

Évaluation de l'impact du Smart Grid sur les pratiques de planification en cas d'insertion de production décentralisée et de charges flexibles

Victor Gouin

► To cite this version:

Victor Gouin. Évaluation de l'impact du Smart Grid sur les pratiques de planification en cas d'insertion de production décentralisée et de charges flexibles. Energie électrique. Université Grenoble Alpes, 2015. Français. NNT: 2015GREAT097. tel-01256209

HAL Id: tel-01256209 https://theses.hal.science/tel-01256209

Submitted on 14 Jan 2016 $\,$

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 GRENOBLE ALPES

THÈSE

Pour obtenir le grade de

DOCTEUR DE L'UNIVERSITÉ GRENOBLE ALPES

Spécialité : Génie Electrique

Arrêté ministériel : 7 août 2006

Présentée par

Victor GOUIN

Thèse dirigée par **Bertrand RAISON** et co-encadrée par **Marie-Cécile ALVAREZ-HERAULT**

préparée au sein du G2ELab dans l'École Doctorale EEATS

Evaluation de l'impact du Smart Grid sur les pratiques de planification en cas d'insertion de production décentralisée et de charges flexibles

Thèse soutenue publiquement le **17 Novembre 2015**, devant le jury composé de :

M^{me} Zita VALE Rapporteur, Professeur, Institut Polytechnique de Porto M. Bruno FRANCOIS Rapporteur, Professeur, Ecole Centrale de Lille M. Fabrizio PILO Examinateur, Professeur, Université de Cagliari M. Nouredine HADJ-SAID Président, Professeur, Université Grenoble Alpes M. Guillaume ROUPIOZ Invité, Ingénieur, ERDF M. Fabrice LHOTE Invité, Ingénieur, Gaz Electricité de Grenoble M. Bertrand RAISON Directeur de thèse, Professeur, Université Grenoble Alpes M^{me} Marie-Cécile ALVAREZ-HERAULT Co-encadrant, Maître de conférences, Université Grenoble Alpes



Remerciements

En premier lieu, je tiens à remercier Bruno François et Zita Vale pour avoir accepté d'être les rapporteurs de mon manuscrit et m'avoir permis de soutenir mes travaux de thèse. Je les remercie pour leurs remarques, commentaires et conseils autant dans leur rapport que leurs questions lors de ma soutenance, qui m'encouragent et ouvrent de nouvelles perspectives à mes travaux. J'étais également heureux de rencontrer Zita Vale qui m'a notamment aidé à partir en échange au Brésil durant ma thèse, dans le cadre du projet ELECON. Je remercie également Fabrizio Pilo d'avoir effectué le déplacement depuis la Sardaigne et pour nos précieux échanges qui ont suivis. Enfin je remercie Nouredine Hadj-Said, qui m'a donné mon premier cours sur les réseaux électriques à l'ENSE3, pour avoir accepté de présider mon jury de thèse de manière très conviviale.

Je remercie aussi Fabrice Lhote et Guillaume Roupioz qui ont répondu présents à mon invitation le jour de ma soutenance. J'ai beaucoup apprécié travailler avec eux durant ma thèse dans le cadre du projet Greenlys. Fabrice a répondu avec beaucoup de gentillesse à mes nombreuses questions techniques, et Guillaume m'a permis de valoriser mes travaux en partenariat avec ERDF. Ils m'ont permis de conserver un lien entre le monde "réel" et celui de la recherche académique, et ainsi apporté beaucoup de valeur à mon travail, le tout dans une ambiance amicale. Je remercie à travers eux tous les autres partenaires industriels avec qui j'ai pu échanger pendant ces 3 ans. Parmi les gens avec qui j'ai travaillé, je remercie également Philippe Deschamps pour mon "pré-doc" à Schneider Electric, ainsi que Wojciech Bienia pour ses cours d'optimisation.

Ma plus grande gratitude va bien sûr à mes deux encadrants, Bertrand Raison et Marie-Cécile Alvarez-Hérault. Ils ont toujours été de très bon conseil, très efficaces dans nos réunions de travail et redoutables dans la relecture des mes articles et de mon manuscrit, tout en me laissant beaucoup de liberté dans la manière de mener mes travaux. J'étais heureux d'être le premier doctorant de Marie-Cécile et j'espère qu'elle en restera fière, et également heureux que certaines circonstances atténuantes ne l'ait pas empêchée d'être présente jusqu'à la fin! C'est en tout cas grâce à elle que j'ai pu obtenir et mener à bout ce doctorat. J'estime aussi avoir eu énormément de chance d'être encadré par Bertrand autant pour son énergie, son sens de l'humour (en français et en latin) et ses talents de pâtissier (merci pour le fondant aux amandes lors de la dernière réunion de préparation de la soutenance, un jour férié...). J'espère que mes dessins et graphiques toujours plus incompréhensibles au fil des ans leurs manqueront quand même un peu...

Ces quatre ans et demi passés dans le laboratoire du G2ELab (en comptant stage et pré-doc) ont été une superbe aventure humaine. Je pense à tout le personnel qui m'a aidé dans mes différentes démarches, toujours avec gentillesse et patience : Nadine, le redoutable duo de coinche Elise et Florence, Sylvie, Roland, Cathy, et mes sauveteurs informaticiens

Philippe, Vincent et Corine. Je pense aux moments passés au sein du dorénavant très célèbre "G2ELAB All Stars Band", qui comme son nom l'indique regroupait les sommités musicales de Grenoble et du reste du monde : Antoine l'initiateur du projet, Fabien et Johan qui ont du perdre un poumon depuis, les plus que flegmatiques Pierre, Diego, Sellé, Davis et Hugo, les divas Mélissa et Mariam, Rolland, Nicolas, et de nombreuses autres guest stars... les échos de notre talent résonnent encore à la MINP. Il y avait aussi les évènements organisés par OPLAT dans laquelle j'ai pu m'investir un peu : barbecue annuel, tournois de coinche, concours de pâtisserie, soirées des talents... il ne restait plus beaucoup de temps pour le boulot!

Une pensée émue va à mes anciens co-bureau du D052 : Clémentine et sa notion particulière des responsabilités, Aurélien avec sa passion des fringues trop grandes en conférence et sa grande disponibilité entre 13h et 13h30, Jean-Louis maître de la benne et docteur en Youtube, Raphaël le militant pro-LaTeX depuis reconverti en politique. J'étendrai ce débordement d'émotions aux potes de l'équipe SYREL : Manue la bazue, Gaspard le roi des sigles, Archie le hipster refoulé, Sellé et sa bonne humeur infinie, Egor le matheux. Il y avait bien sûr les "grand-frères" docteurs : Damien, Alex, Florent, Vincent, Thibault que j'ai eu le plaisir de connaître avant de partir, et plus généralement l'ensemble des chercheurs de l'équipe qui ont été tour à tour professeurs, collègues et amis. Les gens bien étant trop nombreux dans ce labo, je suis obligé d'étendre la liste aux autres équipes : Fabien pour notre grand amitié et notre amour commun des pauses, Johan le rockeur au cœur tendre, Antoine le motivateur de troupes et trafiquant de Saint Nectaire, Vincent l'unique hippypster au monde, Manel pour sa générosité et sa vie digne d'une série dramatique pour reprendre les propos de Fabien, mes modèles de barbes et de force tranquille : Diego, Guillaume et Mounir, la petite Audrey au grand cœur, Benjamin le beauf raffiné, les amis Brésiliens Douglas et Jérôme. Pendant la plus grand partie de ma thèse j'ai habité dans la Maison du Bonheur avec cinq colocataires géniaux : Guillaume, Jérémy, Lucas, Simon et Éric, et nos 3 poules qui m'auront apporté la dose nécessaire en protéine pour tenir le coup : Poule And The Gang, Poule Up et Poule Over. Je ne remercierai pas le renard qui les a mangées depuis...

Je remercie ma famille qui est venue nombreuse le jour de ma soutenance : mes parents, mes sœurs, ma grand-mère et mon oncle, mais aussi ceux qui n'ont pas pu venir. Ils ont enfin pu se faire une idée de ce que je fabrique à Grenoble depuis toutes ces années, ou peut-être que c'est encore plus flou qu'avant... En tout cas merci de m'avoir soutenu toutes ces années ! Merci aussi à Emmanuel pour les conseils costume ! Et, tradition étant, je finis par remercier Luiza : pour avoir rendu mon séjour à São Paulo plus facile, m'avoir conseillé pour mon manuscrit et ma présentation et même corrigé des fautes de Français, faire chaque jour de la vie un peu plus agréable, e para ser a coisa mais linda do mundo ! Un grand merci à tous ceux qui ont contribué au plus beau cadeau de thèse dont j'aurais pu rêver en faisant venir Luiza du Brésil pour ma soutenance, sans que je le sache (mention spéciale aux comploteurs Guillaume, Carole, et Cécile) !

Si j'ai oublié quelqu'un dans ces remerciements, il peut me le faire savoir et je lui transmettrai mes plus grandes excuses et une version dédicacée manuscrite... Bonne lecture!

TABLE DES MATIÈRES

Reme	RCIEME	INTS	iii
TABLE	E DES M	IATIÈRES	vii
Liste	DES FI	GURES	xi
Liste	DES TA	ABLEAUX	xv
Acro	NYMES		xvii
Intro	DUCTIO	DN GÉNÉRALE	1
Снар	itre I	ÉVOLUTION DES PARADIGMES POUR LA PLANIFICATION DES RÉSEAUX ÉLECTRIQUES	5
1	INTRO	DUCTION	6
2	DESCI	RIPTION PHYSIQUE DU RÉSEAU	7
	2.1	Choix techniques majeurs	7
	2.2	Postes de transformation	9
	2.3	Lignes HTA	12
	2.4	Plan de protection du réseau	17
	2.5	Consommateurs	18
	2.6	Producteurs	21
3	PLAN	IFICATION DES RÉSEAUX ÉLECTRIQUES DE DISTRIBUTION	24
	3.1	Objectifs de la planification	24
	3.2	Critères pour la planification	26
	3.3	Étude technico-économique	30
	3.4	Étapes de la planification	33
4	Évol	UTION DES RÉSEAUX ÉLECTRIQUES	34
	4.1	Ouverture du marché de l'énergie et évolution des lois environnementales .	34
	4.2	Nouveaux modes de consommation	37
	4.3	Les réseaux intelligents ou Smart Grids	40
5	Conc	LUSION	42
Снар	itre II	Construction de l'architecture	45
1	Form	ALISATION DU PROBLÈME	46
	1.1	Modélisation du problème de planification	46
	1.2	Choix de la méthodologie	48
2	Rout	AGE POUR LA CONSTRUCTION DE L'ARCHITECTURE	52

	2.1	Modélisation de la topologie des rues		52
	2.2	Recherche des chemins de coût minimal entre les charges		55
	2.3	Coefficients de correction du coût des rues		56
3	Alg	ORITHME DE CONSTRUCTION DE L'ARCHITECTURE DE LONGUEUR		
	MINI	MALE		57
	3.1	Affectation des artères entre les postes sources		57
	3.2	Raccordement des charges aux différentes artères		60
4	Con	STRUCTION DU RÉSEAU FINAL		67
	4.1	Respect des contraintes techniques		67
	4.2	Respect des objectifs de fiabilité		68
5	EXE	MPLES D'APPLICATION		70
	5.1	Description du réseau étudié		70
	5.2	Cas 1 : Planification d'un réseau "sorti de terre"		73
	5.3	Cas 2 : Extension d'un réseau de distribution existant		80
6	Con	CLUSION		84
a	-			
СНАР	ITRE I	11 ETUDES D'IMPACTS SUR LES RESEAUX		85
1	INTR	CODUCTION	• •	86
	1.1	Problématique du dimensionnement des réseaux électriques en présence		
		d'incertitudes	• •	86
	1.2	Choix d'une méthodologie de modélisation des incertitudes		88
2	Iden	TIFICATION DES INCERTITUDES POUR LE RÉSEAU DE DISTRIBUTION	•	93
	2.1	Paramètres fixes	• •	93
	2.2	Paramètres soumis à des incertitudes	• •	93
	2.3	Scénarios et domaines de variations		96
3	Con	STRUCTION DES COURBES DE CHARGE	• •	99
	3.1	Consommation classique et production		99
	3.2	Véhicules électriques		102
4	\mathbf{Cas}	D'ÉTUDE		106
	4.1	Description des scénarios et des réseaux étudiés		106
	4.2	Résultats		108
5	Con	CLUSION		112
CILAD	ITTER I	V FONGTIONS ANANGÉES DE CONDUITE DU DÉSEAU		
СНАР	TTRE I	IV FONCTIONS AVANCEES DE CONDUITE DU RESEAU		110
1	Trees	INTELLIGENT		113
1	INTR		•••	114
2	LEVI	ERS DE FLEXIBILITES EXISTANTS		115
	2.1	Regleurs en charge	• •	115
	2.2	Reconfiguration	• •	110
9	2.3 ъл.≙-		•••	118
კ	MAĽ	TRISE DE LA DEMANDE EN ENERGIE (MDE)	•••	120
	3.1	Description et modelisation de l'effacement	•••	120
	3.2	Algorithme d'optimisation de l'effacement	•••	123
	3.3	Exemples d'application	• •	128
4	INTÉ	GRATION DE LA MDE ET DES LEVIERS DE FLEXIBILITE EXISTANTS		137

	4.1	Mise en place des stratégies	. 137
	4.2	Synergie entre l'effacement et les autres FAC	. 139
5	Conci	LUSION	. 142
Снарі	tre V	Vers une planification des Smart Grids	143
1	Intro	DUCTION	. 144
2	Plani	FICATION OPÉRATIONNELLE	. 145
	2.1	Description de la méthode	. 145
	2.2	Exemple d'application	. 146
	2.3	Analyse technico-économique	. 148
3	Post-	ANALYSE MULTI-OBJECTIFS DE L'ARCHITECTURE	. 152
	3.1	Outils d'analyse de la robustesse d'un réseau	. 152
	3.2	Cas d'application	. 155
4	Conci	LUSION	. 157
Conci	LUSION	GÉNÉRALE	159
Biblic	GRAPH	IE	163
Anney	ke A	Cas d'étude pour la construction de l'architectur	E 173
Annexe B		Solution alternative pour la construction de l'architecture	177
Annexe C		Calcul des nouvelles consommations après effacement	179
Anney	ke D	Exemple de modélisation pour le problème de stratégie d'effacement	181

TABLE DES FIGURES

1	Acteurs du projet Greenlys	3
I.1	Structure des réseaux électriques français	8
I.2	Schéma descriptif du poste source	9
I.3	Les différents types de postes HTA/BT	11
I.4	Les différents types de connexion des postes HTA/BT aux lignes HTA	12
I.5	Architectures arborescentes [8]	13
I.6	Architecture de la coupure d'artère de source à source	14
I.7	Architectures en coupure d'artère [8]	14
I.8	Architectures en double dérivation [8]	15
I.9	Modèle de ligne en Pi	16
I.10	Procédure d'isolation d'un défaut permanent	18
I.11	Monotone de charge	19
I.12	Impact des GED sur le plan de tension et le transit de puissance \ldots .	22
I.13	Impact des GED sur le plan de protection	23
I.14	Calcul du courant maximal dans une branche	27
I.15	Équilibrage des produits PL	30
I.16	Les différents acteurs du réseau électrique	36
I.17	Agencement des technologies de l'information et de la communication	41
II.1	Entrées et sorties du modèle - cas d'étude "sorti de terre"	46
II.2	Entrées et sorties du modèle - cas d'étude "extension de réseau"	47
II.3	Synthèse des objectfifs et contraintes de la planification	47
II.4	Ré-organisation des objectifs du problème de planification	52
II.5	Modélisation de la topologie - phase 1	54
II.6	Modélisation de la topologie - phase 2	55
II.7	Modélisation de la topologie - phase 3	56
II.8	Cas dimensionnant pour la puissance maximale d'une artère	58
II.9	Triangulation de Delaunay des postes sources du réseau de Grenoble	59
II.10	Recherche de la meilleure configuration des artères entre les postes sources	60
II.11	Réseau exemple IEEE à 69 nœuds et 3 postes sources	62
II.12	Recuit simulé - logigramme	65
II.13	Recuit simulé - convergence	66
II.14	Heuristique d'échange de charges entre les lignes $\ldots \ldots \ldots \ldots \ldots \ldots$	67
II.15	Echange de charge entre deux artères voisines	68
II.16	Placement des organes de manœuvres télécommandés sur une artère \ldots	69
II.17	Placement des organes de manœuvres télécommandés sur un départ $\ . \ .$	70

II.18	Plan de la zone étudiée du réseau de Grenoble
II.19	Modélisation géographique du cas d'étude
II.20	Évolution de la longueur totale pendant les échanges de charges 77
II.21	Évolution des longueurs des travaux de transition
II.22	Évolution des coûts de transition
TTT 4	
111.1	Dimensionnement d'un conducteur en présence ou non d'incertitudes 87
III.2	Probabilité de contrainte sur le réseau réel de Grenoble en présence de
	500 % de GED
III.3	Répartition des niveaux de courant dans un conducteur après la
	simulation de Monte Carlo
III.4	Données d'entrée pour l'analyse des réseaux de distribution dans un
	contexte Smart Grids
III.5	Limitations des données d'entrée par les différents scénarios d'évolution
	des Smart Grids
III.6	Méthodologie d'estimation de la répartition du type de client sur un
	poste HTA/BT
III.7	Répartition statistique de la distance parcourue par jour
III.8	Répartition statistique des heures de départ et d'arrivée 104
III Q	Méthodologie pour la création aléatoire du profil journalier d'un véhicule
111.0	Alectrique
TIT 10	Evolution des paramètres de scénario pour les cas d'étude
III.10 III 11	Evolution des parametres de scenario pour les cas d'étude $\dots \dots \dots$
III.II III 19	Contraintes sur le réseau cimulé de Grenoble à la 15 ^e année
111.12 111.19	Contraintes sur le reseau simule de Grenoble a la 15° année $\ldots \ldots 109$
111.13	Cout de renforcement du reseau reel de Grenoble en presence d'incertitudes 111
IV.1	Schéma de principe de l'effacement
IV.2	Vecteur effacement
IV.3	Affectation des groupes de charges aux éléments en contrainte
IV.4	Algorithme de dichotomie pour déterminer le τ_{max} pour l'optimisation
1	de la stratégie d'effacement 127
IV 5	Étude de l'effecement - cas 1 - artère étudiée 128
IV.6	Algorithme d'estimation des contraintes en puissance dans les conducteurs 130
1V.0	Étude de l'effacement cas 1 évolution de la contrainte au cours du temps131
	Étude de l'effacement - cas 1 - evolution de la contrainte au cours du temps131
IV.0	Étude de l'effectment - cas 1 - Impact des éners de rebond et de report 132
IV.9	Etude de l'enacement - cas 2 - Courbes de charge
11.10	Etude de l'effacement - cas 2 - Influence de la strategie 1 sur les pointes
IV.11	Etude de l'effacement - cas 2 - Effacement effectué pour la stratégie 3 137
IV.12	Stratégie de mise en place des fonctions de conduite du réseau
IV.13	Synergie entre la reconfiguration et la stratégie d'effacement
V.1	Principe de la planification opérationnelle
V.2	Contraintes sur une ligne du réseau réel de Grenoble à la 15 ^e année 146
V.3	Contraintes sur une ligne du réseau réel de Grenoble à la $15^{\rm e}$ année avec
	reconfiguration

Coûts de renforcement pour les différentes stratégies selon le scénario 148
Coûts de renforcement en fonction de la probabilité de fonctionnement
sans contrainte désirée
Déploiement de flexibilité nécessaire sur les postes HTA/BT
Déploiement de flexibilité nécessaire sur les postes HTA/BT
Courbe d'insertion de GED du réseau réel de Grenoble
Algorithme pour déterminer le taux maximal d'insertion de GED 154
Lien entre les indices de fiabilité : SAIDI et SAIFI
Graphe d'aide à la décision pour le GRD
Cas d'étude n°1 - Artères du réseau réel sur la zone d'étude $\ldots \ldots \ldots 173$
Cas d'étude n°1 - Artères du réseau simulé sur la zone d'étude $\ \ldots \ \ldots \ 173$
Cas d'étude n°1 - Congestion des rues pour le réseau réel sur la zone
d'étude
Cas d'étude n°1 - Congestion des rues pour le réseau simulé sur la zone
d'étude
Travaux pour l'extension du réseau - $\beta_2^{rue}=80\%$
Travaux pour l'extension du réseau - $\beta_2^{rue} = 10\%$
Chronogramme exemple pour le calcul de la consommation après
effacement
Exemple pour la modélisation du problème d'effacement

Liste des tableaux

II.1	Comparaison de différentes heuristiques pour la construction de
II 9	Équivalences du recuit simulé
II.2	Paramètres économiques 72
II.0 II 4	Paramètres techniques 73
IL5	Comparaison des longueurs et des coûts pour différentes configurations 74
IL6	Comparaison de la répartition des puissances pour différentes
	configurations
II.7	Caractéristiques des artères - réseau réel
II.8	Caractéristiques des artères - simulation
II.9	Équilibrage des puissance sur le réseau - cas 1
II.10	Bilan technico-économique - cas 1
II.11	Taux de remplissage des tranchées - cas 1
II.12	Respect des contraintes techniques - cas 1
II.13	Solutions envisagées pour le rattachement des charges du réseau 5,5 kV 81
III.1	Table de valeurs pour estimer la marge d'erreur de Monte Carlo 89
III.2	Profils pour l'estimation des courbes de charge pour les responsables
	d'équilibre [114]
III.3	Caractéristiques du véhicule électrique utilisé pour les études 103
III.4	Statistiques des habitudes de déplacement local en milieu urbain 103
III.5	Paramètres des scénario Grenelle et 100 % ENR
III.6	Conducteurs en contraintes pour le réseau réel GEG
III.7	Conducteurs en contraintes pour le réseau simulé G2ELab \ldots
IV.1 IV.2	Caractéristiques techniques des organes de manœuvre télécommandés [44] 116 Impact de la prise en compte de l'effet de rebond sur la stratégie
	d'effacement
IV.3	Différences entres les deux cas d'étude pour l'établissement d'une
	stratégie d'effacement
IV.4	Étude de l'effacement - cas 2 - Résultats pour l'exemple à 3 postes $\ \ldots \ 134$
IV.5	Caractéristiques des fonctions de conduite étudiées
V.1	Impact des différentes stratégies pour la planification opérationnelle 147
V.2	Taux d'insertion maximal de GED sur le réseau réel de Grenoble 154
V.3	Solutions retenues pour les scénarios Grenelle et 100 $\%$
B.1	Caractéristiques des conducteurs

B.2 Bilan technico-économique - comparaison des jeux d'hypothèses 178

Acronymes

- AMM : Advanced Meter Management
- BT : Basse Tension
- **CAPEX** : Capital Expenditures
- CRE : Commission de Régulation de l'Energie
- CPL : Courant Porteur en Ligne
- DMS : Distribution Management System
- ELD : Entreprises Locales de Distribution
- EJP : Effacement des Jours de Pointe (tarif)
- END : Énergie Non Distribuée
- ENTSOE : European Transmission System Operators for Electricity
- EJP : Effacement par Jour de Pointe
- FAC : Fonctions Avancées de Conduite
- GED : Générateurs d'Energie Dispersée
- GIS : Geographic Information System
- GRD : Gestionnaire de Réseau de Distribution
- GRT : Gestionnaire de Réseau de Transport
- GPRS : General Packet Radio Service
- HTA : Haute Tension niveau A
- HTB : Haute Tension niveau B

- LAN : Local Area Network
- MDE : Maîtrise de la Demande Énergétique
- NTIC : Nouvelles Technologies de l'Information et de la Communication (NTIC)
- OMT : Organe de Manœuvre Télécommandé
- **OPEX** : Operational Expenditures
- SG : Smart Grids
- SAIDI : System Average Duration Interruption Index
- SAIFI : System Average Frequency Interruption Index
- SCADA : Supervisory Control and Data Acquisition
- TURPE : Tarifs d'Utilisation des Réseaux Publics d'Electricité
- UTE : Union Technique de l'Electricité
- V2G : Vehicle-To-Grid
- V4G : Vehicle-For-Grid
- VEH : Véhicules Électriques et Hybrides
- VVC : Volt Var Control
- WAN : Wide Area Network

Introduction générale

Les réseaux électriques sont en perpétuelles mutations car ils évoluent de manière étroitement liée avec les changements démographiques et économiques, le développement des nouvelles lois et incitations nationales et internationales autour des énergies, le développement des consciences autour du changement climatique et la modification progressive des habitudes de consommation. Les premiers changements importants interviennent depuis les années 1990 en France avec la première directive Européenne adoptée en 1996 instaurant le début de l'ouverture du marché de l'énergie électrique. L'ouverture du marché, l'évolution des technologies de production et l'influence des nouvelles préoccupations environnementales ont mené à l'apparition de plus en plus importante de productions décentralisées sur les réseaux électriques de distribution. Ce premier changement de paradigme remet en cause la façon dont les réseaux ont été construits, c'est-à-dire pour des flux d'énergie unidirectionnels allant des grands centres de production jusqu'aux utilisateurs finaux. Ces flux à présent bidirectionnels engendrent des contraintes sur des réseaux qui n'ont pas été construits pour cela.

Si son développement fait toujours partie des préoccupations majeures des gestionnaires des réseaux électriques, la production décentralisée n'est plus le seul changement de paradigme important auxquels ils doivent faire face. Depuis plusieurs années, les modes de consommations sont sujets à de profondes mutations. Avec l'ouverture du marché de l'énergie, les consommateurs peuvent dorénavant prendre part de manière active au fonctionnement du réseau, en devenant eux-mêmes producteurs. Avec le développement des compteurs communicants, ils peuvent également avoir une plus grande observabilité et un meilleur contrôle de leur consommation. Avec le déploiement des technologies d'energy box couplées aux compteurs communicants, ces mêmes utilisateurs peuvent répondre à des incitations de la part de différents acteurs du réseau électrique afin de réduire leur consommation aux heures de pointe, sources de contraintes techniques sur le réseau et de pollution. La consommation devient flexible, et les consommateurs deviennent des "consom'acteurs". De nouvelles charges font également leur apparition : les véhicules électriques font l'objet d'un fort engouement en raison des préoccupations environnementales, de la volatilité du prix des carburants, et de la médiatisation et des plans de soutiens gouvernementaux autour de la mobilité électrique.

Ces changements de mode de consommation et de production s'intègrent au sein de l'évolution des réseaux électriques actuels vers la nouvelle génération de réseaux électriques autrement appelés réseaux intelligents ou Smart Grids. Ils résultent de la fusion des réseaux électriques et des réseaux de télécommunications par l'intégration progressive des Nouvelles Technologies de l'Information et de la Communication. Ce déploiement permet la communication entre les acteurs du réseau électrique, les consommateurs, la production décentralisée, les véhicules électriques et les différents éléments de l'infrastructure électrique. La nouvelle observabilité et contrôlabilité du réseau permet l'émergence de nouvelles fonctions avancées de conduite permettant aux gestionnaires des réseaux d'en améliorer le fonctionnement, la sûreté et la fiabilité. Dans un contexte de réseaux de plus en plus vieillissants et soumis à de nombreuses contraintes, ces nouvelles fonctionnalités sont aussi l'occasion de trouver des alternatives à des stratégies de renforcement qui peuvent être très coûteuses, et aux méthodes usuelles de planification.

