les disjoncteurs assurent une ouverture ou une fermeture en charge alors que les sectionneurs sont conçus pour fonctionner hors charge. Certains interrupteurs⁶ peuvent jouer le rôle des sectionneurs [22]. Ils répondent tous à des normes spécifiques relatives à leur fonction. Parmi ces éléments, certains sont télécommandables d'où leur appellation d'Organe de Manœuvre Télécommandé (OMT). Aujourd'hui, l'utilisation de ces matériels est conditionnée par leurs caractéristiques, notamment la tenue mécanique (nombre de cycles ouvert-fermé) et électrique (pouvoirs de coupure et de fermeture) [23]. La protection peut être assurée par des fusibles (F) ou des disjoncteurs (D). Des sectionneurs (IS et IT) assurent le découplage des composants tandis que des interrupteurs manuels ou télécommandés (I1et I2) assurent des manœuvres sur la moyenne tension (cf. Figure I.4).

I.4.2.3. Les charges ou les postes HTA/BT

Dans le réseau de distribution moyenne tension, les charges sont soit des clients en moyenne tension soit des postes HTA/BT⁷ qui délimitent par la même occasion la frontière avec la basse tension. Les données des charges dont disposent les opérateurs actuels sont

⁵ ERDF gère au total 1,3 million de kilomètres de lignes [10].

⁶ Si les interrupteurs assurent la fonction de sectionnement, ils doivent, en complément, répondre aux normes relatives aux sectionneurs.

⁷ ERDF gère 750 400 postes de transformation HTA/BT et dessert 35 millions de clients [10].

« estimées » en amont des postes HTA/BT. Les pertes des postes HTA/BT et des lignes BT sont prises en compte dans ces estimations par agrégation⁸ à partir de la consommation des clients de la basse tension [24]. Certes, les méthodes d'estimation varient suivant le type d'étude à mener, mais il est clair que la justesse des calculs qui utilisent les données des charges est fortement dépendante de leur précision et de leur exactitude. La Figure I.4 illustre les différents postes HTA/BT présents dans les réseaux français. Ils assurent la liaison avec la basse tension via des transformateurs abaisseurs (HTA/BT) [25].

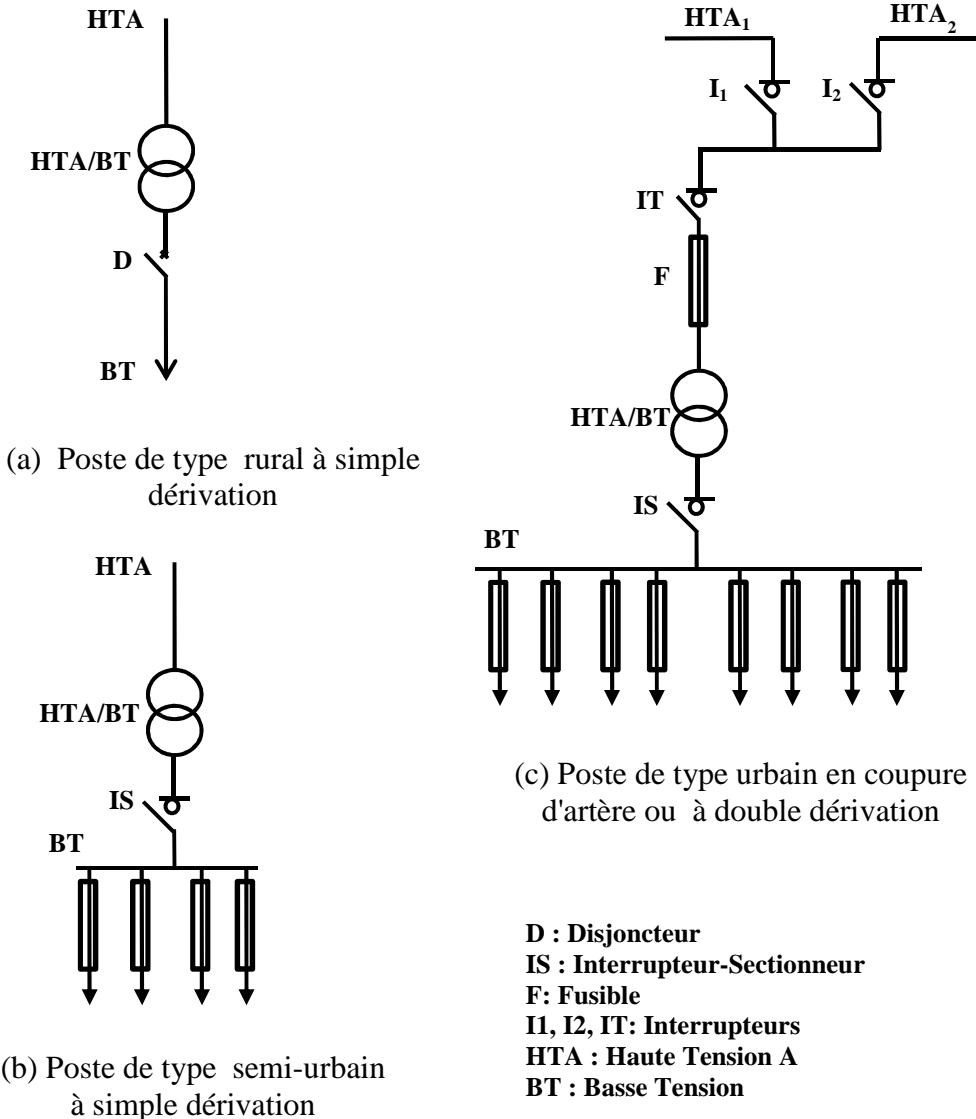


Figure I.4 : Structures de postes HTA/BT

⁸ Cela consiste à représenter plusieurs charges pouvant être de nature différente par une seule charge qui décrit avec plus ou moins de précision le comportement de l'ensemble des charges élémentaires [20].

I.4.3. Différents modes de distribution : structure et topologie

La structure d'un réseau de distribution est définie par l'ensemble des composants et éléments du réseau et les liens de connectivité qui existent entre eux. La topologie fait référence à une structure particulière à un instant donné de fonctionnement, en d'autres termes à une configuration spécifique. La problématique traitée dans ces travaux (voir paragraphe I.7) requiert la connaissance de la structure, autrement dit la position des postes de transformation, celle des transformateurs avec régleur en charge, des interrupteurs télécommandables, de lignes, autrement dit de l'ensemble des composants et éléments du réseau. De manière générale, les réseaux de distribution français sont composés de plusieurs types d'architecture qui dépendent de plusieurs facteurs liés, notamment à la densité de charge, à la zone à couvrir et au type de clients à desservir [25]- [26]. Le choix d'une architecture prend également en compte d'autres paramètres comme la qualité de l'énergie fournie, la continuité de l'électricité (via les possibilités de réalimentation des clients pour travaux ou incident), les pertes par effet Joule. D'autre part, ce choix intègre les perspectives d'évolution de l'architecture pour s'adapter à la croissance de la consommation. On distingue sur la Figure I.5, les différentes structures d'alimentation qui existent en France. Les zones rurales sont marquées par des charges plutôt éparses géographiquement et des densités de charge très hétérogènes et en général assez faibles. De plus, les distances à parcourir pour desservir les charges sont souvent longues [27]. La structure de telles zones est arborescente. Les lignes aériennes alimentent les postes HTA/BT en grappe et sont reliées à l'ossature principale des câbles souterrains. Des structures à deux voies d'alimentation, en coupure d'artère ou en double/multiples dérivations sont plutôt réservées pour les zones urbaines. En effet, ces structures répondent au critère de la redondance afin de faciliter la continuité du service après un défaut (vu le nombre important de clients touchés et le temps de localisation et réparation du tronçon en défaut plus long en souterrain).

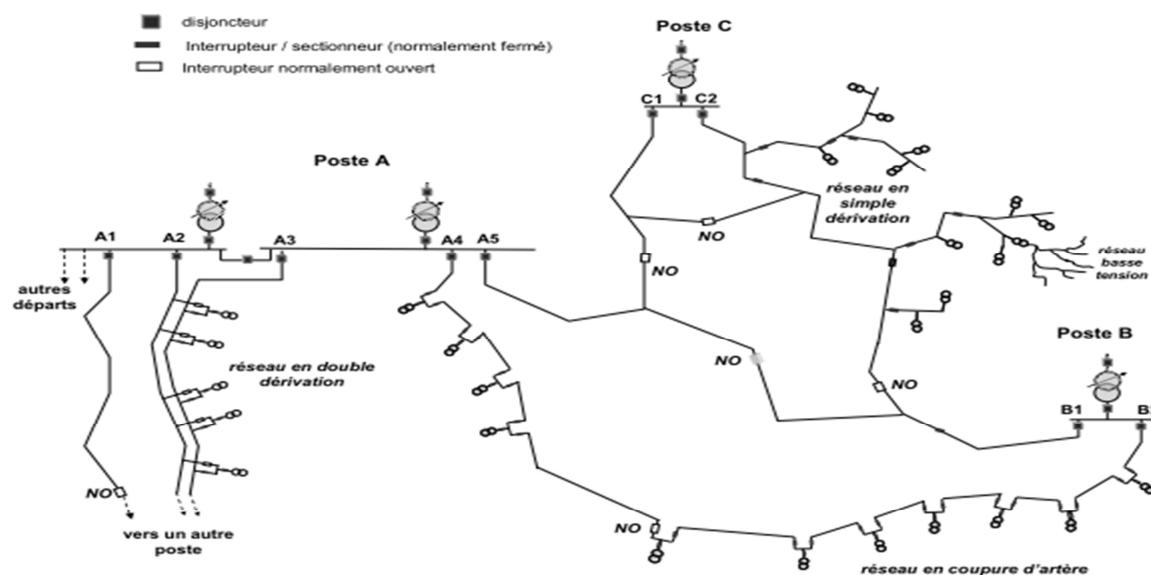


Figure I.5 : Structure des réseaux de distribution français [23]

L'ensemble de ces structures sont en boucles ou maillées à la conception. Le bouclage peut être réalisé [26] :

- a. Sur le même poste source,
- b. En fuseau avec un ou plusieurs points de réflexion,
- c. Entre postes sources avec des lignes intra et inter postes ou en épi (mixte entre a et b).

Pour de plus amples détails, le lecteur pourra se reporter aux références [25]- [26] qui décrivent l'ensemble de ces structures. Cependant, leur schéma d'exploitation est soumis à d'autres exigences comme le choix de fonctionner suivant une topologie radiale. Cela signifie qu'il ne doit exister à un instant donné qu'un unique chemin reliant toute charge (poste HTA/BT par exemple) du réseau à son point d'alimentation (poste HTB/HTA). En effet, l'exploitation en structure maillée nécessiterait un plan de protection adapté avec plus d'organes de protection (sur chaque tronçon des mailles) et un dimensionnement des protections avec des pouvoirs de coupures beaucoup plus importants, à l'image du courant de court-circuit. De plus, des algorithmes de détection de défaut ainsi que des logiques de sélectivité plus complexes seraient nécessaires. Le plus souvent en maillé (comme ce qui est le cas dans les réseaux de transport), les protections sont communicantes.

Ce paragraphe permet de prendre la mesure de l'ensemble des éléments et du fonctionnement des réseaux de distribution qui sont, de par leur composition et leur hétérogénéité, complexes. La compréhension de tout cet ensemble est utile à la mise en œuvre des algorithmes pour optimiser son fonctionnement.

I.4.4. La conduite dans les réseaux de distribution

La conduite dans les réseaux de distribution est définie, en France, comme étant l'ensemble des actions pour assurer l'exploitation du réseau, la qualité de la fourniture d'électricité et rétablir l'alimentation lorsque celle-ci a été interrompue [28]. En effet, les réseaux de distribution français, à l'instar du réseau de transport sont pilotés depuis des centres de conduite régionaux voire locaux. Les actions à mener sont décidées suivant une connaissance préalable de l'état du réseau. Plusieurs types d'information, télésignalisations et télémesures, remontent vers le poste de conduite, lequel peut à son tour envoyer des télécommandes ou des télévateurs de réglage à certains éléments du réseau. Dans la plupart des pays, les postes de conduite sont dotés d'un système informatisé qui peut comprendre tout ou une partie des fonctions suivantes :

- d'une fonction de conduite temps réel intégrant le traitement des alarmes, des télécommandes et des télésignalisations et la gestion des alarmes appelée SCADA (*Supervisory Control And Data Acquisition* en anglais),
- d'une Interface Homme Machine (IHM) pour la visualisation en temps réel du réseau
- des fonctions de calculs (calculs de répartition de charge, de court-circuits,...),

- des Fonctions DMS (*Distribution Management System*) entre autres, pour aider les opérateurs de la conduite et de la supervision dans la prise de décision.

Dans cet ensemble, notre travail consiste à étudier de nouvelles fonctions DMS que nous avons appelées précédemment Fonctions Avancées d'Automatisation (FAA), qui pourraient être envisagées pour l'aide à la conduite du réseau de distribution. Mais auparavant, nous allons aborder la production décentralisée.

I.5. La production décentralisée

I.5.1. Aperçu général

La production d'électricité, en France, était à la fin du XX^{ième} siècle essentiellement assurée par des centrales de production de taille importante, comme les centrales nucléaires et hydrauliques. Une part de la production était assurée par des moyens de pointe, c'est-à-dire des centrales de production suffisamment flexibles pour aider à assurer l'équilibre offre/demande, comme les barrages hydrauliques ou les centrales thermiques à flamme (charbon, gaz, pétrole). Depuis quelques années, de nouvelles formes de productions sont raccordées sur les réseaux de transport ou de distribution. De par le caractère particulier de leurs sources primaires comme le vent, le soleil et la biomasse, elles sont aussi qualifiées d'énergies renouvelables en opposition avec la production traditionnelle qui dépend pour une bonne part d'énergies fossiles. Elles sont regroupées autour d'un concept relativement nouveau de Génération d'Energie Dispersées, ou de Générateurs d'Energie Dispersés, ou encore Décentralisés (GED). Cependant, il n'y a pas un consensus sur des critères spécifiques établis pour qualifier une production de décentralisée. Les définitions varient suivant les pays comme l'atteste T. Ackermann et al [29]. Dans le cadre de nos travaux, nous considérons les sources connectées au réseau de distribution moyenne tension comme Générateurs d'Energie Dispersés (GED). En France, ils auront une puissance comprise entre 250 kVA et 12 MW, sauf cas particulier [30]. Les producteurs raccordés en basse tension sont pour leur part pris en compte dans la puissance caractérisant les postes HTA/BT car on ne modélise pas ici la basse tension. Les sources renouvelables les plus courantes sont aujourd'hui l'éolien terrestre et en mer, le solaire photovoltaïque et l'hydraulique. Le concept de GED englobe, en plus de la production d'électricité à base de sources renouvelables, la cogénération ainsi que les systèmes de stockage d'énergie. Parmi ces systèmes de stockage, on peut citer les batteries, les supercapacités, les volants d'inertie et les supraconducteurs, qui ne sont pas présents sur le réseau de distribution français à ce jour.

I.5.2. Avantages, intérêts et perspectives de développement

Ces derniers années ont vu un accroissement de la production à base d'énergie renouvelable [17].

En effet, ces nouvelles formes de production présentent à ce titre des avantages comme :

- la diversification des sources de production tout en profitant des ressources naturelles,
- les sites de production plus faciles à trouver,
- des technologies pouvant être plus propres,
- des temps d'installation plus courts.

Selon une étude optimiste des auteurs de la référence [31], elles présenteraient, au-delà de ces avantages, des intérêts aussi bien pour les fournisseurs que pour les consommateurs. En effet, la production décentralisée permettrait aux Gestionnaires de Réseaux de retarder les investissements sur le réseau. Dans une certaine mesure, cela permettrait de diminuer leur facture énergétique et ce pour les raisons suivantes :

- Les pertes des lignes seraient moins importantes si les flux de puissances des producteurs et des consommateurs sont corrélés et donc le coût associé aux pertes diminuerait potentiellement.
- Les puissances de transit aux postes sources seraient moins conséquentes avec l'hypothèse que la consommation soit plus ou moins synchrone avec la production.

Mais, il faut préciser à ce fait que de manière générale, et contrairement à ce que l'on pourrait attendre, la présence de production décentralisée ne permet pas systématiquement de réduire des coûts d'investissements, ni d'assurer une réduction des pertes. En effet, en l'absence de solutions de réglage en temps réel et de certitude sur la corrélation des énergies intermittentes avec la consommation locale, les gestionnaires de réseau de distribution dimensionnent leur réseau pour des situations extrêmes, et ne peuvent donc totalement pas tirer parti de la proximité entre consommation et production. Toutefois, lorsque la production à raccorder est inférieure à la capacité d'accueil en un point de raccordement, le raccordement de cette production peut se faire sans investissement préalable sur le réseau. En ce qui concerne la réduction des pertes, elle est parfois possible, lorsque les producteurs et consommateurs ont des puissances corrélées et que la production reste modérée par rapport à la consommation. Dans de nombreuses zones, la concentration de la production décentralisée est telle que la production est plus forte que la consommation du départ où elle est raccordée. La production est même parfois trop importante pour être raccordée en départ mixte ; des départs dédiés sont alors construits, sans perspective de réduction des pertes Joule HTA par proximité avec les lieux de consommation.

Dans l'idéal, les avantages sont quelque peu du même ordre pour les consommateurs toujours selon la référence [31]. Ils pourraient diminuer leur facture en consommant leur propre production. Ou, comme dans la majorité des cas, revendre à des tarifs d'achat supérieurs aux tarifs de vente [32]. Cependant, l'analyse des bénéfices pour le client à ce jour reste compliquée. Les bénéfices peuvent être plus mitigés sans les politiques d'incitation de l'Etat sur la revente et sur l'investissement pour l'installation.

D'un autre côté, les évolutions technologiques autour des GED font que certaines d'entre elles comme les éoliennes gagnent en maturité et apportent des perspectives pour une meilleure

intégration dans les réseaux. Pour l'heure, les GED sont une alternative à la production traditionnelle bien que leur part sur la production électrique globale est encore faible. En effet, sur l'année 2013 en France, la production d'origine renouvelable (hors hydraulique représentant 13,7 % de la production totale) représentaient 4,8 % de la production totale [17].

Par ailleurs, ces systèmes de production induisent des impacts non négligeables sur le fonctionnement des réseaux de distribution.

I.5.3. Impacts sur les réseaux de distribution

Dans l'optique d'une insertion massive des GED, des études approfondies avaient été initiées en vue de leur arrivée. En effet, n'ayant pas été conçu pour accueillir de la production avec des taux d'insertion significatifs, le réseau de distribution doit s'adapter à ce nouveau paradigme. Des études ont pu montrer qu'au-delà des avantages présentés à la section précédente, la décentralisation de la production soulève des problématiques qui doivent nécessairement être prises en compte lors de sa mise en œuvre. Ces problématiques sont notoires car la consommation et la production ne sont pas synchrones dans la plupart des cas. Les références [33]- [34] traitent par exemple les impacts dont on peut rappeler les principaux ci-dessous:

- Impact sur le plan de tension

Les limites contractuelles et réglementaires de tension en France sont les suivantes :

- la tension au niveau de chaque client HTA doit être maintenue dans une plage de +/- 5 % autour de sa tension contractuelle (souvent égale à la tension nominale du réseau)
- la tension au niveau de chaque client BT doit être maintenue dans une plage de +/- 10 % autour de la tension nominale du réseau BT.

Le réglage de tension sur le réseau de distribution est assuré par les transformateurs avec régulateurs en charge (paragraphe I.4.1.1) qui maintiennent la tension au jeu de barres HTA autour d'une valeur de consigne définie. Les réseaux sont ensuite dimensionnés pour que la tension soit maintenue dans les limites contractuelles en toutes circonstances en considérant ce dispositif de réglage de tension. La présence de production décentralisée rend la problématique du plan de tension plus complexe car en aval d'un même transformateur HTB/HTA il peut désormais y avoir des élévations de tension sur certains départs HTA avec beaucoup de production mais également des chutes de tension sur ceux sans production.

- Impact sur les pertes et les transits de puissances

Dans les réseaux de distribution « conventionnels », les transits de puissance sont unidirectionnels. Mais en présence de GED, ils peuvent devenir bidirectionnels à cause des puissances qu'injectent ces derniers. Ainsi, dans certains cas de figure, ces transits peuvent augmenter les pertes dans le réseau, et ce malgré le fait que leur production soit plus proche de la consommation. Lorsque la part de production décentralisée est localement très

importante, il peut arriver également, qu'il y ait un surplus de production localement, et donc un refoulement de puissance vers le réseau de transport [26].

- Impact sur la qualité de la tension

L'insertion des GED peut être également la cause de plusieurs effets à éviter, en particulier sur la qualité de la tension. On peut citer le papillotement ou « *flicker*⁹ », fluctuations rapides de tension d'amplitude souvent faibles dans une plage de fréquence très particulière de 0,25Hz à 25 Hz à cause de l'intermittence et la variation temporelle de la production des GED. Cela peut être lié à la technologie utilisée, par exemple les éoliennes de type machine asynchrone à cause du gradient de vent selon la hauteur des pâles et des perturbations aérodynamiques engendrées par le mât. D'autres impacts venant perturber la qualité de l'onde de tension sont à relever : les creux de tension¹⁰ notamment lors de la connexion des GED, les harmoniques¹¹ dues à l'interfaçage d'appareils d'électronique de puissance et les déséquilibres du système triphasé dus à la connexion de producteurs monophasés en basse tension [26].

- Impact sur les courants de court-circuit et le plan de protection

L'hypothèse essentielle lors de la mise en œuvre du plan de protection consiste à considérer que seul le réseau amont fourni de la Puissance de Court-Circuit (Pcc). Or l'introduction des GED modifie cette hypothèse fondamentale car ils contribuent aux courants de court-circuit [35]. On peut citer deux complications qui peuvent apparaître dans ces cas: l'aveuglement ou des déclenchements intempestifs des protections. En effet, suite à un défaut sur un départ où est connecté un GED, l'apport du courant de court-circuit du GED diminue le courant de défaut vu par la protection du départ. De ce fait, la protection ne déclenche pas car le courant ne dépasse pas le seuil correspondant. Par ailleurs, pour un défaut sur un départ adjacent, le courant du GED peut amener des déclenchements intempestifs si le courant de défaut du GED est supérieur au seuil de la protection du départ adjacent. Tous ces impacts doivent alors être pris en compte lors du dimensionnement du matériel et de l'étude des conditions de raccordement. Des solutions sont proposées à ce sujet et on pourra se reporter à la référence [35] pour de plus amples détails.

⁹ C'est un phénomène de gêne physiologique visuelle ressenti par les utilisateurs de lampes alimentées par une source commune à l'éclairage et à une charge perturbatrice.

¹⁰ Diminution brutale de la tension de fourniture comprise entre 10 et 90 % de la tension contractuelle pouvant durer 10ms à 3min

¹¹ Déformation des ondes de tension et/ou de courant

Pour de plus amples détails sur les impacts de manière générale, le lecteur pourra se reporter à la référence J. F. Canard [1] et en complément sur les travaux de M. C. Alvarez [26] traitant la planification et l'exploitation en présence de GED.

I.6. L'évolution en cours des réseaux de distribution

L'arrivée de la production renouvelable est une évolution majeure, mais ce n'est pas la seule dans le système électrique et plus précisément dans des réseaux de distribution. On peut aussi citer l'arrivée des véhicules électriques. C'est pourquoi, l'amélioration des méthodes de dimensionnement, des modes d'exploitation mais aussi de pilotage est à l'étude dans ce nouveau contexte. Les unités de production décentralisée dans les réseaux de distribution provoquent des impacts techniques comme dit précédemment sur les grandeurs électrotechniques mais également sur les tenues et le vieillissement des matériels. Afin de continuer à assurer une sécurité d'approvisionnement et une efficacité énergétique, plusieurs pistes sont envisagées et sont à l'étude. En effet, ce nouveau paradigme impose de trouver de nouvelles solutions, autant pour la conception que pour la conduite des réseaux de distribution. Nous parlerons dans ce cas de solutions structurelles et opérationnelles qui font l'objet des sections suivantes. Le concept de réseau intelligent (*Smart Grid*) sera le sujet du paragraphe I.6.3.

I.6.1. Les solutions structurelles

Par solutions structurelles on entend, lors de la phase de la conception et de planification, d'imaginer de nouvelles manières d'accueillir davantage de productions décentralisées. Actuellement, le renforcement du réseau est la solution retenue pour l'insertion des GED. De nombreux travaux tentent de trouver d'autres solutions structurelles à mettre en œuvre. On peut citer les références [26], [36], [37] et [38] à titre d'exemples. L'une des principales visées¹² lors de la planification des architectures est la minimisation des investissements engagés (en terme de coûts d'investissement « *CAPEX* » et d'opération « *OPEX* ») tout en visant des objectifs de qualité de service. Cette qualité de service peut être atteinte, entre autres, sur des actions de reprise de service et donc avec la redondance des voix d'alimentation du réseau. La référence [26] a montré que de nouvelles architectures (hybrides) peuvent ainsi répondre à ces objectifs économiques tout en augmentant la capacité d'accueil pour les GED. Elles peuvent aussi être envisagées lors d'un renforcement d'une partie du réseau pour éviter les problèmes de congestions. Toutefois, ces études doivent être complétées par une étude du plan de protection, qui est une problématique essentielle pour les réseaux de distribution. Les études également menées dans le cadre des limiteurs supraconducteurs [39]

¹² Bien sûr, ce ne sont pas les seuls objectifs, on peut citer aussi un objectif de continuité de fourniture (mesurée par le respect du produit PL) et de qualité du plan de protection. Le produit PL est le produit de la puissance totale d'une zone donnée par la longueur totale de cette zone. L'équilibrage du produit de PL de plusieurs zones permet d'avoir une puissance coupée statistiquement identique dans ces zones [18]. Il y a également des contraintes liées à la géographie des charges à respecter.

ou à base d'électronique de puissance [40] rentrent dans le cadre des solutions structurelles. On commence à voir apparaître marginalement des éléments de stockage et du concept de µGRID même s'ils ne sont pas encore effectifs.

I.6.2. Les solutions opérationnelles

Les solutions opérationnelles permettent non seulement de différer les investissements en un sens par opposition aux solutions structurelles mais aussi d'améliorer et d'adapter les modes de conduite actuels. Les solutions opérationnelles envisagées aujourd'hui changent pour ainsi dire la vision courante de la conduite car elles cherchent à s'adapter au nouveau contexte (production décentralisée, NTIC...). L'automatisation du réseau de distribution accompagnée de la mise en place de nouvelles fonctions DMS est une des solutions opérationnelles à l'étude. Le déploiement de ces solutions avancées exige une meilleure connaissance de l'état du réseau, laquelle peut être obtenue grâce à une fonction d'estimation d'état. La solution la plus répandue consiste à reconstituer l'état du réseau à partir de la modélisation des charges et du réseau, auxquelles on ajoute le nombre de mesures physiques nécessaire pour obtenir une précision donnée [41]. Cette solution est privilégiée dans les réseaux de distribution. En effet, contrairement au réseau de transport où l'estimation d'état se fait avec un nombre important de capteurs pour avoir plus de redondance, l'estimation dans les réseaux de distribution est assujettie à un compromis technico-économique entre la précision et le coût. Car, au vu du nombre d'ouvrages, le coût serait exorbitant comparé à la précision obtenue. Pour un fonctionnement optimal, l'observabilité et la reconstruction de l'état du réseau devraient être accompagnés d'une prédition de la charge [24] aussi précise que possible. Une erreur sur les données relatives à la charge dégrade la précision de l'estimateur d'état. Cette fonction d'estimation d'état serait utilisée pour alimenter les calculs d'optimisation des nouvelles fonctions avancées de conduite dont on peut citer les fonctions de réglage de la tension [32] [33] [42], les fonctions de reconfiguration en régime normal [23] et l'autocicatrication [43]. Autrement dit, le pilotage et les outils d'aide à la conduite pourraient représenter une alternative pour améliorer la conduite des réseaux face à une complexité croissante. Des solutions sur la gestion sont aussi étudiées notamment pour gérer l'équilibre entre l'offre et la demande par une adaptation de la courbe de charge en pilotant la consommation (effacement de la consommation) [44] [45].

Les règles permettant de prioriser les solutions structurelles et opérationnelles sont actuellement à l'étude. C'est un mixte de l'ensemble qui permettra au réseau de distribution du futur de devenir plus **flexible** et plus **actif**, ces solutions étant complémentaires dans une certaine mesure. Néanmoins, il convient de dire que les solutions opérationnelles ne sont pas au même niveau de maturité que les solutions structurelles. Nous illustrons ces propos par l'exemple de la production décentralisée qui, pour son raccordement, impose parfois le renforcement du réseau pour éviter les problèmes de congestion des lignes, voire la construction de nouveaux postes sources ou la construction de nouveaux départs dédiés exclusivement aux GED (solution structurelle), alors que dans d'autres situations, le pilotage des GED pourraient être suffisant pour les intégrer (solution opérationnelle). De même, on peut voir l'augmentation du nombre d'OMT à la fois comme une solution opérationnelle dont

l'objectif est d'optimiser le fonctionnement du réseau en augmentant les possibilités de reconfiguration du réseau et structurelle en fonctionnant suivant des structures de réseaux maillés [23].

Au-delà de la perspective de recherche de solutions structurelle et opérationnelle citées plus haut, il apparaît que les gestionnaires de réseau de distribution doivent relever de nouveaux défis pour pouvoir intégrer de nouvelles solutions de conduite. De fortes évolutions sont à mettre en œuvre, tant au niveau de la réglementation, des systèmes d'information (SI) que des possibilités de supervision temps réel afin d'augmenter l'observabilité et la commandabilité des réseaux de distribution.

D'un autre point de vue, les solutions sur le déploiement de ces applications impactent également l'architecture de conduite qui, suivant les besoins, pourrait être centralisée (comme actuellement) ou décentralisée (suivant des Systèmes Multi-Agents, SMA ou chaque élément pourrait communiquer avec les autres) [43]. Les **centres de conduite de demain** devraient néanmoins rester **centralisés** ou du moins **maîtres des opérations** tout en intégrant l'ensemble des **besoins opérationnels** pour une **conduite avancée** des réseaux.

Nous avons vu que les réseaux de distribution sont confrontés à d'importantes évolutions. Pour maintenir, voire améliorer, leurs performances sur l'ensemble de la chaîne (des producteurs jusqu'aux consommateurs), il pourrait être souhaitable de les rendre d'avantage flexibles et actifs.

I.6.3. Les réseaux électriques intelligents ou « Smart Grid »

Au vu de la nécessité de proposer des solutions opérationnelles pour la gestion et la conduite des réseaux de distribution du futur, les Nouvelles Technologies de l'Information et de la Communication (NTIC) apportent de nouvelles opportunités de modernisation. Ce qui s'explique par le fort développement qu'elles ont connu ces dernières années. Elles offrent aujourd'hui une alternative pour faire évoluer l'exploitation et la conduite des réseaux en aidant à les rendre plus intelligents, sachant que le déploiement de l'intelligence nécessite de la communication. Elles fournissent les moyens de rendre les réseaux de distribution plus flexibles et actifs dans le sens où des solutions technologiques modernes permettent un contrôle accru de l'ensemble de la chaîne de la production jusqu'à la consommation. C'est dans ce contexte qu'a émergé le concept des *Smart Grid* pour accompagner l'évolution vers les réseaux du futur.

Les termes *Smart Grid* ou *Smart Power Grid* sont désormais admis officiellement dans le vocabulaire de l'énergie comme désignant les réseaux électriques intelligents. Ce concept a été adopté par la communauté européenne [46] qui fournit une définition précise de cette notion : « [des] réseau[x] électrique[s], qui intègre[nt] intelligemment les actions des producteurs et des consommateurs qui y sont connectés, afin d'offrir un approvisionnement en électricité efficace, durable et économique en toute sécurité ». Il existe néanmoins autant de

définitions que d'acteurs mais tous sont d'avis que l'intelligence au service des réseaux de distribution doit remplir plus ou moins les fonctions ci-après. Selon la référence [46], un réseau électrique intelligent doit :

- « *Faciliter l'intégration et le fonctionnement des sources de production de toutes tailles,*
- *Permettre aux consommateurs de jouer un rôle dans l'optimisation du fonctionnement du système,*
- *Fournir plus d'informations aux consommateurs,*
- *Réduire de manière significative l'impact environnemental de l'ensemble du système d'approvisionnement en électricité,*
- *Maintenir et améliorer les niveaux élevés actuels de la fiabilité du système, la qualité et la sécurité d'approvisionnement,*
- *Maintenir et améliorer les services existants de manière efficace,*
- *Favoriser le développement d'un marché européen intégré. »*

Ces nouvelles technologies viendront en appui des équipements électrotechniques traditionnels afin de rendre le réseau de plus en plus intelligent avec trois objectifs principaux: l'accessibilité, la fiabilité et l'efficacité dans la fourniture d'électricité. La vision des réseaux intelligents englobe entre autres les politiques pour l'intégration de nouveaux usages comme le véhicule électrique, des nouvelles technologies de production et de stockage, de nouvelles fonctions avancées de conduite avec une présence croissante de dispositifs électroniques intelligents (IED, *Intelligent Electronic Devices*).

Les travaux présentés par la suite seront focalisés sur les solutions opérationnelles qui, dans une certaine mesure, ne sont envisageables qu'avec l'introduction de plus de visibilité et d'intelligence dans les réseaux de distribution.

I.7. Positionnement de notre problématique

L'acheminement de l'électricité induit des pertes sur les réseaux de distribution. Elles représentent au total 6% de l'énergie acheminée soit 20 TWh/an pour ERDF [47]¹³. Donc réduire les pertes sur les réseaux de distribution est une problématique importante : si la réduction était conséquente, elle pourrait favoriser une réduction du coût de l'énergie et des gaz à effet de serre. Cette réduction devra être évaluée sur des périodes assez conséquentes, par exemple annuelle. Bien entendu le gain attendu devra au moins être équivalent aux coûts d'investissement et d'exploitation que les stratégies de réduction des pertes nécessiteraient.

¹³ Cela représente les pertes techniques (échauffement des conducteurs et des transformateurs) et non techniques (énergie consommées mais non attribuable).

Pour l'heure, nous définissons et évaluons des stratégies de réduction des pertes techniques pour un instant donné, en d'autres termes pour un point de fonctionnement donné du réseau. En effet, pour réduire les pertes techniques sur les réseaux de distribution tout en respectant les limites contractuelles de tension, plusieurs stratégies peuvent être envisagées [23] : un réglage approprié de la tension, un changement de la topologie du réseau, une combinaison des deux premières, voire un déplacement de la consommation et/ou de la production. Toutes ces stratégies doivent tenir compte de la présence des GED. Les deux premières stratégies ont fait l'objet respectivement des travaux suivants :

- La fonction de réglage de la tension (VVC, *Volt Var Control* en anglais) [32], [48], [49] et [50].
- La reconfiguration de réseau pour optimisation des flux [23], [51], [52] [53], [54], [55], [56], [57], [58] et [59].

Nos travaux s'adressent à la troisième stratégie qui consiste à combiner les deux premières stratégies. Mais avant de rentrer plus en avant dans les travaux de thèse, nous nous proposons de poser la problématique de chacune.

Pour mener à bien les actions de ces deux fonctions, des moyens de réglages différents sont utilisés. Les actions combinées des transformateurs à régleurs en charge, des bancs de condensateurs même si leur influence est moindre, (cf. paragraphe II.7.5) et du réactif des GED sont coordonnées pour réguler la tension du réseau. La reconfiguration s'opère par l'intermédiaire des interrupteurs télécommandés.

Pour illustrer nos propos, prenons l'exemple de la Figure I.6 représentant un réseau de distribution simple composé de deux départs qui se secourent sur deux postes sources différents. Le réseau conserve, en mode d'exploitation normal, une configuration figée et radiale (cf. section I.4.3).

Le réglage de tension habituel utilise les régleurs en charge des transformateurs pour maintenir la tension au jeu de barres HTA et des règles de planification associées pour assurer un plan de tension qui reste dans les limites admissibles. Par exemple, en période de pointe avec une forte charge, l'automate local ajuste la prise des transformateurs pour suivre la consigne de tension au jeu de barres HTA. Il existe deux stratégies de régulation de la tension : le réglage avec ou sans compoundage¹⁴. Dans les deux cas, la décision de changer la prise du régleur pour suivre la tension de consigne du jeu de barres s'effectue au niveau du poste source sans connaître au préalable l'état de l'ensemble du réseau ni son plan de tension.

¹⁴ La tension de consigne est fixée au nœud du jeu de barres pour le réglage sans compoundage. Pour le compoundage en France, il compare la tension de consigne à U-ZI ou U et I sont mesurés au jeu de barres. Et le Z revient à représenter l'image d'un nœud plus éloigné du réseau

En effet, le plan de tension est évalué en planification en s'assurant qu'il est correct dans des situations extrêmes dont on veut se prémunir.

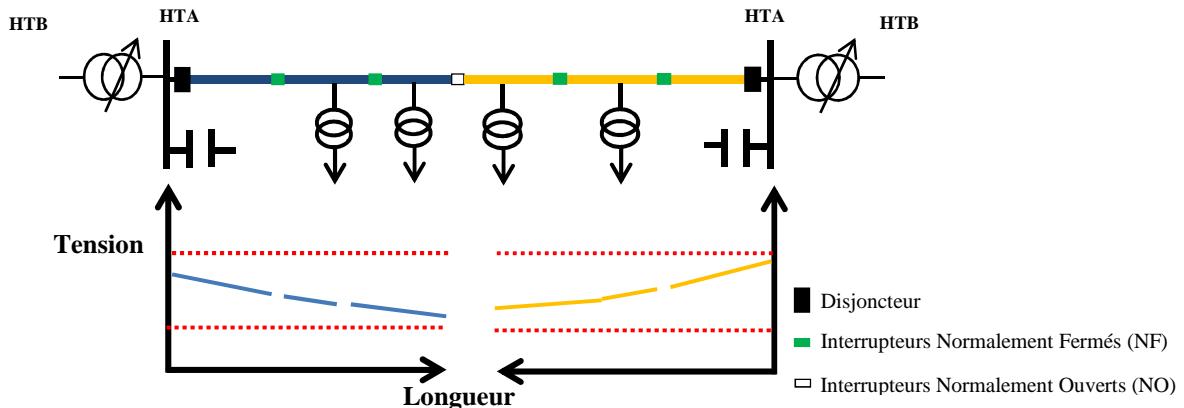


Figure I.6 : Exemple de réseau et profil de tension des différents départs

Ceci implique qu'en présence de GED, si on s'autorisait à aller au-delà de la puissance maximale raccordable sous contrainte de tension, des dépassements de tension pourraient apparaître comme on peut le voir sur la Figure I.7.a, où la tension sort des limites admissibles du fait de la puissance injectée en ce nœud. Si l'on voulait augmenter la capacité d'accueil des réseaux de distribution, un réglage plus fin de la tension de consigne au jeu de barres HTA pourrait être envisagé. Le réglage avec compoundage quant à lui, permet de prendre en compte l'état de charge moyen du réseau, donc des chutes de tension en aval du transformateur par la mesure du courant transitant sur ce dernier. Toutefois, en présence de GED, le courant transitant au niveau du transformateur ne reflète plus la chute de tension le long des départs. Par exemple, si ce courant est faible, il n'est pas possible de savoir si cela est dû à des consommations peu importantes, ou si c'est dû à une production importante qui vient compenser la consommation, elle-même importante. C'est la raison pour laquelle le compoundage n'est plus utilisé aujourd'hui. Aujourd'hui, des solutions alternatives au renforcement pour résoudre ce type de problème sont à l'étude. On peut citer l'idée du réglage de la tension en présence de GED, suggérant d'ajuster la puissance réactive du GED pour ramener la tension dans ses limites contractuelles en plus de coordonner les actions des gradins de condensateurs et des régleurs en charge [33]. Ce concept a été repris notamment par [32] avec l'algorithme de l'Optimisation Mixte Découplée (OMD). L'idée à ce niveau peut être résumée de la façon suivante : déterminer une tension de consigne au jeu de barres HTA à l'aide de la puissance réactive des GED, des gradins de condensateurs et des régleurs en charge. Ainsi, on effectue une optimisation suivant un objectif défini qui peut être la réduction des pertes Joule ou juste la minimisation des écarts de tension. On peut donc utiliser le GED, qui est à l'origine de cet inconvénient pour résorber ce problème. Les producteurs deviennent des éléments **actifs** dans ce sens.

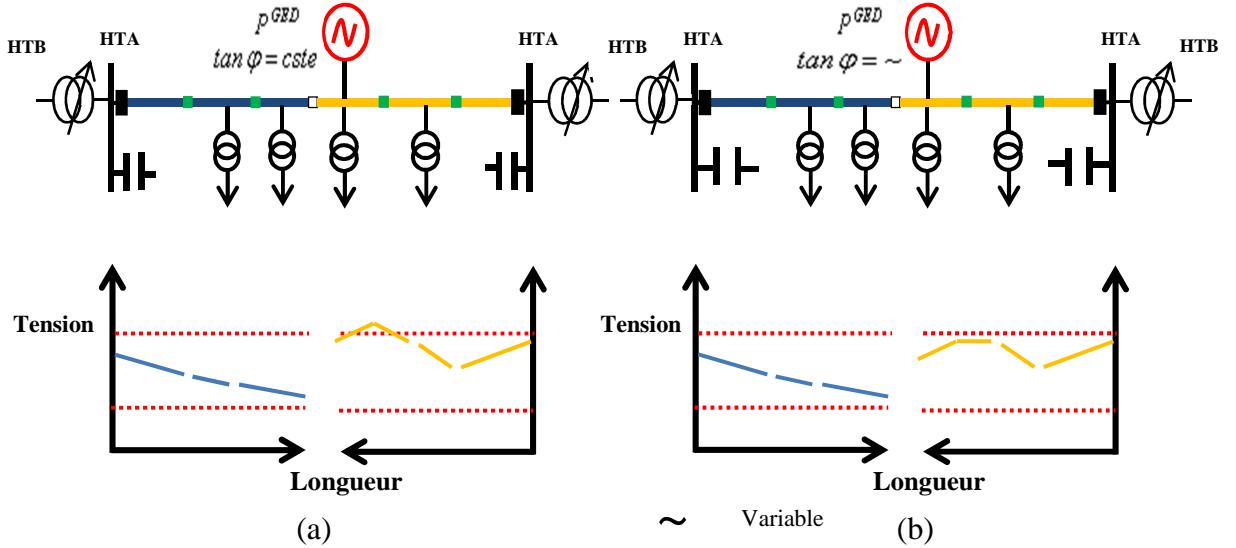


Figure I.7 : Réglage de la tension en présence de GED sans (a) et avec (b) le réactif comme levier

La problématique relative à la fonction de reconfiguration en régime normal est différente. En effet, l'exemple de réseau précédent (Figure I.7.a et b) est suivant une configuration bien figée. Etant donné que le réseau comporte des organes de manœuvres lui permettant de changer cette configuration ou sa topologie, on peut modifier le schéma de fonctionnement en vue d'essayer de respecter les contraintes imposées voire de minimiser les coûts de fonctionnement au travers des pertes [23]. Donc, en manœuvrant des organes de coupures (OMT), on cherche à trouver de meilleures configurations. A titre illustratif, prenons les exemples des Figure I.6 et Figure I.7.a qui après reconfiguration, donnent des topologies différentes (.a et b). On notera que dans l'exemple de la Figure I.8.b, la puissance réactive fournie est fixe.

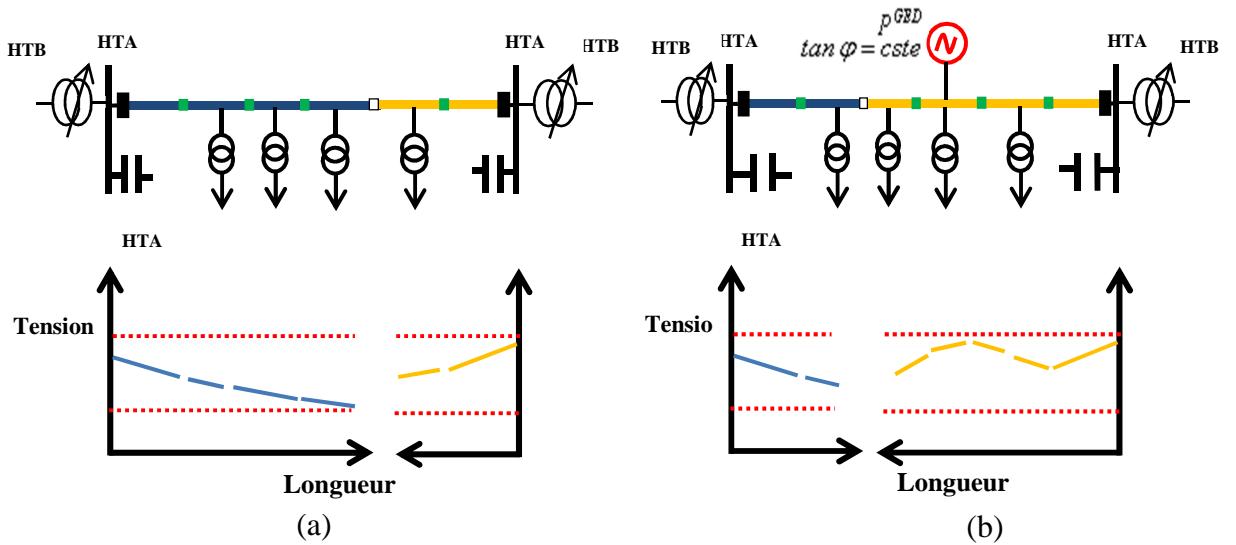


Figure I.8 : Reconfiguration sans et avec GED

En jouant ainsi sur des leviers différents, on doit être en mesure de trouver, que ce soit pour le réglage de la tension ou pour la reconfiguration, de meilleures conditions de fonctionnement. Néanmoins, ces réglages se font séparément jusqu'à maintenant, du fait de leurs objectifs différents et qui s'expliquent pour les raisons suivantes :

- Lors du raccordement d'un GED, le Gestionnaire de Réseau impose au producteur une consigne de tan φ (parfois saisonnière) pour le respect du plan de tension. Dans ces circonstances, le réglage de la tension s'opère en jouant sur les prises des transformateurs à régleurs en charge pour suivre la consigne de tension du jeu de barres (sans compoundage). Le premier changement de prise est de l'ordre d'une minute. Il correspond à la durée harmonisée vis-à-vis des autres transformateurs avec régleurs en charge qui sont au niveau du réseau de transport augmenté d'une marge tandis que le second changement est opéré 10 secondes après le premier et ainsi de suite.
- En pratique, la reconfiguration s'effectue usuellement après un défaut survenu sur le réseau pour réalimenter les clients sains (en général temporairement, pendant le temps nécessaire au rétablissement de la situation normale), ou soit pour les besoins des opérations de maintenance.

En d'autres termes, **les échelles de temps pour le réglage de la tension et la reconfiguration ne sont pas les mêmes. Elles sont de l'ordre de la dizaine de seconde à quelques minutes pour les GED et 4 à 5 fois par jour maximum pour le régleur en charge dans le cas du réglage de tension, et biannuelle voire occasionnelle pour la reconfiguration.**

Actuellement, le nombre d'OMT est optimisé pour la reprise de service après défaut et pour les actions de maintenance. Mais dans l'optique de fournir plus de flexibilité à la gestion des réseaux dans un nouveau contexte marqué par beaucoup d'évolutions, les réseaux de distribution du futur pourraient être munis de davantage d'organes de coupure télécommandés plus endurants, si l'intérêt technico-économique s'en trouvait démontré, avec une nouvelle utilisation des OMT pour l'optimisation des pertes. Evidemment, il faudrait aussi avant d'envisager l'ajout de nouveaux matériels, démontrer l'intérêt de solliciter d'avantage le matériel existant (et donc d'accélérer son vieillissement) en essayant d'optimiser les pertes.

Si l'on envisage d'effectuer une reconfiguration en temps réel, horaire voire journalière pour optimiser les flux de puissance en présence de GED, et que l'on applique également une fonctionnalité de réglage de tension jouant sur la tension de consigne au jeu de barres HTA, une coordination optimale des moyens de réglage devra être mise en place quand on sait que :

- En premier lieu, **pour un problème donné, la réunion de sous-solutions optimales n'est pas forcément optimale.** En d'autres termes, même si on est en mesure de trouver les meilleurs réglages pour le plan de tension en présence de GED et pour la reconfiguration du réseau séparément, il n'est pas certain que cela corresponde à la solution optimale lorsqu'on les effectue simultanément.

- En second lieu, la reconfiguration en régime normal de fonctionnement en présence de la production décentralisée était, jusqu'à ce jour, traitée suivant l'hypothèse que la puissance réactive des GED était fixe. Or l'ajustement du réactif peut bien entendu influencer la configuration optimale. La réciproque est bien entendue vraie également. Autrement dit, les deux réglages simultanés vont peut-être avoir des impacts réciproques qui n'iront pas forcément dans le bon sens.

Nous illustrons ces deux points avec la Figure I.9 où le schéma de fonctionnement optimal est différent dans le cas de la coordination optimale (a) et celui de la reconfiguration avec réglage de la puissance réactive des GED (b).

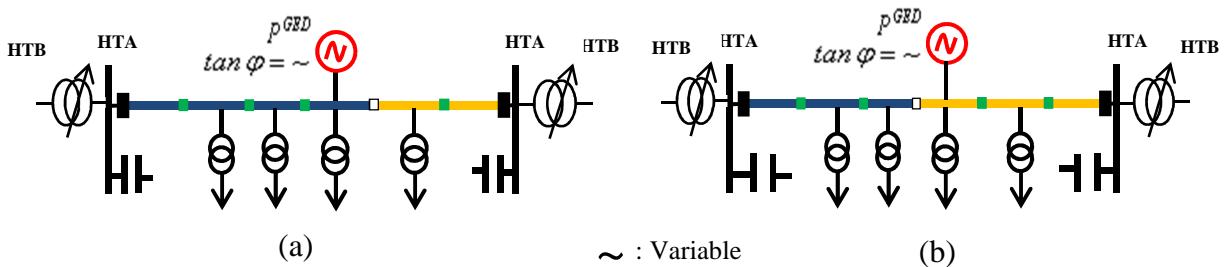


Figure I.9 : (a) Coordination optimale des moyens de réglage (configuration, GED, gradins, transformateurs) et (b) reconfiguration optimale avec GED

Le principal objectif de la thèse est d'optimiser le fonctionnement des réseaux de distribution au travers d'une **coordination optimale des moyens de réglages** que sont les consignes des transformateurs à régleurs en charge, le nombre de gradins de condensateur enclenchés, le niveau d'injection ou de soutirage de puissance réactive des GED et l'état des organes de manœuvres télécommandés. En d'autres termes, nous proposons d'effectuer **la reconfiguration et le réglage de la tension simultanément en présence de production décentralisée**. Mais cela soulève un ensemble de questions d'ordre mathématique. La résolution de ces deux problèmes a, jusqu'à présent, toujours été faite séparément avec des méthodologies spécifiques à chacun avec des performances intrinsèques à chaque problématique.

Le réglage de la tension a été étudié dans un premier temps avec un algorithme génétique (AG) hybride (Quasi-Newton) par [33] en faisant appel à une fonction de répartition de charge (Newton-Raphson). Autrement dit, il entre dans le cadre de la programmation non linéaire déterministe (PNL) combiné avec une méta-heuristique pour résoudre le problème des nombreux minima locaux. [32] a développé une énumération implicite limitée couplée toujours à la programmation non linéaire déterministe (PNL). Nous dirons que cela pose quelques problèmes au vu de ces deux méthodes. Les modèles déterministes proposés sont tous non-convexes, donc forcément sous-optimaux. D'autre part, l'AG est une méta-heuristique, malgré qu'il permette de sortir, grâce au hasard des optimums locaux dus essentiellement à la non-convexité et de la nature discrète du problème, on n'a pas la certitude de la solution globale même si parfois une solution locale pourrait convenir.

La référence [23] traite la reconfiguration avec soit des heuristiques (solution sous-optimale) ou avec un AG impliquant la théorie des graphes et des matroïdes pour assurer un parcours de l'espace des solutions radiales (mais avec la puissance réactive des GED fixe). Cette dernière méthode est soumise aux mêmes inconvénients. En effet, on fait toujours appel aux calculs de répartition de charge. Cela révèle deux enseignements majeurs :

- Il n'est pas dit que l'efficacité de ces algorithmes à résoudre séparément ces deux problèmes soit la même en les réunissant.
- De plus, en supposant que tel soit le cas, nous serons toujours confrontés à la nature combinatoire du problème et de la preuve de l'optimalité de la solution trouvée.

Ainsi, nous pouvons affirmer tout de suite que ces méthodes, même hybrides, donneront des solutions et des performances plus passables que précédemment. Nous reviendrons en détails sur ces notions et ces questions aux chapitres suivants. La problématique de la thèse consistera donc à développer des méthodologies d'optimisation pour la résolution simultanée du réglage de tension et de la reconfiguration mais aussi efficaces pour ces problèmes séparément.

I.8. Conclusion

Face aux évolutions du système électrique dans son ensemble, plusieurs pistes sont proposées pour améliorer son fonctionnement. Parmi ces solutions, nous nous intéressons particulièrement au développement de nouvelles fonctions avancées pour la conduite, et surtout dans le nouveau contexte des réseaux intelligents. Dans le but de comprendre les enjeux de cette étude, nous avons évoqué dans ce chapitre les généralités relatives au réseau de distribution qui fait l'objet de ce travail, le nouveau paradigme posé par l'insertion des Générateurs d'Energie Dispersés (GED) dans l'exploitation et la conduite entre autres. La problématique traitée et relative à la reconfiguration et au réglage de la tension a été présentée. Autrement dit, notre objectif consiste à proposer de meilleures stratégies de coordination des moyens de réglages au travers de la reconfiguration et du réglage de la tension. C'est pourquoi, nous présenterons, au chapitre suivant, quelques techniques et méthodes d'optimisation usuelles pour les réseaux de distribution.

CHAPITRE II : LES TECHNIQUES ET LES METHODES D'OPTIMISATION POUR LES RESEAUX DU FUTUR

SOMMAIRE

II.1.	INTRODUCTION	- 31 -
II.2.	CADRE GENERAL DE L'OPTIMISATION MATHEMATIQUE OU DE LA PROGRAMMATION MATHEMATIQUE (PM):	- 31 -
II.2.1.	CONCEPTUALISATION D'UN MODELE	- 31 -
II.2.2.	FORME GENERALE	- 32 -
II.3.	DEFINITIONS ET TERMINOLOGIE :	- 32 -
II.4.	CLASSIFICATION DES PROBLEMES	- 35 -
II.4.1.	PROGRAMMATION MIXTE NON-LINEAIRE	- 35 -
II.4.1.1.	PROGRAMMATION MIXTE DE CONE DE SECOND DEGRE	- 35 -
II.4.1.2.	PROGRAMMATION NON LINEAIRE	- 36 -
II.4.1.3.	PROGRAMMATION LINEAIRE EN NOMBRES ENTIERS.....	- 36 -
II.4.1.4.	PROGRAMMATION LINEAIRE (LINEAR PROGRAMMING, LP)	- 37 -
II.5.	COMPLEXITE OU NP-COMPLETITUDE	- 37 -
II.6.	LES TECHNIQUES ET APPROCHES DANS LA LITTERATURE SCIENTIFIQUE	- 39 -
II.7.	DES COMPOSANTS PHYSIQUES VERS LES MODELES MATHEMATIQUES	- 42 -
II.7.1.	MODELISATION DES CHARGES	- 43 -
II.7.2.	MODELISATION DES LIGNES ET DES CABLES	- 45 -
II.7.3.	MODELISATION DES ORGANES DE MANOEUVRE	- 46 -
II.7.4.	MODELISATION DES TRANSFORMATEURS (AVEC OU SANS REGLEUR EN CHARGE)	- 46 -
II.7.5.	MODELISATION DES GRADINS DE CONDENSATEURS	- 47 -
II.7.6.	MODELISATION DES GENERATEURS D'ENERGIE DISPERSES (GED)	- 47 -
II.7.7.	REPRESENTATION D'UN RESEAU	- 48 -
II.8.	FORMULATION GENERALE DU PROBLEME EN COORDONNEES POLAIRES	- 51 -
II.9.	APPROCHES DE RESOLUTION DEVELOPPEES.....	- 57 -
II.9.1.	UNE META-HEURISTIQUE TESTEE : L'ALGORITHME DES COLONIES DE FOURMIS (ACF)-	57
II.9.1.1.	CONCEPTUALISATION DU REGLAGE DE LA TENSION CLASSIQUE Π_{RTC} DANS LES RESEAUX DE DISTRIBUTION	- 59 -
II.9.1.2.	ANALOGIE AVEC LE COUPLAGE : LE PROBLEME Π_{RRT}	- 60 -
II.9.1.3.	PRISE EN COMPTE DES CONTRAINTES.....	- 61 -
II.9.1.4.	INTEGRATION DES CONTRAINTES CONTINUES PAR PENALISATION	- 61 -
II.9.1.5.	LES CONTRAINTES DISCRETES.....	- 62 -
II.9.1.6.	QUELQUES RESULTATS DE L'ALGORITHME DE COLONIES DE FOURMIS	- 63 -
II.9.2.	UNE METHODE DETERMINISTE TESTEE	- 66 -
II.9.2.1.	LES METHODES DE DECOMPOSITION:	- 66 -
II.9.2.2.	DECOMPOSITION DE BENDERS GENERALISEE (GDB).....	- 66 -
II.10.	CONCLUSION	- 71 -

RESUME

Des explications relatives à la chaîne méthodologique adoptée pour construire nos problèmes d'optimisation seront abordées au Chapitre II. La complexité à laquelle nous sommes confrontés pour résoudre la problématique liée à la reconfiguration et au réglage de la tension dans les réseaux de distribution sera abordée. Les techniques et les modèles développés dans la littérature scientifique seront présentés ainsi que la représentation mathématique des composants physique du réseau. Pour terminer, nous aboutirons sur une première formulation dite « classique » testée sur avec l'algorithme des colonies de fourmis et la Décomposition de Benders Généralisée (DBG).

II.1. Introduction

Afin d'exploiter au mieux les techniques et méthodes d'optimisation, il est nécessaire de bien comprendre la chaîne méthodologique et technique qu'exige la résolution d'un problème posé. C'est pourquoi, nous parlerons au cours du chapitre, du concept de modèle qui est l'étape amont de l'optimisation en soi. Puis nous allons présenter les prérequis nécessaires pour la compréhension du cadre général des problèmes d'optimisation résolus dans cette thèse. Ceci nous permettra de discuter, par la suite, de la complexité à laquelle nous sommes confrontés pour résoudre la problématique liée à la reconfiguration et au réglage de la tension dans les réseaux de distribution, sans oublier la classification des différents types de problèmes. Les techniques et approches dans la littérature scientifique seront relatées par la suite. La modélisation physique des composants du réseau (ayant un impact sur notre problématique) et sa représentation mathématique (suivant notre domaine de validité entre autre en régime permanent) seront alors présentées. Ceci permettra de proposer une première formulation dite « classique » dans ce chapitre et des ébauches de solutions seront testées, notamment avec l'algorithme des colonies de fourmis et la Décomposition de Benders Généralisée (DBG).

II.2. Cadre général de l'optimisation mathématique ou de la Programmation Mathématique (PM):

Un *système* est constitué d'un ensemble d'éléments qui interagissent entre eux suivant des principes et/ou des règles. A l'instar du *système électrique*, dans beaucoup de domaines (finance, informatique, biologie etc.), on cherche à comprendre, exprimer les interactions entre les différents éléments du système en soi. Cette compréhension permet d'identifier les voies et les moyens afin d'atteindre les objectifs fixés (ex : optimiser les pertes Joule dans le réseau de distribution). Ainsi, pour exprimer l'ensemble ou une partie des caractéristiques et des fonctionnalités du système, on a recourt très souvent à la modélisation.

II.2.1. Conceptualisation d'un modèle

En effet, la *modélisation* d'un système consiste à exprimer tout ou une partie des relations entre les différents éléments du système. Suivant le domaine d'application, le modèle peut être physique (ex: réseau de distribution à échelle réduite [60] de la plateforme PREDIS¹⁵ pour émuler le comportement d'un réseau réel) ou abstrait (ensemble de fonctions

¹⁵ PREDIS : centre de plateformes expérimentales dédiées à la formation, la recherche et la valorisation industrielle dont le thème principal est les réseaux intelligents (Smart Grid)

mathématiques liant les différents éléments du système). La construction d'un modèle est un exercice à part entière. La Programmation Mathématique (PM) offre la possibilité de décrire un modèle de manière abstraite comme l'atteste la définition de Liberti [61]:

« *La Programmation Mathématique est un langage descriptif pour formaliser les problèmes d'optimisation à l'aide de paramètres, de variables de décision, de fonctions objectifs et de contraintes* ».

II.2.2. Forme générale

Un problème d'optimisation ou un modèle de programmation mathématique Π est défini de manière générale comme suit [62] - [63]:

$$\begin{aligned} \Pi \quad & \min f_0(x) \\ & s.c \quad f_i(x) = b_i, \quad i=1,\dots,n \\ & \quad f_j(x) \leq b_j, \quad j=1,\dots,m \\ & \quad x \in \mathbb{X} \end{aligned} \tag{II-1}$$

Avec f_k des fonctions dépendant des variables x et des paramètres du problème, $k \in \mathbb{N}$. L'ensemble \mathbb{X} est le domaine de définition des variables (généralement $\mathbb{X} \subseteq \mathbb{R}^l$). Plus précisément, le vecteur $x = (x_1, \dots, x_l)$ définit les variables décisionnelles ou d'optimisation du problème, $f_0 : \mathbb{X} \rightarrow \mathbb{R}$ désigne la fonction objectif et les fonctions $f_k : \mathbb{X} \rightarrow \mathbb{R}$ représentent les contraintes associées au problème avec $b_k \in \mathbb{R}$. La maximisation est définie de manière analogue.

II.3. Définitions et terminologie :

La résolution du problème Π (équation (II-1)) consiste à trouver un point x qui donne la plus petite valeur de la fonction f_0 en respectant l'ensemble des contraintes associées. Tout point x appartenant à \mathbb{X} et vérifiant les contraintes d'inégalité et d'égalité est une solution faisable ou réalisable. Lorsqu'il n'existe aucune solution réalisable, on dit que le problème est infaisable. Pour mieux comprendre la démarche suivie pour résoudre nos problèmes d'optimisation, nous rappelons ci-dessous quelques définitions et théorèmes, sans oublier la terminologie utilisée tout au long de ce manuscrit. Soit $x^* \in \mathbb{V}$ une solution du problème Π et qui satisfait toutes les contraintes de ce dernier.

Définition II-1 (Optimum local). *La solution $x^* \in \mathbb{V}$ (avec $\mathbb{V} \subseteq \mathbb{X}$) est un optimum local si et seulement si $\forall x \in \mathbb{V}, f_0(x^*) \leq f_0(x)$. Le sous ensemble \mathbb{V} définit le voisinage de x^* . La notion d'optimum local est donc relative à un voisinage.*

En effet, on pourrait trouver un autre voisinage $V' \subseteq X$ où il existerait une meilleure solution que x^* , donc un meilleur optimum pouvant, éventuellement, être global.

Définition II-2 (Optimum global). La solution $x^* \in X$ est un optimum global si et seulement si $\forall x \in X, f_0(x^*) \leq f_0(x)$.

En d'autres termes, on ne peut pas trouver une meilleure solution que x^* sur tout l'ensemble X . La Figure II.1 illustre la différence entre ces deux notions. On peut voir que l'optimum global se trouve bien dans le voisinage V' au lieu de celui de V .

L'une des difficultés majeures à laquelle est confrontée la communauté mathématique est la suivante : comment trouver l'optimum global d'un problème et assurer son optimalité ? Cette question peut être appréciée suivant un autre angle : comment choisir l'algorithme le plus efficace pour trouver et prouver l'optimum global ?

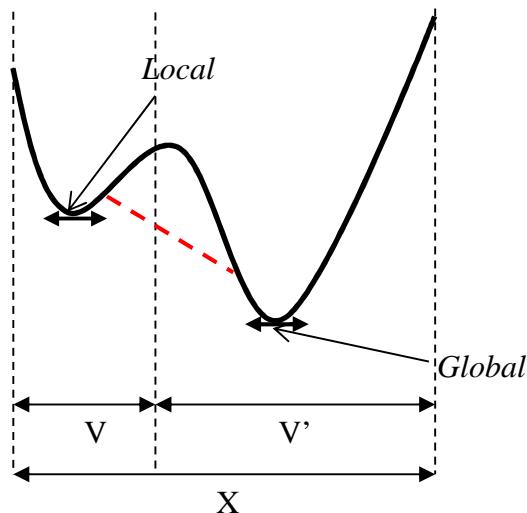


Figure II.1 : Exemple d'optimums local et global

Définition II-3 (Ensemble convexe) [63]. Un ensemble $X \subseteq \mathbb{R}^n$ est convexe lorsque pour tout couple de point (x, y) appartenant à l'ensemble X , le segment entre ces deux points appartient à X . En d'autres termes :

$$\forall x, y \in X \text{ et } \forall \theta / 0 \leq \theta \leq 1, \theta \cdot x + (1 - \theta) \cdot y \in X.$$

Les exemples fournis par la Figure II.2 décrivent la notion d'ensemble convexe. En effet, en posant $z = \theta \cdot x + (1 - \theta) \cdot y$, on s'aperçoit qu'il peut exister un z hors du contour de l'ensemble X pour les ensembles non convexes.

Définition II-4 (Fonction convexe) [63]. Les fonctions $f_k : \mathbb{X} \rightarrow \mathbb{R}$ définies sur l'ensemble convexe $\mathbb{X} \subseteq \mathbb{R}^n$ sont dites convexes si : $\forall x, y \in \mathbb{X}, \forall \alpha, \beta \in [0, 1] / \alpha + \beta = 1, f_k(\alpha \cdot x + \beta \cdot y) \leq \alpha \cdot f_k(x) + \beta \cdot f_k(y)$. La fonction f_k est concave si $-f_k$ est convexe.

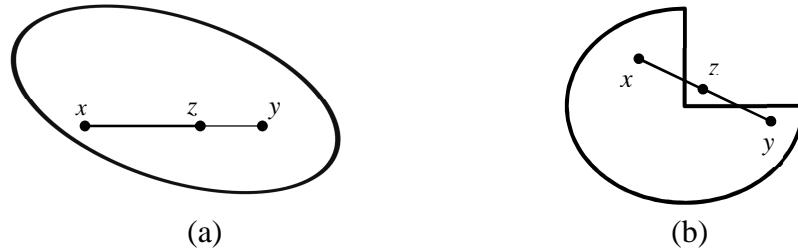


Figure II.2 : Exemples d'ensembles convexe (a) et non convexe (b)

La Figure II.2 illustre l'interprétation géométrique d'ensembles convexe et non convexe par rapport à la notion d'optimums local et global. On comprend aisément que pour qu'une fonction soit convexe, pour tout segment de deux points appartenant à sa courbe (**Définition II-4**), il faut que le tracé de la fonction f_k entre ces points reste entièrement en dessous. Ce qui n'est pas le cas sur la Figure II.1, car la courbe de la fonction est au-dessus du segment rouge (en pointillés) reliant deux points. Au-delà de cette illustration, il est intéressant de faire quelques commentaires comme le rappelle [64]. Si la fonction $f_k(x)$ est convexe, alors les contraintes de la forme $f_k(x) \leq b_k$ sont convexes. Cependant les inégalités de la forme $f_k(x) \geq b_k$ ne sont pas en général convexes sauf dans les cas où $f_k(x)$ est linéaire. De plus, si l'ensemble des solutions faisables \mathbb{X} est défini par des contraintes convexes, alors il est convexe aussi. On peut rajouter que la somme de deux fonctions convexes est convexe. Les références [63] couvrent largement les notions relatives à la convexité.

On parle d'optimisation convexe dans le cas où le problème Π (équation (II-1)) respecte les propriétés suivantes :

- Les fonctions f_k sont convexes.
- L'ensemble \mathbb{X} est convexe.

Théorème II-1 [62] - [63]. Soit le problème Π (équation (II-1)), *tout optimum local est un optimum global lorsqu'on est dans le cadre de l'optimisation convexe, i.e., les fonctions f_k et l'ensemble \mathbb{X} sont convexes.*

Importance de la convexité

Le **Théorème II-1** prouve l'importance de la convexité pour un problème d'optimisation. En effet, dans le cadre de l'**optimisation convexe**, une fois qu'un optimum est trouvé, on est assuré de ne pas pouvoir en trouver un meilleur. A contrario de l'optimisation des problèmes

non convexes où aucune certitude n'est apportée sur l'optimalité de la solution obtenue. Pour plus de détails sur ces notions, le lecteur pourra se reporter à la référence [63] relative aux conditions d'optimalité de Karush-Kuhn-Tucker (KKT).

II.4. Classification des problèmes

Suivant la forme des fonctions f_k , de x et de \mathbf{X} , le problème général Π est de nature différente. Ainsi, on peut le classer en familles suivant plusieurs critères [64] - [65]:

- Suivant la nature de la solution (optimisation locale ou globale).
- Suivant la nature de la fonction objectif et des contraintes (optimisation sous ou sans contraintes ou de problème de complémentarité linéaire¹⁶).
- Suivant le type de décisions à prendre, i.e. sur les variables décisionnelles.

Nous avons choisi, dans le cadre de ce manuscrit, la dernière catégorie mais nous préciserons si nécessaire les connexions par rapport aux autres classes. Nous présenterons dans la suite les différentes formes de problèmes que l'on rencontrera dans ce manuscrit dans l'optique de mieux situer notre problématique.

II.4.1. Programmation mixte non-linéaire

On considère le problème général Π comme étant un problème mixte non linéaire MINLP- Π lorsque le domaine de définition est défini par $\mathbb{X} = \mathbf{C} \times \mathbf{D}$ avec \mathbf{C} un sous ensemble de \mathbb{R}^n et \mathbf{D} un ensemble discret (fini), et au moins une des fonctions f_k du problème est non linéaire. C'est la forme la plus générale que l'on peut définir en programmation mathématique (encore appelé *Mixed Integer Non-Linear Programming*, MINLP en anglais). Toutes les autres familles de problème en sont dérivées. Suivant la forme de la fonction objectif f_0 et de ses contraintes, on peut définir les classes de problèmes suivantes:

II.4.1.1. Programmation mixte de cône de second degré

Ce type de problème nous intéresse particulièrement, comme nous le verrons au Chapitre III. Un MINLP- Π est considéré comme un problème de programmation mixte de cône de second degré s'il est sous la forme suivante :

¹⁶ Cas où il n'y a pas de fonction objectif, c'est-à-dire $f_0 = 0$

$$\begin{aligned}
& \min && l^T x \\
& s.c && \|A_i \cdot x_i + b_i\|_2 \leq c_i^T \cdot x_i + d_i \quad i = 1, \dots, m \\
& && H \cdot x = h \\
& && x_s \in \mathbf{C} \quad s \in \mathcal{C} \\
& && x_t \in \mathbf{D} \cap \mathbb{Z}^n \quad t \in \mathcal{D}
\end{aligned} \tag{II-2}$$

Avec $l \in \mathbb{R}^n$ le gradient de la fonction objectif linéaire, $x \in \mathbf{C}^s \times \mathbf{D}^t$ où $s \in \mathcal{C}$ l'ensemble des variables continues et $t \in \mathcal{D}$ l'ensemble des variables discrètes, $A_i \in \mathbb{R}^{m_i \times n}$ et $H \in \mathbb{R}^{p \times n}$, avec m , p et $q \in \mathbb{N}$. La contrainte $\|A \cdot x + b\|_2 \leq c^T \cdot x + d$ est appelée **contrainte de cône de second degré** avec $A \in \mathbb{R}^{q \times n}$. Il faut noter qu'un problème avec une fonction objectif non-linéaire peut toujours être reformulé comme un problème avec une fonction objectif linéaire. La matrice A est symétrique mais pas nécessairement semi-définie positive (pas forcément convexe). Si $c_i = 0$ pour tout $i = 1, \dots, m$ et que la fonction objectif est exprimée sous la forme $f_0 = x^T \cdot A \cdot x + a^T \cdot x + b$, alors on parle de programmation mixte quadratique avec ou sans contrainte MIQCQ-Π et MIQQ-Π.

II.4.1.2. Programmation Non Linéaire

On parle de programmation non linéaire (*Non-Linear Programming*, NLP) et on note NLP-Π lorsque l'ensemble discret est vide, i.e. $\mathbf{D} = \emptyset$ et au moins une des fonctions présente une non-linéarité. On parlera de programmation de cône de second degré SOCP-Π ou de programmation quadratique contrainte QCQ-Π respectivement par rapport aux problèmes MISOCP-Π et MIQCQ-Π. Si toutes les fonctions sont convexes, on notera cNLP pour spécifier qu'on est dans le cadre de l'optimisation convexe. La programmation de cône de second degré est une sous-famille des problèmes non-linéaires convexes i.e. SOCP \subseteq cNLP.

II.4.1.3. Programmation Linéaire en Nombres Entiers

Pour la programmation linéaire en nombre entiers MILP-Π (Mixed Integer Linear Programming, MILP), l'ensemble de définition est le même que les problèmes du type MINLP-Π avec la particularité que toutes les fonctions sont linéaires. Il s'agit donc d'une sous classe des MINLP. Si $\mathbf{C} = \emptyset$, alors on est strictement dans le cadre de l'optimisation discrète dans le sens où toutes les variables d'optimisation sont discrètes (ensemble discret) d'où on parle de ILP-Π (*Integer Linear Programming*).

II.4.1.4. Programmation Linéaire (Linear Programming, LP)

La programmation linéaire LP- Π est un cas particulier des MILP (ou des SOCP si les matrices $A_i = 0$ pour tout $i = 1, \dots, m$) dans la mesure où toutes les fonctions sont linéaires et $\mathbf{D} = \emptyset$.

Par conséquent, on peut établir les relations suivantes : LP \subseteq MILP \subseteq MIQCQ \subseteq MISOCP \subseteq MINLP et LP \subseteq QCP \subseteq SOCP \subseteq NLP \subseteq MINLP.

Soient deux problèmes Π_1 et Π_2 tel que $\Pi_1 \subseteq \Pi_2$, alors les algorithmes qui résolvent le problème Π_2 peuvent être utilisés pour résoudre le problème Π_1 . De plus, on peut présager que si Π_1 est difficile à résoudre alors Π_2 sera au moins aussi difficile à résoudre, voire plus dur. Ainsi, à partir de cette classification succincte et des implications que cela engendre, nous sommes en mesure de définir la complexité à laquelle nous sommes confrontés pour la résolution de tels problèmes.

II.5. Complexité ou NP-complétude

Lorsqu'on est appelé à répondre à la question « *oui* » ou « *non* » pour un problème donné, on parle de **problème de décision**. La théorie de complexité, ou NP-complétude, classe les problèmes de décision suivant les difficultés relatives à leur résolution.

Définition II-5 (classe P) [66]. *Un problème solvable en un temps polynomial (de manière efficace) est dit de la classe P. En d'autres termes, il existe une constante $q \in \mathbb{R}$ pour laquelle le temps de résolution est $O(n^q)$ ¹⁷ avec n la taille de l'instance.*

Cela signifie que la constante q ne dépend pas de la taille du problème n .

Définition II-6 (Difficile). Un problème qui ne peut pas être résolu en un temps polynomial est qualifié de problème **difficile**.

Définition II-7 (NP) [66]. Les problèmes pour lesquels on est en mesure de vérifier leur solution en un temps polynomial sont dits **NP**.

¹⁷ $O(g(n)) = \{f(n) : il\ existe\ des\ constantes\ positives\ c\ et\ n_0\ telles\ que\ 0 \leq f(n) \leq c.g(n)\ pour\ tout\ n \geq n_0\}$.

En d'autres termes, pour une solution donnée d'un problème ***NP***, on est en mesure de vérifier en un temps polynomial par rapport à la taille de l'instance qu'une telle solution est correcte (il n'y pas d'exigence à trouver cette solution en un temps polynomial).

Définition II-8 (NP-Complet) [66]. Un problème est ***NP-Complet*** s'il est à la fois de la ***classe NP*** et aussi ***Difficile*** que n'importe quel problème de la classe ***NP***.

Exemple : le problème du voyageur de commerce qui s'exprime de la sorte : « *quel est le plus court chemin pour visiter toutes les villes en passant une et une seule fois dans chaque ville et en terminant sa tournée dans la ville de départ.* » est un problème difficile car il n'existe, à ce jour, aucun algorithme polynomial pour le résoudre.

Ces définitions permettent d'évaluer les difficultés auxquelles sont confrontés les algorithmes de résolution aujourd'hui connus. Toutefois la NP-complétude ne s'applique pas directement aux problèmes d'optimisation, mais sachant qu'un problème de décision Π_D peut être formulé comme un problème d'optimisation Π_0 et vice versa, il a été démontré que la difficulté liée à la résolution d'un problème décision Π_D est équivalente à celle liée à son problème d'optimisation associé Π_0 [66].

Le terme ***NP-Difficile*** est le plus souvent employé pour les problèmes d'optimisation au sens de ***NP-Complet*** pour les problèmes de décision.

En effet, pour le problème d'optimisation Π (équation (II-1)), il est question de trouver la plus petite valeur de la fonction objectif tout en respectant les contraintes associées. Il peut être formulé comme un problème de décision Π_D en répondant à la question suivante : existe-t-il une valeur F_{obj} de la fonction objectif pour laquelle le problème Π_0 soit vérifié ? Si on parvient à répondre à cette question, on est capable de résoudre le problème d'optimisation Π_0 en modifiant les valeurs de F_{obj} (par dichotomie par exemple). Et c'est pour cette raison que la complexité d'un problème d'optimisation est explicitée par la **Définition II-9** comme rappelé par [67].

Définition II-9 (« Complexité d'un problème d'optimisation »). *Un problème d'optimisation difficile est un problème d'optimisation qui est au moins aussi difficile qu'un problème NP-complet.*

Résoudre un problème d'optimisation ***efficacement*** (au sens mathématique) induit que l'algorithme utilisé soit polynomial. Par rapport à la complexité (par rapport à la taille de l'instance qui conditionne le temps de calcul), on sait d'ores et déjà que par rapport à ce critère, il n'existe pas d'algorithme polynomial pour nos problèmes d'optimisation (cf. paragraphes I.7, II.8 et au Chapitre III). Pour preuve, les MILP sont ***NP-Difficile***, donc suivant les relations établies plus haut (cf. section II.4.1.4), les MIQCQ, les MISOCP et les MINLP ($MILP \subseteq MIQCQ \subseteq MISOCP \subseteq MINLP$), sont au moins aussi difficiles à résoudre. Dans ce cas de situation, il nous semble opportun de considérer aussi bien les

méthodes approchées qu'exactes mais dans un premier temps, nous proposons une formulation pour situer notre problématique.