Le but des travaux de cette thèse est d'étudier l'évolution des méthodes de planification des réseaux électriques de distribution dans un contexte de Smart Grids. Le vieillissement des réseaux électriques actuels est étudié dans un contexte soumis à de nombreuses incertitudes sur l'évolution de la consommation, le déploiement de la production décentralisée et le développement des réseaux électriques. Dans ce contexte, l'utilisation de fonctions avancées de conduite est étudiée en alternative aux solutions structurelles classiques comme le renforcement du réseau. Une attention particulière est prêtée à l'utilisation des flexibilités de consommation via des stratégies de maîtrise de la demande en énergie. Le Chapitre I présente la structure historique des réseaux électriques de distribution, les méthodes usuelles de planification et décrit succinctement l'évolution des réseaux historiques aux Smart Grids. Le Chapitre II propose une méthodologie de construction de réseaux électriques selon les règles usuelles de planification enrichies de l'utilisation d'algorithmes heuristiques et d'outils issus de la théorie des graphes. Le Chapitre III propose un outil d'analyse des réseaux soumis à des incertitudes, dans des contextes d'évolution tirés des prévisions du Grenelle et du scénarion 100 % ENR de NégaWatt. Le Chapitre IV présente une modélisation des fonctions de conduite du réseau adaptée aux études de planification, avec un développement important autour des stratégies d'effacement. Enfin le Chapitre V expose deux premières méthodologies allant vers une planification des Smart Grids, en combinant les différents outils développés aux chapitres précédents.

Cette thèse a été conduite dans le cadre du projet Greenlys. Ce projet répond à un Appel à Manifestation d'Intérêt (AMI) réalisé en 2009 par l'ADEME pour un investissement de 43 millions d'euros de 2012 à 2016, dans le cadre du Programme d'Investissements d'Avenir (PIA). L'objectif est de réaliser un démonstrateur de réseau intelligent à l'échelle réelle dans certains quartiers des villes de Lyon et de Grenoble. Ce démonstrateur vise à développer et éprouver des solutions innovantes autour de l'intégration massive des énergies renouvelables, des réseaux de télécommunication et de systèmes d'information, des réseaux électriques autocicatrisant, des véhicules électriques et du stockages, de la participation active du client final et de l'efficacité énergétique. Au travers de ces solutions, la valeur économique, environnementale et sociétale d'un réseau électrique intelligent doit être évaluée. Dans ce but, tous les acteurs de la chaîne énergétique sont impliqués. On trouve ainsi parmi les partenaires principaux deux distributeurs (ERDF et GEG), un fournisseur d'énergie (ENGIE), un universitaire (Grenoble INP) et un fournisseur de solutions (Schneider Electric). De nombreux autres acteurs prennent part au projet Greenls, représentés sur la figure 1. Ce partenariat entre universitaires et industriels est un atout pour ces travaux de thèse car il apporte une vision extérieure sur les outils créés, une expérience de terrain, et permet d'éprouver les méthodes développées sur des données de réseaux réels.



Figure 1 – Acteurs du projet Greenlys

Chapitre I

Évolution des paradigmes pour la planification des réseaux électriques

Sommaire

1	Intr	ODUCTION
2	Desc	CRIPTION PHYSIQUE DU RÉSEAU
	2.1	Choix techniques majeurs
	2.2	Postes de transformation
		2.2.1 Postes sources HTB/HTA
		2.2.2 Postes de distribution HTA/BT
	2.3	Lignes HTA
		2.3.1 Architectures
		2.3.2 Caractéristiques et modélisation
	2.4	Plan de protection du réseau 17
	2.5	Consommateurs
	2.6	Producteurs
3	Plan	NIFICATION DES RÉSEAUX ÉLECTRIQUES DE DISTRIBUTION 24
	3.1	Objectifs de la planification
	3.2	Critères pour la planification
		3.2.1 Contraintes techniques
		3.2.2 Qualité de l'énergie électrique
		3.2.3 Fiabilité de l'alimentation
	3.3	Étude technico-économique 30
	3.4	Étapes de la planification
4	Évoi	LUTION DES RÉSEAUX ÉLECTRIQUES
	4.1	Ouverture du marché de l'énergie et évolution des lois environnementales . $\qquad 34$
	4.2	Nouveaux modes de consommation
	4.3	Les réseaux intelligents ou Smart Grids
5	Con	CLUSION

Abstract

Ce chapitre décrit les principaux éléments du réseau électrique de distribution actuel ainsi que les méthodes usuelles de planification. Un état des lieux des réseaux électriques et de leurs récentes mutations, depuis l'ouverture du marché de l'énergie jusqu'au concept de réseau intelligent, ou Smart Grid, est ensuite dressé. La mise en parallèle des nouveaux paradigmes du Smart Grid et des méthodes usuelles de planification permet de mettre en avant les nouveaux enjeux pour la planification qui seront traités dans ce manuscrit.

1 Introduction

Les réseaux électriques sont depuis quelques années en pleine mutation. Pensés à l'origine pour acheminer l'énergie depuis les grands centres de production jusqu'aux consommateurs, ils ont été mis à l'épreuve par l'ouverture du marché de l'énergie et le développement de la production décentralisée. Les flux d'énergie devenant dès lors bidirectionnels, les méthodes de planification des réseaux électriques doivent être revues. Cependant, d'autres changements de paradigmes ont lieu aujourd'hui. Les habitudes de consommation évoluent via le développement des nouvelles technologies autour du bâtiment et de la domotique, des énergies renouvelables, de la prise de conscience environnementale et des nouvelles politiques incitatives. Les véhicules électriques et hybrides connaissent également un développement important ces dernières années et viennent modifier le comportement des consommateurs et leur impact sur le réseau.

Ces nouveaux éléments et leurs synergies ont potentiellement des impacts positifs et négatifs sur le réseau [115]. De plus, ils ne sont pas seulement passifs mais peuvent se comporter de manière active sur le réseau pour prendre part à son fonctionnement. La production décentralisée peut être contrôlée pour limiter les contraintes en tension et diminuer les pertes techniques [133], les véhicules électriques peuvent synchroniser leur consommation avec les moyens de production renouvelable ou servir de réserve d'énergie pour soutenir le réseau lors des périodes de pointe [134], et les consommateurs équipés de compteurs communicants peuvent répondre aux incitations du gestionnaire du réseau électrique afin de diminuer l'impact des pics de consommation par exemple [82]. Le développement de ces nouvelles fonctions de conduite pour le réseau est possible en partie grâce aux Nouvelles Technologies de l'Information et de la Communication (NTIC). Les NTIC ont en effet un rôle crucial car elles apportent, via l'utilisation du potentiel des technologies du numérique, une interaction entre les différents éléments du réseau ainsi que des solutions d'infrastructures de communication sécurisées, des logiciels de pilotages ou la maîtrise de la consommation au travers d'afficheurs¹. Les différents éléments constituant le réseau électrique sont maintenant plus automatisés et peuvent communiquer entre eux, offrant au gestionnaire une meilleure observabilité et un meilleur contrôle de son réseau.

Ces changements mènent peu à peu le réseau électrique actuel à évoluer vers le concept de Smart Grid, ou réseau intelligent. Il s'agit du système électrique incluant des technologies de compteurs et autres appareils communicant, des énergies renouvelables et des charges flexibles, surveillés et contrôlés à l'aide des NTIC [49]. Cette mutation amène les différents acteurs du réseau à revoir leur manière de fonctionner afin d'intégrer les avantages et inconvénients du Smart Grid. Entre autres, le gestionnaire du réseau de distribution doit évaluer la robustesse de ses techniques de planification et les faire évoluer si nécessaire. Cette étape de la vie du réseau est très importante car elle concerne des investissements très lourds pour des durées de vie importantes avec des répercussions socio-économiques conséquentes. De plus, les réseaux actuels sont âgés et vont être amenés à être remplacés ou renforcés. C'est donc l'occasion de revisiter les méthodes usuelles de planification.

^{1.} http://www.smartgrids-cre.fr

Dans ce chapitre, la structure du réseau électrique de distribution est premièrement introduite. Les objectifs et critères de la planification usuelle des réseaux de distribution sont ensuite présentés, ainsi que la méthodologie générale. Par la suite, le contexte de mutation des réseaux électriques vers le Smart Grid est décrit pour mieux comprendre l'évolution de la structure actuelle des réseaux. Ceci permet de soulever les premièrs axes de réflexion sur l'influence positive et négative des nouveaux paradigmes du Smart Grid sur les techniques usuelles de planification.

2 Description physique du réseau

Dans cette section, les différents éléments du réseau électrique de distribution actuel sont présentés. Les choix techniques majeurs et dimensionnants pour le réseau sont présentés dans un premier temps, puis chaque élément le constituant est décrit.

2.1 Choix techniques majeurs

Le réseau électrique Français est divisé en deux parties qui diffèrent par leur structure et leur fonction : le réseau de transport et de répartition, et les réseaux de distribution, représentés sur la figure I.1. Le réseau de transport et de répartition achemine l'énergie électrique des grands centres de production vers les principales zones de consommation ainsi que les grands clients comme les industriels ou le réseau ferroviaire. Ce réseau couvre une zone géographique significative avec environ 100 000 km de lignes. Il doit délivrer de très grandes quantités d'énergie et son fonctionnement est critique : c'est pourquoi il est fortement maillé pour assurer une bonne qualité de service. Le réseau de transport rend possible les échanges au niveau international. En France, les niveaux de haute tension ou tension HTB sont de 400 et 225 kV pour le réseau de transport et 90 ou 63 kV pour le réseau de répartition. Le réseau de distribution achemine l'énergie électrique depuis le réseau de répartition jusqu'au consommateur final, en moyenne tension (industriels, commerces, hôpitaux, etc.) ou en basse tension (résidentiel, etc.). En France, les niveaux de tension sont de 20 kV² pour la moyenne tension ou tension HTA et 400 V pour la basse tension ou tension BT. Le choix des différents niveaux de tension résulte des orientations techniques majeures pour le réseau électrique Français [24, 40]. Les niveaux de haute tension sont issus d'une optimisation du volume des matériels plus adaptée pour le transport de grande quantité d'énergie sur de longue distance. La moyenne tension est un compromis entre la diminution du risque de sur-courants ou sous-tensions et la réduction des coûts structurels. Les termes désignant les différents niveaux de tension ont été fixés par l'Union Technique de l'Electricité (UTE)³ et correspondent à la norme UTE 18-510 [6].

La fréquence dans les réseaux électriques Français est de 50 Hz et ce choix est historique. Les spécifications en France autorisent la fréquence à fluctuer de +/-1 % pendant 99,5 % du temps sur l'année pour des réseaux reliés par des connexions synchrones à un système interconnecté, d'après la norme EN 50160. Toutefois, grâce aux interconnexions,

^{2.} Niveau retenu dans les années 60. Fin 2004, il reste 11 % du réseau HTA exploité sous 15 kV ou inférieur pour le réseau de ERDF [45].

^{3.} Au 1^{er} Janvier 2014 les activités opérationnelles de l'UTE ont été transférées à l'AFNOR : http: //www.afnor.org/profils/activite/electrotechnologies



Figure I.1 – Structure des réseaux électriques français

l'écart est plus généralement de +/-0.1 % [24]. Les fluctuations sont dues aux déséquilibres entre la production et la consommation. Presque tout le réseau de transport fonctionne sur un système triphasé. Ce choix est fondé sur le fait qu'un transport triphasé de l'énergie électrique permet de faire circuler la même quantité d'énergie qu'un système monophasé mais avec une quantité de conducteur diminuée de moitié, économiquement plus intéressant [24]. Même si le système monophasé est plus intéressant pour desservir de faibles charges dispersées grâce à un transit faible comparé à la capacité des conducteurs, ce cas n'existe pas en France. Un autre choix technique majeur est le régime de neutre, à savoir la connexion du neutre à la terre, qui se fait via une impédance consistant en une résistance seule ou via une bobine triphasé, selon le milieu urbain ou rural du réseau et l'accessibilité au neutre. Ce choix a pour but de limiter les courants de défaut à la terre afin de réduire leurs conséquences sur le réseau tout en assurant un seuil suffisant pour les détecter [24,55].

Les réseaux de distribution sont constitués des postes sources HTB/HTA qui reçoivent l'énergie du réseau de transport et la transmettent aux différentes charges du réseau de distribution. Le transfert de l'énergie est assuré par les lignes dont l'architecture et le type de conducteur sont variables. L'énergie est transmise aux postes de distribution HTA/BT et consommateurs moyenne tension. La sécurité de l'alimentation est assurée par la présence de différents moyens de protections pour la détection des incidents sur le réseau, ainsi que d'organes de coupure télécommandés permettant l'isolation et la réparation des zones touchées. Les caractéristiques, le nombre et la disposition géographique de ces différents éléments sont déterminés lors de la planification des réseaux électriques de distribution. Par la suite, les différents éléments décrits sont restreints au réseau de distribution.

2.2 Postes de transformation

2.2.1 Postes sources HTB/HTA

Les postes sources sont les premiers éléments du réseau de distribution. Ils transmettent l'énergie depuis le réseau de transport et de répartition au réseau de distribution, en transformant l'énergie électrique de la haute tension (HTB) à la moyenne tension (HTA). Il y a en France environ 2200 postes sources HTB/HTA dont 9 % en niveau de tension 225 kV côté HTB [45]. Leur structure est décrite sur la figure I.2.



Figure I.2 – Schéma descriptif du poste source

Les postes sources sont constitués des arrivées d'énergie côté HTB, appelées antennes. Elles sont rattachées aux transformateurs HTB/HTA dont le nombre et la puissance dépendent de la densité de puissance de la zone à desservir. Dans une zone de faible densité de type rural, il y a entre 1 et 3 transformateurs dont la puissance est de 20 MVA. Pour les agglomérations moyennes, il peut y avoir jusqu'à 3 transformateurs de 36 MVA. Pour les grandes agglomérations, l'énergie du poste source est directement fournie par le réseau 220 kV et il peut y avoir jusqu'à 4 transformateurs de 70 MW chacun [55]. Chaque transformateur HTB/HTA alimente entre 1 et 8 départs [55]. Chaque départ est une ligne qui alimente les clients depuis un poste source puis rejoint un organe de manœuvre normalement ouvert. Cet organe permet de gérer le réseau de manière radiale tout en garantissant un secours entre les différents départs. Le secours d'un départ est la reprise de son alimentation par une autre partie du réseau si le poste source l'alimentant ou si une de ses sections connaît un défaut. Cet aspect est abordé plus en détails dans la section suivante. La puissance distribuée par départ est généralement de 5 MW maximum pour les zones rurales et 6 MW pour les zones urbaines [30,29]. Les jeux de barres permettent de modifier la structure d'alimentation du poste source en cas de défaut ou d'intervention. On parle de jeu de barres HTB quand un transformateur change d'antenne, et de jeu de barres HTA quand un départ change de transformateur. Selon la taille du poste source, on peut trouver plusieurs jeux de barres côté HTB. Différentes protections sont présentes dans le poste source : disjoncteurs de ligne permettant d'effectuer la maintenance sur les jeux de barres HTB, disjoncteurs de transformateurs et disjoncteurs de départ. Les disjoncteurs « shunt » permettent de connecter directement une phase en défaut à la terre en cas d'incident sur le réseau de distribution, dans le but d'éliminer la plupart des défauts monophasés sans perturber les utilisateurs. Enfin le poste source comprend des bancs de condensateurs dont le rôle est de compenser l'énergie pour de réduire les pertes par effet Joule et ajuster la tension.

Les postes sources sont dimensionnés en fonction de la densité de charge de la zone à desservir et de la puissance garantie [24,29]. On parle de puissance garantie quand le poste source peut continuer à alimenter les clients lors d'un accident entraînant la perte d'un élément comme une arrivée HTB ou un transformateur. Un poste à puissance garantie a au moins 2 arrivées et 2 transformateurs. On parle de puissance non garantie si le poste source ne peut plus alimenter les clients lors d'un incident, de puissance partiellement garantie si le poste source ne peut alimenter qu'une partie des clients, et de puissance garantie par le réseau lorsqu'après un incident les clients continuent à être alimentés via un autre poste source présent sur le réseau. La notion de puissance garantie est graduelle : une garantie « n-1 » signifie que la puissance est garantie lors de la perte d'un élément du réseau, tandis qu'une garantie « n-2 » signifie que la puissance est garantie lors de la perte de deux éléments du réseau. La puissance maximale des transformateurs en régime « n-1 » est déterminée par le nombre de transformateurs et de jeux de barres et leur configuration [24].

Chaque transformateur HTB/HTA peut être équipé d'un régleur en charge qui permet d'ajuster la tension à sa sortie. Chaque prise permet de modifier le rapport du nombre de spires du transformateur et donc le rapport de transformation. Lors du changement de prise, une résistance est intégrée afin de limiter le courant de court-circuit généré circulant dans une partie des spires du transformateur. Le changement de prise intervient lorsqu'une chute de tension (U < Umin) ou une hausse de tension (U > Umax) est observée en un point du réseau pendant un temps minimum. Les régleurs en charge permettent généralement des variations de la tension de +/- 12 % autour de la valeur nominale.

2.2.2 Postes de distribution HTA/BT

Les postes de distribution HTA/BT sont les centres de consommation du réseau moyenne tension. Leur puissance nominale est variable et impacte la structure du poste qui est divisée en trois familles [24] représentées sur la figure I.3. Les transformateurs sur poteau H61 sont présents uniquement dans les réseaux aériens et dans la plus grande partie des cas en zone rurale. Ces postes sont alimentés par une seule ligne et font partie des structures dites arborescentes. Ils possèdent un disjoncteur basse tension relié à 1 ou 2 départs basse tension. Leur puissance peut être de 63, 100 ou 130 kVA. Les transformateurs bas simplifiés sous capot peuvent être à l'air libre ou abrités sous un préfabriqué. Leurs dimensions sont généralement de $3m^2 \ge 1,5m$. Ils possèdent de 1 à 2 départs protégés par des fusible. En sortie du transformateur se trouve un interrupteur / disjoncteur. La puissance de ces postes peut être de 160, 250 ou 400 kVA. Les transformateurs urbains reliés en souterrain sont enterrés ou disposés à l'intérieur d'un bâtiment. Un interrupteur et un fusible protègent l'arrivée HTA. Un interrupteur / disjoncteur se trouve en sortie BT, et des fusibles protègent chaque départ BT dont le nombre varie de 1 à 8. Le transformateur dispose d'un régleur hors-charge possédant 3 positions : +/-2,5%, 0 % et -2,5%. La puissance de ces postes peut être de 250, 400, 630 ou 1000 kVA.



Figure I.3 – Les différents types de postes HTA/BT

Les postes HTA/BT peuvent être connectés au réseau de distribution de 3 manières [24]. En simple dérivation, une seule ligne lie le transformateur au réseau. Si cette ligne connaît un défaut, le transformateur non alimenté ne pourra plus approvisionner le réseau basse tension qui dépend de lui et devra attendre que les réparations soient effectuées. Si les secours nécessaires sont présents au niveau basse tension, les charges peuvent être alimentées par un autre poste HTA/BT. En connexion en coupure d'artère, deux lignes relient le transformateur au réseau via deux interrupteurs. Si le poste HTA/BT se trouve au milieu d'un départ, les deux interrupteurs sont fermés. Si il se trouve en bout de départ, le dernier interrupteur est ouvert. En cas de défaut sur le départ, les interrupteurs sont manœuvrés afin d'isoler la section en défaut et pouvoir continuer à alimenter tous les postes si un secours avec un autre poste source est prévu. En connexion en double dérivation, deux lignes relient le transformateur au réseau via deux interrupteurs et deux boîtes de dérivation. Les deux interrupteurs sont liés en opposition d'état, le poste étant relié en permanence à une seule ligne. Si cette ligne rencontre un défaut, les interrupteurs commutent et le poste se retrouve connecté à la ligne saine. Les différents types de connexion sont illustrés sur la figure I.4.



Figure I.4 – Les différents types de connexion des postes HTA/BT aux lignes HTA

Dans les zones urbaines, le nombre de postes HTA/BT est minimisé au profit d'une puissance nominale plus grande, du fait de la densité des charges et des contraintes environnementales. En zone rurale, le nombre optimal de postes HTA/BT est un compromis technico-économique entre le coût du transformateur, le coût des lignes basse tension qui lient le transformateur aux charges et le coût de la ligne moyenne tension qui relie le poste au réseau moyenne tension. En France, le réseau électrique de distribution comprend environ 700 000 postes HTA/BT - environ un poste tous les 1 km de ligne - et 120 000 consommateurs HTA - environ un consommateur tous les 5 km [30, 45]. Au niveau des postes de transformation HTA/BT, les protections mises en place sont la plupart du temps des fusibles [24,55,97]. Leur avantage est un coût faible, la rapidité de déclenchement face à un défaut et la limitation du courant de défaut. Le transformateur sur poteau H61 est à l'inverse protégé par un disjoncteur. Avec les fusibles, il n'y a pas de problèmes rencontrés concernant les défauts polyphasés car ils fondent en quelques millisecondes. Les défauts monophasés ne sont pas détectés par les fusibles et sont gérés par les protections en amont sur le réseau de distribution. Le calibre des fusibles varie de 6,3 à 63 A en fonction de la puissance des postes qui va de 50 à 1000 kW.

2.3 Lignes HTA

2.3.1 Architectures

L'architecture du réseau électrique est la manière de connecter les postes sources HTB/HTA aux différents clients. Les types de connexion des postes HTA/BT décrits

précédemment correspondent aux différentes architectures utilisées, classées en 3 catégories [8,24,30,29,45]. Les architectures à un point de connexion, illustrées sur la figure I.5, sont des structures arborescentes où chaque charge est reliée au poste source par un unique chemin. Il existe l'arborescence simple où la structure arborescente constituée d'une artère principale connectée en coupure d'artère - architecture décrite par la suite - à partir de laquelle partent des sous-branches arborescentes. La structure arborescente reste adaptée pour les milieux ruraux car elle permet de couvrir des zones géographiques importantes à un coût moindre mais au détriment de la qualité d'alimentation.



Figure I.5 – Architectures arborescentes [8]

Les architectures en coupure d'artère utilisent des postes à deux points de connexion [8, 24, 30, 29, 45]. Les lignes partent d'un poste source HTB/HTA, alimentent successivement plusieurs postes HTA/BT et rejoignent une autre source d'alimentation qui peut être un autre poste source, le même poste source de départ, un point de réflexion ou un câble de secours. Tous les interrupteurs des postes HTA/BT d'une ligne sont normalement fermés à l'exception de l'interrupteur normalement ouvert qui marque la séparation entre les deux départs de la ligne. Une structure en coupure d'artère avec deux postes sources différents est appelée coupure d'artère de source à source, illustrée sur la figure I.6. C'est l'architecture de référence retenue pour nos études de planification. Ses principaux intérêts sont sa fiabilité et sa facilité à l'exploiter. Elle assure la sûreté des postes HTB/HTA, une bonne qualité d'alimentation et de faibles pertes Joule. Elle est de plus économique et facile à faire évoluer [8, 24, 30, 29, 45]. Elle est retenue pour nos cas d'étude car elle est caractéristique des milieux urbains et des réseaux réels étudiés.

Il existe plusieurs variantes pour l'architecture en coupure d'artère, illustrées sur la figure I.7. On parle de boucle si le bouclage se fait sur le même poste source, de fuseau dans le cas d'un point de réflexion ou d'épi si plusieurs points de réflexion se succèdent. Un point de réflexion peut être un emplacement stratégique pour un futur poste source et est généralement lié au premier poste source par un câble de secours. Ce câble est appelé secours spécialisé s'il est dédié, ou secours intégré si le câble sert également à alimenter des charges. Si le centre de gravité des charges est éloigné du poste source, on peut utiliser une structure en pétale de marguerite : le poste source alimente via une ou deux lignes



Figure I.6 – Architecture de la coupure d'artère de source à source

une station appelée « tête de pétale » qui alimente les charges aux moyens de boucles. La structure en maille consiste en plusieurs boucles partant de "tête de boucles" connectées au poste source par des conducteurs de forte section, avec plusieurs secours entre les différentes boucles.



Figure I.7 – Architectures en coupure d'artère [8]

La structure en boucle est facile à exploiter avec une bonne qualité d'alimentation et de faibles pertes Joule. En revanche, la sûreté des postes HTB/HTA n'est pas assurée et la taille du réseau est conséquente par rapport à l'artère de source à source. Le constat est sensiblement le même pour la structure en pétale de marguerite qui est une structure utilisée pour des cas spécifiques (quelques charges localisées et denses). Les structures en fuseau et en épi offrent également une bonne qualité d'alimentation mais la première présente de fortes pertes Joule et la seconde est complexe à exploiter pour des coûts d'investissement et d'opération importants. La structure en maille présente une très bonne qualité d'alimentation - à l'image des réseaux de transport - mais est coûteuse et difficile à exploiter.

Les architectures en double dérivation, illustrées sur la figure I.8, sont des architectures doublant le réseau depuis le jeu de barre du poste source [8, 24, 30, 29, 45]. Chaque poste HTA/BT est connecté à deux lignes via des boîtes de dérivation et deux interrupteurs permettant de passer d'une ligne à l'autre, selon le mode d'exploitation ou en cas de défaut. Une variante de cette architecture est la structure à double alimentation multiple. Chaque poste HTA/BT est connecté à deux lignes faisant partie d'un ensemble de 1 à 8 lignes. On parle de secours intégré si toutes les lignes sont chargées, ou de secours spécialisé si une ligne non chargée est reliée à tous les postes et dédiée au secours. Les structures en double alimentation permettent une bonne qualité d'alimentation mais sont coûteuses (il faut doubler les lignes) et complexes à exploiter. Elles sont le plus souvent réservées à des clients sensibles (industriels, hôpitaux, etc.).



Figure I.8 – Architectures en double dérivation [8]

2.3.2 Caractéristiques et modélisation

Les lignes constituant l'architecture sont divisées en deux types [24, 41]. Les lignes aériennes sont moins chères que les câbles souterrains et faciles à installer. Elles sont en revanche plus soumises aux facteurs environnementaux et rencontrent donc plus de défauts avec un temps de réparation néanmoins peu important. Les conducteurs souterrains sont plus chers et plus difficiles à installer que les lignes aériennes mais rencontrent moins de défaut avec un temps de réparation important. Les lignes aériennes ont tendance à disparaître des réseaux électriques français au profit des câbles souterrains dans le cadre d'une campagne de qualité de l'alimentation électrique. Ainsi en 1996, les câbles aériens représentaient 72 % du réseau moyenne tension et 76 % du réseau basse tension, contre

respectivement 62 % et 65 % en 2006 au profit des conducteurs souterrains $[41]^4$. Les câbles souterrains sont adaptés au milieu urbain et donc sont retenus dans nos études de planification.

Une ligne est composée de trois conducteurs triphasés considérés comme équilibrés pour les réseaux moyenne tension. Ce système triphasé équilibré de tension composée U entre phases (en kV) est représenté par son schéma monophasé équivalent de tension simple V (en kV). Les tensions U et V sont reliées par la relation $U = \sqrt{3}V$. Les lignes sont représentées par un modèle de ligne en Pi représenté sur la figure I.9. Ce modèle est linéique à constantes réparties. Les paramètres r, x et c sont respectivement la résistance linéique (en Ω/km), la réactance linéique (en Ω/km) et la capacité linéique (en F/km). Le dernier paramètre associé est le courant maximal admissible pouvant circuler dans le conducteur en régime permanent sans dépasser ses limites thermiques. Au-delà de cette température, l'isolant et/ou le conducteur se détériorent et peuvent aller jusqu'à brûler. Ce courant admissible est noté I^{therm} . Ces paramètres dépendent du type de matériau utilisé et de la section choisie. Ils permettent également d'exprimer deux grandeurs physiques importantes qui sont la chute de tension $\Delta V/V$ le long du câble (en %) et les pertes Joule P_{Joule} dans le câble (en kW).



Figure I.9 – Modèle de ligne en Pi

$$\frac{\Delta V}{V} = \frac{r \times l \times P_{mono} + x \times l \times Q_{mono}}{V^2 \times 10^3} \tag{I.1}$$

$$\frac{\Delta U}{U} = \frac{r \times l \times P_{tri} + x \times l \times Q_{tri}}{U^2 \times 10^3} \tag{I.2}$$

$$P_{joule} = 3 \times r \times l \times I^2 \times 10^{-3} \tag{I.3}$$

Avec :

l: longueur du conducteur (en km)

 P_{tri} : puissance active triphasée de la charge (en MW)

 Q_{tri} : puissance réactive triphasée de la charge (en MW)

 P_{mono} : puissance active monophasée équivalente de la charge (en MW)

 Q_{mono} : puissance réactive monophasée équivalente de la charge (en MW)

^{4.} Cette évolution est en grande partie due aux tempêtes Lothar et Martin en 1999 qui ont conduit à l'enfouissement progressif du réseau électrique pour le rendre moins sensibles aux évènements climatiques de ce type.

2.4 Plan de protection du réseau

Un ensemble de protections est déployé sur le réseau pour faire face aux différents incidents. Elles sont constituées d'éléments physiques (capteurs, disjoncteurs, etc.) soutenus par un ensemble d'algorithmes et d'automatismes formant ce que l'on appelle le plan de protection. C'est un compromis entre sensibilité, sélectivité, vitesse, robustesse et simplicité. Il doit permettre de détecter et isoler le défaut dans un premier temps pour le réparer dans un second temps, et si nécessaire faire basculer le réseau du mode d'opération normal au mode de secours. L'objectif est triple : protéger les personnes, protéger les matériels et assurer la continuité d'alimentation.

Les défauts peuvent être polyphasés - courts-circuits - ou monophasés - défauts à la terre. Les défauts polyphasés sont facilement détectables grâce à leur forte valeur de courant mais les défauts monophasés sont plus compliqués à traiter car leur manifestation dépend de la connexion du neutre à la terre. 80 % des défauts étant monophasés, le choix de la mise à la terre du neutre des transformateurs HTB/HTA est donc très important [97,95]. En France, le neutre est connecté à la terre via une impédance au niveau des postes sources HTB/HTA. On utilise une inductance triphasée si le neutre n'est pas directement accessible. Les postes de transformation HTA/BT ont une connexion en triangle ou en zigzag du côté primaire, donc le courant résiduel dans les différents départs devrait être nul. En réalité, le courant résiduel est de l'ordre de l'ampère à cause des fuites de courant et des déséquilibres. Quand un défaut apparaît, le courant de défaut retourne à la terre par au niveau du secondaire des postes sources. Le but est de limiter le courant de court-circuit monophasé afin d'éviter de lourdes conséquences pour les matériels, mais de conserver une valeur suffisante pour en assurer la détection. On trouve différentes valeurs d'impédance de mise à la terre : 40 Ω pour une limitation de courant de défaut à 300 A est une valeur classique, mais avec le développement des réseaux souterrains cette valeur peut être égale à 12 Ω pour une limitation à 1000 A [55, 45]. Le principal inconvénient dû à la structure du réseau est l'apparition de courants capacitifs dans les lignes saines venant alimenter le défaut, ce qui peut avoir pour effet de déclencher les protections de départs sains. La prise en compte de la topologie du réseau et du type de conducteurs est donc très importante pour obtenir un plan de protection trouvant le bon compromis entre détection des défauts et diminution des déclenchements intempestifs.

Les défauts polyphasés ou monophasés peuvent être de quatre types [97], les trois premiers types étant plutôt associés à des défaut monophasés :

- Les défauts auto-extincteurs (10 % des défauts) : ils disparaissent spontanément dans un temps très court, sans provoquer le déclenchement d'une protection.
- Les défauts fugitifs (75 % des défauts) : pour les faire disparaître, il faut procéder à une très courte coupure d'alimentation du réseau (quelques dixièmes de seconde) ou - s'il s'agit d'un défaut monophasé - une connexion à la terre via un disjoncteur shunt.
- Les défauts semi-permanents (10 % des défauts) : contrairement aux défauts fugitifs, ils nécessitent une coupure d'alimentation plus longue, à savoir quelques dizaines de secondes.

• Les défauts permanents (5 % des défauts) : ils provoquent le déclenchement des protections et une intervention est nécessaire pour permettre au réseau de revenir à un mode d'opération normale.

Dans nos études, les seuls défauts étudiés sont les défauts permanents, dont la figure I.10 illustre le principe d'isolation. Dans un premier temps, le disjoncteur du départ défectueux s'enclenche à l'apparition du défaut, déconnectant les clients du départ. Le GRD manœuvre alors les interrupteurs télécommandés afin d'isoler la section comprise entre deux interrupteurs qui est en défaut. Cette opération peut prendre de 3 à 5 minutes. Une fois la section isolée, des équipes sont envoyées sur place afin de manœuvrer les organes de coupure non télécommandés et ainsi isoler la section de ligne entre deux postes HTA/BT qui est en défaut. Cette opération peut prendre de 40 à 60 minutes. Les travaux de réparation de la ligne peuvent alors être effectués en conservant l'alimentation des clients de la ligne.



Figure I.10 – Procédure d'isolation d'un défaut permanent

2.5 Consommateurs

Dans la planification des réseaux électriques de distribution moyenne tension, les clients du réseau sont composés des clients moyenne tension (industriels, centre commerciaux, hôpitaux, etc.) et des postes de transformation HTA/BT qui desservent le réseau basse tension. On définit pour les postes HTA/BT le nombre $N_{clients}$ de clients basse tension desservis. Dans un réseau urbain composé de conducteurs souterrains, chaque poste possède de 100 à 200 mètres de longueur de départ et peut alimenter de 120 à 150 maisons individuelles (50 à 60 avec chauffage électrique) ou de 250 à 300 logements en immeuble collectif groupé (100 à 130 avec chauffage électrique) [45]. Le nombre de clients basse tension permet de déterminer le coefficient de foisonnement associé. La norme NF C14-100 [5] donne le coefficient à utiliser pour les colonnes montantes au pied des immeubles. Selon le distributeur, la norme NF C14-100 peut être extrapolée pour le poste HTA/BT ou un autre modèle peut être utilisé comme BAGHEERA pour ERDF. Ce coefficient permet d'estimer la puissance maximale d'un poste en fonction de ses clients basse tension. On

attribue également à chaque client une priorité d'alimentation en cas d'incident : 1A pour un impact sur les vies humaines, 1B pour un impact sur les matériels, LS pour un client sensible ou 2 si le client peut être coupé sans risque. Cette priorité est utilisée dans la phase de planification pour décider de l'architecture utilisée en fonction de la qualité d'alimentation requise pour chaque client (les clients très importants peuvent par exemple être alimentés par une structure en double dérivation), et dans la phase d'exploitation pour des opérations de délestage par exemple, afin de ne couper en premier que les clients peu sensibles.

Les clients (moyenne tension ou poste HTA/BT) sont modélisés comme des nœuds PQ, dont les puissances active P et réactive Q sont connues. La puissance consommée par une charge est le plus souvent décrite par une courbe appelée monotone de puissance [24]. Cette courbe est obtenue à partir d'une courbe de charge sur une période d'une année, soit 8760 heures qui est une période suffisamment représentative du comportement de la charge. Pour plusieurs niveaux de puissance définis, on comptabilise la durée écoulée par niveau pour construire la monotone de charge. C'est pourquoi pour une bonne précision de la courbe, on utilise de préférence une courbe de charge instantanée ou avec un échantillonnage temporel élevé. La monotone de charge, illustrée sur la figure I.11, se présente avec les niveaux de puissances en ordonnée et le temps cumulé par niveau de puissance en abscisse.



Figure I.11 – Monotone de charge

La partie gauche de la courbe donne des indications sur la puissance de pointe. La monotone permet d'évaluer la proportion du temps pendant laquelle on dépasse une puissance donnée, qui est interprétée comme une probabilité pour les études de dimensionnement. On définit également la durée moyenne d'activité à puissance maximale H de la charge dans l'année, qui correspond à la puissance maximale P_{max} . H est variable et les hypothèses classiques de planification [30] la fixent souvent à 4000 heures pour des réseaux urbains et 3200 heures pour des réseaux ruraux. La puissance moyenne de la charge P_{moyen} est associée à la durée totale de l'année (8760 heures). Le rapport des aires permet de faire le lien entre P_{max} et P_{moyen} par la relation I.4. La puissance moyenne permet de calculer les pertes annuelles moyennes dues à la charge dans le réseau électrique et la puissance maximale permet d'évaluer le cas où le transit de puissance dans les conducteurs sera le plus important et donc de vérifier si les contraintes thermiques des câbles ou la chute de tension admissible sont respectées.

$$P_{moyen} \times 8760 = P_{max} \times H \Rightarrow P_{moyen} = P_{max} \times \frac{H}{8760}$$
(I.4)
La courbe de la monotone de charge est évaluée sur un intervalle de mesure donné qui est dit "réalisé". Pour dimensionner le réseau de manière robuste, l'aléa météorologique doit être pris en compte, c'est-à-dire l'impact sur la consommation de la différence entre une situation météorologique réalisée et une situation météorologique de référence. Une situation météorologique est définie par de très nombreux paramètres (pression atmosphérique, hygrométrie, température, direction et vitesse du vent, pluviosité, ensoleillement, etc.) dont les relations sont très complexes et n'ont pas encore été modélisées de manière parfaite. C'est pourquoi dans un souci de compromis entre précision, simplicité et robustesse, le seul paramètre retenu est la température qui est a le plus d'impact sur la consommation et qui est facile à acquérir. La relation entre la consommation et la température est représentée par le gradient de température g qui traduit la variation de consommation liée à une variation de 1°C de température, et qui est exprimé en %/°C. De manière générale, on observe un gradient seulement lorsque la température est en-dessous d'une valeur seuil de chauffage égale à 15°C. Au-dessus de cette valeur, la consommation n'est pas impactée par la variation de température. L'ajustement d'un profil de charge ou de sa monotone associée en fonction de l'aléa climatique est décrit dans [47, 114]. Il est utile pour les responsables d'équilibre qui ont besoin d'une bonne prédiction de la consommation. A titre d'exemple, la valeur de gradient calculée d'après la méthodologie décrite dans [114] est de 1 420 MW/°C pour le réseau de ERDF. Cela signifie qu'une variation d'un degré en dessous de la valeur seuil peut entraîner la mise en marche ou l'arrêt d'environ une centrale nucléaire⁵ pour le réseau de ERDF.

En planification, deux cas correspondant à deux températures de référence sont retenus pour le dimensionnement. La température normale θ_N est la température moyenne mesurée au 15 Janvier. La température minimale de base θ_{Tmb} est la température minimale ayant une occurrence de un jour par an⁶ et qui correspond aux événements climatiques extrêmes. A partir de ces deux températures et de la puissance maximale P_{max} mesurée à la température θ , deux puissances de référence en sont déduites pour le dimensionnement des réseaux électriques [30, 45].

$$P_{max}^* = \frac{P_{max}}{1 + g(\theta_N - \theta)} \tag{I.5}$$

$$P_{Tmb} = P_{max}^* \left[1 + g(\theta_N - \theta_{Tmb}) \right] \tag{I.6}$$

Avec :

 $\begin{array}{l} P_{max}^{*}: \text{puissance de référence pour le régime secours (en MW)} \\ P_{max}: \text{puissance historique maximale mesurée (en MW)} \\ P_{Tmb}: \text{puissance de référence pour le régime normal (en MW)} \\ \theta_{N}: \text{température de mesure de } P_{max}^{*} (\text{en }^{\circ}\text{C}) \\ \theta: \text{température de mesure de } P_{max} (\text{en }^{\circ}\text{C}) \\ \theta_{Tmb}: \text{température de mesure de } P_{Tmb} (\text{en }^{\circ}\text{C}) \\ g: \text{gradient de température (en \%/^{\circ}\text{C})} \end{array}$

^{5.} L'International Atomic Energy Agency tient à jour une base de données des réacteurs nucléaires dans le monde : https://www.iaea.org/PRIS/CountryStatistics/CountryDetails.aspx?current=FR

^{6.} Cette définition varie selon le GRD

Une fois que les puissances de référence P_{max}^* et P_{Tmb} sont estimées à la première année de l'étude de planification grâce aux puissances réalisées et aux données climatiques, leurs évolutions au cours du temps est prédite. La prévision à long terme permet d'estimer les contraintes maximales que va connaître le réseau quand la consommation est maximale. Plusieurs périodes d'évolution associées à différents taux sont définies. Ceux-ci dépendent des données à disposition du GRD : historiques de consommation, évolution démographique, évolution de l'emploi, développement d'autres sources d'énergie, proximité des structures de transport, etc [29]. Définir des sous-périodes permet des prévisions à court et moyen termes qui sont importantes pour établir les dates d'investissements des réseaux intermédiaires pour la construction de la cible long terme, décrite dans la suite de ce chapitre. Un taux d'évolution est défini pour la puissance moyenne et la puissance maximale. Celles-ci sont exprimées en I.7 et I.8.

$$P_{moyen}(T) = P_{moyen}(0) \times \sum_{i=1}^{\text{nombre de périodes}} (1 + \tau_i^{conso})^{T_i}$$
(I.7)

$$P_{max}(T) = P_{max}(0) \times \sum_{i=1}^{\text{nombre de périodes}} (1 + \tau_i^{pointe})^{T_i}$$
(I.8)

Avec :

T : durée de la période d'étude (en années) $T_i : \text{durée de la période } i \text{ (en années)}$ $\tau_i^{pointe} : \text{taux annuel d'évolution de la puissance maximale sur la période } i \text{ (en \%)}$ $\tau_i^{conso} : \text{taux annuel d'évolution de la puissance moyenne sur la période } i \text{ (en \%)}$

2.6 Producteurs

Les générateurs d'énergie dispersés ou GED désignent les moyens de production connectés au réseau de répartition 63 ou 90 kV et aux réseaux de distribution moyenne et basse tension. Ce type de production diffère des moyens de production classiques car il est dispersé, de faible puissance et peut être proche des consommateurs (ce qui n'est pas le cas des éoliennes ou hydroliennes offshore par exemple). Les GED sont de plusieurs types : groupes diesel, micro-turbines, stockages, éoliennes, panneaux solaires, moteurs à combustion en cogénération, etc. La nature même de la source d'énergie des GED apporte de nouvelles problématiques sur le réseau électrique car il peut s'agir d'énergies fatales à l'instar des éoliennes et des panneaux solaires. Dans ce cas l'énergie est perdue si elle n'est pas utilisée ou stockée. La non synchronisation entre consommation et production peut alors devenir problématique pour les responsables d'équilibre. Ces types de production sont moins contrôlables mais également plus difficiles à prédire car ils dépendent des aléas météorologiques. De nouveaux outils de prévisions incluant la modélisation du vent où de l'ensoleillement par exemple doivent être mis en place.

Les GED ont d'autres impacts négatifs. Par exemple, les choix pour le dimensionnement initial du réseau sont remis en cause par l'insertion de GED, comme l'illustre la figure I.12. Les conducteurs sont généralement dimensionnés avec une section décroissante d'amont en aval sur des structures arborescentes ou exploitées de manière arborescente. En présence de GED, les contraintes de courant et de tension peuvent ne plus être respectées quand la production est supérieure à la consommation. Les solutions classiques adoptées sont le renforcement des conducteurs ou la construction de départs dédiés. Les ouvrages des réseaux électriques sont également dimensionnés vis-à-vis des contraintes de courant de court-circuit qui surviennent lors des défauts sur le réseau. Hors le raccordement du distributeur [52]. Le calcul des courant de défaut met en œuvre les méthodes et hypothèses issues des normes *CEI 60909* et *CEI 60986*. Dans le cas d'un dépassement de la puissance de court-circuit dû à l'insertion de GED qui n'est pas acceptable, les solutions peuvent être de remplacer les matériels réseaux en contrainte, de rechercher un autre point de raccordement ou de modifier la technologie de la machine de production [52].



Figure I.12 – Impact des GED sur le plan de tension et le transit de puissance

L'insertion de GED peut aussi impacter le plan de protection, comme l'illustre la figure I.13. Selon l'emplacement des GED et des appareils de détection des défauts, deux phénomènes peuvent survenir : l'aveuglement d'une protection si un défaut est alimenté à la fois par le poste source et un GED proche du défaut, ou le déclenchement intempestif d'une protection sur un départ sain où un GED alimente un défaut apparaissant sur un autre départ. Des ajustements sur les seuils de détection ou une coordination entre les différentes protections peuvent être faits en prenant en compte la connexion des GED sur le réseau. La solution la plus adoptée par les GRD et qui est imposée aux producteurs est que les GED doivent se déconnecter rapidement en cas de défaut afin de pouvoir laisser les protections du réseau fonctionner correctement.

Les GED ont un également un impact sur la qualité de l'énergie électrique et de sa fourniture. La connexion ou la déconnexion des GED au réseau peuvent causer des creux de tension ou de faibles coupures de courant dus aux effets transitoires lors de la connexion ou déconnexion au réseau. L'insertion massive de GED peut aussi détériorer la qualité de l'onde de tension à cause de l'électronique de puissance utilisée induisant une forte pollu-



Figure I.13 – Impact des GED sur le plan de protection

tion harmonique. Des normes sur la qualité de la tension sont imposées aux producteurs qui doivent s'adapter en utilisant des filtres actifs ou des générateurs à haut rendement avec une faible injection d'harmoniques. Ces normes ⁷ concernent également d'autres effets comme le phénomène de flicker provoqué par les éoliennes [123, 77]. Ce phénomène peut produire la variation rapide de la luminosité des lampes à incandescence chez les particuliers, entraînant de nombreux désagréments. Le contrôle et l'interface avec le réseau des génératrices éoliennes doivent être améliorés. Les GED doivent également comporter des régulateurs de fréquence pour mieux contrôler leur réaction en cas de fluctuations rapides de la fréquence sur le réseau. Le changement d'impédance du réseau dû à l'insertion de GED peut également perturber les signaux tarifaires. Il faut alors installer des ré-amplificateurs de signaux pour les clients en aval de GED, des horloges directement au niveau des compteurs clients ou des circuits bouchons.

Selon la technologie considérée et la puissance installée, les GED peuvent participer aux réglages sur le réseau en absorbant ou en injectant de la puissance réactive. Cette gestion du réactif permet de diminuer ou d'éliminer les impacts négatifs des GED sur le réseau mais également d'améliorer son fonctionnement grâce au Volt Var Control (VVC) [63] qui permet de participer de manière active au réglage de tension et de diminuer les pertes Joule. Le contrôle des GED se fait en fixant par contrat la tangente de fonctionnement des producteurs dans les limites des capacités constructives⁸. La tangente correspond à une fourniture de puissance réactive au point de livraison de 40 % de la puissance installée et une puissance d'absorption de 35 % de la puissance installée, pour une plage de tension de +/-5 % de la tension nominale. La contractualisation de ce réglage est effectuée au travers d'une bande comprise entre des seuils de tangente correspondant aux

^{7.} Les normes internationales sur le phénomène de flicker sont les EN 50 308 et CEI 61 400-1

^{8.} Arrêté du 23 avril 2008 en application du décret 2008-386

besoins du réseau pour le plan de tension. Des dispositions particulières sont prises lors d'un fonctionnement à faible puissance compte tenue de la difficulté à gérer le réactif dans ce mode de fonctionnement. Le type de contrat diffère selon l'impact du producteur sur le réseau : selon la loi, un producteur a un impact important si sa variation de puissance maximale entraîne une variation de la tension en son point de connexion supérieure à 2,5 % [52]. Dans ce cas, le producteur doit s'engager à effectuer le réglage de la tension toutes les 10 minutes. Pour un faible impact, le producteur s'engage à régler son mode de fonctionnement une fois par mois. L'injection ou absorption de réactif sur le réseau par le producteur peut être régulée de deux manières différentes. Le producteur peut effectuer les réglages au niveau local sans communication avec le GRD ou de manière synchronisée avec le GRD qui peut envoyer des consignes. Le second cas est obligatoire si le producteur est considéré comme non-marginal, c'est-à-dire si sa puissance est suffisamment importante :

- Dans le cas d'un départ dédié au producteur : au moins 25 % de la puissance du poste source.
- Si le producteur n'est pas sur un départ dédié : au moins 25 % de la puissance du départ.
- Dans tous les cas, si la puissance du producteur est supérieure à 5 MW.

Cette section a permis de présenter la structure actuelle du réseau électrique français. La description est focalisée sur les réseaux de distribution et plus précisément les réseaux en milieu urbain qui constituent le sujet d'étude de ce manuscrit. Les différents éléments le constituant sont introduits et constitueront les entrées et les sorties de notre modèle de planification décrit dans le Chapitre II. La section suivante pose les bases des règles de planification usuelles des réseaux électriques de distribution, en complément pour la compréhension des outils développées dans le Chapitre II.

3 Planification des réseaux électriques de distribution

Les principaux objectifs de la planification des réseaux électriques sont présentés dans cette section, puis les critères utilisés pour construire les modèles de planification sont décrits. Le concept de base des calculs technico-économiques pour les études de planification est également posé. Enfin, les étapes classiques de la planification sont exposées.

3.1 Objectifs de la planification

Il y a généralement trois phases dans l'histoire du réseau électrique d'une région ou d'un pays [24]. La première phase est l'électrification de la zone étudiée pour satisfaire les besoins des consommateurs. La seconde phase est la croissance de la demande en énergie électrique liée au développement économique que le réseau électrique doit être capable de suivre. La dernière phase est la phase de qualité dans laquelle le planificateur doit respecter des contraintes de fiabilité de l'alimentation et de qualité de l'énergie électrique. Ces phases illustrent les trois objectifs fondamentaux au développement d'un réseau électrique : desservir la clientèle, prévoir l'évolution de la consommation et assurer la qualité et la continuité de l'alimentation. Ces objectifs doivent être réalisés selon différents horizons temporels dépendant du type d'étude à mener. L'objectif peut être à court terme, dans l'année pour le raccordement de nouveaux consommateurs ou producteurs, ou à long terme, entre 30 et 40 ans dans le cas de la planification long terme du réseau électrique.

La planification est le choix de l'ensemble des investissements pour le réseau électrique qui répondent aux objectifs cités. Ils concernent les postes de transformation, l'architecture et les lignes, et les organes de manœuvre télécommandés qui ont été décrits dans la section précédente. Ils ont pour principal objectif le raccordement des consommateurs et producteurs décrits dans la section précédente. La planification peut également être requise afin de mettre à jour des équipements qui ne respectent plus les normes imposées, déplacer des ouvrages, ou engager des dépenses afin de diminuer un taux de défaillance préjudiciable économiquement [45]. On peut distinguer trois types de planification d'après [74,128,132,131] :

- La planification "sortie de terre" si le réseau est entièrement nouveau.
- L'extension de réseau s'il existe un réseau initial.
- La planification opérationnelle pour des études à plus court terme.

Les investissements doivent respecter un ensemble de contraintes techniques, correspondre à un optimum économique et rester viables pendant toute la période d'étude. Ils sont évalués pour la dernière année de la période d'étude en fonction des hypothèses de planification et correspondent à ce que l'on nomme la cible long terme encore appelée schéma directeur. Cette cible ne correspond pas forcément au réseau réel dans 30 ou 40 ans mais à un réseau idéal vers lequel la solution réelle doit tendre. Pour atteindre cet objectif, un ensemble de réseaux intermédiaires est établi. Ils permettent de converger vers la cible long terme à partir de la situation initiale du réseau électrique. Le choix des réseaux intermédiaires correspond à un optimum technico-économique et dépend des hypothèses d'évolution de la consommation au cours de la période d'étude.

La planification est un problème très complexe dont les enjeux sont très importants, au-delà de celui évident qui est la desserte en énergie électrique dont dépend l'économie nationale. Un réseau dont la qualité de la fourniture est faible peut avoir de lourdes répercussions sur les utilisateurs et entraîner des pertes de production industrielle dues aux défaillances. De plus, la valeur des pertes techniques peut être importante pour l'économie du pays car elles peuvent représenter jusqu'à 10 % de l'énergie acheminée [32]. Le coût des défaillances et des pertes techniques vient s'ajouter aux investissements très importants pour les réseaux électriques. En France, les investissements pour le réseau électrique peuvent représenter 5 % des investissements industriels [24]. Les choix pour la planification sont donc très stratégiques et sont conditionnés par la politique énergétique du pays. En France, cela se traduit par la publication de la Programmation Pluri-annuelle d'Investissements (PPI) [102] qui définit les axes de développement à suivre par les gestionnaires du réseau électrique. De plus, le GRD a une obligation de service public telle que l'obligation de desservir tous les clients. Les choix dépendent également des orientations stratégiques et des choix techniques majeurs adoptés par le GRD, définis dans sa documentation technique de référence [45].

Les investissements pour le réseau électrique sont donc très lourds et peuvent avoir des répercussions socio-économiques très importantes. De plus, ces décisions concernent des ouvrages dont la durée de vie peut aller jusqu'à 40 ans avec des délais de réalisation également importants. Le poids du passé est donc très influent et l'impact de chaque décision sur l'avenir doit être évalué avec soin. Ces décisions sont multiples, dépendent d'un très grand nombre de variables et varient énormément selon le type et l'emplacement du réseau étudié. Enfin, ces décisions sont prises vis-à-vis d'un ensemble d'hypothèses qui tentent de simplifier un avenir confronté à de nombreux facteurs d'incertitudes. Tous ces éléments montrent que la planification doit résulter d'une analyse approfondie afin de décider de la solution technico-économique adéquate respectant les différents objectifs et contraintes posés. Dans cette section sont décrits les critères de la planification, le principe de l'étude technico-économique, ainsi que les différentes étapes de la planification.