II.6. Les techniques et approches dans la littérature scientifique

Avant d'entreprendre une discussion sur les techniques et les approches utilisées dans la littérature scientifique, il nous faut rappeler que le but principal de cette thèse est le couplage des fonctions avancées. Nous définissons respectivement pour la suite les problèmes de la reconfiguration en régime normal Π_{RRN} et le réglage de la tension en présence de GED Π_{RTG} . Prises individuellement, ces fonctions sont largement traitées dans la littérature, ce qui n'est pas le cas pour leur couplage que nous appellerons Π_{RRT} . Pour commencer, définissons le problème de la Répartition des Flux de Puissances Optimale, encore appelé OPF (*Optimum Power Flow*). Aujourd'hui, le terme OPF désigne tout processus d'optimisation pour la gestion des réseaux, comme l'évoque l'auteur de la référence [68]. On peut citer les reconfigurations en régime normal (Π_{RRN}) ou non permanentes (après défaut) parmi ces processus, ainsi que la gestion optimale des productions et le réglage de la tension (Π_{RTG}) plus connues sous les noms d'*Unit Commitment* et de *Volt Var Control* en anglais respectivement. Ainsi, pour éviter toute ambiguïté à ce sujet, l'OPF désignera dans la suite de ce manuscrit strictement le problème de la Répartition des Flux de Puissances à moins d'une précision à ce sujet. Le problème de la Répartition des Flux de Puissances Optimale Π_{OPF} est, à ce jour, résolu avec exactitude pour les réseaux radiaux [69], mais pas forcément pour les réseaux maillés, sauf pour la référence [70]. En effet, certains modèles que nous avons développés pour effectuer à la fois la reconfiguration et le réglage de la tension partent des résultats et modèles utilisés pour résoudre l'OPF. De manière générale, l'optimisation dans les réseaux électriques fait appel à plusieurs types de méthodes (cf. section II.9). Deux familles de méthodes sont connues : les méthodes exactes et les méthodes approchées.

Lorsque l'on est confronté à certains types de difficultés liées à la complexité et/ou à la taille du problème à résoudre, on est très souvent amené à considérer les méthodes approchées au détriment des méthodes exactes (cf. paragraphe II.5). Cette pratique est très souvent utilisée pour les problèmes *NP-difficiles*, par exemple le problème Π_{RRT-CP} en Coordonnées Polaires. En effet, à défaut de trouver la solution optimale au problème posé, on peut chercher à trouver une bonne solution par rapport aux critères ci-dessous :

- Rapidité d'exécution, entre autre le temps de calcul.
- Une solution (locale) proche de l'optimum global en un temps polynomial.

Les méthodes approchées sont divisées en deux sous-groupes: les heuristiques et les mét-heuristiques.

Une **heuristique** pour un problème d'optimisation mixte Π (ou de manière générale) consiste en une succession de règles (prises de décision déterministes) pour approcher la solution optimale. Elle est inspirée suivant des constatations empiriques et/ou théoriques. Elle présente l'avantage de fournir une solution en un temps polynomial. Elles ne sont pas simplement réservées aux problèmes ***NP-difficiles***. Dans certains cas, une heuristique peut donner la solution optimale ou au moins fournir une très proche de l'optimum global. Parmi les heuristiques, on peut citer l'Ouverture Séquentielle des Branches (OSB) développée par Merlin et Back [71] qui furent les premiers à poser ce problème en 1975 pour la reconfiguration en régime normal (Π_{RRN}). Merlin et Back modélisent les charges comme étant des soutirages de courant constant avec un calcul de répartition de charge continue.

D'autres auteurs comme Shirmohammadi [72] ont repris et amélioré ce même procédé. Depuis lors, les articles sur ce sujet ont proliféré pour plusieurs raisons, en tout premier lieu les besoins des Gestionnaires de Réseaux de Distribution à savoir changer de topologie ne serait-ce que suivant les saisons.

On peut aussi citer à titre d'exemple le problème de la reconfiguration modélisé comme :

- un problème de flot maximal à coût minimum [73],
- la recherche de l'arbre de poids minimal avec l'algorithme de Prim [74] ou de Kruskal [75] ,
- le transfert de charge (TC) ou la permutation des branches classique [76] et [77].

Ces méthodes sont efficaces pour des cas d'études simples. Lorsque les décisions locales prises au cours du processus de l'heuristique ne peuvent être remises en question dans la suite de ce processus, on parle d'heuristique gloutonne (exemple l'OSB ou la Fermeture Séquentielle de Branches FSB pour Π_{RRN}). Dans la plupart des cas, les heuristiques sont piégées dans des optimums locaux (Ouverture Séquentielle de Branches OSB) [71] [72] ou Kruskal [75]. Néanmoins, elles peuvent aussi sortir de ces minima locaux grâce à une exploration complète du voisinage dans certains cas, mais au prix de la perte de leur principal avantage qui est la rapidité (et sans preuve sur l'optimalité) [23]. L'explication fondamentale à ce fait est la suivante : la complexité des problèmes combinatoires comme la reconfiguration augmente de manière exponentielle en fonction de la taille de l'instance, donc du réseau. Les techniques heuristiques ne parviennent pas à fournir une solution de bonne qualité. De plus, la construction d'une heuristique fait que l'on ne peut l'utiliser que pour un problème spécifique (non générique pour la plupart), par exemple on ne peut pas utiliser le Transfert de Charge de la reconfiguration pour le problème du réglage de la tension (Π_{RTG}). Pour pallier à ces handicaps, les mét-heuristiques ont été utilisées.

Les **méta-heuristiques** [78] sont en général proposées pour résoudre les problèmes ***NP-difficiles*** du fait qu'elles présentent un plus haut niveau d'abstraction que les heuristiques. En effet, leur principal avantage, contrairement aux heuristiques (qui résolvent généralement un problème spécifique), réside dans le fait qu'elles offrent un cadre théorique général (adaptable). Bien entendu pour un problème donné, il va de soi qu'il est indispensable

d'adapter la formulation en vue de l'utilisation de ces approches. Elles font appel généralement à des notions stochastiques lors du processus de recherche de solutions. Elles sont le plus souvent inspirées de phénomènes physiques comme le recuit simulé (RS), biologiques avec les Algorithmes Génétiques (AG) ou éthologiques¹⁸ avec les Algorithmes de Colonies de Fourmis (ACF) ou l'optimisation par Essaims Particulaires (ES). Il existe d'autres méta-heuristiques comme la Recherche Tabou (RT).

Concernant toujours pour le problème de la reconfiguration en régime normal (Π_{RRN}), Nara [79] introduit l'AG pour la minimisation des pertes. Plusieurs autres auteurs [23], [51], [80] démontrent par la suite l'efficacité de cet algorithme pour ce problème. Parmi ceux-là, Enacheanu [23] combine par exemple les théories des matroïdes et des graphes avec l'AG pour déterminer la configuration optimale. Dernièrement, Swarnkar [52] améliore l'algorithme des colonies de fourmis en se basant sur la théorie des graphes pour limiter l'espace de solutions possibles. Les références [53]- [54] traitent aussi cette problématique avec les colonies de fourmis. On peut citer également les références [55]- [56] pour le recuit simulé, pour la recherche tabou [57] et [81]- [58] pour les essaims particulaires. Une synthèse de publications sur ce sujet est disponible dans la référence [59].

En ce qui concerne le problème du réglage de la tension, les moyens de réglages diffèrent suivant les pays. On peut citer l'exemple des Etats-Unis où l'utilisation de gradins de condensateurs et d'autotransformateurs au sein du réseau est très fréquente. Contrairement en France où les gradins de condensateurs sont utilisés pour compenser les transits de réactif au niveau des postes sources, vu du réseau de transport. En réalité, le réglage est réalisé principalement avec les transformateurs à régleurs en charge. Aujourd'hui, il doit inclure les GED. On peut aussi plus rarement trouver des dispositifs de type FACTS (*Flexible AC Transmission System*) dans d'autres pays. En pratique, cette problématique est traitée couramment avec des méta-heuristiques. Les références [82]- [83] résolvent respectivement avec les algorithmes évolutionnaires et les colonies de fourmis.

L'utilisation des méthodes exactes est moins répandue comparée aux méthodes approchées. La complexité des problèmes comme la reconfiguration ou le réglage de la tension oriente plus les développements vers les méthodes approchées. Mais néanmoins, on peut citer les références suivantes qui ont développé des modèles convexes pour résoudre la reconfiguration. Taylor développe des modèles quadratiques et conique depuis le modèle des équations de répartition de charge de Baran (cf. section III.4.2.1) en opérant des simplifications [84]. Il montre par ce fait que les récents développements de l'optimisation exacte sont une alternative au vu des progrès qu'a connu ce domaine ces dernières années. Romero-Ramos [85], pour sa part, formule le problème de la reconfiguration comme un problème mixte quadratique contraint résolu grâce à l'algorithme du *Branch and Bound*. Son

¹⁸L'éthologie désigne l'étude du comportement animal.

modèle découle des équations de répartition de charge classique et ne garantisse pas l'optimalité due à la non-convexité. Jabr [86] va plus dans sa démarche en partant toujours du même modèle que Ramos, mais introduit des techniques de convexification qui assurent l'optimalité comme la programmation conique. Ferreira [87] présente une formulation basée sur la programmation en nombres entiers via des techniques de convexification (*McCormick's envelopes*) et de linéarisation (*piecewise linear approximations*).

De la même manière que la reconfiguration, le problème du réglage de la tension aussi est résolu par certains auteurs avec les méthodes déterministes. Un modèle mixte non linéaire est proposé pour la VVC en présence de GED par Paaso [48]. L'algorithme de résolution « Outer Approximation » est utilisé pour résoudre ce modèle. Il est semblable à la Décomposition de Benders développée au paragraphe II.9.2. Sarić et Stanković [49] propose une linéarisation avant d'appliquer Benders. Ces linéarisations sont possibles grâce aux propriétés de convexité de la fonction objectif sur les pertes Joule [88]- [89]. Sur la référence [50], l'auteur transforme le modèle mixte non linéaire en un problème non linéaire qu'il résout avec un algorithme du point intérieur.

Par rapport au couplage de ces deux fonctions dont l'objectif principal consiste à mieux coordonner les leviers que sont les transformateurs avec régleur en charge (TRC), les gradins de condensateurs, les OMT et les GED, la littérature est plutôt inexistante car c'est un sujet relativement récent. Néanmoins, on peut citer Hussein Khodr [90], qui traite ce problème avec une simplification majeure, et non des moindres, car les prises des TRC, qui en toute rigueur sont des variables discrètes sont considérés comme des variables continues. Certains problèmes résolus à ce jour peuvent être vus comme des cas particuliers de notre problème général. On peut citer l'hybridation de la reconfiguration et du placement optimal des gradins de condensateurs étudiée par Chung-Fu [91] traité avec l'Algorithme des Colonies de Fourmis (ACF).

A ce stade, il nous semble pertinent de bien caractériser tous les éléments et les composants qui forment un réseau de distribution du point de vue mathématique dans la mesure où, dans toute la suite de cette thèse, nous utiliserons ces connaissances élémentaires.

II.7. Des composants physiques vers les modèles mathématiques

Chaque entité physique (élément ou composant) du réseau a un comportement spécifique caractéristique de sa nature et/ou de ses conditions de fonctionnement. C'est l'ensemble qui détermine le fonctionnement du réseau et les interactions entre ses constituants. Donc, nous devons représenter et modéliser l'ensemble de ces composants en vue de notre étude. Rappelons que notre étude consiste à la coordination des différents leviers de réglage disponibles dans un réseau de distribution qui sont : les prises des transformateurs à régleur en charge, le nombre de gradins de condensateur enclenchés, les niveaux d'injections ou de soutirage de puissance réactive des GED, et les positions des organes de manœuvres télécommandés. Nous déterminons tous ces moyens pour un instant donné de fonctionnement.

En effet, nous effectuons une étude statique ou en régime permanent, i.e. les phénomènes transitoires et dynamiques ne sont pas pris en compte. Pour ce faire, nous adoptons la logique suivante : nous présenterons une vision locale, i.e. élément par élément, à savoir les modèles de lignes, des transformateurs, des gradins de condensateurs, des GED, des charges et des organes de coupures vers une vision globale, i.e. la représentation du réseau et la structure ou topologie finale de fonctionnement.

II.7.1. Modélisation des charges

Les charges sont regroupées et alimentées suivant leur nature. Nous distinguons trois segmentations de charges au sein d'un réseau de distribution classées en fonction de leurs usages ou de leurs besoins, mais également suivant leur distribution géographique et leur variation temporelle [92]:

- Les charges de type résidentiel en BT (habitations individuelles ou collectives)
- Les charges de type tertiaire en BT ou MT (commerces, services, bureaux, hôtels, bâtiments d'enseignement, etc.)
- Les charges de type industriel en BT ou MT (usines, carrières, raffineries, etc.)

Chaque type de charge a son propre comportement et sa propre variation, aussi bien d'un point de vue statique que dynamique. Suivant l'étude menée, le modèle dynamique peut être construit à partir de modèles statiques en considérant que l'évolution temporelle est le fruit d'une suite de comportements quasi-statiques. Pour les besoins de notre étude et des hypothèses que nous allons faire, un modèle statique est suffisant pour exprimer le comportement de la charge, car nous optimisons le réseau à un instant de fonctionnement donné. Tous les modèles statiques qui existent à ce jour expriment les caractéristiques de la charge (ses puissances active et réactive) comme une fonction algébrique de la tension et parfois de la fréquence [93]. Néanmoins, nous ne tiendrons pas compte du dernier facteur qu'est la fréquence car tous les moyens de réglage que nous utilisons dans notre étude n'ont pas pour objectif de régler la fréquence du réseau. Le réglage de fréquence est réalisé par les grandes centrales de production du réseau de transport (réglage hiérarchique en trois étapes : primaire, secondaire et tertiaire) [94]. La fréquence sera donc considérée constante et égale à 50 Hz. De plus, étant donné que nous travaillons sur la Haute Tension A, nous ne considérons que les charges moyenne tension et les postes de distribution publique HTA/BT qui symbolisent la frontière avec le réseau Basse Tension (BT). Les données des charges dont nous disposons sont donc les puissances vues de la HTA.

Nous présentons, de ce fait, les deux modèles de charge les plus usuels dans ce contexte : le modèle exponentiel et le modèle polynomial.

Le **modèle exponentiel** exprime, à un instant donné de fonctionnement, les composantes active et réactive séparément de la charge connectée au nœud i par des fonctions puissances selon les équations (I-1).

$$P_i^c = P_i^0 \cdot \left(\frac{V_i}{V_i^0} \right)^{np} \quad \text{et} \quad Q_i^c = Q_i^0 \cdot \left(\frac{V_i}{V_i^0} \right)^{nq} \quad (\text{II-3})$$

V_i^0 , P_i^0 et Q_i^0 expriment respectivement le module de la tension et les puissances active et réactive de référence choisies suivant un point de fonctionnement initial. Les exposants np et nq varient usuellement entre 0,5 et 1.8 et de 1.5 à 6 [93]. Cependant, déterminer ces valeurs n'est pas chose aisée dans la mesure où les données mesurées pour reconstruire le comportement des charges sont rarement disponibles pour le réseau de distribution. Ainsi, dans la plupart des cas et sans informations précises, il est courant de choisir $np = 1$ et $nq = 2$ [93] ou $np = 0$ et $nq = 0$ (très souvent dans la littérature scientifique). On dit que la charge est de type puissance constante (PQ constant) pour ce dernier cas, ce qui signifie que la puissance consommée par la charge est indépendante de la tension à ses bornes. D'autres choix d'exposants s'opèrent lorsque la nature de la charge est bien caractérisée : courant constant ($np = 1$ et $nq = 1$) ou impédance constante ($np = 2$ et $nq = 2$). Néanmoins les charges ont, malgré l'agrégation suivant les usages ou leur distribution géographique par regroupement des départs HTA de même type, des comportements hétérogènes.

Une alternative est proposée : le **modèle polynomial** encore appelé **modèle ZIP** (équations (II-4) et (II-5)). Il est constitué à la fois des composantes à puissance constante (P), à courant constant (I) et à impédance constante (Z).

$$P_i^c = a_i^0 \cdot P_i^0 + a_i^1 \cdot \frac{P_i^0}{V_i^0} \cdot V_i + a_i^2 \cdot P_i^0 \cdot \left(\frac{V_i}{V_i^0} \right)^2 \quad (\text{II-4})$$

$$Q_i^c = b_i^0 \cdot Q_i^0 + b_i^1 \cdot \frac{Q_i^0}{V_i^0} \cdot V_i + b_i^2 \cdot Q_i^0 \cdot \left(\frac{V_i}{V_i^0} \right)^2 \quad (\text{II-5})$$

Les coefficients a_i^0 , a_i^1 , a_i^2 , b_i^0 , b_i^1 et b_i^2 définissent la proportion de chaque composante [93].

Discussion sur l'importance de la modélisation des charges :

Dans le domaine statique, une hypothèse est couramment admise : les charges sont souvent modélisées comme étant des soutirages de puissances actives et réactives constantes (PQ). Ce modèle est de loin le plus utilisé pour les problèmes d'optimisation dans les réseaux de distribution [71] [76] [49]. Quelques travaux relatent les modèles à courant constant, à impédance constante, voire le modèle ZIP [95]. Néanmoins, ces hypothèses de modélisation peuvent être sujettes à discussion :

- Par rapport à l'optimisation des pertes Joule avec la reconfiguration, il a été constaté que la représentation (en puissance constante, ou en courant constant ou d'impédance constante) n'avait pas d'influence sur la configuration choisie [23] [71] [76] (il n'existe

pas de preuves formelles, ces conclusions sont faites sur des cas d'étude finis). La valeur des pertes était évidemment différente mais la configuration optimale trouvée reste la même. Rappelons que pour les travaux de ces références, la recherche de la configuration optimale se fait certes avec ou sans présence des GED, mais sans faire appel au réactif comme un levier de réglage. Lorsque le réactif des GED est une variable décisionnelle du problème d'optimisation, le type de charge devient un paramètre essentiel pour ainsi dire car la configuration optimale peut être modifiée.

- Cependant, dans l'optique de gestion du plan de tension (avec comme objectif la minimisation des pertes ou celle des écarts de tension), des études [96] ont permis de mettre en évidence que la modélisation en puissance constante (PQ) n'est pas forcément la meilleure. En effet, l'optimisation a tendance à augmenter le plan de tension pour réduire les transits de courants alors que de nombreuses charges dont les transformateurs des postes de distribution publique ont une partie de leur comportement de type impédance (Z).

Nous allons donc, à partir de ces constatations, déterminer l'influence que représente chaque modèle de charge suivant l'objectif fixé. Nous nous servirons des types de charge à puissance constante, à courant constant, à impédance constante et du modèle polynomial ZIP suivant les problèmes traités.

Dans nos études, nous ne considérons que les pertes à vide des postes HTA/BT qui sont situées sur la HTA.

II.7.2. Modélisation des lignes et des câbles

Les lignes électriques dans un réseau de distribution sont courtes. Or pour des lignes inférieures à 150 km (courtes ou moyennes), un schéma en π (Figure II.3) est souvent suffisant [93] pour reproduire le comportement et traduire les caractéristiques de la ligne en régime permanent (pas de constantes de propagation des ondes caractéristiques des lignes longues). Dans cette représentation, sont considérées la résistance de la ligne en série avec sa réactance et ses admittances parallèles (uniquement les demi-susceptances négatives qui traduisent l'effet capacitif). Dans la pratique, quelques-unes de ces lignes électriques possèdent à chacune de leurs extrémités un organe de manœuvre (élément O sur la Figure II.3). Elles sont considérées connectées si l'un de ces organes est à l'état fermé. Leurs caractéristiques physiques dépendent de la nature même du conducteur (souterrain ou aérien).

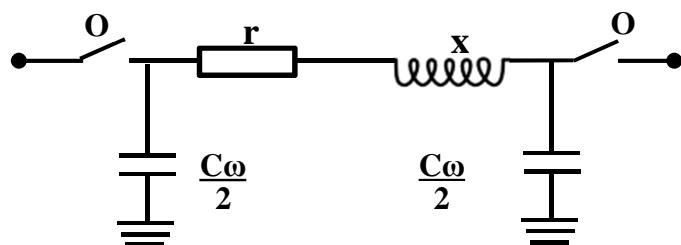


Figure II.3 : Modèle en π d'une ligne électrique

II.7.3. Modélisation des organes de manœuvre

Les organes de manœuvre représentent les éléments de connexion entre les différentes lignes et/ou les câbles. Peu importe la fonction (interrupteur ou d'un disjoncteur) qu'il doit accomplir, les organes de manœuvre ne possèdent que deux états possibles : ouvert ou fermé. La Figure II.3 montre un exemple d'organe de manœuvre raccordé en série avec une ligne. Il en sera de même pour les transformateurs à régleur en charge. D'un point de vue mathématique, nous les représenterons par des variables binaires.

II.7.4. Modélisation des transformateurs (avec ou sans régleur en charge)

Dans le réseau de distribution français, il existe deux types de transformateurs : les transformateurs standards et les transformateurs avec régleurs en charge. Les régleurs en charge (**OLTC**, *On Load Tap Changer*) permettent de modifier le ratio des tensions en changeant les nombres de spires (souvent côté haute tension : les courants sont plus faibles et il y a plus de spires). Ils peuvent être modélisés comme une ligne plus un ratio k_{ij} qui représente le rapport de transformation [93]. Lorsque les tensions sont exprimées en grandeur réduites (normalisées) ou *per unit* (en anglais), k_{ij} est proche de 1. Comme il dépend du nombre de spires, k_{ij} varie et prend des valeurs discrètes. Il peut représenter une variable décisionnelle du transformateur à régleur en charge pour des problèmes d'optimisation. Dans les réseaux français, un transformateur avec régleur en charge possède souvent plus d'une dizaine de prises de réglage, typiquement 17 à 25. C'est en jouant sur ces prises que l'on ajuste la tension souhaitée en sortie du poste source. Les phénomènes transitoires ne sont pas pris en compte, il s'agit d'un calcul en régime permanent. Le paramètre Y_0 de la Figure II.4 traduit l'impédance à vide ramenée au secondaire. Les pertes joules et les fuites de flux du transformateur sont modélisées par le paramètre Z_{ij} . Le paramètre k_{ij} des transformateurs standards (sans régleur en charge) est constant, donc ne sera pas considéré comme une variable de décision. C'est pourquoi, pour les besoins de modélisation, nous le fixons à un, i.e. $k_{ij} = 1$ car il est déjà pris en compte dans l'impédance Z_{ij} . L'élément O décrit les organes de manœuvres connectés au transformateur.

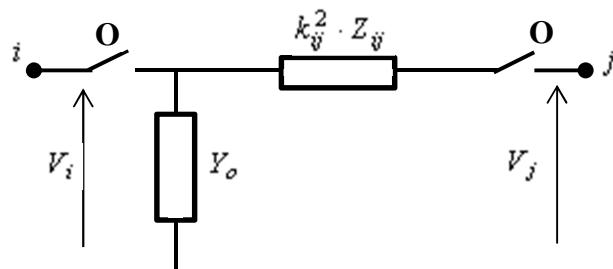


Figure II.4 : Modèle d'un transformateur avec ou sans régleur en charge

II.7.5. Modélisation des gradins de condensateurs

Les gradins de condensateurs assurent la correction du facteur de puissance au niveau du point de soutirage HTB en jouant sur la puissance réactive injectée au niveau du poste source. En général, ils possèdent jusqu'à 3 gradins avec chacun une puissance nominale de quelques MVar. La puissance réactive fournie se fait donc par paliers mais deux représentations sont possibles : soit de manière approximative comme étant des charges PQ (cf. paragraphe II.7.1) avec une puissance active nulle et avec une puissance réactive indépendante de la tension à ses bornes comme indiqué sur la Figure II.5 (courbes noires), soit en tenant compte de la tension à ses bornes, ce qui est le cas dans la réalité car la puissance réactive fournie dépend du carré de la tension (Figure II.5 en bleu). Suivant la courbe bleue, une tension de 1 pu permettrait de produire une puissance réactive de $2 \cdot 10^{-4}$ pu pour le gradin n°5. Supposons maintenant que la tension réelle soit égale à 0.99 pu aux bornes du gradin. Alors la puissance réactive injectée par le gradin n°5 est égale à $1,96 \cdot 10^{-4}$ pu, donc inférieure à $2 \cdot 10^{-4}$ pu. Ce qui veut dire en d'autres termes, qu'en modélisant les gradins comme des injections constantes, on surestime légèrement la puissance injectée lorsque la tension est inférieure à 1 pu. Mais ces deux valeurs sont sensiblement égales. Par conséquent une modélisation à puissance réactive constante est quasiment équivalente et suffisante à une modélisation avec une impédance bien que ce soit plus exact.

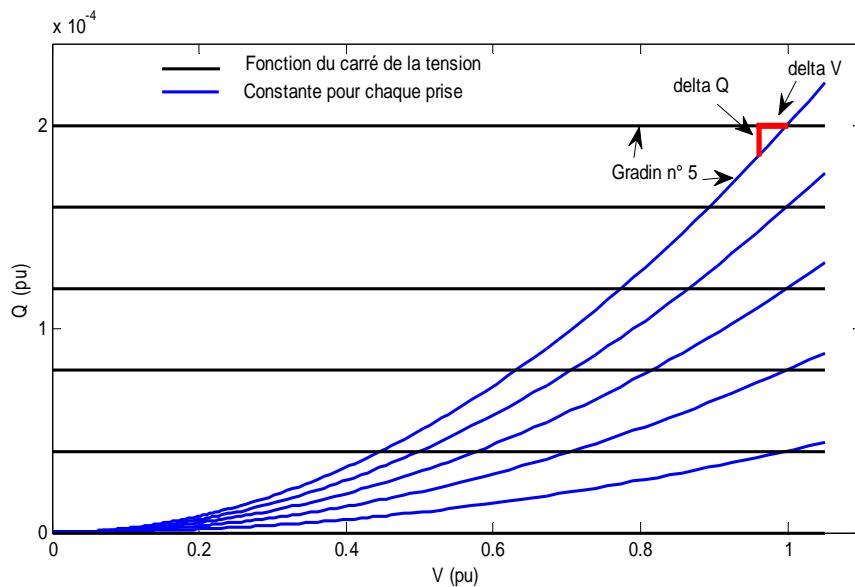


Figure II.5 : Variation de la puissance réactive aux bornes du gradin de condensateur

II.7.6. Modélisation des Générateurs d'Energie Dispersés (GED)

La modélisation des Générateurs d'Energie Dispersion (GED) peut dépendre de plusieurs paramètres comme : la nature de la technologie du GED et/ou de l'étude menée (statique ou dynamique par exemple). Les critères principaux de modélisation reposent, au-delà de la technologie, sur les méthodes d'optimisation à utiliser et sur l'exactitude du modèle en soi.

Ainsi, suivant le type d'algorithme choisi, nous sommes amenés à considérer différents types de modèles pour notre étude. Pour les méthodes déterministes, nous les considérons comme des injections de puissance active constante et réactive variable (de façon continue dans un premier temps), comme dans les études antérieures [32] [23] [41] [33]. De ce fait, par correspondance avec les charges (cf. paragraphe II.7.1), ils seront modélisés comme étant des charges (PQ) négatives. Nous proposerons, par ailleurs, un modèle discrétilisé comme nous le verrons plus en détails par la suite dans le cas de l'Algorithme des Colonies de Fourmis (ACF). Il est à noter que seuls les générateurs des réseaux de transports sont autorisés à maintenir la tension à leurs bornes. Ceci est, pour l'instant, proscrit dans les réseaux de distribution pour éviter une augmentation des situations d'ilotage indésirables. De fait, une modélisation de type PV (cf. paragraphe ci-dessous) ne serait pas correcte dans l'état actuel des textes réglementaires, même si de nombreux travaux tendent à vouloir faire évoluer la réglementation dans cette direction. Ceci étant, les GED doivent être en mesure de fonctionner dans certaines plages. Ils doivent être en mesure d'absorber une puissance réactive équivalente à $Q_{min}^{ged} = -0.35 \cdot P_{max}^{ged}$ et en fournir si besoin $Q_{max}^{ged} = 0.4 \cdot P_{max}^{ged}$ avec P_{max}^{ged} la puissance maximale que peut injecter le GED en question.

II.7.7. Représentation d'un réseau

Depuis les systèmes d'information géographiques où l'on dispose de l'ensemble des informations (segments, nœuds, transformateurs, postes sources, GED, etc..) relatives au réseau, on est en mesure de passer d'un modèle physique vers une représentation abstraite plus compacte et non moins riche en renseignements. Ces représentations permettent, en fait, de distinguer à la fois l'ensemble des éléments et des composants du réseau et leur connectivité. Ces représentations sont utiles pour plusieurs points de vue : pour la visualisation par exemple ou pour l'optimisation. Les grandeurs électriques sont définies suivant la nature du composant ou de l'élément.

Soit un réseau électrique quelconque (Figure II.6.a). Par souci de généralisation, ce réseau est composé de m lignes, n nœuds, nT transformateurs, nC gradins de condensateurs, nG générateurs d'énergie dispersés et nPS postes sources. Nous dénommons par Ω l'ensemble des lignes et Γ l'ensemble des noeuds qui le composent. Dans ces conditions, on a les cardinaux des ensembles Ω et Γ qui sont $|\Omega|=m$ et $|\Gamma|=n$. On passe de cette représentation schématique du réseau en soi vers une description nodale et connective (en graphe). On définit le couple suivant $G = (\Gamma, \Omega)$ comme étant le graphe associé au réseau. Les lignes électriques sont désormais dénommées "arcs" ou "branches".

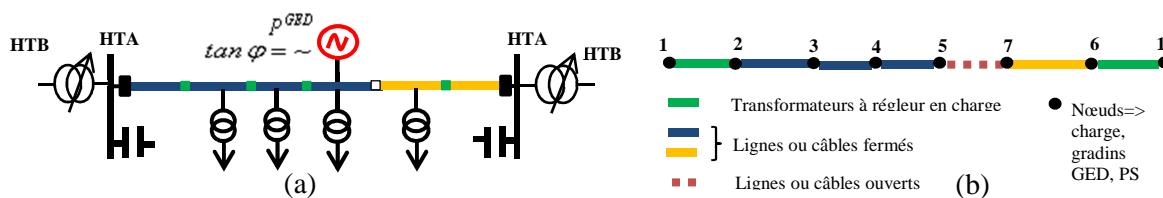


Figure II.6 : Exemple de réseau (a) et son graphe correspondant (b)

Le graphe correspondant au réseau (Figure II.6.a) est décrit sur la Figure II.6.b. On voit une représentation abstraite, mais derrière laquelle toutes les informations sur le réseau nécessaires à l'étude envisagée sont prises en compte. Parmi ces renseignements, on aura les trois types de nœud comme dans les calculs de répartition des charges classiques [97] :

- Le nœud bilan de type $V\theta$: lors d'un calcul de répartition de charge par exemple, un nœud est choisi comme référence. C'est un artifice mathématique qui permet d'assurer l'équilibre entre la consommation et la production aux pertes près. La tension V et la phase θ sont fixées (pour le réseau de distribution, c'est souvent le nœud du poste source raccordé au réseau de transport). Dans notre exemple, il est représenté par le point **1**.
- Les nœuds générateurs de type PV , qui asservissent la tension et la puissance à une consigne. La puissance active produite P_i et la tension V_i sont donc connues. Nous n'en aurons pas dans les cas d'étude effectués.
- Les nœuds consommateurs de type PQ correspondant aux points 2 à 6 sur la Figure II.6.b. Cette appellation est utilisée en l'occurrence lorsque les charges sont de type puissance constante d'une part et d'autre part par le fait que même pour les autres types de charges considérées, les modèles dépendent des estimations des puissances active et réactive maximales. C'est pourquoi, les nœuds consommateurs seront définis par les données de consommation des puissances active P_i et réactive Q_i et du type de charge. Cela suppose que l'on soit capable de mesurer ou d'estimer correctement les puissances au niveau des postes de distribution publique HTA/BT. Ce qui révèle l'importance des modèles de prévision et de la modélisation de charge dans les réseaux de distribution.

Nous aurons aussi les informations relatives aux transformateurs et à tous les autres composants du réseau.

Modélisation de la topologie pour la reconfiguration :

La représentation sous forme de graphe donne une vision abstraite du réseau permettant d'expliquer certaines notions comme la topologie radiale d'exploitation. Plusieurs cas peuvent se présenter. Initialement, la représentation du réseau, de par sa conception avec des boucles en graphe non orienté, lui confère une structure connexe¹⁹. Les exemples considérés jusqu'ici sont des graphes non orientés, mais il s'avère plus utile d'introduire, dans certains cas, la notion d'orientation. Une configuration radiale est équivalente à un arbre couvrant²⁰. Cela

¹⁹ Un graphe non orienté sera dit connexe si pour tout nœud il existe un chemin pour atteindre tout autre nœud [50]

²⁰ On appelle arbre couvrant de G tout graphe partiel $K = (\Gamma, T)$ de $G = (\Gamma, \Omega)$ qui est un arbre. Dans ce cas K « couvre » tous les sommets de G .

inclus aussi la notion de connexité car aucun nœud ne sera isolé et il n'y aura pas de boucle dans le réseau. L'exemple le plus simple est représenté par la Figure II.7 où on voit le graphe non orienté connexe (a) et un de ses arbres couvrants par l'ouverture de deux branches des boucles élémentaires. Le choix des branches à ouvrir est essentiel dans la mesure où c'est lui qui conditionne la topologie finale. On n'a pas toujours une représentation sous cette forme car un réseau de distribution dispose généralement de plusieurs voies d'alimentation possibles. Lorsque les réseaux amonts, en l'occurrence les réseaux de répartition, font partie du même ensemble, alors on peut toujours se ramener à l'exemple de la Figure II.7. Mais tel n'est pas toujours le cas car les réseaux de répartition peuvent être de sources différentes. Dans ces conditions, la topologie finale devra répondre à la fois à la notion de connexité et d'arbre couvrant, mais suivant une autre forme : on parlera de topologie en forêt comme montré sur la Figure II.8. Nous avons là une représentation d'un graphe non connexe (a) avec deux sources (nœuds 1 et 6) qui donne deux sous arbres couvrants. Ceci étant, tous les sommets ou nœuds seront alimentés par une des deux sources, comme on peut le voir avec les encadrés bleu et vert (Figure II.8.b).

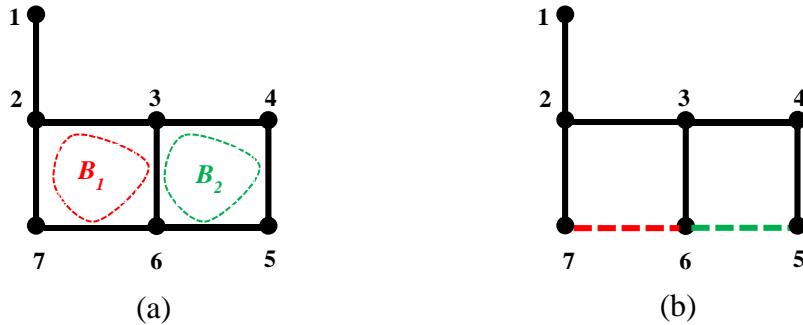


Figure II.7 : Graphe non orienté connexe (a) et un arbre couvrant correspondant (b)

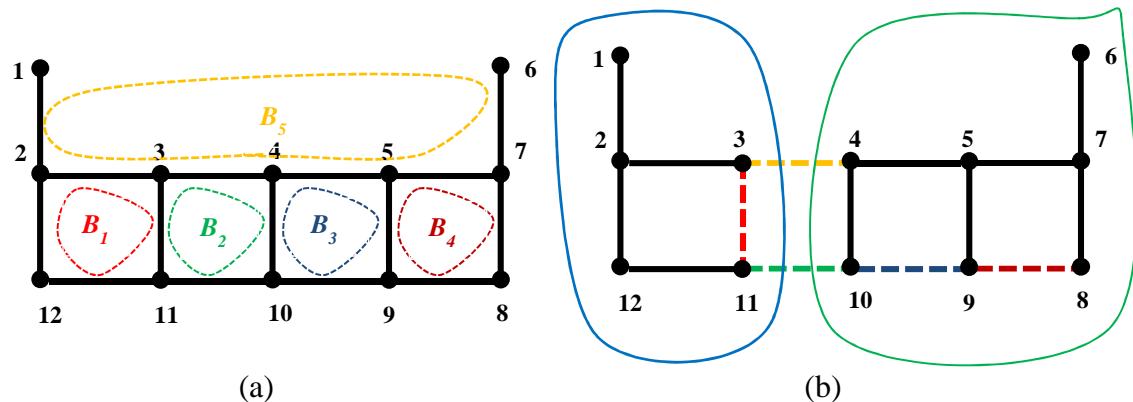


Figure II.8 : Graphe non orienté connexe (a) et exemple d'arbres couvrants correspondants (topologie en forêt non connexe)

II.8. Formulation générale du problème en coordonnées polaires

Nous formulons dans ce paragraphe l'optimisation des pertes Joule au travers du couplage de la reconfiguration et du réglage de la tension que nous nommons $\Pi_{\text{RRT-CP}}$. Pour ce faire, considérons un réseau de distribution électrique avec l'ensemble de ses composants (transformateurs HTB/HTA, lignes, câbles, entre autres, cf. 0). La puissance complexe qui régit chaque nœud i s'exprime comme indiqué par l'équation (II-6):

$$S_i = P_i + j \cdot Q_i = V_i I_i^* = V_i \cdot \left(\sum_{j \in \Gamma(i)} e_{ij} \cdot [y_{iij} \cdot V_i + y_{ij} \cdot (V_i - V_j)] \right)^* \quad (\text{II-6})$$

Elle exprime les équations de répartition de charge qui assurent les lois de Kirchhoff et la loi d'ohm généralisée au niveau des lignes. Nous avons introduit les variables binaires e_{ij} pour traduire la notion de configuration. En travaillant en coordonnées polaires, nous définissons la tension complexe V_i qui s'exprime comme suit : $V_i = |V_i| \cdot e^{j \cdot \theta_i}$ mais nous userons de la notation suivante pour simplifier l'écriture en exprimant V_i comme le module de la tension dans tout ce qui suit. Donc, partant de l'équation (II-6), on peut exprimer les composantes réelles et imaginaires des puissances active et réactive nodales P_i et Q_i comme indiqué par les équations (II-7) et (II-8).

$$P_i = P_i^g - P_i^c = \sum_{j \in \Gamma(i)} P_{ij} = \sum_{j \in \Gamma(i)} e_{ij} \cdot \left[(g_{ij} + g_{iij}) \frac{V_i^2}{k_{ij}^2} - \frac{V_i V_j}{k_{ij}} (g_{ij} \cos \theta_{ij} + b_{ij} \sin \theta_{ij}) \right] \quad (\text{II-7})$$

$$Q_i = Q_i^g - Q_i^c = \sum_{j \in \Gamma(i)} Q_{ij} = - \sum_{j \in \Gamma(i)} e_{ij} \cdot \left[(b_{ij} + b_{iij}) \frac{V_i^2}{k_{ij}^2} + \frac{V_i V_j}{k_{ij}} (g_{ij} \sin \theta_{ij} - b_{ij} \cos \theta_{ij}) \right] \quad (\text{II-8})$$

Où $P_i^g, P_i^c, Q_i^g, Q_i^c$ représentent respectivement les puissances active et réactive générées et consommées, $\Gamma(i)$ l'ensemble des nœuds incidents au nœud i et P_{ij}, Q_{ij} les transits de puissances active et réactive dans le sens du nœud i vers le nœud j . Ces expressions tiennent compte des modèles de composants de la section II.7. Nous rappelons que k_{ij} est le rapport de transformation des transformateurs à réglage en charge et qu'il est égal à 1 pour les lignes. L'angle $\theta_{ij} = \theta_i - \theta_j$ représente la différence de l'angle de la tension du nœud j par rapport à celui du nœud i . Nous avons aussi les admittances propre $y_{ij} = g_{ij} + j \cdot b_{ij}$ et transversale $y_{iij} = g_{iij} + j \cdot b_{iij}$ du composant (i, j) composées respectivement des conductances et des susceptances. De cette manière, notre problème d'optimisation peut s'exprimer comme suit :

La fonction objectif. Pour l'exemple, nous avons choisi comme objectif de minimiser les pertes Joule dans le réseau. Bien entendu, plusieurs autres objectifs peuvent être considérés selon les besoins, par exemple l'écart de tension, la fiabilité ou l'équilibrage des charges. Plusieurs variables décisionnelles ou leviers sont retenus comme l'indique l'équation (II-9)

dans notre cas : la configuration exprimée par les variables binaires e_{ij} , des variables discrètes pour les prises des transformateurs à réglage en charge t_{ij} (équation (II-21)), et celles des gradins de condensateurs n_i respectivement, et des variables continues pour le réactif de la production décentralisée Q_i^{ged} .

$$\min \quad \text{Pertes Joules}(e_{ij}, t_{ij}, n_i, Q_i^{ged}) = \sum_{(i,j) \in \Omega} (P_{ij} + P_{ji}) \quad (\text{II-9})$$

On rappelle que Ω est l'ensemble des lignes et transformateurs du réseau. Les équations (II-7) et (II-8) peuvent être substituées par :

Les contraintes nodales des puissances active et réactive.

$$P_i^g - P_i^c = \sum_{j \in \Gamma(i)} P_{ij} \quad \text{et} \quad Q_i^g + Q_i^{grad} - Q_i^c = \sum_{j \in \Gamma(i)} Q_{ij} \quad (\text{II-10})$$

Avec Q_i^{grad} qui traduit la puissance réactive injectée par les gradins de condensateurs

Les transits de puissances active et réactive

Ils sont obtenus avec le développement de l'équation (II-11) qui exprime la puissance apparente S_{ij} transitant au niveau du composant (i, j) du nœud i vers le nœud j .

$$S_{ij} = P_{ij} + j \cdot Q_{ij} = V_i I_{ij}^* = e_{ij} \cdot V_i \cdot [y_{iij} \cdot V_i + y_{ij} \cdot (V_i - V_j)]^* \quad (\text{II-11})$$

- Les puissances qui transitent du nœud i vers le nœud j .

$$P_{ij} = e_{ij} \cdot \left[(g_{ij} + g_{iij}) \frac{V_i^2}{k_{ij}^2} - \frac{V_i V_j}{k_{ij}} (g_{ij} \cos \theta_{ij} + b_{ij} \sin \theta_{ij}) \right] \quad (\text{II-12})$$

$$Q_{ij} = -e_{ij} \cdot \left[(b_{ij} + b_{iij}) \frac{V_i^2}{k_{ij}^2} + \frac{V_i V_j}{k_{ij}} (g_{ij} \sin \theta_{ij} - b_{ij} \cos \theta_{ij}) \right] \quad (\text{II-13})$$

- Les puissances qui transitent du nœud j vers le nœud i .

$$P_{ji} = e_{ij} \cdot \left[g_{ij} V_j^2 - \frac{V_i V_j}{k_{ij}} (g_{ij} \cos \theta_{ij} - b_{ij} \sin \theta_{ij}) \right] \quad (\text{II-14})$$

$$Q_{ji} = e_{ij} \cdot \left[-b_{ij} V_j^2 + \frac{V_i V_j}{k_{ij}} (g_{ij} \sin \theta_{ij} + b_{ij} \cos \theta_{ij}) \right] \quad (\text{II-15})$$

Les équations (II-12)-(II-15) présentent plusieurs sources de non-convexités dues essentiellement à la présence de termes bilinéaires²¹, quadratiques, mais aussi au produit/quotient entre ces termes et les variables binaires et discrètes. On notera que ces équations ne sont pas explicitées suivant la forme standard du problème général Π pour simplifier l'écriture. Ce sera le cas pour toute la suite.

Les contraintes sur le nœud bilan

$$V_{ps} = V_{spec} \quad \text{et} \quad \theta_{ps} = 0, \quad \forall i \in \Gamma(ps) \quad (\text{II-16})$$

Où $\Gamma(ps)$ est l'ensemble des nœuds bilans (poste source) du réseau. La tension des nœuds bilan V_{ps} et θ_{ps} du déphasage initial sont fixés respectivement à une constante V_{spec} (pour tension spécifiée) et à zéro car considéré comme référence.

Les contraintes techniques

- Sur la tension sur chaque nœud du réseau

$$V_i^{\min} \leq V_i \leq V_i^{\max} \quad (\text{II-17})$$

Avec V_i^{\min} et V_i^{\max} les tensions minimale et maximale permises pour le nœud i .

- Sur le courant maximal admissible dans les lignes

$$0 \leq I_{ij} \leq I_{ij}^{\max} \quad (\text{II-18})$$

Avec I_{ij}^{\max} le courant maximum à ne pas dépasser du composant (i, j) .

- Sur les butées en puissance réactive des générateurs dispersés

$$Q_i^{ged\min} \leq Q_i^{ged} \leq Q_i^{ged\max} \quad (\text{II-19})$$

Où $Q_i^{ged\min}$ et $Q_i^{ged\max}$ les butées minimale et maximale permises du GED connecté au nœud i .

²¹ On appelle terme bilinéaire le produit entre deux variables $x*y$. On notera que les termes quadratiques en sont un cas particulier.

Les contraintes physiques

$$-\pi \leq \theta_i \leq \pi \quad i \in N / \{s\} \quad (\text{II-20})$$

$$k_{ij} = \text{TapMax}_{ij} - \text{TapSize}_{ij} \cdot (t_{ij} - 1) \quad (\text{II-21})$$

$$1 \leq t_{ij} \leq NpT_{ij} \quad (\text{II-22})$$

$$Q_i^{\text{grad}} = n_i \Delta q_i^{\text{grad}} \quad (\text{II-23})$$

$$0 \leq n_i \leq Npc_i \quad (\text{II-24})$$

Où TapMax_{ij} est le rapport de transformation maximal, TapSize_{ij} l'écart de tension induit par le changement d'une prise et NpT_{ij} le nombre de prises du transformateur à régleur à charge (i, j) . Les paramètres Δq_i^{grad} et Npc_i sont respectivement la puissance réactive injectée avec le changement d'une prise et le nombre de prises du gradin de condensateurs connecté au nœud i .

Les contraintes topologiques

Les réseaux de distribution sont certes conçus suivant des structures bouclées ou maillées mais ils sont exploités suivant une topologie radiale (paragraphe II.7.7). Reprenons l'exemple du réseau de la Figure II.7 et de sa représentation. Soient $|T| = n$ le nombre de nœud du réseau, $|\Omega| = m$ le nombre de lignes, C_b et $|C_b| = nbrC_b$ respectivement une boucle élémentaire du réseau et le nombre de composants (de type ligne câble ou transformateur) qui la compose, $nbrC$ le nombre total de boucle élémentaire du réseau et nPS le nombre de postes sources. Nous définissons les boucles élémentaires d'un réseau comme les boucles composées par le nombre minimal de lignes. Deux boucles élémentaires B_1 et B_2 sont représentées sur la Figure II.9.a. L'union de ces deux boucles donne une boucle non élémentaire B_3 . Pour traduire la topologie radiale, la contrainte (II-25) est souvent utilisée (par analogie à l'arbre couvrant d'un graphe). Elle exprime le fait que pour respecter cette configuration arborescente, il faut que le nombre de lignes à l'état fermé soit égale au nombre de lignes dans la configuration maillée moins le nombre de boucles. Autrement dit, le nombre de lignes à l'état fermé équivaut à la différence entre le nombre de nœud et le nombre de poste source. La Figure II.9.b montre une topologie respectant la contrainte (II-25). Mais en présence de la production décentralisée, deux cas peuvent se présenter :

- Les GED ne peuvent pas assurer l'alimentation totale des charges les plus proches, alors les équations électriques avec la contrainte (II-25) permettent d'avoir une topologie radiale.
- Par contre, lorsque leur production permet alimenter entièrement les charges les plus proches, alors il risque d'avoir un fonctionnement en « îlotage » comme illustré sur la Figure II.9.d. Ce qui est interdit.

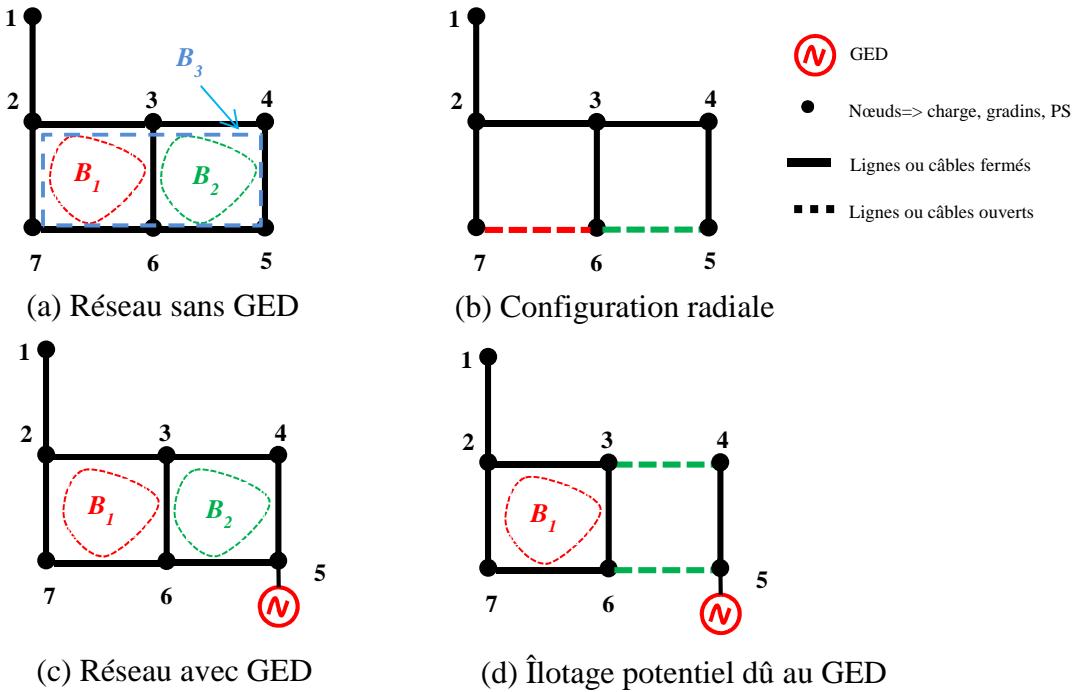


Figure II.9 : Réseaux bouclés avec ou sans GED et ses topologies suivant la contrainte (II-25)

$$\sum_{(i,j) \in \Omega} e_{ij} = n - nPS \quad \text{ou} \quad \sum_{(i,j) \in \Omega} e_{ij} = m - nbrC \quad (\text{II-25})$$

Pour contourner ces difficultés, Ramos et al [85] proposent le type de contraintes les plus adaptées connues à ce jour. Mais, ces contraintes augmentent exponentiellement en fonction du nombre de boucles et du nombre de GED. Pour éviter ce fait, nous choisissons de formuler un nouveau type de contrainte en complément de l'équation (II-25). Par analogie à un graphe contenant des cycles élémentaires, tout arbre couvrant est construit de manière à ce que chaque cycle perde un arc. A partir de ce constat, le nombre de branches dans l'arbre couvrant est égal au nombre de branche du cycle moins un. Cependant, nous n'utiliserons pas l'égalité car elle exclurait certains arbres couvrants.

A titre d'exemple, écrivons les relations relatives aux boucles élémentaires B_1 et B_2 . On aura :

$$\text{Pour } B_1 : e_{23} + e_{36} + e_{67} + e_{27} = 3$$

$$\text{Pour } B_2 : e_{34} + e_{45} + e_{56} + e_{36} = 3$$

Or, sur la Figure II.10, la configuration radiale représentée respecte bien la contrainte sur B_1 et non sur B_2 car $e_{34} + e_{45} + e_{56} + e_{36} = 2 \neq 3$ avec $e_{34} = 1$, $e_{45} = 0$, $e_{56} = 1$, $e_{36} = 0$ d'où elle sera exclue des solutions possibles.

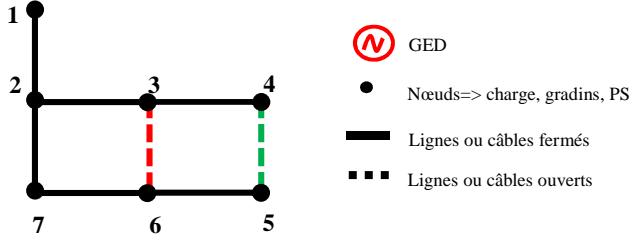


Figure II.10 : Configuration radiale exclue par l'égalité

Ainsi pour éviter de tels cas, nous formulons les contraintes sur les boucles élémentaires suivant des inégalités :

$$\sum_{(i,j) \in C_b} e_{ij} \leq nbrC_b - 1 \quad (\text{II-26})$$

La topologie radiale est assurée dans ce cas par l'ensemble des contraintes (II-25) et (II-26). En effet, lorsque l'égalité (II-25) et les inégalités (II-26) sont respectées, alors le réseau est forcément radial. Auquel cas, si l'égalité (II-25) est respectée et qu'il a une boucle ou un îlotage, alors une des inégalités est violée, ce qui signifierait que le problème est infaisable.

Pour compléter cette formulation, nous avons besoin de l'expression du courant pour vérifier la contrainte (II-18) sur les courants de lignes. Grâce à l'équation (II-6) et tenant compte de la loi d'Ohm $V_i - V_j = y_{ij} \cdot I_{ij}$, on peut déduire l'expression des courants en coordonnées polaires.

$$I_{ij} = e_{ij} \left\{ \frac{1}{k_{ij}^4} \left[(g_{ij} + g_{iij})^2 + (b_{ij} + b_{iij})^2 \right] V_i^2 + \frac{1}{k_{ij}^2} (g_{ij}^2 + b_{ij}^2) V_j^2 - \frac{2}{k_{ij}^3} V_i V_j \left[(g_{ij}(b_{ij} + b_{iij}) + b_{ij}(g_{ij} + g_{iij})) \cos \theta_{ij} - (g_{ij}b_{iij} - b_{ij}g_{iij}) \sin \theta_{ij} \right] \right\}^{1/2} \quad (\text{II-27})$$

$$I_{ij} = e_{ij} \left[\left(g_{ij}^2 + b_{ij}^2 \right) \left(\frac{V_i^2}{k_{ij}} + V_j^2 - \frac{2V_i V_j \cos \theta_{ij}}{k_{ij}} \right) \right]^{1/2} \quad (\text{II-28})$$

Notre problème composé des équations (II-9)-(II-28), sera en réalité un MINLP- $\Pi_{\text{RRT-CP}}$. Il traduit entre autres les problèmes de la reconfiguration en régime normal que nous nommons MINLP- $\Pi_{\text{RRN-CP}}$ et du réglage de la tension en présence de production décentralisée MINLP- $\Pi_{\text{RTG-CP}}$ en coordonnées polaires (CP). De manière générale, le problème du couplage MINLP- $\Pi_{\text{RRT-CP}}$ et ses dérivées (MINLP- $\Pi_{\text{RRN-CP}}$ et MINLP- $\Pi_{\text{RTG-CP}}$) présentent comme la majorité des problèmes mixtes non linéaires, plusieurs sources de difficultés dues essentiellement à la présence des variables discrètes et binaires et aux termes quadratiques et bilinéaires (non-linéarité). Tel qu'ils sont exprimés ici, ils sont très difficiles à résoudre notamment à cause de leur non-convexité et de leur nature combinatoire, ce sont des

problèmes ***NP-Difficile***. C'est pourquoi il est important de choisir un algorithme de résolution adapté afin de contourner toutes ces difficultés. Ce sera l'objet des sections suivantes.

II.9. Approches de résolution développées

Après la modélisation et la formulation du problème en coordonnées polaires (CP), il est nécessaire de choisir un algorithme de résolution et ceci peut être effectué suivant plusieurs critères. Il en existe une multitude et leur efficacité dépend globalement des caractéristiques du problème mais cela n'empêche que l'on puisse les diviser en deux grandes classes : les méthodes exactes et les méthodes approchées. Nous avons développé et testé un algorithme pour chaque classe.

II.9.1. Une méta-heuristique testée : l'algorithme des colonies de Fourmis (ACF)

Les algorithmes de colonies de fourmis (ACF) font partie de cette famille de méta-heuristiques encore appelée '*Swarm Intelligence*' qui mime le comportement collectif pour résoudre un problème trop complexe pour un unique individu. Il en est de même pour l'optimisation par Essaims Particulaires (PSO pour *Particle Swarm Optimization* en anglais), par exemple. L'ACF a été formalisée par Dorigo [98]. L'annexe A revient en détails sur le cadre théorique, les mécanismes et concepts qui ont inspiré cette méthode. Nous reviendrons également sur son application au problème du voyageur de commerce qui fait partie de la classe des problèmes ***NP-difficiles***. Il existe plusieurs types d'algorithme de colonies de fourmis, mais ils répondent globalement à la même structure algorithmique (donnée dans l'Algorithme II-1 ci-dessous), en respectant tous quatre étapes [99] à quelques différences près. Après la première étape d'initialisation des paramètres et des données du problème, une phase de construction des solutions (chemins des fourmis) se poursuit tant que la ou les conditions d'arrêts spécifiées ne sont pas respectées. Cette étape est suivie d'une recherche locale qui est optionnelle pour des raisons que nous expliquerons plus tard. Enfin, pour terminer, la mise à jour des phéromones²² est effectuée comme indiqué dans l'Algorithme II-1. Dans le cadre de l'optimisation des réseaux de distribution, plusieurs problématiques comme le placement optimal des capacités [100], la reconfiguration en régime normal [52] ou le couplage de ces deux derniers [91] et le réglage de la tension avec les transformateurs avec

²² C'est une substance volatile déposée au sol pour communiquer entre fourmis. On la retrouve chez d'autres espèces animales ou végétales. D'un point de vue algorithmique, elle permet de mesurer l'attractivité des chemins construits par les fourmis. En quelque sorte, elle représente la mémoire globale construite et accessible à tous les individus.

régleur en charge [101] entre autres, ont été développés grâce aux algorithmes de colonie de fourmis.

Le choix d'une méta-heuristique n'est pas chose aisée. En effet, les méta-heuristiques sont des méthodes non-déterministes dans le sens où pour un problème donné, on peut trouver autant de résultats (tous différents) que de résolutions. Donc il est très difficile de les comparer entre elles vu leur nature stochastique. Il n'y a pas de consensus autour de cette question car des études préconisent l'Algorithme Génétique (AG) au dépend de l'Algorithme des Colonies de Fourmis (ACF), tantôt le contraire. Cette analyse reste juste en comparant l'ACF et l'AG à l'optimisation par Essaims Particulaires (ES) ou une autre méta-heuristique. Le choix d'une de ces méthodes est souvent dicté par la nécessité de faire un compromis entre l'efficacité (temps de calcul) et la qualité des solutions. Sachant que l'efficacité dépend des choix quelquefois arbitraires de l'utilisateur notamment sur les paramètres heuristiques, la population, le nombre d'itérations et surtout de la conceptualisation voire sa codification (ou la représentation) entre autres. Même avec des calculs statistiques pour déduire des conclusions générales, pour un même problème, les conclusions entre études diffèrent. L'étude comparative des références [91] et [102] suggère que l'Algorithme des Colonies de Fourmis est plus performante que l'Algorithme Génétique et le recuit simulé pour la reconfiguration des réseaux de distribution. Tandis que d'autres auteurs comme la référence [23] préconisent l'Algorithme Génétique. Batinu fournit une étude comparative de plusieurs méta-heuristiques pour la reconfiguration [103]. Pour notre part, nous avons choisi l'Algorithme des Colonies de Fourmis pour les raisons suivantes. Tout d'abord pour sa maturité à résoudre les problèmes combinatoires, ensuite de la qualité des solutions obtenues et enfin pour sa facilité de mise en œuvre notamment sur la conceptualisation pour résoudre à la fois la reconfiguration et le réglage de la tension en présence de GED en même temps. Car, l'implémentation de règles heuristiques nous permet de limiter l'espace de solutions parcourues et donc de réduire l'effort de calcul.

Algorithme II-1 : Cadre général d'un algorithme de colonie de fourmis

```
Initialisation phéromone et données
Tant que Condition fin ≠ Vraie
    Construire les solutions des fourmis
    Recherche Locale (Optionnelle)
    Mise à jour Phéromones
Fin Tant que
```

Etant donné que la plupart de ces algorithmes ont été initialement conçus pour l'optimisation discrète, il nous faut adapter la formulation de notre problème pour répondre à certaines questions conceptuelles. Bien entendu, il existe de nombreuses tentatives pour les appliquer dans le cadre de l'optimisation continue [104] ou de l'optimisation mixte [105] mais les résultats obtenus jusqu'à présent restent de qualité médiocre. C'est pour cette raison que nous avons choisi de nous adapter au cadre fourni par l'optimisation combinatoire. Ainsi, nos problèmes d'optimisation (Réglage de la tension en présence de la production décentralisée

$\Pi_{\text{RTG-CP}}$, Reconfiguration en Régime Normal $\Pi_{\text{RRN-CP}}$ ou les deux en même temps $\Pi_{\text{RRT-CP}}$) sont adaptées en vue d'une utilisation de l'ACF.

II.9.1.1. Conceptualisation du Réglage de la Tension Classique Π_{RTC} dans les réseaux de distribution

Le problème du réglage de la tension classique Π_{RTC} est équivalent au problème MINLP- Π_{RTG} sans les gradins de condensateurs et les GED. Donc, c'est aussi un problème d'optimisation mixte difficile qu'on peut noter MINLP- Π_{RTC} . Dans l'optique d'une résolution avec l'ACF, on peut le voir comme un problème discret où on chercherait à déterminer les prises optimales des transformateurs à régleur en charge. Cette conceptualisation pour résoudre le MINLP- Π_{RTC} est inspirée des travaux de Chang [91] qui traitent les problématiques du placement optimal des capacités et de la reconfiguration en régime normal à la fois. Dans cet ordre d'idée, ce problème peut être modélisé comme un graphe $G = (S, A)$ où S : l'ensemble des sommets et A : l'ensemble des branches. Les sommets représenteraient les prises de transformateurs (les villes) et les branches la « distance » entre deux prises de deux transformateurs. On chercherait à déterminer le plus court chemin pour relier deux sommets du graphe (en l'occurrence les prises du premier et du dernier transformateur). Les fourmis construiront des chemins en parcourant le graphe. Ces chemins relieraient les prises des différents transformateurs. Comme illustré sur la Figure II.11, les traits noirs constituent les distances parcourues par une fourmi passant par les nœuds noirs qui représentent les prises des transformateurs. Il faut noter que partant d'une prise quelconque, par exemple la prise P_{S1} du transformateur T_1 , cette représentation permet à la fourmi de se mouvoir vers toutes les prises du prochain transformateur, le but étant de trouver le plus court chemin. Bien entendu, l'ordre de position des transformateurs n'est pas important. Dans la mesure où pour évaluer la qualité d'une solution (d'un chemin), on fait appel à un calcul de répartition de charge. Deux chemins qui seraient composés des mêmes prises pour chaque transformateur auront la même qualité.

Etage des Transformateurs à régleur en charge

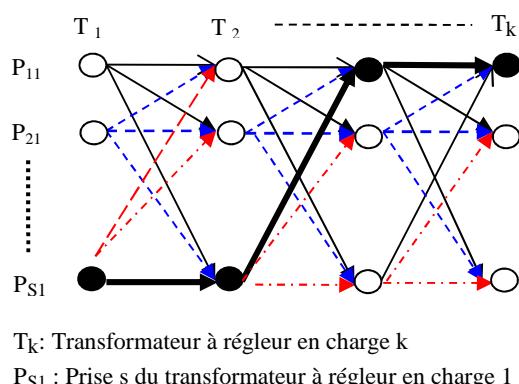


Figure II.11 : Représentation sous forme de graphe du problème du réglage de la tension classique

II.9.1.2. Analogie avec le couplage : le problème Π_{RRT}

Le problème général a été formulé au paragraphe II.8. Sur cette partie, nous revenons à la conceptualisation de l'ACF. Cette manière élégante et originale de représenter le problème du réglage de la tension classique Π_{RTC} peut être étendue aux réactifs des GED, aux gradins de condensateurs et à la reconfiguration dans le cadre du couplage de ces deux fonctions avancées sur plusieurs étages ou niveaux que nous dénommons ACF- Π_{RRT} .

L'étage correspondant aux gradins de condensateurs sera identique à celui de transformateurs. Pour chaque gradin, les fourmis choisissent une prise et se déplacent jusqu'à visiter tous les gradins de condensateurs.

L'étage de la reconfiguration est différent dans une certaine mesure. En effet, l'idée à ce niveau est d'évoluer suivant les boucles élémentaires comme défini au paragraphe II.8. Pour construire une configuration, la fourmi choisit au sein d'une même boucle élémentaire son chemin qui représentera le passage entre branche de la même boucle (elle peut également rester sur la même branche). A titre illustratif, prenons la représentation de la Figure II.12. Initialement la fourmi est sur la branche B_{m1} (branche m de la boucle élémentaire 1). Suivant le graphe qui est construit, elle se déplace vers la branche B_{21} sur la même boucle pour ensuite passer à une autre boucle.

En ce qui concerne les GED, leur puissance réactive est discrétisé dans un premier temps. Cela nous permet de construire un espace discret pour les GED où chaque fourmi pourra construire un chemin entre les différentes valeurs des puissances réactives autorisées et suivant la même logique que les prises des transformateurs et des gradins. Nous proposons deux manières équivalentes de représenter les configurations sur la Figure II.12 et l'annexe A.

De cette manière, le chemin emprunté par toute fourmi définira l'ensemble des paramètres de réglages de notre problème d'optimisation.

En partant du fait que les fourmis construisent les solutions en se déplaçant dans un graphe (espace discret), il se pose le problème de tenir compte des contraintes imposées à ces solutions. Il est parfois recommandé de permettre aux fourmis d'explorer des solutions non réalisables en vue de mieux déterminer l'espace de solutions. Mais ceci peut présenter un inconvénient dans la mesure où les fourmis peuvent « s'égarer ». En d'autres termes elles resteront piégées dans cet espace « non réalisable » (dans l'espace discret fini) comme dans le cas où les contraintes topologiques (équations (II-25)-(II-26)) pour la configuration ne sont pas respectées. Par conséquent, on peut imaginer des techniques qui nous permettent de prendre en compte ces contraintes. Elles dépendent de la nature même de ces dernières à savoir : continues ou discrètes.

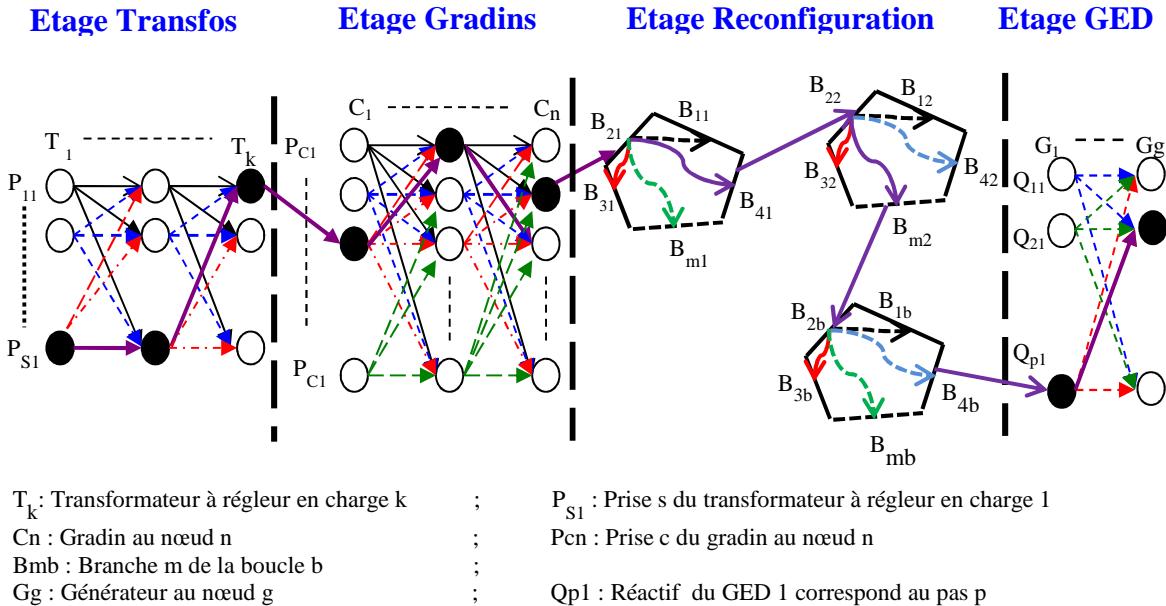


Figure II.12 : Représentation sous forme de graphe du problème du réglage de la tension et de la reconfiguration

II.9.1.3. Prise en compte des contraintes

Pour notre problème d'optimisation ACF- Π_{RTC} , rappelons que nous avons des contraintes techniques continues sur la tension V_i de chaque nœud et des courants des lignes I_{ij} (équations (II-17)-(II-18)). L'évaluation de la solution obtenue par une fourmi lors de sa recherche est faite grâce un calcul de répartition de charge a posteriori. C'est à dire que l'on ne dispose pas de moyens pour connaître les valeurs associées à ces variables à l'avance, d'où aucun contrôle (car on n'est pas en mesure d'interdire à une fourmi d'explorer les solutions où la tension par exemple n'est pas respectée). On aurait pu faire un Optimum Power Flow (OPF) pour inclure de manière explicite ces contraintes. Mais notre choix est justifié par le fait qu'il est plus rapide de résoudre un système d'équations non linéaires que d'effectuer une optimisation non linéaire (avec les pertes Joule comme objectif) avec le même système d'équations. Par ailleurs, Dorigo [106] insiste sur l'importance de laisser aux fourmis un certain degré de liberté (une flexibilité) lors de l'exploration du graphe. Faire un OPF conditionnerait les fourmis à ne se déplacer que sur les domaines continus réalisables. Nous avons opté pour intégrer cette flexibilité sur les contraintes continues plutôt que sur les contraintes discrètes (cf. paragraphe II.9.1.5) qui sont exponentielles.

II.9.1.4. Intégration des contraintes continues par pénalisation

Les techniques de pénalisation permettent de prendre en compte les violations des contraintes sur les variables continues. Une des manières souvent utilisée dans de pareils cas consiste à pénaliser la fonction objectif (qui mesure la qualité d'une solution) en réécrivant l'équation (II-9). La relation (II-29) permet en effet de s'éloigner des solutions dont les

termes de pénalité sont non nuls. En effet, lorsque les contraintes continues sont violées, cela est interprété comme un domaine où il ne peut y avoir la meilleure solution du problème. Ainsi, il faut essayer de s'éloigner de cette région. L'autre avantage de cette technique réside sur le fait qu'on donne à la fourmi un certain degré de flexibilité. Ceci dans la mesure où, durant son exploration, la fourmi visite parfois de mauvais domaines pour aller vers des meilleurs.

$$\min \quad Pertes Joules(e_{ij}, t_{ij}, n_i, Q_i^{GED}) = \sum_{(i,j) \in \Omega} (P_{ij} + P_{ji}) + \lambda_V \cdot \sum_i S_V^i + \lambda_I \cdot \sum_i S_I^i \quad (\text{II-29})$$

Avec

$$S_V^i = \begin{cases} \|V_i - V_{min}\| & \text{si } V_i \leq V_{min} \\ \|V_i - V_{max}\| & \text{si } V_i \geq V_{max} \\ 0 & \text{si } V_{min} \leq V_i \leq V_{max} \end{cases} \quad (\text{II-30})$$

$$S_I^i = \begin{cases} \|I_i - I_{max}\| & \text{si } I_i \geq I_{max} \\ 0 & \text{si } 0 \leq I_i \leq I_{max} \end{cases} \quad (\text{II-31})$$

Les coefficients λ_V, λ_I représentent les pondérations de chaque pénalité. Nous avons choisi la norme 1 (car cela permet de s'éloigner le plus rapidement du domaine non réalisable lorsqu'elle est supérieure à 1) pour les pénalités qui représentent l'écart absolu entre les valeurs trouvée et fixée. D'autres normes auraient pu être considérées, entre autres la norme infinie ou la norme 2.

II.9.1.5. Les contraintes discrètes

L'espace discret des possibilités est exponentiel par rapport à la taille de l'instance. Cette explosion combinatoire nous incite, dans une certaine mesure, à n'explorer que l'espace des solutions réalisables (contrairement à l'espace continu), qui est déjà assez important en termes de solutions possibles (exponentiel aussi). Par ailleurs, on note que pour les étages des transformateurs, des GED et des gradins de condensateurs, une prise en compte implicite suffit lors du codage car on sait à l'avance que l'on ne peut choisir à la fois deux prises d'un même transformateur, de même pour les autres composants. Le cas de la reconfiguration nécessite, quant à lui, l'élaboration de règles beaucoup plus sophistiquées basées sur la théorie des graphes et introduites par [52]. Elles sont fonction du codage choisi (représentation d'une configuration). Nous avons choisi une représentation définissant le co-arbre²³ pour représenter une configuration, car elle est beaucoup plus compacte et englobe autant d'informations que le graphe lui-même. Par exemple, pour un réseau avec n NO (Organes de Manœuvre Télécommandés – OMT – Normalement Ouverts), la configuration radiale sera $[O_1, \dots, O_n]$

²³ Le co-arbre est le complémentaire de l'arbre

avec O_n la notation du NO_n . Pour résumer de manière succincte ces règles (cf. annexe A), il est nécessaire de définir quelques termes au préalable :

Définition II-10 (Vecteur de Boucle). On définit B_m , l'ensemble des OMTs qui appartiennent à la boucle m .

Définition II-11 (Ensembles des Branches communes, EBC). L'ensemble CO_{mp} défini les OMT communs entre les boucles m et p .

Définition II-12 (Ensembles Prohibés EP). Un Ensemble Prohibé EP est défini par l'intersection de 3 EBC ou plus (non vide).

Grâce à ces définitions, on est en mesure d'établir les règles qui contraignent une fourmi à n'évoluer que dans l'ensemble des solutions possibles.

Règle II-1 : chaque OMT appartient à une boucle, i.e. $O_n \in B_m$

Règle II-2 : pour toute configuration radiale, il existe un unique OMT appartenant à l'ensemble de branches communes CO_{mp} i.e. $!O_n \in CO_{mp}$.

Règle II-3 : tous les membres d'un EP ne peuvent participer simultanément à un chemin.

Ces règles font qu'une fourmi ne peut pas choisir un chemin pour lequel l'arborescence du réseau ne serait pas respectée.

II.9.1.6. Quelques résultats de l'algorithme de colonies de fourmis

Nous présentons quelques résultats de l'Algorithme de Colonies de Fourmis. Nous avons testé cet algorithme sur un réseau Rural 1 qui contient 149 nœuds, 152 lignes, 5 transformateurs avec régleurs en charge, un gradin de condensateurs et 3 GED (données fournies par EDF). Il présente cinq boucles à ouvrir. Ce réseau est présenté en détails au paragraphe IV.2. Nous effectuons pour les résultats présentés ci-dessous, 100 tirages ou simulations aléatoires pour chaque fonction étudiée. Pour comparer, nous avons évalué l'ensemble des solutions possibles pour chaque fonction afin de déterminer l'optimum.

- Réglage de la tension

Pour le réglage de la tension, en moyenne il faudrait 500 itérations pour arriver à la solution optimale pour ce réseau d'étude (Figure II.13). En effet, pour dix simulations, on retrouve 7 fois la solution optimale parmi lesquelles quatre convergent en deçà de 100 itérations, trois avec en moyenne 150 itérations. Une seule simulation converge au bout de 400 itérations. Une évolution de la fonction objectif (pertes Fer et Joule des transformateurs HTB/HTA et pertes Joule des conducteurs HTA) pour un tirage de 100 cas est montrée à la Figure II.14. En

moyenne, une bonne convergence est observée car la plus mauvaise fonction objectif trouvée dévie d'une erreur de 1.72 % par rapport à la solution optimale (721.751 kW). Un exemple du nombre de fourmis qui converge vers la même solution est illustré à la Figure II.15.

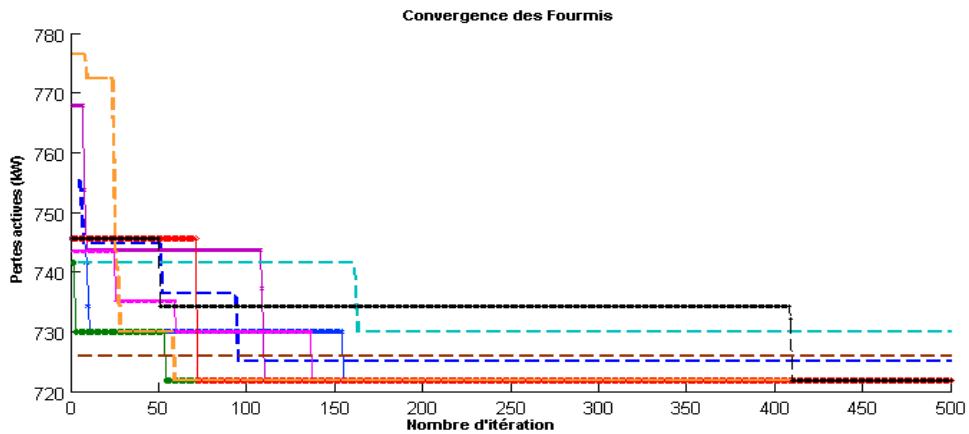


Figure II.13: Evolution des pertes dans le cas du réglage de la tension seul avec 10 cas d'optimisation aléatoires

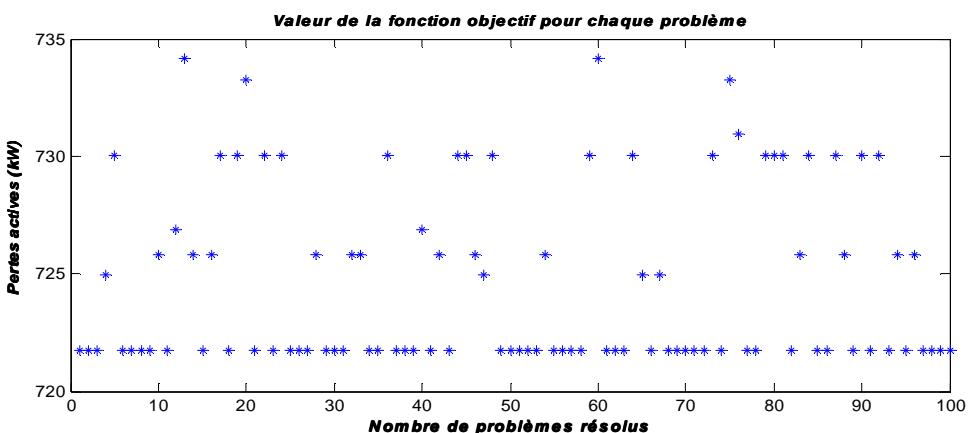


Figure II.14 : Fonction objectif de 100 résolutions aléatoires dans le cas du réglage de la tension seul

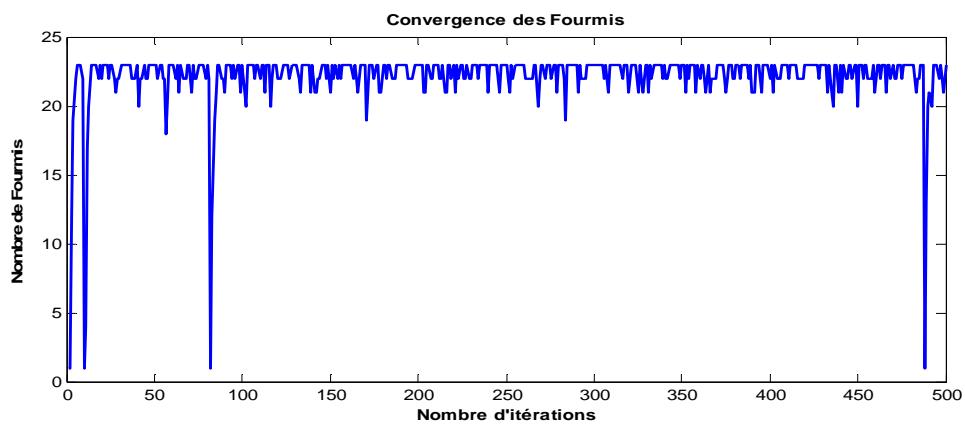


Figure II.15 : Nombre de Fourmis convergeant vers la solution optimale

- Reconfiguration

Par rapport à la reconfiguration, la limitation de l'espace de recherche permet de converger rapidement vers la solution optimale (configuration : [44 72 19 97 117] avec 811.436 kW de pertes Joule) comparée au réglage de la tension. De plus, contrairement au réglage de la tension seul, on peut voir sur la Figure II.16 qu'on a la fonction objectif qui est pénalisée. Ce qui est due essentiellement au fait que les fourmis explorent des configurations radiales ne respectant pas les contraintes techniques comme celles sur la tension. Ceci étant, bien que le nombre d'itération soit variable d'une simulation à une autre, la convergence est assurée en moyenne en 25 itérations et ceci grâce au fait qu'on s'éloigne plus rapidement de l'espace de solutions non réalisable. En effet, sur 100 cas de simulation effectuée de manière aléatoire, 91 % atteignent la solution optimale contre 7 % qui s'écartent de 0.01 % (car configuration très proche) et 2 % qui dévient de 0.7 % de la solution optimale (cf. Figure II.17).