3.2 Critères pour la planification

3.2.1 Contraintes techniques

Le premier paramètre dimensionnant des éléments du réseau électrique de distribution est la puissance de court-circuit [24]. Elle correspond au courant de court-circuit en un point du réseau si ce point était relié directement à la terre et également au courant circulant dans un ouvrage lors d'un défaut triphasé franc à la terre. Le courant de court-circuit est généralement fixé par les groupes de production. Il est élevé dans les postes électriques et de plus en plus faible au fur et à mesure que les niveaux de tension décroissent et que l'on s'éloigne des postes. Tous les matériels du réseau sont dimensionnés en fonction de la puissance de court-circuit afin qu'ils puissent résister en cas de court-circuit. Augmenter cette puissance a pour effet d'atténuer les perturbations renvoyées par les consommateurs au poste source, d'améliorer la qualité de l'onde de tension, de permettre l'utilisation de transformateurs de forte puissance, de limiter les chutes de tension, et de favoriser l'augmentation de la densité de charges. Les inconvénients d'une puissance de court-circuit élevée sont des échauffements et des dégradations dus aux éventuels défauts, des effets électrodynamiques pouvant apparaître dans les conducteurs en défaut et des effets inductifs pouvant affecter les télécommunications [24].

Les éléments du réseau électrique sont également dimensionnés afin de respecter les limites autorisées de courant et de tension :

$$I_j^{max} \le I_j^{therm} \quad \forall j \in \Omega^B \tag{I.9}$$

$$U_i^{min} \le U_i \le U_i^{max} \quad \forall i \in \Omega^N$$
(I.10)

Avec :

 Ω^B : ensemble des branches du réseau Ω^N : ensemble des nœuds du réseau I_j^{max} : courant maximal dans la branche j (en A) I_j^{therm} : limite thermique du conducteur de la branche j (en A) U_i : tension dans le nœud i (en p.u.) U_i^{min} et U_i^{max} : tensions minimale et maximale admissibles dans le nœud i (en p.u.) La valeur des tensions et des courants dans les nœuds et lignes du réseau dépend des puissances consommées et injectées sur le réseau et des caractéristiques des lignes qui sont fonction de leur longueur et des conducteurs utilisés. Un calcul de répartition de charges ou *Load Flow* [73] est utilisé pour déterminer l'état électrique complet du réseau : tensions en chaque nœuds et courants et pertes dans chaque branche à partir des informations de consommation / production en chaque nœud et de la matrice d'impédance du réseau. L'algorithme utilisé dans les travaux de cette thèse est le calcul de répartition de charge développé par [56].

Les contraintes en courant et en tension doivent être respectées suivant deux scénarios évalués au terme de la période d'étude quand la consommation est maximale [30,45] :

- En régime normal d'exploitation pour une consommation à P_{Tmb} . Dans ce cas, le courant maximal admissible des conducteurs doit être respecté et les valeurs de tension doivent rester dans une plage de +5 %/- 5% autour de la tension nominale U_n .
- En régime de secours ou "situation N-1" pour une consommation à P_{max}^* . Les valeurs de tension doivent rester dans une plage de +5 %/-8% autour de la tension nominale U_n . Pour les contraintes en courant, deux scénarios de régime de défaut, illustrés dans la figure I.14, sont étudiés. Ils correspondent à l'apparition d'un défaut en tête d'un des deux départs d'une ligne. Dans cette situation, l'ensemble des charges de la ligne est alimenté via un seul poste source. Pour chaque branche, le courant maximal correspondant est la valeur maximale entre les deux scénarios étudiés. Les conducteurs sont choisis afin de respecter cette valeur.

Les valeurs des limites maximales pour les hausses et chutes de tension sont le choix du distributeur et sont publiées dans leur documentation technique de référence. Les valeurs présentées ici sont celles du distributeur ERDF [45].



Figure I.14 – Calcul du courant maximal dans une branche

3.2.2 Qualité de l'énergie électrique

Le gestionnaire du réseau de distribution doit respecter plusieurs objectifs de qualité sur l'onde de tension [30,40], définie par :

- L'amplitude de la tension : les engagements du distributeur ont déjà été décrits dans la section précédente.
- La fréquence : ses variations doivent être de +/- 1 % autour de la valeur nominale (49,50-50 Hz) pendant 95 % d'une semaine, et de +4/-6 % (47-52 Hz) pour des variations très importantes pendant 100 % du temps, d'après la norme EN 50160.
- Les variations lentes de la tension autour de la valeur contractuelle : elles proviennent de l'évolution de la charge sur le réseau et ne doivent pas être trop importantes pour ne pas entraîner le dysfonctionnement de certains appareils.
- Les variations rapides ou « flicker » qui sont répétitives et aléatoires : leur valeur doit être inférieure à 10 % de la valeur contractuelle. Leur origine sont les équipements industriels tels que les fours à arcs électriques.
- Les creux de tension : ce sont des chutes brutales de la tension dont la valeur peut aller jusqu'à 90 % de la valeur contractuelle et dont la durée va de 10 ms à une minute. Les défauts polyphasés ou les défauts monophasés sévères générant un creux de tension sur la phase en défaut sont à leur origine. Les creux de tension peuvent entraîner l'arrêt pur et simple de certains matériels.
- Les harmoniques ou la déformation de l'onde de tension : leur origine est l'électronique de puissance présente dans les différents éléments du réseau et les impacts sur le vieillissement des appareils, l'augmentation du niveau de bruit dans les transformateurs et les machines tournantes.
- Le déséquilibre entre phases qui a pour impact une tension trop importante ou à l'inverse trop faible, et un couple de freinage sur les machines tournantes.

3.2.3 Fiabilité de l'alimentation

L'énergie électrique doit être fournie aux clients en respectant des normes de qualité mais également des objectifs de fiabilité. Les clients doivent rester alimentés en cas de défaut sur le réseau ou à minima être déconnectés à une fréquence et une durée réduites. Dans le cadre de nos études de planification, seul l'impact des défauts permanents est évalué. La détection et l'élimination des défauts fugitifs et semi-permanents relèvent du déploiement des appareils de protection sur le réseau. Les critères utilisées sont le nombre et la durée des coupures ainsi que l'énergie et la puissance totales coupées au moment des interruptions. Ils sont évalués à l'aide de quatre critères internationaux [16] :

- Le System Average Interruption Duration Index (SAIDI) : temps moyen de coupure par an et par client. Il est aussi connu en France sous le nom de critère B.
- Le System Average Interruption Frequency Index (SAIFI) : fréquence moyenne de coupure par an et par client.
- L'Energie Non Distribuée (END) : énergie n'ayant pas pu être distribuée aux clients à cause de défauts apparus sur le réseau. Elle est exprimée en kWh/an.
- La Puissance Coupée (PC) : puissance coupée au moment de l'interruption. Elle est exprimée en kW/an.

Ces indices sont évalués pour chaque section de ligne définie comme étant la zone entre deux organes de manœuvre, et correspondent à l'impact de cette section sur le départ associé. Le départ est la portion de ligne allant du poste source à l'organe de manœuvre normalement ouvert. Les indices sont calculés d'après la stratégie décrite en section 2.4 par la figure I.10.

$$SAIDI(k) = \tau_{def} \times L_{section}(k) \times \left(T_1 + T_2 \times \frac{N_{\text{clients}}(k)}{N_{\text{clients}}^{\text{départ}}}\right)$$
(I.11)

$$SAIFI(k) = \tau_{def} \times L_{section}(k) \times \frac{N_{clients}(k)}{N_{clients}^{départ}}$$
(I.12)

$$END(k) = \tau_{def} \times L_{section}(k) \times \left(T_1 \times P_{\text{moyen}}^{\text{départ}} + T_2 \times P_{\text{moyen}}(k)\right) \times 10^3$$
(I.13)

$$PC(k) = \tau_{def} \times L_{section}(k) \times P_{départ}^{moyen} \times 10^3$$
(I.14)

Avec :

 τ_{def} : taux de défaillance (en nombre de défaillance / an / km)

 $L_{section}(k)$: longueur de la section k (en km)

 $N_{\text{clients}}(k)$: nombre de clients basse tension de la section j, chaque consommateur moyenne tension étant considéré comme un seul client

 $N_{\text{clients}}^{\text{départ}}$: nombre de clients basse tension du départ, chaque consommateur moyenne tension étant considéré comme un seul client

 T_1 : temps d'isolation du défaut (en heure)

 T_2 : temps de réparation du défaut (en heure)

 $P_{\rm moyen}^{\rm départ}$: puissance moyenne du départ (en MW)

 $P_{\text{moven}}(k)$: puissance moyenne de la section k (en MW)

Les indices correspondant aux départs sont obtenus en sommant les indices de tous les tronçons de chaque départ, où N_{sections} est le nombre de sections du départ.

$$SAIDI = \sum_{k=1}^{N_{\text{sections}}} SAIDI(k)$$

$$SAIFI = \sum_{k=1}^{N_{\text{sections}}} SAIFI(k)$$

$$END = \sum_{k=1}^{N_{\text{sections}}} END(k)$$

$$PC = \sum_{k=1}^{N_{\text{sections}}} PC(k)$$

(I.15)

Le dernier critère utilisé pour évaluer la qualité d'alimentation des clients est le critère français PL [8,30,29]. Il peut être calculé pour différents éléments du réseau : une ligne, un départ ou une section de ligne, comme le montre la figure I.15. Celui-ci est égal au produit entre la puissance totale à température normale et la longueur développée, exprimé dans l'équation I.16.

$$PL = \sum_{i=1}^{\text{nombre de charges}} P_{max}^*(i) \times \sum_{j=1}^{\text{nombre de branches}} l(j)$$
(I.16)

Avec :

PL : produit PL (en MW.km)

 $P_{max}^*(i)$: puissance de référence pour le régime secours de la charge i (en MW) l(j): longueur de la branche j (en km)



Figure I.15 – Équilibrage des produits PL

Plus une ligne est chargée, plus l'énergie non distribuée sera importante en cas de défaut. Plus une ligne est longue, plus la probabilité de défaut sera grande et le nombre de coupures par an important. Le produit PL augmente proportionnellement à ces deux paramètres. Limiter le produit PL lors de la planification permet d'interdire la construction de lignes trop longues ou trop chargées. En milieu rural, le produit PL maximal d'un départ est limité à 100 MVA.km [29]. En milieu urbain, il est naturellement limité par la forte densité de puissance et les faibles longueurs de ligne qui en résultent. Équilibrer le produit PL entre lignes permet d'équilibrer les indices de qualité entre les clients. On cherche donc à équilibrer au maximum les produits PL entre lignes, puis entre départs d'une même ligne et enfin entre sections d'un même départ, comme le montre la figure I.15.

3.3 Étude technico-économique

Une solution au problème de planification est définie par l'ensemble des choix techniques qui permettent de respecter les différents critères imposés. Il n'existe pas de solution unique : un GRD cherchera souvent à obtenir un ensemble de solutions pour la planification afin de les comparer selon des critères plus qualitatifs et issus de sa propre expérience. En plus de cela, les différentes solutions sont comparées économiquement, afin de sélectionner celle qui est la plus économique tout en respectant les objectifs. L'ensemble des coûts du réseau électrique ou *TOTEX* (*Total Expenditures*) se répartit entre les coûts d'investissements ou *CAPEX* (*Capital Expenditures*) et les coûts d'opération ou *OPEX* (*Operational Expenditures*) [24, 30, 29, 45].

$$TOTEX = CAPEX + OPEX \tag{I.17}$$

Le CAPEX se réfère au coût de développement du système pour créer de futurs bénéfices au moyen d'achats d'équipements, de propriétés et de bâtiments. Pour le GRD, le CAPEX se compose des investissements en conducteurs, tranchées et organes de manœuvres télécommandés. Le CAPEX est exprimé dans I.18.

$$CAPEX = \sum_{j \in \Omega^B} l(j). (C_{cdt}(j) + C_{trc}(j)) + N_{OMT}.C^{OMT} - Vu$$
 (I.18)

Avec :

$$\begin{split} \Omega^B &: \text{ensemble des branches du réseau} \\ l(j) &: \text{longueur de la branche j (en km)} \\ C_{cdt}(j) &: \text{coût en conducteur de la branche j (en k€/km)} \\ C_{trc}(j) &: \text{coût en tranchée de la branche j (en k€/km)} \\ N_{OMT} &: \text{nombre d'organes de manœuvre télécommandés} \\ C^{OMT} &: \text{coût d'un organe de manœuvre télécommandé (en k€)} \\ Vu &: \text{valeur d'usage (en k€)} \end{split}$$

La valeur d'usage est la valeur que l'on peut attribuer à un ouvrage ayant une durée de vie déterminée après une période d'exploitation. C'est la valeur résiduelle de l'ouvrage à la fin de la période d'étude si celle-ci est inférieure à la durée de vie de l'ouvrage [30,29]. Dans le cas de la planification, les ouvrages ont une durée de vie importante et souvent la période d'étude est la même que leur durée de vie. Cependant, la valeur d'usage n'est plus négligeable pour des études à court et moyen termes, comme un renforcement de conducteur par exemple ou le remplacement d'un transformateur pour une puissance plus importante.

$$Vu = VT + (VO - VT) \times \left(\frac{(1+a)^{t_{\text{dur\acute{e}} \text{ de vie}}} - (1+a)^T}{(1+a)^{t_{\text{dur\acute{e}} \text{ de vie}}} - 1}\right)$$
(I.19)

Avec :

VO: valeur à neuf de l'ouvrage (en k€) VT: valeur de ferraillage de l'ouvrage (en k€) a: taux d'actualisation (en %) $t_{durée de vie}$: durée de vie de l'ouvrage (en années) T: période d'étude (en années)

L'OPEX regroupe les coûts d'exploitation le réseau électrique et est constitué du coût des pertes techniques et des défaillances. Les coûts d'exploitation doivent être actualisés tout au long de la période d'étude. La valeur de l'argent évoluant au fil du temps, les coûts d'opération des futures années sont ramenés à des valeurs comparables aux coûts actuels.

Le taux d'actualisation qui est utilisé tient compte à la fois du « coût du temps » qui fait qu'un euro d'aujourd'hui vaut plus qu'un euro demain (en étant investi par exemple), et le « coût du risque » qui illustre l'incertitude des événements entraînant une perte d'argent suite à une opération financière ou économique par exemple. L'OPEX est exprimé dans I.20.

$$OPEX = \sum_{t=1}^{T} \frac{1}{(1+a)^t} \left[\sum_{j \in \Omega^B} C^{pertes} \cdot P_{j,t}^{pertes} + \sum_{k \in \Omega^S} \left(C^{END} \cdot END_{k,t} + C^{PC} \cdot PC_{k,t} \right) \right]$$
(I.20)

Avec :

 $Ω^B$: ensemble des branches du réseau $Ω^S$: ensemble des sections du réseau $P_{j,t}^{pertes}$: pertes à la pointe dans la branche j à l'année t (en kW) $END_{k,t}$: énergie non distribuée de la section j à l'année t (en kWh) $PC_{k,t}$: puissance coupée de la section j à l'année t (en kW) C^{pertes} : coût des pertes Joule (en k€/kW) C^{END} : coût de l'énergie non distribuée (en k€/kWh) C^{PC} : coût des interruptions (en k€/kW)

La valeur des pertes techniques, de l'énergie non distribuée et de la puissance coupée doit également tenir compte de l'évolution des charges pour les puissances maximale et moyenne, ainsi que le montrent les équations I.21,I.22 et I.23.

$$P_{j,t}^{pertes} = 3 \times r(j) \times l(j) \times \left(I_0^{pointe}(j) \times (1 + \tau^{pointe})^t\right)^2$$
(I.21)

$$END_{k,t} = \tau_{def} \times L_{section}(k) \times \left(T_1 \times P_{départ}^{moyen}(0) + T_2 \times P_k^{moyen}(0)\right) \times (1 + \tau^{conso})^t \quad (I.22)$$

$$PC_{k,t} = \tau_{def} \times L_{section}(k) \times P_{départ}^{moyen}(0) \times (1 + \tau^{conso})^t$$
(I.23)

Avec :

$$\begin{split} P_{j,t}^{pertes} &: \text{pertes à la pointe dans la branche j à l'année t (en kW)} \\ END_{k,t} &: \text{énergie non distribuée de la section j à l'année t (en kWh)} \\ PC_{k,t} &: \text{puissance coupée de la section j à l'année t (en kW)} \\ r(j) &: \text{résistance linéique du conducteur de la section j (en <math>\Omega/km$$
)} \\ l(j) &: \text{longueur de la branche j (en km)} \\ I_0^{pointe}(j) &: \text{courant à la pointe dans la section j au début de la période d'étude (en A)} \\ \tau^{pointe} &: \text{taux annuel d'évolution de la consommation maximale (en \%)} \\ \tau_{def} &: \text{taux de défaillance (en nombre de défaillances / an / km)} \\ L_{section}(k) &: \text{longueur de la section k (en km)} \\ T_1 &: \text{temps d'isolation du défaut (en heure)} \\ T_2 &: \text{temps de réparation du défaut (en heure)} \\ P_{moyen}^{départ} &: \text{puissance moyenne du départ (en MW)} \end{split}

 $P_{\text{moyen}}(k)$: puissance moyenne de la section k (en MW) τ^{conso} : taux annuel d'évolution de la consommation moyenne (en %)

3.4 Étapes de la planification

La planification peut être décomposée en plusieurs étapes [8,24,30,29,45]. La première étape est le **diagnostic de l'existant** : il s'agit de faire l'état des lieux des éléments du réseau actuel comme les postes de transformation (HTB/HTA et HTA/BT), les clients (consommateurs et producteurs), les lignes, les appareils de protection et les organes de manœuvre. L'ensemble des nouveaux clients à raccorder ainsi que leurs caractéristiques sont également listés et une analyse externe est effectuée pour évaluer la sensibilité des clients aux facteurs environnementaux comme l'aléa climatique. Enfin, les problèmes actuellement rencontrés par le réseau sont analysés et intégrés dans les objectifs de la planification : chutes de tension trop importantes, déséquilibre des produits PL, artères trop chargées.

La seconde étape est la **prévision d'évolution de la consommation** : à l'aide des informations économiques, démographiques, géographiques et autres, l'évolution de la consommation et de la production sur le réseau est évaluée sur la période d'étude adaptée. Cette étape est cruciale car elle influe très fortement sur les investissements et est soumise à de grandes incertitudes.

La troisième étape est la **construction de la cible long terme** : la cible long terme est construite grâce au diagnostic du réseau existant et des prévisions d'évolution. Elle est dépendante des grands choix techniques tels que le niveau de tension, le système de distribution (neutre distribué ou non), et les courants de court-circuit en régime normal et en régime de secours, de la politique du distributeur (enfouissement des conducteurs par exemple), et du budget à disposition. L'élément le plus structurant dans la cible long terme est le choix de l'architecture. Au terme de l'étude, la cible long terme doit contenir tous les postes de transformation, lignes et organes de manœuvre devant être construits, ainsi que les éléments existants qui doivent être supprimés. La cible long terme respecte l'ensemble des critères de planification et minimise les investissements à effectuer. Elle ne représente pas nécessairement le réseau final, qui risque de changer en fonction de l'évolution des hypothèses d'étude, mais définit les orientations structurelles principales.

La quatrième étape est l'établissement des réseaux intermédiaires : un ensemble de stratégies cohérentes est défini pour passer du réseau initial à la cible long terme. Pour chacune d'elle, une analyse technico-économique est effectuée afin de déterminer le coût et la date optimale de chaque opération. Le bilan économique actualisé peut ainsi être réalisé, et la stratégie la plus économique est choisie.

La cinquième et dernière étape est le **passage de la cible théorique à la cible pratique** : une durée d'étude moyenne est fixée, entre 5 et 10 ans. La cible pratique est la cible théorique à 10 ans pour laquelle le coût et les indices de fiabilité sont évalués. Les travaux pour atteindre cette cible moyen terme sont alors engagés. Cette cible moyen terme à 10 ans permet également de résoudre des problèmes techniques immédiats, comme des chutes de tension non acceptables sur le réseau existant. Avant d'arriver au terme de cette période, en fonction de l'évolution des hypothèses de planification, la cible long terme est réévaluée, ainsi que la stratégie des réseaux intermédiaires pour l'atteindre.

La clôture de cette section, en complément de la section de description physique du réseau, permet de poser les concepts nécessaires pour appréhender les outils de planification développés dans le Chapitre II. La section suivante permet de comprendre pourquoi la structure actuelle des réseaux de distribution ainsi que leurs règles de planification ont été adoptées, et les mutations qu'ils sont amenés à connaître ou sont déjà en train d'éprouver.

4 Évolution des réseaux électriques

Cette section décrit succinctement l'évolution des réseaux électriques depuis les premières phases d'électrification jusqu'au Smart Grid en passant par l'ouverture du marché de l'énergie et l'évolution des lois environnementales, le développement des nouveaux modes de consommation et du concept de réseau intelligent. Les différents concepts ainsi définis aident à comprendre la transition du Chapitre II aux Chapitres III, IV et V.

4.1 Ouverture du marché de l'énergie et évolution des lois environnementales

L'électrification en France commence à la fin du 19^e siècle. La loi de 1884 confie la responsabilité du réseau électrique d'une zone géographique bien définie aux villes au travers des Entreprises Locales de Distribution (ELD). Certaines villes transmettent cette responsabilité à des sociétés privées en accord avec la loi du 15 Juin 1906. Le système électrique est alors semblable à des « micro-réseaux ». Le 8 Avril 1946, les réseaux d'électricité et de gaz sont nationalisés et Électricité de France (EDF) est créée afin de connecter ces différents micro-réseaux de France. Les ELD de la loi 1884 sont maintenues tandis que les acteurs privés sont absorbés par EDF; l'état étant chargé de réguler le prix de l'électricité. La fusion des micro-réseaux se transforme peu à peu en ce que l'on connait aujourd'hui du réseau électrique Français. Les connexions avec les autres pays sont encore peu développées jusqu'à la fin du 20^e siècles et sont dédiées à des échanges contractuels de surplus, jusqu'à 10 % de la consommation totale. Jusqu'à la fin des années 1990, la production décentralisée d'énergie (ou GED) est seulement constituée de petites unités de production hydraulique localisées dans des zones géographiques bien spécifiques comme les Alpes. Le tarif de rachat de l'électricité étant fondé sur le principe de coût marginal [27], le rachat est dé-corrélé des réels coûts de construction et d'opération de la production décentralisée, et le développement des GED n'est donc pas intéressant économiquement. Les GED connaissent leur première forte évolution quand EDF crée le tarif Effacement par Jour de Pointe (EJP) : l'électricité est plus chère lors des périodes de forte consommation afin de limiter les pics de production coûteux et polluants, car ils requièrent l'utilisation de centrale thermique à gaz ou à charbon. Ce tarif mène certains industriels à installer leurs propres moyens de production dans le but de consommer leur propre électricité à un prix plus intéressant durant les périodes de pointe. Grâce à la loi 95-115 du 4 Février 1995, ces mêmes industriels sont autorisés plus tard à revendre leur surplus de production au même tarif EJP. Plus tard, l'arrêté du 25 Juillet 1996 fait la promotion de la cogénération en autorisant la revente fondée sur le même prix que les énergies fossiles.

Durant les années 1990, le contexte économique et les incitations Européennes mènent peu à peu le monopolistique réseau électrique Français vers un système dérégulé avec l'influence d'autres pays comme les Etats-Unis avec le Energy Policy Act de 1992 ou le Chili et la Grande Bretagne qui sont les premiers à adopter la dérégulation dans les années 1980. Les raisons de cette évolution sont nombreuses : un réseau suffisamment mature, une volonté de plus de compétitivité et moins de régulation, des industriels ayant besoin d'une énergie moins chère, des différences de coût de l'énergie entre les différents pays trop importantes [14]. La concurrence semble offrir beaucoup d'avantages aux consommateurs et les états ont besoin de privatiser les compagnies d'état pour combler leurs dettes [14]. La directive Européenne 96/92/CE est adoptée en 1996 et établit les règles de l'ouverture du marché de l'énergie électrique [14]. Le but est d'imposer aux pays Européens une ouverture minimale de leurs marchés, libéraliser la production, autoriser les acteurs annexes à accéder au réseau, séparer les activités de production/consommation et transport/distribution, et élargir progressivement le champ de clients éligibles, c'est-à-dire ceux pouvant choisir leur fournisseur. Ces objectifs sont transposés en France avec la loi 2000-108 du 10 Février 2000 et abrogés en 2003 avec la directive Européenne 2003/54/CE qui conclut le planning final des clients éligibles. La dérégulation du réseau électrique s'applique aux activités de production et de services au consommateur, pouvant être facilement soumises aux règles du marché ouvert. Pour des raisons économiques et techniques, les réseaux de transport et de distribution ne sont pas séparés entre différents acteurs et restent exploités de manière monopolistique [40]. EDF continue d'exercer son activité de producteur, mais ses activités de Gestionnaire de Réseau de Transport (GRT) et de Gestionnaire de Réseau de Distribution (GRD) sont scindées en deux nouvelles sociétés en 2008 : Réseau de Transport d'Electricité (RTE) et Electricité des Réseaux de Distribution Français (ERDF). L'activité de GRT en France est exclusivement réservée à RTE, tandis que l'activité de GRD est assurée à la fois par ERDF⁹ et les différentes ELD¹⁰ encore présentes. Le système d'ouverture du marché de l'énergie électrique a également vu l'apparition de nombreux acteurs en plus de ceux déjà présents, représentés sur la figure I.16.

Les producteurs assurent l'approvisionnement en énergie du réseau électrique avec des moyens allant de la petite unité de production isolée au parc de production de plusieurs méga-watts, de types d'énergie différents (nucléaire, hydraulique, thermique, renouvelable,...). Les négociants de l'énergie font le lien entre les producteurs et le marché. Les responsables d'équilibre recouvrent plusieurs activités d'injection et de soutirage de puissance et cherchent à les équilibrer. Ils communiquent avec le GRT et le GRD, achètent les écarts négatifs et vendent les écarts positifs. Powernext est une bourse dédiée aux activités commerciales concernant l'énergie électrique, les prix de l'énergie étant régulés par le principe de l'offre et la demande. RTE possède et gère le réseau de transport, mène les opérations nécessaires à son fonctionnement et communique avec les autres pays. Il

^{9.} ERDF est réparti en 8 zones géographiques importantes, couvrant 95 % du territoire Français

^{10.} Les ELD sont au nombre de 170 et représentent 2500 communes et 3 millions d'habitants



Figure I.16 – Les différents acteurs du réseau électrique

doit fournir un accès non-discriminatoire à tous, faciliter l'usage du réseau, développer et planifier le réseau. Les gestionnaires de réseaux de transport Européens font partie de l'European Network Transmission System Operators for Electricity (ENTSOE) qui harmonise les études et les règles de développement pour le réseau et facilite le marché Européen. Les réseaux de distribution appartiennent aux communes et sont gérés par les GRD qui ont pour responsabilité de fournir l'électricité au consommateur final en assurant la meilleure qualité de service et la sécurité optimale pour les individus et les biens. Les fournisseurs sont les producteurs historiques comme EDF ou de nouveaux fournisseurs spécialisés en « package » contenant des offres en électricité (produite ou rachetée) et d'autres produits comme le gaz, la communication ou la sécurité. Les fournisseurs de services système proposent des services comme le dispatching, les réserves d'énergie, le réglage de la tension ou la fréquence, la reconfiguration de réseau, etc. Les GED regroupent les producteurs connectés directement sur le réseau de distribution dont la puissance va de quelques kW à plusieurs MW et dont l'énergie peut être d'origine fossile ou renouvelable. La Commission de Régulation de l'Energie (CRE), créée avec les lois du 10 Février 2000 et du 3 Janvier 2003, régule le réseau, organise le marché Français de l'électricité et du gaz, et fixe les règles concernant l'accès au réseau et la régulation du marché. La CRE propose les Tarifs d'Utilisation des Réseaux Publics d'Electricité (TURPE) appliqués par les GRT et GRD.