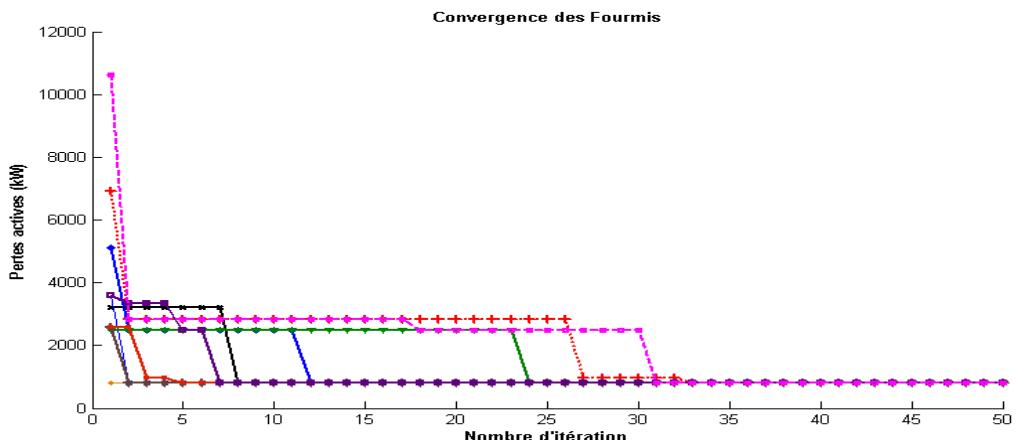


Figure II.16 : Evolution des pertes dans le cas de la reconfiguration seule avec 10 cas d'optimisation aléatoires

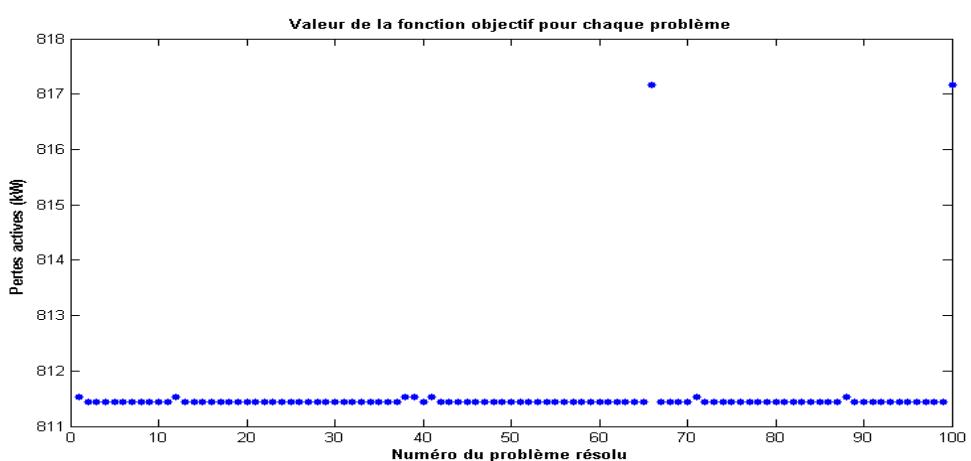


Figure II.17 : Fonction objectif de 100 résolutions aléatoires dans le cas de la reconfiguration seule

Pour plus de détails, on pourra se reporter à l'annexe A.

II.9.2. Une méthode déterministe testée

Une des premières approches de résolution qui vient à l'esprit pour résoudre le problème d'optimisation mixte Π_{RRT} consiste à énumérer l'ensemble des solutions possibles dans l'espace des solutions et de choisir la meilleure solution parmi celles-ci (énumération exhaustive ou complète). Mais cette approche se heurte à deux inconvénients : en supposant que nous disposons d'algorithmes efficaces pour résoudre le problème dans le domaine continu (en fixant toutes les variables discrètes), l'énumération exhaustive reviendrait à résoudre un NLP pour chaque solution discrète, ce qui en somme n'est pas faisable vu l'explosion combinatoire à laquelle nous sommes confrontés d'une part, et d'autre part, dans certains cas, les algorithmes NLP ne sont pas en mesure de fournir la preuve de l'optimalité de leurs solutions en des temps raisonnables, ce qui peut biaiser le résultat final suivant le critère fixé. Pour une instance donnée de Π_{RRT} , une méthode déterministe emprunte toujours le même chemin pour trouver sa solution et de plus, elle fournit la preuve de l'optimalité de la solution trouvée à contrario des méthodes approchées. Cependant, cette certitude n'est garantie que lorsqu'on est dans le cadre de l'optimisation globale.

II.9.2.1. Les méthodes de décomposition:

On sait, d'ores et déjà avec l'étude de la complexité, qu'il est généralement difficile de traiter à la fois les variables discrètes et continues pour un MINLP. C'est pour cette raison que les techniques de décomposition sont fréquemment employées, on peut citer la génération de colonnes (décomposition de Dantzig-Wolfe) pour les problèmes linaires et la génération de lignes (décomposition de Benders) pour les problèmes mixtes et linéaires.

II.9.2.2. Décomposition de Benders Généralisée (GDB)

Initialement développée pour les MILP par Benders [107], elle a été généralisée par [108] pour les cMINLP. Néanmoins, beaucoup d'auteurs notamment [109] l'ont utilisé pour des MINLP non convexes en exploitant quelques propriétés du problème comme les fonctions quasi-convexes²⁴. La référence [110] fournit de plus amples détails à ce sujet. L'auteur de la référence [90] l'applique au problème de la reconfiguration des réseaux de distribution basée sur OPF qui, d'une certaine manière, ressemble plus à notre problème.

Comme toute méthode de décomposition, l'idée directrice réside dans le fait de résoudre des sous-problèmes issus du problème général, mais plus faciles à traiter. Pour ce faire, des astuces et techniques sur lesquelles nous reviendrons plus tard, comme la relaxation par

²⁴ Une fonction f dite quasi-convexe si pour un réel α , chaque sous ensemble S_α défini $S_\alpha = \{x / f(x) \leq \alpha\}$.

exemple sont utilisées. Deux types de relaxations sont effectués et reflètent les projections d'une part dans l'espace discret, et d'autre part dans l'espace continu.

II.9.2.2.1. Exemple : le réglage de la tension en présence de GED (Π_{RTG})

Le problème du réglage de la tension en présence de la production décentralisée MINLP- Π_{RTG} peut être déduit du problème général MINLP- Π_{RRT} en fixant les variables binaires e_{ij} pour spécifier une configuration. Dans ce cas, les variables décisionnelles du problème sont les prises des transformateurs à régleur en charge, des gradins de condensateurs et le réactif des GED. Ainsi, le problème MINLP- Π_{RTG} est représenté par les équations (II-9)-(II-24) et (II-27)-(II-28). La Décomposition de Benders Généralisée (DBG) résout successivement des sous problèmes NLP et un problème maître en forme de MILP. Les objectifs calculés par ces deux problèmes représentent respectivement les bornes supérieures et inférieures au problème initial MINLP- Π_{RTG} . La valeur de la fonction objectif du problème maître est croissante durant les itérations du fait qu'à chaque itération, une coupe est rajoutée comme contrainte afin de restreindre l'espace de solutions réalisables. Une coupe est définie dans cette situation comme une contrainte d'égalité ou d'inégalité permettant de réduire l'espace des solutions. La variante de l'algorithme DBG choisi se termine lorsque les deux bornes supérieure et inférieure tendent vers la même valeur (i.e. la différence entre ces deux valeurs est inférieure à une certaine tolérance fixée). Dans notre cas, au-delà de l'application novatrice de cette méthode, l'originalité réside dans le fait qu'aucune simplification n'est faite dans cette formulation.

- Sous-Problème NLP- Π_{RTG}

Ce sous-problème correspond à une relaxation du MINLP- Π_{RTG} dans le sens où toutes les variables discrètes sont fixées. Etant donné qu'il est indispensable de générer une coupe à chaque itération et qu'elles dépendent des variables duales (des sensibilités) de notre NLP- Π_{RTG} , le sous-problème doit être forcément solvable (pas forcément optimal) d'où la formulation suivante :

$$\min \quad \text{Pertes Joules}\left(t_i, n_i, Q_i^{\text{GED}}\right) = \sum_{(i,j) \in \Omega} (P_{ij} + P_{ji}) + M \cdot \left(\sum_{i \in N} (\Gamma_i + \Psi_i) + \Theta + \Omega \right) \quad (\text{II-32})$$

Sous contraintes de:

$$P_i = P_i^g - P_i^c - \Gamma_i + \Theta = \sum_{j \in \Gamma(i)} P_{ij} \quad \text{et} \quad Q_i = Q_i^g - Q_i^c - \Psi_i + \Omega = \sum_{j \in \Gamma(i)} Q_{ij} \quad (\text{II-33})$$

$$t_{ij} = t_{ij}^{(\nu)} : \sigma_{ij} \quad (\text{II-34})$$

$$n_i = n_i^{(\nu)} : \eta_i \quad (\text{II-35})$$

Et des équations (II-12)-(II-24) et (II-27)-(II-28).

Où M représente un coefficient de pénalité, Γ_i , Ψ_i , Θ et Ω des variables artificielles qui, dans ce contexte, peuvent être vues comme des nœuds producteurs fictifs. σ_{ij} et η_i les variables duales ou sensibilités aux contraintes [110] (les solveurs aujourd’hui sont capables de nous fournir les variables duales, ce qui nous évite de résoudre le problème dual associé au NLP- Π_{RTG}). En effet, avec cette formulation, le sous-problème sera toujours faisable. Donc les coupes générées, même si elles ne sont pas optimales, bornent l’espace des solutions.

- Problème Maître MILP- Π_{RTG}

Le problème maître est aussi une relaxation de MINLP- Π_{RTG} dans l’espace de définition discret. Il est formulé de la sorte :

$$\min \quad \alpha(t_{ij}, n_i) \quad (\text{II-36})$$

Sous contraintes de :

$$\alpha \geq \text{Pertes Joules}(t_i^{(l)}, n_i^{(l)}) + \sum \sigma_{ij}^{(l)} (t_{ij} - t_{ij}^{(l)}) + \sum \eta_i^{(l)} (n_i - n_i^{(l)}) \quad (\text{II-37})$$

Et des équations spécifiques discrètes relatant les contraintes physiques (II-20)-(II-24). Avec les itérations $l = 1, \dots, \nu - 1$.

La variable α est la seule qui soit continue dans ce problème, toutes les autres sont discrètes. Comme on peut le voir dans l’équation (II-37), la valeur de la fonction objectif calculée du NLP- Π_{RTG} et ses variables duales associées permettent de générer la coupe de Benders qui est un hyperplan. La contrainte (II-37) est le lien qui relie les sous-problèmes et le problème maître. Elle permet au problème maître d’améliorer à chaque itération ses décisions sur les variables discrètes. Même lorsque le NLP- Π_{RTG} n’est pas physiquement réalisable (cas où les variables artificielles sont non nulles), la coupe générée borne l’espace de solutions. Dans le cas contraire, c'est-à-dire toutes les variables artificielles sont nulles, alors la valeur de la fonction objectif du problème maître est au moins égale à celle de l’itération précédente voire supérieure, car la coupe générée est plus contraignante. Par conséquent, la valeur de sa fonction objectif a tendance à croître au cours des itérations.

- Convergence

La convergence de cet algorithme est garantie pour des problèmes dès lors que toute relaxation NLP- Π_{RTG} est convexe selon [108]. Néanmoins, en exploitant la propriété de la convexité locale comme [109]- [110] et d’autres artifices (comme la séparation du problème), on arrive à garantir la globalité de la solution. L’annexe B détaille et justifie l’emploi de ces techniques.

Nous avons démontré l’efficacité de cette méthode sur plusieurs types de réseaux de types standards IEEE et réel d’EDF. On montre quelques résultats sur les Figure II.18 et Figure

II.19 (on pourra se reporter à l'annexe B du Chapitre II pour de plus amples détails). L'évolution des prises des transformateurs à régleur en charge n°3 et 4 (MINLP- Π_{RTG}) est illustrée par la Figure II.18 tandis qu'on peut voir l'évolution des fonctions objectifs à la Figure II.19 et l'erreur associée à chaque itération, qui est quasiment nulle à la dernière. La Figure II.20 montre les coupes générées au cours des itérations et la manière dont elles restreignent le domaine des solutions pour un réseau hypothétique simple avec un transformateur régleur en charge.

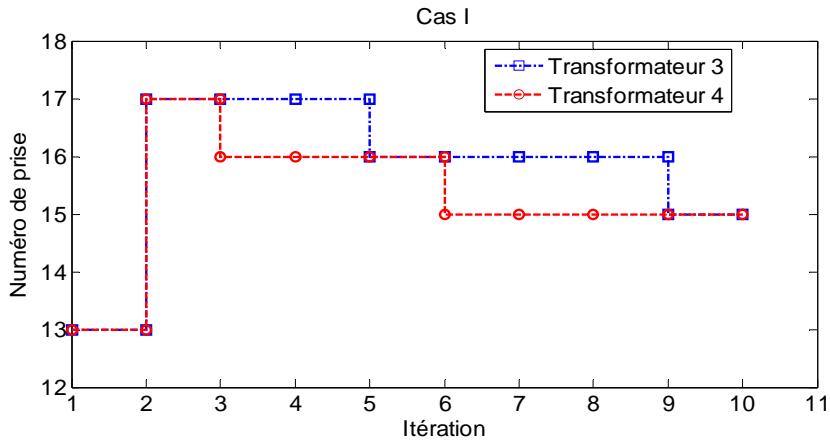


Figure II.18 : Evolution des prises du transformateur à régleur

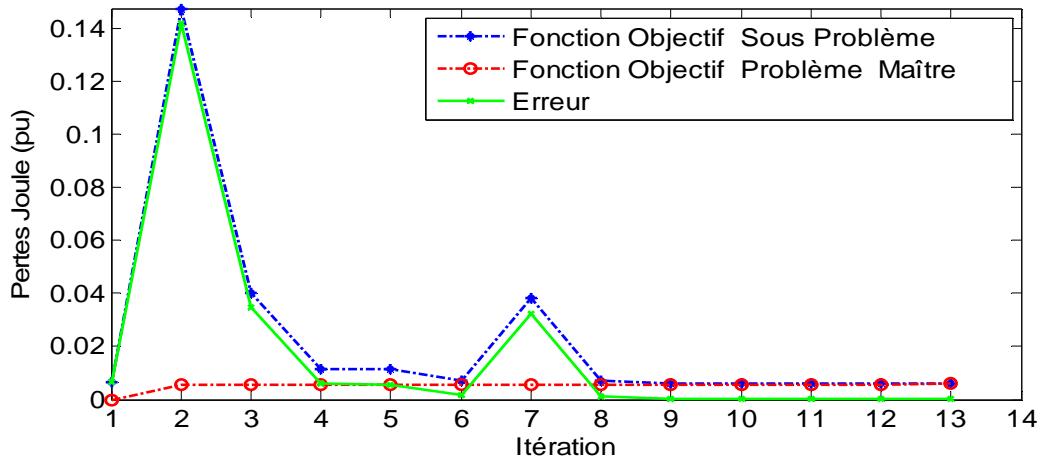


Figure II.19 : Variation des fonctions objectifs des problèmes Maitre et Esclave et l'erreur associée

La DBG est à ce stade appliquée pour le problème MINLP- Π_{RTG} du réglage de la tension en présence de GED. On peut l'appliquer au couplage MINLP- Π_{RRN} mais on se heurte à quelques difficultés pour les raisons suivantes : pour le réglage de la tension, on peut découpler le problème général en autant de transformateurs présents dans le réseau (voire dans le même poste source). Ceci est possible, comme l'a montré Berseneff [32], car le changement de prise d'un transformateur n'influence pas les transformateurs situés sur le même poste (pas valable pour les transformateurs à double enroulements). Par ailleurs, on voit

sur la Figure II.20, que pour un seul transformateur, on peut exploiter la propriété de convexité (courbe rouge) qui en découle. Ce qui n'est pas forcément possible avec les lignes comme expliqué dans la section suivante.

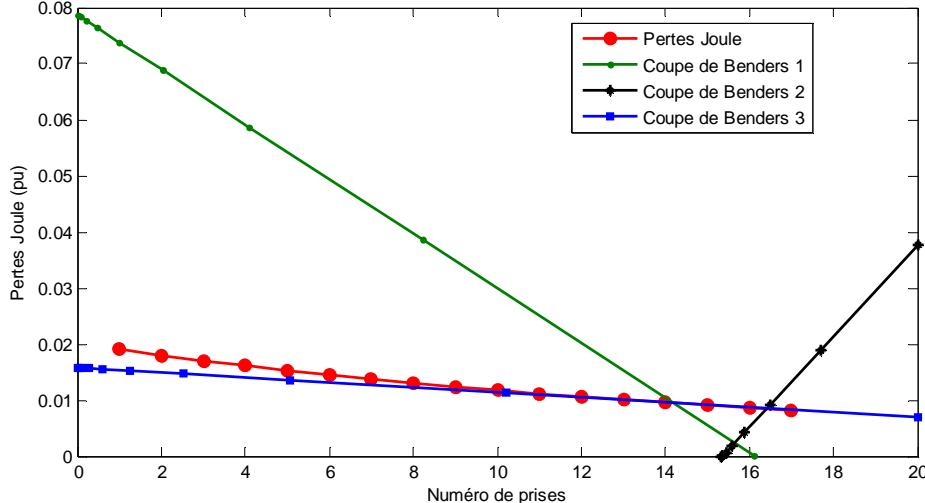


Figure II.20 : La fonction objectif et les coupes générées au cours des itérations

II.9.2.2.2. Inconvénients de la Décomposition de Benders Généralisée pour la reconfiguration

Malgré la présence de fonctions non convexes, les propriétés du problème Π_{RTG} nous permettent d'appliquer cette méthode qui nous assure l'optimalité de la solution obtenue. Contrairement à MINLP- Π_{RTG} , pour le problème de la reconfiguration MINLP- Π_{RTG} , cette convexité locale n'est pas suffisante. Pour bien comprendre ce constat, prenons l'exemple d'un petit réseau extrait de la littérature [85] auquel on a ajouté un transformateur à réglage en charge. Il présente deux boucles et quinze (15) configurations possibles pour une exploitation radiale. On peut voir sur la Figure II.21, qu'au-delà de la présence des GED comme sources de non-convexité (souligné par la référence [23]), il en existe d'autres liées à la forme même des équations (produit de variables binaires et des termes bilinéaires). En effet, la Figure II.21 représente une projection aléatoire suivant l'espace des configurations (il existe $15!$ manières de représenter la fonction objectif suivant les configurations). Donc, les coupes générées devraient, par rapport à cette représentation, n'éliminer que les solutions non réalisables, contrairement à ce que l'on observe car la meilleure configuration (12) est exclue des solutions réalisables. Des mécanismes existent pour contourner ce problème dans certains cas. Le lecteur pourra se reporter à la référence [90] pour plus de détails. Cependant, les orientations prises pour nos travaux font que nous utiliserons d'autres stratégies pour contourner de telles difficultés. C'est pourquoi il nous a semblé opportun d'investiguer des méthodes plus performantes comme les méthodes de séparation.

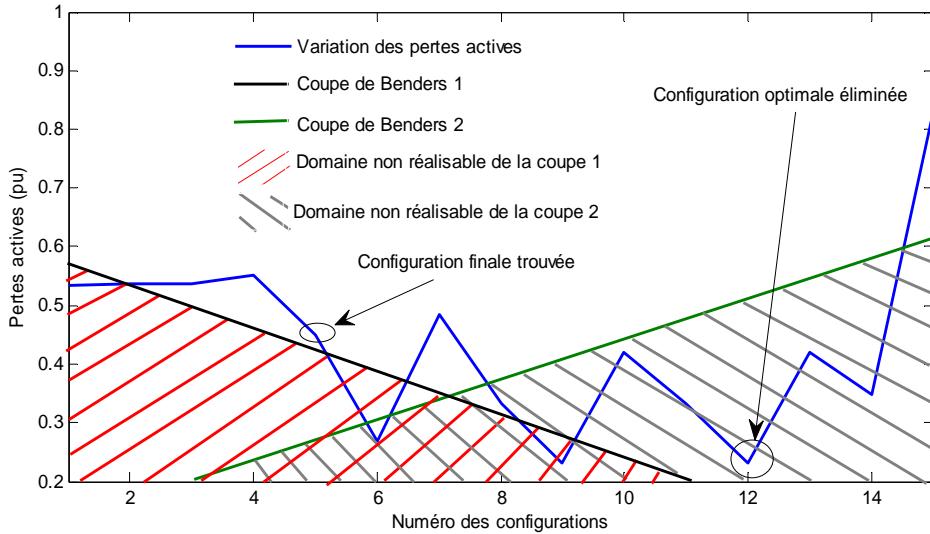


Figure II.21 : Variation des pertes actives et restrictions des coupes de Benders sur le réseau de la référence [85]

II.10. Conclusion

Nous avons modélisé chaque élément du réseau afin de traduire fidèlement son comportement physique, dans la mesure où nous sommes confrontés à des problèmes décisionnels qui requièrent des techniques et des méthodes d'optimisation pour les résoudre. Nous avons pu voir aussi dans ce chapitre que la résolution d'un problème d'optimisation requiert, en amont, une certaine modélisation qui traduit les liens entre les différents éléments du système. La modélisation conditionne, en un sens, les algorithmes de résolution choisis. Nous avons choisi d'utiliser des algorithmes méta-heuristiques et déterministes à la fois pour la résolution. Deux modèles ($\text{ACF}-\Pi_{\text{RRT}}$ et $\text{MINLP}-\Pi_{\text{RRT}}$) ont été développés à cet effet. Les solutions obtenues avec ces algorithmes sont quelquefois approximatives car ils se heurtent certes à des difficultés liées notamment à la complexité du problème Π_{RRT} , mais aussi à la manière de représenter notre problème. Nous nous proposons donc d'explorer d'autres méthodes plus performantes comme il a été mentionné dans ce chapitre : le *Branch and Cut*. Cependant, l'utilisation d'une telle technique directement sur les modèles classiques ou celui développé ($\text{MINLP}-\Pi_{\text{RRT}}$) dans ce chapitre n'amèneraient pas beaucoup de changements sur les résultats. C'est pour cette raison que nous nous orientons vers des techniques de modélisation entre autre la reformulation, plus sophistiquées et qui nous permettront de développer des modèles plus efficaces dans les chapitres suivants.

CHAPITRE III : APPLICATION DE L'OPTIMISATION POUR LES FONCTIONS AVANCEES DES RESEAUX DE DISTRIBUTION

SOMMAIRE

III.1.	INTRODUCTION	- 75 -
III.2.	TECHNIQUES DE REFORMULATION	- 75 -
III.2.1.	POURQUOI REFORMULER?	- 75 -
III.2.2.	LE CADRE DE LA REFORMULATION	- 76 -
III.3.	LE MODELE DE RAMOS AMELIORE	- 77 -
III.3.1.	CHANGEMENT DE VARIABLES	- 77 -
III.3.1.1.	EQUATION NON CONVEXE EN EQUATION ET INEQUATION CONVEXE	- 79 -
III.3.2.	MODELE CONIQUE RESTREINT (MISOCP).....	- 81 -
III.4.	DE NOUVELLES REFORMULATIONS : APPROXIMATION ET OPTIMALITE	- 82 -
III.4.1.	LA RECONFIGURATION EN REGIME NORMAL (Π_{RRN}).....	- 82 -
III.4.1.1.	MODELES MIXTES QUADRATIQUES.....	- 82 -
III.4.1.2.	MODELE « IMPEDANT » Z CONSTANT.....	- 87 -
III.4.1.3.	MODELE EN COURANT ET/OU PUISSANCE CONSTANT(S)	- 90 -
III.4.1.4.	RECAPITULATIFS.....	- 91 -
III.4.2.	MODELE COMPLET POUR LA RECONFIGURATION ET LE REGLAGE DE LA TENSION.....	- 92 -
III.4.2.1.	LE PROBLEME DE LA REPARTITION DES CHARGES DE BARAN (Π_{RCB})	- 93 -
III.4.2.2.	PREMIERE REFORMULATION PAR CHANGEMENT DE VARIABLES.....	- 95 -
III.4.2.3.	LE PROBLEME DE LA RECONFIGURATION EN REGIME NORMAL Π_{RRN}	- 96 -
III.4.2.4.	HYBRIDATION AVEC LE PROBLEME DU REGLAGE DE LA TENSION Π_{RTG}	- 99 -
III.4.2.5.	LES AUTRES COMPOSANTS ET ELEMENTS DU RESEAU	- 105 -
III.4.2.6.	PUISSEANCE SOUSCRITE	- 107 -
III.5.	CONCLUSION	- 109 -

RESUME

Le Chapitre III fera l'objet de modèles plus pointus obtenus grâce à la reformulation. Ainsi, plusieurs modèles sur la reconfiguration seront présentés et un modèle général hybrideant la reconfiguration et le réglage de la tension en présence de GED. Ce dernier modèle intégrera fidèlement le comportement de l'ensemble des composants et éléments du réseau.

III.1. Introduction

Les premières tentatives de modélisation et d'optimisation du Chapitre II nous ont montré les limites à la fois des modèles dits « classiques » et des algorithmes de résolution utilisés. Les limitations de ces algorithmes nous imposent de nous orienter vers des modélisations plus pointues avec l'outil puissant qu'est la **reformulation**, mieux adaptées à l'utilisation des méthodes déterministes comme l'algorithme « Séparer et Couper (*Branch and Cut*) ». En effet, nous décrirons, au cours de ce chapitre, les techniques actuelles les plus utilisées. Ensuite, nous détaillerons les modèles de Ramos et sa variante que nous avons proposée. De nouvelles reformulations (certaines approximatives et d'autres optimales) seront alors proposées, toujours dans l'esprit de la théorie de la reformulation, et sans non plus oublier d'étudier leurs limites. Pour finir, nous présenterons un nouveau modèle complet pour l'hybridation des problèmes de la Reconfiguration en Régime Normal et du Réglage de la Tension en présence de production décentralisée (Π_{RRT}). Nous étudierons ses caractéristiques (notamment l'intégration exacte de l'ensemble des composants et éléments d'un réseau) comparativement aux autres modèles que nous avons développés et exposés jusqu'alors.

III.2. Techniques de reformulation

III.2.1. Pourquoi reformuler?

Beaucoup de raisons peuvent être avancées pour justifier les besoins de reformulation [64] - [65]. Par exemple, on sait que chaque algorithme requiert que le problème soit formulé suivant une forme standard (exemple : problème Π). Dans ce cas, les solveurs, en général, ont recourt à la reformulation initialement (automatiquement) dans une phase appelée *pré-traitement* pour mieux exploiter les performances des algorithmes de résolution. Par exemple, CONOPT (solveur NLP) [111] élimine les équations et variables récursives durant cette phase (dans d'autres cas, nous sommes amenés à rajouter des variables comme avec l'algorithme du simplexe qui ne fonctionne qu'avec des équations d'une part et d'autre part n'accepte que des inégalités sur les variables pour exprimer leurs bornes). Hélas, ces solveurs et les langages de programmation en général comme GAMS [112] ou AMPL [113] n'ont que des capacités de reformulation limitées valables le plus souvent uniquement pour des problèmes convexes. Ils ne sont pas en mesure de transformer un problème non-convexe en un problème convexe généralement. Ainsi, pour remédier à cet état de fait, Léo Liberti propose d'unifier les « *théories de la reformulation* » afin de fournir des outils pour une étude systématique des reformulations et de leur mise en œuvre algorithmique. Les objectifs de la reformulation dont nous parlerons dans ce manuscrit sont dans [64] :

- Élaborer les meilleurs modèles qui soient (meilleure formulation).
- Travailler dans le cadre de l'optimisation convexe (optimalité).
- Et par la même occasion, mieux exploiter les performances des solveurs (exemple Cplex) [114].

III.2.2. Le cadre de la reformulation

Les définitions suivantes permettent de mieux comprendre les enjeux d'une telle recherche.

Définition III-1 (Problème auxiliaire) [115][. Tout problème Π_2 lié à un problème Π_1 par la formule $f(\Pi_1, \Pi_2) = 0$ est appelé un problème auxiliaire de Π_1 .

Liberti distingue 4 types de problèmes auxiliaires, bien qu'il peut en exister beaucoup d'autres comme le rappelle [64] : les *reformulations exactes*, les *rétrécissements* (ou *Narrowings* en anglais), les *relaxations*, et enfin les *approximations*.

Définition III-2 (Reformulation Optimale). *Le problème Π_2 est une reformulation optimale ou encore une reformulation exacte de Π_1 si pour tout optimum local de $l \in \mathcal{L}(\Pi_1)$, correspond un optimum local $l' \in \mathcal{L}(\Pi_2)$ et pour tout optimum global de $g \in \mathcal{G}(\Pi_1)$, correspond un optimum global $g' \in \mathcal{G}(\Pi_2)$.*

Une reformulation exacte conserve toutes les propriétés sur l'optimalité. Cela signifie qu'il existe une fonction bijective (seulement surjective au sens de Liberti) $\varphi: \mathcal{F}(\Pi_1) \rightarrow \mathcal{F}(\Pi_2)$. De plus une composition de reformulations exactes est une reformulation exacte.

Définition III-3 (Relaxations) [64]. *Le problème Π_2 est une relaxation de Π_1 si Π_1 et Π_2 sont deux problèmes de minimisation avec f_{Π_1} et f_{Π_2} leurs fonctions objectif respectives et $\mathcal{F}(\Pi_1) \subseteq \mathcal{F}(\Pi_2)$, alors $\forall x \in \mathcal{F}(\Pi_1)$, $f_{\Pi_1}(x) \leq f_{\Pi_2}(x)$.*

Une relaxation peut se présenter sous plusieurs formes. Par exemple, en fixant les contraintes entières d'un problème mixte (Décomposition de Benders) ou continu (*Branch and Bound* ou *Branch and Cut*), ou en effectuant des changements de variables.

Pour notre part, et par souci de simplification, nous distinguerons deux types de reformulation : les *reformulations exactes* et les *approximations*. Et ceci dans le sens où on n'effectue aucune simplification du point de vue du modèle pour une *reformulation exacte*. En d'autres termes, nous avons une approximation si l'optimum du problème reformulé est différent de celui du problème initial. Dans ce contexte, une relaxation qui donne la solution optimale est une reformulation exacte.

Cependant, ces définitions sont théoriques et elles ne nous renseignent pas sur la manière pratique de passer d'un problème général déjà formulé à une reformulation exacte. Par ailleurs, pour toute reformulation, il faudra être en mesure de recouvrir la solution du problème initial à partir du problème reformulé.

Au-delà des définitions théoriques, les objectifs visés par les reformulations sont multiples. Dans un premier temps, cela nous permettra de contourner les difficultés liées à la non-convexité, puis d'améliorer sensiblement les solutions finales trouvées.

III.3. Le modèle de Ramos amélioré

Les difficultés auxquelles nous sommes confrontés ont été relatées au Chapitre II. Il apparaît désormais un besoin de « **reformuler** » afin de voir d'une autre manière le problème à résoudre. Ceci révèle de l'importance de la phase amont de l'optimisation qu'est la modélisation. Dans ce paragraphe, le modèle de Ramos et al [85] sur la reconfiguration Π_{RRN} est analysé. Quelques simplifications lui ont été apportées en vue d'expliquer l'idée des reformulations entreprises. Pour ce faire, le problème de la reconfiguration en régime normal Π_{RRN-CP} en coordonnées polaires est considéré dans cette section. De ce fait, les variables relatives aux transformateurs à régleur en charge sont fixées et constantes, i.e. $k_{ij} = 1$, de même que les prises des gradins de condensateurs qui peuvent prendre les valeurs suivantes $n_i = 0, \dots, Nc_i$, en partant de la formulation générale en coordonnées polaires de MINLP- Π_{RRN-CP} . Les Générateurs d'Energie Dispersés (GED) sont considérés comme des charges actives de puissances active négative constante et réactive variable. Ceci dit, à partir des équations Π_{RRN-CP} (cf. paragraphe II.8) de répartition de charge transversales, Ramos effectue une première reformulation par l'intermédiaire d'un changement de variables.

III.3.1. Changement de variables

En posant les équations (II-7)-(II-8), avec respectivement U_i le carré du module de la tension pour tout nœud $i \in \Gamma$, ensemble des nœuds du réseau considéré, et des termes W_{ij} et T_{ij} relatifs aux transits des lignes, on effectue un changement de variables qui est en quelque sorte une manière de reformuler le problème car on n'est plus dans le même domaine de définition. Il s'agit d'une « **reformulation continue** » qui, s'il existe une application inversible sur ces deux domaines de définition, présente des propriétés fortes intéressantes.

$$U_i = V_i^2, \quad W_{ij} = V_i \cdot V_j \cdot \cos \theta_{ij} \text{ et } T_{ij} = V_i \cdot V_j \cdot \sin \theta_{ij} \quad (\text{III-1})$$

Rappelons que les équations de répartition de charge s'expriment comme indiqué par les formules (II-7)-(II-8). On ne tient pas en compte des régleurs en charge exprimés par k_{ij} .

$$P_i = P_i^g - P_i^c = \sum_{j \in \Gamma} P_{ij} = \sum_{j \in \Gamma} e_{ij} \cdot [(g_{ij} + g_{iij}) V_i^2 + V_i \cdot V_j \cdot (g_{ij} \cos \theta_{ij} + b_{ij} \sin \theta_{ij})]$$

$$Q_i = Q_i^g - Q_i^c = \sum_{j \in \Gamma} Q_{ij} = - \sum_{j \in \Gamma} e_{ij} \cdot [(b_{ij} + b_{iij}) V_i^2 + V_i \cdot V_j \cdot (g_{ij} \sin \theta_{ij} - b_{ij} \cos \theta_{ij})]$$

Où $y_{ij} = g_{ij} + j \cdot b_{ij}$ et $y_{iij} = g_{iij} + j \cdot b_{iij}$ représentent les admittances propre et transversale du composant (i, j) composées respectivement des conductances et des susceptances.

Avec les changements de variables, les équations (II-7)-(II-8) deviennent :

$$P_i = P_i^g - P_i^c = \sum_{j \in \Gamma} P_{ij} = \sum_{j \in \Gamma} e_{ij} \cdot [(g_{ij} + g_{iij}) \cdot U_i - (g_{ij} \cdot W_{ij} + b_{ij} \cdot T_{ij})] \quad (\text{III-2})$$

$$Q_i = Q_i^g - Q_i^c = \sum_{j \in \Gamma} Q_{ij} = - \sum_{j \in \Gamma} e_{ij} \cdot [(b_{ij} + b_{iij}) \cdot U_i + (g_{ij} \cdot T_{ij} - b_{ij} \cdot W_{ij})] \quad (\text{III-3})$$

Initialement les variables du problème étaient :

Les variables décisionnelles discrètes: e_{ij} relatives à la configuration.

Les variables décisionnelles continues: Q_i^{ged} pour le réactif des GED.

Les autres variables d'optimisation: $V_i, \theta_i, P_{ij}, P_{ji}, Q_{ij}, Q_{ji}, I_{ij}, I_{ji}, P_i^g, Q_i^g$ expriment respectivement le module de la tension et le déphasage au nœud i , les puissances active et réactive et les courants de lignes du composant (i, j) qui circulent dans le sens $i \rightarrow j$ et $j \rightarrow i$ et les puissances active et réactive générées par les nœuds bilans.

Une écriture compacte des variables du problème peut s'exprimer sous la forme de x avec $x = (e_{ij}, Q_i^{ged}, V_i, \theta_i, P_{ij}, P_{ji}, Q_{ij}, Q_{ji}, I_{ij}, I_{ji}, P_i^g, Q_i^g)$. Pour un réseau de distribution, la formulation initiale avant changement de variables présente $7m + 2n + nG + 2nPS$ variables où m représente le nombre de lignes du réseau, n le nombre de nœuds du réseau, nG le nombre de générateurs d'énergie dispersée, nPS le nombre de postes sources. Au regard de la variable x , $7m$, $2n$, nG et $2nPS$ expriment respectivement $(e_{ij}, P_{ij}, P_{ji}, Q_{ij}, Q_{ji}, I_{ij}, I_{ji})$, (V_i, θ_i) , (Q_i^{ged}) et (P_i^g, Q_i^g) . Avec les changements de variables, le vecteur d'état devient $\hat{x} = (e_{ij}, Q_i^{ged}, U_i, W_{ij}, T_{ij}, P_{ij}, P_{ji}, Q_{ij}, Q_{ji}, I_{ij}, I_{ji}, P_i^g, Q_i^g)$. On passe ainsi à $9m + n + nG + 2nPS$ car le triplet (U_i, W_{ij}, T_{ij}) remplace (V_i, θ_i) . On sait par ailleurs que dans la plupart des cas, le rapport entre le nombre de lignes et de nœuds est sensiblement proche de l'unité, donc avec cette nouvelle formulation, on augmente le nombre de variables d'optimisation au plus de m ou n variables, ce qui n'est pas forcément négatif, car le problème peut s'avérer être plus facile à résoudre (cf. paragraphe II.5).

Les nouvelles variables U_i , W_{ij} et T_{ij} des expressions (III-1) sont liées entre elles par les relations (III-4)-(III-6). L'équation (III-4) est non convexe du fait de l'égalité même si les termes bilinéaires sont forcément positifs ou nuls. A cela, on rajoute la contrainte sur les modules de tension aussi.

$$U_i \cdot U_j = W_{ij}^2 + T_{ij}^2 \quad (\text{III-4})$$

$$W_{ij} = W_{ji} \quad (\text{III-5})$$

$$T_{ij} = -T_{ji} \quad (\text{III-6})$$

$$V_i^{min^2} \leq U_i \leq V_i^{max^2} \quad (\text{III-7})$$

Cette manière de procéder n'enlève en rien à ce stade aux inconvénients car elle ne fait que « déplacer » la non convexité due maintenant à l'équation (III-4) d'une part, et au produit des variables binaires et continues sur les transits de puissance (III-8)-(III-9) (on peut parler de modèle de lignes) qui sont extraites des équations (III-2)-(III-3) (on parle de modèle d'injection de puissance).

$$P_{ij} = e_{ij} \cdot [(g_{ij} + g_{iij}) \cdot U_i - (g_{ij} \cdot W_{ij} + b_{ij} \cdot T_{ij})] \quad (\text{III-8})$$

$$Q_{ij} = -e_{ij} \cdot [(b_{ij} + b_{iij}) \cdot U_i + (g_{ij} \cdot T_{ij} - b_{ij} \cdot W_{ij})] \quad (\text{III-9})$$

La non-convexité due à ces dernières équations peut être contournée comme il est montré au paragraphe suivant.

III.3.1.1. Equation non convexe en équation et inéquation convexe

Une manière de contourner ce problème consiste à réécrire les expressions (III-8)-(III-9). Par exemple, l'équation (III-8) peut être remplacée par une équation (III-10) et une inéquation (III-12) . Cette façon de procéder permet de linéariser ces relations.

$$P_{ij} = (g_{ij} + g_{iij}) \cdot U_i - (g_{ij} \cdot W_{ij} + b_{ij} \cdot T_{ij}) \quad (\text{III-10})$$

$$Q_{ij} = -[(b_{ij} + b_{iij}) \cdot U_i + (g_{ij} \cdot T_{ij} - b_{ij} \cdot W_{ij})] \quad (\text{III-11})$$

$$-e_{ij} \cdot P_{ij}^{max} \leq P_{ij} \leq e_{ij} \cdot P_{ij}^{max} \quad (\text{III-12})$$

$$-e_{ij} \cdot Q_{ij}^{max} \leq Q_{ij} \leq e_{ij} \cdot Q_{ij}^{max} \quad (\text{III-13})$$

Avec P_{ij}^{max} et Q_{ij}^{max} les puissances maximales transmissibles par le composant (i, j) . Ces puissances ne sont pas forcément définies, donc nous leur assignerons des valeurs dans de pareils cas. Rappelons que l'intérêt des variables binaires e_{ij} est d'annuler les transits de puissance lorsque le composant (i, j) est ouvert. Certes, par cette méthode, on linéarise les équations de transits de puissances active et réactive en considérant les états fermé et ouvert des lignes, mais cela engendre des contradictions au niveau du système d'équations (III-4)-(III-6). En effet, lorsque le composant (i, j) est à l'état ouvert, i.e. $e_{ij} = 0$, la puissance active P_{ij} l'est forcément de par l'équation (III-12). Cela a une conséquence sur les variables continues U_i , W_{ij} et T_{ij} qui sont liées entre elles par des relations spécifiques (III-10)-(III-11), alors que normalement, elles doivent être déterminées plutôt par rapport aux lignes adjacentes qui sont fermées. L'équation (III-4) ne devrait être respectée que pour le cas où la ligne est fermée. Autrement dit, il faut considérer les cas avec les lignes ouvertes et permettre qu'elles prennent des valeurs quelconques autrement. Pour ce faire, les équations (III-4)-(III-6) sont transformées comme suit :

$$-K_{eq} \cdot (1 - e_{ij}) \leq U_i \cdot U_j - W_{ij}^2 - T_{ij}^2 \leq K_{eq} \cdot (1 - e_{ij}) \quad (\text{III-14})$$

$$-K_w \cdot (1 - e_{ij}) \leq W_{ij} - W_{ji} \leq K_w \cdot (1 - e_{ij}) \quad (\text{III-15})$$

$$-K_T \cdot (1 - e_{ij}) \leq T_{ij} + T_{ji} \leq K_T \cdot (1 - e_{ij}) \quad (\text{III-16})$$

Avec K_{eq} , K_w et K_T des constantes à fixer de sorte qu'elles offrent un degré de liberté lorsque la ligne est ouverte afin d'éviter les expressions contradictoires. Elles n'auront aucune influence lorsque la ligne est fermée, i.e. $e_{ij} = 1$, car les équations (III-14)-(III-16) équivaudront respectivement à (III-4)-(III-6) dans ce cas de figure.

Pour compléter ce modèle, il faut rajouter les contraintes topologiques (cf. équation (II-25)). Mais contrairement à Ramos, qui énumère les chemins entre les postes sources et les nœuds sans charge, pour éviter l'îlotage, nous définissons la contrainte (II-26) à cet effet.

Ce modèle modifié est un problème mixte quadratique contraint MIQCP- Π_{RRN} , mais reste non convexe toujours à cause de l'équation (III-14) (plus précisément à cause de la borne inférieure). En d'autres termes, la reformulation a permis de passer d'un problème général non convexe MINLP- Π_{RRN} à un MIQCP- Π_{RRN} non convexe. Cela ne présente que peu d'avantages. Afin de mieux comprendre ce fait, raisonnons par rapport aux configurations. Soient deux solutions des problèmes MINLP- Π_{RRN} et MIQCP- Π_{RRN} , avec $D = \{0,1\}$ tels que $X = D^m \times \mathbb{R}^{6m+2n+nG+2nPS}$, $\hat{X} = D^m \times \mathbb{R}^{8m+n+nG+2nPS}$ et $v \in \Delta$ où Δ représente le nombre de solutions possibles. Il faut noter que l'ensemble X est composé respectivement de m variables discrètes et de $6m + 2n + nG + 2nPS$ variables continues et au total $7m + 2n + nG + 2nPS$ variables. Ce raisonnement explique les variables de l'ensemble \hat{X} . La Figure III.1 illustre deux points :

- Les contours (les domaines de définition sont différents).
- Une solution globale sur l'ensemble X n'en est pas une sur l'ensemble \hat{X} , même si la bijection entre ces deux applications existent.

On peut constater que les solutions optimales x^{opt} et \hat{x}^{opt} ne coïncident pas forcément au travers de l'application f^{-1} , qui est définie de la manière suivante, avec le changement de variable effectué :

$$V_i = \sqrt{U_i} \text{ et } \tan(\theta_i - \theta_j) = \frac{T_{ij}}{W_{ij}} \quad \forall i \in \Gamma.$$

Partant d'un nœud bilan, on détermine les déphasages θ_j récursivement comme l'auteur de la référence [116] depuis la solution de MIQCP- Π_{RRN} , ce qui n'est valable qu'à configuration

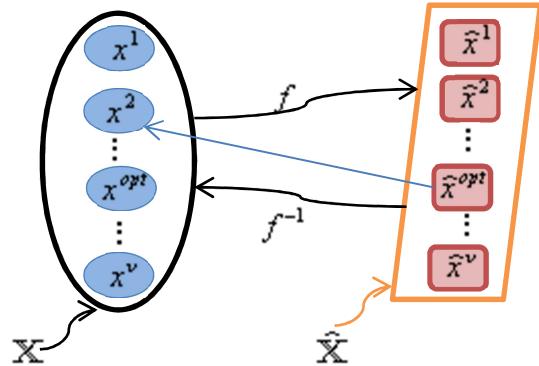


Figure III.1 : Réversibilité entre le problème Π_{RRN} et sa reformulation MIQCP- Π_{RRN}

figée. On définit de la sorte l'application inverse f^{-1} de f telle que $f^{-1} = \tan^{-1}$. Le souci avec cette nouvelle formulation, en dépit du fait qu'elle soit optimale (au sens de la théorie de la reformulation), réside sur le fait qu'au final le problème reste toujours non convexe et on ne peut garantir la solution optimale trouvée. Pour des réseaux tests IEEE, nous constatons, comme nous le montrons dans l'annexe C, que les résultats coïncident avec les solutions optimales sans aucune garantie sur l'optimalité. Ceci est encore confirmé par le fait que l'auteur utilise le solveur SBB (*Simple Branch & Bound*) [117] pour lequel on est certain qu'il n'est pas adapté aux problèmes non convexes.

En résumé, le problème reformulé reste toujours *NP-difficile*. En plus de la complexité équivalente, on retrouve la non-convexité. Bien entendu, si notre principal critère est l'optimalité, alors il faut nécessairement (par rapport à notre démarche) que la reformulation nous permette d'évoluer dans le cadre de l'optimisation convexe car comme nous avons pu le constater sur la Figure III.1, la solution optimale trouvée pour le problème reformulé n'en est pas assurément une pour le problème initial. Ce sera l'objet des sections suivantes.

III.3.2. Modèle conique restreint (MISOCP)

La variante du modèle proposée est une première approche de « convexification »²⁵. On part toujours du modèle de Ramos pour lequel on traite la contrainte non-convexe (III-4) comme un cône de second degré (cf. paragraphe II.4.1.1). En effet, au lieu de le modifier par l'intermédiaire de l'équation (III-14), nous l'écrivons comme suit : $U_i \cdot U_j \geq W_{ij}^2 + T_{ij}^2$, ce qui n'est rien d'autre qu'une *relaxation* de l'égalité. Cette relaxation est possible car les termes en U_i sont positifs ou nuls et elle traduit avec exactitude la relation (III-17). Nous verrons dans la suite l'interprétation donnée à cette inégalité (cf. paragraphe III.4.2.3.2).

$$\begin{array}{c} 2 \cdot W_{ij} \\ 2 \cdot T_{ij} \\ \|U_i - U_j\|_2 \end{array} \leq U_i + U_j \quad (\text{III-17})$$

Ce modèle sera composé des mêmes équations que le modèle de Ramos avec l'équation (III-14) remplacée par l'équation (III-17) et sans (III-15) et (III-16). Le problème de la reconfiguration en régime normal MISOCP-Π_{RRN} est donc convexe²⁵. Ainsi, on peut assurer avec certitude que la solution obtenue est bien optimale pour le problème relaxé mais il s'avère que cette relaxation restreint l'espace des solutions possibles. Et ceci, bien que cette écriture ait été utilisée par Rabih A. Jabr [118] pour la résolution du problème de Répartition Optimale des Flux de Puissances Π_{OPF}. Mais contrairement à cet auteur, nous sommes

²⁵ On entend par là rendre le problème Π_{RRN} convexe dans le sens où en utilisant les algorithmes de Séparation et Evaluation et/ou Couper, chaque nœud correspond à un problème convexe.

confrontés aux difficultés liées à l'état ouvert des composants pour Π_{RRN} qui ne se posent pas pour le problème Π_{OPF} . Nous montrons dans l'annexe C de quelle façon le domaine de définition est réduit. Toujours est-il que la solution optimale dans le domaine de définition réduit ne correspond pas forcément à l'optimum global du problème général Π_{RRN} en appliquant l'application inverse f^{-1} (nous verrons qu'elle est très proche de l'optimum, en deuxième position dans certains exemples traités).

III.4. De nouvelles reformulations : approximation et optimalité

En réalité, l'objectif premier de la reformulation à notre niveau ne réduit pas la complexité de notre problématique²⁶. Les problèmes résultants après reformulation sont : soit toujours non-convexes²⁵, soit trop contraints (modèle conique restreint). C'est pourquoi nous projetons bien sûr de reformuler, mais dans l'optique de retrouver les mêmes comportements au final dans le sens où les deux solutions sont les mêmes. Pour ce faire, nous allons regarder aussi bien les **approximations** que les **reformulations optimales** toujours en traitant dans un premier temps le problème de la reconfiguration en régime normal.

III.4.1. La reconfiguration en régime normal (Π_{RRN})

III.4.1.1. Modèles mixtes quadratiques

Les modèles quadratiques portent bien leur nom du fait de la nature de la fonction objectif à minimiser. En effet, en partant du courant complexe d'une ligne exprimé en coordonnées cartésiennes $I_{ij} = Ir_{ij} + j \cdot Ix_{ij}$, on traduit la fonction objectif pour minimiser les pertes Joule par le produit des résistances de lignes et du carré des courants de lignes. En posant $[Ir_{ij}] = [Ir_{ij-1}, \dots, Ir_{ij-m}]$ et $[Ix_{ij}] = [Ix_{ij-1}, \dots, Ix_{ij-m}]$ les vecteurs des composantes réelles et imaginaires des courants de lignes I_{ij} , alors $[I_{ij}] = [I_{ij-1}, \dots, I_{ij-m}]$ et la fonction objectif (II-9):

$$\min \quad Pertes Joules(e_{ij}) = [I_{ij}^*]^T \cdot [r_{ij}] \cdot [I_{ij}] \quad (\text{III-18})$$

²⁶ Car on utilise toujours les mêmes algorithmes pour résoudre à la fois le problème initial et sa reformulation.

Avec $[r_{ij}]$ le vecteur des résistances de ligne. La fonction (II-9) est quadratique et convexe par la même occasion²⁵. L'idée ici est de tout mettre en œuvre pour que les modèles conservent cette propriété de convexité. Nous allons, par ailleurs, considérer les trois types de charge (impédance constante, courant constant et puissance constante) alors que seules des charges de type puissance constante étaient utilisées sur tous les modèles développés dans la littérature. La première question légitime qui vient à l'esprit est alors : pourquoi et quels effets cela aura sur les objectifs finaux que l'on s'est fixé, à savoir trouver la configuration optimale du réseau et les prises des TRC et gradins, sans oublier les GED ? En effet, il serait intéressant d'étudier la sensibilité des pertes par rapport au modèle de charge considéré. Il faut rappeler qu'en considérant le modèle de charge ZIP ou encore à courant ou impédance constants, la complexité de Π_{RTG-CP} resterait la même car il n'y a que les équations (II-10) qui seront modifiées en coordonnées polaires. Ce qui explique le fait qu'on souhaite fonctionner en coordonnées cartésiennes. Disons que l'on change de repère ou de base comme illustré sur Figure III.2.

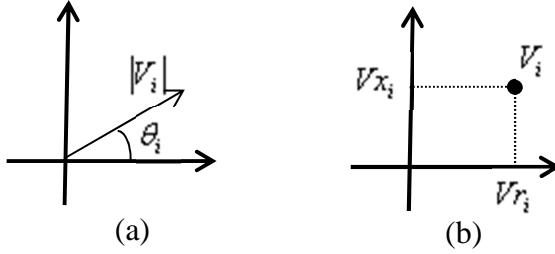


Figure III.2 : Coordonnées polaires (a) et cartésiennes (b)

La tension au nœud i s'exprime suivant (a) $V_i = |V_i| \cdot e^{j\theta_i}$ tandis que suivant (b), on aura $V_i = Vr_i + j \cdot Vx_i$ avec Vr_i et Vx_i les composantes réelle et imaginaire de V_i .

La loi des nœuds $I_i = [Y] \cdot V_i$ avec I_i le courant au nœud i et $[Y]$ la matrice d'admittance reste toujours valable quel que soit le modèle de charge ou le repère choisi. Les courants nodaux exprimés en coordonnées rectangulaires donnent $I_i = Ir_i + j \cdot Ix_i$. La puissance apparente qui transite au nœud i s'exprime $S_i = V_i \cdot I_i^* = P_i + j \cdot Q_i$ donc on peut déduire Ir_i et Ix_i les composantes réelle et imaginaire à ce nœud après développement. Ainsi nous obtenons :

$$Ir_i = \frac{P_i \cdot Vr_i + Q_i \cdot Vx_i}{Vr_i^2 + Vx_i^2} \quad (\text{III-19})$$

Or, la puissance active au nœud i est égale à $P_i = P_i^G - P_i^C$ et $Q_i = Q_i^G - Q_i^C$ donc Ir_i devient :

$$Ir_i = \frac{(P_i^G - P_i^C) \cdot Vr_i + (Q_i^G - Q_i^C) \cdot Vx_i}{Vr_i^2 + Vx_i^2} \quad (\text{III-20})$$

D'où on peut extraire Ir_i^G et Ir_i^C tels que $Ir_i = Ir_i^G - Ir_i^C$ équivalent respectivement à :

$$Ir_i^G = \frac{P_i^G \cdot Vr_i + Q_i^G \cdot Vx_i}{Vr_i^2 + Vx_i^2} \quad (\text{III-21})$$

$$Ir_i^C = \frac{P_i^C \cdot Vr_i + Q_i^C \cdot Vx_i}{Vr_i^2 + Vx_i^2} \quad (\text{III-22})$$

Par analogie, on obtient également :

$$Ix_i^G = \frac{P_i^G \cdot Vx_i - Q_i^G \cdot Vr_i}{Vr_i^2 + Vx_i^2} \quad (\text{III-23})$$

$$Ix_i^C = \frac{P_i^C \cdot Vx_i - Q_i^C \cdot Vr_i}{Vr_i^2 + Vx_i^2} \quad (\text{III-24})$$

Les expressions (III-21)-(III-24) traduisent les variations des courants à chaque nœud i par rapport à la génération et à la consommation. Il est connu que les nœuds générateurs fournissent de la puissance apparente constante interprétée par P_i^G et Q_i^G . De plus, suivant le modèle de charge considéré, les courants Ir_i^C et Ix_i^C n'ont pas les mêmes variations sachant que les seules données qui existent sont en puissance constante. Nous étudierons ces différences dans les paragraphes suivants.

III.4.1.1.1. Les nœuds bilans

Les nœuds bilans sont assujettis à avoir des valeurs de tension constantes étant donné que les tensions en ces nœuds sont considérées fixes et qu'ils sont pris comme référence avec un déphasage nul (la relation (III-25)). De cette manière, les équations (III-21) et (III-23) se simplifient avec (III-26). Ce qui signifie que le fait de fonctionner en courant équivaut pour les postes sources à fonctionner en puissance active et réactive. Le courant est l'image de la puissance.

$$Vr_{ps} = V_{spec} \text{ et } Vx_{ps} = 0 \quad (\text{III-25})$$

$$V_{spec} \cdot Ir_i^G = P_i^G \text{ et } V_{spec} \cdot Ix_i^C = -Q_i^C \quad (\text{III-26})$$

III.4.1.1.2. Charge de type impédance constante

Lorsque la charge est de type impédance constante, l'exprimer en terme de courant conduit à la linéariser dans le sens où nous aurons par la suite le courant de la charge qui varie de manière continue et plus précisément comme une fonction affine suivant une des composantes:

$$Ir_i^C = \frac{1}{Vo_i} \cdot (Po_i^C \cdot Vr_i + Qo_i^C \cdot Vx_i) \quad (\text{III-27})$$

$$Ix_i^C = \frac{1}{Vo_i} \cdot (Po_i^C \cdot Vx_i - Qo_i^C \cdot Vr_i) \quad (\text{III-28})$$

Avec Po_i , Qo_i et Vo_i respectivement les puissances active, réactive et la tension de référence au nœud i .

III.4.1.1.3. Charge de type courant et/ou puissance constante

En remplaçant dans les expressions (III-22) et (III-24) les termes P_i^C et Q_i^C , aucune simplification n'apparaît que ce soit pour les charges de type courant constant ou à puissance constante. Nous aurons d'une part pour les premiers :

$$Ir_i^C = \frac{1}{Vo_i} \cdot \frac{Po_i^C \cdot Vr_i + Qo_i^C \cdot Vx_i}{\sqrt{Vr_i^2 + Vx_i^2}} \quad (\text{III-29})$$

$$Ix_i^C = \frac{1}{Vo_i} \cdot \frac{Po_i^C \cdot Vx_i - Qo_i^C \cdot Vr_i}{\sqrt{Vr_i^2 + Vx_i^2}} \quad (\text{III-30})$$

Et d'autre part pour les seconds, en l'occurrence les charges de type puissance constante:

$$Ir_i^C = \frac{1}{Vo_i} \cdot \frac{Po_i^C \cdot Vr_i + Qo_i^C \cdot Vx_i}{Vr_i^2 + Vx_i^2} \quad (\text{III-31})$$

$$Ix_i^C = \frac{1}{Vo_i} \cdot \frac{Po_i^C \cdot Vx_i - Qo_i^C \cdot Vr_i}{Vr_i^2 + Vx_i^2} \quad (\text{III-32})$$

Conservées sous cette forme, elles sont non-convexes, comme on peut le voir sur les Figure III.3.a et Figure III.3.b qui montrent le comportement de la charge suivant son type en coordonnées rectangulaires. Par ailleurs, pour plus de rigueur, il serait mieux de regarder la variation de l'expression donnée par $Ir_i = Ir_i^G - Ir_i^C$ (respectivement $Ix_i = Ix_i^G - Ix_i^C$) au lieu des termes qui la compose, à savoir (Ir_i^G et Ir_i^C), ce qui n'est pas nécessaire car ces expressions ont le même comportement vu sur la Figure III.3.b. Mais, on peut dire que l'influence de cette variation est quasi minime, c'est pourquoi nous optons pour ces approximations. Sur la Figure III.4, nous observons le plan vert qui indique la valeur du courant réel qui est constant et obtenu par rapport à la tension nominale considérée. On effectue la même approximation pour la partie imaginaire (équation (III-33)).

$$Ir_i^C = \text{cste} \text{ et } Ix_i^C = \text{cste} \quad (\text{III-33})$$

Donc, quel que soit le modèle considéré dans la suite, dès lors que les courants des charges de type courant et puissance constante sont ramenés à un soutirage de courant constant, alors on parlera d'**approximation**. Bien entendu, on tient compte du fait que la charge ne peut avoir un courant négatif, auquel cas nous aurions affaire à un générateur.

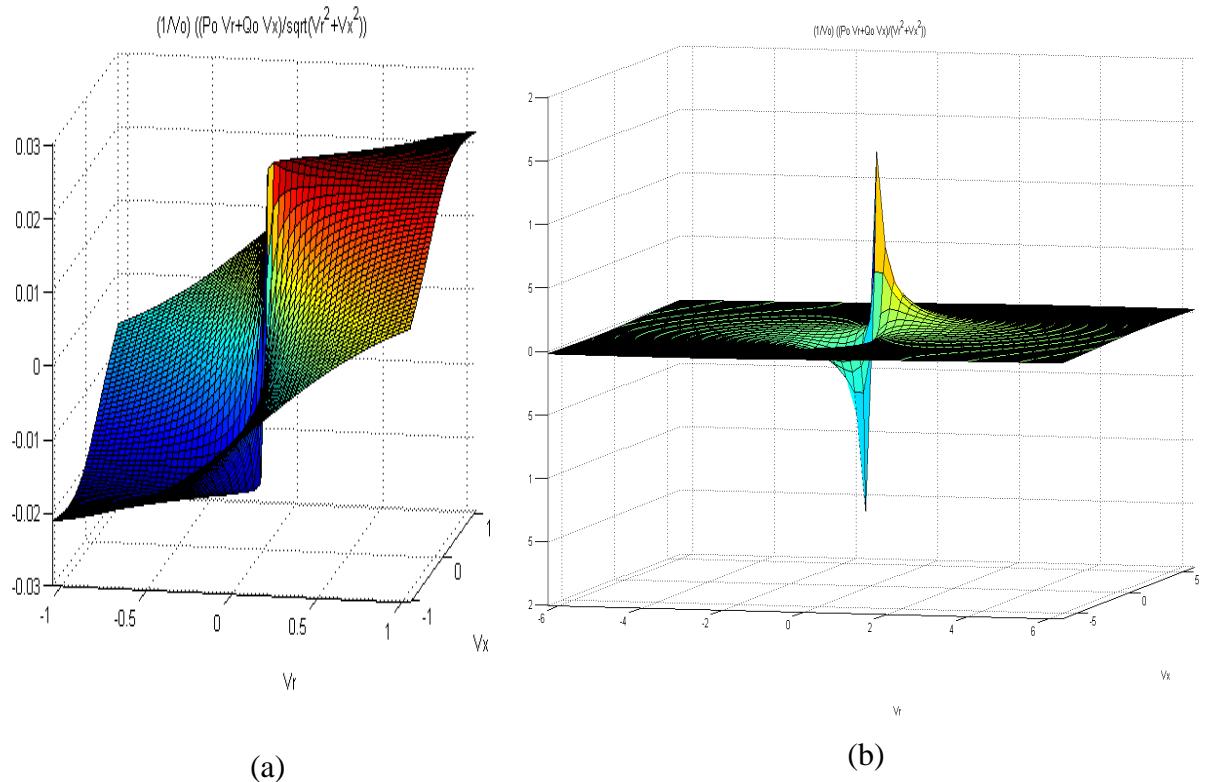


Figure III.3 : Variation du courant de la charge en fonction coordonnées cartésiennes suivant le type (a) courant constant et (b) puissances constantes

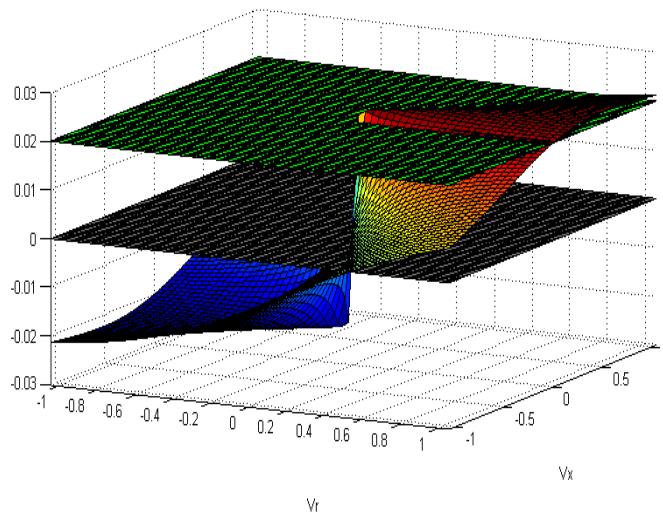


Figure III.4 : Approximation du courant des charges de type courant ou puissance constante.

III.4.1.1.4. Les générateurs d'énergie dispersés (GED)

Comme énoncé au paragraphe II.7.6, la puissance active d'un Générateur d'Energie Dispersé (GED) est constante, i.e. $P_i^{ged} = cste$. Seule la puissance réactive Q_i^{ged} est

proposée modulable par le gestionnaire du réseau. Ainsi, les équations (III-21) et (III-23) deviennent :

$$Ir_i^{ged} = \frac{cste \cdot Vr_i + Q_i^{ged} \cdot Vx_i}{Vr_i^2 + Vx_i^2} \quad (\text{III-34})$$

$$Ix_i^{ged} = \frac{cste \cdot Vx_i - Q_i^{ged} \cdot Vr_i}{Vr_i^2 + Vx_i^2} \quad (\text{III-35})$$

Ces dernières sont non-convexes et fonctions de Vr_i et Vx_i du nœud de connexion i . Se basant sur l'analyse faite par rapport aux charges de type puissance constante, pour un Q_i^{ged} fixé, les expressions (III-34)-(III-35) relatives aux courants des générateurs se comportent comme sur la Figure III.3.b et peuvent être vues comme une projection de ces expressions suivant la variable Q_i^{ged} . De la même manière que précédemment, la reformulation qui s'impose à ce stade sera une relaxation. On remplace ces expressions par les variables Ir_i^G et Ix_i^G (en d'autres termes par des fonctions affines). En effet, pour conserver la convexité du modèle obtenu jusque-là, nous allons effectuer une approximation. Par exemple, au lieu de prendre en compte la relation $Ir_i^{ged} = \frac{cste \cdot Vr_i + Q_i^{ged} \cdot Vx_i}{Vr_i^2 + Vx_i^2}$ dans le modèle, nous ne considérons que le terme Ir_i^{ged} qui serait une variable « libre» dans le sens où il n'exprime pas forcément la variation de la puissance réactive du GED. Il en est de même pour la composante imaginaire du courant.

En résumé, les formules relatives aux courants d'un nœud seront :

$$Ir_i = Ir_i^{ged} - Ir_i^C \quad (\text{III-36})$$

$$Ix_i = Ix_i^{ged} - Ix_i^C \quad (\text{III-37})$$

Avec Ir_i^C constant ou linéaire et Ir_i^{ged} une variable continue bornée dont nous exprimerons les bornes associées plus tard. Ces approximations réduisent les non linéarités à des fonctions affines. Cela permet de fonctionner dans le domaine de l'optimisation convexe.

III.4.1.2. Modèle « impédant » Z constant

Pour ce modèle, toutes les charges sont considérées comme des impédances constantes. En prenant le modèle en π d'une ligne (cf. paragraphe II.7.2), le courant complexe du composant (i, j) est $Ia_{ij} = y_{ij} \cdot V_i + y_{ij} \cdot (V_i - V_j)$. Le courant Ia_{ij} est une expression auxiliaire de I_{ij} que l'on ne considérerait que lorsque le composant est fermé. En effet, avec son développement, on obtient les formules (III-38)-(III-39) qui n'ont du sens que lorsque la ligne est fermée.

$$Iar_{ij} = -b_{ij} \cdot Vx_i + g_{ij} \cdot (Vr_i - Vr_j) - b_{ij} \cdot (Vx_i - Vx_j) \quad (\text{III-38})$$

$$Ix_{ij} = b_{ij} \cdot Vr_i + g_{ij} \cdot (Vx_i - Vx_j) + b_{ij} \cdot (Vr_i - Vr_j) \quad (\text{III-39})$$

Naturellement, le courant de la ligne I_{ij} utilisé pour évaluer les pertes peut à la fois être nul ou prendre la valeur de $Ia_{ij} = Ir_{ij}$ lorsqu'elle est fermée, donc nous devons avoir des expressions qui traduisent ce fait.

$$-(1 - e_{ij}) \cdot M \leq Ir_{ij} - Iar_{ij} \leq (1 - e_{ij}) \cdot M \quad (\text{III-40})$$

$$-(1 - e_{ij}) \cdot M \leq Ix_{ij} - Iar_{ij} \leq (1 - e_{ij}) \cdot M \quad (\text{III-41})$$

Avec $M \in \mathbb{R}$, une constante suffisamment grande pour donner un degré de liberté dans les cas où la ligne est ouverte. On peut voir que dans le cas où la ligne est fermée, i.e. $e_{ij} = 1$, on obtient $Ir_{ij} = Iar_{ij}$ et pour $e_{ij} = 0$, elle respecte la relation $-M \leq Ir_{ij} - Iar_{ij} \leq M$. La composante réactive obéit au même raisonnement.

Dans un souci de simplification, nous définissons le courant absorbé par la charge Ic_i tel que $I_i^C = Ir_i^C + j \cdot Ix_i^C$ et $Y_i^C = g_i^C + j \cdot b_i^C$, l'admittance de la charge connectée au nœud i . On peut exprimer ses composantes réelle et imaginaire.

$$Ir_i^C = g_i^C \times Vr_i - b_i^C \times Vx_i \quad (\text{III-42})$$

$$Ix_i^C = g_i^C \times Vi_i + b_i^C \times Vx_i \quad (\text{III-43})$$

Pour en revenir à la loi des nœuds, on l'exprime de manière plus explicite par rapport au courant des lignes.

$$\sum_{(i,j) \in \Omega^E} Ir_{ij} - \sum_{(i,j) \in \Omega^S} Ir_{ij} = Ir_i \quad (\text{III-44})$$

$$\sum_{(i,j) \in \Omega^E} Ix_{ij} - \sum_{(i,j) \in \Omega^S} Ix_{ij} = Ix_i \quad (\text{III-45})$$

Pour compléter le modèle, il nous faut étudier les contraintes relatives à la tension, au courant et à la topologie. La tension comme le courant doivent être bornés par des valeurs minimales et maximales pour les raisons que nous avons déjà énoncées au Chapitre II. Avec les coordonnées rectangulaires, on aura $V_i^{min} \leq \sqrt{Vr_i^2 + Vx_i^2} \leq V_i^{max}$ que l'on peut transformer en élevant le tout au carré pour avoir $V_i^{min^2} \leq Vr_i^2 + Vx_i^2 \leq V_i^{max^2}$. L'inégalité relative à la borne inférieure est non convexe. Comme on peut le voir sur les Figure III.5.a et b, l'ensemble de définition est représenté par la zone gris clair. Ainsi, la contrainte sur la borne supérieure est convexe sur la Figure III.5.a dans la mesure où, quels que soient deux points choisis dans cet ensemble, on peut les relier par un segment qui est contenu dans ce même ensemble. A contrario, sur ce que l'on voit sur la Figure III.5.b, la contrainte sur la borne inférieure est quant à elle non-convexe. On peut toujours trouver un segment qui n'appartient pas

entièrement à cet ensemble. Ici le trait en rouge passe par la partie foncée pour rejoindre deux points de l'ensemble gris clair.

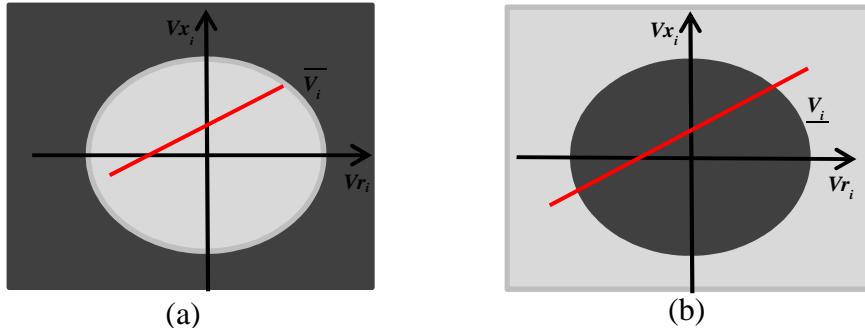


Figure III.5 : Contraintes convexe (a) et non-convexe (b), toujours par rapport à l'ensemble de définition gris clair

Donc, pour les mêmes raisons que précédemment concernant la convexité, nous allons à nouveau effectuer une seconde **approximation** par rapport à cette contrainte qui peut être exprimée comme suit :

$$\frac{V_i^2}{Vr_i^2} = 1 + \frac{Vx_i^2}{Vr_i^2} \leq \frac{V_i^{max^2}}{Vr_i^2},$$

Or, on sait que $Vx_i \ll Vr_i$ (en partant du fait que le déphasage soit petit comme c'est le cas la plupart du temps) donc $\frac{Vx_i^2}{Vr_i^2} \ll 1$, par conséquent on peut négliger ce terme. Ceci linéarise la contrainte sur la tension en coordonnées cartésiennes et on écrit comme indiqué par la formule (III-46).

$$V_i^{min} \leq Vr_i \leq V_i^{max} \quad (\text{III-46})$$

Toutefois, cela a pour conséquence aussi d'approximer les contraintes sur Ir_i^G et Ix_i^G car ce sont elles qui interprètent le comportement des GED.

$$Ir_i^{ged\ min} \leq Ir_i^{ged} \leq Ir_i^{ged\ max} \quad (\text{III-47})$$

$$Ix_i^{ged\ min} \leq Ix_i^{ged} \leq Ix_i^{ged\ max} \quad (\text{III-48})$$

Avec $Ir_i^{ged\ min} = -\frac{cste}{V_i^{max}}$ et $Ir_i^{ged\ max} = \frac{cste}{V_i^{min}}$, $Ix_i^{ged\ min} = -\frac{Q_i^{ged\ max}}{V_i^{max}}$ et $Ix_i^{ged\ max} = \frac{Q_i^{ged\ min}}{V_i^{min}}$

. Le modèle ne serait pas complet sans les contraintes sur les courants maximaux de lignes permis. Elles sont souvent exprimées avec les inégalités $0 \leq I_{ij} \leq I_{ij}^{max}$ qui, avec les

coordonnées rectangulaires, s'écrivent $0 \leq Ir_{ij}^2 + Ix_{ij}^2 \leq I_{ij}^{max^2}$. Pour les mêmes raisons que les contraintes sur la tension, on constate que l'inégalité relative à la borne inférieure est non convexe. Mais pour ce cas précis, elle ne pose pas de problème dans la mesure où c'est une inégalité triviale qui sera toujours respectée au vu des termes au carré, donc pas besoin de l'intégrer dans le modèle. En conséquence, on peut l'éliminer sans altérer le modèle. Ainsi, on écrit :

$$Ir_{ij}^2 + Ix_{ij}^2 \leq I_{ij}^{max^2} \quad (\text{III-49})$$

Les équations (III-40)-(III-41) permettent de ne pas prendre en compte le courant lorsque la ligne est ouverte. De ce fait, les expressions par rapport au courant des lignes fermées peuvent prendre n'importe quelle valeur comprise entre $-M$ et M . Pour renforcer ce degré de liberté, on ajoute des inéquations de telle sorte que le courant, pour ce cas, soit nul à coup sûr.

$$-e_{ij} \cdot Ir_{ij}^{max} \leq Ir_{ij} \leq e_{ij} \cdot Ir_{ij}^{max} \quad (\text{III-50})$$

$$-e_{ij} \cdot Ir_{ij}^{max} \leq Ix_{ij} \leq e_{ij} \cdot Ir_{ij}^{max} \quad (\text{III-51})$$

La contrainte topologique (III-52) reste la même dans ce modèle

$$\sum_{(i,j) \in \Omega} e_{ij} = n - nPS \quad (\text{III-52})$$

$$\sum_{(i,j) \in C_b} e_{ij} \leq nbrC_b - 1 \quad (\text{III-53})$$

On rappelle que, comme il s'agit d'une **approximation**, la solution trouvée est une borne inférieure au problème général. En d'autres termes, prenons deux solutions $fobj_1$ et $fobj_2$ des problèmes de la reconfiguration en régime normal respectivement en coordonnées rectangulaires polaires Π_{RRN-CP} et Π_{RRN-CR} , on n'aura pas une relation d'ordre entre les valeurs de fonctions objectifs comme $fobj_1 \leq fobj_2$. L'intérêt à notre niveau réside dans le fait que les vecteurs des solutions sont les mêmes pour la configuration pour un réseau sans réglage du réactif des GED.

En résumé, la formulation du problème de la reconfiguration en régime normal en coordonnées cartésiennes ou rectangulaires est un problème mixte quadratique contraint $\text{MIQCP}-\Pi_{RRN-CR-Z}$ qui consiste à minimiser l'équation (II-9) sous contraintes des équations (III-25)-(III-26) et (III-38)-(III-51).

III.4.1.3. Modèle en courant et/ou puissance constant(s)

Toutes les charges seront considérées de type courant et/ou de puissance constante (équivalente à celle liée à la tension nominale). Le modèle est quasiment identique au modèle $\text{MIQCP}-\Pi_{RRN-CR-Z}$. La reconfiguration en régime normal en courant et/ou puissance

constante $\text{MIQCP}-\Pi_{\text{RRRN-CR-I-P}}$ consiste à minimiser la fonction objectif (II-9) sous contraintes des relations (III-25)-(III-26), (III-38)-(III-51), en remplaçant les équations (III-42)-(III-43) par l'équation (III-54).

$$Ir_i^C = \text{cste} \text{ et } Ix_i^C = \text{cste} \quad (\text{III-54})$$

Par analogie à la section II.4.1.4, on peut affirmer que les modèles respectent les inclusions suivantes : $\text{MIQCP}-\Pi_{\text{RRN-CR-I-P}} \subseteq \text{MIQCP}-\Pi_{\text{RRN-CR-Z}}$. Ceci implique dans un sens que les optimums des modèles en coordonnées cartésiennes en courant constant et/ou en puissance constante sont des bornes inférieures au modèle en impédance constante. Soient deux problèmes Π_1 et Π_2 tels que $\Pi_1 \subseteq \Pi_2$, l'inclusion est la résultante d'approximations sur Π_2 pour obtenir Π_1 . Par conséquent, résoudre Π_1 devrait certainement être plus facile que Π_2 . Cette corrélation devrait aussi se refléter sur les temps de calcul. Il en sera de même pour nos reformulations.

Nous rappelons qu'un problème d'optimisation mixte quadratique contraint comme indiqué à la section II.4.1.1 n'est pas forcément convexe, mais dans notre cas, les modèles MIQCP que nous avons développé exploitent tous cette propriété de convexité qui est vérifiée par le fait que les matrices A sont toutes positives semi définies. Donc, on peut assurer avec certitude que les solutions obtenues pour $\text{MIQCP}-\Pi_{\text{RRN-CR-I}}$ et $\text{MIQCP}-\Pi_{\text{RRN-CR-Z}}$ sont optimales. Par conséquent, il nous reste à démontrer que dans notre cas, cela coïncide avec l'optimum de $\text{MINLP}-\Pi_{\text{RRN-CP-P}}$.

A ce stade, la question que l'on peut se poser est la suivante : étant donné que nous avons développé des modèles en coordonnées rectangulaires pour les modèles de charges de type courant constant et impédance constante, pourquoi ne pas introduire les charges de type puissance constante et/ou de type ZIP au final ? Pour des charges de type ZIP, la formulation reste la même à la différence des équations sur les courants de charge nodaux. Chaque courant nodal aura des composantes suivant une impédance constante (équations (III-42) et (III-43)) et une puissance et courant constants selon l'équation (III-53). A noter que les modèles à courant et puissance constants sont équivalents à un facteur près.

III.4.1.4. Récapitulatifs

Jusqu'ici, tous les modèles proposés présentent à la fois des avantages et des inconvénients. Le Tableau III-1 récapitule les modèles finaux obtenus jusqu'ici. On précise que le critère d'optimalité fait référence ici au problème issu de la reformulation qui peut ne pas coïncider avec l'optimum global du problème général. Les bases utilisées, à savoir le système de coordonnées polaires et rectangulaires pour élaborer chaque modèle figurent à la deuxième colonne de ce tableau. De manière générale, nous avons utilisé la théorie de la reformulation qui se présente sous diverses (1 à 5 dans le Tableau III-1 ci-dessous) formes pour les obtenir. On peut rajouter que nous passons d'un modèle général sous forme de MINLP à un MIQCP ou MISOCP et que la complexité reste évidemment la même. On constate aussi que la « convexification », telle qu'elle est employée jusqu'à présent, présente

des inconvénients. En effet, le modèle conique est certes convexe mais reste non optimal au final pour le problème initial Π_{RRN} car il restreint l'espace de solutions. Les autres modèles dont la reformulation consiste en des relaxations et des approximations, quant à eux, sont optimaux à la fois pour le reformulé et pour Π_{RRN} pour de réseaux de taille moyenne. Ils sont aussi sensibles au modèle de charge (section IV.4.1). Mais étant donné que notre but principal consiste à résoudre le problème Π_{RRT} , il est légitime de se questionner sur la validité de tels modèles lorsqu'ils sont couplés aux problèmes du réglage de tension Π_{RTC} . Ceci étant, il nous semble plus commode de plutôt essayer de développer un modèle exact en exploitant tous ces acquis et en lieu et place d'étudier jusqu'où le couplage serait valable dans la mesure où pour chacun de ces modèles, le domaine de validité est à relativiser. Et c'est ce que nous avons pu faire en partant d'un modèle d'équations tout à fait différent de tout ce qu'on a pu utiliser jusqu'alors. En effet, plusieurs équations de répartition de charge existent dont particulièrement une qui répond mieux à nos besoins.

Tableau III-1 : Récapitulatifs des modèles précédents

Nom		Base	Reformulation*	Type	Convexité	Complexité	Optimalité prouvée
Ramos		CP	1, 2	MIQCP	Non	NP-Difficile	Non
Nos modèles	Conique restreint	CP	1, 2, 3	MISOCP	Oui	NP-Difficile	Oui
	Z constant	CR	4, 5	MIQCP	Oui	NP-Difficile	Oui
	I/P constant	CR	4, 5	MIQCP	Oui	NP-Difficile	Oui

* 1 : changement de variable continue, 2 : équations en inéquations, 3 : restriction, 4 : relaxation, 5 : approximation et simplification.

CP : Coordonnées Polaires, CR : Coordonnées Rectangulaire

III.4.2. Modèle complet pour la reconfiguration et le réglage de la tension

Nous allons maintenant proposer un modèle complet pour le problème de la reconfiguration en régime normal et du réglage de la tension en présence de la production décentralisée Π_{RTG} . Au-delà de la problématique liée à la manière de représenter en coordonnées polaires ou cartésiennes, le modèle proposé est en quelque sorte basé sur la manière de voir les liens qui existent entre les différents composants du réseau. On parlera d'une autre forme de *modélisation*. En effet, au lieu de partir sur les modèles habituels d'expression des équations de répartitions de charge, à savoir le modèle bidirectionnel en coordonnées polaires et le modèle nodal en coordonnées cartésiennes, nous utiliserons le modèle d'équations de Baran et Wu [119] encore appelées « *Distflow* en anglais» pour

exprimer ces liens. Ces équations ont été initialement développées par Baran et Wu pour résoudre, certes, le problème de répartition de charge Π_{RCB} dans un premier temps, mais elles ont aussi servi à résoudre les problèmes du placement optimal des gradins de condensateurs et de la reconfiguration [120] toujours par les mêmes auteurs avec des algorithmes heuristiques. Elles sont reprises plus récemment par bon nombre d'auteurs pour résoudre différents problèmes d'optimisation, dont les plus récents concernent l'Optimum Power Flow Π_{OPF} [69] et [121] et la reconfiguration par Taylor [84] avec des simplifications qui affectent la solution finale.

III.4.2.1. Le problème de la répartition des charges de Baran (Π_{RCB})

Prenons l'exemple du réseau constitué d'un seul départ représenté par la Figure III.6. Le nœud 1 représente le nœud bilan avec une tension qui est fixe et constante. Il est composé de m lignes avec une certaine orientation (aléatoire dans notre cas) et de n nœuds auxquels sont connectés les charges de puissances active et réactive P_i^c et Q_i^c , respectivement.

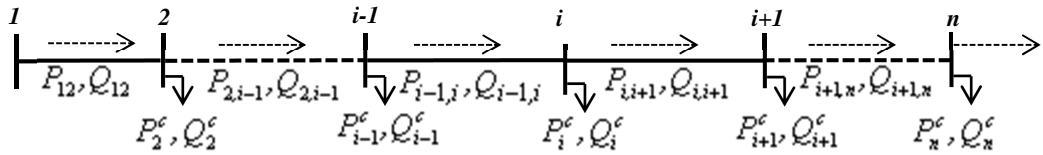


Figure III.6 : exemple d'un réseau avec un départ

Dans l'ensemble de définition complexe \mathbb{C} , les équations de répartition de charge du réseau de la Figure III.6, et de façon générale, peuvent se résumer à trois équations (III-55)-(III-57) qui expriment respectivement le transit de puissance complexe et la loi d'ohm des composants (lignes ou transformateurs), ainsi que la puissance complexe en chaque nœud.

$$S_{ij} = V_i \cdot I_{ij}^* \quad (\text{III-55})$$

$$\Pi_{RCB} \quad V_j = V_i - z_{ij} \cdot I_{ij} \quad (\text{III-56})$$

$$\sum_{i \in \Gamma^e(j)} \left(S_{ij} - z_{ij} \cdot |I_{ij}|^2 \right) - \sum_{k \in \Gamma^s(j)} S_{jk} = S_j \quad (\text{III-57})$$

Avec S_{ij} , I_{ij} , z_{ij} , V_i et S_j respectivement la puissance apparente, le courant et l'impédance complexes du composant (i, j) , la tension et la puissance apparente complexes du nœud i . $\Gamma^e(j)$ et $\Gamma^s(j)$ sont l'ensemble des nœuds adjacents au nœud j dont les lignes sont entrantes pour le premier et sortantes pour le second au nœud j . On a en effet l'ensemble des nœuds adjacent au nœud j représenté par $\Gamma(j) = \Gamma^e(j) \cup \Gamma^s(j)$. Les nœuds bilans sont un cas particulier de l'équation (III-57) car l'ensemble $\Gamma^e(j)$ est vide. Le calcul du point de fonctionnement du réseau est défini par le système (III-55)-(III-57). Comparé aux autres modèles de répartition de charge, seule diffère l'équation (III-57) qui exprime la loi des

nœuds tout en explicitant les pertes qui sont déduites de la puissance entrante. Le formalisme que nous présentons a été développé par Farivar [69], même si bien d'autres auteurs l'ont utilisé avant. Donc, résoudre le problème de la répartition de charge Π_{RCB} revient à traiter un système de $2m + n$ équations non linéaires et à trouver les $2m + n + nPS$ variables complexes ($nPS = 1$ pour la Figure III.6) relatives aux composants et à la tension des nœuds dans le cas où les variables S_i sont fixes. On peut donc définir l'ensemble des solutions comme étant $\mathbb{X} \in \mathbb{C}^{2m+n+nPS}$ et le vecteur $x \in \mathbb{X}$ défini par $x = (S_{ij}, I_{ij}, V_i, S_{ps})$ où S_{ps} représente la puissance apparente d'un Poste Source. En vue de travailler dans le domaine réel, on est amené à effectuer quelques transformations du système de Π_{RCB} . Ainsi, à partir des équations (III-55) et (III-56), nous obtenons après développement une formule relative au module au carré de la tension qui s'exprime comme suit :

$$V_j^2 = V_i^2 + z_{ij}^2 \cdot I_{ij}^2 - (z_{ij}^* \cdot S_{ij} + z_{ij} \cdot S_{ij}^*) \quad (\text{III-58})$$

De plus, on sait que $z_{ij}^* \cdot S_{ij} + z_{ij} \cdot S_{ij}^* = 2 \cdot \text{Reel}(z_{ij} \cdot S_{ij}^*)$. Par conséquent, en posant $S_{ij} = P_{ij} + j \cdot Q_{ij}$ et $S_i = P_i + j \cdot Q_i$ avec P_{ij} , Q_{ij} et P_i , Q_i les puissances actives et réactives qui transitent sur le composant (i, j) et sortantes au nœud i , on arrive aux relations suivantes :

$$\sum_{i \in \Gamma^e(j)} (P_{ij} - r_{ij} \cdot I_{ij}^2) - \sum_{k \in \Gamma^s(j)} P_{ik} = P_j, \quad \forall j \in \Gamma \quad (\text{III-59})$$

$$\Pi_{RCB} \quad \sum_{i \in \Gamma^e(j)} (Q_{ij} - x_{ij} \cdot I_{ij}^2) - \sum_{k \in \Gamma^s(j)} Q_{jk} = Q_j, \quad \forall j \in \Gamma \quad (\text{III-60})$$

$$V_j^2 = V_i^2 - 2 \cdot (r_{ij} \cdot P_{ij} + x_{ij} \cdot Q_{ij}) + (r_{ij}^2 + x_{ij}^2) \cdot I_{ij}^2 \quad (\text{III-61})$$

$$I_{ij}^2 = \frac{P_{ij}^2 + Q_{ij}^2}{V_i^2} \quad (\text{III-62})$$

Le problème Π_{RCB} est désormais défini par $3m + n + 2nPS$ variables réelles, lorsque P_j , Q_j sont fixes, qui sont $x = (P_{ij}, Q_{ij}, I_{ij}, V_i, P_{ps}, Q_{ps})$ et $2m + 2n$ équations non linéaires. Nous rappelons que l'écriture I_{ij}^2 désigne en toute rigueur $|I_{ij}|^2$, de même que pour la tension, V_j^2 désigne $|V_i|^2$.

Lorsqu'on cherche les conditions de fonctionnement d'un réseau, un calcul de répartition des charges suffit. Dès lors que l'on veuille intégrer les contraintes techniques (relatives à la tension par exemple alors le problème Π_{RCB} doit être complété par une fonction objectif (équation (II-9)) et les contraintes sur la tension. Dans ces conditions, il est indispensable que les contraintes rajoutées soient réalisables et c'est pourquoi nous formulons une première hypothèse.

Hypothèse III-1. Soit $\mathbb{X} \subset \mathbb{R}^{3m+n+2nPS}$, l'ensemble de définition du problème Π_{RCB} , alors il existe au moins une variable $x^* = (P_{ij}^*, Q_{ij}^*, I_{ij}^*, V_i^*, P_{PS}^*, Q_{PS}^*)$ telle que $x \in \mathbb{X}$. En d'autres termes, le problème est réalisable et a au moins une solution (cf. paragraphe II.3).

Cette hypothèse est justifiée par le fait que, par rapport aux contraintes imposées au problème, il arrive qu'il soit infaisable et dans ce cas, aucune solution respectant les contraintes ne saurait exister.

Des équations et variables complexes, nous distinguons les composantes réelles et imaginaires. A partir de cette modélisation du problème Π_{RCB} dans le domaine réel, nous allons appliquer les éléments de la théorie de la reformulation introduits au Chapitre II et appliqués aux modèles antérieurs. Nous verrons par la suite que la reformulation sur ce modèle précis permet de rendre le problème général non-convexe à un problème convexe sans restreindre ou altérer l'espace initiale des solutions possibles. Nous rappelons que notre principal objectif est de minimiser les pertes actives en exploitant tous les leviers dont dispose le réseau, à savoir les interrupteurs pour modifier la configuration, les prises des transformateurs à réglage en charge, des gradins de condensateurs et le réactif des GED.

III.4.2.2. Première reformulation par changement de variables

Dans un premier temps, il est nécessaire de rappeler les raisons pour lesquelles nous avons besoin d'effectuer un tel changement de variables. En effet, en travaillant avec le modèle du problème Π_{RCB} et noté $NLP-\Pi_{RCB}$ comme il est représenté à ce stade, on travaille avec des équations non linéaires et de surcroit non convexes de manière générale (équations (III-61)-(III-62)). Donc, il est indispensable de reformuler pour notre part car nous souhaitons fonctionner dans le cadre de l'optimisation convexe.

En posant $l_{ij} = |I_{ij}|^2$ et $v_i = |V_i|^2$, nous effectuons un changement de variables qui est rien d'autre qu'une **relaxation continue**. La fonction objectif quadratique de l'équation (II-9) devient, dans ce cas, linéaire car $[I_{ij}^*]^T \cdot [r_{ij}] \cdot [I_{ij}] = \sum_{(i,j) \in \Omega} r_{ij} \cdot |\bar{I}_{ij}|^2$. Ainsi, on obtient:

$$\min \quad Pertes Joules = \sum_{(i,j) \in \Omega} r_{ij} \cdot l_{ij} \quad (III-63)$$

Sous contraintes de :

$$\sum_{i \in \Gamma^e(j)} (P_{ij} - r_{ij} \cdot l_{ij}) - \sum_{k \in \Gamma^s(j)} P_{ik} = P_j, \quad \forall j \in \Gamma \quad (III-64)$$

$$\sum_{i \in \Gamma^e(j)} (Q_{ij} - x_{ij} \cdot l_{ij}) - \sum_{k \in \Gamma^s(j)} Q_{jk} = Q_j, \quad \forall j \in \Gamma \quad (III-65)$$

$$v_j = v_i - 2 \cdot (r_{ij} \cdot P_{ij} + x_{ij} \cdot Q_{ij}) + (r_{ij}^2 + x_{ij}^2) \cdot l_{ij} \quad (III-66)$$

$$l_{ij} = \frac{P_{ij}^2 + Q_{ij}^2}{v_i} \quad (\text{III-67})$$

Les variables d'optimisation sont sous la forme $x = (P_{ij}, Q_{ij}, l_{ij}, v_i, P_{ps}, Q_{ps})$ tel que $x \in \mathbb{X}$ avec $\mathbb{X} \subset \mathbb{R}^{3m+n+2nPS}$. Jusque-là, les équations non linéaires (III-59)-(III-61) sont rendues linéaires et deviennent (III-64)-(III-66) à l'exception de la seule contrainte relative au courant des composants qui reste non linéaire et non convexe comme exprimé par la formule (III-67). Cette reformulation, comme nous l'avons dit précédemment, est **optimale** car dans ce cadre, tout optimum local ou global de NLP-Π_{RCB} l'est aussi pour NLP-Π_{RCB}. Mais le cœur du problème est qu'il n'y a pas d'algorithmes capables de nous garantir ces optimums à ce stade. C'est pourquoi, il est indispensable d'aller plus loin.

III.4.2.3. Le problème de la reconfiguration en régime normal Π_{RRN}

Nous nous proposons maintenant de traiter la recherche de la configuration optimale d'un réseau à partir du modèle de problème relaxé NLP-Π_{RCB}. Pour ce faire, il est bien entendu indispensable d'introduire des variables qui reflètent cet aspect. Il reste toujours du même type que les autres modèles, à savoir binaire. Ainsi, pour formuler de manière rigoureuse la reconfiguration, il suffit de multiplier chaque variable (P_{ij} et Q_{ij}) du NLP-Π_{RCB} par une variable binaire qui exprime l'état de connectivité (fermé ou ouvert) du composant (i, j) . Mais pour les mêmes raisons que celles citées pour les modèles précédents, nous préférons adopter la même stratégie qui consiste à les exprimer sous forme de polyèdres, toujours par rapport aux variables continues (P_{ij} et Q_{ij}) comme indiqué par les équations (III-12)-(III-13). Pour illustrer ces propos, nous proposons l'exemple suivant utilisant l'équation (III-64) pour ne pas reprendre toutes les formules.

Exemple : pour la reconfiguration, on aurait l'équation (III-64) qui deviendrait (III-68). Et elle serait remplacée par le système composé par l'hyperplan (III-64) et les polyèdres (III-69).

$$\sum_{i \in \Gamma^e(j)} e_{ij} \cdot (P_{ij} - r_{ij} \cdot l_{ij}) - \sum_{k \in \Gamma^s(j)} e_{ik} \cdot P_{ik} = P_j, \quad \forall j \in \Gamma \quad (\text{III-68})$$

$$-e_{ij} \cdot P_{ij}^{max} \leq P_{ij} \leq e_{ij} \cdot P_{ij}^{max} \quad (\text{III-69})$$

L'équation (III-65) serait traitée de la même manière et on obtient :

$$-e_{ij} \cdot Q_{ij}^{max} \leq Q_{ij} \leq e_{ij} \cdot Q_{ij}^{max} \quad (\text{III-70})$$

Par ailleurs, on constate avec cette formulation que lorsque le composant (i, j) est ouvert, i.e. $e_{ij} = 1$, la variable continue relative au carré du module du courant est nulle, i.e. $l_{ij} = 0$ car P_{ij} et Q_{ij} le sont aussi. Par contre, se pose une difficulté dans ce cas de figure dans la mesure où la relation sur les tensions serait contradictoire avec l'état du composant. En d'autres termes,

on aurait $v_j = v_i$ lorsque le composant (i, j) est ouvert. Pour remédier à ce fait, on effectue une nouvelle reformulation en introduisant des **contraintes disjointes** pour remplacer les égalités relatives aux tensions.

III.4.2.3.1. Contraintes disjointes

L'idée maitresse de ce type de reformulation comme l'indique Liberti [122] est de lever certaines difficultés d'un problème comme la non-convexité. Mais pour notre part, elle nous permet d'éviter, lors de la phase de modélisation, de produire des contradictions comme on a pu le voir avec l'équation (III-66). C'est pourquoi nous proposons de remplacer cette équation par deux inéquations disjointes (reformulation élémentaire).

$$v_j \geq v_i - 2 \cdot (r_{ij} \cdot P_{ij} + x_{ij} \cdot Q_{ij}) + (r_{ij}^2 + x_{ij}^2) \cdot l_{ij} - (1 - e_{ij}) \cdot M \quad (\text{III-71})$$

$$v_j \leq v_i - 2 \cdot (r_{ij} \cdot P_{ij} + x_{ij} \cdot Q_{ij}) + (r_{ij}^2 + x_{ij}^2) \cdot l_{ij} + (1 - e_{ij}) \cdot M \quad (\text{III-72})$$

Ainsi les tensions des noeuds i et j sont conditionnées par les lignes adjacentes au composant (i, j) . Le paramètre $M \in \mathbb{R}$ est fixé initialement pour offrir un degré de liberté à ces équations lorsque la ligne est ouverte. Il peut être calculé en fonction des bornes des variables qui composent les inéquations (III-71)-(III-72) de manière rigoureuse. Mais, étant donné qu'il n'apparaît sur la fonction objectif, on peut juste choisir une très grande valeur pour que ces deux inéquations soient toujours vérifiées.

III.4.2.3.2. Relaxation : SOCP

Jusqu'à ce niveau, la seule difficulté qui persiste dans ce modèle est la contrainte d'égalité (III-67) qui ne permet guère de garantir l'optimum global qu'on aura à trouver. En s'appuyant sur la technique de « convexification » employée sur le modèle conique restreint au paragraphe III.3.2 et des développements des auteurs [69] et [121], qui consistent à relaxer

l'égalité en inégalité, alors l'équation devient $l_{ij} \geq \frac{P_{ij}^2 + Q_{ij}^2}{v_i}$. Nous l'écrivons sous la forme

d'un cône de second degré avec l'équation (III-73). Pour rappel $l_{ij} \geq 0$ et $v_i \geq 0$ car $l_{ij} = |\bar{l}_{ij}|^2$ et $v_i = |\bar{V}_i|^2$.

En réalité, la formule $l_{ij} \geq \frac{P_{ij}^2 + Q_{ij}^2}{v_i}$ est équivalente à :

$$\begin{aligned} & P_{ij}^2 + Q_{ij}^2 - l_{ij} \cdot v_i \leq 0 \\ \Leftrightarrow & 4 \cdot P_{ij}^2 + 4 \cdot Q_{ij}^2 - 4 \cdot l_{ij} \cdot v_i \leq 0 \end{aligned}$$

$$\text{Or} \quad 4 \cdot l_{ij} \cdot v_i = (l_{ij} + v_i)^2 - (l_{ij} - v_i)^2$$

$$\text{Donc on aura :} \quad (2 \cdot P_{ij})^2 + (2 \cdot Q_{ij})^2 - (l_{ij} + v_i)^2 + (l_{ij} - v_i)^2 \leq 0$$

Comme les deux composantes de l'inégalité sont positives, on peut appliquer l'opérateur racine carré.

$$\text{Ainsi} \quad \sqrt{(2 \cdot P_{ij})^2 + (2 \cdot Q_{ij})^2 + (l_{ij} - v_i)^2} \leq \sqrt{(l_{ij} + v_i)^2}$$

Et enfin avec l'écriture suivant la norme 2 ou la norme euclidienne, on a :

$$\begin{array}{ll} \text{SOCP} & \left\| \begin{array}{l} 2 \cdot P_{ij} \\ 2 \cdot Q_{ij} \\ l_{ij} - v_i \end{array} \right\|_2 \leq l_{ij} + v_i \end{array} \quad (\text{III-73})$$

Premièrement, contrairement au modèle conique restreint, nous évoluons toujours dans le même espace initial des solutions. Deuxièmement, l'auteur [69] a montré que cette relaxation possède les mêmes propriétés que le problème primal avant reformulation, en plus de démontrer que les deux optimums coïncident exactement s'ils existaient pour l'OPF. Nous démontrerons aussi à notre niveau Chapitre IV que ces constats restent valables pour la reconfiguration (et tous nos autres problèmes) en utilisant l'algorithme du *Branch & Cut*. Mais tout d'abord, nous nous intéressons aux projections du module du courant de ligne au carré suivant les repères choisis. On suppose aussi que la tension du noeud i est connue pour une représentation en trois dimensions.

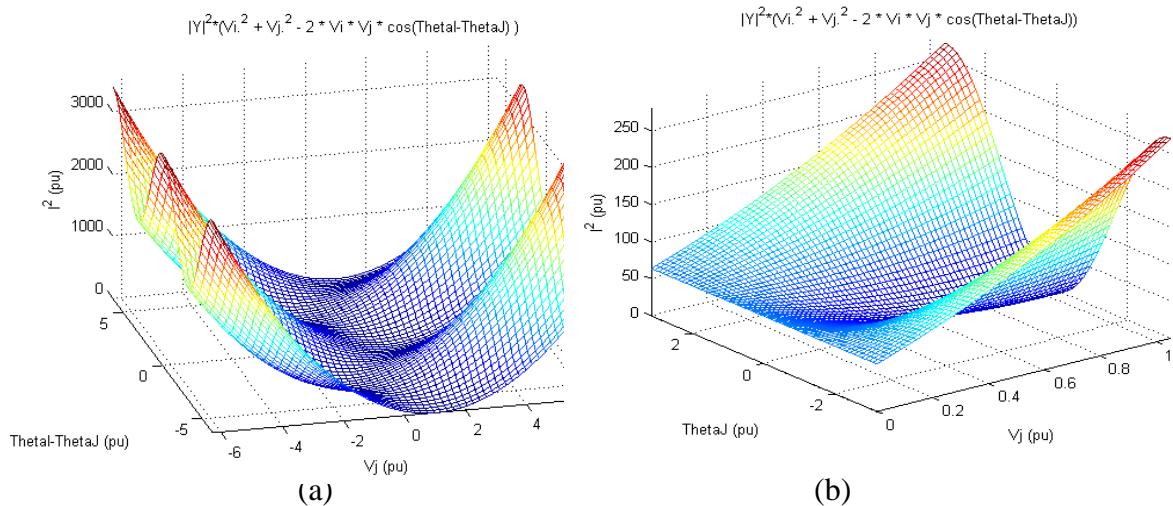


Figure III.7 : Projections du courant en coordonnées polaires, (a) sans restriction et (b) sur le domaine de définition réel

La Figure III.7.a montre la projection suivant les coordonnées polaires sans un domaine de définition spécifique, tandis que la Figure III.7.b est restreinte sur l'ensemble de définition réel à savoir $V_j^{\min} \leq V_j \leq V_j^{\max}$ et $\theta_j^{\min} \leq \theta_j \leq \theta_j^{\max}$. On remarque que même dans ce domaine de définition, et juste en tenant compte de la variation de V_j et θ_j , cette fonction n'est pas convexe. A contrario, comme on peut le constater sur la Figure III.8, la projection de la norme 2 est parfaitement convexe.

Le problème de la reconfiguration MISOCP- Π_{RRN} est résultant du modèle de NLP- Π_{RCB} sans l'équation (III-66) qui est remplacée par les relations (III-72)-(III-73), plus les polyèdres (III-69)-(III-70) et les contraintes relatives aux cônes de second degré avec l'équation (III-73). Nous rajouterons également la contrainte liée à la topologie arborescente du réseau (cf. l'égalité (III-52) et les inégalités (III-53)). Nous aurons au final $2n + 2$ équations et $5m$ inéquations toutes linéarisées et $4m + n + 2nPS$ variables d'optimisation représentées désormais par $x = (e_{ij}, P_{ij}, Q_{ij}, l_{ij}, v_i, P_{PS}, Q_{PS})$ tel que $x \in D \times X$ avec $D = \{0,1\}^m$ et $X \subset \mathbb{R}^{3m+n+2nPS}$.

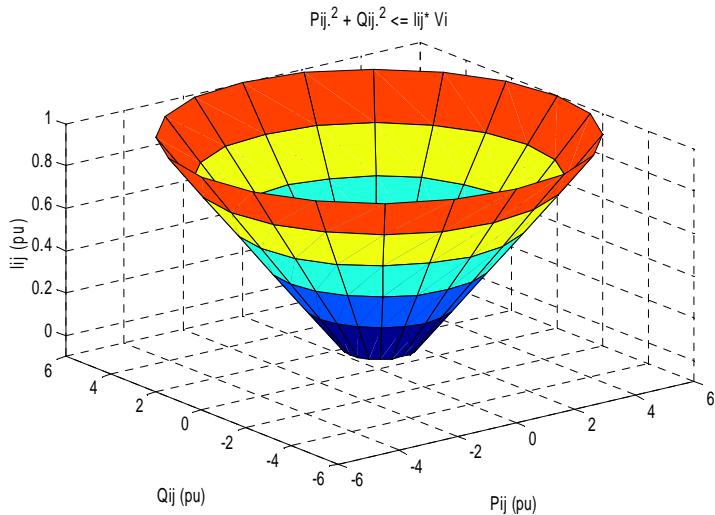


Figure III.8 : Projections suivant le repère de $l_{ij} = |I_{ij}|^2$ et $v_i = |V_i|^2$

III.4.2.4. Hybridation avec le problème du réglage de la tension Π_{RTG}

Notre but à ce niveau est de prendre en compte les prises des transformateurs à régleur en charge, les gradins de condensateurs et les GED. Donc, le problème à résoudre devient MISOCP- Π_{RRT} . Néanmoins, nous partirons du modèle développé pour la reconfiguration en régime normal MISOCP- Π_{RRN} . Mais à configuration figée, nous aurons MISOCP- Π_{RTG} .

III.4.2.4.1. Prises des transformateurs à régleur en charge

Partant du modèle du transformateur à régleur en charge décrit dans la section II.7.4, on peut déduire l'expression des tensions aux nœuds primaire et secondaire des transformateurs à régleurs en charge. On précise que pour ce dernier, sa résistance peut être exprimée selon deux formes à savoir : $r_{ij} = f(k_{ij})$, fonction du rapport de transformation donc de la prise choisie, ou $r_{ij} = cste$. Il en est de même pour sa réactance. Dans le premier cas, les expressions précédentes englobent l'effet de la prise, c'est-à-dire que les équations (III-55)-(III-68) varieraient en fonction du rapport de transformation qui lui-même varie en fonction de la prise même si il n'apparaît pas explicitement. Dans le second cas, il est nécessaire de réécrire ces expressions afin de tenir compte de la prise, ce qui n'empêche pas le

transformateur d'être considéré comme un composant qui peut être déconnecté, c'est-à-dire qu'il est ouvert et n'alimentant aucun départ. En somme, nous aurons en tenant compte des changements de variables déjà effectués :

$$v_j \geq \frac{v_i}{k_{ij}^2} + k_{ij}^2 \cdot (r_{ij}^2 + x_{ij}^2) \cdot l_{ij} - \frac{1}{k_{ij}^2} \cdot (k_{ij}^{*2} \cdot z_{ij}^* \cdot S_{ij} + k_{ij}^2 \cdot z_{ij} \cdot S_{ij}^*) - (1 - e_{ij}) \cdot M \quad (\text{III-74})$$

$$\text{MISOCP-} \quad v_j \leq \frac{v_i}{k_{ij}^2} + k_{ij}^2 \cdot (r_{ij}^2 + x_{ij}^2) \cdot l_{ij} - \frac{1}{k_{ij}^2} \cdot (k_{ij}^{*2} \cdot z_{ij}^* \cdot S_{ij} + k_{ij}^2 \cdot z_{ij} \cdot S_{ij}^*) + (1 - e_{ij}) \cdot M \quad (\text{III-75})$$

$$\Pi_{\text{RTG}} \quad \sum_{i \in \Gamma^e(j)} e_{ij} \cdot (P_{ij} - k_{ij} \cdot r_{ij} \cdot l_{ij}) - \sum_{k \in \Gamma^s(j)} e_{ik} \cdot P_{ik} = P_j, \quad \forall j \in \Gamma \quad (\text{III-76})$$

$$\sum_{i \in \Gamma^e(j)} e_{ij} \cdot (Q_{ij} - k_{ij} \cdot x_{ij} \cdot l_{ij}) - \sum_{k \in \Gamma^s(j)} e_{ik} \cdot Q_{ik} = Q_j, \quad \forall j \in \Gamma \quad (\text{III-77})$$

Où $k_{ij} \in \mathbb{R}$ représente le rapport de transformation du transformateur (i, j) . Dans notre cas, comme nous ne regardons pas les problématiques liées au déphasage entre sources, alors la modélisation choisie à ce niveau est bien cohérente et nous aurons $k_{ij} = k_{ij}^*$.

$$v_j = \frac{v_i}{k_{ij}^2} + k_{ij}^2 \cdot (r_{ij}^2 + x_{ij}^2) \cdot l_{ij} - 2 \cdot (r_{ij} \cdot P_{ij} + x_{ij} \cdot Q_{ij}) \quad (\text{III-78})$$

L'introduction des variables relatives au rapport de transformation induit des non-linéarités. Des reformulations exactes pour reprendre les termes de Liberti [115], nous permettent de lever ces difficultés.

III.4.2.4.2. Variable discrète en variable binaire

Rappelons que pour la première formulation effectuée et comme l'indiquent les équations précédentes, les prises des transformateurs sont représentées par des variables discrètes t_{ij} qui sont liées aux rapports de transformation associés par la relation suivante $k_{ij} = \text{TapMax}_{ij} - \text{TapSize}_{ij} \cdot (t_{ij} - 1)$. En remplaçant k_{ij} directement dans les expressions antérieures, les difficultés restent inchangées. Donc, définissons plutôt $k_{ij} \in \mathbb{K}$, avec $\mathbb{K} = [d_{1ij}, \dots, d_{n_{P-ij}}]$ l'ensemble de définition des rapports de transformation tel que $d_{1ij} = \text{TapMin}_{ij}$ et $d_{n_{P-ij}} = \text{TapMax}_{ij}$, dans la mesure où pour chaque prise, correspond un et un seul rapport de transformation, avec n_P le nombre de prises maximales. Ainsi, on définit $k_{ij}^2 \in \mathbb{K}^2$ avec $\mathbb{K}^2 = [d_{1ij}^2, \dots, d_{n_{P-ij}}^2]$, etc. On reformule de la manière suivante : soit q l'indice des prises et l'ensemble discret $\Psi_{ij} = [1, \dots, n_P]$ exprimant le nombre de prises d'un transformateur, on aura:

- Pour tout $q \in \Psi_{ij}$, on ajoute une variable binaire $w_{qij} \in T$ avec $T = \{0,1\}^q$.

- On exprime $k_{qij} = d_{qij} \cdot w_{qij}$ tels que le rapport de transformation k_{qij} équivaut au paramètre calculé d_{qij} lorsque $w_{qij} = 1$. La variable binaire w_{qij} relate le fait que la prise q est choisie ou non. De la même manière, on peut aussi transposer cette écriture au carré et à son inverse avec $k_{qij}^2 = d_{qij}^2 \cdot w_{qij}$ et $\frac{1}{k_{qij}^2} = \frac{1}{d_{qij}^2} \cdot w_{qij}$.
- Ainsi le rapport de transformation s'exprime $k_{ij} = \sum_{q \in \Psi_{ij}} d_{qij} \cdot w_{qij}$. Par analogie, on obtient $k_{qij}^2 = \sum_{q \in \Psi_{ij}} d_{qij}^2 \cdot w_{qij}$ et $\frac{1}{k_{qij}^2} = \sum_{q \in \Psi_{ij}} \frac{1}{d_{qij}^2} \cdot w_{qij}$.
- Et sachant qu'on ne peut choisir qu'une prise à la fois, on a $\sum_{q \in \Psi_{ij}} w_{qij} = 1$.

Pour résumer, toutes les équations où apparaît le rapport de transformation seront réécrites en remplaçant ce dernier par ces nouvelles expressions. Ainsi, on obtient les formules suivantes :

$$v_j \geq v_i \cdot \sum_{q \in \Psi_{ij}} \frac{1}{d_{qij}^2} \cdot w_{qij} + (r_{ij}^2 + x_{ij}^2) \cdot l_{ij} \cdot \sum_{q \in \Psi_{ij}} d_{qij}^2 \cdot w_{qij} - 2 \cdot (r_{ij} \cdot P_{ij} + x_{ij} \cdot Q_{ij}) + (1 - e_{ij}) \cdot M \quad (\text{III-79})$$

$$v_j \leq v_i \cdot \sum_{q \in \Psi_{ij}} \frac{1}{d_{qij}^2} \cdot w_{qij} + (r_{ij}^2 + x_{ij}^2) \cdot l_{ij} \cdot \sum_{q \in \Psi_{ij}} d_{qij}^2 \cdot w_{qij} - 2 \cdot (r_{ij} \cdot P_{ij} + x_{ij} \cdot Q_{ij}) - (1 - e_{ij}) \cdot M \quad (\text{III-80})$$

$$\text{MISOCP-} \quad \sum_{i \in \Gamma^e(j)} \left(P_{ij} - r_{ij} \cdot l_{ij} \cdot \sum_{q \in \Psi_{ij}} d_{qij} \cdot w_{qij} \right) - \sum_{k \in \Gamma^s(j)} P_{ik} = P_j, \quad \forall j \in \Gamma \quad (\text{III-81})$$

$$\Pi_{\text{RRT}} \quad \sum_{i \in \Gamma^e(j)} \left(Q_{ij} - x_{ij} \cdot l_{ij} \cdot \sum_{q \in \Psi_{ij}} d_{qij} \cdot w_{qij} \right) - \sum_{k \in \Gamma^s(j)} Q_{ik} = Q_j, \quad \forall j \in \Gamma \quad (\text{III-82})$$

$$\sum_{q \in \Psi_{ij}} w_{qij} = 1 \quad (\text{III-83})$$

Avec cette reformulation, les difficultés sont d'une nature moins complexe et plus faciles à traiter car il s'agit maintenant de lever les complications dues au produit des variables binaires et continues c'est-à-dire les termes tels que $v_i \cdot w_{qij}$ et $l_{ij} \cdot w_{qij}$

III.4.2.4.3. Produit entre variables binaires et continues

Le problème MISOCP- Π_{RRT} contient des termes bilinéaires composés d'une variable binaire w_{qij} et continue v_i telle que $V_i^{\min 2} \leq \gamma_{qij} \leq V_i^{\max 2}$. Il peut être linéarisé comme suit :

- Pour tout triplet (q, i, j) , on ajoute une nouvelle variable continue γ_{qij} telle que $V_i^{\min 2} \leq \gamma_{qij} \leq V_i^{\max 2}$.
- Pour tout triplet (q, i, j) , on remplace le produit $v_i \cdot w_{qij}$ par la nouvelle variable continue γ_{qij} .

- Et pour chaque triplet (q, i, j) , on rajoute quatre nouvelles contraintes.

Ces nouvelles contraintes sont les suivantes :

$$\gamma_{qij} \leq V_i^{\max^2} \cdot w_{qij} \quad (\text{III-84})$$

$$\gamma_{qij} \geq V_i^{\min^2} \cdot w_{qij} \quad (\text{III-85})$$

$$\gamma_{qij} \leq v_i - (1 - w_{qij}) \cdot V_i^{\min^2} \quad (\text{III-86})$$

$$\gamma_{qij} \geq v_i - (1 - w_{qij}) \cdot V_i^{\max^2} \quad (\text{III-87})$$

Nous effectuons ici une linéarisation exacte qui s'avère être une reformulation optimale (car il existe des linéarisations non exactes). Le lecteur pourra trouver à la référence [115], la démonstration de l'exactitude d'une telle reformulation. Cette formulation a été proposée initialement par McCormick pour linéariser des termes bilinéaires. Néanmoins, on peut déduire, étant donné que la variable w_{qij} est binaire, donc ne prend que les deux valeurs zéro (0) ou un (1) :

1^{er} cas: si $w_{qij} = 0$ alors on obtient $\gamma_{qij} = 0$ avec les équations (III-84)-(III-85) et de ce fait, $V_i^{\min^2} \leq v_i \leq V_i^{\max^2}$ par les équations (III-86)-(III-87).

2^{ème} cas: De manière analogue, pour $w_{qij} = 1$, on a $V_i^{\min^2} \leq \gamma_{qij} \leq V_i^{\max^2}$ et $\gamma_{qij} = v_i$, ce qui signifie que la variable continue est toujours encadrée par les mêmes bornes.

Il en est de même pour le produit entre la variable binaire représentant la prise du transformateur à régleur en charge et celle relative au courant. On applique le même processus qui nous donnera les équations suivantes :

$$\delta_{qij} \leq I_{ij}^{\max^2} \cdot w_{qij} \quad (\text{III-88})$$

$$\delta_{qij} \geq 0 \quad (\text{III-89})$$

$$\delta_{qij} \leq l_{ij} \quad (\text{III-90})$$

$$\delta_{qij} \geq l_{ij} - (1 - w_{qij}) \cdot I_{ij}^{\max^2} \quad (\text{III-91})$$

Avec δ_{qij} une variable continue comprise dans $[0, I_{ij}^{\max^2}]$ qui remplacera partout dans le modèle le produit $l_{ij} \cdot w_{qij}$. Par conséquent, nous obtenons :

$$v_j \geq \sum_{q \in \Psi_{ij}} \frac{1}{d_{qij}^2} \cdot \gamma_{qij} + (r_{ij}^2 + x_{ij}^2) \cdot \sum_{q \in \Psi_{ij}} d_{qij}^2 \cdot \delta_{qij} - 2 \cdot (r_{ij} \cdot P_{ij} + x_{ij} \cdot Q_{ij}) + (1 - e_{ij}) \cdot M \quad (\text{III-92})$$

$$v_j \leq \sum_{q \in \Psi_{ij}} \frac{1}{d_{qij}^2} \cdot \gamma_{qij} + (r_{ij}^2 + x_{ij}^2) \cdot \sum_{q \in \Psi_{ij}} d_{qij}^2 \cdot \delta_{qij} - 2 \cdot (r_{ij} \cdot P_{ij} + x_{ij} \cdot Q_{ij}) - (1 - e_{ij}) \cdot M \quad (\text{III-93})$$

$$\text{MISOCP-Pi}_{\text{RRT}} \quad \sum_{i \in \Gamma^e(j)} \left(P_{ij} - r_{ij} \cdot \sum_{q \in \Psi_{ij}} d_{qij} \cdot \delta_{qij} \right) - \sum_{k \in \Gamma^s(j)} P_{ik} = P_j, \quad \forall j \in \Gamma \quad (\text{III-94})$$

$$\sum_{i \in \Gamma^e(j)} \left(Q_{ij} - x_{ij} \cdot \sum_{q \in \Psi_{ij}} d_{qij} \cdot \delta_{qij} \right) - \sum_{k \in \Gamma^s(j)} Q_{ik} = Q_j, \quad \forall j \in \Gamma \quad (\text{III-95})$$

L'idée est de remplacer chaque terme de ce type par l'ajout d'une nouvelle variable et par quatre nouvelles contraintes d'inégalité. Ce qui fait qu'à ce stade, le problème MISOCP-Pi_{RRT} sera composé, en plus des $2n + 2$ équations, de $(5m - 2nT) + 8 \cdot (nT \times nP)$ inéquations et de $4m + n + 2nPS + 2 \cdot (nT \times nP)$ variables avec nT le nombre de transformateurs à régleur en charge. L'ensemble discret sera défini par $D = \{0,1\}^{m \times 2(nT \times nP)}$ tel que $x = (\gamma_{qij}, \delta_{qij}, e_{ij}, P_{ij}, Q_{ij}, l_{ij}, v_i, P_{PS}, Q_{PS})$.

Un cas particulier est intéressant à signaler : lorsque le noeud bilan du réseau coïncide avec le noeud primaire du transformateur à régleur à charge (dans le cas où l'impédance amont du réseau n'est pas prise en compte), alors la tension complexe (module et déphasage nul) à ce noeud est connue. Dans ces conditions, le produit $v_i \cdot w_{qij}$ devient linéaire car $v_i = v_{k \text{ spec}}$. Par conséquent, il n'y a pas lieu de linéariser ce produit et l'expression du module de la tension devient $v_j = \sum_{q \in \Psi_{ij}} w_{qij} \cdot v_{k \text{ spec}} + (r_{ij}^2 + x_{ij}^2) \cdot \sum_{q \in \Psi_{ij}} d_{qij}^2 \cdot \delta_{qij} - 2 \cdot (r_{ij} \cdot P_{ij} + x_{ij} \cdot Q_{ij})$.

En résumé, deux moyens ont été employés pour « convexifier » les non-linéarités relatives à l'introduction des prises de transformateurs avec régleurs en charge : la transformation d'une variable discrète en une variable binaire combinée à une linéarisation exacte.

Revenons maintenant aux équations relatives aux puissances nodales. Par souci de simplification, nous avions considéré que ces puissances étaient constantes pour évaluer le nombre de variables des problèmes, ce qui n'est pas en réalité exact. Car, suivant que l'on ait des gradins de condensateurs et/ou des GED, ces puissances deviennent des variables puisque la puissance apparente en complexe S_i du noeud i s'obtient par $S_i = S_i^c - S_i^g$ avec S_i^g la puissance produite (par les GED et/ ou les gradins) et S_i^c la puissance consommée au noeud i . Depuis cette expression, nous pouvons déduire les composantes réelle et imaginaire représentant respectivement les puissances active P_i et réactive Q_i au noeud i . De cette façon, nous avons : $P_i = P_i^c - P_i^g$ et $Q_i = Q_i^c - Q_i^g$ avec P_i^c, Q_i^c les puissances active et réactive consommées²⁷ et P_i^g, Q_i^g les puissances active et réactive générées au noeud i qui

²⁷ Dans tous les modèles développés, les puissances consommées sont constantes pour les charges de type PQ constant, et elles sont obtenues au point de fonctionnement maximal. Les autres types de charge sont fonction de ces valeurs.

dépendent des composants qui y sont connectés. On peut ainsi intégrer les gradins de condensateurs, les générateurs d'énergie dispersés de manière exacte contrairement aux modèles où le courant nodal était approximé dans le cas des GED.

III.4.2.4.4. Gradins de condensateurs et GED

Toujours tenant compte du modèle élaboré au chapitre 1 et du paragraphe précédent, les puissances réactives des gradins de condensateurs et des GED sont caractérisés par des variables discrètes et par des variables continues respectivement. Ainsi leur prise en compte impliquerait que les équations soient modifiées comme indiqué par les formules (III-96)-(III-97). En effet, la puissance réactive fournie dépend de celle des nœuds des postes sources, des gradins de condensateurs et des GED donc $Q_i^g = Q_i^{Grad} + Q_i^{ged} + Q_i^{PS}$, $\forall j \in \Gamma$ où $Q_i^{Grad} = n_i^{Grad} \cdot \Delta q_i^{Grad}$.

$$\sum_{i \in \Gamma^e(j)} \left(P_{ij} - x_{ij} \cdot \sum_{q \in \Psi_{ij}} d_{qij} \cdot \delta_{qij} \right) - \sum_{k \in \Gamma^s(j)} P_{ik} = P_j^c - \left(P_j^{ged\ Spec} + Q_j^{PS} \right), \forall j \in \Gamma \quad (\text{III-96})$$

$$\sum_{i \in \Gamma^e(j)} \left(Q_{ij} - x_{ij} \cdot \sum_{q \in \Psi_{ij}} d_{qij} \cdot \delta_{qij} \right) - \sum_{k \in \Gamma^s(j)} Q_{ik} = Q_j^c - \left(n_j^{Grad} \cdot \Delta q_j^{Grad} + Q_j^{ged} + Q_j^{PS} \right), \forall j \in \Gamma \quad (\text{III-97})$$

Avec $P_j^{ged\ Spec}$ la puissance spécifique du GED connecté au nœud j , Δq_j^{Grad} la puissance réactive injectée avec le changement d'une prise du gradin connecté au nœud j (paramètre), Q_j^{ged} et n_j^{Grad} les variables décisionnelles respectivement continue et discrète.

On peut même aller plus loin dans notre démarche, quand on sait que la puissance réactive fournie par un gradin de condensateur est fonction du carré du module de la tension du nœud de connexion. Dans ce cas, au lieu de prendre Δq_j^{Grad} comme un paramètre en accord avec notre modélisation à la section II.7.5, on pourrait le considérer comme une variable et tenir compte du changement de variable opéré plus haut pour les transformateurs avec réglage en charge. Dans ces conditions, nous pourrions écrire $\Delta q_j^{Grad} = -b_j^{Grad} \cdot v_j$ avec b_j^{Grad} la susceptance correspondante et linéariser les expressions en $n_j^{Grad} \cdot v_j$ qui en résulteraient grâce à la même technique utilisée pour les prises des transformateurs à réglage en charge.

Note: il faut préciser que les GED et les gradins de condensateurs peuvent être aussi utilisés pour le problème de la reconfiguration même si on ne les fait apparaître qu'au niveau du problème du réglage de la tension.

III.4.2.5. Les autres composants et éléments du réseau

Jusqu'ici la consommation des charges était représentée par l'intermédiaire de variables continues P_i^c et Q_i^c , les puissances active et réactive consommées, et ceci indépendamment du type de réglage que l'on souhaite effectuer. Cela n'enlève en rien le fait est qu'il soit important de bien caractériser la charge. En accord avec le modèle de charge développé au paragraphe II.7.1, nous pouvons intégrer aisément les charges de type ZIP. Il en sera de même pour les transformateurs HTA/BT dont l'admittance à vide est vue comme une charge de type Z et pour les capacités des lignes.

III.4.2.5.1. Types de charges ZIP

En effet, la charge varie de manière différente en fonction de la tension à ses bornes suivant son type qui peut être : impédance, courant et/ou puissance constante. En considérant une combinaison linéaire de ces trois types (modèle ZIP), on aura à cet effet les puissances qui s'expriment avec le changement de variables opéré $v_i = |V_i|^2$:

$$P_i^c = a_i^0 \cdot P_i^0 + a_i^1 \cdot \frac{P_i^0}{\sqrt{v_i^0}} \cdot \sqrt{v_i} + a_i^2 \cdot \frac{P_i^0}{v_i^0} \cdot v_i \quad (\text{III-98})$$

$$Q_i^c = b_i^0 \cdot Q_i^0 + b_i^1 \cdot \frac{Q_i^0}{\sqrt{v_i^0}} \cdot \sqrt{v_i} + b_i^2 \cdot \frac{Q_i^0}{v_i^0} \cdot v_i \quad (\text{III-99})$$

v_i^0 , P_i^0 , Q_i^0 expriment respectivement le module au carré de la tension nominale et les puissances active et réactive de référence choisies et a_i^0 , a_i^1 , a_i^2 , b_i^0 , b_i^1 et b_i^2 les coefficients définissant la proportion de chaque composante au nœud i . On s'aperçoit que les équations (III-98)-(III-99) sont concaves du fait de la présence de la racine carré. Toujours est-il qu'en les remplaçant dans les formules (III-96)-(III-97), on retrouve la convexité que nous cherchons. Néanmoins, pour rester dans le cadre de l'optimisation conique, nous les exprimons sous une forme linéaire. Pour ce faire, nous faisons appel aux développements limités d'une racine carrée. Soient la variable $x \in \mathbb{R}$ et un réel a , on obtient alors le développement limité d'ordre 1 au voisinage de zéro (0) suivant:

$$(1+x)^\lambda = 1 + \lambda \cdot x + O(x) \quad (\text{III-100})$$

En posant $X = 1+x$ alors $X \rightarrow 1$ lorsque $x \rightarrow 0$, d'où

$$X^\lambda = 1 + \lambda \cdot (X-1) + O(X-1) \quad (\text{III-101})$$

Par conséquent, on peut linéariser la racine carré du module de la tension au voisinage d'une tension de référence. C'est une approximation affine qui n'est rien d'autre que la tangente de la fonction considérée.

$$\sqrt{v_i} = \frac{v_i + 1}{2} + O(v_i - 1) \quad (\text{III-102})$$

Ainsi, on peut juste écrire $\sqrt{v_i} = \frac{v_i + 1}{2}$ au voisinage de la tension nominale que l'on considère égale à un (1) pu. La Figure III.9.a montre les tracés de la fonction qui a tout v_i associe $\sqrt{v_i}$ ($v_i \mapsto \sqrt{v_i}$) et son développement limité d'ordre 1. La Figure III.9.b illustre bien le fait qu'au voisinage de la tension nominale, on a un quasi parallélisme entre ces deux fonctions. Et ceci dans tout le domaine de variation du module de la tension qui nous concerne à savoir $[V_i^{\min 2}, V_i^{\max 2}]$ pour ce modèle. Ainsi, on est en mesure d'écrire :

$$P_i^c = ac_i^1 + ac_i^0 \cdot v_i \quad (\text{III-103})$$

$$Q_i^c = bc_i^1 + bc_i^0 \cdot v_i \quad (\text{III-104})$$

Après développements et simplification, les coefficients sont $ac_i^1 = P_i^0 \cdot \left(a_i^0 + \frac{a_i^1}{2 \cdot \sqrt{v_i^0}} \right)$ et

$a_i^0 = P_i^0 \cdot \left(\frac{a_i^1}{2\sqrt{v_i^0}} + \frac{a_i^2}{v_i^0} \right)$, de même que $bc_i^1 = Q_i^0 \cdot \left(b_i^0 + \frac{b_i^1}{2 \cdot \sqrt{v_i^0}} \right)$ et $b_i^0 = Q_i^0 \cdot \left(\frac{b_i^1}{2\sqrt{v_i^0}} + \frac{b_i^2}{v_i^0} \right)$.

Ainsi, dans l'espace de définition relatif à la variable v_i (au lieu de V_i), cette approximation est quasi exacte. De la même manière, on aurait pu raisonner par rapport à v_i^{nom} quelconque au lieu de un (1) pu mais cela ne changerait que les coefficients $a_i^0, a_i^1, b_i^0, b_i^1$.

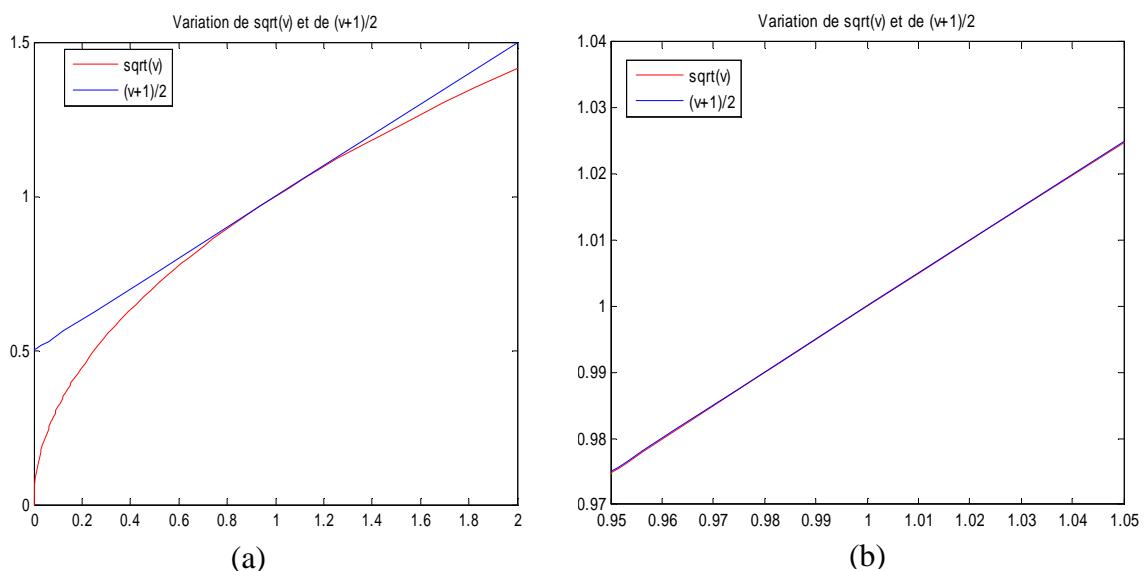


Figure III.9 : Variation de la tension d'une charge de type courant constant (a) et (b) au voisinage de 1 pu

III.4.2.5.2. Les capacités des lignes

Le modèle initial du calcul de répartition de charge dont nous sommes partis n'intègre pas l'effet capacitif des lignes Q_{ij}^c . Donc, en accord avec le modèle de ligne développé au paragraphe II.7.2, nous proposons des équations suivantes pour en tenir compte.

$$Q_{ij}^c = b_{ij} \cdot v_i + b_{ji} \cdot v_j \quad (\text{III-105})$$

Sachant que $Q_{ij}^c = b_{ij} \cdot |V_i|^2 + b_{ji} \cdot |V_j|^2$ et $b_{ij} = b_{ji} = \text{Imag}\left(\frac{y_{jii}}{2}\right)$. Pour terminer, cette expression est rajoutée à l'équation (III-97).

III.4.2.5.3. Transformateurs HTA/BT

Dans la plupart des calculs dans les réseaux de distribution, on distingue la moyenne et la basse tension. Par exemple, les pertes des transformateurs HTA/BT ne sont pas prises en compte car les puissances consommées sont mesurées en amont de ces derniers. Ceci étant, on s'aperçoit que ces derniers peuvent avoir une influence sur l'optimisation des pertes Joule par la reconfiguration, le réglage de tension et/ou les deux couplés. Ainsi, à partir des caractéristiques fournies par les constructeurs aux gestionnaires, on est en mesure de les modéliser et de les intégrer dans le modèle final. Cependant seules les pertes à vide sont prises en compte pour les raisons explicitées sur la modélisation des charges à la section II.7.1. On utilise le même modèle que les transformateurs à régleur en charge avec un rapport de transformation $k_{ij} = 1$ (ramené au primaire). De cette manière, les pertes à vide seront vues comme une conductance telle que $g_{ij} \cdot v_i$ (de manière analogue aux $\frac{1}{2}$ susceptances des lignes avec l'expression avec $b_{ij} \cdot v_i$).

Les reformulations utilisées jusqu'ici pour le problème MISOCP-Π_{RRT} ou une de ses dérivées sont optimales dans la mesure où tout optimum (global ou local) est conservé après toutes ces transformations. Donc, le couplage de ces deux fonctions est parfaitement réalisé et en mesure d'être résolu avec exactitude. Bien entendu, la complexité reste toujours la même pour les raisons citées plus haut (problème *NP-Difficile*). Cependant, cette modélisation nécessite beaucoup plus de variables et d'équations, mais elle offre par son exactitude, son optimalité, sa facilité et sa simplicité de mise en œuvre toutes les caractéristiques que nous cherchions depuis lors.

III.4.2.6. Puissance souscrite

La séparation de la gestion des réseaux de transport et distribution impose une contractualisation entre ces deux gestionnaires afin de permettre une rémunération des GRT et GRD (Gestionnaire du Réseau de Distribution) via les Tarifs d'Utilisation des Réseaux Publics d'Electricité (TURPE) [123]. Le GRD rémunère ainsi le GRT (Gestionnaire du Réseau de Transport) pour l'utilisation qu'il fait du réseau de transport. Le GRD doit donc

dorénavant souscrire une puissance au GRT, et les conditions de souscription sont définies par les TURPE et déclinées dans le Contrat d'Accès au Réseau Public de Transport (CART) [124]

En cas de dépassement de la puissance souscrite par le GRD, une pénalité est appliquée en fonction de la forme de ce dépassement. Dans ces conditions, on pourrait chercher à minimiser ces pénalités, c'est-à-dire chercher à minimiser les dépassements de la puissance souscrite. Et comme nous traitons le couplage de la reconfiguration et du réglage de la tension à un instant donné, l'intégration de ce nouveau paramètre peut être réalisé en jouant sur tous les leviers. Prenons l'exemple de la Figure III.10 d'un réseau de distribution avec deux points de livraisons qui marquent la frontière entre le GRT et le GRD en l'occurrence RTE (Réseau de Transport d'Electricité) et ERDF (Électricité Réseau Distribution France), respectivement, ou un autre gestionnaire de réseaux de distribution.

Le réseau de la Figure III.10 fonctionne à un instant donné t suivant une configuration spécifique comprenant les prises des transformateurs et des gradins de condensateurs, ainsi que les réactifs de GED réglés de manière optimale.

Chaque point de livraison est soumis à une contrainte spécifique sur la puissance active qui y transite. A l'instant $t+1$, la consommation des charges suivant cette même configuration fait que l'on dépasse les contraintes imposées sur les PdL (postes de livraison). Donc l'idée est de chercher une nouvelle configuration par exemple qui permettrait de respecter cette contrainte comme indiqué sur la Figure III.11.

Pour parvenir à ce fait, il nous faut réécrire la fonction objectif sous une autre forme.

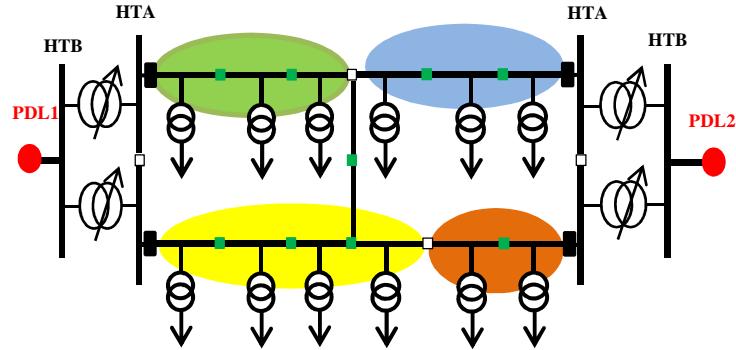


Figure III.10 : Exemple de réseau de distribution avec deux postes de livraison (PdL)

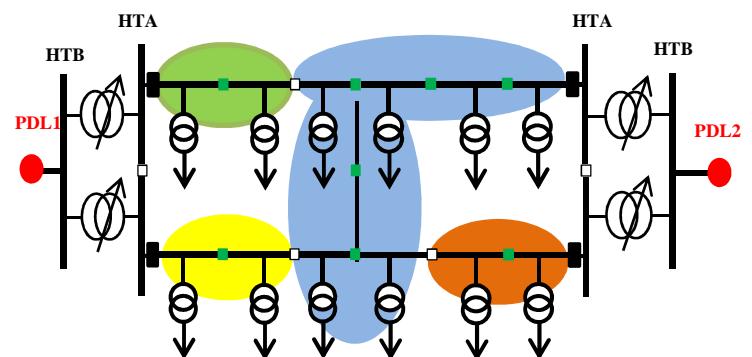


Figure III.11 : Nouvelle configuration pour éviter un dépassement

III.4.2.6.1. Nouvelle fonction objectif

Le dépassement de la puissance souscrite n'est pris en compte que lorsqu'il a lieu. Il est nul dans le cas contraire. Donc, on le conditionne par un état binaire χ_i^{PS} pour spécifier les deux cas de figures (avec ou sans dépassement).

$$\min \quad f_{obj} = \min \quad \xi_i \cdot \sum_{i=1}^{nPS} \chi_i^{PS} \cdot (P_i^{PS} - P_i^{PS-spec}) + \tau \cdot \sum_{(i,j) \in \Omega} r_{ij} \cdot l_{ij} \quad (\text{III-106})$$

Avec P_i^{PS} , la puissance active du point de livraison et $P_i^{PS-spec}$ sa puissance spécifique correspondante, ξ_i et τ les coûts associés aux dépassements et aux pertes Joule respectivement.

Nous aurons également des termes non-linéaires, en l'occurrence le produit des variables binaire et continu $\chi_i^{PS} \cdot P_i^{PS}$ que l'on linéarisera de la même manière que précédemment avec l'introduction d'une nouvelle variable continue p_i telle qu'elle remplace dans tout le modèle $p_i^{PS} = \chi_i \cdot P_i^{PS}$. La fonction objectif devient dans ce cas :

$$\min \quad f_{obj} = \min \quad \xi_i \cdot \sum_{i=1}^{nPS} (p_i^{PS} - \chi_i^{PS} \cdot P_i^{PS-spec}) + \tau \cdot \sum_{(i,j) \in \Omega} r_{ij} \cdot l_{ij} \quad (\text{III-107})$$

Les quatre inéquations suivantes complètent et garantissent que la linéarisation soit exacte.

$$p_i^{PS} \leq \chi_i^{PS} \cdot P_i^{PS\ max} \quad (\text{III-108})$$

$$p_i^{PS} \geq \chi_i^{PS} \cdot P_i^{PS\ min} \quad (\text{III-109})$$

$$p_i^{PS} \leq P_i^{PS} - (1 - \chi_i^{PS}) \cdot P_i^{PS\ min} \quad (\text{III-110})$$

$$p_i^{PS} \geq P_i^{PS} - (1 - \chi_i^{PS}) \cdot P_i^{PS\ max} \quad (\text{III-111})$$

Les paramètres $P_i^{PS\ max}$ et $P_i^{PS\ min}$ déterminent les bornes de la puissance P_i^{PS} . On peut les déterminer respectivement comme la puissance maximale transitant à ce nœud et la somme des puissances actives des charges à alimenter. Nous verrons en annexe E qu'avec cette formulation, on estime correctement la fonction objectif comprenant les pertes et le coût associé à un dépassement de puissance souscrite.

III.5. Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons revisité plusieurs modèles en allant du problème de répartition de charge à la reconfiguration, ce qui nous a permis, par la suite, de développer de manière rigoureuse un modèle complet sur le couplage des fonctions de conduite

(reconfiguration et réglage de la tension) sans hypothèses simplificatrices. Tout ceci en évoluant dans le cadre de l'optimisation convexe. En d'autres termes, les valeurs des prises des transformateurs à régleur en charge, des gradins de condensateurs, du réactif des GED et de la configuration trouvés sont tous optimaux grâce bien sûr à l'emploi de techniques de reformulation (linéarisation exacte, changement de variables, relaxation...). Le chapitre suivant présentera des applications sur des cas réels de toutes ces pratiques et montrera les gains et interactions que cela engendre. Nous verrons également l'influence et l'intérêt de chaque composant sur la solution finale obtenue.

CHAPITRE IV : RESULTATS DES MODELES, COUPLAGE ET INTERACTIONS

SOMMAIRE

IV.1.	INTRODUCTION	- 113 -
IV.2.	PRESENTATION DES RESEAUX D'ETUDES	- 113 -
IV.3.	L'ALGORITHME « SEPARER ET COUPER » (<i>BRANCH AND CUT, B&C</i>)	- 117 -
IV.4.	RESULTATS DE LA RECONFIGURATION EN REGIME NORMAL Π_{RRN}	- 122 -
IV.4.1.	MODELE QUADRATIQUE MIQCP- $\Pi_{RRN-CR-Z-I-P}$	- 122 -
IV.4.2.	CALCUL DE REPARTITION DE CHARGE NLP- Π_{RGB}	- 127 -
IV.4.3.	LES STRATEGIES DE RESOLUTION DU MODELE MISOCP- Π_{RRN}	- 130 -
IV.4.4.	LE MODELE MISOCP- Π_{RRN}	- 132 -
IV.4.4.1.	RESULTATS DES RESEAUX IEEE1 ET IEEE2.....	- 134 -
IV.4.4.2.	RESULTATS DU RESEAU RURAL1	- 135 -
IV.5.	RESULTATS DU REGLAGE DE LA TENSION AVEC LE MODELE MISOCP- Π_{RTG}	- 142 -
IV.5.1.1.	CHARGE DE TYPE PUISSANCE CONSTANTE PQ	- 143 -
IV.5.1.2.	LES AUTRES TYPES DE CHARGE	- 146 -
IV.6.	RESULTATS DU COUPLAGE DES DEUX FONCTIONS AVEC LE MODELE MISOCP- Π_{RRT}	- 148 -
IV.6.1.	CHARGE DE TYPE PUISSANCE CONSTANTE PQ	- 148 -
IV.6.2.	LES AUTRES TYPES DE CHARGES	- 150 -
IV.7.	DISCUSSIONS SUR LES INTERACTIONS ENTRE FONCTIONS.....	- 150 -
IV.8.	CONCLUSION	- 151 -

RESUME

Ce chapitre est consacré aux résultats des modèles développées au chapitre précédent. Les réseaux tests utilisés seront présentés dans un premier temps. Nous parlerons de l'exactitude des modèles basés sur le calcul de répartition de charge reformulé sera abordée. Chaque fonction avancée de conduite sera traitée séparément. Leurs interactions seront présentées par la suite à travers le couplage ainsi que les résultats associés à chaque modèle de charge. Nous démontrerons aussi l'optimalité des solutions trouvées avec l'algorithme *Branch an Cut* utilisé.

IV.1. Introduction

Les techniques de modélisation habituelles combinées aux concepts de reformulations mathématiques avancées, présentées dans le chapitre III, nous ont permis de formuler nos problèmes d'optimisation de manière exacte et précise. Nous présenterons, en premier lieu dans ce chapitre les réseaux d'études utilisés pour tester nos modèles. Ensuite, l'algorithme *Branch & Cut* utilisé pour résoudre nos modèles et la preuve de l'optimalité des solutions obtenues seront traités. Les résultats des modèles MIQCP (*Mixed Integer Quadratically Constrained Programs*) et MISOCP (*Mixed Integer Second Order Programming*) avec différentes stratégies de résolution seront présentés. Nous parlerons de l'exactitude de nos modèles basés sur le calcul de répartition de charge reformulé (cf. section III.4.2.1) à partir des équations de Baran [119]. Chaque fonction avancée de conduite sera traitée séparément (Π_{RRN} et Π_{RTG}). Leurs interactions seront présentées par la suite à travers le couplage (Π_{RRT}) ainsi que les résultats associés à chaque modèle de charge.

IV.2. Présentation des réseaux d'études

En vue de mieux étudier les performances des algorithmes utilisés et de l'exactitude en termes de précision des modèles que nous proposons, plusieurs réseaux de distribution de natures différentes : deux réseaux d'étude issus de la littérature IEEE (*Institute of Electrical and Electronics Engineers*) et un réseau réel français d'EDF R&D sont utilisés.

Les réseaux IEEE servent pour la comparaison par rapport aux autres études dans ce domaine. La Figure IV.1 les présente suivant leurs configurations radiales initiales : IEEE1 (a) et IEEE2 (b). Ils ont été fournis initialement respectivement par Baran [120] et Das [125], et réutilisés à de nombreuses reprises pour des études portant sur la reconfiguration notamment par [23]. Le réseau IEEE1 est faiblement maillé avec cinq (5) interrupteurs Normalement Ouverts (NO) pour obtenir une configuration radiale. Le réseau IEEE2 est choisi plutôt pour sa densité de maillage élevée et son ensemble de solutions possibles extrêmement grand (supérieur à 50 milliards [126]). Le Tableau IV.1 fournit quelques données relatives à ces deux réseaux. On pourra se reporter aux références [120] et [125] pour de plus amples détails.

Le réseau réel fourni par EDF R&D permet, quant à lui, à la fois d'évaluer les performances de nos algorithmes en général, mais aussi de voir jusqu'à quel point on peut les appliquer de matière pratique. Par-là, nous entendons, suivant les besoins et la nécessité, soit des prises de décision en temps réel ou pour une stratégie de pilotage de la veille pour le lendemain. Les réseaux français peuvent être classifiés en trois catégories suivant leurs caractéristiques : les réseaux de type urbain, rural et semi-urbain. Dans le corps de ce manuscrit, nous avons choisi

de présenter un réseau de type rural comme indiqué dans le Tableau IV.1. Il comporte deux postes sources : PS1 comprenant les transformateurs 1 et 2 et PS2 comprenant les transformateurs 3, 4, 5, trois Générateurs d'Energie Dispersés (GED), tous sur des départs agrégés²⁸ des transformateurs 3, 4 et 5 (voir Figure IV.2). Il possède également un banc de condensateurs avec un seul gradin sur un départ du transformateur 5. Le ratio des pertes (Fer et Joule des transformateurs HTB/HTA et pertes Joule des conducteurs HTA) de ce réseau est très faible car elles représentent 0.65% de la charge active totale. Cela s'explique pour plusieurs raisons suivantes. Seulement trois départs HTA (cf. Figure IV.2) sont considérés, tous les autres sont agrégés. Donc les pertes sur la partie HTA sont moins importantes que si tous les départs étaient considérés dans leur détail.

Les pourcentages donnés sur le tableau ci-dessous sont relatifs à la charge active totale des réseaux. Nous précisons qu'en ce qui concerne les données relatives à ces réseaux, seules les puissances maximales (Pmax) des charges sont considérées. Ainsi, tous les résultats réalisés sur ces réseaux sont faits sur ce seul point de fonctionnement.

Tableau IV.1 : Données des réseaux d'études

Réseau	IEEE1	IEEE2	Rural1
Lignes (Nombre)	37	82	152
Nœuds(Nombre)	33	72	149
Charge Active (MW)	3.71	4.47	133.8
Charge Réactive(MVar)	2.3	3.06	52.87
Postes Sources (Nombre)	1	2	2
Normalement Ouverts (Nombre)	5	11	5
Configurations Admissibles (Nombre)	50751	+50 milliards	110
Pertes Initiales (MW) (% Charge totale)	4.95	4.85	0.80 (0.65)
Générateurs d'Energie Dispersés (MW) (Nombre) (% Charge totale)	0.4 (2) (18.8)	1.2 (2) (27)	17.8 (3) (13.31)
Organes Mancœuvrables Télécommandés (Nombre)	37	82	21
Transformateurs à réglage en charge (Nombre)	-	-	5
Bancs de condensateurs (MVar) (Nombre)	-	-	2.25(1)
Ensemble discret (fini)	50751	+50 milliards	312.5 millions
Puissance de référence - S base (MVA)	10	10	100
Tension de référence - U base (kV)	12.66	11	20

²⁸ En d'autres termes, on modélise le départ comme une charge/production équivalente vue du poste source.

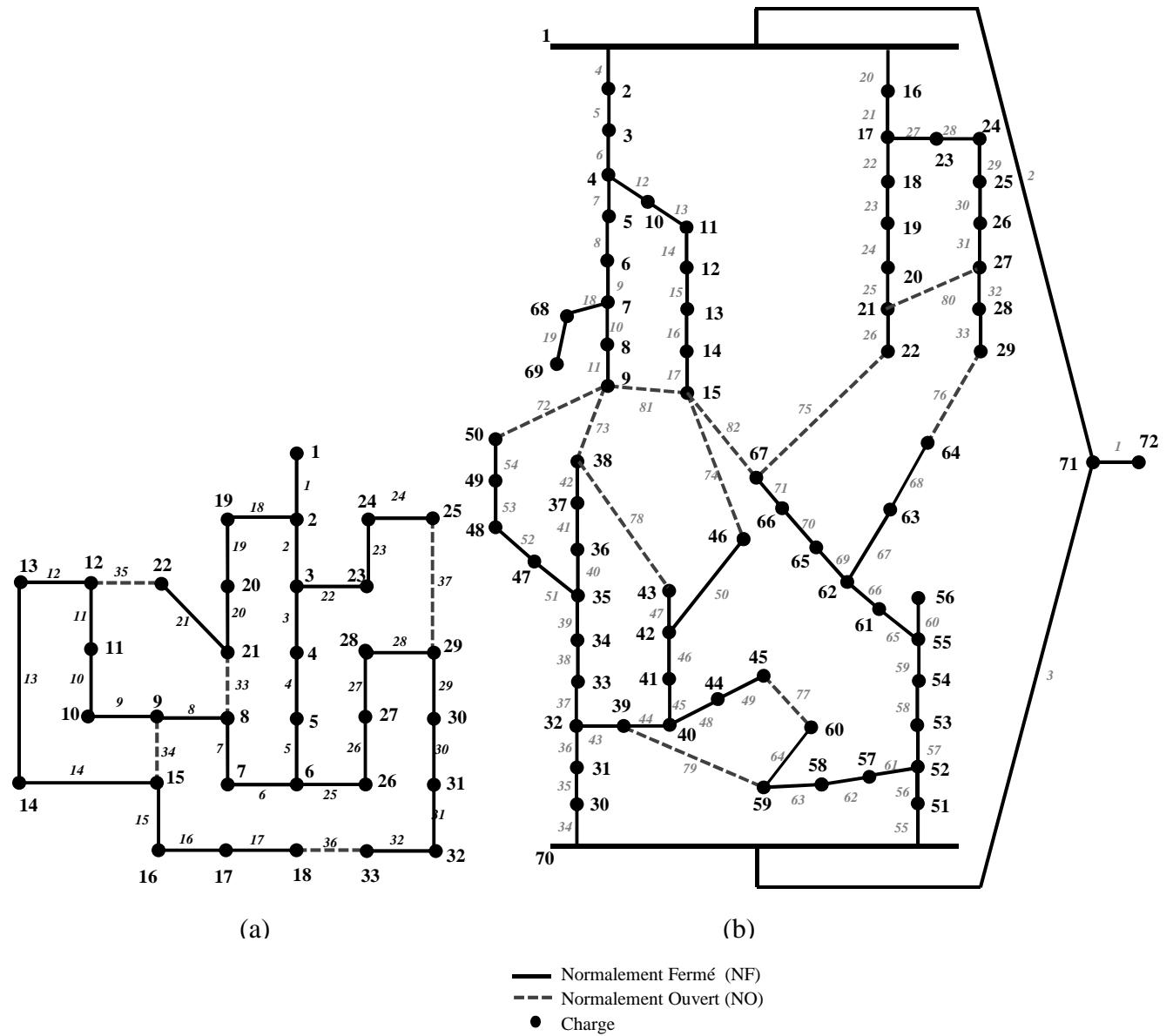


Figure IV.1 : Configurations radiales initiales des réseaux IEEE1 (a) et IEEE2 (b)

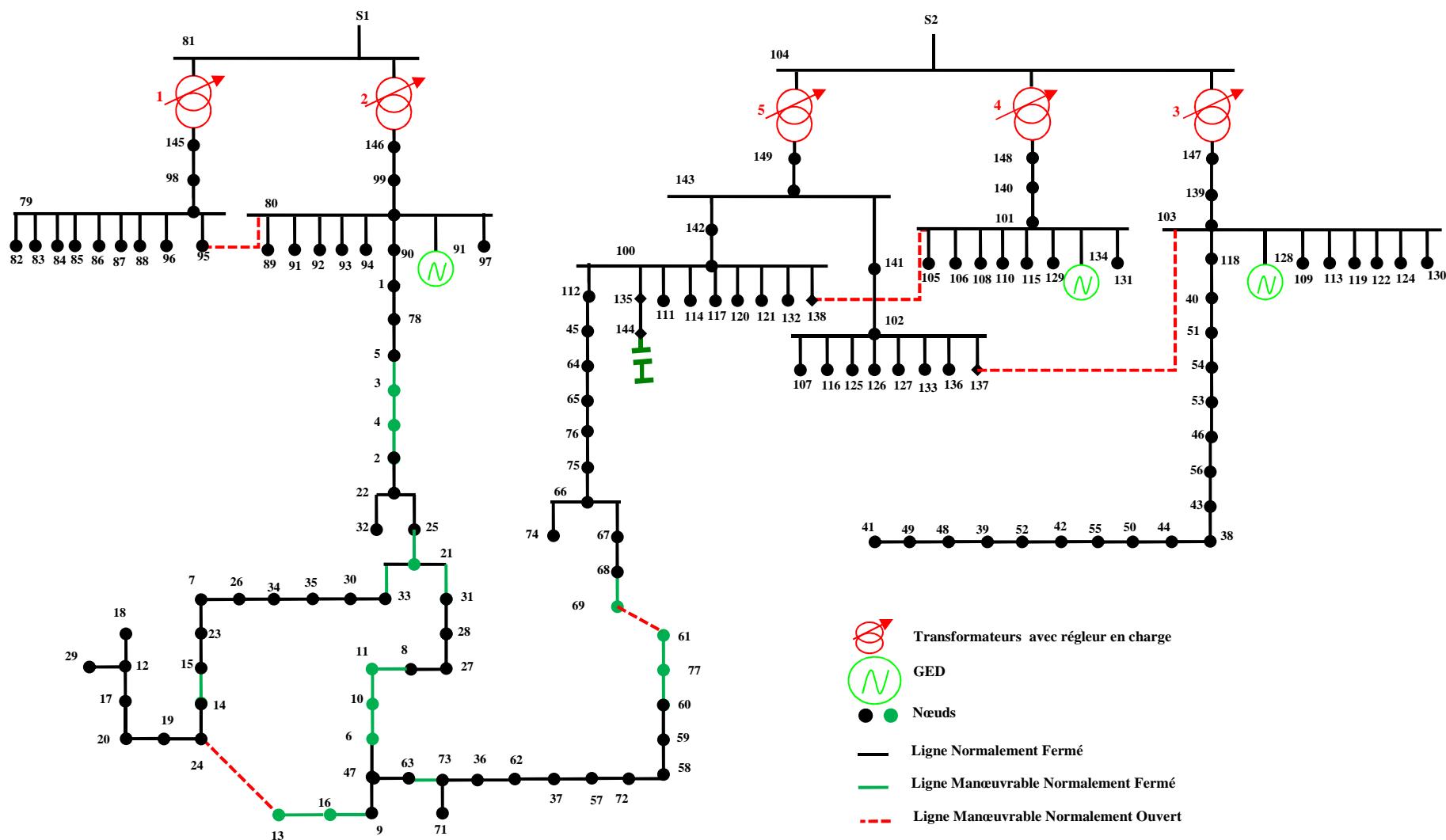


Figure IV.2 : Structure radiale du réseau Rural1 avec deux postes sources

IV.3. L'algorithme « Séparer et Couper » (*Branch and Cut, B&C*)

Mise à part la Décomposition de Benders Généralisée (DBG) et l’Algorithme des Colonies de Fourmis (ACF) du Chapitre II et aux annexes A et B, tous les autres modèles que nous avons développés au Chapitre III au cours de nos travaux sont résolus grâce à l’algorithme du *B&C*. Nous exposons ci-dessous les raisons du choix de ce procédé. Nous rappelons que c'est la combinaison des algorithmes « Séparer et Evaluer », encore appelé *Branch and Bound (B&B)*, et des plans sécants, plus connus sous le nom de *Cutting Plane*. Ces deux algorithmes, développés plus en détails dans l'annexe D, présentent, individuellement, à la fois des avantages et des inconvénients. L'essence même du *B&C* est de tirer parti des avantages de chacun. L’algorithme du *B&C* que nous présentons a été largement revisité par bon nombre d'auteurs et implémenté sur plusieurs solveurs dont [114]. Récemment, il a été enrichi pour résoudre une classe de problèmes d’optimisation mixte de cône de second degré (MISOCP) qui nous intéresse grandement. Le lecteur désireux de plus de détails pourra se reporter au rapport de thèse de Drewes [127] où il est question du *B&C* et d’autres techniques similaires (*B&B* couplé à l’*Outer Approximation*) pour résoudre ce type de problème. En exploitant la propriété de convexité des contraintes coniques, l'auteur développe un nouveau problème sous forme de MILP à partir des approximations ou des linéarisations du MISOCP. A chaque nœud par exemple du *B&B*, la vérification des relations d’ordre sur le domaine de définition et sur les valeurs de la fonction objectif entre ces deux problèmes permet de réduire l'espace de recherche et d'affiner la borne supérieure. Pour notre part, nous utilisons donc l’algorithme du *B&C*.