L'ouverture des marchés de l'énergie est un premier vecteur d'évolution des GED car toute personne devient éligible pour produire sa propre énergie et réinjecter le surplus sur le réseau. Le deuxième vecteur est l'évolution des technologies de production à partir d'énergies renouvelables avec l'augmentation des rendements de conversion et la diminution des coûts de production. Le troisième vecteur est l'influence des nouvelles préoccupations environnementales se traduisant par différentes incitations législatives et politiques aux niveaux Francais, Européen et mondial. La loi du 10 Février 2000 impose aux GRD d'accepter la connexion des nouveaux producteurs et d'établir les règles techniques de connexion publiée dans leur documentation technique de référence. La loi 2000-1996 publiée le 6 Décembre 2000 étend l'obligation de rachat de l'électricité aux énergies renouvelables, le recyclage des déchets et la co-génération. Des objectifs au niveau européen concernant le développement des énergies renouvelables sont émis : la directive Européenne 2001/77/CE publiée le 27 Septembre 2001 et relative à la promotion des énergies renouvelables impose un objectif de 22,1 % d'électricité d'origine renouvelable dans la Communauté Européenne pour 2010. Cette directive fait suite au Livre blanc de 1997 sur les sources d'énergies renouvelables et est également un volet important pour respecter les engagements de l'Union Européenne au protocole de Kyoto. L'objectif de 21 % pour la France n'a cependant pas été atteint. En 2012, la production issue de l'ensemble des sources d'énergies renouvelables atteint 16,4 % de la production Francaise [113]. Cependant, un nouveau plan d'action nommé le Plan Climat a été adopté par l'Union Européenne en Décembre 2008 [48]. L'objectif est la mise en place d'une politique Européenne commune de l'énergie plus soutenable et durable afin de lutter contre le changement climatique. La cible pour 2020 appelée "objectif 3x20" est de faire passer la part des énergies renouvelables dans le mix énergétique Européen à 20 %, réduire les émissions de $C0_2$ des pays de l'Union de 20 % et d'accroître l'efficacité énergétique de 20 % par rapport aux niveaux de 1990. En 2014, la Commission Européenne a adopté une nouvelle série d'orientations pour le plan climat portant les objectifs "20-20-20" à "27-40-27"¹¹. Du côté Français, ces orientations se traduisent par le Grenelle de l'Environnement, un ensemble de rencontres politiques entre Septembre et Décembre 2007 ayant mené par la suite à l'élaboration des lois Grenelles I et II, respectivement le 3 Août 2009 et le 12 Juillet 2010 12 .

4.2 Nouveaux modes de consommation

L'ouverture du marché de l'énergie et le développement de la production décentralisée, notamment à base d'énergie renouvelable, sont les premiers facteurs de mutation des réseaux électriques ces dernières décennies. Ils sont depuis peu accompagnés d'autres évolutions au niveau des utilisateurs du réseau électrique. Premièrement, les consommateurs peuvent à présent devenir des producteurs, en fournissant eux-mêmes au réseau l'électricité produite par leurs éoliennes, panneaux photovoltaïques, ou micro-centrales de cogénération. A ce titre, ils ne peuvent donc plus être considérés par les gestionnaires du réseau électrique comme de simples consommateurs finaux mais comme des producteurs acteurs à part entière du réseau électrique.

Les habitudes de consommation sont également en pleine mutation. Avec l'accroissement du parc des bâtiments, le développement de nouveaux besoins à forte consommation comme la climatisation et la micro-informatique, la consommation électrique risque d'augmenter. Cependant, grâce à la prise de conscience écologique, les mesures incitatives prises pour réduire la consommation énergétique et le développement de nouvelles technologies à haut rendement énergétique, les hypothèses d'évolution de la consommation peuvent

^{11.} http://europa.eu/rapid/press-release_IP-14-54_fr.htm

^{12.} http://www.developpement-durable.gouv.fr/-Le-Grenelle-de-l-environnement-de-.html

également être amenées à diminuer [2]. Avec les progrès de la domotique et la nouvelle règlementation thermique, les maisons individuelles deviennent plus efficaces énergétiquement avec une isolation renforcée et des appareils électriques moins énergivores¹³. De même, les bâtiments résidentiels, tertiaires ou industriels peuvent devenir des bâtiments à énergie positive grâce à la production décentralisée. Enfin, les méthodes de chauffage alternatives au chauffage électrique se développent de plus en plus, comme les chaudières à bois par exemple¹⁴ [1], contribuant également à diminuer la consommation en énergie électrique.

La consommation électrique est également amenée à évoluer avec l'apparition des véhicules électriques et hybrides (VEH). En effet, la fin du 20^e siècle a vu le développement des VEH, en partie à cause de la volonté croissante des états à réduire leur dépendance aux énergies fossiles. Les VEH sont aujourd'hui en constante progression : entre 2011 et 2014 le nombre d'immatriculation de VEH par année en France est passé de 2 626 à 10 555. Même avec une augmentation des moyens de production d'énergie électrique qui peuvent être polluants pour les périodes de pointe, les VEH offrent un meilleur rendement "de la source à la roue" grâce au rendement des moteurs électriques plus important que les moteurs thermiques. On peut distinguer le type des VEH par leur mode de recharge sur le réseau électrique : une charge longue aux domiciles particuliers (entre 6 et 8 heures) ou une charge courte dans des stations de recharge spécialisées (d'une trentaine de minutes à une heure) [26]. Les VEH ont un impact sur la courbe de consommation électrique du réseau. Premièrement, la consommation énergétique croît, augmentant ainsi le volume du mix énergétique français. Deuxièmement, la consommation va augmenter à certains moments de la journée, entraînant une dégradation de la pointe et donc un besoin plus grand en moyens de production de type centrales thermiques, critiques pour les investissement et la pollution. Cette dégradation des pics de consommation va également avoir un impact sur le dimensionnement des équipements électriques des réseaux de distribution, comme les conducteurs ou les postes de transformation. Cependant l'insertion de VEH peut aussi procurer des avantages au réseau électrique si les instants de recharges des VEH peuvent être contrôlés. L'équilibre entre production et consommation peut être amélioré en synchronisant la recharge des VEH avec les GED comme les panneaux photovoltaïques ou les éoliennes dont la production d'énergie est fatale, ou certaines unités thermiques qui sont plus efficientes à partir d'un certain niveau de puissance. Les VEH peuvent aussi être utilisés comme équipements intelligents en procurant aux acteurs du réseau différentes fonctionnalités. L'énergie stockée dans les batteries des VEH peut être utilisée comme moyen de production en renfort au réseau pendant les périodes de pointe, ou pour réguler la fréquence sur le réseau.

La gestion intelligente des flux énergétiques au sein du bâtiment, des nouveaux équipements, de la production décentralisée et des véhicules électriques est possible. Elle est réalisée grâce au déploiement des compteurs intelligents. Ils peuvent communiquer à la fois

^{13.} Après une hausse moyenne de 1,6 % par an sur la période 1990-2001, la consommation d'énergie du résidentiel-tertiaire a ensuite plafonné entre 2001 et 2012. Source : http://www.statistiques.developpement-durable.gouv.fr

^{14.} En 2012, 7,4 millions de ménages utilisaient le bois comme mode de chauffage dans leur résidence principale contre 5,9 millions en 1999.

avec le distributeur et avec les équipements électriques domestiques s'ils sont assistés par l'Energy Box adéquate et ses services associés, vendus par des acteurs tiers. En France, le matériel choisi par ERDF est le compteur Linky et son déploiement total de 35 millions d'unités est prévu d'ici 2021¹⁵, les différentes ELD gérant le reste des réseaux de distribution n'ayant pas toutes arrêté leur choix quant au type de technologie. Cette insertion massive apporte de nombreux avantages aux différents acteurs du réseau électrique. Pour le consommateur, la possibilité d'avoir accès à sa courbe de charge lui permet de mieux gérer sa consommation. Pour le GRD, une nouvelle visibilité du réseau est possible car les compteurs renvoient à intervalles réguliers leurs données de consommation sans nécessiter de visite technique. Parmi ces données, les courbes de charge des consommateurs et de production permettent de mieux prévoir les périodes de pointe. Du côté des fournisseurs d'énergie, l'accès à ces données permet de proposer de nouvelles offres en fonction du profil de consommation, et des services d'efficacité énergétique et de maîtrise de la demande énergétique (MDE).

La MDE consiste à modifier la consommation énergétique des consommateurs finaux à l'aide de mécanismes incitatifs tarifaires. La consommation peut ainsi être réduite aux instants où le coût de l'énergie est haut, ou lorsque la stabilité du réseau électrique est menacée. Les objectifs sont économiques, sécuritaires ou auxiliaires comme le réglage de la fréquence. La réduction de la consommation est obtenue par le changement des consignes de chauffage ou de climatisation, la re-programmation des appareils à usage domestique (machine à laver, lave-vaisselle, chauffe-eau), ou la re-planification de l'activité industrielle. On parle de flexibilité pour désigner l'énergie disponible pour répondre à une incitation de maîtrise de demande de l'énergie. On distingue deux types de MDE [7]. Le premier type est fondé sur la tarification : les consommateurs réduisent leur consommation lorsque les prix sont hauts sans changer leurs habitudes lors des autres périodes, le choix des périodes dépendant du type de programme de MDE. En France ce type de tarification existe depuis longtemps avec par exemple les contrats "heures pleines / heures creuses" ¹⁶. Le second type de MDE est la MDE par mécanisme incitatif. Les consommateurs souscrivent à des contrats avec le GRD ou GRT, un agrégateur ou un fournisseur de service système. Ces contrats assurent un tarif favorable pendant les périodes normales. Pour des raisons économiques ou de stabilité du réseau, une incitation peut être envoyée au consommateur sous contrat afin qu'il réduise sa consommation, sous peine de pénalité. Le contrôle peut être direct, c'est-à-dire que le GRD coupe tout ou une partie de la consommation sans passer par l'aval de l'utilisateur : on parle alors de délestage [138]. Si le contrôle est indirect, c'est-à-dire si le consommateur donne son accord, on parle d'effacement. Le désavantage de la MDE est que l'énergie non consommée est alors décalée dans le temps et peut même se voir amplifiée. On parle des effets de rebond en puissance et de report en énergie. Ces effets sont décrits et étudiés en détails dans le Chapitre IV. L'utilisation de la MDE peut donc causer des dégradations de la pointe sur le réseau électrique. Ce problème est d'autant plus grave si l'activation de flexibilité est effectuée par un acteur tiers et non par le GRT ou le GRD, qui possèdent la vision nécessaire sur le réseau pour anticiper les éventuelles contraintes [83].

^{15.} http://www.erdf.fr/linky-le-compteur-communicant-derdf

^{16.} https://particuliers.edf.com/offres-d-energie/electricite-47378.html

4.3 Les réseaux intelligents ou Smart Grids

Face au développement de la production décentralisée et l'augmentation de la consommation électrique au sein de réseaux âgés, la solution la plus simple est de renforcer l'infrastructure existante. Il s'agit cependant d'une solution très coûteuse et générant une infrastructure et des travaux parfois lourds. L'alternative est d'intégrer les fonctionnalités des NTIC au sein du réseau électrique. Les technologies de l'information et de la communication désignent l'ensemble des méthodes utilisées pour le traitement et la transmission des informations, et regroupe les domaines de l'informatique, de l'audiovisuel, du multimédia, d'internet et des télécommunications (définitions du Larousse et de Wikipédia). Les NTIC constituent l'intégration de ces techniques au sein de nouveaux systèmes. Cela se traduit par une instrumentation importante rendant les éléments du réseau plus communicants, offrant ainsi une nouvelle observabilité du réseau électrique et la mise en place de nouvelles fonctionnalités. Le développement important des NTIC dans les réseaux électriques de distribution les font aujourd'hui converger vers les réseaux intelligents, ou Smart Grids. Les Smart Grids sont la combinaison des technologies des réseaux électriques et des NTIC et sont formés d'une couche d'infrastructure électrique classique, d'une seconde formée d'une architecture de communication, et d'une dernière couche de fonctionnalités de conduite (définition de la CRE). Les NTIC sont déjà présentes depuis un moment au niveau du réseau de transport et de répartition avec les réseaux de communication pour le plan de protection, le contrôle-commande numérique au niveau des postes sources et les différentes applications Internet. Elles sont aussi déjà présentes au niveau du réseau de distribution avec le système de signal tarifaire via le courant porteur en ligne (CPL) qui permet de gérer les périodes de pics de consommation avec les clients ayant souscrit au contrat adapté. Néanmoins les NTIC se sont fortement développées depuis plusieurs années avec l'évolution des différents moyens de communication (CPL, lignes dédiées, fibre optique, WiFi, ADSL, etc.). De nouveaux éléments font ainsi leur apparition dans le réseau de distribution. Le réseau de transport étant déjà très instrumenté, les enjeux se situent principalement au niveau du réseau de distribution qui fait l'objet de ce manuscrit. Les couches d'infrastructure électrique et de fonctionnalités de conduite sont étudiées et mises en parallèle, tandis que la couche d'infrastructure de communication n'est pas abordée. L'infrastructure électrique a été décrite dans la section précédente. Les fonctionnalités de conduite sont décrites dans les chapitres suivants. Le schéma I.17 représente une vision simplifiée et non unique d'une architecture de Smart Grid.

Le compteur intelligent constitue le lien entre les NTIC et les nouveaux modes de consommation. Le compteur Linky adopté par ERDF renvoie ses données de consommation au poste source HTB/HTA correspondant via la technologie CPL. Chaque compteur est associé à un modem qui code et décode les données en un signal électrique superposé au signal électrique 50 Hz du réseau. Au poste source, ces données sont agrégées par le concentrateur, formant un réseau local ou Local Area Network (LAN) avec le groupe de compteurs correspondants. Les LAN des concentrateurs sont agglomérées en un réseau large ou Wide Area Network (WAN) qui permet la communication entre les concentrateurs et le système central d'information. Les données sont transmises des concentrateurs au système central par réseau téléphonique ou General Packet Radio Service (GPRS).



Figure I.17 – Agencement des technologies de l'information et de la communication

Dans le système central d'information, le GRD effectue les opérations de planification et de maintenace des réseaux électriques. Il est composé d'un Supervisory Control and Data Acquisition (SCADA) qui fait le lien entre les grandeurs physiques du réseau électriques et l'ensemble des fonctions de communication et d'information permettant de le faire fonctionner. Les données des concentrateurs sont transmises au SCADA via un Advanced Meter Management (AMM). Ce système effectue l'acquisition des données et leur traitement en temps réel. L'AMM stocke les mesures des compteurs, leur statut actuel, les informations relatives à la qualité de l'énergie, les statuts opérationnels des différents éléments du système (interrupteurs, capteurs, etc.), la connaissance des équipements ayant connu des pannes, et diverses informations à propos des services des acteurs tiers. Le SCADA récupère aussi des informations depuis le Geographic Information System (GIS) qui récupère, stocke et traite tous les types d'informations géographiques via la cartographie, l'analyse statistique et les technologies de bases de données. Le GIS procure au SCADA une description topologique du réseau et la géolocalisation de ses différents équipements.

A partir des données de l'AMM et du GIS, le SCADA traite les informations et effectue les opérations de maintenance du réseau en envoyant des consignes aux différents éléments communicants du réseau de distribution comme les protections, les organes de manœuvres ou la production décentralisée. Pour prendre des décisions, le GRD est aidé par un ensemble de fonctions issues des méthodes traditionnelles (régleurs en charge, plans de protections, etc.) et des méthodes dites Fonctions Avancées de Conduite (FAC). Les FAC sont réalisables grâce au déploiement de nouveaux capteurs intelligents, de nouvelles méthodes de traitement pour les grandes quantités d'information, et des nouveaux logiciels pour les applications temps réel ou offline. Ces fonctions peuvent permettre une meilleure connaissance du réseau : estimation d'état (meilleure confiance malgré le bruit, les mesures manquantes ou inexactes), calculs de répartition de charge, prévision de la consommation (modèles prédictifs, logique floue, réseaux de neurones). Le réseau est également plus contrôlable : le Volt Var Control (VVC) permet de soutenir les moyens de réglage classiques de la tension en gérant les injections/absorptions de réactif par les GED. La reconfiguration des organes de manœuvre peut minimiser les pertes sur le réseau. Ces nouvelles fonctionnalités sont stockées dans le Distribution Management System (DMS). Elles peuvent s'exercer en moyenne tension, voire en basse tension dans une moindre mesure, et sur différentes échelles de temps.

5 Conclusion

Au vu des différents objectifs, critères et méthodologies présentés dans ce chapitre, l'impact du Smart Grid sur la planification des réseaux électriques de distribution peut être appréhendé suivant deux axes principaux : les incertitudes dans le développement du réseau et la nécessité de combiner les activités de planification et de gestion du réseau électrique.

Premièrement, l'objectif principal n'est plus seulement de connecter un ensemble de consommateur mais également des producteurs. A la différence des consommateurs classiques, l'insertion de la production décentralisée sur le réseau est soumise à beaucoup d'incertitudes. Leur type, leur emplacement et leur puissance ne peuvent pas être prévus avec suffisamment de précision sur des périodes d'étude très longues, comme c'est le cas pour la consommation. Il est nécessaire d'introduire dans les techniques de planification des méthodes et modèles probabilistes afin de prendre en compte les différents scénarios possibles. Les incertitudes concernent également l'évolution de la consommation : déploiement des véhicules électriques, des bâtiments intelligents, des compteurs intelligents et des services associés. L'objectif est de pouvoir cibler les zones sensibles du réseau et éviter la stratégie d'un réseau très robuste mais également très coûteux.

Deuxièmement, la mutation des réseaux électriques vers le Smart Grid est synonyme d'arrivée de nouvelles fonctions avancées de conduite. Le dimensionnement du réseau influe fortement la mise en application des FAC. Par exemple, la reconfiguration du réseau afin de minimiser les pertes techniques dépend de la répartition des organes de manœuvre télécommandés. De même, prendre en compte l'utilisation des FAC sur le réseau peut modifier les choix d'investissements qui sont faits lors de la phase de planification. Par exemple, la prise en compte de la VVC et de la MDE peut permettre de différer ou annuler certains travaux de renforcement sur le réseau en réduisant les contraintes de congestion. Il est donc nécessaire de modéliser le fonctionnement des FAC dans les étapes de planification pour réajuster le choix des investissements. De nombreux phénomènes temporels rentrant en jeu, comme les effets de rebond et de report d'un effacement de consommation, l'étude du réseau ne peut plus se limiter à l'étude de quelques cas dimensionnants. Une analyse temporelle sur des courbes de charges simulées doit être effectuée, ce qui complexifie le problème de planification et augmente les données d'entrée nécessaires. Parmi les points bloquants, on peut aussi noter l'aspect économique. En effet, par manque de retour d'expérience dans le domaine et de données disponibles dans le milieu académique, il est difficile de chiffrer précisément le déploiement des nouvelles technologies Smart Grid.

Le prochain chapitre vise à développer une méthode de planification pour les réseaux électriques de distribution conforme aux règles usuelles. L'objectif est de disposer d'une méthodologie de base afin de générer des réseaux de type "historique" afin de tester leur robustesse aux nouveaux paradigmes du Smart Grid, et de pouvoir faire évoluer cette méthodologie vers une "planification des Smart Grids". La planification usuelle est par ailleurs enrichie par l'utilisation d'outils mathématiques issus des méthodes méta-heuristiques, de la recherche opérationnelle et de la théorie des graphes.

Chapitre II

Construction de l'architecture

Sommaire

1	Formalisation du problème			46	
	1.1	Modélisation du problème de planification			
	1.2	Choix o	de la méthodologie	48	
		1.2.1	Complexité algorithmique du problème proposé	48	
		1.2.2	État de l'art des méthodes heuristiques et méta-heuristiques		
			pour la planification	49	
		1.2.3	Description de la méthodologie proposée	50	
2	Rou	ROUTAGE POUR LA CONSTRUCTION DE L'ARCHITECTURE			
	2.1	Modélisation de la topologie des rues			
	2.2	Recherche des chemins de coût minimal entre les charges 55			
	2.3	Coefficients de correction du coût des rues			
3	Alge	Algorithme de construction de l'architecture de longueur			
	MINI	MINIMALE			
	3.1	Affecta	Affectation des artères entre les postes sources		
		3.1.1	Détermination du nombre d'artères	57	
		3.1.2	Répartition des artères entre les postes sources	59	
	3.2 Raccordement des charges aux différentes artères		dement des charges aux différentes artères	60	
		3.2.1	Modélisation du problème	60	
		3.2.2	Heuristiques de minimisation de la longueur du réseau	61	
		3.2.3	Algorithme retenu : le recuit simulé	64	
4	Con	Construction du réseau final			
	4.1	Respect des contraintes techniques			
	4.2	Respect des objectifs de fiabilité			
5	Exemples d'application			70	
	5.1	Description du réseau étudié			
	5.2	Cas 1 : Planification d'un réseau "sorti de terre"			
	5.3	Cas 2:	Extension d'un réseau de distribution existant	80	
6	Con	CLUSION			

Abstract

Ce chapitre présente une méthodologie de planification pour les réseaux électriques de distribution en accord avec les règles classiques de planification. Dans ce contexte, la présence de production décentralisée et de véhicules électriques sur le réseau n'est pas encore envisagée. Le but est de générer des architectures construites selon des règles historiques de manière automatique et optimisée. Les objectifs sont d'évaluer la robustesse des réseaux actuels soumis aux nouveaux paradigmes du Smart Grid et de disposer d'une méthode de référence qu'il est possible de faire évoluer vers une méthode de planification des réseaux Smart Grid.

1 Formalisation du problème

1.1 Modélisation du problème de planification

Dans ce chapitre, des méthodes de planification long terme des réseaux électriques de distribution moyenne tension en milieu urbain sont développées. Deux cas d'étude sont étudiés : la construction d'un réseau "sorti de terre" et l'extension d'un réseau existant. Un réseau "sorti de terre" ne prend pas en compte les infrastructures de réseau déjà existantes tandis que l'extension d'un réseau les intègre dans la solution finale. Le contexte de l'étude étant long terme, l'architecture est construite selon une projection de l'état du réseau dans 30 ans. Ainsi, le remplacement potentiel de tous les conducteurs se justifie car leur durée de vie est du même ordre de grandeur. La solution au problème de planification est un modèle statique appelé cible long terme. Cette solution est fondée sur les hypothèses de croissance des charges et reste identique au cours de la période d'étude. L'établissement des cibles intermédiaires n'est pas réalisé. La structure en coupure d'artère de source à source est choisie car elle est la structure la plus utilisée dans les réseaux urbains Français qui sont le cadre de nos études. Ses avantages ont été décrits dans le Chapitre I, partie 2.3.1. La nature urbaine du réseau impacte aussi le choix des conducteurs qui sont enfouis pour satisfaire les objectifs de fiabilité et respecter les contraintes topologiques.

La figure II.1 montre les entrées et sorties du modèle de planifcation d'un réseau "sorti de terre".



Figure II.1 – Entrées et sorties du modèle - cas d'étude "sorti de terre"

L'emplacement et les caractéristiques techniques des postes sources HTB/HTA et des charges (consommateurs moyenne tension ou postes de transformation HTA/BT) forment les entrées du modèle. La production décentralisée et les véhicules électriques ne sont pas encore pris en compte à cette étape de la thèse dans l'évolution du réseau. Les sorties du modèle sont l'architecture permettant de connecter les charges aux postes sources, les caractéristiques techniques des lignes et la répartition des organes de manœuvre télécommandés ou OMT. Dans le cas de l'extension d'un réseau, l'infrastructure existante est prise en compte, comme le montre la figure II.2.



Figure II.2 – Entrées et sorties du modèle - cas d'étude "extension de réseau"

La figure II.3 synthétise les objectifs, contraintes et données d'entrée et de sortie qui ont été retenus pour le modèle de planification. L'objectif de planification se décline en trois sous-objectifs qui correspondent aux différentes étapes d'évolution du réseau électrique : fournir aux clients du réseau l'accès à l'énergie électrique, prévoir l'évolution de la consommation et assurer la continuité de l'alimentation.



Figure II.3 – Synthèse des objectfifs et contraintes de la planification

Les objectifs de planification doivent êtres réalisés en respectant un ensemble de contraintes. Les contraintes techniques sont étudiées dans le domaine statique. Les phénomènes transitoires n'étant pas pris en compte, les seules contraintes techniques étudiées sont les contraintes en courant dans les différents éléments du réseau, et les variations de tension maximales admissibles aux différents nœuds du réseau en régime normal et de secours. Les contraintes de fiabilités sont l'obligation au GRD d'assurer la continuité de l'alimentation en cas d'incidents sur le réseau. Celle-ci est quantifiée par les indices de fiabilité SAIDI, SAIFI, END et PC. La contrainte économique contraint l'ensemble des choix menant à la solution finale à être réalisés de manière à respecter un optimum technico-économique. Les contraintes topologiques sont propres aux obstacles rencontrés en environnement de type urbain et concernent principalement le trajet des lignes.

1.2 Choix de la méthodologie

Dans cette section, le modèle de planification est examiné d'un point de vue mathématique afin d'en déterminer la nature, cibler les difficultés qui en découlent, et identifier les méthodes disponibles pour le résoudre.

1.2.1 Complexité algorithmique du problème proposé

Premièrement, les variables de décision du problème de planification des réseaux électriques (répartition des artères entre les différents postes sources, partitionnement des charges entre les artères, nombre et placement des OMT le long des lignes, choix de la section des conducteurs) sont des variables discrètes entières. La nature discrète de ces variables, couplée à la grande taille du problème (plusieurs centaines de charges et de lignes), mène à une explosion combinatoire du nombre de possibilités à évaluer. A titre d'exemple, pour une structure en artères de source à source, on peut évaluer le nombre de couplages possibles entre différents postes sources via la formule II.1, puis en déduire le nombre de solutions au partitionnement des charges entre plusieurs postes sources via la formule II.2.

$$N_{\text{couplages possibles}} = \sum_{i=1}^{N_{PS}-1} i = \frac{(N_{PS}-1)(N_{PS}-1+1)}{2} = \frac{N_{PS}(N_{PS}-1)}{2}$$
(II.1)

$$N_{solutions} = \underbrace{\left(\frac{N_{PS}(N_{PS}-1)}{2}\right)^{M}}_{\text{Solutions de couplage des artères}} \times \underbrace{\left(\frac{N_{PS}(N_{PS}-1)}{2}\right)^{M}}_{\text{Solutions de partitionnement par configuration}} \times \underbrace{\left(\frac{N_{PS}(N_{PS}-1)}{M^{N}}\right)^{M}}_{\text{Solutions de partitionnement par configuration}} \times \underbrace{\left(\frac{N_{PS}(N_{PS}-1)}{M^{N}}\right)^{M}}_{\text{Solutions de couplage des artères}} \times \underbrace{\left(\frac{N_{PS}(N_{PS}-1)}{M^{N}}\right)^{M}}_{\text{Solutions de partitionnement par configuration}} \times \underbrace{\left(\frac{N_{PS}(N_{PS}-1)}{M^{N}}\right)^{M}}_{\text{Solutions de partitionnement par configuration}} \times \underbrace{\left(\frac{N_{PS}(N_{PS}-1)}{M^{N}}\right)^{M}}_{\text{Solutions de partitionnement par configuration}} \times \underbrace{\left(\frac{N_{PS}(N_{PS}-1)}{M^{N}}\right)^{M}}_{\text{Solutions de couplage des artères}} \times \underbrace{\left(\frac{N_{PS}(N_{PS}-1)}{M^{N}}\right)^{M}}_{\text{Solutions de couplage des artères}$$

Avec :

 N_{PS} : nombre de postes sources M : nombre d'artères N : nombre de charges

Pour un réseau de 3 postes sources et 6 artères, le nombre de solutions passe de 4, 4.10^{10} pour 10 charges à raccorder à 5, 9.10^{41} pour 50 charges à raccorder. Or en planification plusieurs centaines de charges peuvent être à raccorder pour des dizaines d'artères. Pour des réseaux de taille conséquente, la taille du problème ne permet plus d'utiliser les méthodes de résolution classique dont le temps de calcul augmente considérablement.

Deuxièmement, le modèle de planification est non-linéaire à cause des équations de calcul des pertes par effet Joule. Le problème est également multi-objectif car le GRD doit arbitrer entre la minimisation des coûts et le respect des objectifs de fiabilité. Le problème de planification est donc modélisé comme un problème de programmation mixte discret non linéaire multi-objectif. Cela en fait un problème difficile à traiter avec les techniques usuelles d'analyse discrète et/ou continue. Les solutions alternatives étudiées sont les algorithmes et méthodes heuristiques, dont le principe est de fournir rapidement à un problème d'optimisation difficile une solution réalisable mais qui n'est pas nécessairement optimale ou exacte. Ces techniques ont été beaucoup étudiées dans la littérature et sont décrites dans la section suivante.

1.2.2 État de l'art des méthodes heuristiques et méta-heuristiques pour la planification

La première méthode apparue est le Branch-and-Bound utilisée dans [109, 126], qui est une estimation systématique par l'exploration des branches de l'arbre des solutions, tout en discriminant certaines branches selon des règles heuristiques issues de l'expérience du distributeur. Cette technique reste cependant difficile à appliquer pour des problèmes de grande taille. La technique du Branch Exchange utilisée dans [58, 75, 86, 89–91, 100] est aussi une des premières heuristiques largement utilisées : elle consiste à démarrer par une solution faisable, ajouter une ligne afin de former une maille bouclée, puis retirer une ancienne ligne afin d'améliorer la fonction objectif choisie tout en respectant les contraintes. L'opération est répétée jusqu'à ce que la solution ne puisse plus être améliorée. La recherche avec tabou utilisée dans [107, 116] est une procédure qui explore l'espace des solutions de manière locale en analysant le voisinage immédiat de la solution courante. L'utilisation de structures mémorielles ainsi que de règles de sélection adaptées évite à l'algorithme de rester bloqué sur un optimum local [42]. Les algorithmes évolutionnistes utilisés dans [21, 75, 87, 105, 116] sont inspirés des processus naturels de l'évolution. Les algorithmes génétiques par exemple utilisent les concepts d'héritage, de mutation et de croisement sur des générations d'individus correspondant à des solutions, jusqu'à obtenir une solution optimale. Les algorithmes de colonies de fourmi reproduisent l'exploration d'un environnement de solutions via la dispersion de phéromones indiquant les chemins vers les optimums locaux. Le recuit simulé utilisé dans [21, 75, 116] reproduit le processus du même nom utilisé en métallurgie, et est adapté pour des espaces de solutions discrets et de grande taille. De nombreuses hybridations de ces algorithmes ont également été étudiées, comme dans [21, 116]. La performance de ces algorithmes dépend de la complexité du problème et des règles empiriques apportées par l'expérience de l'utilisateur.

Pour améliorer l'efficacité de l'algorithme de résolution choisi, celui-ci peut être appliqué au problème de planification entier ou à une sous-partie du problème, plus facile à modéliser et moins sujet à une explosion combinatoire du nombre de solutions. Le problème de planification dans la littérature peut être décomposé en plusieurs sous-objectifs. Les travaux [75] proposent un problème maître pour la topologie et un problème esclave pour la faisabilité de la solution. Les travaux [105] proposent un algorithme génétique pour trouver un ensemble de solutions puis examine leur frontière de Pareto entre le coût du réseau et les indices de fiabilité. La planification est aussi souvent traitée de manière séquentielle et donc gloutonne : les éléments du réseau sont dimensionnés les uns à la suite des autres et il n'est parfois plus possible de revenir en arrière pour reconsidérer les choix ayant été faits. Les postes HTB/HTA et HTA/BT sont déjà localisés et dimensionnés dans l'ensemble des références. La plupart possèdent également un ensemble de chemins prédéterminés pour la construction des lignes, ce qui diminue la taille du problème. Lors de la construction des lignes la contrainte de radialité est intégrée afin de déterminer une architecture arborescente dans un premier temps, puis de placer les OMT dans un second temps. Les références [9,21,57] visent la construction d'une architecture en coupure d'artère de source à source en procédant premièrement à la construction des départs puis à leur connexion afin de créer une coupure d'artère. Les objectifs de fiabilité peuvent aussi être traités séparément : les travaux [38, 75, 87, 105, 127] les prennent en compte dans l'optimisation.

1.2.3 Description de la méthodologie proposée

La méthodologie proposée est séquentielle : les différents objectifs énoncés précédemment sont traités les uns à la suite des autres, l'ensemble des contraintes n'étant pas pris en compte à chaque étape. L'avantage est de fixer des fonctions objectifs plus simples pour faire appel à des méthodes de résolution plus performantes et plus faciles à mettre œuvre. Le minimum global n'est donc pas garanti. Cependant il est montré au fil des étapes que chaque sous-objectif n'est pas ou très peu dégradé par la réalisation du sous-objectif suivant.

L'objectif n°1 est de fournir aux clients du réseau l'accès à l'énergie électrique. Il s'agit de déterminer la structure du réseau permettant l'acheminement de l'énergie depuis le réseau de transport jusqu'aux consommateurs finaux. La réalisation de cet objectif est limitée à la construction de l'architecture, c'est-à-dire au choix du partitionnement des lignes entre les postes sources, et du partitionnement des charges entre les lignes. Ce problème mène à une explosion combinatoire du nombre de solutions. C'est pourquoi on se ramène à une optimisation mono-objectif permettant d'explorer de manière rapide et efficace un espace de solution très grand. L'objectif choisi est la longueur totale du réseau notée L_{tot} . Il s'agit d'un objectif facile à évaluer par opposition à un calcul de répartition de charge qui est plus coûteux en calculs. La longueur totale a également une grande influence sur les investissements, les pertes techniques et coûts de défaillance, comme l'illustre les équations II.3, II.4 et II.5 déjà exprimées en section 3.3 du Chapitre I.

$$TOTEX = CAPEX + OPEX \tag{II.3}$$

$$CAPEX = \underbrace{\sum_{j \in \Omega^B} l(j). \left(C_{cdt}(j) + C_{trc}(j)\right)}_{\text{sous-coût 1}} + \underbrace{N_{OMT}.C^{OMT}}_{N_{OMT}.C^{OMT}} - Vu \qquad (\text{II.4})$$

$$OPEX = \sum_{t=1}^{T} \frac{1}{(1+a)^{t}} \left[\underbrace{\sum_{j \in \Omega^{B}} C^{pertes}}_{\text{sous-coût } 3} + \underbrace{\sum_{k \in \Omega^{S}} \left(C^{END} . END_{k,t} + C^{PC} . PC_{k,t} \right)}_{\text{sous-coût } 3} \right]$$
(II.5)

Avec :

TOTEX: TOTal EXpenditures : coût total du réseau CAPEX : CAPital EXpenditures : coûts en investissement **OPEX** : OPerational EXpenditures : coûts d'exploitation Ω^B : ensemble des branches du réseau Ω^S : ensemble des sections du réseau l(j): longueur de la branche j (en km) $C_{cdt}(j)$: coût en conducteur de la branche j (en k \in /km) $C_{trc}(j)$: coût en tranchée de la branche j (en k \in /km) N_{OMT} : nombre d'OMT C^{OMT} : coût d'un organe de manœuvre télécommandé (en k \in) Vu : valeur d'usage (en k \in) T: période d'étude (en années) a: taux d'actualisation (en %) Ω^S : ensemble des sections du réseau $P_{j,t}^{pertes}$: pertes à la pointe dans la branche j à l'année t (en kW) $END_{k,t}$: énergie non distribuée de la section j à l'année t (en kWh) $PC_{k,t}$: puissance coupée de la section j à l'année t (en kW) C^{pertes} : coût des pertes Joule (en k \in /kW) C^{END} : coût de l'énergie non distribuée (en k \in /kWh) C^{PC} : coût des interruptions (en k \in /kW)

Le sous-coût 1 des conducteurs et des tranchée est proportionnel à la longueur totale du réseau. Si L_{tot} diminue la probabilité de défaut diminue aussi et donc le nombre d'OMT nécessaires (sous-coût 2) et le coût des défaillances (sous-coût 4). La longueur des conducteurs influe sur les pertes par effet Joule et donc le sous-coût 3 des pertes techniques, évalué lors de la réalisation de l'objectif n°2. La longueur des conducteurs est un paramètre important dans l'évaluation des coûts du réseau et du respect des contraintes techniques et doit donc être soit évaluée avec précision. Un soin particulier est donc accordé au calcul de la longueur en prenant en compte les contraintes topologiques.

L'objectif n°2 est de prévoir l'évolution de la consommation sur le réseau. Le scénario d'évolution sur la période d'étude considérée permet d'évaluer le coût des pertes techniques et d'analyser le respect des contraintes techniques. Les conducteurs des lignes construites lors de l'étape n°1 sont dimensionnés afin de respecter les limites admissibles de courant et de tension : leur type et leur section sont choisis. Leurs valeurs sont évaluées en régime normal et en régime de secours à l'aide d'un calcul de répartition de charges.

L'objectif n°3 est d'assurer la continuité de l'alimentation. Celle-ci est partiellement assurée par le choix d'une structure en coupure d'artère qui garantit une bonne fiabilité grâce aux possibilités de reprise. La contrainte de redondance est donc assurée. L'architecture, déterminée lors de la première phase, a également un impact important sur la répartition de la consommation entre les différents postes sources, transformateurs et lignes afin de minimiser l'impact des incidents. Enfin, la continuité de l'alimentation est aussi déterminée par le nombre et la localisation des OMT.



Figure II.4 – Ré-organisation des objectifs du problème de planification

La figure II.4 montre le nouvel agencement des entrées/sorties, objectifs et contraintes du modèle de planification, structurant la progression de ce chapitre. La modélisation conjointe des éléments électriques et topologiques du réseau et la prise en compte l'infrastructure existante sont présentées dans la section 2. La minimisation de L_{tot} pour respecter l'objectif n°1 est décrite dans la section 3 où plusieurs algorithmes heuristiques sont comparés. La réalisation des objectifs n°2 et n°3 grâce aux algorithmes présentés en section 4 permet de passer de l'architecture de coût minimal à l'architecture finale respectant l'ensemble des contraintes techniques et de fiabilité. Dans la section 5, deux cas d'applications sont étudiés sur des données issues d'une partie du réseau de distribution réel de Grenoble.

2 Routage pour la construction de l'architecture

2.1 Modélisation de la topologie des rues

Dans un grand nombre de références [10, 58, 75, 87, 89, 100, 106, 105, 108, 107, 109, 112, 117, 127], les routes candidates pour relier les charges entre elles sont prédéterminées. Le problème de planification consiste alors à choisir lesquelles de ces routes vont être choisies pour faire partie de l'architecture finale. La sélection des routes possibles est une étape

importante pour le distributeur car beaucoup de paramètres doivent être pris en compte comme le coût des travaux, les opportunités de voirie, ou la présence d'autres réseaux (télécommunications, gaz, eau, tramway, etc.). Il est possible de devoir revenir sur cette étape suite à l'évolution de certains de ces paramètres. Par exemple, une opportunité de voirie amène à reconsidérer le trajet d'une ligne pour profiter des travaux engagés. D'autres références comme [21,86,128] prennent en compte tous les couplages possibles de charges : aucune route prédéfinie n'est imposée. Mais les contraintes topologiques dues à l'environnement urbain ne sont pas prises en compte. Il est en effet très coûteux voire impossible de faire passer les câbles au-dessus ou en-dessous des édifices ou des voies de tramway / métro par exemple. On considère que les câbles doivent être enfouis et emprunter le même trajet que les rues. Prendre en compte les rues permet de calculer de manière précise la longueur finale des conducteurs, les travaux nécessaires, les coûts associés et le respect des contraintes techniques. Il est aussi important de savoir combien de lignes électriques sont enterrées dans la même rue afin de calculer le coût des tranchées de manière plus réaliste.

Le processus de rastérisation fait partie des méthodes envisagées pour modéliser la topologie, et consiste à transformer une carte vectorielle en une carte matricielle composée de plusieurs cellules. [88,120] utilisent cette méthode pour résoudre le problème de routage des lignes via un modèle de programmation linéaire mixe et une méthode de programmation dynamique. Cela permet de modéliser finement la réalité mais ceci est plus adapté aux environnements ruraux et aux lignes aériennes car des paramètres comme l'altitude sont pris en compte. D'autres méthodes ont été créées spécifiquement pour ce problème, comme [19] qui utilise la programmation dynamique, ou [80] qui propose plusieurs heuristiques fondées sur des mathématiques simples. La dernière méthode, que nous avons retenue, est de représenter la topologie de manière vectorielle, sous la forme d'un graphe. Elle est notamment utilisée dans les travaux [119] mais pour des réseaux basse tension et une architecture arborescente.

L'objectif de cette section est de représenter la topologie des rues de manière simple afin de faciliter l'accès aux données par le GRD et limiter leur taille pour améliorer l'efficacité des algorithmes. Dans nos études, nous utilisons le terme générique de "chemin" pour les rues de la zone étudiée mais également les éventuels passages décidés par le GRD et qui ne sont pas des rues, au travers d'un parc par exemple. Les rues et les postes de transformation HTB/HTA et HTA/BT sont représentés par un graphe non orienté. Un graphe est un ensemble de sommets notés V dont chaque paire peut être reliée par une ou plusieurs arêtes qui forment l'ensemble des arêtes E. On définit le graphe non orienté G = (V, E) où E est un ensemble de paires d'éléments de V. Le graphe G est connexe : chaque point est relié à un autre par une ou plusieurs arêtes. L'exemple de la figure II.5 illustre la méthode utilisée. Les sommets et arrêtes sont définis de la manière suivante :

- L'ensemble des sommets E désigne 3 types de sommets (cf figure II.5) :
 - Type s1 : intersections de la zone étudiée : croisement entre deux chemins ou point de bifurcation d'un même chemin (par exemple un chemin en ligne droite sera représentée par 2 points, un chemin en « L » par 3 points et un chemin en arc de cercle par un nombre de points dépendant du niveau de précision requise

par le GRD).

- **Type s2** : ensemble des points représentant l'emplacement géographique des postes de transformation HTB/HTA ou HTA/BT.
- **Type s3** : ensemble des « points de connexion » des postes de transformation permettant de les relier au chemin le plus proche.
- L'ensemble des arêtes V désigne 2 types d'arêtes (cf figure II.5) :
 - Type c1 : arêtes représentant les chemins et reliant deux intersections.
 - Type c2 : arêtes qui relient un poste de transformation à un chemin.



Figure II.5 – Modélisation de la topologie - phase 1

En milieu urbain, les postes HTA/BT sont des postes enterrés, des cabines, ou sont disposés à l'intérieur d'un bâtiment. Ils occupent un emplacement réservé de taille importante du fait de l'encombrement des matériels pour le passage de la haute à la moyenne tension. Les contraintes peuvent être très variables d'un emplacement de poste à un autre. Pour ne pas rentrer dans une modélisation trop complexe, les postes sont reliés à l'arête la plus proche par une projection orthogonale (aussi appelé "chaussette" dans le jargon industriel). Un nouveau point d'intersection est alors créé et l'arête est divisée en deux nouvelles arêtes. Dans l'exemple utilisé, le plan correspond à un graphe à 12 sommets dont 8 intersections de rues, 2 points de connexion pour le poste de transformation n°2 et 2 points correspondant aux postes de transformation. Ces sommets sont reliés entre eux par 11 arêtes dont 2 arêtes de connexion de poste. La figure II.6 illustre le passage sous forme de graphe.



Figure II.6 – Modélisation de la topologie - phase 2

2.2 Recherche des chemins de coût minimal entre les charges

Pour limiter la taille des données utilisées lors de la construction de l'architecture, l'ensemble des points étudiés est réduit aux points correspondant aux postes de transformation HTB/HTA et HTA/BT. Ces points forment un nouvel ensemble de sommets V'appartenant au graphe G' = (V', E'). G' est un graphe complet : chacun de ses sommets est relié à tous les autres via l'ensemble d'arêtes E' comme le montre la figure II.7. Toutes les possibilités de connexion entre deux charges sont ainsi considérées pour la construction du réseau. Le poids de l'arête entre deux sommets du graphe correspond à la longueur du chemin le plus court entre ces deux sommets en considérant les rues. Pour obtenir cette longueur, on utilise l'algorithme de Dijkstra [36] qui permet de trouver dans un graphe non orienté le chemin le plus court entre deux sommets. On obtient ainsi pour chaque couple de sommets le chemin correspondant le plus court et son coût associé aux poids des arêtes de G'. Les chemins sont gardés en mémoire : le graphe est simplifié sans perte d'information car on peut repasser du graphe G' au graphe G après construction de l'architecture. Il est prouvé que l'algorithme de Dijkstra effectue le calcul de tous les plus courts chemins en un temps $O(|V|^2)$. Le temps de calcul est donc limité par le nombre d'arêtes dans le graphe initial G = (V, E). Il est cependant réduit car on recherche les plus courts chemins seulement entre les postes électriques et non tous les points du graphe.


Figure II.7 – Modélisation de la topologie - phase 3

Le nombre d'arêtes du graphe G' est calculé dans l'équation II.6. Le nombre de couplages possibles considérés entre les charges est proportionnel à $|E'|^2$.

$$|V'| = \sum_{i=1}^{|E'|} |E'| - i = \frac{|E'|(|E'| - 1)}{2}$$
(II.6)

La figure II.7 montre pour l'exemple étudié le passage du graphe initial au graphe complet. Le graphe initial G = (V, E) permet d'obtenir le graphe G' = (V', E') qui contient 5 sommets et 10 arêtes, soit $5 \times (5-1)/2$. Les nœuds 1, 6 et 8 sont conservés car ce sont les intersections permettant d'accéder au reste du réseau. L'arête de l'ensemble E' qui correspond au couple (10, 11). La connexion des postes HTA/BT n°1 et n°2 est obtenu par le plus court chemin entre les sommets 10 et 11, à savoir l'ensemble des points 10, 9, 7, 3, 4, 11. Son coût est égal à la somme des coûts des arêtes intermédiaires contenues dans E.

2.3 Coefficients de correction du coût des rues

La modélisation des rues n'est pas restreinte aux seules informations géographiques. Le coût d'un conducteur ou d'une tranchée dépend de la longueur des rues mais aussi de plusieurs autres paramètres :

- La nature de la rue : la rue pavée d'un centre historique ne nécessitera pas le même coût en génie civil pour y creuser une tranchée qu'une route en goudron. De plus une rue venant d'être refaite ne peut pas subir de travaux pendant une durée de 3 ans.
- Les autres réseaux : télécommunications, canalisations d'eau ou de gaz, rails de train ou de tramway, etc. Le passage dans certaines rues déjà empruntées par un autre réseau peut être très coûteux, voire impossible (il est nécessaire de prévoir des fourreaux lors de la construction d'une nouvelle ligne de tramway pour de futures extensions du réseau).
- Les opportunités de voirie : lorsque des travaux sont effectués dans une rue pour les

besoins d'un autre réseau, le distributeur en est informé et peut décider d'en saisir l'opportunité pour effectuer également des travaux.

Chaque arête du graphe G est associée à un coefficient correctif β_1^{rue} afin d'ajuster le coût de chaque rue en fonction des informations du GRD. β_1^{rue} est lié au coût de génie civil de chacune des rues. La valeur des coefficients β_1^{rue} est choisie par le GRD. On fixe un coefficient β_1^{rue} de référence égal à 1 pour les rues ayant un coût de référence. Le coût de travaux pour les autres rues est normalisé par rapport au coût de référence. Par exemple, un coefficient de 2 est affectée à une rue dont les travaux coûtent deux fois plus cher, ou 0,25 à une rue présentant une opportunité de voirie pour des travaux quatre fois moins chers. La longueur de chaque rue est virtuellement modifiée pour modéliser la différence des coûts. Lors de l'application de l'algorithme de Dijsktra, les chemins déterminés entre les différentes charges sont les moins coûteux, et non plus les plus courts.

On définit un deuxième coefficient β_2^{rue} qui permet de prendre en compte le réseau existant. Si le trajet d'une ligne n'est pas modifié mais reçoit de nouvelles charges, le choix de sa section actuelle est réévalué pour être éventuellement modifié. Dans le cas où des lignes existantes sont amenées à effectuer des détours dûs à l'ajout ou le retrait de charges, celles-ci doivent conserver au maximum leur trajet initial. Les méthodes développées par la suite ont pour objectif de minimiser la longueur totale du réseau. Or cet objectif peut dans le cas de travaux de transition avec un réseau réel amener à des coûts importants. En effet, minimiser la longueur totale des nouvelles lignes n'est pas forcément compatible avec la minimisation des coûts des travaux, comprenant la pose de nouvelles lignes, l'abandon d'anciennes lignes et le transfert de lignes existantes. Attribuer une coefficient β_2^{rue} inférieur à 1 aux lignes existantes permet d'inciter le nouveau réseau à les utiliser. Un β_2^{rue} trop petit peut minimiser l'abandon de lignes mais maximiser la création de ligne, tandis qu'un β_2^{rue} grand maximise l'abandon de lignes. Un optimum économique dépendant de la valeur des coefficients β_2^{rue} doit donc être déterminé. Différentes valeurs de β_2^{rue} de 0 à 100 % sont testées. Pour chaque valeur de β_2^{rue} , les longueurs de lignes et de tranchées créées, abandonnées ou transférées sont évaluées ce qui permet au distributeur de sélectionner la valeur de β_2^{rue} minimisant le coût de transition. La valeur optimale de β_2^{rue} dépend du réseau étudié. Le deuxième cas d'étude de la section 5 de ce chapitre permet d'illustrer cette méthodologie.

3 Algorithme de construction de l'architecture de longueur minimale

3.1 Affectation des artères entre les postes sources

3.1.1 Détermination du nombre d'artères

La configuration des artères entre les postes sources est définie par le nombre d'artères et leur agencement entre les postes sources. Un nombre d'artères trop grand entraîne des investissements importants en conducteurs et en tranchées au profit d'une bonne continuité d'alimentation et le respect des contraintes techniques, tandis qu'un nombre d'artères trop faible induit un investissement réduit mais la surcharge et la mise en contrainte des conducteurs. Le nombre d'artères est donc minimisé en garantissant le respect des contraintes techniques. On définit la puissance maximale admissible par artère notée P_{artere}^{max} , correspondant au cas le plus contraignant. Ce cas est lié à l'apparition d'un défaut en tête d'un des départs, d'un défaut au transformateur HTB/HTA ou d'une coupure d'alimentation du réseau de transport. Ce défaut contraint l'alimentation de l'ensemble des consommateurs de la ligne à être assurée via l'intermédiaire d'un seul poste source. Le réseau fonctionne alors en régime de secours, décrit dans la section 2.4 du Chapitre I. Cette puissance est évaluée au terme de la période d'étude quand la puissance consommée est maximale. Ce cas dimensionnant est illustré en figure II.8.



Figure II.8 – Cas dimensionnant pour la puissance maximale d'une artère

Dans cette situation, le courant I_{dim} circulant dans le conducteur en tête de départ doit être inférieur à sa contrainte thermique I_{therm} . I_{dim} dépend de la puissance à desservir, des caractéristiques des charges et des conducteurs utilisés. A titre d'exemple, I_{dim} peut être évalué simplement par l'équation II.7 en considérant une évolution de la consommation constante chaque année sur la période d'étude et un le facteur de puissance pour tous les postes HTA/BT. P_{artere}^{max} est déduite dans l'équation II.8.

$$I_{dim} = \frac{P_{artere}(0) \times (1 + t^{conso})^T}{U \times \sqrt{3} \times \cos(\varphi)} \le I_{therm}$$
(II.7)

$$P_{artere}(0) \le P_{artere}^{max} = \frac{I_{therm} \times U \times \sqrt{3} \times \cos(\varphi)}{(1 + t^{conso})^T}$$
(II.8)

Avec :

 $P_{artere}(0)$: puissance totale maximale consommée à l'année initiale (en kW) t^{conso} : taux d'évolution de la consommation au long de la période d'étude (en %) T: durée de la période d'étude (en année) U: tension nominale (en kV) $\cos(\varphi)$: facteur de puissance

Une fois P_{artere}^{max} évaluée, le nombre minimal d'artères à déployer pour respecter les contraintes techniques en régime de secours est calculé avec l'équation II.9. $P_{totale}(0)$ est la puissance totale maximale consommée sur le réseau à l'année initiale. L'opérateur de partie entière par excès, noté [], garantit un nombre d'artères entier respectant la contrainte P_{artere}^{max} . $P_{artere}(0)$ et $P_{totale}(0)$ sont calculées à partir des puissances estimées P_{max}^* .

$$M = \lceil \frac{P_{totale}(0)}{P_{artere}^{max}} \rceil \tag{II.9}$$

3.1.2 Répartition des artères entre les postes sources

La répartition des artères entre les différents postes sources doit permettre de garantir le secours des postes sources entre eux en cas d'incidents, de répartir équitablement la puissance entre les postes sources ou les artères, et de diminuer la longueur totale du réseau. Le réseau étudié et présenté plus en détails dans la section 5 possède un total de 13 postes sources. D'après l'équation II.1, le nombre de couplage possibles entre postes sources est de $13 \times (13 - 1)/2 = 78$. Considérer l'ensemble des couplages possibles mène à un grand nombre de solutions à étudier, et donc un temps de simulation conséquent. C'est pourquoi une première sélection doit être effectuée par le distributeur.