Soit un problème de programmation mixte Π avec \mathbf{C} et \mathbf{D} ses ensembles de définition continu et discret (fini) [problème (II-1)]. Nos problèmes d’optimisation décrits plus spécifiquement au Chapitre III représentent soit un problème de programmation mixte de cône de second degré MISOCP- Π , soit un problème de programmation mixte quadratique avec ou sans contrainte MIQCQ- Π . Ils peuvent être représentés de manière générale sous la forme du problème (IV-1). Considérons la relaxation continue $\underline{\Pi}$ de ce problème, alors le cadre général de la méthode du *Branch and Cut* est défini de la manière indiquée par l’Algorithme IV-1 :

$$\begin{aligned}
 & \min f_0(x) \\
 \text{s.c} \quad & f_i(x) = b_i, \quad i = 1, \dots, n \\
 & f_j(x) \leq b_j, \quad j = 1, \dots, m \\
 & x \in \mathbf{C} \times \mathbf{D}
 \end{aligned} \tag{IV-1}$$

L’algorithme de *B&C* est un **arbre de décision** comme montré sur la Figure IV.3. Plus précisément, c'est un processus itératif comme le *B&B* mais il présente, en plus, des coupes pour éliminer un ensemble de solutions non réalisables afin de limiter l'espace de recherche. Chaque **nœud** de cet arbre correspond à un **sous problème**. On dit que le nœud est le « parent » d'un autre s'il a permis de créer un sous problème. Il débute au préalable en

résolvant la relaxation continue $\underline{\Pi}$ de Π en relâchant l'ensemble des contraintes d'intégrité sur les variables discrètes. Si la solution \bar{x} est discrète et réalisable, alors elle résout le problème Π , sinon une énumération implicite est entamée avec la création de deux sous problèmes en ajoutant les inéquations $x_j \leq \lceil \bar{x}_j \rceil$ ou $x_j \geq \lfloor \bar{x}_j \rfloor$ ²⁹ respectivement à la relaxation.

Chaque nœud de l'arbre d'énumération avec une solution non discrète est une borne inférieure à toutes les solutions discrètes du sous arbre de ce nœud. De même, chaque solution discrète trouvée durant le processus itératif est une solution réalisable et en même temps une borne supérieure du problème initial. Chaque nouveau sous problème créé résulte de son parent (sous problème précédent) et de l'ajout de nouvelles contraintes. C'est pourquoi la valeur de sa fonction objectif est supérieure ou égale à la valeur de la fonction objectif du nœud parent. Les coupes sont des contraintes que l'on rajoute si besoin à chaque nœud de l'arbre de décision pour réduire l'espace de recherche. Elles sont différentes des règles énoncées ci-après et qui sont de natures logique ou intuitive. Elles déterminent en un sens les conditions pour poursuivre la recherche dans une direction durant le processus itératif.

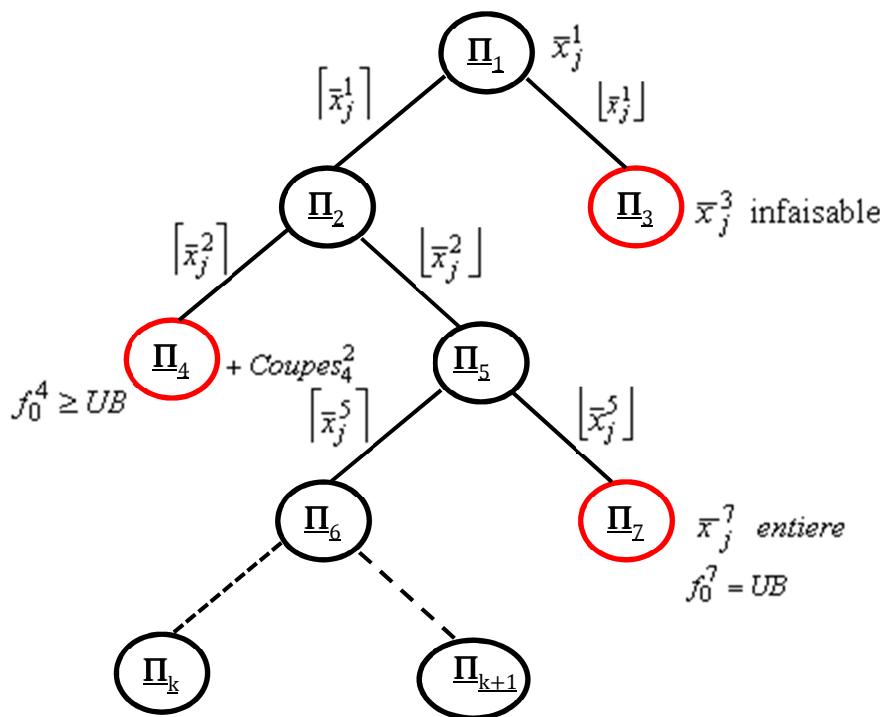


Figure IV.3 : Arbre de décision du Branch and Cut [127]

²⁹ Les notations $\lfloor \bar{x}_j \rfloor$ et $\lceil \bar{x}_j \rceil$ indiquent respectivement la partie entière et l'entier supérieur de \bar{x}_j

Règle IV-1 : si la solution d'un nœud est entière et réalisable, alors tous les sous problèmes qui y sont issus ne pourront fournir une meilleure solution entière. Ainsi, on suspend l'exploration dans cette direction (nœud 7 de la Figure IV.3).

Règle IV-2 : si la valeur de la fonction objectif f_0^k d'un nœud k est supérieure à la borne supérieure du problème général, alors il n'est pas nécessaire en conséquence de continuer dans cette direction car toutes les solutions discrètes ne pourront pas fournir une meilleure borne supérieure (nœud 4 de la Figure IV.3).

Règle IV-3 si le sous problème d'un nœud est infaisable, alors tous les sous problèmes y résultant le seront aussi, donc il est inutile d'aller dans cette direction (nœud 3 de la Figure IV.3).

De manière générale, la procédure d'énumération dépend fortement de la qualité des bornes inférieures, de la détection des sous problèmes irréalisables et de la génération de la plus petite borne supérieure (solution discrète) [127], car c'est ce qui détermine en général l'efficacité (le temps de calcul global) de l'algorithme. En l'absence de ces règles, l'algorithme pourrait effectuer une énumération explicite dite « *brute force* » de toutes les solutions possibles, bien qu'il ait de faibles chances que cela se produise avec l'introduction des coupes.

Pour décrire le processus de l'Algorithme IV-1, nous définissons $J = \{j / x_j \in \mathbf{D}\}$ l'ensemble des variables discrètes, LB et UB les bornes inférieure et supérieure du problème Π , x_k^* la solution optimale au nœud k et $Noeuds := \{\underline{\Pi}_k, Coupes_k, lb_k, ub_k\}$ l'ensemble des sous problèmes avec $Coupes_k$ l'ensemble des coupes, lb_k et ub_k les bornes inférieure et supérieure du problème $\underline{\Pi}_k$ au nœud k .

La phase d'initialisation définit le premier nœud en résolvant le problème général auquel toutes les contraintes d'intégrité sont relâchées. Un test est effectué à l'étape 1 pour vérifier la faisabilité du problème général car si le nœud initial est irréalisable, le problème général n'a pas de solution. Au cas contraire, la séparation débute à l'étape 2. Il s'ensuit respectivement aux étapes 3 et 4, l'ajout des coupes et la résolution du sous-problème résultant. S'il est infaisable, alors, en vertu de la **Règle IV-3**, on arrête l'exploration dans ce sens et on choisit un autre sous-problème à résoudre. L'étape 3 permet de rajouter de nouvelles coupes, si elles existent, pour encore restreindre l'espace de recherche et affiner les bornes du problème. Dans le cas contraire, on évalue la borne inférieure de $\underline{\Pi}_k$ avant de vérifier que la solution est entière à l'étape 5. Si tel est le cas, alors, on a trouvé une nouvelle borne supérieure au problème général qui ne doit pas être supérieure à la précédente (cf. **Règle IV-2**), et dans tous les cas on arrête l'exploration dans cette direction (cf. **Règle IV-1**). A ce niveau, on peut être amené à retourner à l'étape 3 pour rajouter les coupes effectives ou procéder au partitionnement des variables pour créer de nouveaux sous-problèmes. Ce processus est exécuté jusqu'à ce que les bornes supérieure et inférieure soit égales, ou que leur différence équivaille à une certaine tolérance fixée, en d'autres termes qu'il n'y ait plus de nœuds à

explorer. Il existe plusieurs stratégies pour choisir la méthode de séparation et pour construire les sous problèmes sans oublier la génération des coupes qui impactent l'efficacité de l'algorithme. Dans notre cas, plusieurs types de coupes ont été utilisés comme les coupes implicites *Implied Bound Cuts* (IBC) et *Mixed Integer Rounding Cuts* (MIR), entre autres. Les coupes implicites résultent des implications logiques entre les variables discrètes et les variables continues. Soient deux variables $x \in \{0,1\}$ et $y \in [l,u]$: s'il arrive que l'on trouve $x = 0$ durant l'exécution du B&C, et que cela implique que la variable y doit être inférieure une valeur quelconque, exemple $y \leq b$, alors on peut traduire cette conclusion en une inéquation comme indiqué par la relation (IV-2).

$$x = 0 \rightarrow y \leq b \Leftrightarrow y \leq (u - b) \cdot x + b \quad (\text{IV-2})$$

L'inéquation englobe deux possibilités qui sont $x = 0$ pour $y \leq b$ et $y \leq u$ pour $x = 1$.

Algorithme IV-1: Séparer et Couper, « *Branch and Cut* » [127]

Initialisation : $k = 0$, $Noeuds := \{\underline{\Pi}_0 = (lb_0 = lb, ub_0 = ub, Coupes_0 = \emptyset, LB = -\infty)\}$, $UB = \infty$ et $ci = 0$,

- 1) **Si** $Noeuds = \emptyset$, alors « Problème infaisable »
Sinon $UB = f_0^0(x_0^*)$, $k := k + 1$
Fin Si
Fin Si
- Tant que :** Erreur \leq Tolérance
- 2) Choisir un problème $\underline{\Pi}_k \in Noeuds$, et mettre $Noeuds := Noeuds - \{\underline{\Pi}_k\}$.
- 3) Ajouter toutes les $Coupes_k$ de la relaxation continue $\underline{\Pi}_k$. $\underline{\Pi}_k \cup \underline{\Pi}_k$.
- 4) Résoudre la relaxation continue $\underline{\Pi}_k$ du problème Π :
Si le problème est infaisable ; retourner à 2
Sinon mettre $LB = f_0^k(x_k^*)$.
Fin Si
- 5) **Si** $x_k^* \in \mathbf{D}$
Si $f_0^k(x_k^*) = \min\{f_0^k(x_k^*), UB\}$, $UB = f_0^k(x_k^*)$, $x = x_k^*$, $ci = 0$, retourner à 2
Fin Si
Sinon Si $LB \geq UB$, $ci = 0$, retourner à 2.
Sinon Si $ci < cl$, créer une nouvelle coupe,
Si la coupe est effective, $ci := ci + 1$, ajouter à $Coupes_k$, retourner à 3
Fin Si
Sinon séparer les variables $j \in J$, $x_k^* \in \mathbf{D}$,
Créer $Noeud_{k+1} := Noeud_k$, $(lb_{k+1})_j = \lceil x_j \rceil$, $Noeud_{k+2} := Noeud_k$
 $(ub_{k+2})_j = \lfloor x_j \rfloor$, $k := k + 2$, $Noeud = Noeud \cup Noeud_{k+1} \cup Noeud_{k+2}$,
 $ci = 0$, retourner à 2.
Fin Si
Fin Tant que

Pour de plus amples détails sur les types de coupes, on pourra se reporter à la documentation de Cplex [114]. Ceci particulièrement dans la mesure où nous avons choisi d'utiliser les paramètres de défaut de ce solveur. En effet, traiter toutes ces types de coupes sortirait du cadre de cette thèse. En plus, nous prouvons l'optimalité indépendamment des coupes.

Théorème IV-1: l'algorithme du *B&C* converge vers la solution optimale (globale) pour les modèles MISOCP- Π et MIQCP- Π .

Preuve :

Supposons que l'on soit dans le plus mauvais scénario pour le fonctionnement de cet algorithme qui consiste à énumérer toutes les solutions possibles de l'ensemble discret. En fixant les variables discrètes d'un MISOCP (resp. un MIQCP), nous aurons un problème de programmation non linéaire de cône de second degré appelé SOCP (resp. un problème de programmation quadratique contraint QCP) pour chaque solution discrète qui représente nœud de l'arbre de décision. Rappelons que tout QCP peut être transformé en un SOCP (cf. paragraphe II.4.1.1). Donc pour la suite de cette preuve, nous nous limiterons au cas des SOCP. Soit un nœud de l'arbre de décision $\underline{\Pi}_k$ quelconque avec f_k^1 et f_k^2 , deux valeurs de sa fonction objectif telles que $f_k^1 < f_k^2$. La minimisation de $\underline{\Pi}_k$ donne f_k^2 , alors $\underline{\Pi}_k$ n'est pas convexe. Ce qui est absurde et en contradiction avec la nature des SOCP même. Autrement dit, chaque sous-problème, s'il est réalisable, contient au moins un minimum. Dans la pratique, il en a un et un seul minimum [119].

En supposant qu'on traite la reconfiguration et le réglage de la tension en présence des GED, le cardinal de l'ensemble de définition discret est fini et égal à $2^m \times npT^{nT} \times npC^{nC}$ avec m le nombre d'organes manœuvrables, nT et npT le nombre de transformateurs à régleur en charge et le nombre de prises, nC et npC le nombre de bancs de condensateurs et le nombre de prises des gradins. La résolution de l'ensemble des SOCP correspondant à ce cardinal permet de distinguer la solution optimale dans l'espace discret, donc de l'ensemble de définition du problème général (espaces continu et discret).

Or, cette énumération est identique au *B&C* dans le pire des cas. Le *B&C* évite d'explorer les solutions inadmissibles grâce aux **Règle IV-1 à Règle IV-3**. C'est pourquoi, l'algorithme du *B&C* trouve bien l'optimum global. Cette démonstration peut être reprise identiquement pour les QCP.

La preuve sur l'optimalité requiert que le sous problème résolu en chaque nœud soit un problème de programmation en cône de second degré. Mais néanmoins, on peut envisager d'autres stratégies de résolution car, dans certains cas, une solution très proche de l'optimum pourrait être satisfaisante. C'est pourquoi, nous adoptons deux stratégies de résolution pour chaque sous problème: une première basée sur la programmation non linéaire (SOCP ou QCP) et une seconde en faveur d'une linéarisation des contraintes non linéaires auxquelles sont jointes des coupes supplémentaires. Les coupes à rajouter sont de formes coniques du fait même de la nature de ces contraintes non linéaires. Pour de plus amples détails sur cette

question, on pourra se reporter à la référence [127] qui synthétise parfaitement cette thématique.

IV.4. Résultats de la Reconfiguration en Régime Normal Π_{RRN}

IV.4.1. Modèle quadratique MIQCP- $\Pi_{RRN-CR-Z-I-P}$

Le modèle quadratique MIQCP- $\Pi_{RRN-CR-Z-I-P}$ est développé en Coordonnées Rectangulaires pour des modèles de charge de types impédance Z, courant I et puissance P constants. Il est testé sur les réseaux de distribution IEEE 1 et IEEE 2 présentés précédemment. Les résultats présentés à ce niveau et par la suite sont relatifs à un point de fonctionnement donné du réseau sauf si c'est précisé explicitement. Dans un premier temps, les différentes stratégies de résolution avec l'algorithme du *B&C* sont explorées. Pour les besoins de comparaisons entre ces stratégies, nous avons effectué nos tests sur un ordinateur Intel ® Core (TM) 2 Duo CPU T9550 @ 2.66 GHz et 2.98 de RAM. Les temps de calcul différeront de ceux des résultats à venir par la suite pour cause d'utilisation d'une autre machine mais néanmoins les résultats restent comparables. Avec le *B&C*, la résolution du modèle MIQCP- Π_{RRN} se fait:

- Soit en résolvant un QCP à chaque noeud (sous problème).
- Soit en résolvant un LP qui résulte de la linéarisation des équations du QCP en plus d'ajouter des coupes sur les cônes de l'inéquation (III-49).
- Pour aller plus loin dans cette partie, nous élaborons une troisième stratégie construite uniquement à partir d'un LP à chaque sous problème. En effet, en l'absence de la contrainte (III-49), le modèle MIQCP devient un MIQP dont la linéarisation coïncide avec un LP. Dans certains cas, il serait plus intéressant de l'utiliser notamment pour la rapidité d'exécution.

Le Tableau IV.2 montre les résultats des différentes stratégies adoptées suivant le type de formulation sur le réseau IEEE1 avec l'hypothèse que toutes les charges sont traduites par des impédances constantes.

Tableau IV.2 : Comparaison entre les différentes stratégies sur le réseau IEEE1

Modèle	MIQCP	MIQCP	MIQP
Type de sous problèmes	QCP	LP + cônes	LP
Configuration			

Pertes (kW) ³⁰	131.452	131.452	131.452
Temps de calcul (s)	252.73	152.390	20.27
Itérations	79772	671934	81949
Nombre de sous problèmes	4708	27613	3647

Légende de la configuration optimale : [7 9 14 32 37]

Les lignes représentant un interrupteur Normalement Ouvert (NO) définissent la configuration des légendes dans tous le document. Ce réseau ne dispose pas de contrainte exprimée sur les courants de lignes. Son courant de base est de 456 A, donc choisir 1 pu comme contrainte maximale en courant pour l'ensemble des lignes afin de définir la contrainte conique de l'équation (III-49) est bien cohérent.

Au regard des résultats, on constate que les trois stratégies donnent la même configuration optimale. Une différence numérique de l'ordre de 10^{-9} existe entre les valeurs de la fonction objectif (pertes Joule). Mais, elle n'a pas de sens physiquement car à notre échelle, cela représenterait 1 W pour une puissance de base de 10 MVA. Donc, on peut dire que les fonctions objectif sont égales et que la linéarisation ne dégrade pas les solutions obtenues à ce niveau.

La première stratégie est plus consommatrice en temps de calcul. En effet, résoudre un problème non linéaire quadratique requiert plus de temps qu'un problème linéaire. Par ailleurs, on constate que la stratégie 2, malgré un nombre d'itérations et un nombre de sous problèmes bien plus élevés, trouve l'optimum global en un temps moindre. Néanmoins, cette stratégie ne nous permet pas de fournir la preuve de l'optimalité. Le même constat sur la preuve de l'optimalité est valable pour la troisième stratégie dans la mesure où seule la première stratégie offre cette preuve. En effet, la démonstration pour les MISOCP sur l'optimalité est valable pour les MIQCP pour les raisons explicitées à la section II.4.1.1 car tout MIQCP convexe peut être transformé en un MISOCP. Un rapport dépassant 10 sur la rapidité d'exécution du *B&C* entre les stratégies 1 et 3 est également remarqué sur notre cas d'étude. Chaque sous-problème correspond à un nœud dans l'arbre de décision. Durant son exécution, l'algorithme du *B&C* peut résoudre un même sous-problème à plusieurs reprises en lui ajoutant ses coupes effectives, donc plusieurs itérations. C'est l'ensemble de toutes ces itérations qui est montré au Tableau IV.2.

Cette formulation mixte quadratique peut être vue suivant deux angles :

- 1) Les charges sont des soutirages de puissances constantes PQ, qu'on peut transformer, sans perte de précision, en d'autres types de charge. Pour cet exemple, les charges sont converties en impédances constantes pour les besoins de modélisation et de simplification en vue de trouver la configuration optimale.

³⁰ Les valeurs des pertes Joule sont égales à 10^{-9} près.

2) Les charges conservent leurs véritables natures et propriétés.

De plus, au-delà de la façon d'intégrer les charges, la reconfiguration est envisagée avec la présence d'éléments actifs comme les GED. C'est pour cette raison que nous distinguons les scénarios suivants :

- La reconfiguration sans les GED.
- La reconfiguration avec les GED avec la puissance réactive fixe ($\tan \varphi$ constant fixé à 0.4). Nous dirons que les GED sont passifs dans ces conditions.
- La reconfiguration avec les GED avec la puissance réactive variable ($\tan \varphi$ pouvant varier entre -0.4 et 0.6), c'est-à-dire $Q_i^{ged\ min} = -0.4 \cdot P_i^{ged\ max}$ et $Q_i^{ged\ max} = 0.6 \cdot P_i^{ged\ max}$, $\forall i \in \Gamma^{ged}$. Les GED sont dits actifs.

Le Tableau IV.3 donne respectivement les caractéristiques des deux et trois GED des réseaux IEEE1 et IEEE2. Chaque GED fournit 200 kW pour le premier réseau et 400 kW pour le second. Les valeurs de Q_1 , Q_{min} et Q_{max} sont calculées respectivement avec $\tan \varphi$ égal à 0.4, -0.4 et 0.6.

Tableau IV.3 : Caractéristiques des puissances réactives des GED

Puissance réactive (kVAr)	Q_1	Q_{min}	Q_{max}
IEEE1	80	-80	120
IEEE2	160	-160	240

Par ailleurs, suivant les hypothèses précédentes, nous distinguerons trois cas de tests :

- Z constant : toutes les charges sont modélisées comme des impédances constantes
- $I&P$ constant : toutes les charges sont considérées comme des soutirages de courants ou de puissances constantes. Nous rappelons que pour ce modèle, les charge de types PQ constant et I constant sont « équivalentes » pour $V_{nom} = 1$.
- ZIP : les valeurs arbitraires suivantes ont été choisies pour le modèle polynomial de charge, $a_i^0 = b_i^0 = 0.4$, $a_i^1 = b_i^1 = 0.3$ et $a_i^2 = b_i^2 = 0.3$. Avec ces valeurs, 40% de la charge totale a un comportement de type puissance constante. Les charges de types courant et impédance constants occupent chacun 30% de la proportion totale. Ces choix définissent un scénario possible sur la composition des charges du réseau. Ils peuvent ne pas être forcément uniformes pour l'ensemble des charges du réseau.

Pour l'ensemble des scénarios et des tests, nous avons choisi arbitrairement $M = 10$. Pour rappel, $M \in \mathbb{R}$ doit être suffisamment grand pour donner un degré de liberté dans les cas où la ligne est ouverte (cf. équations (III-40) et (III-41)). Les résultats montrés au Tableau IV.2 justifient pour ce cas d'étude le choix d'utiliser la stratégie 3 pour les résultats qui vont suivre.

Les Tableau IV.4 à Tableau IV.9 montrent les résultats de ce modèle sur les réseaux IEEE1 et IEEE2.

Tableau IV.4 : Réseau IEEE1 sans GED

Modèle	Z constant	I&P constant	ZIP
Configuration			
Pertes (kW)	131.452	127.361	54.556
Temps de calcul (s)	29.471	6.778	57.128
Itérations	92303	46480	175647
Nombre de sous problèmes	4066	3331	8442

Tableau IV.5 : Réseau IEEE2 sans GED

Modèle	Z constant	I&P constant	ZIP
Configuration			
Pertes (kW)	174.79	183.51	77.33
Temps de calcul (s)	* ³¹	245.654	* ³¹
Itérations	85700656	1210863	111727566
Nombre de sous problèmes	3064156	69635	3027158

Tableau IV.6 : Réseau IEEE1 avec GED (tan φ constant)

Modèle	Z constant	I&P constant	ZIP
Configuration			
Pertes (kW)	100.836	97.582	44.645
Temps de calcul (s)	31.262	5.319	52.946
Itérations	89412	28994	165833
Nombre de sous problèmes	4424	2548	8096

Tableau IV.7 : Réseau IEEE2 avec GED (tan φ constant)

Modèle	Z constant	I&P constant	ZIP
Configuration			
Pertes (kW)	94.42	97.44	47.46
Temps de calcul (s)	* ³¹	283.579	* ³¹
Itérations	356150357	1655158	330181934
Nombre de sous problèmes	10046654	94088	9493268

³¹ Le temps maximal de simulation est fixé à 36 000 secondes (10 heures).

Tableau IV.8 : Réseau IEEE1 avec GED ($\tan \phi$ variable)

Modèle	Z constant		I&P constant		ZIP	
Configuration						
Puissance réactive (kVAr)	114.286		114.286		114.286	
Pertes (kW)	152.668		96.018		38.210	
Temps de calcul (s)	23.306		8.518		43.992	
Itérations	76298		46253		155253	
Nombre de sous problèmes	4112		4559		7813	

Tableau IV.9 : Réseau IEEE2 avec GED ($\tan \phi$ variable)

Modèle	Z constant	I/P constant	ZIP
Configuration			
Puissance réactive (kVAr)	230	230	230
Pertes (kW)	258.36	93.17	44.04
Temps de calcul (s)	* ³¹	98.125	* ³¹
Itérations	122170355	494392	122614073
Nombre de sous problèmes	3750943	27861	3134878

Légende des configurations (lignes normalement ouvertes) du réseau IEEE1 :

[7 9 14 32 37]	[7 9 14 31 37]	[7 9 14 28 30]	[7 9 14 36 37]	[7 9 14 30 37]
[7 9 14 36 37]	[6 10 14 30 37]			

Légende des configurations (lignes normalement ouvertes) du réseau IEEE2 :

[17 33 48 54 69 73 78 79 80 81 82]	[16 33 48 54 69 73 78 79 80 81 82]	[9 17 31 33 41 47 48 53 70 74 79]	[16 48 54 69 73 76 78 79 80 81 82]
[16 31 33 40 49 53 70 73 75 79 81]	[10 16 31 33 41 49 50 53 70 79 81]	[10 16 31 41 48 54 70 74 76 79 81]	

Le réseau IEEE1 compte 50571 configurations. Une énumération complète de toutes ces configurations a été faite pour la validation pour les cas de simulations sans GED et lorsque ces derniers sont passifs. Le cas où les GED sont actifs n'a pas été validé de manière exhaustive. Il aurait fallu résoudre, pour chaque configuration, un problème de cône de second degré (SOCP). Il résulterait du calcul de répartition de charge (NLP- Π_{RCB}) développé à la section III.4.2.1 avec la relaxation conique du paragraphe III.4.2.3.2.

Au vu des résultats obtenus, on peut tirer les conclusions suivantes, pour ces cas d'étude :

- Le modèle de charge n'a que peu d'influence sur la configuration pour ce réseau sans GED ou si ces derniers sont passifs. Sur le Tableau IV.4, la même configuration finale pour le réseau IEEE1 est obtenue avec des valeurs de pertes Joule différentes. Cette observation pourrait être valable pour le réseau IEEE2 malgré que les configurations montrées au Tableau IV.5 diffèrent des optimums. En réalité le temps de calcul est limité à dix (10) heures. L'algorithme fournit la meilleure solution obtenue jusque-là.

Cette explosion du temps de calcul est due en partie par les 50 milliards de solutions possibles que compte ce réseau. Et ceci même si la linéarisation est appliquée. Néanmoins, il est avantageux de transformer toutes les charges en soutirages de courant constant, dans la mesure où ce type de modélisation permet de gagner en temps de calcul.

- Les résultats des Tableau IV.8 et Tableau IV.9 témoignent de l'influence que les modèles de charge peuvent avoir lorsque les GED sont actifs, autrement dit si leur puissance réactive est une variable de réglage, en particulier pour le modèle Z constant. Le constat précédent sur l'influence de la charge n'est pas valable dans tous les cas, dans de telles circonstances (pour les modèles I&P et ZIP). En effet, on s'aperçoit que les configurations trouvées sont différentes entre les modèles Z, I&P constants et le modèle ZIP. Même si, à ce niveau, on ne peut assurer qu'on retrouve les optimums globaux, il est clair que l'ajustement de la puissance réactive conduit à d'autres solutions.

Ces enseignements sont toutefois à relativiser. Le modèle MIQCP- Π_{RRN} et ses dérivées, à l'origine a subi des simplifications et des approximations pour conserver sa propriété de convexité. La première stratégie de résolution garantit l'optimalité de ce modèle mais pas du problème général, bien que l'on ait vu que cet optimum coïncide, dans certains cas, avec celui du problème général.

IV.4.2. Calcul de répartition de charge NLP- Π_{RCB}

Le modèle de calcul de répartition de charge NLP- Π_{RCB} est issu d'une *relaxation continue* de NLP- Π_{RCB} par changement de variable, donc d'une projection dans un autre ensemble de définition. Tous les modèles basés sur la relaxation conique sont construits à partir des équations de répartition de charge de Baran (NLP- Π_{RCB}). Nous faisons référence aux problèmes de la reconfiguration en régime normal, au réglage de la tension et à leur hybridation. Il est donc essentiel, dans ces conditions, de prouver qu'à partir de la solution du modèle relaxé, on est en mesure de retrouver la vraie solution pour le réseau en soi d'une part (le point de fonctionnement correspondant) et aussi de prouver que le modèle lui-même est exact d'autre part. Pour ce faire, un calcul de répartition de charge usuel (*AC Power Flow*) résolu, par exemple, avec l'algorithme de Newton-Raphson (NR) est utilisé. Le but étant de comparer le calcul de répartition de charge usuel à celui de notre modèle. Mais auparavant, mentionnons la réflexion suivante :

- L'unicité des solutions pour les réseaux électriques radiaux est prouvée. La preuve mathématique a été démontrée par Baran [119] et d'autres auteurs [128], même s'il s'agit de résoudre un système de $2n$ équations non linéaires et $2n$ inconnues. Donc, on pourra toujours comparer les solutions trouvées depuis notre problème relaxé à cette unique solution du calcul de répartition de charge.

Notre démarche consiste donc à comparer l'unique solution obtenue avec le calcul de répartition usuel et celle obtenue grâce à l'application réversible décrit ci-après. L'application

réversible permet de calculer les tensions complexes depuis les résultats du modèle relaxé. Différents solveurs, CONOPT [111] et IPOPT [129] sont utilisés pour montrer que les résultats de notre modèle sont indépendants des moyens de résolution. Et ceci, malgré les erreurs numériques qui existent entre deux applications logicielles pour un même calcul.

La réversibilité

Le modèle NLP-Π_{RCB} résolu avec CONOPT ou IPOPT fournit les données de l'ensemble des variables suivantes P_{ij} , Q_{ij} et l_{ij} , $\forall (i, j) \in \Omega$, $v_i \forall i \in \Gamma$ et P_{ps}, Q_{ps} pour les postes sources. Pour tout θ_i tel que $i \in \Gamma$ et appartenant à $[-\pi, \pi]$, nous définissons l'application inversible f^{-1} de f (cf. section III.3.1) à l'instar de Liberti [61] et Farivar [69], telle que :

$$f_\theta^{-1} : \mathbb{R}^{3m+n+nPS} \rightarrow \mathbb{C}^{2m+n+nPS} \text{ avec } f_\theta^{-1}(P_{ij}, Q_{ij}, l_{ij}, v_i, P_{nPS}, Q_{nPS}) = (S_{ij}, I_{ij}, V_i, S_{ps}) \text{ et :}$$

$$S_{ps} = P_{ps} + s \cdot Q_{ps} \quad (\text{IV-3})$$

$$S_{ij} = P_{ij} + s \cdot Q_{ij} \quad (\text{IV-4})$$

$$V_i = \sqrt{v_i} \cdot e^{s \cdot \theta_i} \quad (\text{IV-5})$$

$$I_{ij} = \sqrt{l_{ij}} \cdot e^{s \cdot \theta_i - S_{ij}} \quad (\text{IV-6})$$

Avec l'application réciproque, nous sommes en mesure de calculer les déphasages de tous les nœuds car le module de la tension est obtenu directement par $|V_i| = \sqrt{v_i} \forall i \in \Gamma$. Exploiter les relations de l'application réversible revient à partir du nœud bilan (ou des nœuds bilans pour les forêts) et d'effectuer un parcours de graphe en largeur (*breadth-first search*). Le parcours en largeur définit, pour chaque nœud, ses successeurs. De cette façon, on peut définir de manière récursive pour chaque nœud, un système d'équations linéaires relatives à son déphasage.

Prenons l'exemple du réseau Rural 1 décrit précédemment. Son point de fonctionnement dans sa configuration initiale est dans un premier temps calculé avec le calcul de répartition de charge usuel (Newton-Raphson, NR). Aucune contrainte n'est prise en compte pour ces calculs, sauf la tension au nœud bilan. L'ensemble des équations qui les représente dérive juste du modèle électrique en soi. La Figure IV.4 illustre les trois profils de tension dont ceux reconstruits depuis les résultats du modèle relaxé. L'idée à ce niveau est de montrer que notre modèle de base est exact.

Il faut noter que les solveurs de programmation non linéaire comme CONOPT et IPOPT ne garantissent pas la globalité de la solution trouvée pour un problème non linéaire non-convexe à cause de l'équation de la forme $l_{ij} \cdot v_i = P_{ij}^2 + Q_{ij}^2$. Mais comme la solution au problème est unique pour les réseaux radiaux, ces solveurs trouveront forcément cette solution. Un récapitulatif de données issues de ces simulations est fourni au Tableau IV.10. L'erreur sur les modules de tension est calculée à travers la formule (IV-7). C'est la déviation standard entre

la moyenne des tensions de référence V_i^{NRmoy} du calcul de répartition de charge (NR) et les tensions calculées de nos modèles V_i^{NLP} . Les pertes Joule sont sensiblement égales à 10^{-9} près tandis que l'erreur sur les modules de tension est estimée à 10^{-14} près. Bien évidemment, encore une fois, d'un point de vue physique, ces différences sont complètement négligeables. En effet, cela prouve que le calcul de répartition de charge NLP-Π_{RCB} est aussi exact que l'AC Power Flow [130].

$$Erreur = \frac{1}{n-1} \cdot \sum_{i=1}^n \left(V_i^{NLP} - V_i^{NRmoy} \right)^2 \quad (\text{IV-7})$$

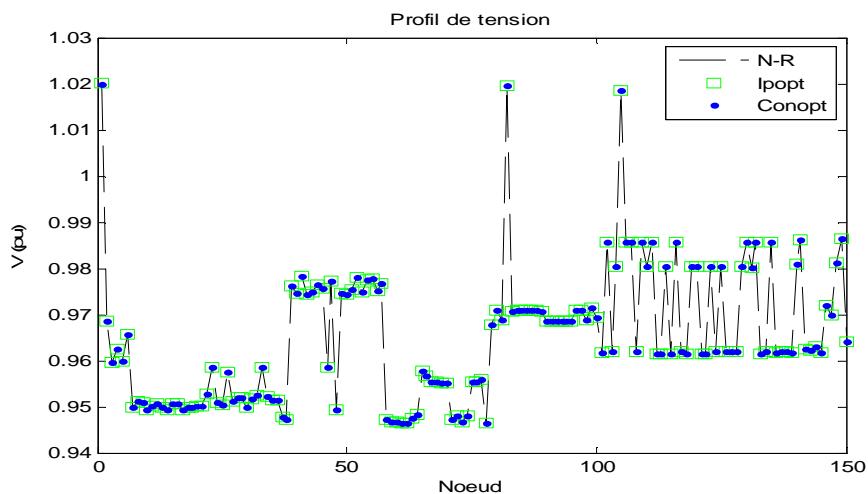


Figure IV.4 : Les profils de tension avec l'égalité

Tableau IV.10 : Précision du calcul de répartition de charge suivant les modèles

Modèle	Méthode de résolution	Pertes Joule (kW)	Erreur (pu)
AC Power Flow	Newton-Raphson	822.656	0
<u>NLP-Π_{RCB}</u>	Conopt	822.656	0
	Ipopt	822.656	0

Au vu de tout ce qui précède, on peut affirmer que notre modèle NLP-Π_{RCB} permet de trouver le point de fonctionnement du réseau d'étude et que l'application réciproque (projection inverse f^{-1}) pour retrouver les paramètres réels est exacte. Cependant, dans les modèles mixtes que nous avons développé, entre autres la reconfiguration, le réglage de la tension ou les deux couplés et tous en présence de GED, nous avons effectué une **forte relaxation** en relâchant les contraintes d'égalité en inégalité. Ce qui signifie que nous devons nous assurer que la projection effectuée est toujours valable. A titre illustratif, nous montrons sur la Figure IV.5, les profils des erreurs obtenues avec ou sans inégalité. On constate une similitude presque parfaite des deux courbes. Pour aller plus loin, on peut discuter sur le sens même de cette inégalité. En effet, pour l'égalité $l_{ij} \cdot v_i = P_{ij}^2 + Q_{ij}^2$, on a deux possibilités : soit

$l_{ij} \cdot v_i < P_{ij}^2 + Q_{ij}^2$ ou $l_{ij} \cdot v_i \geq P_{ij}^2 + Q_{ij}^2$. Dans le premier des cas, les lois électriques ne sont pas respectées. Pour le second cas, on a soit l'inégalité stricte et auquel cas les lois électriques ne sont pas respectées non plus, ou encore les deux termes de part et d'autre sont égaux. Pour les réseaux radiaux, il n'y a que cette dernière possibilité, à la différence des réseaux maillés où on peut avoir l'inégalité stricte $l_{ij} \cdot v_i > P_{ij}^2 + Q_{ij}^2$. Ce qui conduit quelquefois à des solutions non physique. Cette analyse a été démontrée à la référence [69]. L'hypothèse suivant laquelle la variable l_{ij} est strictement croissante par rapport à la fonction objectif permet de contourner cette difficulté pour les réseaux maillés.

En résumé, l'utilisation de ce modèle pour construire nos problèmes d'optimisation, en l'occurrence la reconfiguration en régime normal, le réglage de la tension ou le couplage des deux, est bien justifiée. Par conséquent, on a le choix de faire appel à l'application réversible ou à un simple calcul de répartition de charge pour retrouver les « vraies » valeurs des variables d'état du réseau après optimisation.

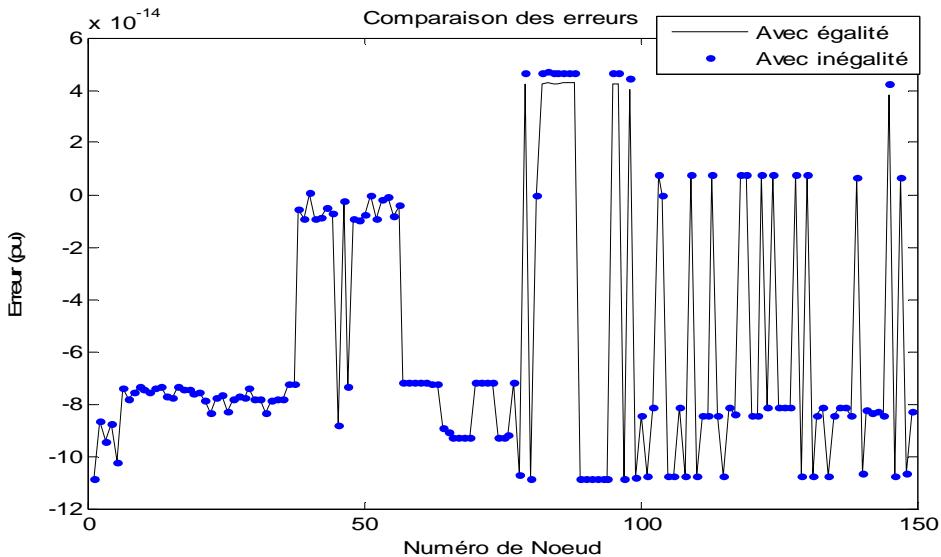


Figure IV.5 : Profil des erreurs avec (in)égalité avec CONOPT

Les erreurs sur la Figure IV.5 sont indépendantes des composants du réseau.

IV.4.3. Les stratégies de résolution du modèle MISOCP- Π_{RRN}

Nous disposons de deux stratégies effectives de résolution identiques aux deux premières stratégies des MIQCP qui sont les suivantes :

1. Soit résoudre en chaque nœud de l'arbre de décision, entre autre pour chaque sous problème, un problème de cône de second degré (SOCP) ou,

- Faire appel à une relaxation de ce dernier qui correspond à un problème linéaire (LP) continu pour lequel on ajoute des coupes des cônes du SOCP correspondant à chaque sous problème.

En vertu du **Théorème IV-1**, l'optimalité n'est garantie que pour la stratégie 1. Prenons l'exemple du réseau Rural 1 sans GED ni gradin de condensateurs pour analyser ces deux stratégies. Chaque problématique, à savoir la reconfiguration, le réglage de la tension et le couplage des deux, sera résolue avec ces deux stratégies. Les cinq transformateurs de ce réseau ainsi que les 21 OMT sont pris en compte (cf. paragraphe IV.2). Le Tableau IV.11 illustre les résultats correspondants. Nous évaluons l'erreur absolue en calculant la différence des pertes Joule entre les stratégies 1 et 2 sachant que la première est notre référence. On constate les analyses suivantes :

- La linéarisation peut conduire à la fois à des solutions optimales ou sous-optimales mais très proches de l'optimum global trouvé par la stratégie 1. Pour ce cas de simulation, la stratégie 2 est particulièrement adaptée pour ces fonctions prises individuellement car on retrouve les solutions optimales de la stratégie 1.
- Donc pour ce cas, adopter la stratégie 2 est équivalent à la stratégie 1 avec un gain sur le temps de calcul. Certes, elle mène à effectuer plus d'itérations mais pour cet exemple, ce n'est pas le cas pour le réglage de la tension.

Cette comparaison a été effectuée sur l'ensemble des cas de simulations possibles en considérant les autres éléments de réglages.

- On ne retrouve pas forcément cette équivalence entre les deux stratégies comme ici dans tous les cas. Il n'y a pas de règles générales pour choisir la stratégie. Cela dépend des objectifs que s'est fixé l'utilisateur.
- En effet pour le problème de la reconfiguration Π_{RRN} sans ou avec le gradin de condensateurs comme variable décisionnelle, on constate qu'il existe une erreur sur les pertes Joule entre ces deux stratégies pour ce problème lorsque le gradin est présent contrairement au cas sans le gradin.

Donc, pour la suite, nous choisirons d'une manière générale la première stratégie pour toutes les fonctions, sauf si c'est précisé explicitement. Les résultats correspondants à la stratégie 2 sont donnés à l'annexe G. Nous rappelons que les temps de calcul sont fournis à titre indicatif et pour comparaison entre les cas d'étude de la section en cours car ils sont entièrement liés aux ressources informatiques, aux langages de programmation (ici algébrique) et aux environnements de calcul et de programmation des tests (Matlab-GAMS). Ces tests ont été réalisés sur un ordinateur Intel ® Core (TM) 2 Duo CPU 6400 @ 2.13 GHz et 2.98 de RAM.

Tableau IV.11 : Récapitulatifs des deux stratégies de résolution

		Stratégie	1	2
Π_{RRN}	Configuration			
	Pertes Joule (kW)	811.436	811.436	

	Temps de Calcul (s)	43.63					5.28				
	Nombre d'itérations	5266					13093				
	Nombre de sous problèmes	143					164				
	Erreur absolue (kW)	0					0				
Π_{RTG}	Prises des transformateurs	16	16	15	15	16	16	16	15	15	16
	Pertes Joule (kW)	721.751					721.751				
	Temps de Calcul (s)	165.251					2.14				
	Nombre d'itérations	24389					1053				
	Nombre de sous problèmes	1105					69				
	Erreur absolue (kW)	0					0				
Π_{RRT}	Configuration										
	Prises des transformateurs	16	16	15	15	16	16	16	15	15	16
	Pertes Joule (kW)	702.492					706.108				
	Temps de Calcul (s)	2256.352					326.183				
	Nombre d'itérations	561757					668664				
	Nombre de sous problèmes	24737					37629				
	Erreur absolue (kW)	0					3.616				

Légende des configurations du Rural 1:

[44 72 19 97 117] [43 74 19 97 117] [44 74 19 97 117]

IV.4.4. Le modèle MISOCP- Π_{RRN}

Nous présentons, à ce niveau, les résultats relatifs au modèle MISOCP- Π_{RRN} de la fonction de reconfiguration en régime normal. Rappelons que les variables d'optimisation sont $x = (e_{ij}, P_{ij}, Q_{ij}, l_{ij}, v_i, P_{ps}, Q_{ps})$ tel que $x \in D \times X$ avec $D = \{0,1\}^m$ et $X \subset \mathbb{R}^{3m + n + 2nPS}$ à supposer que les puissances nodales soient fixes. Dans le cas contraire et notamment avec la puissance réactive des GED comme variable décisionnelle, on ajoutera Q_i^{ged} pour les nœuds i concernés. La force de ce modèle MISOCP- Π_{RRN} réside sur les éléments suivants :

- On peut l'utiliser pour chaque type de charge individuellement ou à la fois pour les trois types de charges considérés.
- Quel que soit le type de charge utilisé, la solution trouvée est optimale (à la fois au sens modèle et résolution). Donc il nous sert aussi à vérifier l'optimalité des autres modèles développés à cet effet (quadratiques).
- Il permet aussi de vérifier les assertions sur le modèle de charge à utiliser pour étudier la reconfiguration avec ou sans la présence de GED.
- Il permet aussi de conclure sur l'influence du foisonnement des différents types de charge.

Pour ce faire, nous avons testé notre modèle MISOCP- Π_{RRN} suivant plusieurs cas de simulations qui sont résumés dans le Tableau IV.12.

Tableau IV.12 : Cas testés suivant les éléments du réseau

Cas	1	2	3	4	5	6
Reconfiguration	sans GED ni Gradins		avec GED	avec gradins	avec GED et avec Gradins	
Gestion puissance réactive des GED		Sans	Avec		Sans	Avec
Variables décisionnelles	e_{ij}	e_{ij}	$e_{ij} + Q_j^{ged}$	$e_{ij} + n_j^{Grad}$	$e_{ij} + n_j^{Grad}$	$e_{ij} + Q_j^{ged} + n_j^{Grad}$

- Cas n°1 :** correspond à la recherche de la configuration optimale simple par l'intermédiaire des Organes de Manoeuvre Télécommandés (OMT). Tous les autres composants décisionnels ne sont pas pris en compte. C'est notre cas de référence. Tous les interrupteurs non manœuvrables ne pourront être des variables décisionnelles.
- Cas n°2 :** tient compte des GED mais dans l'état actuel où les producteurs ont un tan φ constant et imposé à 0.4. Ils fournissent de la puissance réactive à cet effet. Il traduit le fait que les problèmes de surtension dus aux GED peuvent être résolus juste avec le changement de configuration du réseau.
- Cas n°3 :** nous étudierons à travers ce cas l'influence du réglage du réactif des GED sur la configuration.
- Cas n°4 :** c'est le cas n°1 mais en plus, on regarde l'influence des gradins de condensateurs utilisés le plus souvent pour corriger le facteur de puissance.
- Cas n°5 :** permet de voir l'interaction qui résulte de la présence de GED (puissance réactive fixe) et des gradins de condensateurs
- Cas n°6 :** on optimise le fonctionnement du réseau avec le réactif des GED et des gradins de condensateurs.

Nous avons adopté les valeurs ci-dessous (relations (IV-8)-(IV-11)) pour le réglage du modèle et pour tous les cas de simulations. Notre choix est plutôt fonctionnel et aurait pu se porter sur quelques données techniques comme la puissance transmissible de la ligne pour désigner P_{ij}^{max} . Mais comme il a été mentionné à la section III.4.2.3, les paramètres P_{ij}^{max} , Q_{ij}^{max} et M sont choisis que pour offrir un degré de liberté entre les états connecté et déconnecté du composant (i, j) .

Paramètres de simulations

$$P_{ij}^{max} = 100 \text{ pu} \quad \text{et} \quad Q_{ij}^{max} = 100 \text{ pu} \quad (\text{IV-8})$$

$$M = 1000 \text{ pu} \quad (\text{IV-9})$$

$$v_i^{min} = (0.95)^2 \text{ pu}^2 \quad \text{et} \quad v_i^{max} = (1.05)^2 \text{ pu}^2 \quad (\text{IV-10})$$

$$Q_i^{ged\ min} = -0.4 \cdot P_i^{ged\ max} \quad \text{et} \quad Q_i^{ged\ max} = 0.6 \cdot P_i^{ged\ max} \quad (\text{IV-11})$$

IV.4.4.1. Résultats des réseaux IEEE1 et IEEE2

Les réseaux IEEE ne sont concernés que par les trois premiers cas de tests définis au début du sous-chapitre IV.4.4 car ils ne disposent pas de bancs de condensateurs. Nous ne fournirons que les résultats liés au réseau IEEE1 sur les Tableau IV.13 à Tableau IV.16. Ceux du réseau IEEE2 sont présentés l'annexe F.

Tableau IV.13 : Résultats du réseau IEEE1 (PQ constantes)

Cas	1	2	3	
Configuration				
Puissance réactive (kVAr)	-	Q_1	120	120
Pertes Joule (kW)	133.622	100.781		98.829
Temps de Calcul (s)	12.406	16.235		15.984
Nombre d'itérations	78436	115475		101095
Nombre de sous problèmes	4386	5979		7327

Tableau IV.14 : Résultats du réseau IEEE1 (I constant)

Cas	1	2	3	
Configuration				
Puissance réactive (kVAr)	-	Q_1	120	120
Pertes Joule (kW)	127.573	97.745		95.581
Temps de Calcul (s)	21.156	13.250		13.469
Nombre d'itérations	143473	84147		78032
Nombre de sous problèmes	9100	5672		6662

Tableau IV.15 : Résultats du réseau IEEE1 (Z constante)

Cas	1	2	3	
Configuration				
Puissance réactive (kVAr)	-	Q_1	120	120
Pertes Joule (kW)	122.207	94.956		92.645
Temps de Calcul (s)	11.438	37.188		10.437
Nombre d'itérations	71739	247057		49948
Nombre de sous problèmes	5207	16728		3671

Tableau IV.16 : Résultats du réseau IEEE1 (ZIP)

Cas	1	2	3	
Configuration				
Puissance réactive (kVAr)	-	Q_1	120	120
Pertes Joule (kW)	128.142	98.0421		95.889
Temps de Calcul (s)	11.063	28.625		6.672
Nombre d'itérations	76113	169160		33433
Nombre de sous problèmes	5574	13496		2187

On observe que :

- Quel que soit le type de charge considéré, on retrouve la même configuration pour le même cas de simulation.
- En moyenne, l'insertion des GED (cas 2) contribue à diminuer les pertes d'environ 30 kW par rapport au cas 1.
- L'optimisation de la puissance réactive des GED (cas 3) a un effet moindre sur les pertes Joule (2 kW de moins que le cas 2) pour tous les types de charge.

En comparant au modèle MIQCP- Π_{RRN} présenté au sous-chapitre IV.4.1, les pertes Joule trouvées pour le MISOCP- Π_{RRN} sont différentes. Les valeurs du modèle MIQCP- Π_{RRN} ne reflètent pas le point de fonctionnement du réseau suivant la configuration du réseau trouvée. Ces différences sont plus notables sur le modèle de charge de type ZIP. Et pour cause, il n'y a pas d'approximations ni de simplifications sur le modèle MISOCP- Π_{RRN} . Il en est de même pour la configuration optimale. On retrouve la même configuration entre les cas 2 et 3 (pour tous les types de charge). A priori, cela revient à dire que le choix du modèle de charge n'a pas beaucoup d'importance comme l'affirment certains auteurs [23] et [95]. Mais comme nous le verrons quand nous présenterons les résultats obtenus sur les réseaux réels, cette assertion n'est pas vérifiée pour tous les réseaux de distribution. Nous rappelons que les deux configurations qui reviennent pour tous les cas sont [7 9 14 32 37] et [7 9 14 31 37]. En plus de son exactitude, le modèle MISOCP- Π_{RRN} a l'avantage sur la rapidité d'exécution avec un rapport entre les temps de calcul pouvant être de l'ordre de 7.

IV.4.4.2. Résultats du réseau RURAL1

Nous présentons, dans ce qui suit, les résultats de notre modèle MISOCP- Π_{RRN} sur le réseau Rural 1 suivant les types de charge : puissances constantes PQ, courant constant I, impédance constante Z et ZIP. Les données caractéristiques des GED sont fournies dans le Tableau IV.17 où l'on peut voir la puissance réactive Q_1 générée pour un $\tan \varphi$ égal à 0.4 et ses bornes inférieure et supérieure. Le gradin de condensateurs est en mesure d'apporter une puissance réactive de 2250 kVAr. Au-delà du type de charge, nous étudions l'influence des pertes ferromagnétiques à vide des transformateurs des postes HTA/BT. En effet, ces pertes sont des charges supplémentaires pour le réseau HTA et pourraient avoir un effet sur les flux de puissance (plus de courant, donc plus de pertes Joule en ligne) et les chutes de tension. Pour ces raisons, nous les prendrons en considération afin d'étudier le comportement de la solution finale. Cela nécessite de connaître la puissance apparente et les pertes ferromagnétiques de chaque transformateur HTA/BT. A partir de ces données, il est possible d'intégrer les pertes ferromagnétiques suivant le point de fonctionnement des transformateurs HTA/BT. On aura les pertes à vide suivant un autre point de fonctionnement qui s'exprime comme suit :

$$P_{Fer}^i = P_{Fer}^{nom} \cdot \left(\frac{V_i}{V_i^{nom}} \right)^2 \quad (\text{IV-12})$$

Avec P_{Fer}^{nom} , V_i^{nom} les pertes à vide et la tension nominale respectivement et V_i la tension au point de fonctionnement du transformateur au nœud i .

La nouvelle fonction objectif considère simultanément les pertes Joule des lignes et les pertes à vide des transformateurs HTA/BT. Avec les changements de variables qu'impose le modèle MISOCP, on obtient :

$$Fonction \quad Objectif = \min \sum_{(i,j) \in \Omega} r_{ij} \cdot l_{ij} + \sum_{i=1}^n P_{Fer}^{nom}{}_i \cdot \frac{v_i}{v_{nom}} \quad (\text{IV-13})$$

Donc pour prendre en compte les pertes à vide des transformateurs HTA/BT, seule la fonction objectif est modifiée pour tous les modèles MISOCP.

Tableau IV.17 : Caractéristiques des puissances réactives des GED

GED n°	Q_1 (kVAr)	Q_{\min} (kVAr)	Q_{\max} (kVAr)
1	106	-106	159
2	3353	-3353	4958
3	3714	-3714	5571

IV.4.4.2.1. Charge de type puissances constantes PQ

Toutes les charges sont modélisées comme des puissances active et réactive constantes. Dans la topologie initiale sans gradin et sans GED, les pertes Joule représentent respectivement 0.61% et 0.64% de la charge active totale soit environ 822 kW et 850 kW sans et avec les pertes à vide. Bien que ces pourcentages par rapport à la charge totale soient petits, cela reste une part non négligeable de pertes. C'est pourquoi, notre analyse se portera plutôt sur les pertes et pour la raison ci-après. S'il existe une solution pour notre problème d'optimisation à savoir trouver la configuration optimale, c'est forcément que cette dernière respecte toutes les contraintes, entre autres celles de la tension. On peut voir sur la Figure IV.6 que suivant la configuration initiale, le réseau présente quelques nœuds où la tension est inférieure à 0.95 pu avec l'hypothèse que la tension d'alimentation du réseau de transport amont soit égale à 1.02 pu. Dans ce cas de figure, la reconfiguration pour trouver une meilleure topologie serait envisagé. Cependant, à supposer que la tension d'alimentation soit égale à 1.03 pu, il n'y aurait plus de contraintes en tension et peut être qu'il ne serait pas nécessaire d'effectuer une reconfiguration. Il faut néanmoins préciser que c'est purement théorique dans la mesure où, en pratique, ce sont les régulateurs en charge qui corrigent ces contraintes de tension et que la tension d'alimentation est subie.

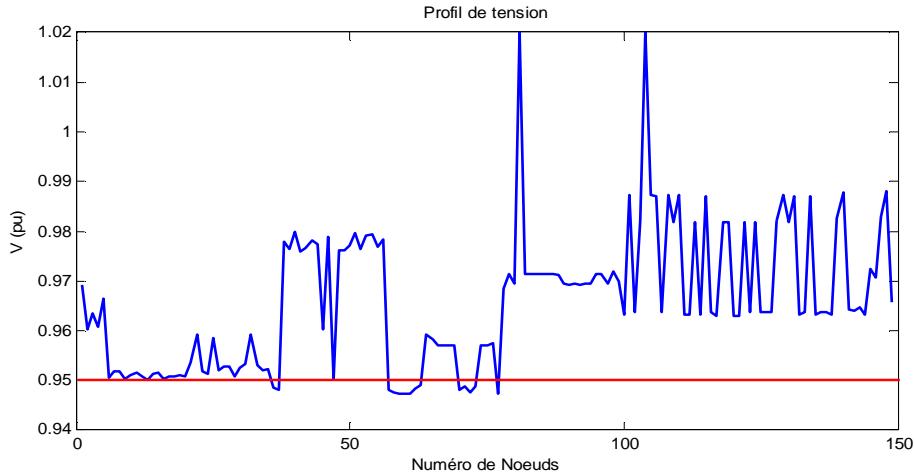


Figure IV.6 : Profil de tension suivant la configuration initiale

- **Sans prise en considération des pertes à vide des postes HTA/BT**

Par rapport à ce type de charge, on s'aperçoit que chaque élément du réseau peut, dans une certaine mesure, influencer la configuration finale obtenue car sur les six cas, trois configurations différentes sont obtenues. Par ailleurs, la configuration change suivant les moyens de réglages disponibles, à contraria des réseaux IEEE pour lesquels le réglage du réactif n'entraînait pas de nouvelle configuration. Les Tableau IV.18.a et b montrent les résultats des cas sans prise en considération les pertes à vides des postes HTA/BT.

Tableau IV.18.a : Résultats du réseau Rural 1 suivant les cas 1 à 3 sans les pertes à vide

Cas	1	2	3		
Configuration					
Puissance réactive (kVAr)	-	Q_1	158.763	4958.059	5570.821
Pertes Joule (kW)	811.436	681.246		675. 62	
Pourcentage des pertes (%)	0.607	0.509		0.505	
Temps de Calcul (s)	30.124	23.603		22.121	
Nombre d'itérations	7771	6096		6049	
Nombre de sous problèmes	205	173		152	

Tableau IV.18.b : Résultats du réseau Rural 1 suivant les cas 4 à 6 sans les pertes à vide

Cas	4	5	6		
Configuration					
Prises des gradins	1	1		1	
Puissance réactive (kVAr)	-	Q_1	158.486	4957.215	5568.774
Pertes Joule (kW)	786.223	656.316		650.730	
Pourcentage des pertes (%)	0.588	0.491		0.486	
Temps de Calcul (s)	20.592	17.987		28.376	
Nombre d'itérations	5426	5236		7948	
Nombre de sous problèmes	148	133		212	

Légende des configurations:

[44 72 19 97 117] [37 72 19 97 117] [43 74 19 97 117]

On constate que les pertes Joule du scénario 1 sont assez proches de celles de la configuration initiale [43 144 19 97 117]. La présence des GED impacte évidemment la fonction objectif. En effet, on parvient en moyenne à un gain d'environ 130 kW et 166 kW sur les pertes respectivement sans ou avec les gradins de condensateurs. Ceci s'explique par le fait que produire plus près des charges consommateurs peut diminuer généralement les transits de puissance dans les lignes lorsque les producteurs et consommateurs ont des puissances corrélées. Mais dans ce cas précis où les GED sont sur des départs agrégés, la diminution des pertes est plutôt imputable aux transits moins importants dans les transformateurs. Les GED auraient pu davantage impacter la configuration finale s'ils étaient placés au sein des départs adjacents, au milieu des charges plutôt que sur des départs agrégés. De par leur positionnement, ils ne modifient pas de manière drastique les flux de puissance, ils diminuent principalement les flux de puissance en amont de leur position. Il n'y a donc pas de grande différence en terme de pertes Joule entre les scénarios avec et sans optimisation du réactif des GED même si les configurations optimales obtenues peuvent être différentes. Et ceci malgré un effort considérable des GED pour produire davantage de réactif, proche du maximum. Cela n'est pas suffisant pour impacter considérablement les transits de puissance et le profil de tension.

Suivant la configuration initiale, l'introduction du seul gradin de condensateurs ramène les pertes Joule de 822 kW à 810 kW environ d'une part. D'autre part, lorsqu'ils sont considérés comme des variables décisionnelles, les gradins sont systématiquement rajoutés après optimisation. Pourtant, on constate là encore que le gain sur les pertes Joule n'est pas très significatif car il est de l'ordre de 20 kW, quand on compare les 787 kW du cas 4 (Tableau IV.18.b) et les 810 kW de la configuration initiale. De plus, il faudrait dans ces conditions, déplacer deux Normalement Ouverts (NO). Etant donné que le gradin est connecté sur le poste source n°2, la puissance réactive délivrée diminue à ce niveau. Après l'optimisation, la puissance active à ce poste source augmente de 2 MW. Le Tableau IV.19 illustre ce constat où on peut voir la puissance active délivrée qui augmente. Lorsque l'objectif est d'optimiser également les dépassements de la puissance souscrite, cette augmentation peut être néfaste au final. Ceci étant, les condensateurs contribuent à moins solliciter (très légèrement) le réactif des GED en leur présence, sachant que sur ce cas d'étude, les gains ne sont pas très grands. Comme les réseaux IEEE où les GED produisent le maximum de leur puissance réactive, on note ici, qu'ils fournissent une puissance quasiment égale à ce maximum. Il ne suffit pas de produire au maximum pour optimiser les pertes que ce soit en actif ou en réactif. Il est toujours nécessaire d'équilibrer les flux de puissance.

Tableau IV.19 : Répartition des puissances des postes sources

Poste source	1	2	1	2
Puissance	Active		Réactive	
Cas	(MW)		(MVAr)	
1	43.975	90.637	22.790	45.694
4	42.374	92.214	21.753	44.266

- **Avec prise en considération des pertes à vide des postes HTA/BT**

Les Tableau IV.20.a et b montrent les résultats du même réseau Rural 1 en tenant compte des pertes à vide des postes HTA/BT.

Tableau IV.20.a : Résultats du réseau Rural 1 suivant les cas 1 à 3 avec les pertes à vide

Cas	1	2	3		
Configuration					
Puissance réactive (kVAr)	-	Q_1	158.748	4958.042	5570.843
Pertes Joule (kW)	839.556	709.667		704.155	
Pourcentage des pertes (%)	0.628	0.530		0.526	
Temps de Calcul (s)	23.073	20.077		19.562	
Nombre d'itérations	170	5623		5695	
Nombre de sous problèmes	206	149		233	

Tableau IV.20.b : Résultats du réseau Rural 1 suivant les cas 4 à 6 avec les pertes à vide

Cas	4	5	6		
Configuration					
Prises des gradins	1	1	1		
Puissance réactive (kVAr)	-	Q_1	158.486	4957.203	5568.831
Pertes Joule (kW)	814.611	684.999		679.526	
Pourcentage des pertes (%)	0.609	0.512		0.508	
Temps de Calcul (s)	26.176	17.082		27.627	
Nombre d'itérations	5963	4569		7417	
Nombre de sous problèmes	169	105		180	

Légende des configurations:

[44 72 19 97 117] [37 72 19 97 117] [43 74 19 97 117]

Comparés aux scénarios précédents, on note une augmentation des pertes sur l'ensemble des cas même si les topologies obtenues sont identiques pour chaque cas de simulation. Comme les résultats précédents, il semble qu'une même topologie soit enclise à être optimale pour les scénarios avec le gradin de condensateurs. La minimisation des pertes Joule et à vide à la fois doit trouver un juste milieu entre deux objectifs antagonistes. En effet, prendre en compte les pertes à vide des postes HTA/BT n'est pas synonyme de plus de production de réactif. La consigne de puissance réactive des GED est légèrement différente. On peut voir à travers ces

résultats que tous les paramètres du réseau ont leur importance sur le point de fonctionnement optimal.

IV.4.4.2.2. Les autres types de charges

On applique, dans cette partie, les mêmes cas de simulation que précédemment pour les autres de type de charges. Et contrairement aux réseaux standards IEEE où la configuration n'est pas sensible au modèle de charge, le réseau réel Rural 1 l'est plutôt. En dépit du fait que les pertes finales n'ont pas les mêmes valeurs, une seule configuration apparaît pour tous les autres modèles de charge que celle à puissance constante quel que soit le scénario considéré. Les résultats relatifs aux modèles de charge de types impédance constante et ZIP avec le gradin de condensateurs sont présentés à l'annexe G. On peut affirmer avec certitude, au vu de ces résultats, que le modèle de charge a une influence effective sur la configuration optimale dans notre cas d'étude. Une comparaison entre les Tableau IV.18 et Tableau IV.21 montre qu'à scénario correspondant, les configurations optimales trouvées ne sont pas forcément identiques (comme pour le réseau IEEE1). De plus, la prise en compte des pertes à vide des postes HTA/BT entraîne une augmentation des pertes totales du réseau quelles que soient les variables décisionnelles. De même que le modèle de charge de type puissance constante, la production de la puissance réactive maximale des GED dégraderait très légèrement la fonction objectif même si elles sont très proches du maximum.

- **Charge de type courant constant I**

Tableau IV.21.a : Résultats du réseau Rural 1 suivant les cas 1 à 3 sans les pertes à vide des postes HTA/BT

Cas	1	2	3		
Configuration					
Puissance réactive (kVAr)	-	Q_1	158.743	4957.031	5570.764
Pertes Joule (kW)	751.485	628.349	624.261		
Pourcentage des pertes (%)	0.562	0.470	0.467		
Temps de Calcul (s)	16.224	19.485	18.782		
Nombre d'itérations	4429	4824	4729		
Nombre de sous problèmes	183	195	189		

Tableau IV.21.b : Résultats du réseau Rural 1 suivant les cas 4 à 6 sans les pertes à vide des postes HTA/BT

Cas	4	5	6		
Configuration					
Prises des gradins	1	1	1		
Puissance réactive (kVAr)	-	Q_1	158.735	4957.984	5570.7
Pertes Joule (kW)	742.721	619.585	615.507		
Pourcentage des pertes (%)	0.555	0.463	0.460		
Temps de Calcul (s)	19.048	20.295	23.431		
Nombre d'itérations	4351	5258	5342		
Nombre de sous problèmes	107	135	222		

Tableau IV.22.a : Résultats du réseau Rural 1 suivant les cas 1 à 3 avec les pertes à vide des postes HTA/BT

Cas	1	2	3		
Configuration					
Puissance réactive (kVAr)	-	Q ₁	158.737	4957.991	5570.712
Pertes Joule (kW)	779.894	657.038		653.059	
Pourcentage des pertes (%)	0.583	0.491		0.488	
Temps de Calcul (s)	18.798	20.28		21.014	
Nombre d'itérations	4583	4843		4944	
Nombre de sous problèmes	188	198		199	

Tableau IV.22.b : Résultats du réseau Rural 1 suivant les cas 4 à 6 avec les pertes à vide des postes HTA/BT

Cas	4	5	6		
Configuration					
Prises des gradins	1	1		1	
Puissance réactive (kVAr)	-	Q ₁	158.762	4958.059	5570.834
Pertes Joule (kW)	771.198	648.345		644.364	
Pourcentage des pertes (%)	0.576	0.485		0.482	
Temps de Calcul (s)	17.503	24.586		24.914	
Nombre d'itérations	4469	4922		6160	
Nombre de sous problèmes	110	209		145	

▪ Charge de type impédance constante Z

Tableau IV.23.a : Résultats du réseau Rural 1 suivant les cas 1 à 3 sans les pertes à vide des postes HTA/BT

Cas	1	2	3		
Configuration					
Puissance réactive (kVAr)	-	Q ₁	158.711	4957.911	5570.580
Pertes Joule (kW)	709.548	592.594		589.915	
Pourcentage des pertes (%)	0.530	0.443		0.441	
Temps de Calcul (s)	21.747	22.87		23.354	
Nombre d'itérations	4769	5176		5109	
Nombre de sous problèmes	200	205		209	

Tableau IV.23.b : Résultats du réseau Rural 1 suivant les cas 1 à 3 avec les pertes à vide des postes HTA/BT

Cas	1	2	3		
Configuration					
Puissance réactive (kVAr)	-	Q ₁	158.707	4957.894	5570.580
Pertes Joule (kW)	738.048	621.365		618.789	
Pourcentage des pertes (%)	28.346	0.464		0.463	
Temps de Calcul (s)	2.402	20.764		31.028	
Nombre d'itérations	4830	5106		5119	
Nombre de sous problèmes	193	207		207	

- Charge de type ZIP

Tableau IV.24.a : Résultats du réseau Rural 1 suivant les cas 1 à 3 sans les pertes à vide des postes HTA/BT

Cas	1	2	3		
Configuration					
Puissance réactive (kVAr)	-	Q_1	158.735	4958.005	5570.715
Pertes Joule (kW)	756.03	632.237		628.006	
Pourcentage des pertes (%)	0.565	0.473		0.469	
Temps de Calcul (s)	16.973	21.606		19.547	
Nombre d'itérations	4757	4863		4773	
Nombre de sous problèmes	195	199		194	

Tableau IV.24.b : Résultats du réseau Rural 1 suivant les cas 1 à 3 avec les pertes à vide des postes HTA/BT

Cas	1	2	3		
Configuration					
Puissance réactive (kVAr)	-	Q_1	158.733	4958.001	5570.715
Pertes Joule (kW)	784.428	660.918		656.796	
Pourcentage des pertes (%)	0.586	0.494		0.491	
Temps de Calcul (s)	22.589	18.424		17.628	
Nombre d'itérations	4717	4990		4549	
Nombre de sous problèmes	192	205		183	

Légende de la configuration:

[43 74 19 97 117]

IV.5. Résultats du réglage de la tension avec le modèle MISOCP- Π_{RTG}

Le réglage de la tension des réseaux de distribution est accompli suivant une topologie arborescente. Pour ce faire, nous avons conservé le réseau RURAL1 et choisi la configuration initiale [43 144 19 97 117] pour tester notre modèle MISOCP- Π_{RTG} . La Figure IV.2 présente ce réseau sous cette configuration. Il en sera ainsi pour tous les cas de test. De la même manière que la reconfiguration en régime normal, nous effectuons les six différents scénarios sur chaque type de charge. A noter que, selon l'expression choisie pour évaluer le rapport de transformation (équation (II-21)) des transformateurs à régleur en charge, plus la prise est petite, plus le rapport de transformation est grand. En d'autres mots et à titre illustratif, pour les prises 13 et 15 d'un transformateur quelconque, les rapports de transformation sont égaux à 0.995 pu et 0.9575 pu respectivement car le passage entre deux prises successives induit une variation ± 0.01875 pu. Ainsi, pour une tension au primaire fixe, la tension au secondaire du transformateur sera d'autant plus grande que la prise est haute. Nous rappelons aussi, comme pour la reconfiguration, la nécessité d'un calcul de réversibilité des résultats du modèle MISOCP- Π_{RTG} pour obtenir les données relatives au module de la tension et des déphasages dans le domaine de définition réel.

IV.5.1.1. Charge de type puissance constante PQ

Les deux postes sources de ce réseau sont alimentés par des réseaux de répartition distincts même si nous avons choisi 1.02 pu pour leurs tensions spécifiques. Le poste source 1 (Figure IV.2) ne contient pas de bancs de condensateurs, cependant il possède un GED de très faible puissance (250 kVA). C'est pourquoi on trouve les mêmes prises pour les transformateurs 1 et 2 (prise 16 pour les deux) et ceci pour tous les cas de simulations (Tableau IV.25.a et b). En effet, le GED ne peut pas fournir assez de puissance réactive pour impacter considérablement les transits de puissance et le profil de tension. Globalement, chaque variable décisionnelle ou élément du réseau a son impact sur la solution finale qui se traduit soit sur la valeur de la fonction à optimiser (les pertes Joule pour notre cas) ou sur leur valeur intrinsèque. Les Tableau IV.25.a et b donnent les résultats lorsque les pertes à vide des postes HTA/BT ne sont pas considérées.

Tableau IV.25.a : Sans les pertes à vide des postes HTA/BT et sans les bancs de condensateurs

Cas	1					2					3							
Prises des transformateurs	16	16	15	15	16	16	16	15	15	16	16	16	15	14	16			
Puissance réactive (kVAr)	-					Q_1					158.769	4958.079	5570.875					
Pertes Joule (kW)	721.751					603.53					599.312							
Pourcentage des pertes (%)	0.539					0.451					0.448							
Temps de Calcul (s)	142.584					93.226					117.406							
Nombre d'itérations	24389					31671					35526							
Nombre de sous problèmes	1105					1589					1663							

Tableau IV.25.b: Sans les pertes à vide des postes HTA/BT et avec les bancs de condensateurs

Cas	4					5					6							
Prises des transformateurs	16	16	15	15	16	16	16	15	15	16	16	16	15	14	16			
Puissance réactive (kVAr)	-					Q_1					158.769	4958.076	5570.869					
Prises des gradins	1					1					1							
Pertes Joule (kW)	711.736					593.514					589.297							
Pourcentage des pertes (%)	0.532					0.444					0.440							
Temps de Calcul (s)	74.1					88.515					96.908							
Nombre d'itérations	25106					29021					31774							
Nombre de sous problèmes	1083					1334					1439							

Plusieurs points peuvent être commentés par rapport aux résultats de simulation (Tableau IV.25.a et b) :

- Le banc de condensateurs ne contient qu'un seul gradin (une seule prise) et ne modifie pas la prise du transformateur auquel il est raccordé.
- Les résultats avec les cas où les pertes à vide des postes HTA/BT sont prises en compte sont détaillés dans l'annexe G. On observe que quels que soient les moyens de réglages (transformateurs à régleur en charge, gradins de condensateurs, puissance réactive des GED), les pertes à vide des postes HTA/BT se traduisent sur l'optimisation par une augmentation des pertes totales. Elles n'entraînent cependant pas une modification

significative des consignes de réactifs. On retrouve toujours les prises des transformateurs [16 16 15 15 16] pour les cas 2 avec ou sans gradins de condensateurs.

- Sur ce cas d'étude, seul le transformateur n°4 change de prise avec la puissance réactive des GED comme variable décisionnelle. Il passe de la prise 15 à la 14. Il est vrai que l'on n'a pas de problèmes de tension sur ce réseau. Donc, dans ces conditions, on peut se poser la question : cela vaut-t-il la peine d'optimiser avec la puissance réactive des GED ? En fait, le réactif ne devrait être mis à contribution que lorsque les GED ont un impact significatif sur la tension, et ce afin d'utiliser ce réactif pour faire du réglage de tension et non de l'optimisation des pertes comme suggéré par la référence [131]. Au regard de ces résultats et de ce fait par rapport au point de fonctionnement maximal, le gain semblerait moindre, comparé à l'investissement et les coûts opérationnels que cela coûteraient pour mettre en place de telles solutions. Dans notre exemple, au mieux, on gagne 15 kW entre les scénarios 2 et 6 sur les pertes Joule. Cette analyse ne se fait que sur les pertes car toutes les contraintes, entre autres en tension sont respectées.
- Sur notre cas d'étude, on réduit en moyenne les pertes Joule de seulement 5 kW entre les cas où le réactif des GED est fixe ou variable. Mais il faut dire que les trois GED sont connectés via des départs agrégés, et donc ils auront forcément moins d'impact sur les flux de puissances que s'ils étaient implantés dans les départs où sont connectées les charges.
- De plus, à configuration figée, la minimisation des pertes Joule par l'intermédiaire du réglage de la tension revient à optimiser les flux de puissance des lignes électriques, par conséquent à optimiser le courant d'appel de la charge. Or, on sait que pour des charges de type puissance constante, pour diminuer le courant d'appel de la charge, on a tendance à augmenter la tension aux bornes de la charge. On montre ce comportement sur la Figure IV.8 représentant le diagramme I-V d'une charge suivant son type). Ce qui explique les prises hautes trouvées.
- Le temps de calcul et les itérations sont présentés à titre illustratif mais pour donner un ordre d'idées de ce que cela représente, comparons notre algorithme à celui de l'Optimisation Mixte Découplée (OMD) [32]. Pour rappel, l'OMD est une énumération complète sur un ensemble réduit de solutions possibles. Il résoudrait $3^5 \times 2$ problèmes non linaires, soit 486 problèmes. Nous avons moins de sous problèmes à résoudre en considérant son ensemble de définition entier (les prises inférieure, supérieure et actuelle d'un transformateur par exemple). Pour notre part, nous considérons l'ensemble de définition entier défini par $npT^{nT} \times npC^{nC}$ avec nT et npT le nombre de transformateurs à régler à charge et le nombre de prises, nC et npC le nombre de bancs de condensateurs et le nombre de prises des gradins. Nous ne comparons pas les temps de calcul dans la mesure où les supports de résolution sont différents (Matlab pour l'OMD et GAMS pour le B&C).
- Les Figure IV.7.a et b montrent les profils de tension suivant les trois premiers cas de simulation des deux plus longs départs (en réalité, il ne s'agit pas que de la tension le long du départ qui est affichée, on représente également l'élévation de tension due aux prises). Une comparaison entre les courbes noire et rouge illustre bien l'élévation de tension due aux GED (ici les prises optimales des transformateurs sont les mêmes pour la Figure IV.7b). Tandis qu'au niveau du départ 1, les tensions sont sensiblement égales (petit

GED). On voit effectivement l'effet dû au réactif des GED. Les courbes rouge et bleue témoignent de cet effet. Sur le point de fonctionnement choisi à savoir Pmax et pour le type de charge PQ constant, les prises des transformateurs sont telles que la tension au jeu de barres est la plus élevée possible pour tous les 3 cas étudiés car, pour diminuer les pertes, on a tendance à éléver la tension lorsque les charges sont modélisées à PQ constant.

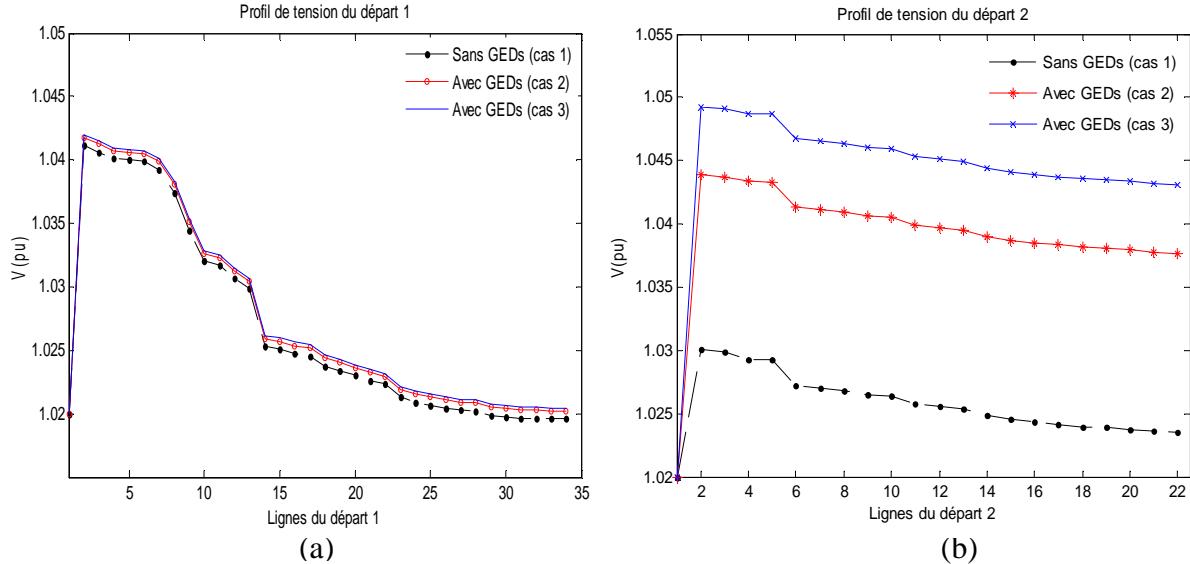


Figure IV.7 : Profil de tension des départs 1 et 2 respectivement sur les postes sources n°1 et 2

Tableau IV.26 : Répartition des puissances des postes sources

Poste source	1	2	1	2
Puissance (MW)	Active (MW)		Réactive (MVAr)	
Cas				
1	44.341	90.180	22.345	44.235
4	44.341	90.170	22.345	41.756

Les puissances actives du Tableau IV.26 sont égales alors que les pertes Joule sont différentes du fait de l'introduction du gradin de condensateur.

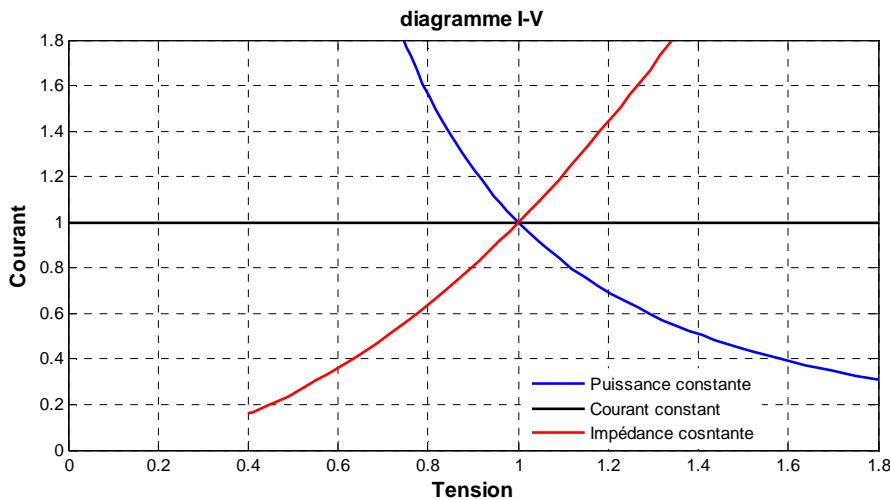


Figure IV.8 : Diagramme I-V suivant le type de charge

IV.5.1.2. Les autres types de charge

Quelques résultats relatifs au modèle de charge de type courant I constant sont montrés dans cette section, ceux concernant les modèles de type impédance Z constante et ZIP sont fournis à l'annexe G. Mais comme on peut le voir dans l'annexe G, les variables décisionnelles optimales restent les mêmes pour tous les autres types de charge, il n'y a que la puissance réactive des GED qui soit différente ainsi que la valeur de la fonction objectif. Comme illustré sur la Figure IV.9, il est clair que, pour les autres types de modélisation des charges (autre que les puissances constantes), qu'il n'est pas nécessaire d'élever la tension pour diminuer les pertes joules (cf. diagramme I-V de la Figure IV.8). Néanmoins les prises des transformateurs à régleurs en charge restent toujours sensibles à la production de réactif dans le réseau, ce qui explique le passage de la prise 11 à la prise 10 du transformateur n°4.

Pour les mêmes raisons que précédemment, la prise en compte des pertes à vide des postes HTA/BT n'influence pas grandement les prises des transformateurs avec régleur en charge suivant cette configuration. Les proportions de chaque type de charge choisies font que le profil de tension pour le modèle ZIP est proche de ceux des types de charge courant I constant et impédance Z constante.

Tableau IV.27.a : Sans les pertes à vide des postes HTA/BT et sans les bancs de condensateurs

Cas	1					2					3				
Prises des transformateurs	12 13 12 11 13					12 13 11 10 13					12 13 11 10 13				
Puissance réactive (kVAr)	-					Q ₁					158.744 4958.011 5570.641				
Pertes Joule (kW)	765.296					641.136					637.361				
Pourcentage des pertes (%)	0.572					0.479					0.476				
Temps de Calcul (s)	38.766					39.858					50.856				
Nombre d'itérations	7053					6641					13824				
Nombre de sous problèmes	289					265					593				

Tableau IV.27.b : Sans les pertes à vide des postes HTA/BT et avec les bancs de condensateurs

Cas	4					5					6							
Prises des transformateurs	12	13	12	11	12	12	13	11	10	12	12	13	11	10	12			
Puissance réactive (kVAr)	-					Q_1					158.738	4957.989	5570.637					
Prises des gradins	1					1					1							
Pertes Joule (kW)	751.792					627.617					623.858							
Pourcentage des pertes (%)	0.562					0.469					0.466							
Temps de Calcul (s)	43.446					56.348					48.797							
Nombre d'itérations	10852					11461					13030							
Nombre de sous problèmes	439					470					552							

Tableau IV.27.c: Avec les pertes à vide des postes HTA/BT et sans les bancs de condensateurs

Cas	1					2					3							
Prises des transformateurs	12	13	12	11	13	12	13	11	10	13	12	13	11	10	13			
Puissance réactive (kVAr)	-					Q_1					158.743	4957.008	5570.644					
Pertes Joule (kW)	793.404					669.12					665.539							
Pourcentage des pertes (%)	0.593					0.5					0.497							
Temps de Calcul (s)	30.592					63.508					42.136							
Nombre d'itérations	8057					12920					10302							
Nombre de sous problèmes	333					551					437							

Tableau IV.27.d : Avec les pertes à vide des postes HTA/BT et avec les bancs de condensateurs

Cas	4					5					6							
Prises des transformateurs	12	13	12	11	12	12	13	11	10	12	12	13	11	10	12			
Puissance réactive (kVAr)	-					Q_1					158.757	4958.047	5570.806					
Prises des gradins	1					1					1							
Pertes Joule (kW)	779.834					655.619					651.964							
Pourcentage des pertes (%)	0.583					0.49					0.487							
Temps de Calcul (s)	23.229					46.083					39.515							
Nombre d'itérations	5655					10426					9054							
Nombre de sous problèmes	224					426					371							

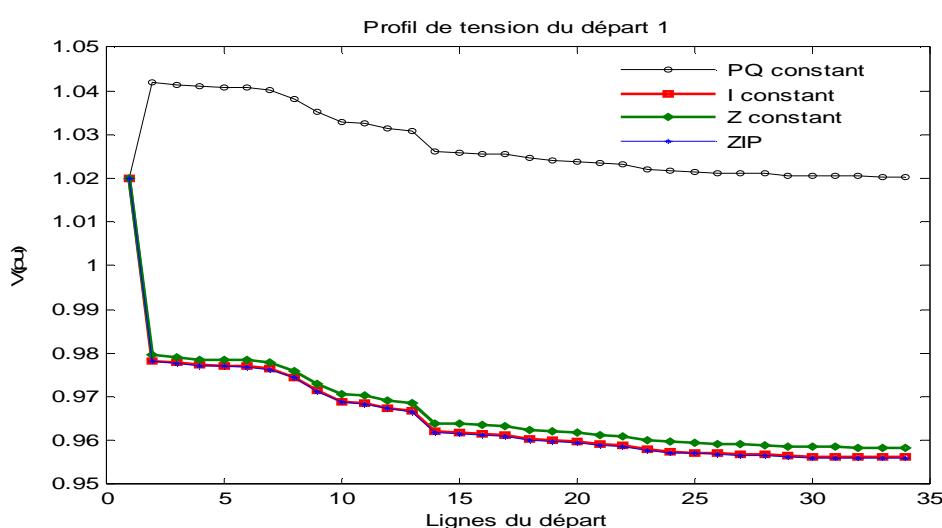


Figure IV.9 : Profils de tension suivant le cas test 3 sans les pertes à vide des postes HTA/BT

IV.6. Résultats du couplage des deux fonctions avec le modèle MISOCP- Π_{RRT}

Le couplage correspond à la résolution du modèle MISOCP- Π_{RRT} où tous les leviers de réglages disponibles sur le réseau sont appelés à contribution. En effet, pour déterminer l'ensemble des variables d'optimisation (OMT, prise du gradin de condensateurs et des transformateurs à régleur en charge, puissance réactive des GED) afin de réduire les pertes Joule, on ne peut pas séparer distinctement la reconfiguration et le réglage de la tension, comme nous le verrons dans la suite. En d'autres termes, on peut faire l'analogie suivante pour expliquer ce fait: la réunion des optimums globaux de deux sous problèmes n'est pas forcément l'optimum global du problème général. Le couplage a été testé suivant les six scénarios résumés au Tableau IV.12 en plus des variables décisionnelles correspondants aux transformateurs à régleur en charge. L'impact des pertes à vides des postes HTA/BT sera également étudié pour chaque cas de test.

IV.6.1. Charge de type puissance constante PQ

La configuration issue de la reconfiguration n'est pas la même que celle du couplage reconfiguration-réglage de tension pour ce cas d'étude. Habituellement, ces deux fonctions avancées sont étudiées séparément. Dans la conduite actuelle des réseaux, les schémas d'exploitation sont choisis en tenant compte de la notion d'équirépartition des risques et donc de l'équilibrage des produits PL pour déterminer la configuration d'exploitation. Dans notre étude, nous faisons l'hypothèse que cet aspect est déjà pris en compte avec la détermination des OMT. Suivant notre objectif qui consiste à minimiser les pertes, la configuration [44 72 19 97 117] est trouvée avec la reconfiguration en régime normal dans le cas 1. La résolution du problème du réglage de la tension sur cette dernière configuration donne les prises [16 16 15 15 16] associées aux transformateurs (dans l'ordre) et 721.75 kW de pertes Joule. Cette façon de procéder conduit à trouver le réglage des prises optimales des transformateurs à cette configuration. Ce qui en toute rigueur, ne serait pas optimal. L'écart et le manque à gagner sur les pertes Joule n'est pour ainsi dire pas énorme, car comparé au cas 1 du Tableau IV.28.a, une différence d'environ 19 kW sur la fonction objectif est présente. Dans le souci de trouver le point de fonctionnement optimal du réseau, il est préférable de considérer ces deux problématiques à la fois et non séparément comme cela se fait jusqu'ici. Les résultats suivant la stratégie 2 sont fournis dans l'annexe G. Pour rappel, la stratégie 2 consiste à résoudre une linéarisation à chaque nœud de l'algorithme du *B&C*.

▪ Sans la prise en considération des pertes à vide des postes HTA/BT

Les bancs de condensateurs permettent de diminuer pour ce cas d'étude, les pertes au même titre que le réactif des GED. Dans l'absolu, cette baisse est faible comparée aux efforts que cela coûterait pour leur mise en œuvre. Dans notre cas d'étude et comme pour les fonctions prises séparément, les GED sont proches de leurs butées maximales en puissance réactive pour le cas 3. Or comparé au cas 2, on ne gagne pas plus de 4 kW dans le cas 3. On peut en

conclure que de manière générale, la puissance réactive (absorption ou production) des producteurs modifie certes le plan de tension mais impacte faiblement les pertes des lignes. Le gain sur les pertes totales est plus imputable à la diminution des pertes des transformateurs. Pour notre cas d'étude, dans la configuration optimale, le gradin de condensateurs n'influence pas les prises des transformateurs du même poste source (prise du transformateur n°4 des cas 3 et 5 par exemple).

Tableau IV.28.a : Résultats du réseau Rural 1 suivant les cas 1 à 3 sans les pertes à vide

Cas	1					2					3				
Configuration															
Prises des transformateurs	16	16	15	15	16	16	16	15	15	16	16	16	15	14	16
Puissance réactive (kVAr)	-					Q ₁					158.757	4957.041	5570.833		
Pertes Joule (kW)	702.492					584.568					580.379				
Pourcentage des pertes (%)	0.525					0.437					0.434				
Temps de Calcul (s)	61.963					131.836					887.209				
Nombre d'itérations	366491					887650					4208957				
Nombre de sous problèmes	13934					32514					96110				

Tableau IV.28.b : Résultats du réseau Rural 1 suivant les cas 4 à 6 sans les pertes à vide

Cas	4					5					6				
Configuration															
Prises des transformateurs	16	16	15	15	16	16	16	15	15	16	16	16	15	14	16
Puissance réactive (kVAr)	-					Q ₁					158.753	4957.911	5570.83		
Prises des gradins	1					1					1				
Pertes Joule (kW)	691.518					573.594					569.424				
Pourcentage des pertes (%)	0.517					0.429					0.426				
Temps de Calcul (s)	381.017					111.713					173.114				
Nombre d'itérations	2459786					630474					586973				
Nombre de sous problèmes	61727					15589					24869				

▪ Avec la prise en considération des pertes à vide des postes HTA/BT

La prise en compte des pertes à vide des postes HTA/BT déplace le point optimal de fonctionnement dans la mesure où pour ce réseau Rural 1, le transformateur n°4 passe de la prise 14 à la prise 13 pour le scénario 6. Cela prouve qu'il est nécessaire d'en tenir compte.

Tableau IV.29.a : Résultats du réseau Rural 1 suivant les cas 1 à 3 avec les pertes à vide

Cas	1					2					3				
Configuration															
Prises des transformateurs	16	16	15	15	16	16	16	15	15	16	16	16	15	14	16
Puissance réactive (kVAr)	-					Q ₁					158.754	4957.983	5570.838		
Pertes Joule (kW)	734.681					617.047					612.99				
Pourcentage des pertes (%)	0.549					0.461					0.458				
Temps de Calcul (s)	164.472					256.856					195.75				
Nombre d'itérations	1074593					1792853					1365792				
Nombre de sous problèmes	32680					35456					47007				

Tableau IV.29.b : Résultats du réseau Rural 1 suivant les cas 4 à 6 avec les pertes à vide

Cas	4					5					6							
Configuration																		
Prises des transformateurs	16	16	15	15	16	16	16	15	15	16	16	16	15	13	16			
Puissance réactive (kVAr)	-					Q_1					151.755	4947.835	5570.81					
Prises des gradins	1					1					1							
Pertes Joule (kW)	723.781					606.148					605.112							
Pourcentage des pertes (%)	0.541					0.453					0.452							
Temps de Calcul (s)	214.392					266.544					334.076							
Nombre d'itérations	1515014					1059926					2120208							
Nombre de sous problèmes	51924					39168					61850							

Pour l'ensemble des simulations avec ou sans les postes HTA/BT, la même configuration optimale apparaît, en l'occurrence [43 74 19 97 117].

IV.6.2. Les autres types de charges

Nous montrons les résultats relatifs aux autres types de charge en annexe G pour ne pas alourdir ce chapitre de tableaux. Sur ce cas d'étude, lorsque toutes les charges sont de type courant constant, plusieurs configurations apparaissent comparé au modèle de charge PQ où une seule était optimale avec des prises des transformateurs qui diffèrent suivant les moyens de réglages disponibles. Le gradin de condensateurs et les GED peuvent modifier la configuration. La prise en compte des pertes à vide et les GED modifient certaines prises des transformateurs. Pour les charges de type impédance constante, tous les cas de simulations donnent la même configuration que celle du modèle de charge PQ. Seules diffèrent les prises des transformateurs qui sont plus basses du fait même de la nature des charges. On est tenté de dire au vu des résultats du modèle ZIP qu'ils regroupent les comportements des différents types de charge. Et ceci dans la mesure où les pertes à vide entraînent une modification de la configuration finale lorsque le réseau ne présente pas de GED. Tandis que le réglage du réactif des GED change le point de fonctionnement mais pas les autres paramètres optimaux de réglages.

IV.7. Discussions sur les interactions entre fonctions

Tout d'abord, il faut dire que la reconfiguration et le réglage de la tension sont régis par les mêmes relations électriques, entre autres les lois d'Ohm et de Kirchhoff. A partir de ces relations, plusieurs modèles (suivant les coordonnées polaires ou rectangulaires, voire sur un changement de repère comme les MISOCP) peuvent être établis quel que soit le problème à résoudre. A formulation équivalente, c'est-à-dire dans la même référence, il est possible d'étudier les interactions qui lient ces deux fonctions. En prenant le modèle MISOCP comme référence (pour les deux problèmes) avec lequel on trouve l'optimum global, on peut énoncer les analyses suivantes :

- Le réglage de la tension, grâce aux prises des transformateurs, permet d'élever ou baisser la tension en aval de ces derniers. Ainsi à configuration figée, le niveau de tension est plus élevé le long des départs.
- On sait qu'en l'absence de sources de production (actif ou réactif : bancs de condensateurs ou GED), la tension décroît le long d'un départ quel que soit la (es) tension (s) du (es) point(s) d'alimentation. Avec ce constat, il est clair que pour la reconfiguration, un certain nombre de configurations seront exclues, et ne pourront être candidates car elles ne respectent pas les contraintes du problème (sur la tension par exemple). Sur le Tableau IV.18.a, la configuration optimale trouvée au cas 1 entre autre [44 72 19 97 117] est différente de celle du Tableau IV.28.a toujours pour le cas 1 [43 74 19 97 117]. Evidemment, elle a été éliminée des solutions réalisables malgré des pertes inférieures car elle ne respecte les contraintes en tension.
- Donc, le risque à ce niveau serait de fonctionner suivant la configuration optimale seule et d'effectuer le réglage de la tension à contrario de la solution optimale du problème général (le couplage). En d'autres termes, les approches habituelles d'optimisation ont tendance à éliminer les solutions optimales.

IV.8. Conclusion

Nous avons prouvé, à travers ce chapitre, la possibilité de résoudre efficacement les problèmes d'optimisation liés à la gestion optimale des réseaux de distribution avec des modèles approximés ou exacts suivant différents modèles de charge. Les formulations proposées ont prouvé leur efficacité à la fois sur des réseaux standards IEEE et pour le réseau réel EDF Rural 1. Sur ces cas d'étude, cela démontre tout l'intérêt de reformuler un problème difficile à résoudre afin de tirer parti de ses propriétés. Les simulations ont montré les limites de chacun des modèles ainsi que celles de l'algorithme de résolution. Ainsi, les modèles MIQCP proposés à ce niveau peuvent être envisagés pour des réseaux moyens tandis que les modèles MISOCP sont exacts et garantissent l'optimalité de la solution trouvée pour tout réseau. Cependant, il est intéressant de faire appel parfois aux approximations pour des raisons liées à la rapidité de calcul que cela offre sans oublier que parfois une bonne solution suffit. Au-delà de ces questions, ces modèles permettent de tenir compte des différents types de charge. Par ailleurs, tout élément du réseau joue un rôle sur le point de fonctionnement optimal, c'est pourquoi, nous tenons compte des pertes à vide des postes HTA/BT suivant notre domaine d'étude (la moyenne tension). Il faut également souligner que sur les réseaux étudiés et sur le point de fonctionnement retenu (P_{max}), la participation de la puissance réactive des GED, des organes de manœuvres télécommandés comme des gradins de condensateurs pour l'optimisation des pertes Joule est moindre comparée aux prises des transformateurs. En effet, ce sont ces dernières qui conduisent à une réduction des pertes Joule plus conséquentes (cf. annexe H). Ceci étant, les GED peuvent contribuer plutôt pour la régulation de la tension lorsque la reconfiguration et/ou le réglage de la tension par les régulateurs en charge ne sont pas en mesure de l'assurer.

CONCLUSIONS GENERALE ET PERSPECTIVES

L'exploitation des réseaux de distribution du futur ne peut plus être envisagée sans l'intégration de la production décentralisée. Plusieurs solutions se présentent aux gestionnaires. Le déploiement de nouvelles stratégies de conduite pourraient offrir une alternative à cette problématique dans le cadre des *Smart Grid* avec l'appui des Nouvelles Technologies de l'Information et de Communication (NTIC). C'est dans cette optique que s'inscrit le thème de cette thèse. Les nouveaux outils à mettre en place devraient, rendre les réseaux de distribution plus actifs et flexibles. Nous avons étudié au cours de ces travaux quelques fonctions de conduite qui pourraient être envisagées à cet effet. Parmi ces fonctions, nous nous sommes intéressés à la reconfiguration en régime normal, au réglage de la tension et à l'hybridation de ces deux dernières, tout en tenant compte de la production décentralisée. L'hybridation fournit une meilleure stratégie de coordination des moyens de réglages que lorsque ces fonctions sont prises individuellement.

Cette étude implique de résoudre des problèmes d'optimisation difficile mixte continue et discrète. Plusieurs modèles ont ainsi été développés en fonction des algorithmes de résolution choisis. Des méthodes approchées et exactes ont été développées pour résoudre ces problèmes. Nous avons pu constater que la modélisation conditionne en un sens les algorithmes de résolution choisis.

Les résultats obtenus montrent que l'Algorithme des Colonies de Fourmis fournit des solutions de bonnes qualités quel que soit la fonction traitée. Le Décomposition de Benders pour sa part converge vers l'optimum global pour le réglage de la tension et assure un réglage optimal du réactif des GED mais présente des limites pour la reconfiguration. Les modèles mixtes quadratiques sont une alternative pour des réseaux de moyenne taille pour résoudre le problème de la reconfiguration en régime normal mais ils se heurtent essentiellement à un temps de calcul élevée pour des réseaux de grandes tailles. Concernant l'hybridation de ces deux fonctions, des techniques de modélisation plus adaptées comme la reformulation (linéarisation exacte, changement de variables, relaxation entre autres), nous ont permis de contourner dans un sens la difficulté liée à la non convexité. Ainsi nous avons pu développer un modèle plus efficace avec l'optimisation conique sans hypothèses simplificatrices. En d'autres termes, tous les moyens de réglages, transformateurs avec régulateur en charge, gradins de condensateurs, réactif des GED, OMT conservent leur comportement physique à travers cette modélisation. Et c'est pourquoi, quel que soit la fonction considérée, le modèle mixte conique garantit l'optimalité de la solution finale avec des temps de résolution raisonnables, bien que nous ayons proposé plusieurs stratégies de résolution. De plus, ces modèles permettent de tenir compte des différents types de charge.

Par rapport aux cas d'application sur les réseaux IEEE ou Rural 1, nous avons constaté que les pertes à vide des postes HTA/BT ont une influence sur les paramètres de réglage et qu'elles tendent à augmenter légèrement les pertes totales. La contribution des GED et des gradins de condensateurs sur l'optimisation des pertes Joule est moindre comparée aux organes de

manœuvres et aux transformateurs avec régulateurs en charge. En effet, ces deux moyens contribuent de manière conséquente à réduire les pertes sur les réseaux.

Dans un avenir très proche, ces Fonctions Avancées de Conduite pourraient être expérimentées dans le réseau de distribution à échelle réduite de PREDIS qui est un centre universitaire de formation et d'innovation sur l'énergie de Grenoble INP (Ense³ et G2Elab) décrit en annexe I. Des travaux sont effectués dans ce sens comme on peut le voir à l'annexe I. Pour aller plus loin dans cette étude, plusieurs pistes peuvent être envisagées. Elles peuvent être d'ordre technique ou mathématique. Par rapport aux contraintes techniques, on sait qu'en fonctionnement normal, la configuration doit respecter un plan de protection en cas de défaut. C'est pourquoi, il pourrait être intéressant d'éliminer les configurations qui ne le respecteraient pas en ajoutant des contraintes spécifiques sur les courants biphasés ou triphasés. On peut également inclure des contraintes liées à la continuité de l'alimentation électrique en introduisant un critère sur l'équilibrage de la répartition des charges basé sur le produit PL. D'un autre côté, il serait intéressant d'améliorer le calcul des bornes supérieure et inférieure de l'algorithme du *Branch and Cut*, par l'intermédiaire de nouvelles coupes comme celles développées par Drewes [127]. Ceci augmenterait la rapidité de l'algorithme en général. Une étude sur des coupes plus spécifiques à nos problèmes d'optimisation pourrait aussi être faite.

Sachant que les données sur les charges sont estimées, on peut envisager d'étendre notre modèle exact (MISOCP) dans le cadre de l'optimisation sous incertitude. Ce modèle peut être aussi étendu à d'autres problématiques comme les études de planification. Une thèse [37] sur la construction de nouvelles architectures de réseaux de distribution a démarré dans ce sens.

BIBLIOGRAPHIE

- [1] J. F. Canard, «Impact de la génération d'énergie dispersée dans les réseaux de distribution,» Thèse de doctorat, Institut National Polytechnique de Grenoble, 12 décembre 2000, 2000.
- [2] A. Berger, M. Hennig et C. Körner, «Voltage control in smart distribution grids - Overview and practical experience of available solutions,» 22nd International Conference and Exhibition on Electricity Distribution (CIRED), Stockholm, 2013.
- [3] P. Ramaswamy, P. Vingerhoets et G. Deconinck, «Reconfiguring distribution grids for more integration of distributed generation,» 22nd International Conference and Exhibition on Electricity Distribution (CIRED), Stockholm, 2013.
- [4] D. Liang, P. Taylor, L. Wang, D. Miller et V. Thornley, «Coordinated voltage and power flow control in distribution network,» 22nd International Conference and Exhibition on Electricity Distribution (CIRED), Stockholm, 2013.
- [5] CEA, «Meméto sur l'énergie 2013,» Commission à l'Energie Atomique, 2013.
- [6] AIE, «Perspectives des technologies de l'énergie, Synthèse : Scénarios et stratégies à l'horizon 2050,» Agence International de l'Energie, 2010.
- [7] Conventiens des Nations Unies, «Protocole de Kyoto,» [En ligne]. Available: <http://unfccc.int>.
- [8] C. Européen, «Conclusions de la présidence du conseil du 11 et 12 decembre 2008, Conclusion 5,» 2009. [En ligne]. Available: <http://www.european-council.eu/council-meetings/conclusions.aspx?lang=fr>.
- [9] IRNS, «Note d'information: Suivi par l'IRSN de la situation de la centrale nucléaire de Fort Calhoun (Nebraska,USA) à la suite de la montée des eaux du Missouri,» 21 juillet 2011.
- [10] IRNS, «Incident de Sellafield (Angleterre) - 2005, Incident à l'usine THORP de retraitement de Sellafield (Grande Bretagne),» IRNS (Institut de Radioprotection et de Sûreté Nucléaire), [En ligne]. Available: http://www.irsn.fr/FR/connaissances/Installations_nucleaires/les-accidents-nucleaires/incident-sellafield-2005/Pages/sommaire.aspx.
- [11] IRNS, «Incidents survenus au centre américain de stockage de déchets, Point de la situation au 12 mars 2014,» 14 mars 2014.
- [12] «Loi n° 46-628 du 8 avril 1946 sur la nationalisation de l'électricité et du gaz,» [En ligne]. Available: www.legifrance.gouv.fr.
- [13] «Union Technique de l'Electricité, UTE C18-510,» [En ligne]. Available: <http://www.Ute-fr.com>.
- [14] «Réseaux électriques - Avant-propos (d4000),» Technique de l'ingénieur, 2013.
- [15] «http://epp.eurostat.ec.europa.eu/portal/page/portal/statistics/search_database,» [En ligne].
- [16] «Loi n° 2010-1488 du 7 décembre 2010 portant nouvelle organisation du marché de l'électricité (1),» [En ligne]. Available: <http://www.legifrance.gouv.fr/>.
- [17] RTE, «Bilan électrique 2013,» 2013. [En ligne]. Available: <http://www.rte-france.com/>.
- [18] ERDF, «Fonctionnement du réseau électrique,» Electricité Réseau Distribution France, [En ligne]. Available: www.erdfdistribution.fr.
- [19] «Postes à moyenne tension (d 4600),» Technique de l'ingénieur, 1996.
- [20] «Condensateurs de puissance (d4 710),» Technique de l'ingénieur, 1996.

- [21] ERDF, «Description physique du réseau public,» [En ligne]. Available: http://www.erdfdistribution.fr/medias/DTR_Racc_Generalites/ERDF-NOI-RES_07E.pdf.
- [22] «Installations électriques HTA Mise en œuvre et exploitation (d 5026),» Technique de l'ingénieur, 2008.
- [23] F. B. Enacheanu, «Outils d'aide à la conduite pour les opérateurs des réseaux de distribution,» Thèse de doctorat, Institut National Polytechnique de Grenoble, 2007.
- [24] N. Ding, «Load models for operation and planning of electricity distribution networks with smart metering data,» PhD dissertation, Institut National Polytechnique de Grenoble, 2012.
- [25] «Réseaux de distribution: Structure et planification,» Technique de l'ingénieur, 1991.
- [26] M. C. Alvarez-Hérault, «Architectures des réseaux de distribution du futur en présence de production décentralisée,» Thèse de doctorat, Institut National Polytechnique de Grenoble, 2009.
- [27] S. Emelin, «Analyse et inter-comparaison des choix techniques majeurs en termes de structures de réseau et de règles d'exploitation parmi les grands distributeurs d'électricité,» Université de Grenoble, Grenoble, 2014.
- [28] «Réseaux de distribution : Exploitation,» Technique de l'ingénieur, 1997.
- [29] T. Ackermann, G. Andersson et L. Söder, «Distributed generation: a definition,» *Electric Power Systems Research*, Vols. %1 sur %2 Volume 57., n° %1 Issue 3, pp. 195-204, 20 April 2001.
- [30] «Arrêté du 23 avril 2008 relatif aux prescriptions techniques de conception et de fonctionnement pour le raccordement au réseau public de transport d'électricité d'une installation de production d'énergie électrique,» [En ligne]. Available: <http://www.legifrance.gouv.fr/>.
- [31] H. A. Gil et G. Joos, «Models for quantifying the economic benefits of distributed generation,» *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 23, no. 2., pp. pp. 327-335, May 2008.
- [32] B. Berseneff, «Réglage de la tension dans les réseaux de distribution du futur,» Thèse de doctorat, Institut National Polytechnique de Grenoble, 2010.
- [33] R. Caire, «Gestion de la production décentralisée dans les réseaux de distribution,» Thèse de doctorat, Institut National Polytechnique de Grenoble, 2004.
- [34] N. Hadjsaid, J. F. Canard et F. Dumas, «Dispersed generator generation impact on distribution networks,» *IEEE Computer Applications in Power*, vol. 12, pp. pp. 22-28, April 1999.
- [35] «Raccordement de la production décentralisée aux réseaux de distribution - Aspects techniques,» Technique de l'ingénieur, 2010.
- [36] G. Celli, F. Pilo, G. Pisano, V. Allegranza, R. Cicoria et A. Iaria, «Meshed vs.radial MV distribution network in presence of large amount of DG,» chez *Power Systems Conference and Exposition, 2004. IEEE PES, Volume 2, pages 709 à 714*, 2004.
- [37] E. Gladkikh, «Optimisation de l'architecture des réseaux de distribution de l'énergie électrique,» Thèse de doctorat, Université de Grenoble, En cours.
- [38] V. Gouin, «Évaluation de l'impact du Smart Grid sur les pratiques de planification en cas d'insertion de production décentralisée et de charges flexibles.,» Thèse de doctorat, Université de Grenoble, En cours.
- [39] C. Gandioli, «Le limiteur de courant supraconducteur,» Thèse de doctorat, Institut National Polytechnique de Grenoble, 2013.

- [40] E. L. Pelleter, «Outils d'électronique de puissance pour le maillage/bouclage des réseaux de distribution: application au contrôle des flux de puissance et la limitation des courants de court-circuit,» Thèse de doctorat, Institut National Polytechnique de Grenoble, 2007.
- [41] M. I. Biserica, «Observabilité et reconstruction d'état des réseaux de distribution du futur,» Thèse de doctorat, Institut National Polytechnique de Grenoble, 2011.
- [42] O. Richardot, «Réglage Coordonné de Tension dans les Réseaux de Distribution,» Thèse de doctorat, Institut National Polytechnique de Grenoble, 2006.
- [43] INTEGRAL, «Integrated ICT-platform based Distributed Control in Electricity Grids,» [En ligne]. Available: <http://integral-eu.com/>.
- [44] C. Benoit, «Gestion optimale de l'énergie électrique dans un réseau urbain basse tension dans le contexte smart grid,» Thèse de doctorat, Université de Grenoble, En cours.
- [45] A. Mercier, «Etude de l'insertion massive de production décentralisée et des charges non conventionnelles dans les réseaux urbains dans le contexte smart grid,» Thèse de doctorat, Université de Grenoble, En cours.
- [46] «What is Smart Grids?,» [En ligne]. Available: <http://www.smartgrids.eu>.
- [47] ERDF, «Compensation des pertes du réseau,» Electricité Réseau Distribution France , [En ligne]. Available: www.erdfdistribution.fr.
- [48] E. A. Paaso, Y. Liao et A. M. Cramer, «Formulation and solution of distribution system voltage and VAR control with distributed generation as a mixed integer non-linear programming problem Original Research Article,» Electric Power Systems Research, Volume 108,, Mar 2014.
- [49] A. T. Sarić et A. M. Stanković , «A Robust Algorithm for Volt/Var Control,» *Submitted to PSCE, IEEE*, pp. 1-8, 2009.
- [50] M. Liu, C. Canizares et W. Huang, «Reactive Power and Voltage Control in Distribution Systems With Limited Switching Operations,» IEEE Transactions on Power Systems, Volume: 24 , Issue: 2 , 2009 .
- [51] E. Carreno, R. Romero et A. Padilha-Feltrin, «An Efficient Codification to Solve Distribution Network Reconfiguration for Loss Reduction Problem,» IEEE Transactions on Power Systems, Volume: 23 , Issue: 4, 2008 .
- [52] A. Swarnkar, N. Gupta et K. Niazi, «Efficient reconfiguration of distribution systems using ant colony optimization adapted by graph theory,» chez *Power and Energy Society General Meeting, IEEE* , 2011 .
- [53] H. Falaghi, M. Haghifam et C. Singh, «Ant Colony Optimization Based Method for Placement of Sectionalizing Switches in Distribution Networks Using a Fuzzy Multiobjective Approach,» IEEE Trans. on Power Delivery, vol. 24 (1), Jan 2009.
- [54] A. Ahuja, S. Das et A. Pahwa, «An AIS-ACO Hybrid Approach for Multiobjective Distribution System Reconfiguration,» IEEE Trans. on Power Systems, vol. 22 (3), Aug. 2007..
- [55] V. Parada, J. A. Ferland, M. Arias et K. Daniels, «Optimization of electrical distribution feeders using simulated annealing,» *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol.19 (3), pp. 1135-1141, 2004 .
- [56] J. K. Y. J. Jeon, J. O. Kim, J.-R. Shin et K. Y. Lee, «An efficient simulated annealing algorithm for network reconfiguration in large-scale distribution systems,» IEEE Trans. on Power Delivery, vol. 17 (4), Oct. 2002.
- [57] A. Abdelaziz, F. Mohamed, S. Mekhamer et M. Badr, «Distribution system reconfiguration using a modified Tabu Search algorithm,» Electric Power Systems

Research 80 , 2010.

- [58] Y. Abdelaziz, F. M. Mohamed, S. F. Mekhamer et M. A. L. Badr, «Distribution Systems Reconfiguration using a modified particle swarm optimization algorithm,» Electric Power Systems Research, vol. 79 (11), Nov. 2009..
- [59] K. Nara, Y. Mishima et T. Satoh, «Network Reconfiguration for Loss Minimization and Load Balancing,» IEEE, PES, General Meeting, , 2003.
- [60] S. Touré, «Mise en place de modes d'exploitation décentralisés pour un réseau de distribution physique à échelle réduite,» Master EEATS - Grenoble INP/UJF Grenoble Master 2 Recherche -Spécialité « Génie Electrique », 2010.
- [61] L. Liberti, «Reformulations in Mathematical Programming: definitions and systematics,» RAIRO Operations Research, 2009.
- [62] G. Dahl, An introduction to convexity, polyhedral theory and combinatorial optimization, Oslo: Kompendium 67 IN 330, 1997.
- [63] S. Boyd et L. Vandenberghe, Convex Optimization, New York: Cambridge University Press , 2004.
- [64] A. Costa, «Applications of Reformulations in Mathematical Programming,» Thèse de doctorat, Ecole Polytechnique X, 2012.
- [65] C. D'Ambrosio, «Application-oriented Mixed Integer Non-Linear Programming,» Thèse de doctorat Universita Degli Studi Di Bologna, 2009.
- [66] T. Cormen, C. Leiserson, R. Rivest et C. Stein, Introduction à l'algorithme, Paris: Dunod, 2004.
- [67] R. Sirdey, «Optimiser. . . En découplant des polyèdres,» *L'Ouvert*, n° %1115, pp. 51-61, 2007.
- [68] J. A. Momoh, Electric Power System Applications of Optimisation, Marcel Dekker Inc., 2001.
- [69] M. Farivar et S. H. Low, «Branch Flow Model: Relaxations and Convexification,» chez *In 51st IEEE Conference on Decision and Control*, December 2012.
- [70] D. T. Phan, «Lagrangian Duality and Branch-and-Bound Algorithms for Optimal Power Flow,» Operations Research INFORMS Vol. 60, No. 2, March–April 2012.
- [71] A. Merlin and G. Back, «Search for minimum-loss operational spanning tree configuration for an urban power distribution system,» *Fifth Power System Conf. (PSCC), Cambridge, U.K*, pp. 1-18, 1975.
- [72] D. Shirmohammadi et H. W. Hong, «Reconguration of electric distribution networks for resistive line loss reduction,» IEEE Transaction on Power Delivery, vol. 4, no. 1, Apr. 1989..
- [73] C. Ababei et R. Kavasseri, «Efficient Network Reconfiguration Using Minimum Cost Maximum Flow-Based Branch Exchanges and Random Walks-Based Loss Estimations,» *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 26, n° 1,, pp. 30-37, February 2011.
- [74] T. Sudhakar et K. Srinivas, «Power system reconfiguration based on Prim's algorithm,» chez *1st International Conference on Electrical Energy Systems (ICEES)*, SSN College of Engineering, Chennai, Tamilnadu, India, 2011.
- [75] D. P. Montoya et J. M. Ramirez, «A minimal spanning tree algorithm for distribution networks configuration,» chez *Power and Energy Society General Meeting, IEEE*, San Diego Manchester Hyatt, CA, USA, 2012.
- [76] S. Civanlar, J. Grainger, . H. Yin et S. S. Lee, « Distribution feeder reconfiguration for

- loss reduction,» *IEEE Transactions on Power Delivery*, Volume 3, No. 3, pp. 1217-1223, July 1988.
- [77] S. K. Goswani et 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, July 1992.
- [78] T. Weise, Global Optimization Algorithms, Theory and Application, Newest Version: <http://www.it-weise.de/>, 2009.
- [79] K. Nara, A. Shiose, M. Kiagawa et T. Ishihara, «Implementation of genetic algorithm for distribution system loss minimum reconfiguration,» *IEEE Trans. Power Systems*, vol. 7 (3), 1044-1051, 1992.
- [80] J. Mendoza, R. Lopez, D. Morales, E. Lopez, P. Dessante et R. Moraga, «Minimal loss reconfiguration using genetic algorithms with restricted population and addressed operators: real application,» *IEEE Trans. on Power Systems*, vol. 21 (2), May 2006.
- [81] W.-C. Wu et M.-S. Tsai, «Application of Enhanced Integer Coded Particle Swarm Optimization for Distribution System Feeder Reconfiguration,» *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 26 , n° 13, pp. 1591 - 1599 , 2011.
- [82] A. Augugliaro, L. Dusonchet, S. Favuzza et E. R. Sanseverino, «Voltage Regulation and Power Losses Minimization in Automated Distribution Networks by an Evolutionary Multiobjective Approach,» *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 19, no. 3, 2004 .
- [83] T. Niknam, «A new approach based on ant colony optimization for daily Volt/Var control in distribution networks considering distributed generators,» *Energy Conversion and Management* 49 , 2008.
- [84] J. A. Taylor et F. S. Hover, «Convex Models of Distribution System Reconfiguration,» *IEEE Transactions on Power Systems* , vol 27 n° 3, Aug. 2012.
- [85] E. Romero-Ramos, J. Riquelme-Santos et J. Reyes, «A simpler and exact mathematical model for the computation of the minimal power losses tree,» *Electric Power Systems Research* 80 , p. 562–571, 2010.
- [86] R. A. Jabr, R. Singh et B. C. Pal, «Minimum Loss Network Reconfiguration Using Mixed-Integer Convex Programming,» *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 27, n° 2 , May 2012.
- [87] R. S. Ferreira, C. L. T. Borges et M. V. F. Pereira, «A Flexible Mixed-Integer Linear Programming Approach to the AC Optimal Power Flow in Distribution Systems,» *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. pp, n°. 99 , 2014 .
- [88] S. Touré, R. Caire, Y. Bésanger, S. Grenard et A. Forissier, «Benders' Decomposition for Voltage Profile Management of Distribution Network with Distributed Generators,» *PowerTech*, IEEE Power & Energy Society, Grenoble , 2013.
- [89] S. d. l. Torre et F. D. Galiana, «On the Convexity of the System Loss Function,» *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 20, n° 14, p. 2061– 2069, 2005.
- [90] H. M. Khodr, J. Martínez-Crespo, M. A. Matos et J. Pereira, «Distribution Systems Reconfiguration Based on OPF Using Benders Decomposition,» *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 24, no. 4, p. 2166– 2176, Oct 2009.
- [91] C.-F. Chang, «Reconfiguration and Capacitor Placement for Loss Reduction of Distribution Systems by Ant Colony Search Algorithm,» *IEEE Transactions on Power Systems* vol 23 (4), pp. 1747 - 1755, November 2008.
- [92] Miguel, «Modélisation Réduite des Réseaux de Distribution en présence de Production Décentralisée,» Master Recherche, Institut National Polytechnique de Grenoble.

- [93] P. Kundur, Power System Stability and Control, New York: Mc Graw-Hill, 1994.
- [94] RTE, «Mémento de la sûreté du système électrique,» Réseau de Transport d'Electricité, 2004.
- [95] G. J. Peponis, M. P. Papadopoulos et . N. D. Hatziyargyrio, «Distribution network reconfiguration to minimize resistive line losses,» *IEEE Transactions on Power Delivery Vol. 10, No. 3*, pp. 1338-1342, July 1995.
- [96] X. W. Hu, H. Chen et G. A. Taylor, «Volt/VAr control in distribution systems using a time-interval based approach,» IEE Proceedings online no. 20030562, 24 June , 2003 .
- [97] J. C. Sabonnadière et N. Hadjsaïd, Lignes et réseaux électriques 2 : Méthodes d'analyse des réseaux électriques, Lavoisier éd., vol. 2, E. B. Multon, Éd., 2008.
- [98] M. Dorigo, V. Maniezzo et A. Colomi, «The ant system: Optimization by a colony of cooperating agents,» *IEEE Transactions on Systems, Man, and Cybernetics Part B: Cybernetics*, 26(1), pp. 29-41, 1996.
- [99] M. Dorigo, M. Birattari et T. Stützle, «Ant Colony Optimization, Artificial Ants as a Computational Intelligence Technique,» IRIDIA – TECHNICAL REPORT SERIES: TR/IRIDIA/2006-023, 2006.
- [100] M. P. Filho, E. d. Lacerda et M. Medeiros, «Capacitor Placement Using Ant Colony Optimization and Gradient,» chez *15th International Conference on Intelligent System Applications to Power Systems*, . ISAP '09 , Curitiba, Brazil, 2009.
- [101] M. Mustafar, I. Musirin, M. Kalil et M. Idris, «Ant Colony Optimization (ACO) Based Technique for Voltage Control and Loss Minimization Using Transformer Tap Setting,» chez *Research and Development, 2007. SCOReD 2007. 5th Student Conference on*, 2007.
- [102] T. Khoa et B. Phan, «Ant colony search-based loss minimum for reconfiguration of distribution systems,» chez *Power India Conference, IEEE* , New Delhi , 2006 .
- [103] F. Batrinu, E. Carpaneto et G. Chicco, «A unified scheme for testing alternative techniques for distribution system minimum loss reconfiguration,» chez *Future Power Systems, International Conference on* , Amsterdam, Netherlands, 2005 .
- [104] J. Dréo, «Adaptation de la méthode des colonies de fourmis pour l'optimisation en variables continues. Application en génie biomédical,» Thèse de doctorat en sciences Université Paris 12 Val de Marne, 2004.
- [105] K. Socha, «Ant Colony Optimization for Continuous and Mixed-Variable Domains,» Thèse Docteur en Science Appliquées de l'Université Libre de Bruxelles, 2008.
- [106] M. Dorigo et T. Stützle, Ant Colony Optimization, M. I. o. Technology, Éd., A Bradford book, 2004.
- [107] J. Benders, «Partitioning procedures for solving mixed variables programming problems,» *Numerische Mathematik* 4, pp. 238-252, 1962.
- [108] A. Geoffrion, «Generalized Benders decomposition,» *Journal of Optimization Theory and Applications* 10, p. 237–260, 1972.
- [109] A. Aggarwal et C. A. Floudas, «A decomposition approach for global optimum search in QP, NLP and MINLP problems,» *Annals of Operations Research*, 25, pp. 119-146, 1990.
- [110] A. J. Conejo, E. Castillo, R. Mínguez et R. García-Bertrand, Decomposition Techniques in Mathematical Programming, Engineering and Science Applications, New York: Springer Berlin Heidelberg , 2006.
- [111] A. Drud, «GAMS/CONOPT,» ARKI Consulting and Development A/S, Bagsvaerd,

Denmark, 2013.

- [112] GAMS, «A User's Guide Development Corporation, Washington, DC, USA,» July 2013.
- [113] R. Fourer, D. M. Gay et B. W. Kernighan, AMPL: A Modeling Language for Mathematical Programming, 2 éd., 2003.
- [114] IBM, «Ilog-Cplex. www.ilog.com/products/cplex, v. 12.».
- [115] L. Liberti, S. Cafieri et F. Tarissan, «Reformulations in Mathematical Programming: A Computational Approach,» Foundations of Computational Intelligence Volume 3, Studies in Computational IntelligenceVolume 203, 2009.
- [116] A. G. Exposito et E. R. Ramos, «Reliable load flow technique for radial distribution networks,» IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 14, No. 3, August 1999.
- [117] SBB, «Solver Documentation,» [En ligne]. Available: <http://www.gams.com/solvers/sbb.pdf>.
- [118] R. A. Jabr, «Radial Distribution Load Flow Using Conic Programming,» pp. 1458-1459, August 2006.
- [119] M. E. Baran et F. F. Wu., «Optimal Capacitor Placement on radial distribution systems,» IEEE Trans. Power Delivery, 4(1), 1989.
- [120] M. E. Baran et F. F. Wu, «Network reconfiguration in distribution systems for loss reduction and load balancing,» IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 4, No. 2, April 1989.
- [121] L. Gan, N. Li, U. Topcu et S. Low, «Branch flow model for radial networks: convex relaxation.,» In 51st IEEE Conference on Decision and Control, December 2012.
- [122] L. Liberti, «Reformulation and Convex Relaxation Techniques for Global Optimization,» Doctor of Philosophy of the University of London and for the Diploma of Imperial College, 2004.
- [123] CRE, «Commission de Réfulation de l'Energie,» [En ligne]. Available: <http://www.cre.fr/>.
- [124] RTE, «Conditions générales d'Accès au Réseau Public de Transport pour les clients "consommateurs",» [En ligne]. Available: [http://clients.rte-france.com/htm/fr/offre/telecharge/CART_Consummateur\(CG\)_2010.pdf](http://clients.rte-france.com/htm/fr/offre/telecharge/CART_Consummateur(CG)_2010.pdf).
- [125] D. Das, «A Fuzzy Multiobjective Approach for Network Recon guration of Distribution Systems,» IEEE Transaction on Power Delivery, vol. 21, no. 1, Jan.2006.
- [126] E. A. Rodriguez, «Optimisation mixte dans les réseaux de distribution,» G2Elab (Laboratoire de Génie Electrique de Grenoble), Projet de Fin d'Etudes 2012.
- [127] S. Drewes, «Mixed Integer Second Order Cone Programming,» Ph.D. dissertation Darmstadt, 2009.
- [128] J.-F. Chen et W.-M. Wang, «Uniqueness of the feasible voltage solutions for radial power networks,» IEEE Region 10 International Conference on Microelectronics and VLSI, 1995.
- [129] «IPOPT Solver Documentation,» [En ligne]. Available: <https://projects.coin-or.org/GAMSLinks>.
- [130] J. Chow et K. Cheung, «A toolbox for power system dynamics and control engineering education and research,» IEEE Transactions on Power Systems Volume: 7 , Issue: 4 , 1992 .
- [131] S. Grenard, A. Queric et O. Carré, «Technical and economic assessment of centralised voltage control functions in presence of DG in the french MV network,» Frankfurt,

2011.

- [132] S. Auchariyamet et S. Sirisumrannukul, «Optimal Daily Coordination of Volt/VAr Control Devices in Distribution Systems with Distributed Generators,» UPEC, International Universities' Power Engineering Conference, Cardiff, Wales, UK, 2010.
- [133] N. Alguacil et A. J. Conejo, «Multiperiod Optimal Power Flow Using Benders Decomposition,» IEEE Trans. Power Syst., vol. 15, no. 1, 2000.
- [134] S. Civanlar et J. Grainger, «Volt/VAr control on distribution systems with lateral branches using shunt capacitors and voltage regulatory. Part III: Numerical results,» IEEE Trans. Appar. Syst., 1985.104, (11), 1985.
- [135] A. Land et A. Doig, «An automatic method of solving discrete programming problems,» *Econometrica*, 28, p. 497–520, 1960.
- [136] S. Burer et A. N. Letchford, «Non-Convex Mixed-Integer Nonlinear Programming: A Survey,» *Surveys in Operations Research and Management Science* 17 , p. 97–106, July 2012.
- [137] E. Balas, S. Ceria et G. C. :, «A lift-and-project cutting plane algorithm for mixed-integer programs,» *Mathematical Programming volume* 58, pp. 295-324, 1993.
- [138] M. Padberg et G. Rinaldi, «A branch-and-cut algorithm for the resolution of large-scale symmetric traveling salesman problems,» *SIAM Review*, 33(1), 1991.
- [139] E. Vanet, «Méthodes d'optimisation pour la reconfiguration dynamique des réseaux de distribution,» Projet de Fin d'Etudes, G2Elab (Laboratoire de Génie Electrique de Grenoble), 2013.
- [140] «Réseaux de distribution - Enfouissement (d 4 225),» Technique de l'ingénieur, 2008.
- [141] «Cahier Technique CT 176 : flicker ou scintillement des sources lumineuses,» Schneider Electric, 1995.
- [142] «Revue de l'actualité technologique du Groupe ABB Puissance utile,» 2009. [En ligne]. Available: www.abb.com/abbreview.
- [143] S. Kirkpatrick, C. D. Gelatt et M. P. Vecchi, «Optimization by simulated annealing,» *Science*, 220(4598), p. 671–680, 13 May 1983.
- [144] J. H. Holland, *Adaptation in Natural and Artificial Systems: An Introductory Analysis with Applications to Biology, Control, and Artificial Intelligence*, A. I. N. I. Reprinted by MIT Press, Éd., The University of Michigan Press, Ann Arbor, 1975.
- [145] E. Carpaneto et G. Chicco, «Distribution system minimum loss reconfiguration in the Hyper-Cube Ant Colony Optimization framework,» *Electric Power Systems Research*, vol. 78 (12), Dec. 2008..
- [146] CRE, «Tarifs d'accès au réseau et prestations annexes,» Commission de Régulation de l'Energie (CRE), [En ligne]. Available: <http://www.cre.fr/reseaux/reseaux-publics-d-electricite/tarifs-d-acces-et-prestations-annexes>.
- [147] «Installations électriques HTA Mise en œuvre et exploitation (d 5026),» Technique de l'ingénieur, 2008.

ANNEXES

Les annexes A et B représentent les versions étendues du contenu de la section II.9. Pour garder une certaine cohérence, certaines parties de ces annexes sont identiques à cette section.

A. LES COLONIES DE FOURMIS

1. Introduction

Les méta-heuristiques sont en général proposées pour résoudre des problèmes difficiles de l'optimisation combinatoire. Leur principal avantage, contrairement aux heuristiques (qui résolvent dans la plupart des cas un problème spécifique), réside sur le fait qu'elles offrent un cadre théorique général (adaptable). Bien entendu, pour un problème donné, il va de soi qu'il est indispensable d'adapter la formulation en vue de l'utilisation de ces approches. Les colonies de fourmis [98, 99] font partie de cette famille de méta-heuristiques encore appelée 'Swarm Intelligence' qui use d'un collectif pour résoudre un problème complexe pour un seul individu. Il en est de même pour l'optimisation par Essaims Particulaires [78].

Nous traiterons, dans cette annexe, les questions relatives à l'adaptation des colonies de fourmis aux problèmes comme la reconfiguration, le réglage de la tension et le couplage de ces deux derniers et des différents types d'algorithme codés. Ce sera aussi l'occasion de justifier le choix des colonies de fourmis, de commenter les résultats obtenus et d'expliquer le cadre conceptuel utilisé pour mettre en œuvre ces algorithmes.

2. Pourquoi les colonies de fourmis ?

L'éthologie et plus précisément l'étude de la vie collective des insectes vivant en société a permis de comprendre mieux le fonctionnement de ces derniers. Ainsi, l'analogie du comportement biologique basé sur l'idée de sélection naturelle ainsi que la survie de l'espèce depuis des milliers/millions d'années a inspiré des méthodes d'algorithme d'optimisation notamment l'algorithme des colonies de fourmis.

En effet, les fourmis à la recherche de nourriture, communiquent entre elles pour trouver le plus court chemin entre leur nid et une source de nourriture comme illustré sur la Fig 1. L'expérience montre, sur cette dernière figure (b), la capacité des fourmis à choisir le plus court chemin à la fin de l'expérience. Une fourmi semble dotée d'une mémoire limité et ne saurait résoudre, à elle seule, un problème aussi complexe (comme la recherche de nourriture). Néanmoins, plusieurs individus de la colonie sont en mesure de le faire à l'aide de certains mécanismes et concepts suivants : la stigmergie (qui est une caractéristique locale) qui consiste à une modification de leur environnement pour échanger des informations, le contrôle décentralisé et l'hétéarchie dense. Les entomologistes appellent ce phénomène l'*auto-organisation*.

Initialement, les fourmis cherchent de manière aléatoire autour de leur environnement. Lorsqu'une fourmi trouve la nourriture, elle commence à déposer une substance volatile nommée phéromone en rentrant à la fourmilière. Ainsi ce chemin est susceptible d'être choisi

par les autres membres de la colonie. Ce moyen permet de communiquer indirectement entre elles grâce à la stigmergie. Au cours de leurs parcours, les pistes les plus intéressantes présentent plus de phéromones, et ceci malgré le fait que les phéromones s'évaporent au cours du temps (ce qui permet d'éliminer les premiers parcours qui étaient moins intéressants).

L'idée majeure des colonies de fourmis repose sur la capacité des individus de travailler et de partager des informations pour le bien de toute la communauté. Les fourmis sont capables de modifier dynamiquement leur environnement et de faire profiter de leurs expériences individuelles pour achever une tâche collective.

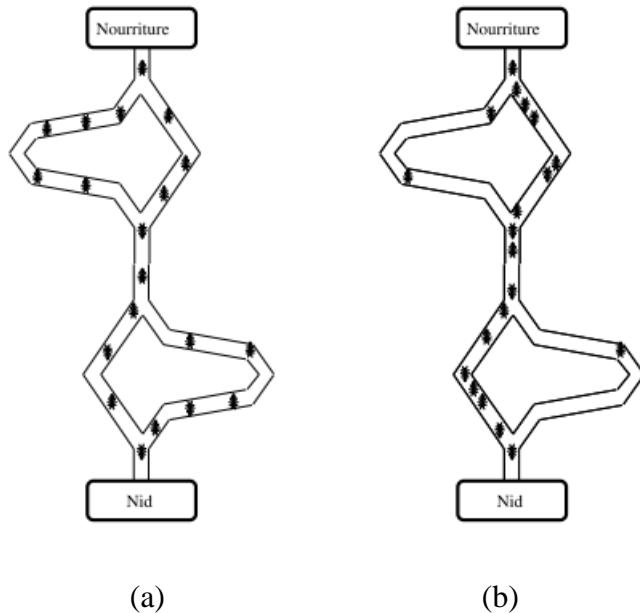


Fig 1 : Sélection du chemin le plus court par expérience pour une colonie de fourmis, (a) début de l'expérience et (b) à la fin de l'expérience [104]

Suite à ce constat sur l'*auto-organisation*, Dorigo [98] a développé un algorithme de colonies de fourmi pour résoudre des problèmes combinatoires notamment le Problème du Voyageur de Commerce (PVC).

3. Algorithmes des colonies de fourmis

a) Algorithme général

Les algorithmes de colonies de fourmis sont tous inspirés du comportement des fourmis réelles. En conséquence, toutes les méta-heuristiques basées sur les colonies de fourmis répondent globalement à la même structure algorithmique, à quelques différences près, et qui peuvent être divisés en quatre étapes [99]. Après la première étape de l'initialisation des paramètres et des données du problème, s'en suit une phase de construction des solutions (chemins des fourmis) qui se poursuit tant que les conditions d'arrêts spécifiés ne sont pas respectées. Cette étape est suivie d'une recherche locale qui est optionnelle pour des raisons que nous expliquerons plus tard. Enfin, la mise à jour des phéromones est effectuée comme indiqué sur l'Algorithme 1.

Dans la théorie de la complexité, il est admis que le problème PVC est **NP-Difficile** (cf. paragraphe II.5) et complexe. Lorsqu'on est confronté à un problème d'optimisation difficile, et que les algorithmes exacts sont limités par des obstacles (entre autre le temps de calcul) pour résoudre ce type de problème, on est appelé parfois à sacrifier l'optimalité au profit de l'efficacité. C'est une des raisons principales pour laquelle les méta-heuristiques, et particulièrement les algorithmes de colonies de fourmis, connaissent un essor ces dernières années.

Algorithme. 1: Cadre général d'un algorithme de colonie de fourmis

```

Initialisation phéromone et données
Tant que Condition fin ~= Vraie
    Construire les solutions des fourmis
    Recherche Locale (Optionnelle)
    Mise à jour Phéromones
Fin Tant que
```

b) Application au problème du voyageur de commerce

Dorigo a proposé un premier algorithme nommé AS « Ant System » où il est question d'exploiter le comportement des fourmis réelles pour construire des fourmis artificielles dans le cadre de l'optimisation combinatoire. Et un des premiers problèmes à avoir été résolu par cette approche est le célèbre Problème du Voyage de Commerce. Le but est de trouver :

« Le plus court chemin pour visiter toutes les villes en passant une et une seule fois à chaque ville ».

D'un point de vue théorique, le PVC peut être défini de la manière suivante. Considérons un graphe $G = (N, B)$ où N : l'ensemble des sommets et B : l'ensemble des branches. Le Problème du Voyageur de Commerce équivaudrait à trouver un cycle hamiltonien dans le graphe G . Par analogie, pour le PVC nous interpréterons N comme étant l'ensemble des villes à visiter et B l'ensemble des distances entre ces villes notées d_{ij} (distance euclidienne entre les villes i et j).

Pour un nombre de fourmis artificielles m , chaque fourmi construit (représentée comme agent) son parcours (solutions) selon l'expression de l'Équation 1 qui définit la probabilité encore appelée « règle aléatoire de transition proportionnelle » de passer d'une ville à une autre:

$$P_{ij}^k = \begin{cases} \frac{\tau_{ij}^\alpha * \eta_{ij}^\beta}{\sum_{k \in J_k(i)} \tau_{ij}^\alpha * \eta_{ij}^\beta} & \text{si } j \in J_k(i) \\ 0 & \text{sinon} \end{cases} \quad \text{Équation 1}$$

Avec τ_{ij} qui définit la quantité de phéromone pour l'élément (i, j) , $\eta_{ij} = \frac{1}{d_{ij}}$ la visibilité,

J_k l'ensemble des villes qui reste à découvrir, α et β , les paramètres heuristiques pour quantifier l'importance de la phéromone et de la visibilité et fixés par l'utilisateur. Dans notre cas de figure, la visibilité η_{ij} sera considérée comme un paramètre heuristique que nous déterminons en fonction de notre problème.

Dans la référence [98], Dorigo rappelle que toute fourmi dispose des propriétés suivantes :

- Le choix de sa prochaine destination (ville) est fonction de la distance et la quantité de phéromone présentes sur le chemin ;
- Les villes déjà visitées sont interdites (à l'aide d'une liste tabou) pour éviter de passer plusieurs fois par la même ville (une contrainte du problème) ;
- Lorsque qu'elle termine un tour complet, une certaine quantité de phéromone est déposée sur chaque distance parcourue suivant l'Équation 3.

$$\Delta\tau_{ij}^k(t) = \begin{cases} \frac{Q}{L_k} & \text{si } k \in J_k \\ 0 & \text{sinon} \end{cases} \quad \text{Équation 2}$$

Où Q défini le paramètre d'intensification et L_k la longueur du parcours de la fourmi k . A la fin de chaque itération, la quantité de phéromones sur l'ensemble des chemins est mise à jour par toutes les fourmis suivant l'Équation 4:

$$\tau_{ij}(t+1) = (1 - \rho) * \tau_{ij}(t) + \Delta\tau_{ij}(t) \quad \text{Équation 3}$$

$$\Delta\tau_{ij}(t) = \sum_m \Delta\tau_{ij}^m(t) \quad \text{Équation 4}$$

Le paramètre ρ exprime le taux d'évaporation de la phéromone déposée. Ainsi, comme illustré sur la Fig 2, on voit bien un exemple de parcours réalisé par une fourmi et du renforcement du chemin le plus court au fil des itérations.

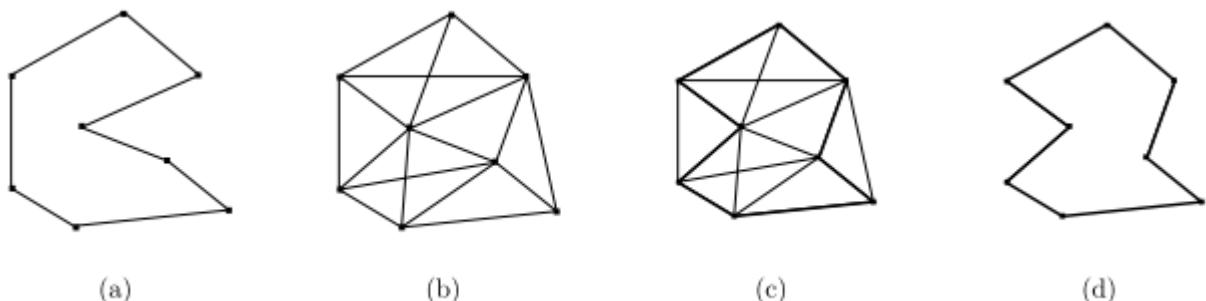


Fig 2 : problème du voyageur de commerce optimisé par l'algorithme AS, les points représentent la ville et l'épaisseur des arêtes la quantité de phéromone déposée. (a) exemple de trajet construit par une fourmi, (b) au début du calcul tous les chemins sont explorés, (c) le

chemin le plus court est plus renforcé que les autres, (d) l'évaporation permet d'éliminer les moins bonnes solutions [104].

c) Quelques variantes et propriétés des fourmis

Les algorithmes de Colonies de Fourmi ont connu un développement croissant avec les résultats satisfaisants obtenus notamment sur certains problèmes. Plusieurs améliorations ont été apportées à l'algorithme initial « AS ». Après la première version nommée Ant System (AS), s'en suivent par exemple le *MIN-MAX Ant System (MMAS)* et l'Ant Colony System (ACS) à titre d'exemple. Dans la référence [99], l'auteur présente une liste non-exhaustive des différents algorithmes de manière chronologique. Pour notre part, nous avons appliqué l'AS et l'ACS pour notre problème. Mais pour la suite, nous ne discuterons que de l'ACS au vu de ces performances comparé à l'AS. Car l'AS présente un inconvénient lors de la mise à jour des phéromones. Elle est effectuée à la fin de chaque itération, ce qui augmente la probabilité que les fourmis choisissent les mêmes chemins au cours de la même itération. Pour remédier à ce fait, l'ACS a été introduite avec une mise à jour qui s'effectue sur deux niveaux (locale et globale). Tout d'abord, une mise à jour est effectuée suivant l'expression affine de l'Équation 5.

$$\tau_{ij}(t) = (1 - \sigma) \cdot \tau_{ij}(t) + \sigma \cdot \tau_0 \quad \text{Équation 5}$$

Le coefficient σ exprime l'évaporation du taux de phéromone de chaque fourmi durant la construction de sa solution à l'itération t . Ainsi, chaque fourmi connaît la mise à jour locale de son prédecesseur à la même itération, comme si elles travaillaient les unes à la suite des autres.

La mise à jour est fonction de la qualité de la solution trouvée i.e. suivant L_k (cf. Équation 2). Le concepteur peut choisir de faire la mise à jour en assignant L_k comme la valeur du chemin parcouru à l'itération courante $L_{k \text{ iter}}$ ou à la meilleure solution trouvée jusqu'alors $L_{k \text{ meilleure}}$.

On peut également préserver à la fin de chaque itération, la fourmi avec la meilleure solution pour la prochaine itération. On effectue dans ce cas ce qu'on appelle de l'élitisme.

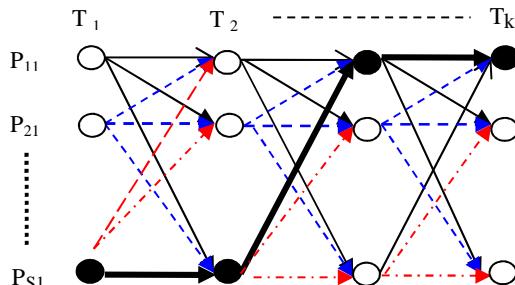
Pour éviter aussi que les fourmis soient piégées dans des optimums locaux, on confère à certaines d'entre elles (paramètre ξ en pourcentage), la capacité de choisir indépendamment des propriétés du problème (de manière complètement aléatoire) leur chemin.

Dans certains cas, suivant la connaissance du problème à résoudre, on définit des points initiaux de recherche pour aider davantage les fourmis.

d) Analogie avec le réglage de la tension classique dans les réseaux de distribution

Le problème du réglage de la tension classique peut être vu comme un problème discret où on chercherait à déterminer les prises optimales des transformateurs régleurs en charge. Dans cet ordre d'idée, ce problème peut être modélisé comme un graphe G où les fourmis construiront des chemins au cours de leur parcours. Ces chemins relieraient les prises des différents transformateurs. Comme illustré sur la Fig 3, les traits noirs constituent les distances parcourues par une fourmi passant par les nœuds noirs qui représentent les prises des transformateurs. Il faut noter que partant d'une prise quelconque, par exemple la prise P_{S1} du transformateur T_1 , cette représentation permet à la fourmi de se mouvoir vers toutes les prises du prochain transformateur, le but étant de trouver le plus court chemin. Bien entendu, l'ordre de position des transformateurs n'est pas important. Dans la mesure où pour évaluer la qualité d'une solution (d'un chemin), on fait appel à un calcul de répartition de charge. Deux chemins qui seraient composés des mêmes prises pour chaque transformateur auront la même qualité.

Etage des Transformateurs à régleur en charge



T_k : Transformateur à régleur en charge k
 P_{S1} : Prise s du transformateur à régleur en charge 1

Fig 3 : Représentation sous forme de graphe du problème du réglage de la tension classique

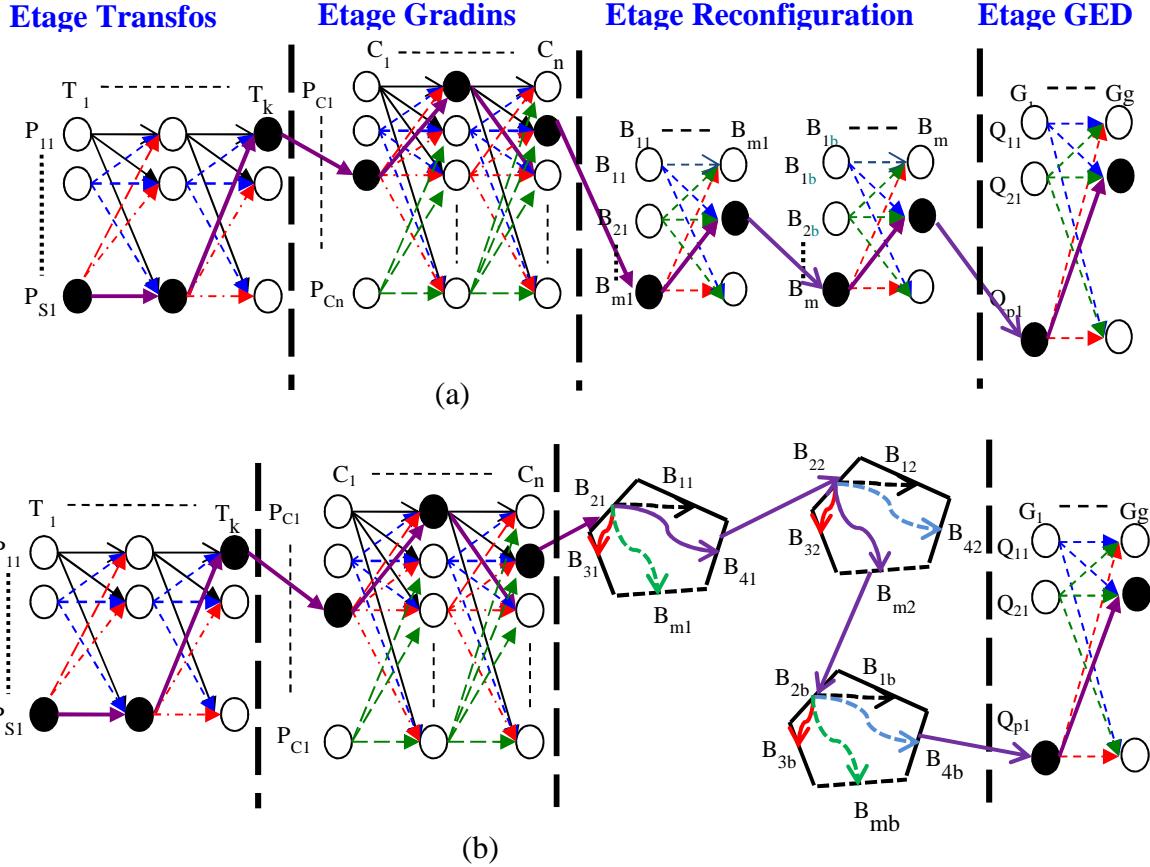
4. Application à l'optimisation des réseaux

a) Le problème général

Comme il a été énoncé dans le chapitre 2, notre problème général consiste à résoudre à la fois les problèmes de la reconfiguration et du réglage de la tension avec ou sans présence de GED. On peut imaginer ou définir plusieurs objectifs pour ce problème d'optimisation mais notre but principal consiste à minimiser les pertes actives du réseau de distribution. Pour ce faire, on use de plusieurs leviers pour atteindre ce but, notamment les prises des transformateurs régleurs en charge, les prises des gradins de condensateurs, les interrupteurs télécommandables et la puissance réactive des GED. Ce problème général a été formulé au Chapitre II. Mais nous revenons à ce niveau sur la conceptualisation de l'ACF. Cette manière élégante de représenter le problème du réglage de la tension classique Π_{RTC} peut être étendue aux réactifs des GED, aux gradins de condensateurs et à la reconfiguration dans le cadre du couplage de ces deux fonctions avancées sur plusieurs étages ou niveaux que nous

dénommons ACF- Π_{RRT} . L'étage correspondant aux gradins de condensateurs est identique à celui de transformateurs. Pour chaque gradin, les fourmis choisissent une prise des différents régleurs en charge et se déplacent jusqu'à visiter tous les gradins de condensateurs. L'étage de la reconfiguration est différent dans une certaine mesure. En effet, l'idée à ce niveau est d'évoluer suivant les boucles élémentaires comme défini au paragraphe II.8. Pour construire une configuration, la fourmi choisit, au sein d'une même boucle élémentaire, son chemin qui représentera le passage entre branches de la même boucle (elle peut également rester sur la même branche). Pour illustrer ces propos, prenons la représentation de la Fig 4. Initialement la fourmi est sur la branche B_{m1} (branche m de la boucle élémentaire 1). Suivant le graphe qui est construit, elle se déplace vers la branche B_{21} sur la même boucle pour ensuite passer à une autre boucle. Le réactif de chaque GED est discrétilisé (les résultats dépendent forcément de cette discrétilisation). Cela nous permet de construire un espace discret pour les GED et où chaque fourmi pourra construire un chemin entre les différentes valeurs des puissances réactives autorisées et suivant la même logique que les prises des transformateurs et des gradins. Nous proposons deux manières équivalentes de représenter les configurations sur les Fig 4.a et b.

De cette manière, le chemin emprunté par toute fourmi définira l'ensemble des paramètres de réglages de notre problème d'optimisation.



T_k : Transformateur à réglage en charge k
 C_n : Gradin au nœud n
 B_{mb} : Branche m de la boucle b
 G_g : Générateur au nœud g

P_{S1} : Prise s du transformateur à réglage en charge 1
 P_{cn} : Prise c du gradin au nœud n
 Q_{p1} : Réactif du GED 1 correspond au pas p

Fig 4 : représentation sous forme de graphe du problème du réglage de la tension et de la reconfiguration

En partant du fait que les fourmis construisent les solutions en se déplaçant dans un graphe (espace discret), il se pose le problème de tenir compte des contraintes imposées à ces solutions. Il est parfois recommandé de permettre aux fourmis artificielles d'explorer des solutions non réalisables en vue de mieux déterminer l'espace de solutions. Mais ceci peut présenter un inconvénient dans la mesure où les fourmis peuvent « s'égarer », en d'autres termes elles resteront piégées dans cet espace « non réalisable » (dans l'espace discret fini) comme dans le cas où les contraintes topologiques (équations (II-25)-(II-26)) pour la configuration ne sont pas respectées. Par conséquent, on peut imaginer des techniques qui nous permettent de prendre en compte ces contraintes. Elles dépendent de la nature même de ces dernières à savoir : continues ou discrètes.

(i) Prise en compte des contraintes

Pour notre problème d'optimisation ACF- Π_{RTC} , rappelons que nous avons des contraintes techniques continues sur la tension V_i de chaque nœud et des courants des lignes

I_{ij} (équations (II-17)-(II-18)). L'évaluation de la solution obtenue par une fourmi lors de sa recherche est faite, grâce un calcul de répartition de charge, a posteriori. C'est à dire que l'on ne dispose pas de moyens pour connaître les valeurs associées à ces variables à l'avance, d'où aucun contrôle (car on n'est pas en mesure d'interdire à une fourmi d'explorer les solutions où la tension par exemple n'est pas respectée). On aurait pu faire un Optimum Power Flow (OPF) pour inclure de manière explicite ces contraintes. Mais notre choix est justifié par le fait qu'il est plus rapide de résoudre un système d'équations non linéaires que d'effectuer une optimisation non linéaire [63](avec les pertes Joule comme objectif) avec le même système d'équations. Par ailleurs, Dorigo [106] insiste sur l'importance de laisser aux fourmis un certain degré de liberté (une flexibilité) lors de l'exploration du graphe. Faire un OPF conditionnerait les fourmis à se déplacer que sur les domaines continus réalisables. Nous avons opté pour intégrer cette flexibilité sur les contraintes continues plutôt que sur les contraintes discrètes (cf. paragraphe II.9.1.5) qui sont exponentielles.