Dans nos études, pour limiter de manière simple l'ensemble des couplages possibles de postes sources, on utilise la triangulation de Delaunay [35]. Elle consiste à effectuer une triangulation de l'ensemble des points correspondants aux postes sources de manière à ce qu'aucun point ne soit à l'intérieur du cercle circonscrit d'un des triangles. Cette méthode permet de discriminer rapidement les couples de postes sources qui sont trop éloignés et requièrent des lignes trop longues pour être reliés. Dans l'exemple de la zone de Grenoble, la triangulation de Delaunay représentée sur la figure II.9 procure 37 couplages possibles respectant le critère des cercles circonscrits, ce qui réduit de plus de deux fois le nombre de possibilités. La puissance totale à alimenter dans ce réseau est de 415 MW. Si on considère par exemple une puissance maximale admissible par artère de 12 MW, correspondant à la limite de 6 MW par départ due aux cellules du poste source [29], 35 artères doivent être construites. Le nombre de configurations possibles des artères entre les postes sources est de 37³⁵ soit 7,7.10⁵⁴. Le nombre de solutions à étudier est donc très important, sans prendre encore en compte les différentes combinaisons envisageables pour le partitionnement des charges entre les artères.



Figure II.9 – Triangulation de Delaunay des postes sources du réseau de Grenoble

Pour simplifier nos études, l'évaluation se limite à des zones de 3 postes sources correspondant aux triangles de Delaunay pré-évalués. L'objectif est de créer des motifs élémentaires de coupure d'artère indépendants à reproduire sur l'ensemble du réseau. De plus, à partir de 3 artères, on impose la construction d'au moins une artère par couple de poste source pour mieux répartir les puissances à desservir entre les postes sources et assurer une redondance suffisante en cas d'incidents. Le nombre de configurations possibles pour chaque triangle de Delaunay est évalué par dénombrement et exprimé dans l'équation II.10.

$$N_{configurations} = \begin{cases} (M+1)(M+2)/2 & \text{si } M \le 3\\ (M-2)(M-1)/2 & \text{si } M > 3 \end{cases}$$
(II.10)

Une fois M déterminé, les $N_{configurations}$ configurations correspondantes sont analysées. La méthodologie est synthétisée dans la figure II.10. Pour chaque configuration, le raccordement des charges aux artères est réalisé au moyen de l'algorithme d'optimisation décrit en 3.2. A l'issue de l'optimisation, le coût total et les indices de fiabilité des différentes configurations sont évaluées. La meilleure configuration est alors sélectionnée. Dans la section suivante, la méthodologie de raccordement des charges aux artères pour une configuration donnée est décrite. L'évaluation des coûts et indices de fiabilité est décrite dans la section 5 au travers de deux cas d'étude.



Figure II.10 – Recherche de la meilleure configuration des artères entre les postes sources

3.2 Raccordement des charges aux différentes artères

3.2.1 Modélisation du problème

Pour une configuration donnée des artères entre les différents postes sources, la répartition des charges entre les différentes artères doit être déterminée. Elle est modélisée par le vecteur X_{rac} décrit par les équations II.11 et II.12, où N est le nombre de charges et Mle nombre d'artères.

$$X_{rac} = \begin{pmatrix} x_1 \\ x_2 \\ \vdots \\ x_N \end{pmatrix}$$
(II.11)

$$x_i = m \text{ si la charge i est connectée à la ligne m} \begin{cases} \forall i \in \{1...N\} \\ \forall m \in \{1...M\} \end{cases}$$
(II.12)

L'ordre dans lequel les charges sont reliées entre deux postes sources est obtenu par la résolution du problème de voyageur de commerce non bouclé [78] pour chaque artère. Ce problème mathématique consiste à trouver le plus court chemin reliant plusieurs points en ne passant qu'une seule fois par point. Les points de départ et d'arrivée sont les postes sources reliés en coupure d'artère. Les charges décrites par le vecteur X pour cette artère sont les points intermédiaires à relier en minimisant le parcours total. Il n'existe pas d'algorithme permettant de trouver une solution optimale en un temps polynomial mais il existe plusieurs méthodes d'approximation, d'heuristiques ou d'algorithmes gloutons. L'algorithme utilisé est l'algorithme d'approximation de Christofides [28]. Il garantit que la solution trouvée est une approximation de facteur 3/2 maximum [33].

L'algorithme de Christofides fournit l'ordre dans lequel les charges sont reliées ainsi que la longueur totale de la solution qui est utilisée comme fonction objectif pour la construction de l'architecture de longueur minimale. Si la topologie des rues n'est pas prise en compte, la résolution du voyageur de commerce est faite à partir des distances entre charges à vol d'oiseau. Dans le cas contraire, ce sont les distances du graphe G'calculées dans la section 2 qui sont utilisées.

Comme il a été convenu dans la section précédente, la fonction objectif $f_{obj}(X_{rac})$ est la longueur totale du réseau L_{tot} . Elle est définie par l'équation II.13 où Ω^b est l'ensemble de branches du réseau et $l_j(X_{rac})$ est la longueur de la branche j. $f_{obj}(X_{rac})$ est calculée après résolution du problème de voyageur de commerce pour chacune des artères du réseau.

$$f_{obj}(X_{rac}) = L_{tot} = \sum_{j \in \Omega^b} l_j(X_{rac})$$
(II.13)

3.2.2 Heuristiques de minimisation de la longueur du réseau

Quatre heuristiques décrites dans [42] sont comparées pour la construction de l'architecture de longueur minimale : un algorithme génétique, le recuit simulé, la recherche avec tabou et l'algorithme de colonies de fourmi. Ces heuristiques peuvent être de type distribué où plusieurs solutions sont étudiées et modifiées en parallèle, ou de voisinage où on ne travaille que sur une seule solution à la fois et que l'on fait évoluer. Les données d'entrées sont les emplacements géographiques des postes sources HTB/HTA et des postes HTA/BT, ainsi que le nombre et la configuration des artères entre les différents postes sources. La donnée de sortie est le vecteur objectif X.

Pour comparer les heuristiques étudiées, on utilise le réseau IEEE représenté sur la figure II.11 et utilisé dans les références [21, 57]. Ce réseau possède 3 postes sources et 69 charges à relier. La connexion des charges se fait à vol d'oiseau : aucune contrainte topologie n'est considérée pour cet exemple. Le nombre et la configuration des artères est la même que pour les deux articles de références, afin de faciliter la comparaison.



Figure II.11 – Réseau exemple IEEE à 69 nœuds et 3 postes sources

Les heuristiques étudiées sont comparées selon plusieurs critères :

- La performance qui est représentée par la valeur de la fonction objectif qui doit être la plus faible possible.
- La variance du résultat est un paramètre important car l'ensemble des heuristiques étudiées mettent en œuvre des processus aléatoires dont l'objectif est d'explorer l'espace des solutions pour trouver une bonne solution en un temps de calcul raisonnable. La contrepartie est que l'unicité de la solution n'est pas garantie et que l'exécution d'un même algorithme peut mener à une solution différente à chaque fois.
- Le nombre de paramètres de réglages et leur facilité de réglage est un critère de choix difficile à évaluer car peu objectif. Une des limites des algorithmes heuristiques est que leur performance dépend fortement des réglages. Ceux-ci diffèrent selon le problème étudié, et reposent en grande partie sur l'expérience de l'utilisateur. Ils peuvent consommer beaucoup de temps de calcul pour les tests avant de pouvoir fournir une solution finale viable.
- Le temps de calcul est un critère à considérer pour le problème de planification même si celui-ci est effectué "offline" par le GRD contrairement à des manœuvres à effectuer en temps réel. La construction de l'architecture cible est un problème de très grande taille et peut engendrer des calculs très longs. Ceci est handicapant dans la mesure où le GRD peut avoir besoin d'un ensemble de solutions à comparer afin de sélectionner la solution finale en fonction de plusieurs critères industriels. Le temps de calcul est évalué de manière temporelle et en nombre d'appels à la fonction objectif. Les résultats donnés sont une moyenne sur l'ensemble des simulations effectuées.

Les résultats sont donnés dans le tableau II.1. Chacune des heuristiques est utilisée 100 fois pour tenir compte de leur aspect stochastique. Les simulations sont effectuées sur un serveur de calcul doté d'un processeur Intel(R) Xeon(R) CPU-E5-2690 @ 2,90 GHz (2 cœurs), de 96 Go de RAM, sur un système d'exploitation 64 bits fonctionnant sous Windows 7.

Algorithme	Algorithme	Recuit	Recherche	Colonie
utilisé	génétique	$\mathbf{simul}\acute{\mathbf{e}}$	avec tabou	de fourmis
Type	Distribué	Voisinage	Voisinage	Distribué
Plage	197,89 km	$166{,}53~\mathrm{km}$	202,22 km	$201,\!27~\mathrm{km}$
de	à	à	à	à
solutions	$213{,}09~\mathrm{km}$	$188{,}23~\mathrm{km}$	$272{,}07~\mathrm{km}$	$221{,}54~\mathrm{km}$
Moyenne	$207{,}65~\mathrm{km}$	$172{,}72~\mathrm{km}$	$231{,}40~\mathrm{km}$	$210{,}35~\mathrm{km}$
Écont turno	$5,94 \mathrm{~km}$	$5,24 \mathrm{~km}$	20,94 km	$5,73 \mathrm{~km}$
Ecart-type	$2,\!86~\%$	$3{,}03~\%$	9,05~%	2,72~%
	$7 (N_{individus},$			
Paramètres	$\alpha, \beta, \gamma, \rho_S,$	3	5 (fonction	3 (k, ρ ,
de	méthode	$(\tau_0, \alpha, N_{essais})$	de hachage,	formation
réglage	de sélection		$\alpha, t_1, t_2, \Delta t_2$	des phéromones)
	et de mutation)			
Facilité				
de réglage			-	-
Temps	20 heures	20 minutos	8 heures	10 heures
de calcul	et 25 minutes	29 minutes	et 5 minutes	et 21 minutes
Appels à	2 000 000	121 708	100.001	1 000 000
la fonction	2 000 000	121 /00	100 001	1 000 000

Tableau II.1 – Comparaison de différentes heuristiques pour la construction de l'architecture

Sur la base des résultats du tableau II.1, le recuit simulé offre les meilleures performances et une faible variance des résultats. Le nombre d'appels à la fonction objectif est également plus faible. Ceci est dû en partie à sa méthode d'exploration de l'espace des solutions par voisinage. A chaque itération, la fonction objectif n'est utilisée qu'une seule fois, et seulement sur la partie de la solution qui a été modifiée. Les algorithmes génétiques et de colonies de fourmi ont un temps de calcul très important car ils sont de type distribué, et leur performance est liée au nombre de solutions évaluées en parallèle. Enfin, le recuit simulé est un algorithme très simple à mettre en œuvre qui nécessite le réglage de peu de paramètres. A l'inverse, l'algorithme génétique nécessite d'effectuer de nombreux tests afin de déterminer le nombre de générations et d'individus menant à une bonne solution en un temps acceptable. La recherche avec tabou nécessite de paramétrer avec soin la fonction de hachage, et l'algorithme de colonie de fourmis nécessite de bien définir la méthode de formation des phéromones. Par la suite, le fonctionnement de l'algorithme de recuit simulé est décrit.

3.2.3 Algorithme retenu : le recuit simulé

Le recuit simulé est inspiré d'un processus utilisé en métallurgie dans lequel on alterne des processus de refroidissement et de réchauffage lents sur un matériau, ce qui a pour effet de diminuer progressivement son énergie libre thermodynamique dont dépendent certaines propriétés importantes de la matière. On associe la valeur de la fonction objectif à une énergie libre affiliée à une température fictive. Plus cette température est haute, plus la solution est dans un état instable et peut être soumise à des transformations diminuant son énergie mais également à d'autres l'augmentant. La température est diminuée progressivement et les transformations dégradantes sont de plus en rares ce qui a pour effet de stabiliser la solution dans un optimum local. Cette méthode permet d'obtenir en métallurgie des matériaux présentant de bonnes propriétés et il a été démontré que dans le cas d'autres problèmes, la méta-heuristique associée converge vers des optimums locaux ayant de bonnes performances [42]. Les équivalences entre le recuit simulé en métallurgie et le recuit simulé adapté au problème de planification sont détaillées dans le tableau II.2. La structure générale de l'algorithme est résumée dans le logigramme II.12.

Paramètre Métallurgie		Planification du réseau électrique		
Objet Matériau		Réseau électrique		
Température Réelle		Fictive		
Objectif Énergie libre		Longueur totale des conducteurs		
Modification Ré-organisation au		Migration d'une charge		
élémentaire	niveau atomique	d'une artère à une autre		
État final	Configuration stable	Réseau de longueur minimisée		

Tableau II.2 – Équivalences du recuit simulé

La longueur totale de conducteur du réseau est assimilée à une énergie. On applique alors des modifications élémentaires au réseau qui sont définies par II.14. Il s'agit de la migration d'une charge aléatoire d'une artère à une autre artère sélectionnée aléatoirement également.

$$X_{rac}(i) = m \text{ avec } \begin{cases} i \in \{1...N\} \\ m \in \{1...M\} \setminus X_{rac}(i) \end{cases}$$
(II.14)

Ces modifications élémentaires modifient la longueur totale du réseau L_{tot} et donc l'énergie de la solution. Pour calculer la longueur du réseau après modification, on résout le nouveau problème du voyageur de commerce, mais uniquement sur les deux artères qui ont été modifiées afin de diminuer le temps de calcul. Si la longueur totale décroit, la modification est automatiquement acceptée. Si elle augmente, la modification est acceptée avec une probabilité p déterminée par l'équation II.15, aussi appelée critère d'acceptation de Metropolis [85].

$$p = exp^{\frac{-\Delta L}{T_{recuit}}} \tag{II.15}$$



Figure II.12 – Recuit simulé - logigramme

 T_{recuit} est une température fictive représentant l'état d'excitation de la solution et ΔL est la différence de longueur entre la nouvelle et l'ancienne solution de répartition des charges. Plus T_{recuit} est grand, plus les transformations dégradant la longueur totale du réseau ont une probabilité d'acceptation plus importante. Cette température est réduite progressivement au fur et à mesure des modifications. Au début de la simulation, le réseau est dans un état très instable avec une température et une énergie fictives élevées, et les modifications élémentaires dégradant la longueur totale du réseau sont acceptées facilement. Accepter de dégrader le fonction objectif permet d'explorer de manière efficace l'espace des solutions sans rester bloqué dans un optimum local. La température est réduite graduellement et le nombre de modifications acceptées diminue également. Dans la littérature [42], un changement de palier de température est effectué lorsque $12 \times N$ modifications élémentaires ont été acceptées ou lorsque $100 \times N$ modifications élémentaires ont été tentées (acceptées ou non), N étant la taille du vecteur solution, soit le nombre de charges. La température est réduite à chaque étape selon la décroissance géométrique II.16 avec le facteur géométrique α pris le plus souvent égal à 0,9 selon [42]. La solution initiale est générée aléatoirement. La démarche pour définir la température initiale T_{recuit}^0 est de définir l'état d'excitation initial de la solution τ_0 . C'est la probabilité qu'une modification dégradant la longueur totale soit acceptée au début de la simulation. Pour évaluer T_{recuit}^0 à partir de τ_0 , on évalue la dégradation moyenne de L_{tot} au début de la simulation, notée \bar{L}_0 , en effectuant plusieurs modifications élémentaires sur la solution initiale. La température initiale T_{recuit}^0 est alors donnée par la formule II.17. Une procédure commune est de définir une probabilité d'acceptation τ_0 de 50 % et d'évaluer \bar{L}_0 en effectuant 100 modifications élémentaires sur la solution initiale [42].

$$T_{recuit}^{0} = \frac{-\bar{L_0}}{\ln(\tau_0)} \tag{II.17}$$

L'algorithme converge lorsque plus aucune modification n'est acceptée et que le réseau s'est stabilisé sur un optimum local. Cela correspond en théorie à une température T_{recuit} égale à 0, atteinte au bout d'une quantité infinie d'itérations. En pratique, on considère que le recuit simulé a convergé si la meilleure solution trouvée reste inchangée pendant $N_{convergence}$ paliers de température. La figure II.13 montre un exemple de convergence du recuit simulé sur l'exemple du réseau de IEEE à 69 nœuds de la figure II.11. Le critère de convergence y est fixé à 10 paliers de température sans variations de la meilleure solution. Cette simulation converge en 29 paliers, pour 128 647 appels à la fonction objectif. Le nombre total de modifications apportées à la solution est de 24 013. La solution initiale générée aléatoirement possède 389,4 km de conducteurs. La solution finale possède 172,8 km de conducteurs.



Figure II.13 – Recuit simulé - convergence

4 Construction du réseau final

4.1 Respect des contraintes techniques

L'architecture dimensionnée dans la section précédente est une solution de référence pour laquelle le coût total est réduit. Cette solution ne peut cependant pas être adaptée comme solution finale car les contraintes techniques n'ont pas été prises en compte lors de l'optimisation. Il s'agit des limites de courant dans les conducteurs et de la chute de tension maximale en chaque nœud. La limite en courant dépend de la charge totale de chaque ligne. La limite de chute de tension dépend également de la charge et de sa répartition le long de la ligne, mais aussi de la longueur de la ligne. Ce dernier paramètre est déjà minimisé lors de la phase précédente. Le critère dimensionnant pour cette nouvelle étape est donc la puissance maximale de chaque artère afin de respecter la contrainte de limite en courant. Le respect des chutes de tension maximales est vérifié a posteriori car dans la mesure où les réseaux étudiés sont en milieu urbain et courts, il est rare que cette contrainte soit décisive.

La puissance maximale admissible par artère a été déterminée dans la section 3.1.1 via l'équation II.8. La solution proposée pour respecter cette limite est d'effectuer un échange de charges entre les lignes de manière à équilibrer la répartition de la puissance totale. Cette procédure est gloutonne : on procède systématiquement à l'échange de charges minimisant la dégradation de la longueur totale. L'opération est répétée jusqu'à ce que toutes les lignes respectent le critère de puissance maximale. L'algorithme est décrit sur la figure II.14.



Figure II.14 – Heuristique d'échange de charges entre les lignes

La prise en compte des contraintes topologiques dans ces échanges permet de minimiser la dégradation de la longueur. Si deux lignes, dont une surchargée et une autre non surchargée, traversent la même rue dans laquelle se situe une charge, ces deux lignes pourront procéder à l'échange de charges sans augmenter la longueur de l'une ou de l'autre. Les travaux à réaliser se feront uniquement au niveau du raccordement à la ligne comme on peut le voir sur la figure II.15. De plus, rééquilibrer la puissance entre les lignes permet de réduire le coût total des pertes techniques et des défaillances. Cette réduction des coûts peut même être plus importante que les surcoûts imposés par la migration de charges d'une ligne à l'autre si la dégradation de la longueur est peu importante. Elle est illustrée dans le premier cas d'étude dans la section 5.



Figure II.15 – Echange de charge entre deux artères voisines

4.2 Respect des objectifs de fiabilité

La dernière contrainte à respecter pour le réseau final est la fiabilité, définie par les indices de fiabilité SAIFI, SAIDI et produit PL, et modélisée économiquement par les coûts de l'énergie non distribuée, des coupures et des OMT. Ces indices et coûts varient en fonction du nombre et de l'emplacement des OMT et de la position de l'OMT normalement ouvert. Cette section présente un algorithme permettant de placer les organes de manœuvres le long des artères afin de respecter les objectifs de fiabilité, tout en minimisant leur nombre. Il s'agit du problème combinatoire consistant à sélectionner k emplacements pour les OMT parmi n postes HTA/BT le long d'une artère. Le nombre de solutions est égal au coefficient binomial de k éléments parmi n. Pour des lignes comprenant un grand nombre de postes HTA/BT, ce nombre peut devenir trop important pour qu'une évaluation exhaustive soit adaptée.

Il existe cependant des méthodes empiriques pour le placement des OMT. En milieu urbain, la plupart des distributeurs considèrent que chaque départ d'une artère doit posséder 2,5 OMT, le demi-OMT correspondant à l'organe normalement ouvert, d'un côté ou l'autre de l'artère. Il existe également une formule empirique permettant d'optimiser le bilan techno-économique du placement des OMT [30]. L'équation donne le temps de coupure moyen sur une ligne en fonction du nombre d'OMT et de la longueur totale. On cherche à minimiser le coût total de l'investissement en OMT et le coût actualisé des défaillances décrits dans les équations II.19 et II.20, en faisant varier le nombre d'OMT.

$$T_{moy} = \frac{0,44 + (0,009 \times L_{ligne})}{N_{OMT} + 1} + 0,2$$
(II.18)

$$C = N_{OMT} \times C^{OMT} + \sum_{t=1}^{T} \frac{C^{END} \times END(t)}{(1+a)^t}$$
(II.19)

$$END(t) = T_{moy} \times \underbrace{\tau \times L_{ligne}}_{\text{Nombre de coupures par an}} \times \underbrace{\overline{P_{moyen}(0) \times (1 + t^{conso})^t}}_{\text{Moyen}(0) \times (1 + t^{conso})^t}$$
(II.20)

Avec :

 $\begin{array}{l} T_{moy}: \text{temps moyen de coupure par an (en heures)} \\ L_{ligne}: \text{longueur de la ligne (en km)} \\ N_{OMT}: \text{nombre d'OMT le long de la ligne} \\ C: \text{coût actualisé des OMT et de l'énergie non distribuée, à minimiser (en k€)} \\ T: période d'étude (en années) \\ C^{OMT}: \text{coût unitaire d'un OMT (en k€)} \\ C^{END}: \text{coût de l'énergie non distribuée (en k€/kWh)} \\ END(t): énergie non distribuée à l'année t (en kWh) \\ a: \text{taux d'actualisation (en \%)} \\ \tau: \text{taux de défaillance des conducteurs (en incident / km / an)} \\ P_{moyen}(0): \text{puissance consommée sur la ligne au début de la période d'étude (en kW)} \\ t^{conso}: \text{taux d'évolution de la consommation (en \%)} \end{array}$

Cette formule n'est pas adaptée à tous les cas car les coefficients utilisés dans l'équation II.18 ont été calculés à partir de réseaux pouvant présenter des caractéristiques différentes aux réseaux étudiés et doivent être mis à jour. De plus, dans le cadre de nos études, les organes de manœuvres sont placés en fonction des objectifs de fiabilité et non par optimum économique. Ces deux approches pouvent mener à une solution différente. La seconde approche est décrite dans le schéma II.16.



Figure II.16 – Placement des organes de manœuvres télécommandés sur une artère

L'OMT normalement ouvert est placé de manière à minimiser l'écart des produits $PL_{départ 1}$ et $PL_{départ 2}$ entre deux départs d'une artère donnée afin de garantir le meilleur équilibre de la fiabilité entre les clients. Ce placement est effectué en testant toutes les positions possibles dont le nombre est égal au nombre de postes HTA/BT sur la ligne. Les

OMT normalement fermés sont ensuite placés afin de respecter les objectifs de fiabilité par départ notés $SAIFI_{obj}$ et $SAIDI_{obj}$ tout en équilibrant au maximum les produits PL_{section} des différentes sections. A l'état initial, seul l'OMT normalement ouvert est présent : les indices de fiabilité pour cette configuration sont calculés. Si ils ne respectent pas les limites $SAIFI_{obj}$ et $SAIDI_{obj}$, un OMT normalement fermé est ajouté sur les départs concernés, puis les indices de fiabilité sont de nouveau évalués. La procédure est répétée jusqu'à ce que les objectifs soient atteints.

Pour chaque ajout d'un OMT sur un départ, tous les OMT déjà présents sont retirés pour être replacés en même temps que le nouveau. L'objectif choisi pour décider de l'emplacement des OMT est d'équilibrer les produits PL entre chaque tronçon. Les OMT sont initialement placés de manière à équilibrer le nombre de postes HTA/BT pour chaque section de ligne délimitée par deux OMT. Pour chaque déplacement possible de chaque OMT le long du départ (vers la gauche ou vers la droite), le gain sur l'équilibre des produits PL entre les sections est évalué. Le déplacement d'OMT équilibrant au mieux les produits PL est effectué. Lorsque tous les déplacements possibles dégradent l'équilibre des produits $PL_{section}$, l'optimum local est atteint et la solution est conservée. La méthodologie est décrite sur la figure II.17.



Figure II.17 – Placement des organes de manœuvres télécommandés sur un départ

5 Exemples d'application

5.1 Description du réseau étudié

Le cas d'étude est une portion du réseau électrique de distribution de Grenoble correspond au centre-ville, géré par le distributeur GEG¹. Ce réseau contient 6 lignes en coupure d'artère de source à source. Les artères sont réparties entre 3 postes sources : Mallifaud, Nord-Ouest et Ile Verte. Elles desservent 136 postes de distribution sous une tension nominale de 20 kV pour une puissance totale de 61,19 MW. Le cas d'étude comprend également

^{1.} Le Groupe GEG regroupe également des activités de production d'électricité renouvelable et de chaleur propre au travers de plusieurs filiales telles.

36 postes de distribution sous une tension nominale de 5.5 kV, alimentés par des lignes ne faisant pas partie du périmètre d'étude pour une puissance totale de 11,84 MW. Les puissances fournies correspondent à la température normale θ_N . Les données ont été fournies sous le format PRAO² puis transférées sous format Matlab à l'aide d'un script. Le réseau 20 kV est représenté sur la figure II.18.



Figure II.18 – Plan de la zone étudiée du réseau de Grenoble

La figure II.19 montre la modélisation des rues, des postes HTA/BT et des postes sources. Le graphe des rues comprend 480 sommets et 772 arêtes. Après connexion des postes électriques, le graphe comprend 830 sommets et 1122 arêtes. Les 350 nouveaux sommets correspondent aux 172 postes de distribution et 3 postes sources et leurs points de connexion à la rue la plus proche. Les 350 nouvelles arêtes sont créées par la connexion des postes.

Deux exemples d'application sont étudiés dans cette section. Le premier cas d'étude est la planification du réseau "sorti de terre" : on considère seulement les postes de distribution

^{2.} Outil de planification des réseaux de distribution anciennement utilisé par ERDF et certaines ELD



Figure II.19 – Modélisation géographique du cas d'étude

HTA/BT et les postes sources HTB/HTA. L'objectif est de construire le réseau de manière optimisée et de le comparer au réseau actuel pour évaluer les gains économiques. Seules les charges sous 20 kV sont utilisées. Le deuxième cas d'étude est l'extension du réseau de distribution existant : le réseau 20 kV existant est conservé. Les lignes du réseau 5,5 kV sont déposées et les postes HTA/BT correspondant au niveau 5,5 kV doivent être rattachés au réseau 20 kV afin d'harmoniser les niveaux de tension. L'objectif de ce cas d'étude est de minimiser les travaux de transition d'un réseau à l'autre en prenant en compte les infrastructures du réseau existant. Afin d'évaluer les coûts et caractéristiques techniques du réseau réel et des réseaux simulés, on utilise les paramètres technico-économiques décrits dans les tableaux II.3 et II.4, issus des références [8, 30, 67].