(ii) Les contraintes continues par pénalisation

Les techniques de pénalisation permettent de prendre en compte les violations des contraintes sur les variables continues. Une des manières souvent utilisée dans de pareils cas consiste pénaliser la fonction objectif (qui mesure la qualité d'une solution) en réécrivant l'équation (II-9). La relation (II-29) permet en effet de s'éloigner des solutions dont les termes de pénalité sont non nuls. En effet, lorsque les contraintes continues sont violées, cela est interprété comme un domaine où il ne peut y avoir la meilleure solution du problème. Ainsi, il faut essayer de s'éloigner de cette région. L'autre avantage de cette technique réside sur le fait qu'on donne à la fourmi un certain degré de flexibilité. Dans la mesure où, durant son exploration, la fourmi visite parfois de mauvais domaines pour aller vers des meilleurs.

$$\min \text{ Pertes Joules}\left(e_{ij}, t_{ij}, n_i, Q_i^{GED}\right) = \sum_{(i,j) \in \Omega} (P_{ij} + P_{ji}) + \lambda_V \cdot \sum_i S_V^i + \lambda_I \cdot \sum_i S_I^i \quad \text{Équation 6}$$

Avec

$$S_V^i = \begin{cases} \|V_i - V_{min}\| & \text{si } V_i \leq V_{min} \\ \|V_i - V_{max}\| & \text{si } V_i \geq V_{max} \\ 0 & \text{si } V_{min} \leq V_i \leq V_{max} \end{cases} \quad \text{Équation 7}$$

$$S_I^i = \begin{cases} \|I_i - I_{max}\| & \text{si } I_i \geq I_{max} \\ 0 & \text{si } 0 \leq I_i \leq I_{max} \end{cases} \quad \text{Équation 8}$$

Les coefficients λ_V, λ_I représentent les pondérations de chaque pénalité. Nous avons choisi la norme 1 (car cela permet de s'éloigner le plus rapidement du domaine non réalisable) pour les pénalités qui représentent l'écart absolu entre les valeurs trouvée et fixée. D'autres normes auraient pu être considérées, entre autres la norme infinie ou la norme 2.

(iii) Les contraintes discrètes

L'espace discret des possibilités est exponentiel par rapport à la taille de l'instance. Cette explosion combinatoire nous incite, dans une certaine mesure, à n'explorer que l'espace des solutions réalisables (contrairement à l'espace continu), qui est déjà assez important en termes de solutions possibles (exponentiel aussi). Par ailleurs, on note que pour les étages des transformateurs, des GED et des gradins de condensateurs, une prise en compte implicite suffit lors du codage car on sait à l'avance que l'on ne peut choisir à la fois deux prises d'un même transformateur, de même pour les autres composants. Le cas de la reconfiguration nécessite, quant à elle, l'élaboration de règles beaucoup plus sophistiquées basées sur la théorie des graphes. L'élaboration de ces règles est fonction du codage choisi (représentation d'une configuration). Nous avons choisi une représentation définissant le co-arbre³² pour représenter une configuration proposée par Enacheanu [23], car elle est beaucoup plus compacte et englobe autant d'informations que le graphe lui-même. Par exemple, pour un réseau avec n NO (Organes de Manœuvre Télécommandés – OMT – Normalement Ouverts), la configuration radiale sera $[O_1, \dots, O_n]$ avec O_n la notation du NO_n . Swarnkar [52] utilise ce même codage pour définir les règles ci-après. Pour résumer de manière succincte ces règles, il est nécessaire de définir quelques termes au préalable :

Définition IV-1 (Vecteur de Boucle). On définit B_m , l'ensemble des OMT qui appartiennent à la boucle m .

Définition IV-2 (Ensembles des Branches communes, EBC). L'ensemble CO_{mp} défini les OMT communs entre les boucles m et p .

Définition IV-3 (Ensembles Prohibés EP). Un Ensemble Prohibé EP est défini par l'intersection de trois EBC ou plus (non vide).

Grâce à ces définitions, on est en mesure d'établir les règles qui contraignent une fourmi à évoluer que dans l'ensemble des solutions possibles.

Règle IV-4 : chaque OMT appartient à une boucle, i.e. $O_n \in B_m$

Règle IV-5 : pour toute configuration radiale, il existe un unique OMT appartenant à l'ensemble de branches communes CO_{mp} i.e. $! O_n \in CO_{mp}$.

Règle IV-6 : tous les membres d'un EP ne peuvent participer simultanément à un chemin.

³² Le co-arbre est le complémentaire de l'arbre

Ces règles font qu'une fourmi ne peut pas choisir un chemin pour lequel l'arborescence du réseau ne serait pas respectée.

b) Mise en œuvre

Nous utilisons l'exemple du réseau Rural 1 (cf. paragraphe IV.2) pour illustrer cet algorithme. Il comporte cinq transformateurs avec régleur en charge. On autorise sept prises pour chacun allant de la prise 10 à la 16. Il possède également trois GED avec 11 pas de discréétisation. La Fig 5 représente la discréétisation du réactif du GED n°1. Par ailleurs ce réseau comporte cinq boucles. La Table 1 représente les branches de chaque boucle élémentaire. Ainsi on peut définir les Ensembles de Branches Communes (EBC). Etant donné qu'il n'existe qu'un seul EBC en l'occurrence $C_{25} = [31; 35; 39; 53]$, les Ensembles Prohibés (EP) sont vides. De ce fait, la règle 3 ne sera pas appliquée. Prenons l'exemple de la configuration $[19; 53; 97; 117; 31]$, elle présente deux branches qui appartiennent à C_{25} donc en vertu de la règle 2, elle est modifiée en $[19; 46; 97; 117; 31]$ en tenant compte des probabilités calculées suivant la relation de l'Équation 1. De même, si la fourmi choisit la configuration $[19; 31; 97; 117; 31]$, alors la règle 1 fait qu'on la modifie également suivant les probabilités et on obtient par exemple $[19; 31; 97; 117; 152]$.

Nous distinguons pour le calcul de la visibilité plusieurs cas de figure. L'Équation 9 est utilisée pour évaluer la visibilité suivant l'étage de la reconfiguration tandis que l'Équation 10 pour tous les autres étages. Sauf que pour ce dernier, elle est évaluée distinctement. En d'autres termes, si on calcule la visibilité de l'étage des gradins, ils seront les seuls à être pris en compte dans le calcul des pertes Joule.

$$\eta_{ij} = \begin{cases} \Delta V_i - \Delta V_j & \text{si } i \neq j \\ \Delta V_i & \text{si } i = j \end{cases} \quad \text{Équation 9}$$

$$\eta_{ij} = \frac{1}{\text{Pertes Joules}} \quad \text{Équation 10}$$

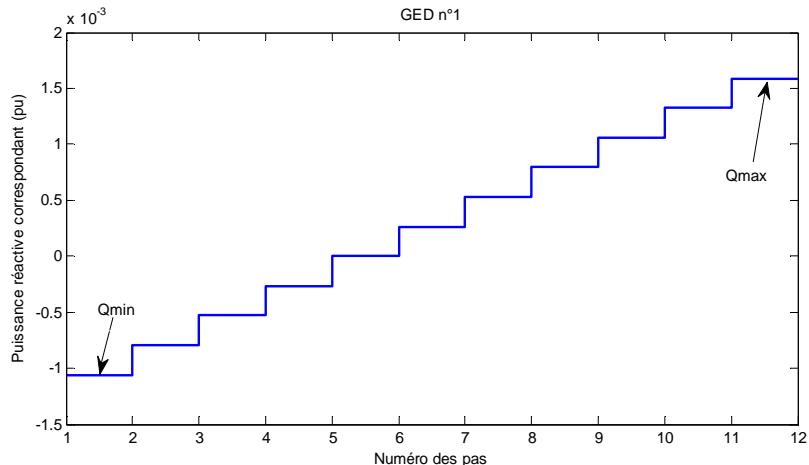


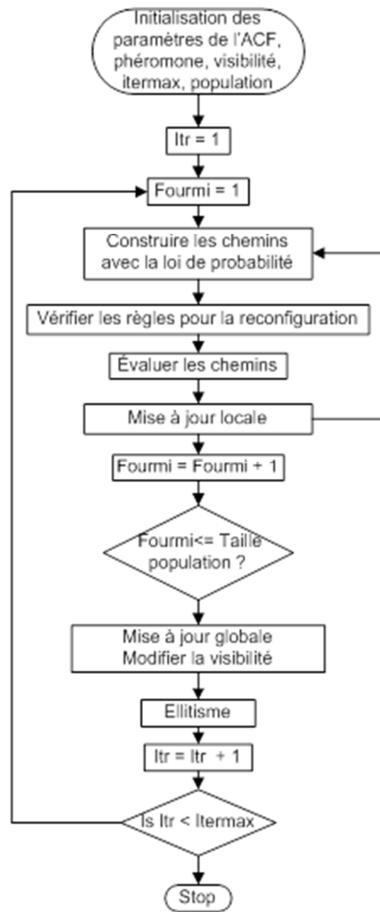
Fig 5 : Discréétisation de la puissance réactive du GED n°1

Table 1: Boucles élémentaires du réseau Rural 1

Vecteur de Boucle				
B ₁	B ₂	B ₃	B ₄	B ₅
19	31	97	117	26
-	35	-	-	28
-	37	-	-	29
-	39	-	-	31
-	43	-	-	35
-	44	-	-	39
-	46	-	-	51
-	52	-	-	53
-	53	-	-	72
-	-	-	-	73
-	-	-	-	74
-	-	-	-	144
-	-	-	-	146
-	-	-	-	152

- Initialisation
- Evaluation de la qualité des solutions
- Procédure heuristique pour les contraintes topologiques
- Mise à jour des phéromones
- Conditions d'arrêt de l'algorithme

Algorithme. 2 : Procédure de l'ACF



c) Résultats

Pour les résultats présentés, nous avons choisi les mêmes paramètres de simulation :

$\alpha = 1$, $\beta = 0.2$, $\xi = 0.5$, $\rho = 0.4$, $\sigma = 0.4$, $Q = 1$, $\text{Nbr_Iteration} = 500$, $\text{Nbr_Fourmi} = 3 \cdot nbrC + 10$ avec $nbrC$ le nombre total de boucle élémentaire du réseau. Nous avons utilisé le réseau Rural 1 présenté au paragraphe IV.2. Donc, on connaît déjà les solutions optimales pour chaque problème à résoudre avec les résultats des modèles MISOCP.

(i) Réglage de la tension

Pour le réglage de la tension, en moyenne il faudrait 500 itérations pour arriver à la solution optimale pour ce réseau d'étude (Fig 6). En effet, pour dix simulations, on retrouve 7 fois la solution optimale parmi lesquelles quatre convergent en deçà de 100 itérations, trois avec en moyenne 150 itérations. Une seule simulation converge au bout de 400 itérations. Une évolution de la fonction objectif pour un tirage de 100 cas est montrée à la Fig 7. En moyenne, une bonne convergence est observée car la plus mauvaise fonction objectif trouvée dévie d'une erreur de 1.72 % par rapport à la solution optimale (721.751 kW). Un exemple du nombre de fourmis qui converge vers la même solution est illustré à la Fig 8.

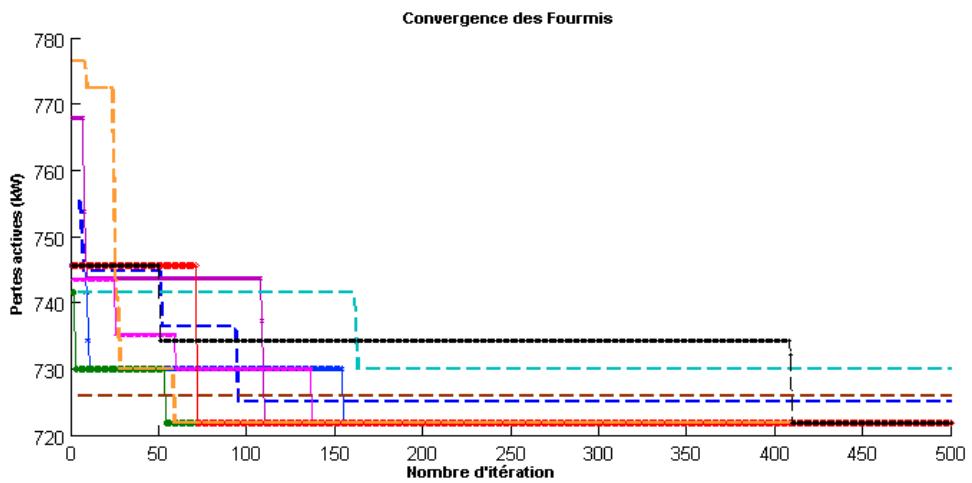


Fig 6: Evolution des pertes dans le cas du réglage de la tension seul avec 10 cas d'optimisation aléatoires

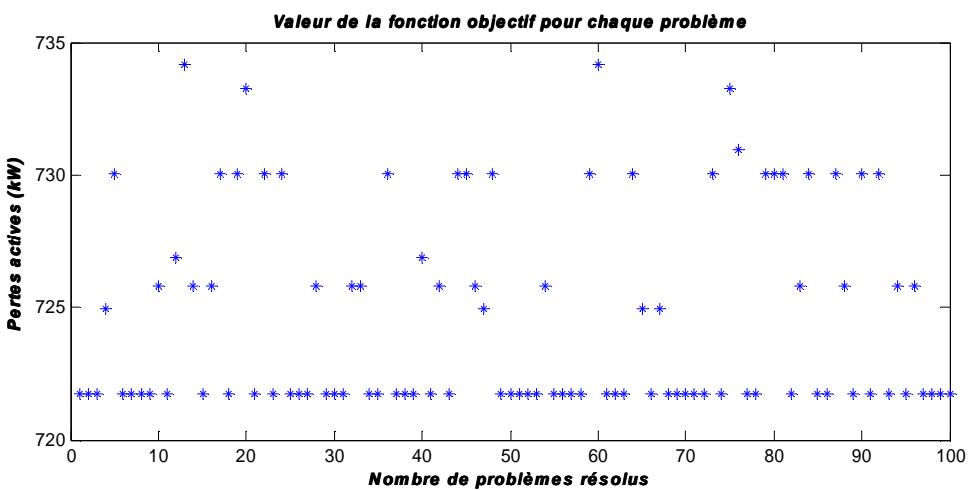


Fig 7 : Fonction objectif de 100 résolutions aléatoires dans le cas du réglage de la tension seul

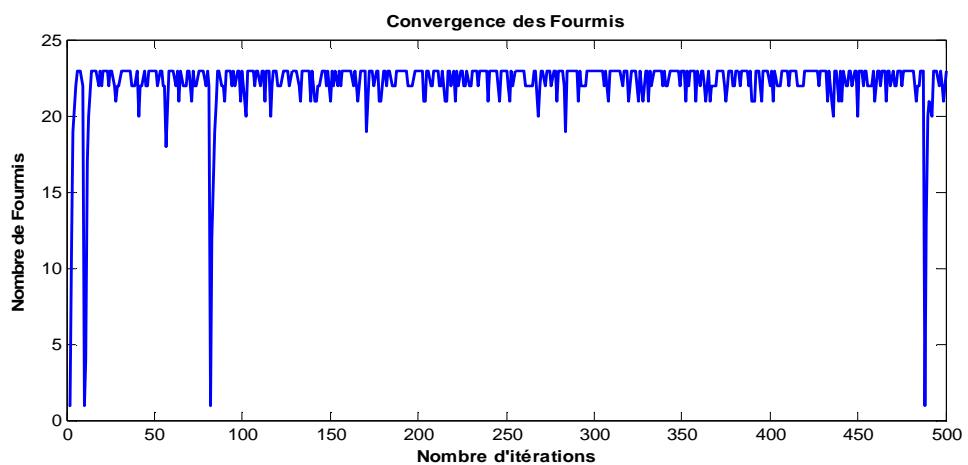


Fig 8 : Nombre de Fourmis convergeant vers la solution optimale

(ii) Reconfiguration

Par rapport à la reconfiguration, la limitation de l'espace de recherche permet de converger rapidement vers la solution optimale ([**44 72 19 97 117**] avec 811.436 kW de pertes Joule) comparée au réglage de la tension. De plus, contrairement au réglage de la tension seul, on peut voir sur cette même figure qu'on a la fonction objectif qui est pénalisée. Ceci étant, bien que le nombre d'itération soit variable d'une simulation à une autre, la convergence est assurée en moyenne en 25 itérations et ceci grâce au fait qu'on s'éloigne plus rapidement de l'espace de solutions non réalisable. En effet, sur 100 cas de simulation effectuée de manière aléatoire, 91 % atteignent la solution optimale contre 7 % qui s'écartent de 0.01 % (car configuration très proche) et 2 % qui dévient de 0.7 % de la solution optimale.

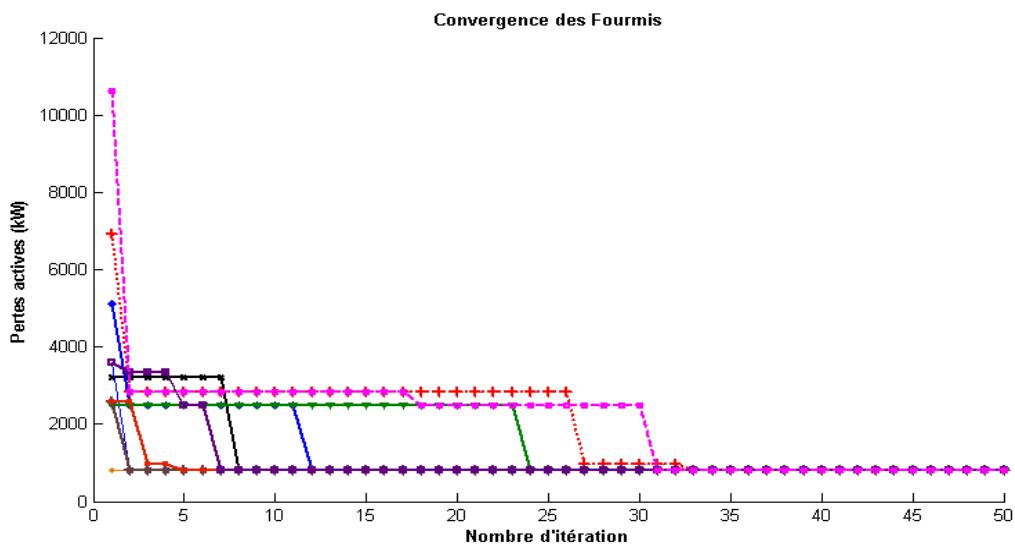


Fig 9 : Evolution des pertes dans le cas de la reconfiguration seule avec 10 cas d'optimisation aléatoires

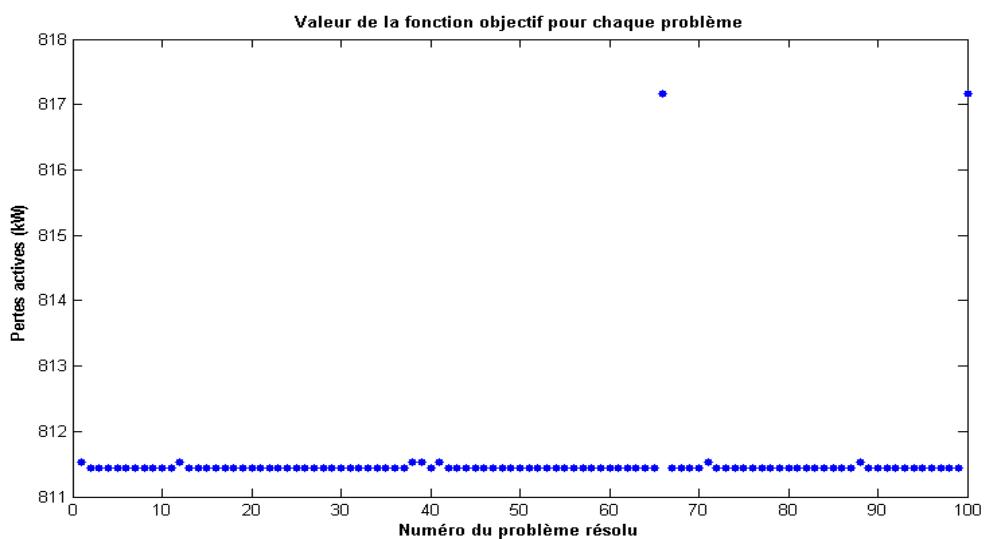


Fig 10 : Fonction objectif de 100 résolutions aléatoires dans le cas de la reconfiguration seule

(iii) Reconfiguration et réglage de la tension

Concernant le couplage, le premier enseignement que l'on peut tirer après les simulations aléatoires est le suivant : les solutions trouvées sont très proches de l'optimum global en général. La Fig 11 montre la convergence des fourmis pour les 10 premières simulations vers les solutions finales obtenues dont 5 optimales. Sur l'ensemble des tirages effectués, 48 % sont optimales et égales à 702.492 kW avec les variables décisionnelles suivantes [19 43 97 117 74] pour la configuration et [16 16 15 15 16]. La moyenne de toutes les solutions est de 759.929 kW. Cependant, il est à noter que pour l'ensemble des solutions trouvées, la pire présente 12 kW de différence par rapport à l'optimale. Ce qui représente une déviation par rapport à l'optimale de moins de 1.8 %. La différence entre ces solutions est de l'ordre du kilowatt. On peut voir sur les Fig 12 et Fig 13 respectivement les valeurs finales de la fonction objectif et la différence en kilowatt par rapport à l'optimum.

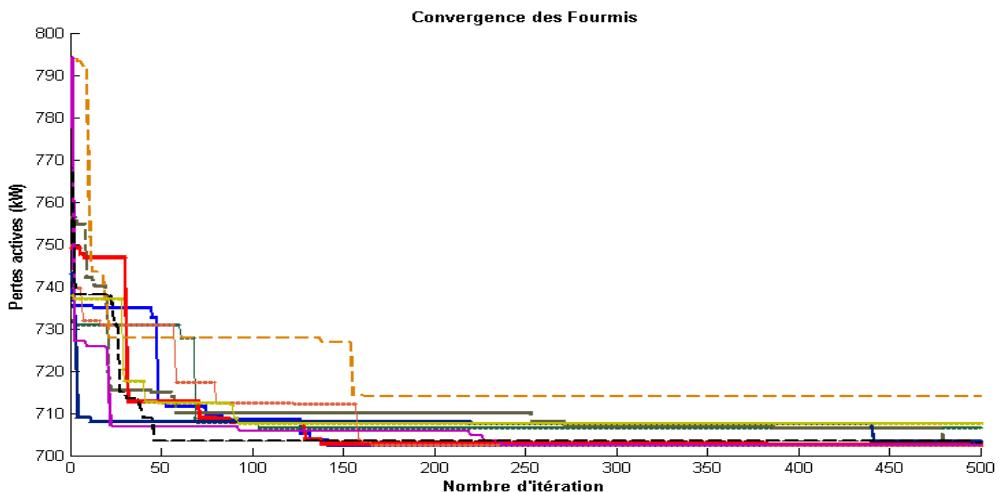


Fig 11 : Evolution des pertes dans le cas de la reconfiguration et du réglage de la tension seuls avec 10 cas d'optimisation aléatoires

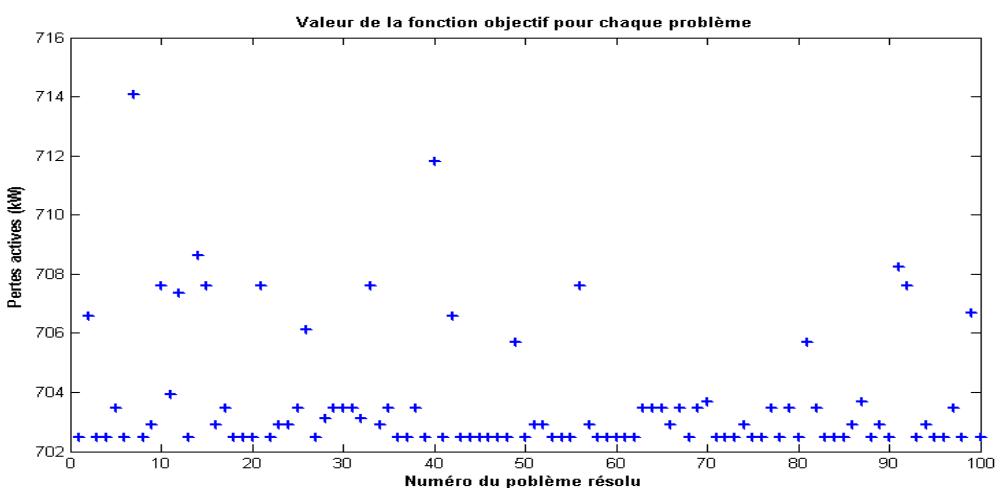


Fig 12 : Fonction objectif de 100 résolutions aléatoires dans le cas de la reconfiguration et du réglage de la tension seuls

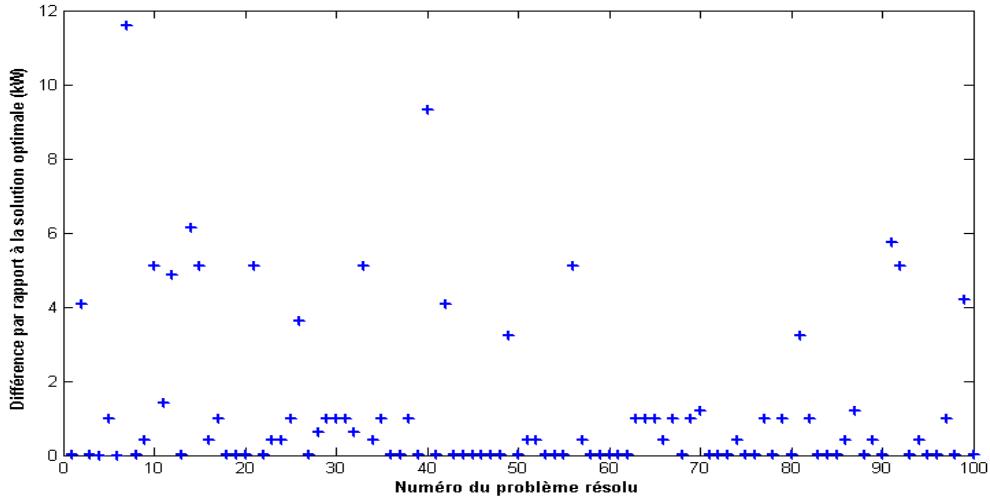


Fig 13 : Différence entre la solution optimale et celles trouvée par l'ACF pour la reconfiguration et le réglage de la tension seuls

La limitation du nombre d'itérations conduit à des solutions locales proches de l'optimum global comme indiqué par les résultats précédents. C'est pourquoi, nous avons étudié au travers de simulations aléatoires le nombre d'itération moyenne qu'il faut pour converger à la solution optimale. Et ceci toujours avec un nombre de fourmis fixé à 25. Ainsi, pour le problème de la reconfiguration et du réglage de la tension seuls, la Fig 14 montre la distribution du nombre d'itérations issue de 100 tirages aléatoires. En moyenne, il faut 688 itérations pour converger vers l'optimum sachant que dans certains cas, 53 itérations (minimum) suffisent tandis que pour d'autres 4995 (maximum) sont nécessaires. Le même procédé est répété 100 fois pour établir une tendance des moyennes. En d'autres termes, pour tous les 100 tirages aléatoires, on établit une moyenne et ceci est répété 100 fois. La Fig 15 montre la distribution des moyennes des itérations issue de l'ensemble de ces tests. On peut voir que ces moyennes sont plutôt centrées autour de 600 itérations.

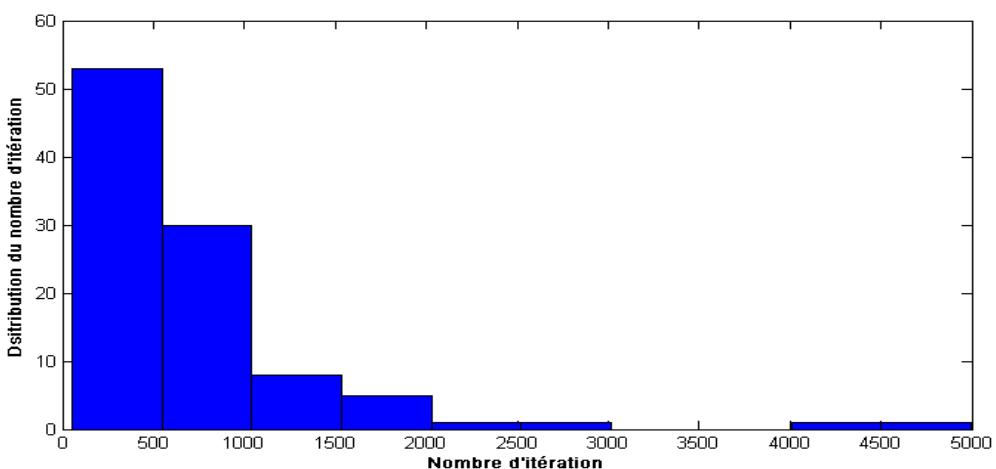


Fig 14 : Distribution du nombre d'itération pour la reconfiguration et le réglage de la tension seuls pour 100 tirages aléatoires

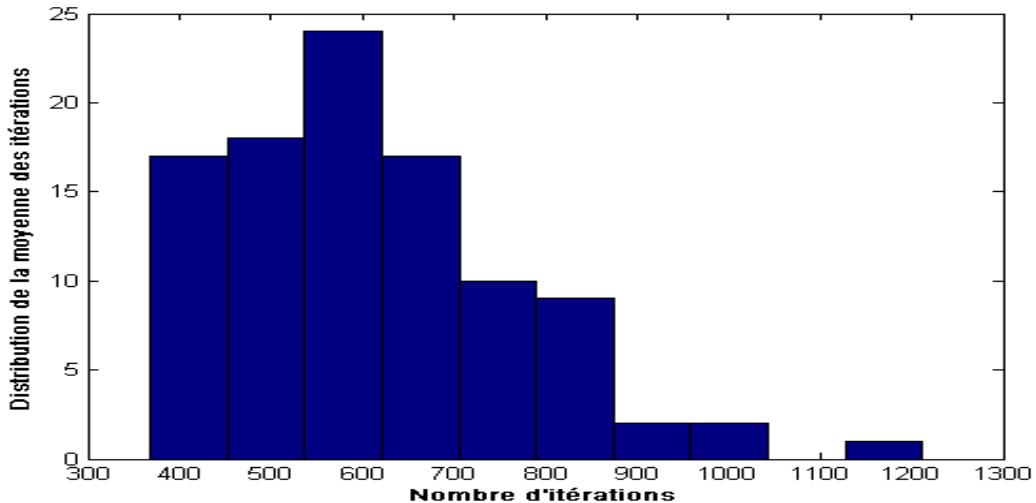


Fig 15 : distribution de la moyenne du nombre d’itérations

Avec le choix de discréteriser la puissance réactive des GED, l’ACO peut trouver l’optimum global par rapport à cette modélisation. Cependant, il est certain que la solution obtenue ne sera l’optimum global si les puissances réactives sont continues sauf exception. Ces exceptions peuvent être dues au fait que le pas de la discréétisation conduise par hasard à la puissance réactive adéquate (en d’autres termes, que cela coïncide avec la puissance réactive continue optimale). Ce qui n’est pas à priori le cas pour notre exemple. Pour chaque GED, la puissance réactive est découpée en 11 paliers. Nous considérons dans l’exemple suivant tous les moyens de réglage à savoir les OMT, les transformateurs avec régulateurs en charge, les gradins de condensateurs en plus de la puissance réactive des GED. Nous avons choisi 600 itérations et 25 fourmis en vertu de la moyenne des itérations obtenue au cas précédent. La Fig 16 montre les solutions obtenues pour les 100 simulations effectuées. On constate dans un premier temps que les solutions trouvées sont sensiblement proches les unes des autres en général. Le nombre d’itérations choisi est plutôt bas dans la mesure où seuls cinq solutions convergent vers l’optimum suivant cette modélisation (par rapport à la discréétisation) : [16 16 15 15 16] pour les transformateurs, [19 43 97 117 74] pour la configuration, [11 11 11] pour les GED et la prise une pour le gradin de condensateurs. De plus, il serait plus judicieux de considérer des intervalles variables pour chaque GED, car plus le GED est petit, moins on a intérêt à augmenter inutilement le nombre de paliers. Ceci à cause du fait que les puissances réactives de deux paliers proches ont sensiblement le même impact.

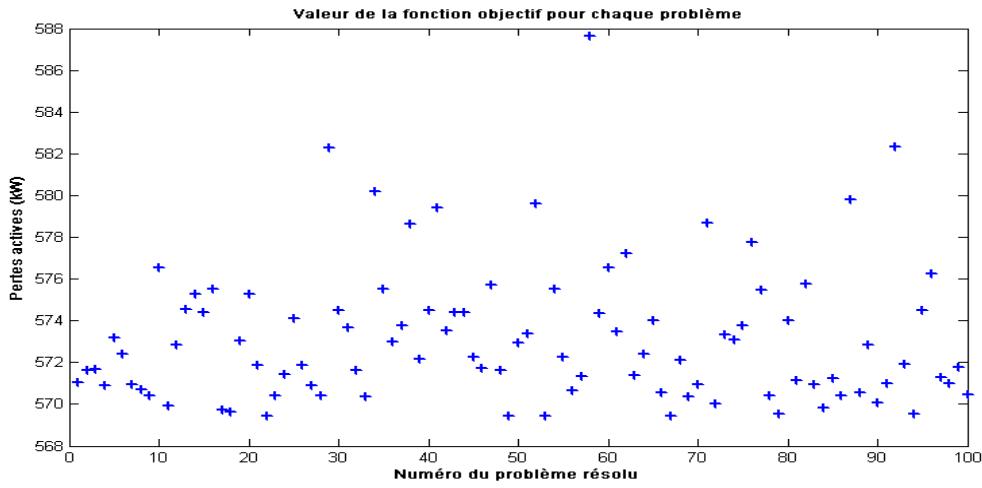


Fig 16 : Fonction objectif de 100 résolutions aléatoires dans le cas où tous les leviers sont utilisés

5. Conclusions

L’Algorithme des Colonies de Fourmis, comme pour toutes les méta-heuristiques bien utilisées et correctement réglées, convergent vers des solutions locales de bonnes qualités sauf dans de rares exceptions. Sur certains cas de simulations, la différence par rapport à la solution optimale peut varier du watt au kilowatt. En effet, prises individuellement, les fourmis convergent rapidement vers la solution globale. Contrairement pour le couplage où les différences entre solutions locales et globale sont infimes. Au vu de tous ces éléments, on pourrait penser pour se rapprocher davantage à la solution optimale : à augmenter le nombre d’itérations ou à augmenter la population des fourmis ou les deux à la fois.

B. LA DECOMPOSITION DE BENDERS GENERALISEE (DBG)

Cette annexe est un complément en français de l'article [88] sur l'algorithme de la Décomposition de Benders Généralisée (DBG) pour la résolution du problème du réglage de la tension en présence des GED (Π_{RTG}).

1. Introduction

Les réseaux de distribution ont été soumis à de profondes mutations au cours de la dernière décennie. L'une des principales modifications est l'interconnexion de plus en plus de production décentralisée qui amène des modifications sur le profil de tension, entre autres impacts. En effet, les réseaux de distribution ont été construits initialement pour fonctionner passivement, avec une puissance qui circule des niveaux de tensions hautes vers les niveaux de basse tension. Afin d'atténuer les effets des GED, les opérateurs de réseaux de distribution étudient le développement des fonctions avancées d'automatisation, tels que le réglage de la tension en présence des GED encore appelée *Volt Var Control* (VVC) [32] pour soutenir le fonctionnement optimal des réseaux de distribution. L'objectif de ces fonctions est d'utiliser divers composants du réseau associé à une coordination des GED afin de rendre les réseaux plus actifs et à augmenter son efficacité opérationnelle.

Trois grands types d'algorithmes sont généralement proposés pour coordonner les moyens de régulation (GED, prises des transformateurs avec régleurs en charge et des gradins de condensateurs) : les algorithmes heuristiques, les méthodes d'optimisation déterministes, comme Bender [49], les méta-heuristiques [82] [132] voire une combinaison des deux classes précédentes.

La Décomposition Benders est une méthode de programmation mathématique de classe déterministe. Certains auteurs ont étudié cette approche pour résoudre différents types de problèmes dans les systèmes électriques tels que l'*Optimal Power Flow* (OPF, qui désigne ici la répartition des flux de puissances optimale strictement) [133], le problème du *Unit Commitment* et de la reconfiguration du réseau avec l'*Optimal Power Flow* (ROPF) [90]. En raison du couplage des variables de décisions, la Décomposition Benders [107] [110] permet de séparer les variables discrètes et continues. C'est une technique de partitionnement pour résoudre certaines classes de problèmes tels que les *Mixed Integer Programming non linéaire* (MINLP). Au lieu de traiter directement le problème général qui est difficile, la Décomposition Benders consiste à résoudre de manière itérative deux problèmes : une programmation non linéaire (NLP) et un problème de programmation mixte linéaire (MILP). Le problème NLP, aussi appelé « sous- problème », est obtenu en fixant tous les variables discrètes. Le MILP, également appelé problème « maître », résulte à la relaxation dans l'espace discret du MINLP. Dans notre formulation, les prises des transformateurs avec régleur en charge (OLTC) et des gradins de condensateurs sont les variables de décision entière et les puissances réactives des GED sont des variables de décision continues.

2. Formulation du problème

Nous avons proposé une formulation du problème de la reconfiguration et du réglage de la tension suivant les coordonnées polaires MINLP- $\Pi_{\text{RRT-CP}}$ au paragraphe II.8. Le problème du réglage de la tension en présence de GED MINLP- $\Pi_{\text{RTG-CP}}$ en est un cas particulier. En fixant la configuration, nous obtenons ainsi le problème du réglage de la tension. Pour rappel, on aura MINLP- $\Pi_{\text{RRT-CP}}$ qui sera composé des relations des équations (II-9)-(II-24) et (II-26)-(II-27). Nous aurons donc la fonction objectif sur les pertes actives, les contraintes sur les puissances active et réactive et sur les tensions des nœuds, ainsi que les contraintes sur les courants de lignes.

Comme indiqué plus haut, la Décomposition de Benders calcule successivement des sous-problèmes de type NLP et un problème de maîtrise de type MILP. Les valeurs des objectifs de ces problèmes sont respectivement les limites supérieure et inférieure du problème général. Les valeurs du problème maître augmentent au cours des itérations. L'algorithme se termine lorsque l'écart entre les deux bornes est inférieur à une tolérance fixée. L'originalité ici est le fait qu'il n'y a pas d'hypothèses simplificatrices dans notre formulation.

- Sous-Problème NLP- Π_{RTG}

Ce sous-problème correspond à une relaxation (cf. **Définition III-3**) de MINLP- Π_{RTG} dans le sens où toutes les variables discrètes sont fixées. Etant donné qu'il est indispensable de générer une coupe à chaque itération et qu'elles dépendent des variables duales (des sensibilités) de notre NLP- Π_{RTG} , le sous-problème doit être forcément solvable (pas forcément optimal) d'où la formulation suivante :

$$\min \text{ Pertes Joules}\left(t_i, n_i, Q_i^{\text{GED}}\right) = \sum_{(i,j) \in \Omega} (P_{ij} + P_{ji}) + M \cdot \left(\sum_{i \in N} (\Gamma_i + \Psi_i) + \Theta + \Omega \right) \quad \text{Équation 11}$$

Sous contraintes de:

$$P_i = P_i^g - P_i^c - \Gamma_i + \Theta = \sum_{j \in \Gamma} P_{ij} \quad \text{et} \quad Q_i = Q_i^g - Q_i^c - \Psi_i + \Omega = \sum_{j \in \Gamma} Q_{ij} \quad \text{Équation 12}$$

$$t_{ij} = t_{ij}^{(\nu)} : \sigma_{ij} \quad \text{Équation 13}$$

$$n_i = n_i^{(\nu)} : \eta_i \quad \text{Équation 14}$$

Et des équations (II-12)-(II-24) et (II-27)-(II-28).

Où M représente un coefficient de pénalité, Γ_i , Ψ_i , Θ et Ω des variables artificielles qui, dans ce contexte, peuvent être vues comme des nœuds producteurs fictifs. σ_{ij} et η_i les variables duales ou sensibilités aux contraintes [110] (les solveurs aujourd'hui sont capables de nous fournir les variables duales, ce qui nous évite de résoudre le problème dual associé au NLP- Π_{RTG}). En effet, avec cette formulation, le sous-problème sera toujours faisable. Donc les coupes générées, même si elles ne sont pas optimales, bornent l'espace des solutions.

- Problème Maître MILP- Π_{RTG}

Le problème maître est aussi une relaxation de MINLP- Π_{RTG} dans l'espace de définition discret. Il est formulé de la sorte :

$$\min \quad \alpha(t_{ij}, n_i) \quad \text{Équation 15}$$

Sous contraintes de :

$$\alpha \geq Pertes Joules(t_i^{(l)}, n_i^{(l)}) + \sum \sigma_{ij}^{(l)}(t_{ij} - t_{ij}^{(l)}) + \sum \eta_i^{(l)}(n_i - n_i^{(l)}) \quad \text{Équation 16}$$

Et des équations spécifiques discrètes relatent les contraintes physiques (II-20)-(II-24). Avec les itérations $l = 1, \dots, \nu - 1$.

La variable α est la seule qui soit continue dans ce problème, toutes les autres sont discrètes. Comme on peut le voir dans l'équation (II-37), la valeur de la fonction objectif calculée du NLP- Π_{RTG} et ses variables duales associées permettent de générer la coupe de Benders qui est un hyperplan. La contrainte (II-37) est le lien qui relie les sous-problèmes et le problème maître. Elle permet au problème maître d'améliorer à chaque itération ses décisions sur les variables discrètes. Même lorsque le NLP- Π_{RTG} n'est pas physiquement réalisable (cas où les variables artificielles sont non nulles), la coupe générée borne l'espace de solutions. Dans le cas contraire, c'est-à-dire toutes les variables artificielles sont nulles, alors la valeur de la fonction objectif du problème maître est au moins égale à celle de l'itération précédente voire supérieure. Car la coupe générée est plus contraignante. Par conséquent, la valeur de sa fonction objectif a tendance à croître au cours des itérations. L'organigramme de la Décomposition de Benders est représenté sur l'Algorithme 3.

- Convergence

De manière théorique, la technique de la Décomposition de Benders est construite pour les problèmes avec une structure décomposable comme montré par les Équation 17 et Équation 18 :

$$\min_{x,y} f(x) + g(y) \quad \text{Équation 17}$$

Avec :

$$\begin{cases} h_c(x) + h_d(y) \leq b \\ x \in \mathbb{R}_+^n \text{ and } y \in \mathbb{Z}^m \end{cases} \quad \text{Équation 18}$$

Cela signifie que les parties discrètes et continues des fonctions sont divisées. Notre formulation ne respecte pas cette structure. Ainsi, pour remédier à cet inconvénient, prenons l'exemple simple suivant : un réseau avec deux transformateurs avec régulateur en charge. La projection sur l'espace des variables de décision (sans contraintes techniques telles que des limites de tension et de courant maximal) est représentée sur la Fig 17. La fonction objectif a

une forme convexe. Néanmoins, en cas de grandes contraintes dues à la présence de DG, la fonction d'objectif peut avoir plus d'un minimum.

La condition essentielle qui garantit la convergence de cette méthode est la suivante: le problème résultant lorsqu'on fixe les variables discrètes (sous-problèmes de la NLP) doit être convexe. Néanmoins, Conejo et al. [110] montrent qu'une convexité locale est suffisante pour assurer que l'hyperplan généré à chaque itération ne coupe pas d'autre solution meilleure. Par ailleurs, Baran et Wu [119] démontrent l'unicité de la solution pour le calcul de répartition de charge pour les réseaux radiaux (comme dans notre cas).

Pour toutes ces raisons, les mêmes hypothèses que Berseneff [32] peuvent être utilisés. Dans [32], les auteurs prouvent que les réseaux de distribution étant conçus maillés, mais exploités en configuration radiale (pour simplifier les régimes de protection), il n'y a pas d'échange d'énergie entre deux ou plusieurs OLTC. Par conséquent, la modification de la position de prise d'un OLTC (ce qui implique une variation de tension en aval du transformateur), a peu de répercussions sur les autres OLTC, même si elles sont sur le même poste source, et partageant la même impédance en amont (généralement de petite taille par rapport à l'impédance du transformateur). Ainsi, la minimisation des pertes actives avec les prises des transformateurs peut être résolue indépendamment pour chaque transformateur. En conséquence, le réseau peut être subdivisé tel que présenté sur la Fig 18, avant l'application de la Décomposition Benders.

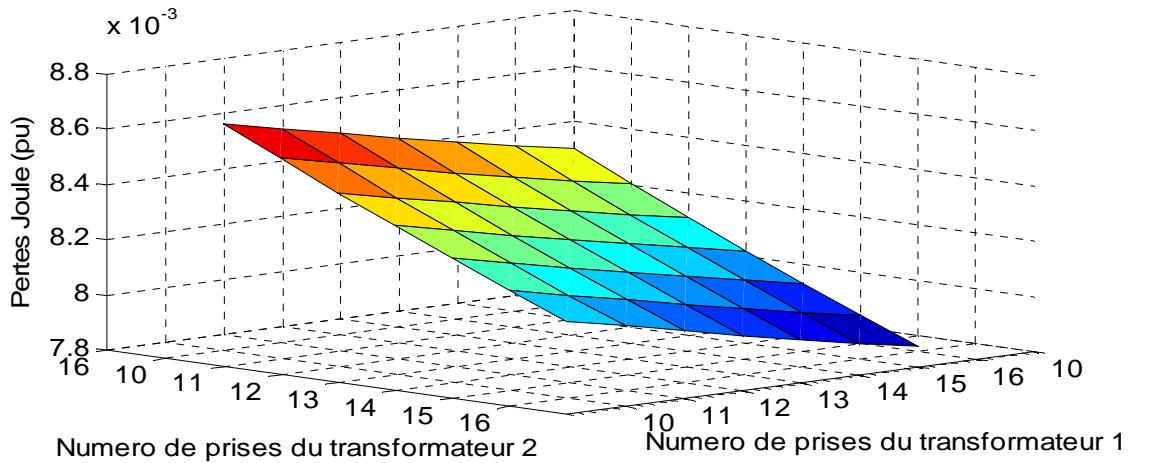
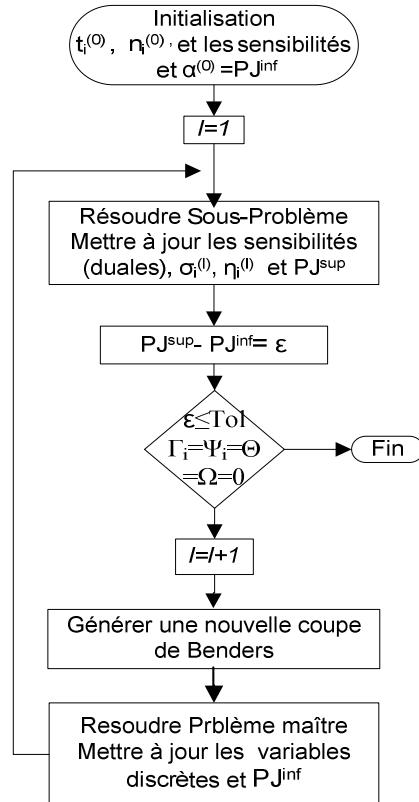


Fig 17 : Projection de la fonction objectif sur l'espace discret

Algorithme. 3 : Procédure de la Décomposition de Benders



La Décomposition Benders se termine en premier lorsque l'écart entre les limites supérieure et inférieure est inférieur à une tolérance fixée à condition que toutes les variables positives artificielles soient nulles.

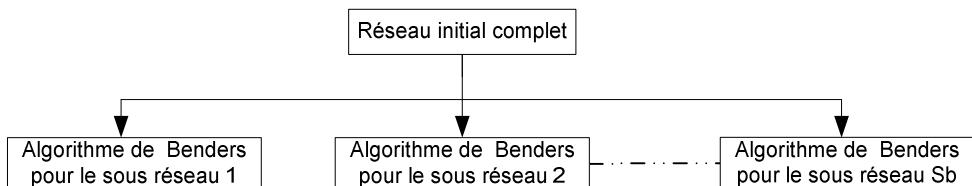


Fig 18 : Subdivision du réseau

3. Les cas de tests

Cet algorithme a été mis en œuvre sur la plateforme GAMS (General Algebraic Modelling Language). Le problème maître (MILP) est résolu avec CPLEX et CONOPT est utilisé pour le sous- problème NLP. L'efficacité de ce procédé pour VVC est testée sur deux systèmes de distribution :

- Réseau 1 : un réseau de distribution IEEE de 30 nœuds [134], un transformateur OLTC remplace la ligne entre le nœud 1 et 2 [96]. Deux GED sont connectés aux nœuds 10 et 15 avec une capacité moyenne de 1 MW chacune. Ce réseau dispose de sept gradins de condensateurs.

- Réseau 2 : un réseau de distribution typiquement français de 149 nœuds/147 lignes (en topologie radiale) / 5 transformateurs avec régleur en charge / 3 GED / 1 gradin de condensateurs. La tension nominale est de 20 kV et la puissance de base de 100 MVA. La charge moyenne est d'environ 133,8 MW et 52,87 MVAR. Les trois générateurs fournissent au total 17,81 MW, et le gradin de condensateur 2,25 MVar.

Six cas tests sont étudiés pour chaque système suivant un point de fonctionnement donné sont considérés :

Cas I : VVC utilisant seulement les transformateurs.

Cas II : VVC utilisant les gradins de condensateurs et les transformateurs.

Cas III : VVC utilisant les transformateurs en présence des GED.

Cas IV : VVC utilisant les gradins de condensateurs et les transformateurs en présence des GED.

Cas V : VVC utilisant une puissance réactive fixe des GED et les transformateurs.

Cas VI : VVC utilisant les gradins de condensateurs, la réactive puissance des GED variable et les transformateurs.

De la même manière que les travaux de la référence [32], nous considérons que : chaque transformateur dispose de 17 prises et un changement de prise induit une variation de 1,875 % de la tension nominale. Toutes les prises initiales sont fixées initialement à 13. Les limites de puissance réactive de la GED sont délimitées en fonction de leur puissance active. La puissance réactive peut varier entre $-0,4 * P_{max}$ et $0,6 * P_{max}$. Même si la norme française est beaucoup plus contraignante, nous utilisons ces limites de la puissance réactive pour mieux évaluer la contribution des GED à cette fonction.

Les tests sont exécutés sur un processeur Quad Q9650 d'Intel Core 2 CPU 3 GHz et 3 Go de RAM.

a) **Approche exhaustive:**

Un problème combinatoire, visant à trouver la meilleure solution peut être résolu avec une approche «naïve» basé sur une énumération complète. Pour que cette approche «naïve», l'optimum global a été trouvé grâce à $17 * Nt * nc * 2^{npc}$ calcul de répartition de charge (Newton Raphson) avec Nt : le nombre de transformateurs et nc et npc respectivement le nombre de gradins et de prises de chaque gradins.

Ainsi cette méthode nous permet à la fois de valider les résultats pour le cas sans les puissances réactives des GED (cas I à IV) et de vérifier si la solution optimale globale a été trouvée.

b) Réseau 1

Il y a qu'une seule variable de décision pour le cas I. Comme on le voit sur la Fig 19, la coupe (hyperplan) ajoutée à chaque itération réduit l'espace des solutions en fonction de la contrainte de l'Équation 16. De sorte que, la première coupe exclut les prises de 1 à 14. La prise 17 est alors exclue lors de la deuxième itération et ainsi de suite.

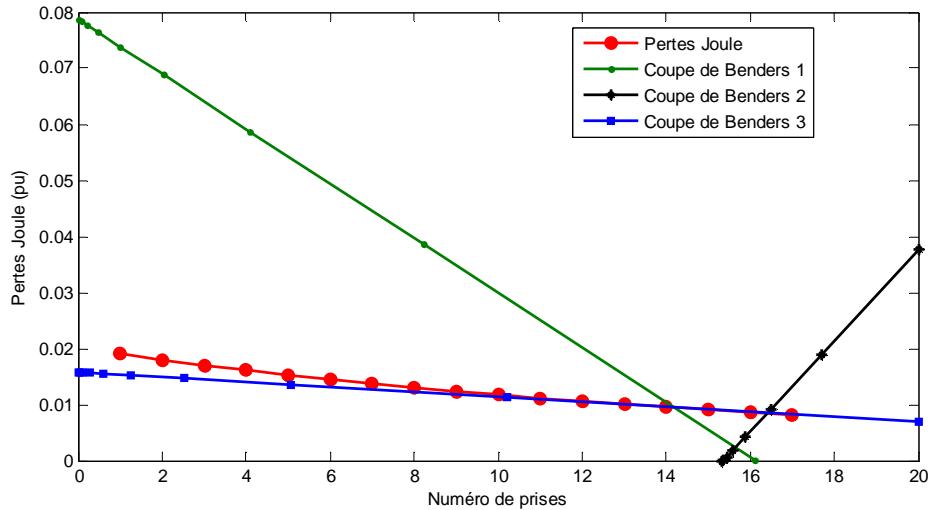


Fig 19 : Coupes générées avec l'algorithme de Benders pour le cas 1

La tension du nœud bilan est fixée à 1 pu. Les résultats de tous les tests sont résumés sur la Table 2. Comme on pouvait s'y attendre, ils correspondent exactement avec les résultats de l'énumération exhaustive. On constate aussi que la minimisation de la fonction objectif nécessite une tension élevée, en raison du modèle de charge (puissance constante). C'est pourquoi les prises hautes 15 et 16 sont trouvées. On peut aussi remarquer que:

- Les pertes optimales sont trouvées lorsque tous les réglages sont coordonnés (cas IV vs cas VI).
- En d'autres termes, le cas où les GED produisent leur puissance réactive globale n'est pas nécessairement le meilleur Case V), puisque la répartition des puissances réactives injectées n'est pas optimisée.

Table 2 : Résultats du réseau 1

Cas	Prises	Gradins							Q_GED (pu)		Pertes Actives (kW)
		1	2	3	4	5	6	7	1	2	
N°	1										-
I	16	-	-	-	-	-	-	-	-	-	868.897
II	15	1	1	1	1	1	1	1	-	-	773.549
III	16	-	-	-	-	-	-	-	Q1	Q1	515.778
IV	15	1	1	1	1	1	1	1	Q1	Q1	466.853
V	16	-	-	-	-	-	-	-	Qmax	Qmax	500.696
VI	15	1	1	1	1	1	1	1	0.00397	0.00331	466.801

$Q_1 = 0.004$ pu et est calculé avec $\tan \varphi$ égal à 0.4.

c) Réseau 2

Les valeurs des fonctions objectifs calculées lors des itérations sont représentées sur la Fig 20. La solution optimale a été trouvée à la fin du processus. Les fonctions objectifs du problème maître augmentent jusqu'à la dernière itération. A la deuxième itération, la valeur de la fonction objectif du sous problème est grande en raison des pénalités sur les variables artificielles non nulles (les contraintes sont violées). Mais cela nous permet des calculer les variables duales pour le problème maître. L'évolution au cours des itérations des prises des transformateurs avec régleur en charge est également illustrée sur la Fig 21. Les limites de tensions sont fixées à 0,95 et 1,05 pu.

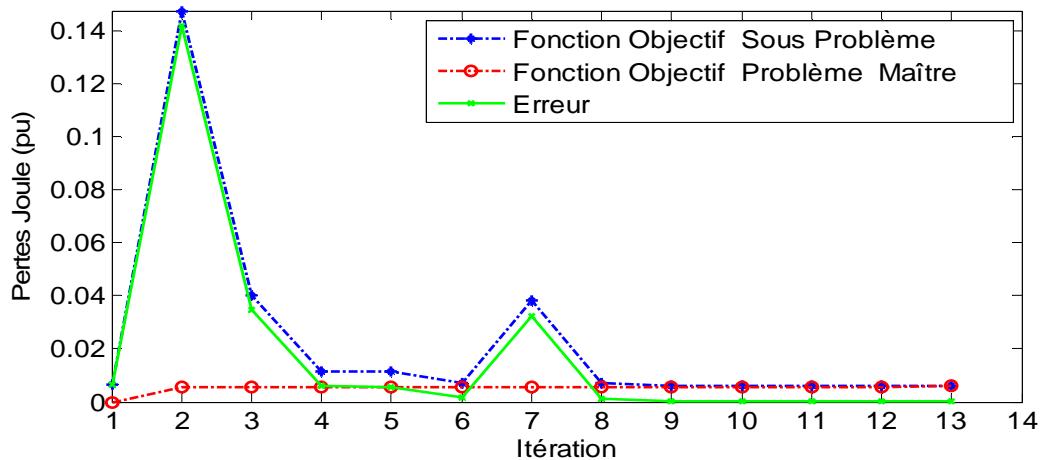


Fig 20 : Variation des fonctions objectifs des problèmes Maitre et Esclave et l'erreur associée

La puissance réactive Q_GED est fixée à une valeur de consigne (suivant un $\tan \varphi$ constante), comme illustré sur la Fig 22 (cas IV). Pour le cas IV par exemple, en fixant le réactif des GED à Qmax, on retrouverait les mêmes paramètres de réglages que le cas VI. En effet, suivant le point de fonctionnement considéré, le réseau est en mesure d'absorber toute la puissance réactive des GED. A contrario, si on était à un autre point de fonctionnement ou si le type de charges connectées était différent (impédance ou courant constants), alors les consignes de réactifs pourraient être différent de la valeur maximale (un GED peut même absorber de la puissance réactive). En conséquence, dans tous les cas, le réactif des GED doit être considéré comme une variable, comme cela se fait dans cas VI. Le Table 3 résume les résultats obtenus avec cet algorithme sur le réseau 2.

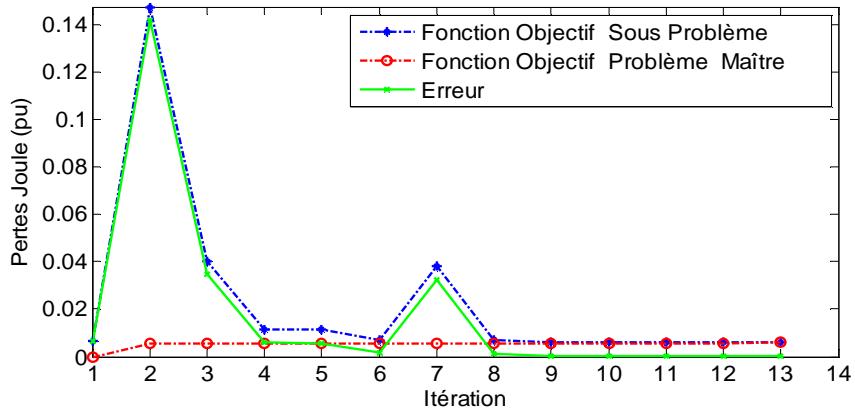


Fig 21 : Prises des transformateurs avec régleur en charge

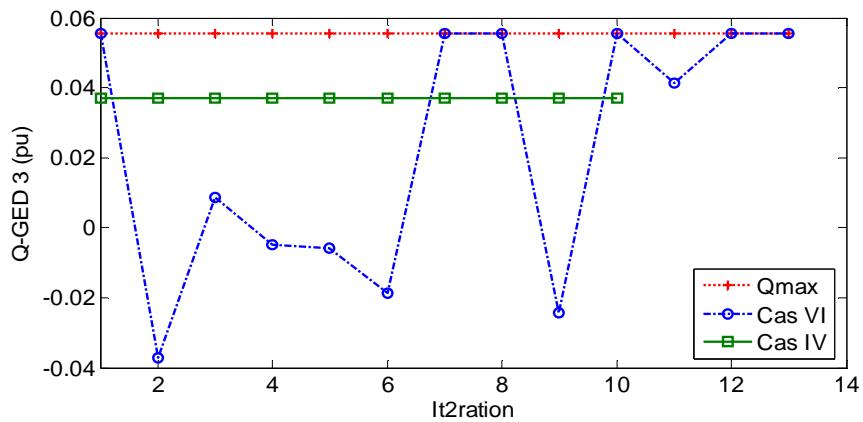


Fig 22 : Variation de la puissance réactive du GED n°3

Table 3 : Résultats du réseau 2

Cas	Prises					Gradins	Q_GED (pu)			Pertes Active (kW)
	1	2	3	4	5		1	2	3	
Nº	1	2	3	4	5	1	1	2	3	-
I	16	16	15	15	16	-	-	-	-	723.5
II	16	16	15	15	16	1	-	-	-	713.3
III	16	16	15	15	16	-	Q1	Q1	Q1	604.6
IV	16	16	15	15	16	1	Q1	Q1	Q1	594.5
V	16	16	15	14	16	-	Qmax	Qmax	Qmax	600.3
VI	16	16	15	14	16	1	Qmax	Qmax	Qmax	590.2

$$Q_1=0.0371 \text{ pu.}$$

4. Conclusion

Nous avons proposé une approche basée sur la technique de partitionnement: la « Décomposition de Benders » qui résout successivement deux problèmes découplés moins complexes que le problème général. L'efficacité de cette méthode déterministe pour problème

VVC est démontrée sur des réseaux de distribution théorique et réel français. Tout d'abord, une formulation exacte (modèle) est utilisée pour résoudre le problème VVC (pas d'hypothèse faite sur les variables décisionnelles et sur les composants du réseau). La convexité locale des équations non linéaires du sous-problème est suffisante.

En outre, cette procédure permet d'utiliser une solution infaisable physiquement pour se rapprocher de l'espace optimal et ceci grâce aux variables artificielles utilisées. Le principal avantage de cette méthode est qu'elle conduit à trouver la solution optimale (validée par l'approche exhaustive). En outre, la méthode pourrait être adaptée pour près aux applications en temps réel, grâce à son temps d'exécution court.

C. VARIANTE DU MODELE DE RAMOS (MODELE CONIQUE RESTREINT)

Le modèle dérivé de celui de RAMOS que nous avons proposé est à l'évidence un modèle restreint ou réduit. Ceci dans le sens où, certaines configurations sont exclues des solutions potentielles à cause de certaines contraintes. En effet, pour la contrainte (III-17) qui s'écrit : $U_i \cdot U_j \geq W_{ij}^2 + T_{ij}^2$, elle exprime la relation qui lie les modules de tension des nœuds de la ligne (i, j) ainsi que les composantes actives et réactives des puissances qui la traversent. Exprimer sous cette forme, cette relation concerne à la fois les lignes ouvertes et fermées. Ce qui est pas idéale et n'offre pas un degré de liberté pour les lignes ouvertes. Ainsi, la solution que l'on trouve devra forcément respecter cette contrainte pour l'ensemble des lignes du réseau. De ce fait, elle exclue les solutions qui ne satisferont pas cette dernière contrainte. En d'autres termes, lorsque qu'une ligne est ouverte, on a selon les équations (III-12) et (III-13)

$$-e_{ij} \cdot P_{ij}^{max} \leq P_{ij} \leq e_{ij} \cdot P_{ij}^{max} \quad (\text{IV-14})$$

$$-e_{ij} \cdot Q_{ij}^{max} \leq Q_{ij} \leq e_{ij} \cdot Q_{ij}^{max} \quad (\text{IV-15})$$

Donc $P_{ij} = Q_{ij} = 0$, de même que $P_{ji} = Q_{ji} = 0$. Avec les relations (III-10) et (III-11) que nous rappelons ci-après, on peut déduire les expressions de et de lorsque la ligne est ouverte.

$$P_{ij} = (g_{ij} + g_{iij}) \cdot U_i - (g_{ij} \cdot W_{ij} + b_{ij} \cdot T_{ij}) \quad (\text{IV-16})$$

$$Q_{ij} = -[(b_{ij} + b_{iij}) \cdot U_i + (g_{ij} \cdot T_{ij} - b_{ij} \cdot W_{ij})] \quad (\text{IV-17})$$

En effet, on aura :

$$P_{ij} = (g_{ij} + g_{iij}) \cdot U_i - (g_{ij} \cdot W_{ij} + b_{ij} \cdot T_{ij}) = 0$$

$$P_{ji} = (g_{ij} + g_{iij}) \cdot U_j - (g_{ij} \cdot W_{ij} - b_{ij} \cdot T_{ij}) = 0$$

car $W_{ij} = W_{ji}$ et $T_{ij} = -T_{ji}$. Par addition, $W_{ij} = \frac{(g_{ij} + g_{iij})}{2 \cdot g_{ij}} \cdot (U_i + U_j)$

Par analogie, sur les puissances réactives, on obtient : $T_{ij} = \frac{(b_{ij} + b_{iij})}{2 \cdot g_{ij}} \cdot (U_i - U_j)$

En remplaçant les nouvelles expressions de W_{ij} et de T_{ij} dans $U_i \cdot U_j \geq W_{ij}^2 + T_{ij}^2$, on arrive à l'expression suivante : $U_i^2 + U_j^2 + 2 \cdot U_i \cdot U_j \cdot \frac{(g_{ij} + g_{iij})^2 - (b_{ij} + b_{iij})^2 - 4 \cdot g_{ij}^2}{(g_{ij} + g_{iij})^2 + (b_{ij} + b_{iij})^2} \geq 0$. On

voit bien que l'exactitude de cette inéquation dépend à la fois des tensions de nœuds et des paramètres électriques de la ligne.

D. METHODES DE SEPARATION

L'algorithme « Séparer et Evaluer, *Branch and Bound* en anglais» a été initialement introduit par [135] pour les MILP, pour être ensuite adapté par Dakin pour les cMINLP. Depuis, cette classe de méthodes a connu des développements notoires avec l'avènement des moyens de calcul et des techniques d'optimisation, comme on peut le constater avec cette multitude de variantes : « Séparer et Couper, *Branch and Cut* » et « Séparer et Sélectionner, *Branch and Select* pour les NLP non convexes » [136], pour ne citer que ceux-là. On les qualifie de méthodes d'énumération intelligente et de décomposition à la fois.

1. Séparer et Evaluer (*Branch and Bound*)

De manière très succincte, "Séparer et Evaluer" fait appel à la notion d'arborescence (énumération implicite). Soit un problème général MINLP- Π . L'algorithme commence d'abord par résoudre une relaxation continue MINLP- Π , engendre deux sous problèmes en ajoutant des contraintes d'inégalité à la relaxation continue. Comme son nom l'indique : on sépare puis on évalue. Donc chaque nœud sur l'arborescence consiste en un sous problème résultant de son parent auquel on a ajouté des contraintes d'inégalité. Ainsi, chaque solution intégrale d'un sous problème représente une solution faisable de MINLP- Π et est aussi une borne supérieure au problème. Les solutions non discrètes des sous problèmes sont des bornes inférieures de MINLP- Π . La valeur de la fonction objectif de chaque sous problème est supérieure ou égale au moins à celle du nœud qui l'a engendré. De cette manière, la différence entre ces deux bornes est réduite au cours du processus. Cette méthode d'énumération intelligente est caractérisée par quelques règles pour améliorer le processus. Ainsi, si une solution optimale discrète à un sous problème est obtenue, il est clair que les nœuds qui en résultent ne peuvent pas avoir de meilleures solutions discrètes, donc ce nœud est abandonné. Si un sous problème est infaisable, ce n'est pas la peine de regarder ses enfants. Si la solution d'un nœud est à la borne supérieure ou égale alors ce nœud peut être abandonné aussi. A noter que si la solution du nœud racine est discrète, alors c'est la solution optimale et l'algorithme s'arrête. Dans le pire des cas, l'algorithme évaluerait toutes les solutions possibles.

2. Plan de coupe (Cutting Plane)

Cette méthode part aussi d'une relaxation MINLP- Π . A partir de la solution du MINLP- Π , un problème auxiliaire est résolu pour déterminer une inégalité valide qui coupe la solution fractionnaire de MINLP- Π . Cette inégalité est rajoutée au problème relaxé MINLP- Π dans le but de resserrer le domaine de définition. Cela se poursuit récursivement jusqu'à trouver une solution entière. Plusieurs types de coupes peuvent être envisagés comme les coupes fractionnaires de Gomory, *lift and project* de Balas [137] pour les problèmes binaires.

3. Séparer et Couper (*Branch and Cut*)

Les performances du *Branch and Bound* sont fortement liées à la qualité de la borne inférieure. Donc, l'idée de l'algorithme du *Branch and Cut* qui consiste à combiner et à tirer

parti des avantages offerts par les deux méthodes précédentes. Padberg et Rinaldi [138] décrivent cette technique et les évolutions qu'elle a eues pour les MILP, mais elle est utilisée pour tout problème ***NP-Difficile*** en général. A chaque nœud du *Branch and Bound*, il est possible de résoudre un problème auxiliaire afin d'introduire des coupes comme cela se fait dans les méthodes de générations de coupes. C'est pourquoi l'ajout de coupes contribue à réduire l'espace de recherche et à définir de meilleures bornes au problème. Suivant la nature du problème, plusieurs types de coupes peuvent être envisagés. Comme toutes les méthodes de séparation, l'optimalité de la solution est assurée pour les problèmes convexes³³.

³³ Pour les problèmes continues non convexes, par exemple les NLP, l'algorithme de *Branch and Select* permet théoriquement de trouver l'optimum global. Mais cela se fait au prix d'un temps de calcul trop grand. C'est pourquoi dans la pratique, on ne peut pas l'utiliser [112].

E. OPTIMISATION TEMPORELLE ET PUISSANCE SOUSCRITE

1. Optimisation temporelle

Nous entendons par optimisation temporelle une étude de ces fonctions avancées suivant une certaine période définie qui peut être horaire, journalière, hebdomadaire voire mensuelle ou annuelle. Dans la suite des résultats présentés, nous avons choisi étude journalière avec un pas horaire. Ces travaux ont été initiés lors de deux stages de Projet de Fin d'Etudes respectivement de Elena Alcazar Rodriguez [126] et de Emmanuelle VANET [139] dont les sujets s'articulent autour de l'optimisation dynamique (reconfiguration) des réseaux de distribution. Les modèles MISOCP développés pour l'optimisation statique peuvent être étendus au cas temporel. Il suffit d'introduire un paramètre temporel h sur l'ensemble des variables décisionnelles et des données du problème considéré. Par exemple, les variables binaires sont désormais sous la forme suivante e_{ij-h} . On complète ce modèle avec des contraintes supplémentaires sur le nombre de manœuvres sur chaque OMT et sur le nombre total de manœuvres autorisées avec l'Équation 19. Les changements de prises des transformateurs peuvent aussi être intégrés avec l'Équation 20.

$$\sum_{h=1}^{\text{Nb_heures}} e_{ij-h} = NM_{ij} \quad \text{et} \quad \sum_{(i,j) \in \Omega} \sum_{h=1}^{\text{Nb_heures}} e_{ij-h} = NT \quad \text{Équation 19}$$

$$\sum_{h=1}^{\text{Nb_heures}} t_{ij-h} = NC_{ij} \quad \text{et} \quad \sum_{(i,j) \in \Omega} \sum_{h=1}^{\text{Nb_heures}} t_{ij-h} = ND \quad \text{Équation 20}$$

Avec NM_{ij} le nombre de manœuvres autorisées à l'élément et NT le nombre total de manœuvres autorisées pour tous les éléments (i, j) . Les contraintes sur les changements de prises des transformateurs avec réglage en charge peuvent être ajoutées comme dans l'Équation 20 avec NC_{ij} le nombre de changement de prise du transformateur (i, j) et ND le nombre total de changement de prises.

Le paramètre h varie pour l'optimisation journalière entre 0 et 23 avec un pas horaire. Pour la suite, nous nous limiterons à la reconfiguration en régime normal. La difficulté relative à cette formulation repose sur taille du problème qui est multiplié par 24 dans notre cas. Or la résolution de ces modèles avec l'algorithme du *Branch and Cut* suppose qu'à chaque nœud de l'arbre de décision, un sous problème qui est à l'image du problème global en terme de taille soit résolu. C'est pourquoi, à chaque nœud, on résout un QCP 24 fois plus grand que pour l'optimisation statique. Cela affecte grandement le temps de calcul. Pour contourner ce problème, une réduction d'ordre est effectuée avec une nouvelle formulation. En effet, pour une optimisation quasi dynamique, pour chaque intervalle de temps, on peut calculer la solution optimale soit par une énumération complète des solutions possibles lorsque celle-ci est faisable. Grâce à cette énumération, on peut choisir les meilleures solutions à chaque instant. Une autre manière consiste à résoudre les modèles statiques MISOCP que nous avons développés à chaque instant, c'est-à-dire à chaque pas de temps. Chaque solution est

représentée par l'ensemble des normalement ouverts qui la compose. Dans ces conditions, l'espace de recherche est limitée et peut être représentée comme indiqué que la Fig 23.

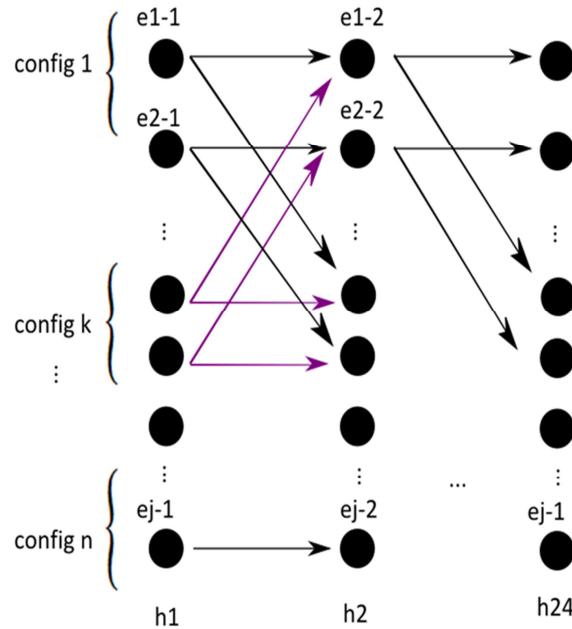


Fig 23 : Graphe représentant les configurations [139]

A chaque configuration, il est associé une valeur $Perte_{k-h}$ des pertes correspondantes avec k la configuration et h l'horaire. La fonction objectif devient dans ce cas :

$$\min \sum_{h=1}^{Nb_heures} \sum_{k=1}^{NbrConfig} \prod_{(i,j) \in \Omega_k} e_{ij-h} \cdot Perte_{k-h} \quad \text{Équation 21}$$

Avec cette expression, on peut déduire de la nature non convexe du problème et qui appartient à la famille des MINLP. Des linéarisations exactes permettent de passer d'un MINLP non convexe à un MILP convexe. Pour de plus amples détails on pourra se reporter à la référence [139]. Ainsi, on est en mesure de connaître, suivant un profil de charge donné, les configurations optimales avec des contraintes choisies sur le nombre de manœuvres.

a) Quelques résultats
(i) Réseau IEEE1 [139]

Le profil de charge appliqué pour ces simulations est fourni à la référence [139] où on peut voir que plusieurs successions de configuration peuvent apparaître suivant le nombre de manœuvres autorisées sur chaque OMT et/ou sur l'ensemble des OMT (cf. Table 4 [139]).

Table 4 : Scénarios de reconfiguration dynamique en fonction du nombre total de manœuvres autorisées, IEEE1 sans GED

N_{tot}	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
≥ 16																								
12																								
8																								
6																								
4																								
2																								
0																								

Légende des configurations :

[7 9 14 28 32] [7 9 14 32 37]

Le Fig 24 [139] montre qu'il existe une limite où la reconfiguration est moins bénéfique. Pour ce cas d'étude, on s'aperçoit qu'au-delà de 6 reconfiguration, les pertes Joule sont quasi stationnaire quelques soit le nombre de reconfiguration alors qu'au départ, elles diminuent sensiblement les pertes Joule. Et ceci, avec juste la contrainte sur le nombre de manœuvres totales. Lorsque certains OMT sont soumis à des contraintes de manœuvres spécifiques, cette limite devient plus basse, et le nombre de configuration sur la journée diminue au détriment des pertes qui augmentent.

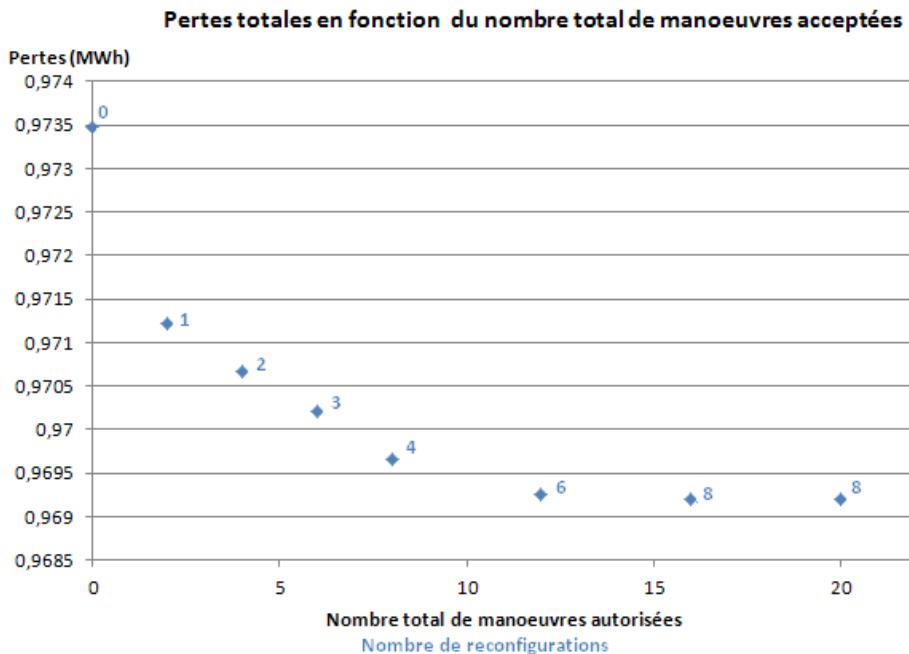


Fig 24 : Pertes totales pour chaque scénario de reconfiguration dynamique – IEEE1 sans GED

(ii) Réseau RURAL1

Nous prenons l'exemple du réseau RURAL1 décrit précédemment. Nous appliquons un profil de charge journalière suivant la nature de la charge que nous reconstruisons à partie des

données de consommation maximale. Une dispersion aléatoire est faite suivant des charges de type commerciale (ou tertiaire), industrielle ou résidentielle. Les profils de charge obtenus reflètent la variation de chacune suivant le temps mais ne représentent pas les valeurs réelles durant son fonctionnement. Nous représentons sur la Fig 25 l'évolution de la puissance active de charge connectée respectivement aux nœuds 3, 4 et 5 qui les comportements respectifs : tertiaire, industrielle et résidentielle. Ceci est une étude hypothétique pour démontrer et prouver la faisabilité de résolution du modèle quasi dynamique d'autant plus que les tensions d'alimentation des réseaux amont sont considérées constantes et fixées à 1.02 pu.

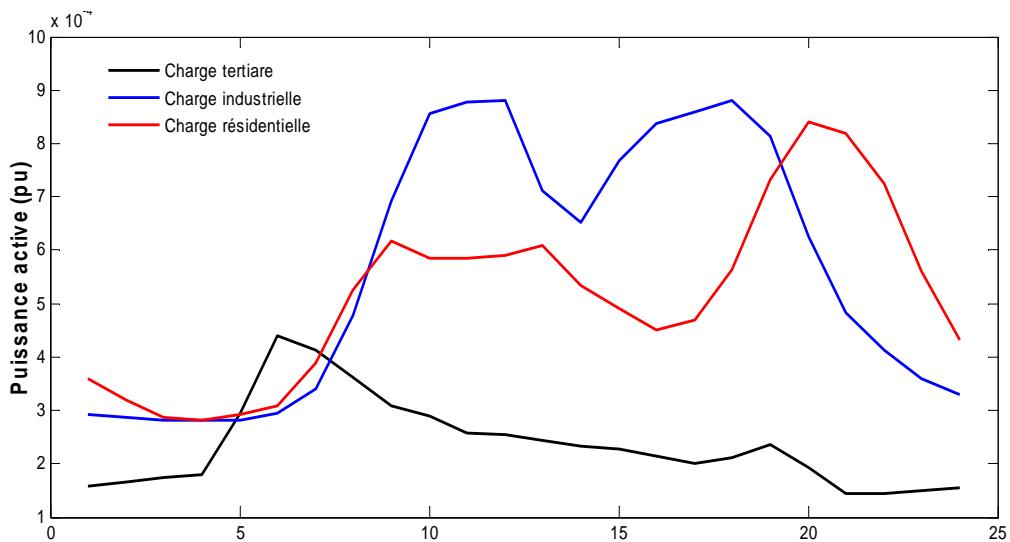


Fig 25 : Profil des puissances actives de trois différents types de charge

Quelques résultats sont donnés ci-dessous avec ou sans la prise en considération des pertes à vide des postes HTA/BT. Lorsque les pertes à vide ne sont pas prises en compte, une seule configuration est optimale pour toute la journée. De ce fait, il n'y a pas lieu d'effectuer une quelconque reconfiguration suivant ce scénario. Avec les pertes à vide, trois configurations sont apparues au fil des heures s'il n'y a pas de contraintes sur les manœuvres. Cependant cet ordre d'apparition est modifié lorsque l'on autorise 6 manœuvres au total. En réalité, tous les scénarios optimaux sont calculés en faisant varier le nombre total de manœuvres autorisées pour l'ensemble du réseau. Du fait que l'on ne soit pas en mesure de quantifier le coût d'une manœuvre, seules les pertes Joule sont prises en compte.

- Sans la prise en considération des pertes à vide des postes HTA/BT

Table 5 : Scénarios de reconfiguration dynamique en fonction du nombre total de manœuvres autorisées, sans GED et sans la prise en considération des pertes à vide des postes HTA/BT

- **Avec la prise en considération des pertes à vide des postes HTA/BT**

Table 6 : Scénarios de reconfiguration dynamique en fonction du nombre total de manœuvres autorisées, sans GED et avec la prise en considération des pertes à vide des postes HTA/BT

N _{tot}	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
≥8																								
6																								
4																								
2																								
0																								

Légende des configurations:

[43 74 19 97 117] [44 74 19 97 117] [46 74 19 97 117]

2. Optimisation des dépassements de la puissance souscrite

Nous considérons le même réseau RURAL 1 décrit précédemment. Pour l'exemple qui suit, nous avons considéré que le réseau disposait à la fois des charges de types puissance constante, de type courant constant et de impédance constante sur différents nœuds. De plus, une évolution de la charge sur trois heures est considérée afin d'étudier les dépassements à la puissance souscrite. Nous précisons que pour optimiser la puissance souscrite, nous faisons appel uniquement à la reconfiguration comme levier de réglage. Ainsi, nous présentons respectivement sur la Fig 26 et Fig 27, l'évolution de la puissance active des postes sources n°1 et n°2 pour deux cas distincts :

- Lorsque la reconfiguration est employée pour minimiser les pertes totales du réseau,
- Lorsqu'on minimise les pertes totales du réseau et les dépassements de la puissance souscrite, toujours par l'intermédiaire de la reconfiguration.

Les hypothèses de simulations sont très contraignantes pour le poste source n°1 car la puissance souscrite est de 20 MW car quelle que soit la configuration obtenue, il y'aura toujours des dépassements pour ce poste. La puissance souscrite du poste source n°2 est fixée à 65 MW. Et ceci, pour des cas de figure où les dépassements ne sont pas évitables. En cherchant à optimiser seulement l'ensemble des pertes du réseau (pertes Joule de tous les composants et pertes à vide des transformateurs), on peut trouver un ensemble de configurations qui les minimisent de manière optimale. Cependant, dès lors qu'une souscription à une puissance souscrite est obligatoire comme c'est le cas de nos jours, ne pas intégrer ce fait induit de payer beaucoup de pénalités dues à ces dépassements. La Fig 28 représente les dépassements de la puissance souscrite avant et après leur prise en compte avec la formulation au paragraphe III.4.2.6 pour le poste source n°1. On remarque qu'un dépassement horaire peut-être plus important après prise en compte dans la fonction objectif. En effet, c'est plutôt une l'objectif global qu'il faut minimiser. Avant optimisation les dépassements des deux postes sources sont calculés à hauteur de 22,215 MW (optimisation des pertes totales) tandis qu'ils descendent à 19,747 MW après prise en compte de la puissance souscrite. On voit sur la Table 7, les différentes configurations qui apparaissent suivant les heures.

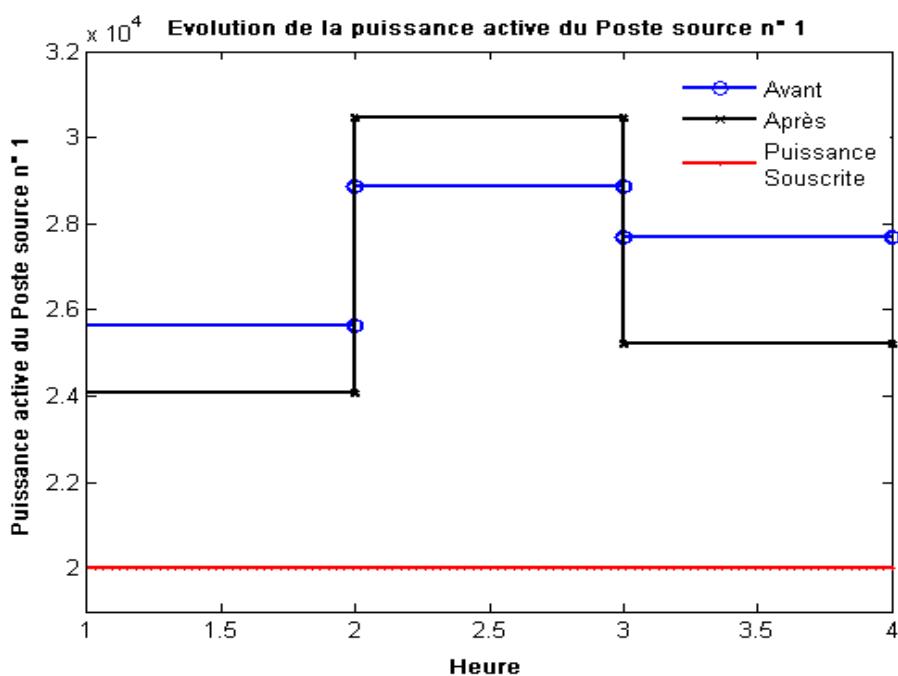


Fig 26 : Evolution des puissances actives du poste source n°1 avant ou après optimisation de la puissance souscrite

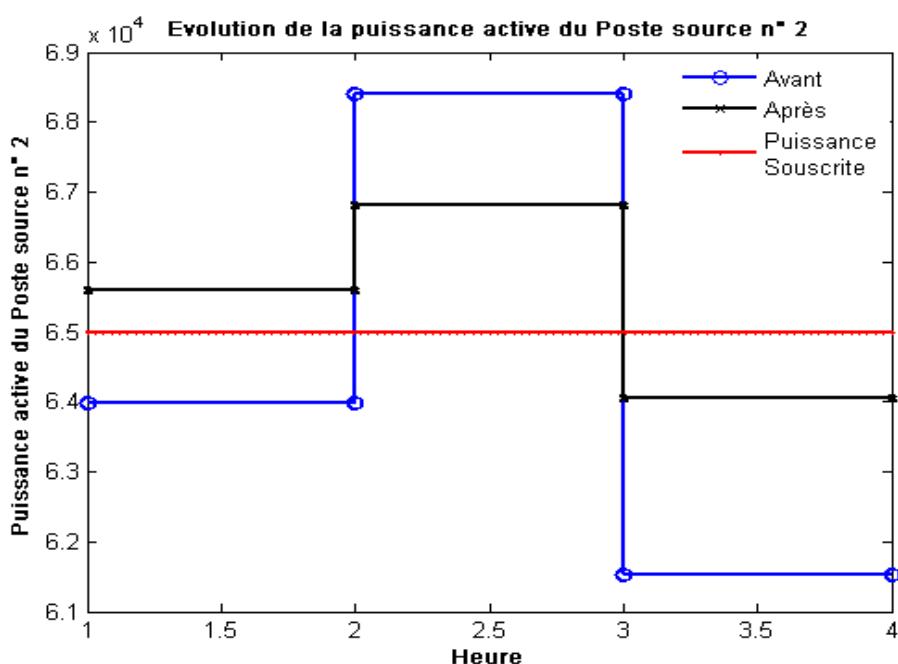


Fig 27 : Evolution des puissances actives du poste source n°2 avant ou après optimisation de la puissance souscrite

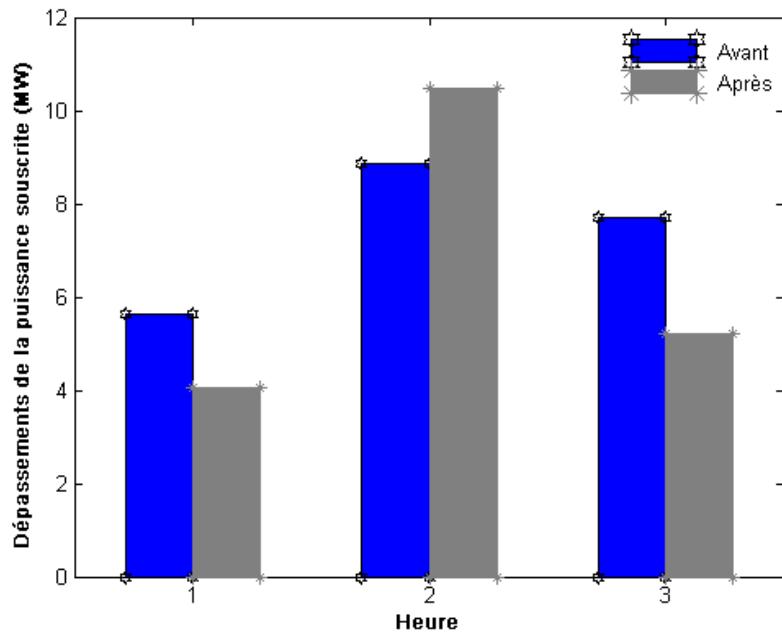


Fig 28 : Les dépassemens de la puissance souscrite du poste source n°1 avant et après optimisation

Table 7 : Liste des configurations avant et après prise en compte de la puissance souscrite

Heure	1	2	3
Avant	[39 74 19 97 117]	[39 74 19 97 117]	[37 31 19 97 117]
Après	[46 51 19 97 117]	[37 144 19 97 117]	[29 46 19 97 117]

F. COMPLEMENTS DES RESULTATS DU MODELE MISOCP SUR LES RESEAUX IEEE (Π_{RRN})

1. Suivant la stratégie 1 a) Réseau IEEE2

Table 8 : Résultats du réseau IEEE2 (PQ constantes)

Cas	1	2	3		
Configuration					
Puissance réactive (kVAr)	-	Q_1	240	240	240
Pertes Joule (kW)	191.23	98.01		92.43	
Temps de Calcul (s)	7676.81	6375.47		4778.54	
Nombre d'itérations	60818214	49997493		38150958	
Nombre de sous problèmes	2922339	2522893		1873171	

Légende des configurations:

[17 33 48 54 69 73 78 79 80]	[10 16 31 33 41 49 50 53 70 79 81]	[9 17 31 33 41 47 48 53 70 74 79]
------------------------------	---------------------------------------	--------------------------------------

*Calcul parallèle avec 25 processeurs (2 processeurs équivalant à @ 2.9 GHz et 2.9 de RAM)

2. Suivant la stratégie 2 a) Réseau IEEE1

Table 9 : Résultats du réseau IEEE1 (PQ constantes)

Cas	1	2	3	
Configuration				
Puissance réactive (kVAr)	-	Q_1	119.977	119.980
Pertes Joule (kW)	133.622	100.781		98.829
Temps de Calcul (s)	9.531	17.051		5.601
Nombre d'itérations	59147	78445		31446
Nombre de sous problèmes	3370	5738		1822

Table 10: Résultats du réseau IEEE1 (I constant)

Cas	1	2	3	
Configuration				
Puissance réactive (kVAr)	-	Q_1	120	120
Pertes Joule (kW)	127.573	97.745		95.581
Temps de Calcul (s)	6.832	15.008		14.820
Nombre d'itérations	39444	86787		78032
Nombre de sous problèmes	2636	5550		6662

Table 11 : Résultats du réseau IEEE1 (Z constante)

Cas	1	2	3
Configuration			
Puissance réactive (kVAr)	-	Q_1	120 120
Pertes Joule (kW)	122.207	94.956	92.645
Temps de Calcul (s)	15.803	17.707	11.341
Nombre d'itérations	92966	103020	49948
Nombre de sous problèmes	6480	7159	3671

Table 12 : Résultats du réseau IEEE1 (ZIP)

Cas	1	2	3
Configuration			
Puissance réactive (kVAr)	-	Q_1	120 120
Pertes Joule (kW)	128.142	98.0421	95.889
Temps de Calcul (s)	19.953	15.163	7.020
Nombre d'itérations	123296	66141	33433
Nombre de sous problèmes	7597	4208	2187

Légende des configurations: [7 9 14 32 37] [7 9 14 31 37].

b) Réseau IEEE2

Table 13 : Résultats du réseau IEEE2 (PQ constantes)

Cas	1	2	3
Configuration			
Puissance réactive (kVAr)	-	Q_1	240 240 240
Pertes Joule (kW)	191.26	98.1	104.5
Temps de Calcul (s)	5459.19	6416.461	4023.640
Nombre d'itérations	44333132	39833181	21909470
Nombre de sous problèmes	1577039	2262495	763686

Table 14: Résultats du réseau IEEE2 (I constant)

Cas	1	2	3
Configuration			
Puissance réactive (kVAr)	-	Q_1	240 240 240
Pertes Joule (kW)	179.69	95.25	97.96
Temps de Calcul (s)	5798.698	31459.645	15619.834
Nombre d'itérations	37738650	180691548	68042585
Nombre de sous problèmes	1729837	9055096	4087638

Table 15: Résultats du réseau IEEE2 (Z constante)

Cas	1	2*	3*		
Configuration					
Puissance réactive (kVAr)	-	Q_1	240	240	240
Pertes Joule (kW)	169.61	92.59	92.17		
Temps de Calcul (s)	25519.500	36000.039	36000.258		
Nombre d'itérations	120960767	246543736	165543189		
Nombre de sous problèmes	4437506	12193161	5376096		

*Simulation arrêtée au bout de 10 heures.

Table 16 : Résultats du réseau IEEE2 (ZIP)

Cas	1	2	3		
Configuration					
Puissance réactive (kVAr)	-	Q_1	240	240	240
Pertes Joule (kW)	180.78	9548	98.47		
Temps de Calcul (s)	10129.956	21814.821	28467.562		
Nombre d'itérations	55404539	194423059	105917795		
Nombre de sous problèmes	2369609	11356973	5353908		

Légende des configurations :

[17 33 48 54 69 73 78 79 80 81 82]	[10 16 31 33 41 49 50 53 70 79 81]	[9 17 31 41 47 48 53 66 70 74 79]	9 17 31 42 47 48 54 66 70 74 79]
[9 17 31 41 47 48 54 66 70 74 79]			

G. COMPLEMENTS DES RESULTATS DU MODELE MISOCP SUR LE RESEAU RURAL1

1. Suivant la stratégie 1

- a) Reconfiguration en considérant le gradin de condensateurs
 - (i) Charge de type impédance constante Z

Table 17 : Résultats du réseau Rural 1 suivant les cas 4 à 6 sans les pertes à vide des postes HTA/BT

Cas	4	5	6		
Configuration					
Prises des gradins	1	1	1		
Puissance réactive (kVAr)	-	Q_1	158.759	4958.04	5570.802
Pertes Joule (kW)	704.448	587.486	584.806		
Pourcentage des pertes (%)	0.527	0.439	0.437		
Temps de Calcul (s)	28.08	19.578	25.802		
Nombre d'itérations	4909	4935	7367		
Nombre de sous problèmes	194	212	177		

Table 18 : Résultats du réseau Rural 1 suivant les cas 4 à 6 avec les pertes à vide des postes HTA/BT

Cas	4	5	6		
Configuration					
Prises des gradins	1	1	1		
Puissance réactive (kVAr)	-	Q_1	158.751	4957.006	5570.764
Pertes Joule (kW)	733.009	616.317	613.745		
Pourcentage des pertes (%)	0.548	0.461	0.459		
Temps de Calcul (s)	20.639	24.82	23.603		
Nombre d'itérations	5504	6495	6470		
Nombre de sous problèmes	135	170	154		

(ii) Charge de type ZIP

Table 19 : Résultats du réseau Rural 1 suivant les cas 4 à 6 sans les pertes à vide des postes HTA/BT

Cas	4	5	6		
Configuration					
Prises des gradins	1	1	1		
Puissance réactive (kVAr)	-	Q_1	158.759	4958.044	5570.808
Pertes Joule (kW)	746.858	623.068	618.835		
Pourcentage des pertes (%)	0.558	0.466	0.463		
Temps de Calcul (s)	24.04	22.277	20.046		
Nombre d'itérations	5167	5619	5059		
Nombre de sous problèmes	215	139	207		

Table 20 : Résultats du réseau Rural 1 suivant les cas 4 à 6 avec les pertes à vide des postes HTA/BT

Cas	4	5	6		
Configuration					
Prises des gradins	1	1	1		
Puissance réactive (kVAr)	-	Q_1	158.759	4958.049	5570.818
Pertes Joule (kW)	775.325	651.819	647.693		
Pourcentage des pertes (%)	0.580	0.487	0.484		
Temps de Calcul (s)	21.45	22.464	24.898		
Nombre d'itérations	4421	5345	5429		
Nombre de sous problèmes	107	133	128		

Légende des configurations:

[43 74 19 97 117]

b) Réglage de la tension

(i) Charge de type puissance constante PQ (en considérant les pertes à vide)

Table 21 : Avec les pertes à vide des postes HTA/BT et sans les bancs de condensateurs

Cas	1					2					3							
Prises des transformateurs	16	16	15	15	16	16	16	15	15	16	16	16	15	14	16			
Puissance réactive (kVAr)	-					Q_1					158.765	4958.022	5570.87					
Pertes Joule (kW)	753.667					635.741					631.638							
Pourcentage des pertes (%)	0.563					0.475					0.472							
Temps de Calcul (s)	77.361					212.629					166.703							
Nombre d'itérations	26603					41676					57514							
Nombre de sous problèmes	1225					2015					2528							

Table 22 : Avec les pertes à vide des postes HTA/BT et avec les bancs de condensateurs

Cas	4					5					6							
Prises des transformateurs	16	16	15	15	16	16	16	15	15	16	16	16	15	14	16			
Puissance réactive (kVAr)	-					Q_1					158.769	4958.079	5570.873					
Prises des gradins	1					1					1							
Pertes Joule (kW)	743.680					625.755					621.652							
Pourcentage des pertes (%)	0.556					0.468					0.465							
Temps de Calcul (s)	94.537					147.093					132.835							
Nombre d'itérations	30318					51028					47281							
Nombre de sous problèmes	1423					2393					2197							

(ii) Charge de type impédance constante Z

▪ Sans la prise en considération des pertes à vide des postes HTA/BT

Table 23: Sans les pertes à vide des postes HTA/BT et sans les bancs de condensateurs

Cas	1					2					3							
Prises des transformateurs	12	13	12	11	13	12	13	11	10	13	12	13	11	10	13			
Puissance réactive (kVAr)	-					Q_1					158.768	4958.074	5570.851					
Pertes Joule (kW)	715.35					596.981					594.929							
Pourcentage des pertes (%)	0.5347					0.446					0.445							
Temps de Calcul (s)	5.039					66.508					37.827							
Nombre d'itérations	906					1437					665							
Nombre de sous problèmes	28					57					19							

Table 24 : Sans les pertes à vide des postes HTA/BT et avec les bancs de condensateurs

Cas	4					5					6							
Prises des transformateurs	12	13	12	11	12	12	13	11	10	12	12	13	11	10	12			
Puissance réactive (kVAr)	-					Q ₁					158.768	4958.074	5570.850					
Prises des gradins	1					1					1							
Pertes Joule (kW)	695.742					577.372					575.321							
Pourcentage des pertes (%)	0.520					0.432					0.430							
Temps de Calcul (s)	5.678					45.719					63.141							
Nombre d'itérations	811					1020					1145							
Nombre de sous problèmes	26					31					28							

- **Avec la prise en considération des pertes à vide des postes HTA/BT**

Table 25: Avec les pertes à vide des postes HTA/BT et sans les bancs de condensateurs

Cas	1					2					3							
Prises des transformateurs	12	13	12	11	13	12	13	11	10	13	12	13	11	10	13			
Puissance réactive (kVAr)	-					Q ₁					158.769	4958.076	5570.861					
Pertes Joule (kW)	743.568					625.158					623.211							
Pourcentage des pertes (%)	0.5557					0.4672					0.4658							
Temps de Calcul (s)	50.179					67.791					47.238							
Nombre d'itérations	941					1051					1076							
Nombre de sous problèmes	33					39					39							

Table 26 : Avec les pertes à vide des postes HTA/BT et avec les bancs de condensateurs

Cas	4					5					6							
Prises des transformateurs	12	13	12	11	12	12	13	11	10	12	12	13	11	10	12			
Puissance réactive (kVAr)	-					Q ₁					158.765	4958.057	5570.805					
Prises des gradins	1					1					1							
Pertes Joule (kW)	723.897					605.488					603.541							
Pourcentage des pertes (%)	0.541					0.453					0.451							
Temps de Calcul (s)	46.851					91.513					56.997							
Nombre d'itérations	731					1172					652							
Nombre de sous problèmes	23					38					19							

(iii) Charge de type courant ZIP

- **Sans la prise en considération des pertes à vide des postes HTA/BT**

Table 27: Sans les pertes à vide des postes HTA/BT et sans les bancs de condensateurs

Cas	1					2					3							
Prises des transformateurs	12	13	12	11	13	12	13	11	10	13	12	13	11	10	13			
Puissance réactive (kVAr)	-					Q ₁					158.770	4958.081	5570.873					
Pertes Joule (kW)	770.674					645.893					641.946							
Pourcentage des pertes (%)	0.576					0.483					0.4798							
Temps de Calcul (s)	31.898					39.177					36.902							
Nombre d'itérations	2792					3898					3052							
Nombre de sous problèmes	119					177					131							

Table 28 : Sans les pertes à vide des postes HTA/BT et avec les bancs de condensateurs

Cas	4					5					6							
Prises des transformateurs	12	13	12	11	12	12	13	11	10	12	12	13	11	10	12			
Puissance réactive (kVAr)	-					Q_1					158.767	4958.072	5570.860					
Prises des gradins	1					1					1							
Pertes Joule (kW)	757.857					633.076					629.129							
Pourcentage des pertes (%)	0.566					0.473					0.470							
Temps de Calcul (s)	20.171					19.518					24.880							
Nombre d'itérations	2639					3468					3971							
Nombre de sous problèmes	119					153					171							

- **Avec la prise en considération des pertes à vide des postes HTA/BT**

Table 29: Avec les pertes à vide des postes HTA/BT et sans les bancs de condensateurs

Cas	1					2					3							
Prises des transformateurs	12	13	12	11	13	12	13	11	10	13	12	13	11	10	13			
Puissance réactive (kVAr)	-					Q_1					158.769	4958.077	5570.871					
Pertes Joule (kW)	798.771					673.950					670.113							
Pourcentage des pertes (%)	0.597					0.504					0.501							
Temps de Calcul (s)	35.122					32.526					50.933							
Nombre d'itérations	2440					2911					3220							
Nombre de sous problèmes	109					129					139							

Table 30 : Avec les pertes à vide des postes HTA/BT et avec les bancs de condensateurs

Cas	4					5					6							
Prises des transformateurs	12	13	12	11	12	12	13	11	10	12	12	13	11	10	12			
Puissance réactive (kVAr)	-					Q_1					158.769	4958.079	5570.872					
Prises des gradins	1					1					1							
Pertes Joule (kW)	785.887					661.065					657.229							
Pourcentage des pertes (%)	0.5874					0.494					0.491							
Temps de Calcul (s)	33.651					36.517					38.214							
Nombre d'itérations	3032					3319					3461							
Nombre de sous problèmes	131					145					149							

c) **Couplage des deux fonctions**

(i) **Charge de type courant constant I**

- **Sans la prise en considération des pertes à vide des postes HTA/BT**

Table 31 : Résultats du réseau Rural 1 suivant les cas 1 à 3 sans les pertes à vide

Cas	1					2					3							
Configuration																		
Prises des transformateurs	12	13	12	11	13	12	12	11	10	13	12	12	11	10	13			
Puissance réactive (kVAr)	-					Q_1					156.425	4943.531	5546.322					
Pertes Joule (kW)	746.213					621.179					617.116							
Pourcentage des pertes (%)	0.558					0.464					0.461							
Temps de Calcul (s)	288.539					240.726					194.409							
Nombre d'itérations	1912730					1702990					1316958							
Nombre de sous problèmes	70155					90647					42651							

Table 32 : Résultats du réseau Rural 1 suivant les cas 4 à 6 sans les pertes à vide

Cas	4					5					6							
Configuration																		
Prises des transformateurs	12	13	12	11	13	12	12	11	10	13	12	12	11	10	13			
Puissance réactive (kVAr)	-					Q ₁					155.010	4919.972	5515.770					
Prises des gradins	1					1					1							
Pertes Joule (kW)	737.266					613.214					609.777							
Pourcentage des pertes (%)	0.551					0.458					0.456							
Temps de Calcul (s)	273.111					674.782					168.404							
Nombre d'itérations	1702309					4599543					1166178							
Nombre de sous problèmes	86684					207956					32791							

- **Avec la prise en considération des pertes à vide des postes HTA/BT**

Table 33 : Résultats du réseau Rural 1 suivant les cas 1 à 3 avec les pertes à vide

Cas	1					2					3							
Configuration																		
Prises des transformateurs	12	12	12	11	13	12	12	11	10	13	12	12	11	10	13			
Puissance réactive (kVAr)	-					Q ₁					146.453	4922.277	5520.337					
Pertes Joule (kW)	745.712					621.576					618.201							
Pourcentage des pertes (%)	0.557					0.465					0.462							
Temps de Calcul (s)	360.674					34.367					378.131							
Nombre d'itérations	2398592					235888					2831499							
Nombre de sous problèmes	113733					10593					97729							

Table 34 : Résultats du réseau Rural 1 suivant les cas 4 à 6 avec les pertes à vide

Cas	4					5					6							
Configuration																		
Prises des transformateurs	12	12	12	11	13	12	12	11	10	13	12	12	11	10	13			
Puissance réactive (kVAr)	-					Q ₁					156.388	4947.85	5551.796					
Prises des gradins	1					1					1							
Pertes Joule (kW)	737.775					613.318					608.847							
Pourcentage des pertes (%)	0.551					0.458					0.455							
Temps de Calcul (s)	1302.811					95.893					210.18							
Nombre d'itérations	8817018					616264					1520696							
Nombre de sous problèmes	316655					22663					53343							

Légende des configurations:

[43 74 19 97 117]	[31 43 19 97 117]	[44 74 19 97 117]	[37 31 19 97 117]
[31 44 19 97 117]			

(ii) Charge de type impédance constante Z

- Sans la prise en considération des pertes à vide des postes HTA/BT**

Table 35 : Résultats du réseau Rural 1 suivant les cas 1 à 3 sans les pertes à vide

Cas	1					2					3							
Configuration																		
Prises des transformateurs	12	12	12	11	13	12	12	11	10	13	12	12	11	10	13			
Puissance réactive (kVAr)	-					Q_1					153.111	4926.014	5518.655					
Pertes Joule (kW)	691.297					574.964					570.661							
Pourcentage des pertes (%)	0.517					0.430					0.427							
Temps de Calcul (s)	29.968					116.049					134.301							
Nombre d'itérations	194953					850232					1072498							
Nombre de sous problèmes	9576					28300					37178							

Table 36 : Résultats du réseau Rural 1 suivant les cas 4 à 6 sans les pertes à vide

Cas	4					5					6							
Configuration																		
Prises des transformateurs	12	12	12	11	13	12	12	11	10	13	12	12	11	10	13			
Puissance réactive (kVAr)	-					Q_1					154.625	4913.113	5499.776					
Prises des gradins	1					1					1							
Pertes Joule (kW)	685.845					568.253					566.455							
Pourcentage des pertes (%)	0.513					0.425					0.423							
Temps de Calcul (s)	78.219					58.968					540.574							
Nombre d'itérations	572281					367357					3853998							
Nombre de sous problèmes	18019					21419					172114							

- Avec la prise en considération des pertes à vide des postes HTA/BT**

Table 37 : Résultats du réseau Rural 1 suivant les cas 1 à 3 avec les pertes à vide

Cas	1					2					3							
Configuration																		
Prises des transformateurs	12	12	12	11	13	12	12	11	10	13	12	12	11	10	13			
Puissance réactive (kVAr)	-					Q_1					153.79	4923.427	5505.008					
Pertes Joule (kW)	691.616					572.868					570.773							
Pourcentage des pertes (%)	0.517					0.428					0.427							
Temps de Calcul (s)	207.84					77.158					90.558							
Nombre d'itérations	1495747					526080					690008							
Nombre de sous problèmes	73448					23395					25010							

Table 38 : Résultats du réseau Rural 1 suivant les cas 4 à 6 avec les pertes à vide

Cas	4					5					6							
Configuration																		
Prises des transformateurs	12	12	12	11	13	12	12	11	10	13	12	12	11	10	13			
Puissance réactive (kVAr)	-					Q_1					154.963	4938.026	5524.13					
Prises des gradins	1					1					1							
Pertes Joule (kW)	686.904					569.044					565.97							
Pourcentage des pertes (%)	0.513					0.425					0.423							
Temps de Calcul (s)	128.342					762.564					59.046							
Nombre d'itérations	827794					5567666					373693							
Nombre de sous problèmes	35117					225848					16093							

Légende des configurations:

[43 74 19 97 117]	[37 74 19 97 117]	[44 74 19 97 117]	[31 74 19 97 117]
[37 72 19 97 117]	[46 74 19 97 117]		

(iii) Charge de type ZIP

- Sans la prise en considération des pertes à vide des postes HTA/BT**

Table 39 : Résultats du réseau Rural 1 suivant les cas 1 à 3 sans les pertes à vide

Cas	1					2					3				
Configuration															
Prises des transformateurs	12	13	12	11	13	12	12	11	10	13	12	12	11	10	13
Puissance réactive (kVAr)	-					Q ₁					150.209	4944.736	5543.851		
Pertes Joule (kW)	751.086					625.888					623.110				
Pourcentage des pertes (%)	0.561					0.468					0.466				
Temps de Calcul (s)	85.317					121.197					74.646				
Nombre d'itérations	540826					896279					536877				
Nombre de sous problèmes	27478					50410					27885				

Table 40 : Résultats du réseau Rural 1 suivant les cas 4 à 6 sans les pertes à vide

Cas	4					5					6				
Configuration															
Prises des transformateurs	12	13	12	11	13	12	12	11	10	13	12	12	11	10	13
Puissance réactive (kVAr)	-					Q ₁					156.840	4945.201	5550.178		
Prises des gradins	1					1					1				
Pertes Joule (kW)	742.581					616.968					613.706				
Pourcentage des pertes (%)	0.555					0.461					0.459				
Temps de Calcul (s)	299.319					92.119					422.95				
Nombre d'itérations	2282279					569038					2799954				
Nombre de sous problèmes	71924					47659					100243				

- Avec la prise en considération des pertes à vide des postes HTA/BT**

Table 41 : Résultats du réseau Rural 1 suivant les cas 1 à 3 avec les pertes à vide

Cas	1					2					3				
Configuration															
Prises des transformateurs	12	13	12	11	13	12	12	11	10	13	12	12	11	10	13
Puissance réactive (kVAr)	-					Q ₁					155.632	4934.013	5540.799		
Pertes Joule (kW)	751.481					626.128					622.563				
Pourcentage des pertes (%)	0.562					0.468					0.465				
Temps de Calcul (s)	194.814					122.648					849.3				
Nombre d'itérations	1437520					908414					6171386				
Nombre de sous problèmes	43064					35870					195232				

Table 42 : Résultats du réseau Rural 1 suivant les cas 4 à 6 avec les pertes à vide

Cas	4					5					6							
Configuration																		
Prises des transformateurs	12	13	12	11	13	12	12	11	10	13	12	13	11	10	13			
Puissance réactive (kVAr)	-					Q_1					157.218	4949.878	5557.133					
Prises des gradins	1					1					1							
Pertes Joule (kW)	742.373					617.659					613.246							
Pourcentage des pertes (%)	0.555					0.462					0.458							
Temps de Calcul (s)	228.604					338.647					188.589							
Nombre d'itérations	1651844					2196542					1401080							
Nombre de sous problèmes	46381					121198					81339							

Légende des configurations:

[43 74 19 97 117] [31 43 19 97 117] [44 74 19 97 117] [31 74 19 97 117]
[31 44 19 97 117]

2. Suivant la stratégie 2

a) Reconfiguration

(i) Charge de type puissance constante PQ

- Sans la prise en considération des pertes à vide des postes HTA/BT

Table 43 : Résultats du réseau Rural 1 suivant les cas 1 à 3 sans les pertes à vide

Cas	1	2	3		
Configuration					
Puissance réactive (kVAr)	-	Q_1	157.122	4952.717	5559.783
Pertes Joule (kW)	811.436	681.246	675.635		
Pourcentage des pertes (%)	0.607	0.509	0.505		
Temps de Calcul (s)	5.756	6.209	6.147		
Nombre d'itérations	13442	14948	17266		
Nombre de sous problèmes	256	308	231		

Table 44 : Résultats du réseau Rural 1 suivant les cas 4 à 6 sans les pertes à vide

Cas	4	5	6		
Configuration					
Prises des gradins	1	1	1		
Puissance réactive (kVAr)	-	Q_1	153.518	4951.371	5555.750
Pertes Joule (kW)	787.543	656.777	650.772		
Pourcentage des pertes (%)	0.589	0.491	0.487		
Temps de Calcul (s)	6.131	6.583	6.552		
Nombre d'itérations	10952	15817	15906		
Nombre de sous problèmes	158	173	273		

- Avec la prise en considération des pertes à vide des postes HTA/BT

Table 45 : Résultats du réseau Rural 1 suivant les cas 1 à 3 avec les pertes à vide

Cas	1	2	3		
Configuration					
Prises des gradins	1	1	1		
Puissance réactive (kVAr)	-	Q_1	156.940	4951.594	5558.471
Pertes Joule (kW)	839.657	709.676	704.184		
Pourcentage des pertes (%)	0.628	0.531	0.526		
Temps de Calcul (s)	5.319	5.694	5.584		
Nombre d'itérations	14195	15426	13802		
Nombre de sous problèmes	257	205	215		

Table 46 : Résultats du réseau Rural 1 suivant les cas 4 à 6 avec les pertes à vide

Cas	4	5	6		
Configuration					
Puissance réactive (kVAr)	-	Q_1	157.320	4953.218	5560.739
Pertes Joule (kW)	815.742	684.999	679.543		
Pourcentage des pertes (%)	0.610	0.512	0.508		
Temps de Calcul (s)	4.961	5.678	6.489		
Nombre d'itérations	10442	15618	15667		
Nombre de sous problèmes	117	254	176		

Légende des configurations:

[44 72 19 97 117]	[37 72 19 97 117]	[43 74 19 97 117]	[37 31 19 97 117]
[44 74 19 97 117]	[31 74 19 97 117]		

(ii) Charge de type impédance constante Z

- Sans la prise en considération des pertes à vide des postes HTA/BT

Table 47 : Résultats du réseau Rural 1 suivant les cas 1 à 3 sans les pertes à vide

Cas	1	2	3		
Configuration					
Puissance réactive (kVAr)	-	Q_1	149.828	4929.164	5537.729
Pertes Joule (kW)	710.599	593.655	591.044		
Pourcentage des pertes (%)	0.531	0.444	0.442		
Temps de Calcul (s)	4.976	5.413	5.335		
Nombre d'itérations	11449	13011	11766		
Nombre de sous problèmes	176	207	224		

Table 48 : Résultats du réseau Rural 1 suivant les cas 4 à 6 sans les pertes à vide

Cas	4	5	6		
Configuration					
Prises des gradins	1	1	1		
Puissance réactive (kVAr)	-	Q_1	156.3622	4951.811	5563.079
Pertes Joule (kW)	705.593	588.473	586.119		
Pourcentage des pertes (%)	0.527	0.440	0.438		
Temps de Calcul (s)	6.942	5.211	5.008		
Nombre d'itérations	9931	12253	12356		
Nombre de sous problèmes	175	247	296		

- **Avec la prise en considération des pertes à vide des postes HTA/BT**

Table 49 : Résultats du réseau Rural 1 suivant les cas 1 à 3 avec les pertes à vide

Cas	1	2	3		
Configuration					
Puissance réactive (kVAr)	-	Q_1	147.386	4921.835	5532.060
Pertes Joule (kW)	738.930	622.697	620.107		
Pourcentage des pertes (%)	0.552	0.465	0.464		
Temps de Calcul (s)	4.898	5.351	5.569		
Nombre d'itérations	9289	11050	12752		
Nombre de sous problèmes	161	159	234		

Table 50 : Résultats du réseau Rural 1 suivant les cas 4 à 6 avec les pertes à vide

Cas	4	5	6		
Configuration					
Prises des gradins	1	1	1		
Puissance réactive (kVAr)	-	Q_1	156.602	4950.913	5563.186
Pertes Joule (kW)	733.777	618.762	614.115		
Pourcentage des pertes (%)	0.548	0.463	0.4590		
Temps de Calcul (s)	4.68	7.472	6.068		
Nombre d'itérations	9500	13234	11343		
Nombre de sous problèmes	162	184	259		

Légende des configurations:

[44 72 19 97 117] [31 74 19 97 117] [43 74 19 97 117]

(iii) Charge de type courant constant I

- Sans la prise en considération des pertes à vide des postes HTA/BT

Table 51 : Résultats du réseau Rural 1 suivant les cas 1 à 3 sans les pertes à vide

Cas	1	2	3		
Configuration					
Puissance réactive (kVAr)	-	Q_1	154.188	4938.878	5553.087
Pertes Joule (kW)	752.573	629.121	625.606		
Pourcentage des pertes (%)	0.56247	0.4702	0.46757		
Temps de Calcul (s)	5.039	5.882	5.897		
Nombre d'itérations	10483	14744	13355		
Nombre de sous problèmes	141	289	298		

Table 52 : Résultats du réseau Rural 1 suivant les cas 4 à 6 sans les pertes à vide

Cas	4	5	6		
Configuration					
Prises des gradins	1	1	1		
Puissance réactive (kVAr)	-	Q_1	157.771	4943.980	5539.470
Pertes Joule (kW)	743.041	621.062	617.184		
Pourcentage des pertes (%)	0.555	0.464	0.461		
Temps de Calcul (s)	5.054	5.804	6.365		
Nombre d'itérations	10723	12340	13084		
Nombre de sous problèmes	169	210	185		

- Avec la prise en considération des pertes à vide des postes HTA/BT

Table 53 : Résultats du réseau Rural 1 suivant les cas 1 à 3 avec les pertes à vide

Cas	1	2	3		
Configuration					
Puissance réactive (kVAr)	-	Q_1	154.162	4938.840	5553.889
Pertes Joule (kW)	781.215	658.198	654.414		
Pourcentage des pertes (%)	0.5839	0.492	0.489		
Temps de Calcul (s)	3.822	5.694	6.442		
Nombre d'itérations	7842	13319	13522		
Nombre de sous problèmes	139	249	215		

Table 54 : Résultats du réseau Rural 1 suivant les cas 4 à 6 avec les pertes à vide

Cas	4	5	6		
Configuration					
Prises des gradins	1	1	1		
Puissance réactive (kVAr)	-	Q_1	157.688	4955.353	5566.520
Pertes Joule (kW)	772.777	649.419	644.743		
Pourcentage des pertes (%)	0.578	0.485	0.482		
Temps de Calcul (s)	5.6	5.757	5.663		
Nombre d'itérations	9727	13168	13556		
Nombre de sous problèmes	146	227	259		

Légende des configurations:

[44 72 19 97 117]	[31 74 19 97 117]	[43 74 19 97 117]	[37 74 19 97 117]
-------------------	-------------------	-------------------	-------------------

(iv) Charge de type ZIP

- Sans la prise en considération des pertes à vide des postes HTA/BT

Table 55 : Résultats du réseau Rural 1 suivant les cas 1 à 3 sans les pertes à vide

Cas	1	2	3		
Configuration					
Puissance réactive (kVAr)	-	Q_1	157.157	4945.490	5562.006
Pertes Joule (kW)	756.468	633.746		629.171	
Pourcentage des pertes (%)	0.565	0.474		0.470	
Temps de Calcul (s)	6.021	5.397		5.569	
Nombre d'itérations	10489	12855		13717	
Nombre de sous problèmes	206	258		212	

Table 56 : Résultats du réseau Rural 1 suivant les cas 4 à 6 sans les pertes à vide

Cas	4	5	6		
Configuration					
Prises des gradins	1	1		1	
Puissance réactive (kVAr)	-	Q_1	145.279	4930.306	5524.557
Pertes Joule (kW)	748.211	624.642		622.756	
Pourcentage des pertes (%)	0.559	0.467		0.465	
Temps de Calcul (s)	4.602	5.476		6.724	
Nombre d'itérations	9161	13963		16618	
Nombre de sous problèmes	140	159		240	

- Avec la prise en considération des pertes à vide des postes HTA/BT

Table 57 : Résultats du réseau Rural 1 suivant les cas 1 à 3 avec les pertes à vide

Cas	1	2	3		
Configuration					
Puissance réactive (kVAr)	-	Q_1	157.9649	4953.804	5564.597
Pertes Joule (kW)	784.925	662.467		657.785	
Pourcentage des pertes (%)	0.587	0.495		0.492	
Temps de Calcul (s)	4.758	6.677		5.289	
Nombre d'itérations	9116	12168		13334	
Nombre de sous problèmes	147	237		217	

Table 58 : Résultats du réseau Rural 1 suivant les cas 4 à 6 avec les pertes à vide

Cas	4	5	6		
Configuration					
Prises des gradins	1	1		1	
Puissance réactive (kVAr)	-	Q_1	158.000	4955.954	5567.062
Pertes Joule (kW)	777.050	652.982		648.028	
Pourcentage des pertes (%)	0.581	0.488		0.484	
Temps de Calcul (s)	5.211	5.601		6.957	
Nombre d'itérations	10721	12779		15490	
Nombre de sous problèmes	176	155		190	

Légende des configurations:

[44 72 19 97 117]	[31 74 19 97 117]	[43 74 19 97 117]	[37 74 19 97 117]
-------------------	-------------------	-------------------	-------------------

b) Réglage de la tension
(i) Charge de type puissance constante PQ

- Sans la prise en considération des pertes à vide des postes HTA/BT**

Table 59 : Sans les pertes à vide des postes HTA/BT et sans les bancs de condensateurs

Cas	1					2					3							
Prises des transformateurs	16	16	15	15	16	16	16	15	15	16	16	16	15	14	16			
Puissance réactive (kVAr)	-					Q_1					158.769	4958.079	5570.875					
Pertes Joule (kW)	721.751					603.53					599.312							
Pourcentage des pertes (%)	0.539					0.451					0.448							
Temps de Calcul (s)	2.184					1.903					2.496							
Nombre d'itérations	1051					748					768							
Nombre de sous problèmes	69					9					10							

Table 60 : Sans les pertes à vide des postes HTA/BT et avec les bancs de condensateurs

Cas	4					5					6							
Prises des transformateurs	16	16	15	15	16	16	16	15	15	16	16	16	15	14	16			
Puissance réactive (kVAr)	-					Q_1					158.769	4958.076	5570.869					
Prises des gradins	1					1					1							
Pertes Joule (kW)	711.736					593.514					589.297							
Pourcentage des pertes (%)	0.532					0.444					0.440							
Temps de Calcul (s)	2.169					1.997					2.106							
Nombre d'itérations	1134					767					695							
Nombre de sous problèmes	63					9					6							

- Avec la prise en considération des pertes à vide des postes HTA/BT**

Table 61 : Sans les pertes à vide des postes HTA/BT et sans les bancs de condensateurs

Cas	1					2					3							
Prises des transformateurs	16	16	15	15	16	16	16	15	15	16	16	16	15	14	16			
Puissance réactive (kVAr)	-					Q_1					158.7615	4958.022	5570.834					
Pertes Joule (kW)	753.667					635.741					631.638							
Pourcentage des pertes (%)	0.5633					0.475					0.472							
Temps de Calcul (s)	2.262					2.168					2.434							
Nombre d'itérations	1377					915					878							
Nombre de sous problèmes	96					23					11							

Table 62 : Sans les pertes à vide des postes HTA/BT et avec les bancs de condensateurs

Cas	4					5					6							
Prises des transformateurs	16	16	15	15	16	16	16	15	15	16	16	16	15	14	16			
Puissance réactive (kVAr)	-					Q_1					158.760	4957.974	5570.756					
Prises des gradins	1					1					1							
Pertes Joule (kW)	743.680					625.755					621.652							
Pourcentage des pertes (%)	0.556					0.468					0.465							
Temps de Calcul (s)	2.075					2.044					2.044							
Nombre d'itérations	1147					858					807							
Nombre de sous problèmes	70					8					13							

Légende configuration initiale: [19 43 97 117 144].

(ii) Charge de type impédance constante Z

- Sans la prise en considération des pertes à vide des postes HTA/BT**

Table 63 : Sans les pertes à vide des postes HTA/BT et sans les bancs de condensateurs

Cas	1					2					3				
Prises des transformateurs	12	13	12	11	13	12	13	11	10	13	12	13	11	10	13
Puissance réactive (kVAr)	-							Q ₁			158.726	4957.909	5570.139		
Pertes Joule (kW)	715.374					596.991					594.937				
Pourcentage des pertes (%)	0.535					0.446					0.445				
Temps de Calcul (s)	1.731					1.654					50.856				
Nombre d'itérations	442					442					487				
Nombre de sous problèmes	3					2					2				

Table 64 : Sans les pertes à vide des postes HTA/BT et avec les bancs de condensateurs

Cas	4					5					6				
Prises des transformateurs	12	13	12	11	12	12	13	11	10	12	12	13	11	10	12
Puissance réactive (kVAr)	-							Q ₁			158.717	4957.850	5569.808		
Prises des gradins	1					1					1				
Pertes Joule (kW)	695.769					577.390					575.334				
Pourcentage des pertes (%)	0.520					0.432					0.487				
Temps de Calcul (s)	1.857					1.669					1.716				
Nombre d'itérations	439					423					472				
Nombre de sous problèmes	3					2					2				

- Avec la prise en considération des pertes à vide des postes HTA/BT**

Table 65 : Sans les pertes à vide des postes HTA/BT et sans les bancs de condensateurs

Cas	1					2					3				
Prises des transformateurs	12	13	12	11	13	12	13	11	10	13	12	13	11	10	13
Puissance réactive (kVAr)	-							Q ₁			158.722	4957.853	5570.320		
Pertes Joule (kW)	743.586					625.168					623.22				
Pourcentage des pertes (%)	0.556					0.467					0.466				
Temps de Calcul (s)	2.246					1.498					1.779				
Nombre d'itérations	491					453					502				
Nombre de sous problèmes	5					8					2				

Table 66 : Sans les pertes à vide des postes HTA/BT et avec les bancs de condensateurs

Cas	4					5					6				
Prises des transformateurs	12	13	12	11	12	12	13	11	10	12	12	13	11	10	12
Puissance réactive (kVAr)	-							Q ₁			158.698	4957.913	5570.820		
Prises des gradins	1					1					1				
Pertes Joule (kW)	723.925					605.508					603.556				
Pourcentage des pertes (%)	0.541					0.453					0.451				
Temps de Calcul (s)	1.622					1.513					2.153				
Nombre d'itérations	471					442					459				
Nombre de sous problèmes	3					2					2				

Légende configuration initiale: [19 43 97 117 144].

(iii) Charge de type courant constant I

- Sans la prise en considération des pertes à vide des postes HTA/BT

Table 67 : Sans les pertes à vide des postes HTA/BT et sans les bancs de condensateurs

Cas	1					2					3				
Prises des transformateurs	12	13	12	11	13	12	13	11	10	13	12	13	11	10	13
Puissance réactive (kVAr)	-					Q_1					158.755	4958.014	5570.717		
Pertes Joule (kW)	765. 304					641. 120					637.357				
Pourcentage des pertes (%)	0.5720					0.479					0.476				
Temps de Calcul (s)	1.638					1.295					1.233				
Nombre d'itérations	1234					925					638				
Nombre de sous problèmes	208					107					18				

Table 68 : Sans les pertes à vide des postes HTA/BT et avec les bancs de condensateurs

Cas	4					5					6				
Prises des transformateurs	12	13	12	11	12	12	13	11	10	12	12	13	11	10	12
Puissance réactive (kVAr)	-					Q_1					158.742	4957.843	5570.166		
Prises des gradins	1					1					1				
Pertes Joule (kW)	751.810					627.640					623.889				
Pourcentage des pertes (%)	0.562					0.469					0.466				
Temps de Calcul (s)	1.466					2.636					4.54				
Nombre d'itérations	1453					1503					1251				
Nombre de sous problèmes	195					253					177				

- Avec la prise en considération des pertes à vide des postes HTA/BT

Table 69 : Sans les pertes à vide des postes HTA/BT et sans les bancs de condensateurs

Cas	1					2					3				
Prises des transformateurs	12	13	12	11	13	12	13	11	10	13	12	13	11	10	13
Puissance réactive (kVAr)	-					Q_1					158.721	4957.941	5570.529		
Pertes Joule (kW)	794.099					669.216					665.544				
Pourcentage des pertes (%)	0.593					0.500					0.497				
Temps de Calcul (s)	1.872					1.17					1.981				
Nombre d'itérations	1216					789					816				
Nombre de sous problèmes	168					83					94				

Table 70 : Sans les pertes à vide des postes HTA/BT et avec les bancs de condensateurs

Cas	4					5					6				
Prises des transformateurs	12	13	12	11	12	12	13	11	10	12	12	13	11	10	12
Puissance réactive (kVAr)	-					Q_1					158.750	4957.978	5570.646		
Prises des gradins	1					1					1				
Pertes Joule (kW)	779.843					655.671					651.973				
Pourcentage des pertes (%)	0.583					0.490					0.4873				
Temps de Calcul (s)	3.541					2.527					2.777				
Nombre d'itérations	1581					850					949				
Nombre de sous problèmes	224					87					109				

Légende configuration initiale: [19 43 97 117 144].

(iv) Charge de type ZIP

- Sans la prise en considération des pertes à vide des postes HTA/BT**

Table 71 : Sans les pertes à vide des postes HTA/BT et sans les bancs de condensateurs

Cas	1					2					3				
Prises des transformateurs	12	13	12	11	13	12	13	11	10	13	12	13	11	10	13
Puissance réactive (kVAr)	-							Q ₁			158.714	4957.960	5570.514		
Pertes Joule (kW)	770.706					645.916					641.960				
Pourcentage des pertes (%)	0.576					0.483					0.480				
Temps de Calcul (s)	1.841					1.248					1.794				
Nombre d'itérations	1462					646					895				
Nombre de sous problèmes	215					27					76				

Table 72 : Sans les pertes à vide des postes HTA/BT et avec les bancs de condensateurs

Cas	4					5					6				
Prises des transformateurs	12	13	12	11	12	12	13	11	10	12	12	13	11	10	12
Puissance réactive (kVAr)	-							Q ₁			158.750	4957.978	5570.646		
Prises des gradins	1					1					1				
Pertes Joule (kW)	757.898					633.082					629.134				
Pourcentage des pertes (%)	0.567					0.473					0.470				
Temps de Calcul (s)	3.401					2.09					1.825				
Nombre d'itérations	2011					587					637				
Nombre de sous problèmes	269					22					637				

- Avec la prise en considération des pertes à vide des postes HTA/BT**

Table 73 : Sans les pertes à vide des postes HTA/BT et sans les bancs de condensateurs

Cas	1					2					3				
Prises des transformateurs	12	13	12	11	13	12	13	11	10	13	12	13	11	10	13
Puissance réactive (kVAr)	-							Q ₁			158.754	4958.028	5570.745		
Pertes Joule (kW)	798.797					673.970					670.120				
Pourcentage des pertes (%)	0.597					0.504					0.509				
Temps de Calcul (s)	1.466					1.372					1.545				
Nombre d'itérations	1361					1291					637				
Nombre de sous problèmes	178					201					18				

Table 74 : Sans les pertes à vide des postes HTA/BT et avec les bancs de condensateurs

Cas	4					5					6				
Prises des transformateurs	12	13	12	11	12	12	13	11	10	12	12	13	11	10	12
Puissance réactive (kVAr)	-							Q ₁			158.753	4957.016	5570.676		
Prises des gradins	1					1					1				
Pertes Joule (kW)	785.909					661.076					657.237				
Pourcentage des pertes (%)	0.587					0.494					0.491				
Temps de Calcul (s)	1.638					2.356					2.137				
Nombre d'itérations	1406					1510					621				
Nombre de sous problèmes	183					207					21				

Légende configuration initiale: [19 43 97 117 144].

c) **Couplage des deux fonctions**
 (i) **Charge de type puissance constante PQ**

- **Sans la prise en considération des pertes à vide des postes HTA/BT**

Table 75 : Résultats du réseau Rural 1 suivant les cas 1 à 3 sans les pertes à vide

Cas	1					2					3							
Configuration																		
Prises des transformateurs	16	16	15	15	16	16	16	15	15	16	16	16	15	14	16			
Puissance réactive (kVAr)	-					Q ₁					158.757	4957.041	5570.833					
Pertes Joule (kW)	702.492					584.568					580.379							
Pourcentage des pertes (%)	0.525					0.437					0.434							
Nombre d'itérations	1309131					395865					2541577							
Nombre de sous problèmes	30753					9383					53660							

Table 76 : Résultats du réseau Rural 1 suivant les cas 4 à 6 sans les pertes à vide

Cas	4					5					6							
Configuration																		
Prises des transformateurs	16	16	15	14	16	16	16	13	15	16	16	16	14	14	16			
Puissance réactive (kVAr)	-					Q ₁					158.753	4957.911	5570.833					
Prises des gradins	1					1					1							
Pertes Joule (kW)	694.736					578.390					572.331							
Pourcentage des pertes (%)	0.519					0.432					0.428							
Nombre d'itérations	861767					1229185					3207116							
Nombre de sous problèmes	19131					33982					62119							

- **Avec la prise en considération des pertes à vide des postes HTA/BT**

Table 77 : Résultats du réseau Rural 1 suivant les cas 1 à 3 avec les pertes à vide

Cas	1					2					3							
Configuration																		
Prises des transformateurs	16	16	15	15	16	16	16	14	15	16	16	16	14	14	16			
Puissance réactive (kVAr)	-					Q ₁					158.754	4957.983	5570.838					
Pertes Joule (kW)	734.681					619.408					615.8435							
Pourcentage des pertes (%)	0.549					0.463					0.460							
Nombre d'itérations	884010					884010					243947							
Nombre de sous problèmes	22694					22694					8284							

Table 78 : Résultats du réseau Rural 1 suivant les cas 4 à 6 avec les pertes à vide

Cas	4					5					6							
Configuration																		
Prises des transformateurs	16	16	15	15	16	16	16	15	15	16	16	16	15	13	16			
Puissance réactive (kVAr)	-					Q ₁					151.755	4947.835	5570.811					
Prises des gradins	1					1					1							
Pertes Joule (kW)	724.176					606.148					605.112							
Pourcentage des pertes (%)	0.541					0.453					0.452							
Nombre d'itérations	2284932					1370357					2348460							
Nombre de sous problèmes	56109					29892					43085							

Légende des configurations:

[43 74 19 97 117]	[37 74 19 97 117]	[44 74 19 97 117]	[31 74 19 97 117]
[31 44 19 97 117]			

(ii) Charge de type impédance constante Z

- Sans la prise en considération des pertes à vide des postes HTA/BT

Table 79 : Résultats du réseau Rural 1 suivant les cas 1 à 3 sans les pertes à vide

Cas	1					2					3							
Configuration																		
Prises des transformateurs	12	12	12	11	13	12	12	11	10	13	12	12	11	10	13			
Puissance réactive (kVAr)	-					Q ₁					153.232	4928.280	5507.741					
Pertes Joule (kW)	690.9404					572.790					570.724							
Pourcentage des pertes (%)	0.516					0.482					0.427							
Nombre d'itérations	1990632					2413690					1773185							
Nombre de sous problèmes	57023					98293					48555							

Table 80 : Résultats du réseau Rural 1 suivant les cas 4 à 6 sans les pertes à vide

Cas	4					5					6							
Configuration																		
Prises des transformateurs	12	12	12	11	13	12	12	11	10	13	12	12	11	10	13			
Puissance réactive (kVAr)	-					Q ₁					152.006	4922.996	5500.968					
Prises des gradins	1					1					1							
Pertes Joule (kW)	686.660					569.016					566.130							
Pourcentage des pertes (%)	0.513					0.425					0.423							
Nombre d'itérations	1528062					616845					1294769							
Nombre de sous problèmes	45302					16118					53535							

- Avec la prise en considération des pertes à vide des postes HTA/BT

Table 81 : Résultats du réseau Rural 1 suivant les cas 1 à 3 avec les pertes à vide

Cas	1					2					3							
Configuration																		
Prises des transformateurs	12	12	12	11	13	12	12	11	10	13	12	12	11	10	13			
Puissance réactive (kVAr)	-					Q ₁					155.267	4919.374	5500.785					
Pertes Joule (kW)	719.410					600.732					598.949							
Pourcentage des pertes (%)	0.538					0.449					0.448							
Nombre d'itérations	4233905					2565097					853055							
Nombre de sous problèmes	156500					82124					31817							

Table 82 : Résultats du réseau Rural 1 suivant les cas 4 à 6 avec les pertes à vide

Cas	4					5					6							
Configuration																		
Prises des transformateurs	12	12	12	11	13	12	12	11	10	13	12	12	11	10	13			
Puissance réactive (kVAr)	-					Q ₁					151.780	4916.919	5502.483					
Prises des gradins	1					1					1							
Pertes Joule (kW)	714.472					596.820					594.708							
Pourcentage des pertes (%)	0.534					0.446					0.445							
Nombre d'itérations	2593595					1541302					1124799							
Nombre de sous problèmes	85382					50923					33817							

Légende des configurations:

[43 74 19 97 117] [37 74 19 97 117] [44 74 19 97 117] [31 74 19 97 117]

(iii) Charge de type courant constant I

- Sans la prise en considération des pertes à vide des postes HTA/BT

Table 83 : Résultats du réseau Rural 1 suivant les cas 1 à 3 sans les pertes à vide

Cas	1					2					3							
Configuration																		
Prises des transformateurs	12	13	12	11	13	12	12	11	10	13	12	12	11	10	13			
Puissance réactive (kVAr)	-					Q ₁					156.425	4943.531	5546.322					
Pertes Joule (kW)	746.213					621.179					617.116							
Pourcentage des pertes (%)	0.558					0.46426					0.461							
Nombre d'itérations	1912730					1702990					1316958							
Nombre de sous problèmes	70155					90647					42651							

Table 84 : Résultats du réseau Rural 1 suivant les cas 4 à 6 sans les pertes à vide

Cas	4					5					6							
Configuration																		
Prises des transformateurs	12	13	12	11	13	12	13	11	10	13	12	12	11	10	13			
Puissance réactive (kVAr)	-					Q ₁					156.446	4948.684	5553.007					
Prises des gradins	1					1					1							
Pertes Joule (kW)	738.618					613.357					608.653							
Pourcentage des pertes (%)	0.552					0.458					0.455							
Nombre d'itérations	3366770					3478134					553769							
Nombre de sous problèmes	101965					101709					14826							

- Avec la prise en considération des pertes à vide des postes HTA/BT

Table 85 : Résultats du réseau Rural 1 suivant les cas 1 à 3 avec les pertes à vide

Cas	1					2					3							
Configuration																		
Prises des transformateurs	12	13	12	11	13	12	12	11	10	13	12	12	11	10	13			
Puissance réactive (kVAr)	-					Q ₁					157.206	4905.182	5487.345					
Pertes Joule (kW)	774.510					648.803					645.730							
Pourcentage des pertes (%)	0.579					0.485					0.483							
Nombre d'itérations	1263722					2829045					1473747							
Nombre de sous problèmes	7211					77817					52889							

Table 86 : Résultats du réseau Rural 1 suivant les cas 4 à 6 avec les pertes à vide

Cas	4					5					6							
Configuration																		
Prises des transformateurs	12	13	12	11	13	12	12	11	10	13	12	12	11	10	13			
Puissance réactive (kVAr)	-					Q ₁					157.706	4948.153	5550.632					
Prises des gradins	1					1					1							
Pertes Joule (kW)	765.011					639.677					636.634							
Pourcentage des pertes (%)	0.572					0.478					0.476							
Nombre d'itérations	148474					161114					286474							
Nombre de sous problèmes	86684					5457					10404							

Légende des configurations:

[43 74 19 97 117] [31 44 19 97 117] [37 31 19 97 117] [44 74 19 97 117]

(iv) Charge de type ZIP

- Sans la prise en considération des pertes à vide des postes HTA/BT

Table 87 : Résultats du réseau Rural 1 suivant les cas 1 à 3 sans les pertes à vide

Cas	1					2					3							
Configuration																		
Prises des transformateurs	12	13	12	11	13	12	12	11	10	13	12	12	11	10	13			
Puissance réactive (kVAr)	-					Q ₁					154.142	4920.941	5521.835					
Pertes Joule (kW)	751.617					626.112					622.810							
Pourcentage des pertes (%)	0.562					0.468					0.466							
Nombre d'itérations	478226					1686953					774665							
Nombre de sous problèmes	16985					57113					20575							

Table 88 : Résultats du réseau Rural 1 suivant les cas 4 à 6 sans les pertes à vide

Cas	4					5					6							
Configuration																		
Prises des transformateurs	12	13	12	11	13	12	13	11	10	13	12	12	11	10	13			
Puissance réactive (kVAr)	-					Q ₁					156.212	4946.856	5550.822					
Prises des gradins	1					1					1							
Pertes Joule (kW)	743.021					617.385					613.637							
Pourcentage des pertes (%)	0.555					0.461					0.459							
Nombre d'itérations	2123919					948400					757099							
Nombre de sous problèmes	62007					25871					19361							

- Avec la prise en considération des pertes à vide des postes HTA/BT

Table 89 : Résultats du réseau Rural 1 suivant les cas 1 à 3 avec les pertes à vide

Cas	1					2					3							
Configuration																		
Prises des transformateurs	12	13	12	11	13	12	12	11	10	13	12	12	11	10	13			
Puissance réactive (kVAr)	-					Q ₁					154.193	4938.782	5534.856					
Pertes Joule (kW)	779.844					654.513					650.234							
Pourcentage des pertes (%)	0.583					0.489					0.486							
Nombre d'itérations	1127085					593388					1508175							
Nombre de sous problèmes	33217					22865					59131							

Table 90 : Résultats du réseau Rural 1 suivant les cas 4 à 6 avec les pertes à vide

Cas	4					5					6							
Configuration																		
Prises des transformateurs	12	13	12	11	13	12	12	11	10	13	12	12	11	10	13			
Puissance réactive (kVAr)	-					Q ₁					155.199	4930.350	5538.168					
Prises des gradins	1					1					1							
Pertes Joule (kW)	771.072					645.050					641.615							
Pourcentage des pertes (%)	0.576					0.482					0.480							
Nombre d'itérations	4398597					1382425					920245							
Nombre de sous problèmes	148432					42255					26316							

Légende des configurations:

[43 74 19 97 117] [31 44 19 97 117] [37 74 19 97 117]

H. RECAPITULATIFS DES GAINS SUR LES PERTES

Table 91 : Différence entre les pertes sans et avec le gradin de condensateurs

	GED	Sans Pertes à vide (kW)	Avec Pertes à vide (kW)
Π_{RRN}	Sans	25	25
	Avec et sans Q_{ged}	23	24
	Avec et avec Q_{ged}	25	25
Π_{RTG}	Sans	10	10
	Avec et sans Q_{ged}	10	10
	Avec et avec Q_{ged}	10	10
Π_{RRT}	Sans	11	11
	Avec et sans Q_{ged}	11	11
	Avec et avec Q_{ged}	11	7

Les données de la Table 91 sont obtenues en effectuant la différence des pertes obtenues entre les cas sans et avec le gradin de condensateurs pour chaque fonction du modèle MISOCP. En d'autres termes, c'est la différence entre les cas de simulations 1 et 3, 2 et 5 et 3 et 6. Toutes les comparaisons sont faites par rapport au type de charge PQ constant. Nous rappelons que Π_{RRN} , Π_{RTG} , et Π_{RRT} correspondent respectivement à la reconfiguration, au réglage de la tension et au couplage des deux. A ce niveau, nous considérons les valeurs arrondies pour avoir connaître les ordres de grandeur des gains contrairement aux résultats fournis par les modèles eux-mêmes. Au vu de ces valeurs, on peut dire que la participation du gradin de condensateurs est plus accrue avec la reconfiguration. En effet, le transfert de la charge vers un autre poste accroît l'impact du réactif de ce dernier sur le poste où il est connecté. En l'occurrence, on passe des configurations [44 72 19 97 117] et [37 72 19 97 117] à la configuration [43 74 19 97 117] pour les simulations sans les pertes à vide. De plus, malgré le fait que les valeurs des pertes soient différentes avec ou sans les pertes à vide, on constate que la différence restent quasiment la même dans la plupart des cas.

Table 92 : Gains apportés par les GED pour chaque fonction

	Gradin de condensateurs	a (kW)	b (kW)	c (kW)
Π_{RRN}	Sans	130	136	6
	Avec	130	136	6
Π_{RTG}	Sans	118	122	4
	Avec	128	132	4
Π_{RRT}	Sans	118	122	4
	Avec	118	122	4

a = Pertes **sans** GED - Pertes **avec** GED **sans** Q_{ged} ,

b = Pertes **sans** GED - Pertes **avec** GED **avec** Q_{ged} ,

c = Pertes **avec** GED **sans** Q_{ged} - Pertes **avec** GED **avec** Q_{ged}

Par sans ou avec Q_{ged} , on entend avec ou sans réglage de la puissance réactive des GED.

Intrinsèquement, c'est la puissance active apportée par les GED qui induit ce gain non négligeable sur les pertes quel que soit la fonction considérée. Et ceci, comme nous l'avons remarqué auparavant du fait de la diminution des flux de puissance au niveau des transformateurs de par le positionnement des GED. On voit également que la contribution de leur puissance réactive est moindre pour la minimisation des pertes. Pour ce cas d'étude en l'occurrence, c'est en moyenne 5 kW.

Table 93 : Réduction des pertes Joule uniquement par rapport aux pertes initiales sans le gradin de condensateurs

	d (kW)	e (kW)	f (kW)
Configuration Initiale	822	692	687 ³⁴
Gain (kW)			
Π_{RRN}	11	10	12
Π_{RTG}	101	84	88
Π_{RRT}	120	107	107

d = Pertes **sans** GED,

e = Pertes **avec** GED **sans** Q_{ged} ,

f = Pertes **avec** GED **avec** Q_{ged} .

Les valeurs de pertes de la configuration initiale indiquées sur la Table 93 correspondent aux cas où aucun réglage n'est effectué. En effectuant uniquement la reconfiguration, la réduction des pertes est moindre comparée à celle obtenue pour le réglage de la tension avec ou sans la présence des GED. Couplés tous les deux, ces deux fonctions réduisent davantage les pertes mais de façon non linéaires dans la mesure où, la somme des réductions séparées est différente de la réduction du couplage.

³⁴ Cette valeur est estimée avec les pertes de la configuration initiale en présence des GED minorée des 5 kW de réduction moyenne avec le réglage de la puissance réactive des GED.

I. PLATEFORME PREDIS

Pour mettre en œuvre nos algorithmes sur la plateforme PREDIS [88], nous avons mis en place un SCADA et les communications pour la remontée d'informations. L'architecture et le matériel présentés à ce niveau sont spécifiques à la plateforme PREDIS où on étudie l'apport des Nouvelles Technologies de l'Information et de Communication (NTIC) dans les réseaux de distribution.

1. Les équipements des communications

La plateforme PREDIS dispose de plusieurs types d'équipements comme les centrales de mesure mais aussi :

- des IPD (FLAIR 200C)
- des enregistreurs de défauts pour d'autres fonctions comme l'autocicatrisation
- des API (Automate Programmable Industriel Schneider Electric MODICON M340)
- un SCADA (PcVue) pour le poste de conduite
- un agent où sera implémenté nos nouvelles fonctions avancées de conduite

L'apport de ces nouveaux équipements et des nouvelles technologies de l'information et de communication (NTIC) sera aussi étudié. L'architecture de communication peut être observée sur la Fig 29. Pour l'heure, nous avons réalisé les communications suivantes :

- La communication entre les FLAIR 200C et les API (M 340)
- La communication entre le SCADA et l'agent (via un serveur OPC : protocole de communication standard)
- La communication entre le SCADA et les API (communication intégrée à PCVue via du Modbus/TCP)

2. La communication entre les IPD et les API

Le Flair 200C est un produit dédié à la télésurveillance pour faciliter la localisation de défauts avec les IPD et la reprise de service sur les réseaux de distribution. Ce matériel transmet des informations, par exemple au centre de conduite et au personnel d'intervention en charge de l'exploitation des réseaux, afin de contribuer à l'amélioration de la qualité de service de la distribution de l'énergie. Les derniers modèles développés (Flair 200C) jouent aussi le rôle de centrale de mesure. Les automates (API) utilisés sont de la gamme des Modicon, plus précisément, des M 340. C'est l'organe physique qui exécute les commandes envoyées depuis le poste de conduite. Il possède un processeur avec 2 ports: un port série et un port Ethernet TCP/IP. Le protocole Modbus, protocole de type Maître-Esclave est utilisé pour faire dialoguer les IPD et les API via leur port série. Pour ce faire, nous avons développé un programme de lecture sous Unity Pro XL (Software pour la programmation des automates Schneider Electric Industries SAS) pour faire dialoguer ces deux équipements via leurs ports série disponible ainsi que son interface

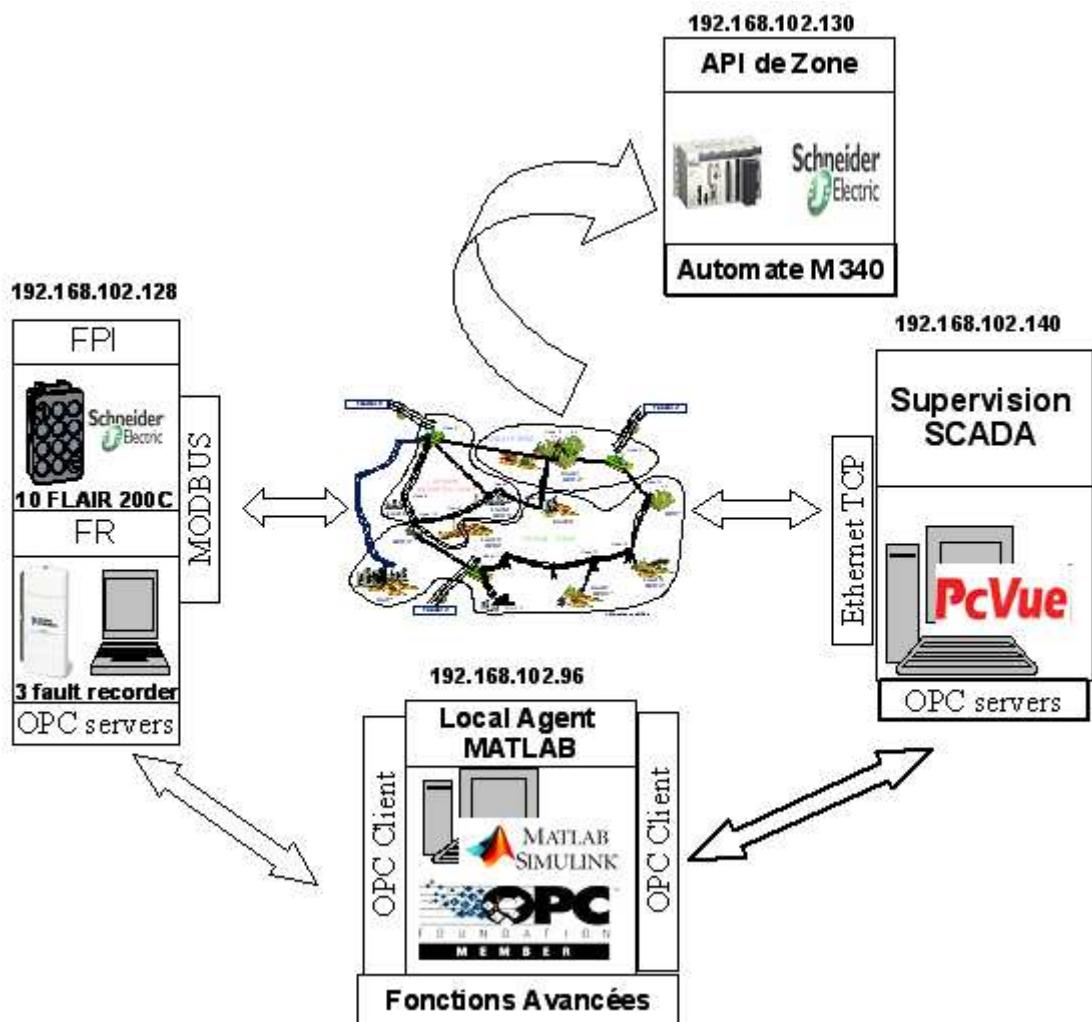


Fig 29 : Les communications dans le réseau RD_PREDIS

3. La communication entre le SCADA et l'agent

Le SCADA utilisé est PcVue. Il assure les fonctions de gestion de communications pour des architectures clients/serveurs (agent/SCADA). En d'autres termes, il représente un centre de conduite à l'image des ceux d'ERDF avec une vue globale du réseau de distribution RD_PREDIS. L'agent en tant que client est représenté par un ordinateur avec le logiciel de calcul numérique Matlab. Du fait que ces deux types d'applications n'ont pas les mêmes drivers de communications, un protocole universel permet de créer cette communication, à savoir le protocole OPC (OLE for Process Control) est le protocole d'échanges d'informations entre logiciels industriels en environnement Windows. Il s'agit d'une interface logicielle standard permettant une réelle ouverture de communication grâce à l'interopérabilité des équipements de différents constructeurs. Le standard OPC libère ainsi les utilisateurs des verrous imposés par les protocoles propriétaires. Cette communication a été configurée à l'aide d'un composant de Windows appelé DCOM (Distributed Component Object Model) qui permet la communication entre des composants logiciels distribués au sein

d'un réseau informatique. Ces développements ont été réalisés au début en début de thèse afin de pouvoir profiter de la plateforme expérimentale RD_PREDIS opérationnelle pour tester nos fonctions avancées de conduite.

4. La communication entre le SCADA et les API

Le SCADA gère aussi les communications avec les automates. Le protocole Ethernet TCP/IP nous permet de réaliser cette communication. La finalisation de l'interface graphique et sa liaison avec les variables temps réelles de la plateforme ont aussi été réalisés en début de thèse.

TITRE :**OPTIMISATION DES RESEAUX: « RESEAU ACTIF ET FLEXIBLE »**

RESUME :

Le Système Électrique est soumis ces dernières années à plusieurs évolutions, depuis la dérégulation du marché d'énergie à l'intégration de plus en plus importante de Générateurs Dispersés (GED). Ainsi, dans le cadre du concept de Smart Grid, les nouvelles technologies de l'information et de la communication (NTIC) offrent de nouvelles perspectives pour la gestion et l'exploitation des réseaux de distribution.

Dans ce contexte, de nouveaux outils sont étudiés. Encore appelés Fonctions Avancées d'Automatisation (FAA), le but principal de ces outils est d'utiliser tous les composants du réseau de distribution de manière coordonnée en vue de les rendre plus actifs, flexibles et d'augmenter leur efficacité opérationnelle. Dans notre cas, nous avons étudié les fonctions associées à la reconfiguration en régime normal, du réglage de la tension et l'hybridation de ces deux derniers, tout en tenant compte de la présence des GED. En partant du comportement physique inhérent aux composants du réseau, plusieurs modèles ont été proposés. Certains sont tirés de la théorie des graphes et d'autres sur l'outil puissant de la reformulation mathématique pour « convexifier » nos modèles. Cette modélisation adoptée répond à la fois à la nécessité de prendre en compte tous les moyens de réglages qui peuvent être discrets (prises des transformateurs avec régulateurs en charge ou des gradins de condensateurs), binaires (état de connectivité des composants) et continues (puissance réactive de la DG) et par le choix des outils et des algorithmes d'optimisation mixte. En effet, la complexité de ces problèmes sont telles que nous avons exploré à la fois des algorithmes méta-heuristiques (ACF : Algorithme des Colonies de Fourmis) que déterministes (Décomposition de Benders Généralisée, Algorithme du Branch and Cut).

MOTS CLEFS :

Smart Grid, Réseaux de Distribution, Reconfiguration, Réglage de la tension, Couplage ou Coordination, Générateurs d'Energie Dispersés, Modélisation, Reformulation, Optimisation mixte, Algorithme déterministe et Métaheuristique.

TITLE:**NETWORKS OPTIMIZATION: « ACTIVE AND FLEXIBLE NETWORK »****ABSTRACT:**

The Electric Power System is undergoing a lot of evolutions in recent years, including the energy market deregulation and the increasing integration of Dispersed Generators (DG). Therefore, within the framework of Smart Grid concept, the New Information and Communication Technologies (NICT) provide new perspectives to manage and operate distribution networks.

In this context, new tools, called Advanced Distribution Automation functions (ADA, are being studied). The main objective of these tools is to use all the distribution network components in a coordinated manner to make them more active and flexible, in addition to increasing their operational efficiency. In our case, we studied the functions associated with the reconfiguration problem, the voltage control problem and the hybridization of these two, while taking into account the presence of the DG. Based on the inherent components of network physical models, several models have been proposed. Some are derived from the graph theory and others use powerful mathematical reformulation to make our models convex. The adopted models answer to the necessity of taking into account all regulation means, which can be discrete (On Load Tap-Changer and capacitor banks), binary (components connectivity such as lines or transformers) and continuous (DG reactive power), and by the choice of tools and algorithms of mixed optimization. Indeed, the complexity of these problems is such that we have explored both algorithms: meta-heuristic (ACA, Ant Colony Algorithm) and deterministic (Generalized Benders Decomposition, Branch and Cut Algorithm).

KEYWORDS:

Smart Grid, Distribution Networks, Reconfiguration, Voltage Control, Coordination, Dispersed Generation, Modeling, Reformulation, Mixed Integer Programming, Deterministic and Metaheuristic Algorithms.