Nom	Valeur	Unité	Notation
Taux d'actualisation	8	%	a
Coût des pertes par effet Joule	0,181	k€/kW	C_{pertes}
Coût de l'énergie non distribuée	9,2	€/kWh	C_{END}
Coût de la puissance coupée	0,8	€/kW	C_{PC}
Coût d'un organe de manœuvre	8	k€	C_{OMT}
Coût d'une tranchée pour 1 conducteur	100	k€/km	C^{trc}
Coût d'une tranchée pour 2 conducteurs	140	k€/km	C^{trc}
Coût d'une tranchée pour 3 conducteurs	165	k€/km	C^{trc}
Coût d'une tranchée pour 4 conducteurs	185	k€/km	C^{trc}
Coût d'une tranchée pour 5 conducteurs	200	k€/km	C^{trc}
Conducteur Alu 240 mm ² - $coût$	20	k€/km	C^{cdt}

Tableau II.3 – Paramètres économiques

Nom	Valeur	Unité	Notation
Période d'étude	30	années	Т
Sous-période A	10	années	T_A
Sous-période B	20	années	T_B
Évolution de la consommation - période A	0,7	%	$ au_A^{conso}$
Évolution de la consommation - période B	0,7	%	$ au_B^{conso}$
Évolution de la pointe - période A	1	%	$ au_A^{pointe}$
Évolution de la pointe - période B	0,5	%	$ au_B^{pointe}$
Tension nominale	20	kV	U
Facteur de puissance	0,9385		$cos(\varphi)$
Taux de défaillance des conducteurs	2	%	$ au_{def}$
Temps d'isolation d'un défaut	5	minutes	$T_{isolation}$
Temps de réparation d'un défaut	40	minutes	$T_{r\acute{e}paration}$
Conducteur Alu 240 mm ² - résistance	0,13	$\Omega/{ m km}$	r
Conducteur Alu 240 mm ² - réactance	0,10	$\Omega/{ m km}$	x
Conducteur Alu 240 mm ² - limite thermique	440	А	Imax

Tableau II.4 – Paramètres techniques

5.2 Cas 1 : Planification d'un réseau "sorti de terre"

Le but du premier cas d'étude est de déposer entièrement les lignes existantes et de reconstruire le réseau avec la méthode décrite dans ce chapitre afin de le comparer au réseau actuel que l'on considère également sorti de terre. Le réseau réel possède 6 artères constituées uniquement de conducteurs Alu 240 mm². Ce choix est effectué pour obtenir un réseau robuste ne nécessitant pas de travaux de renforcement à l'avenir. Il est également plus facile au niveau logistique de gérer le stockage et le déploiement d'un seul type de conducteur. La puissance maximale d'une artère est définie par l'équation II.8. On utilise les caractéristiques du conducteur Alu 240 mm² et les données techniques du tableau II.4. Le facteur de puissance utilisé est le facteur de puissance minimal calculé à partir des puissances maximales actives et réactives des différentes charges. L'application numérique donne :

$$P_{artere}^{max} = \frac{I_{max} \times U \times \sqrt{3} \times \cos(\varphi)}{(1 + t_A^{pointe})^{T_A} \times (1 + t_B^{pointe})^{T_B}} = \frac{440 \times 20.10^3 \times \sqrt{3} \times 0,9325}{(1 + 0,01)^{10} \times (1 + 0,005)^{20}} = 11,645 \text{ MW}$$
(II.21)

La puissance maximale totale est de 61,19 MW. En appliquant la formule II.9, le nombre d'artères minimal requis trouvé est de 6. Afin de voir l'influence à la fois du nombre d'artères et de leur configuration entre les postes sources, les différentes configurations pour 5 et 6 artères sont étudiées. Pour chacune d'elle, le recuit simulé est appliqué 10 fois afin de prendre en compte l'aspect aléatoire de l'algorithme. La construction est également faite avec et sans prise en compte la topologie des rues pour évaluer son impact. L'intervalle de longueur totale des solutions trouvées est donné à chaque fois. Les paramètres utilisés pour le recuit simulé sont un facteur de décroissance α égal à 0,9, une probabilité d'acceptation initiale τ_0 égal à 50 % calculée pour 100 itérations à l'état initial, et une convergence sur 5 paliers de température [42]. Les différentes configurations sont comparées dans le tableau II.5 pour la longueur totale et le coût total après avoir appliqué l'heuristique d'échange de charges entre les artères. Dans le tableau II.5 le couplage indique le nombre de lignes respectivement entre les postes Nord-Ouest et Mallifaud, Mallifaud et Ile-Verte, et Ile-Verte et Nord-Ouest.

Nom	Couplage	Longueur totale (km)		Coût to	tal (k€)
INOIII	Couplage	sans topo	avec topo	sans topo	avec topo
5-1	1-1-3	19,68 - 21,47	31,73 - 34,06	1 214 - 1 400	3 650 - 4 189
5-2	1-2-2	18,68 - 21,00	29,96 - 32,15	1 103 - 1 409	3 523 - 4 219
5-3	1-3-1	18,08 - 19,87	29,71 - 31,37	1 202 - 1 487	3 496 - 4 176
5-4	2-1-2	18,93 - 20,90	31,07 - 32,97	1 171 - 1 431	3 548 - 4 188
5-5	2-2-1	18,50 - 19,86	30,01 - 32,08	1 118 - 1 435	3 576 - 4 343
5-6	3-1-1	18,43 - 20,48	31,04 - 31,98	1 252 - 1 483	3 584 - 3 981
Nom	Couplago	Longueur	totale (km)	Coût total (k€)	
INOIII	Couplage	sans topo	avec topo	sans topo	avec topo
6-1	1-1-4	22,00 - 23,95	33,85 - 34,89	1 210 - 1 322	3 607 - 3 793
6-2	1-2-3	20,96 - 21,63	31,66 - 34,94	1 139 - 1 234	3 382 - 3 932
6-3	1-3-2	19,97 - 20,70	31,74 - 33,50	1 078 - 1 174	3 474 - 3 647
6-4	1-4-1	19,50 - 20,62	31,80 - 32,9m	1 053 - 1 117	3 453 - 3 707
6-5	2-1-3	21,05 - 23,05	32,80 - 35,45	1 150 - 1 325	3 514 - 3 920
6-6	2-2-2	20,13 - 21,98	32,21 - 33,93	1 091 - 1 208	3 520 - 3 750
6-7	2-3-1	19,49 - 21,53	31,28 - 32,50	1 060 - 1 160	3 455 - 3 613
6-8	3-1-2	20,49 - 22,06	32,55 - 34,33	1 112 - 1 846	3 530 - 3 826
6-9	3-2-1	20,00 - 22,05	32,02 - 33,68	1 111 - 1 228	3 530 - 3 795
6-10	4-1-1	21,03 - 22,50	32,95 - 34,58	1 165 - 1 260	3 537 - 3 851

Tableau II.5 – Comparaison des longueurs et des coûts pour différentes configurations

On compare également la répartition de la consommation sur le réseau. Ce facteur impacte la qualité de l'alimentation en cas d'incident majeur (perte d'arrivée HTB, de transformateur HTB/HTA ou de conducteur). Dans ce cas, une bonne répartition minimise les impacts humains et matériels sur le réseau, car les transformateurs et lignes utilisés en secours sont moins sollicités. Les taux d'équilibre entre les artères, les postes sources, et les différentes couplages de postes sources sont définis par les équation II.22, II.23 et II.24, le meilleur taux d'équilibre possible étant de 100 %. Les taux des différentes configurations sont comparés dans le tableau II.6.

$$\Delta P_{\text{artères}} = \left(1 - \frac{\sigma \left(P_{\text{artères}}\right)}{\overline{P_{artères}}}\right) \times 100 \tag{II.22}$$

$$\Delta P_{\text{postes sources}} = \left(1 - \frac{\sigma \left(P_{\text{postes sources}}\right)}{\overline{P_{\text{postes sources}}}}\right) \times 100 \tag{II.23}$$

$$\Delta P_{\text{couplages postes}} = \left(1 - \frac{\sigma \left(P_{\text{couplages postes}}\right)}{\overline{P_{\text{couplages postes}}}}\right) \times 100 \tag{II.24}$$

Avec :

 $\Delta P_{\rm artères}$: taux d'équilibre entre les artères (en %)

 $\Delta P_{\text{postes sources}}$: taux d'équilibre entre les postes sources (en %)

 $\Delta P_{\text{couplages postes}}$: taux d'équilibre entre les couplages de postes (en %)

 $\sigma\left(P_{\rm artères}\right)$: écart-type entre les puissances des artères (en MW)

 $\sigma(P_{\text{postes sources}})$: écart-type entre les puissances des postes sources (en MW)

 $\sigma\left(P_{\rm couplages \ postes}\right)$: écart-type entre les puissances des couplages de postes (en MW)

 $\overline{P_{art \`ers}}$: moyenne des puissances des art \`ers (en MW)

 $\overline{P_{postessources}}$: moyenne des puissances des postes sources (en MW)

 $\overline{P_{couplagespostes}}$: moyenne des puissances des couplages de postes (en MW)

Nom	Taux d'équilibre					
INOIII	entre artères	entre postes sources	entre couples de postes			
5-1	95 - 99 $\%$	64 - $67~%$	29 - 33 %			
5-2	96 - 99 %	82 - 84 %	64 - 67 %			
5-3	95 - 98 %	65 - $67~%$	30 - 34 %			
5-4	96 - 98 $\%$	82 - 84 %	63 - 68 %			
5-5	95 - 99 $\%$	81 - 83 %	63 - 66 %			
5-6	96 - 99 $\%$	64 - $67~%$	27 - $33~%$			
Nom		Taux d'équilib	ore			
TIOIII	entre artères	entre postes sources	entre couples de postes			
6-1	71 - 86 $\%$	49 - $62~%$	0 - 24 %			
6-2	73 - 91 $\%$	68 - $81~%$	36 - $62~%$			
6-3	77 - 85 %	73 - 81 $\%$	46 - $61~%$			
6-4	69 - 88 %	50 - $62~%$	0 - 25 %			
6-5	79 - 88 %	67 - $81~%$	35 - $60~%$			
6-6	76 - 88 $\%$	92 - $99~%$	84 - 98 %			
6-7	78 - 87 %	70 - 79 $\%$	40 - 57 %			
6-8	78 - $87~%$	69 - $80~%$	39 - $60~%$			
6-9	69 - 87 %	68 - 81 %	36 - 61 %			
6-10	68 - 88 %	56 - $63~%$	11 - 26 %			

Tableau II.6 – Comparaison de la répartition des puissances pour différentes configurations

Pour ce réseau, les observations suivantes peuvent être tirées :

- Modéliser la topologie des rues dans l'étape de planification augmente la longueur totale de 59 % en moyenne, et le coût total du réseau de 205 % en moyenne, toutes configurations confondues. L'hypothèse de prendre en compte la topologie est donc validée car son impact sur les coûts est très important.
- La configuration des artères entre les différents postes sources a un faible impact sur le coût total, avec un écart-type relatif à la moyenne de 1,28 % pour 5 artères et 1,87 % pour 6 artères, en prenant en compte la topologie. L'écart-type relatif à la moyenne pour la longueur totale est de 2,48 % pour 5 artères et 2,27 % pour 6

artères. En revanche, l'équilibre des puissances est fortement impacté. Les écartstypes relatifs à la moyenne des taux d'équilibre postes sources et couples de postes sont respectivement de 12,67 % et 38,93 % pour 5 artères, et de 38,93 % et 50,59 % pour 6 artères. Il est donc recommandé de choisir la configuration des artères en fonction de l'équilibre des puissances, et non du coût total qui n'est que peu impacté.

• Le passage de 5 à 6 lignes augmente en moyenne la longueur de 7,78 % sans topologie et 5,03 % avec topologie. En revanche le passage à 6 lignes diminue le coût de 9,65 % sans topologie et de 7,61 % avec topologie. En effet, si une économie est réalisée au niveau des conducteurs et des tranchées, le coût des pertes, de l'END et des interruptions augmente fortement car les lignes sont plus chargées. On peut également noter que le passage de 5 à 6 lignes dégrade légèrement l'équilibrage des puissances sur le réseau : les taux d'équilibre entre artère, postes sources et couples de postes passent respectivement de 97,17 % à 81,13 %, de 74,13 % à 72,57 % et de 48,26 à 45,13 % en moyenne.

La configuration correspondant au cas réel est la configuration 6-2. La longueur totale réelle de ce réseau est de 37,16 km, d'après les données fournies par le GRD. Cette valeur est réévaluée en imposant le passage des conducteurs dans les rues modélisées par le graphe G afin de pouvoir effectuer la comparaison avec le résultat des simulations utilisant les mêmes données. La longueur totale du réseau ne considérant uniquement que les chemins du graphe G est de 38,70 km. L'écart entre le modèle topologique et la réalité est donc de 1,54 km en faveur de la réalité. Il est dû aux imprécisions de mesure, mais également au fait que l'on ne s'autorise que des passages dans les rues, tandis que le GRD a accès aux informations sur les possibles passages au travers des pâtés de maison ou autre terrain.

La solution sélectionnée pour la comparaison avec le cas réel est celle présentant la longueur minimale pour la même configuration que le réseau réel, à savoir 31,66 km. On lui applique l'algorithme d'échange de charges décrit en 4.1. Le critère de puissance maximale par artère utilisé pour respecter les contraintes techniques des conducteurs a été calculé avec l'équation II.21. Après minimisation de la longueur totale, les artères 4 et 6 sont trop chargées, respectivement de 20,35 % et 20,85 %. L'algorithme d'échange de charges répartit ce surplus de puissance sur les artères 1, 2 et 3. Bien qu'étant peu chargée (7,30 MW), l'artère 5 reste inchangée car elle est trop distante des autres artères pour qu'un échange de charges soit effectué sans détériorer fortement la longueur totale de conducteurs.

La figure II.20 montre l'évolution de la longueur totale du réseau au fur et à mesure des échanges de charges réalisés pour équilibrer la puissance maximale par artère. La dégradation de longueur totale est de 741 mètres soit 2,34 % par rapport à la solution initiale. A chaque étape, l'échange de charges minimisant la dégradation de la longueur est choisi. Parfois la dégradation est nulle car l'échange se fait au point de connexion de la charge entre deux artères partageant la même tranchée, comme pour la charge 2 de la ligne 4 à la ligne 1. A chaque échange, le trajet des lignes au sein des rues est réévalué. Les nouveaux trajets influent sur la distance des charges par rapport aux lignes, et les solutions pour l'échange de charges sont également modifiées. Il peut donc arriver parfois que certains échanges réduisent la longueur totale de la solution, comme pour la charge 124 de la ligne 6 à la ligne 1. Pour ce cas d'étude, il suffit de 11 échanges de charges successifs pour respecter la contrainte de puissance maximale par artère.



Figure II.20 – Évolution de la longueur totale pendant les échanges de charges

Après respect des contraintes techniques, le réseau doit respecter les objectifs de fiabilité via le placement des organes de coupure le long des artères. Les indices de fiabilité du réseau réel sont calculés avec les hypothèses du tableau II.4. Le *SAIFI* varie entre 0,061 et 0,128 incidents par an et par client, et le *SAIDI* entre 0,41 et 5,34 minutes par an et par client, selon les départs. On choisit les valeurs maximales de 0,128 et 5,34 pour les *SAIFI*_{obj} et *SAIDI*_{obj} afin de respecter les mêmes indices de qualité que pour le réseau réel. Les OMT sont placés suivant l'algorithme décrit en 4.2, et les résultats sont décrits pour les cas réel et simulé dans les tableaux II.7 et II.8.

Le réseau nouvellement créé ne nécessite qu'un seul OMT sur chaque artère pour respecter les indices de fiabilité, contre 2 à 3 OMT par artère pour le réel. Le réseau simulé présente une moyenne et un écart-type des indices plus faibles contre des indices minimaux plus faibles pour le réseau réel. Le SAIFI moyen est de 0,058 pour le réseau réel et de 0,050 pour le réseau simulé, tandis que le SAIDI moyen est de 2,65 pour le réseau réel et de 2,28 pour le réseau simulé. Les écarts-types sont plus importants pour le réseau réel car celui-ci présente de plus fortes disparités de puissance et de longueur entre les départs. Le réseau simulé a donc besoin de moins d'OMT pour des valeurs maximales et une dispersion des indices plus faibles. Cela s'explique premièrement par la minimisation de la longueur totale

Réseau réel								
Antòno	Р	L	PL	SAIFI		SA	Nombre	
Altere	(MW)	(km)	(MVA.km)	(inc/an	(inc/an/client)		$(\min/an/client)$	
				Dép. 1	Dép. 2	Dép. 1	Dép. 2	
$N^{\circ}1$	6,69	3,62	$24,\!17$	0,006	0,049	0,41	2,15	2
$\mathbf{N}^{\circ}2$	10,84	6,15	66,69	0,023	0,088	1,19	3,86	3
$\mathbf{N}^{\circ}3$	7,56	6,87	$51,\!90$	0,038	0,050	1,69	2,52	3
$N^{\circ}4$	13,34	6,79	90,55	0,093	0,128	4,20	5,34	2
$N^{\circ}5$	12,06	6,80	81,97	0,022	0,092	1,13	4,09	3
N°6	10,70	6,94	74,27	0,040	0,072	1,81	3,38	2

Tableau II.7 – Caractéristiques des artères - réseau réel

Réseau simulé								
Antòno	Р	L	PL	SA	SAIFI		IDI	Nombre
Altere	(MW)	(km)	(MVA.km)	(inc/an	/client)	$(\min/an/client)$		d'OMT
				Dép. 1	Dép. 2	Dép. 1	Dép. 2	
$\mathbf{N}^{\circ}1$	11,00	4,72	$51,\!98$	0,054	0,037	2,44	1,71	1
$N^{\circ}2$	8,53	5,84	49,75	0,044	0,058	2,06	2,61	1
$N^{\circ}3$	11,46	6,00	68,70	0,053	0,052	2,49	2,40	1
$N^{\circ}4$	11,53	6,24	71,98	0,053	0,066	2,43	2,96	1
$N^{\circ}5$	7,30	4,53	33,10	0,040	0,041	1,82	1,90	1
$\mathbf{N}^{\circ}6$	11,36	5,08	57,71	0,049	0,053	2,19	2,38	1

Tableau II.8 – Caractéristiques des artères - simulation

réduisant le taux de défaut par an. Deuxièmement, la puissance maximale est limitée par le critère II.8, ainsi les charges sont mieux réparties entre les artères. Enfin les départs sont mieux équilibrés entre eux grâce au critère PL : la différence de produit PL entre deux départs connectés varie de 1,62 à 51,85 MVA.km pour le réseau réel et de 0,44 à 3,40 MVA.km pour le réseau simulé.

La valeur des différents taux d'équilibre est donnée dans le tableau II.9. Le nouveau réseau simulé présente une meilleure répartition des puissances à la fois entre les artères, les postes sources et les différents couplages de postes, ce qui aura un impact bénéfique en situation de défaut.

Taux d'équilibre	Réseau réel	Réseau simulé
Entre artères	$74,\!68~\%$	$82,\!16~\%$
Entre postes sources	$68,\!88~\%$	$76,\!56~\%$
Entre couples de postes sources	$37,\!77~\%$	$53,\!11~\%$

Tableau II.9 – Équilibrage des puissance sur le réseau - cas 1

Le réseau réel est comparé économiquement aux réseaux simulés (de longueur minimisée, et final) dans le tableau II.10. Le coût des conducteurs et des tranchées représente la majeure partie des économies, ce qui confirme l'intérêt de minimiser L_{tot} . Cette minimisation et l'équilibre de la charge entre les artères a aussi pour effet de réduire le coût des pertes techniques, des défaillances et des OMT. Les économies relatives varient de 26,31 % pour le coût des interruptions à 60 % pour l'investissement en OMT. Les pertes représentent le troisième poste de dépense (13,38 % pour le réseau réel et 9,88 % pour le réseau final) et sont réduites de 38,04 %. La transition du réseau simulé de longueur minimisée au réseau simulé final se fait avec une augmentation du coût total de 47 k \in , soit 1,38 % tandis que L_{tot} est augmentée de 2,34 %. En effet, le rééquilibrage des charges entre les artères entraîne une diminution des pertes pour un gain de 17 k \in .

Cas étudié	Rése	eau	Rése	eau	Rése	eau	Ga	in
Paramètres	rée	el	L_{tot} r	nin	fina	al	final ,	/ réel
Longueur des conducteurs	38,70	km	31,66	km	32,41	km	$16,\!25$	%
Longueur des tranchées	22,69	km	21,91	km	22,48	km	0,93	%
Coût des conducteurs	774	k€	633	k€	641	k€	17,18	%
Coût des tranchées	2 672	k€	2 341	k€	2 403	k€	10,07	%
Coût des pertes	552	k€	365	k€	342	k€	38,04	%
Coût de l'END	18	k€	13	k€	13	k€	27,78	%
Coût des interruptions	19	k€	14	k€	14	k€	26,31	%
Coût des interrupteurs	120	k€	48	k€	48	k€	60	%
Coût total	4 155	k€	$3\ 414$	k€	3 461	k€	16,70	%

Tableau II.10 – Bilan technico-économique - cas 1

Le gain sur la longueur totale des tranchées est de 0,93 % seulement pour une économie de 269 k \in , soit 10,07 %. Le coût des tranchées ne dépend pas que de la longueur mais également du nombre de conducteurs par tranchée, synthétisé dans le tableau II.11. Le réseau réel comporte 16,82 % de conducteurs en plus pour un coût de tranchée supérieur de seulement 11,23 % car il contient plus de conducteurs par tranchée : 1,47 en moyenne contre 1,19 pour la solution simulée. Les réseaux réels et simulés sont comparés visuellement dans l'annexe A.

Nombre	Proportion dans le réseau			
de conducteurs	Réseau réel	Réseau simulé		
1	59,56~%	$85,\!49~\%$		
2	$35,\!37~\%$	$10,\!55~\%$		
3	$3,\!35~\%$	$3,\!45~\%$		
4	1,72~%	$0{,}51~\%$		

Tableau II.11 – Taux de remplissage des tranchées - cas 1

Les contraintes techniques sont évaluées dans le tableau II.12 : les contraintes techniques de courant et de tension sont respectées pour le réseau simulé final. Pour le réseau de longueur totale minimisée, les contraintes en tension et en courant en régime de secours ne sont pas respectées. La phase de rééquilibrage des charges entres les différentes artères permet de respecter toutes les contraintes. Le réseau réel ne respecte pas les contraintes de tension en régime normal et en régime de secours, ainsi que les contraintes de courant en régime de secours. Il faut préciser que le réseau réel n'évolue pas avec les hypothèses prises pour ce cas d'étude et que dans la réalité des contraintes peuvent ne pas apparaître les 30 prochaines années. En cas de contraintes de courant, la migration d'une charge sur une ligne moins chargée ou le renforcement d'un conducteur peuvent être envisagée. En cas de contraintes de tension, les régleurs en charge ou les bancs de capacités au niveau du poste source peuvent être mis en place. Dans le cas de cette étude, ils n'ont pas été modélisés.

	Cas étudié	Réseau	Réseau	Réseau
Paramètre	s	réel	$L_{tot} \min$	final
Chute de	régime normal	5,93~%	$4,\!62~\%$	4,48 %
tension	régime de secours	9,33~%	8.58~%	7.61~%
Contraintes	régime normal	Non	Non	Non
de courant	régime de secours	A la $6^{\rm e}$ année	A la $1^{\rm ère}$ année	Non

Tableau II.12 – Respect des contraintes techniques - cas 1

Pour ce premier cas d'étude, le nouveau réseau simulé a été dimensionné pour être facilement comparé au réseau réel, soit en respectant les mêmes objectifs de qualité et le même type de conducteur. Le réseau simulé n'est constitué que de conducteurs de type Alu 240 mm² et de seulement un OMT par artère. Ces caractéristiques sont peu représentatives des réseaux de type ERDF comprenant plus d'OMT et des sections de câble différentes décroissantes le long des départs. C'est pourquoi un second dimensionnement est proposé en annexe B avec des hypothèses différentes.

5.3 Cas 2 : Extension d'un réseau de distribution existant

Le deuxième cas d'étude est un cas d'extension de réseau. Le réseau réel de 20 kV étudié précédemment est conservé. Dans la même zone se trouve une partie plus ancienne du réseau alimentée en 5,5 kV. Les conducteurs arrivant en fin de durée de vie, le coût des défaillances devient important. Ces charges sont donc déconnectées des lignes 5,5 kV pour être reconnectées au réseau 20 kV. Deux solutions principales décrites dans le tableau II.13 existent pour ce cas d'étude. Les charges 5,5 kV peuvent être rattachées au niveau du réseau basse tension avec la mise hors service des postes HTA/BT 5,5 kV. L'avantage est d'économiser le coût de transfert des postes HTA/BT au niveau 20 kV. Cependant, des contraintes de puissance et d'encombrement peuvent apparaître sur les postes HTA/BT 20kV qui doivent alors être mutés. Le rattachement au niveau du réseau moyenne tension nécessite le passage de tous les postes HTA/BT au 20 kV. Dans tous les cas, de nouvelles contraintes peuvent apparaître au niveau des lignes 20 kV. La solution réelle adoptée par GEG est une combinaison de ces deux approches, dépendant à la fois des contraintes de puissance et d'encombrement de chaque poste HTA/BT et des coûts de passage des différents matériels au 20 kV.

La solution choisie est d'effectuer le rattachement au niveau du réseau moyenne tension afin de tester l'adaptabilité de la méthode développée dans ce chapitre pour la prise en compte du réseau existant. La nouvelle consommation totale du réseau étant de 73,03 MW, l'équation II.9 fournit un résultat de 7 artères. Pour ce second cas d'étude, il est choisi de se limiter aux 6 artères existantes au niveau 20 kV et de ne pas en créer de nouvelles. L'hypothèse de puissance maximale par artère utilisée est celle du réseau existant qui est de 13,34 MW, laissant une marge suffisante pour accueillir les nouvelles charges. Les objectifs

Solution	Rattachement au niveau BT	Rattachement au niveau HTA	
$\begin{array}{ l l l l l l l l l l l l l l l l l l l$	Déposés	Passage au 20 kV	
Impact sur les postes	Encombrement : nombre de départs,	Aucun	
20 kV / 400 V	puissance maximale	Taoan	
Impact sur les	Augmentation de	Augmentation de	
lignes 20 kV	la puissance	la puissance	
Impact sur les	Déposées	Déposées	
lignes 5.5 kV	Deposees	Deposees	
Impact sur les	Conservées ou déposées	Consorvées	
lignes $400 V$	Conservees ou deposées		

Tableau II.13 – Solutions envisagées pour le rattachement des charges du réseau 5,5 kV

de fiabilité restent les mêmes que pour le premier cas d'étude, à savoir une valeur maximale de 0,128 pour le $SAIFI_{obj}$ et 5,34 pour le $SAIDI_{obj}$. Les OMT sont replacés à l'issue de l'optimisation. Le vecteur objectif X_{rac} est en partie fixé. Les N' charges du réseau existant restent inchangées. L'espace des solutions exploré concerne seulement les charges N' + 1 à N charges dont les variables x_i correspondantes subissent des modifications dans X.

$$X_{rac} = \begin{pmatrix} x_1 \\ x_2 \\ \vdots \\ x_{N'} \\ x_{N'+1} \\ x_{N'+2} \\ \vdots \\ x_N \end{pmatrix} \quad \begin{cases} \text{charges du réseau existant} \\ \text{nouvelles charges à relier} \end{cases}$$
(II.25)

Le rattachement est effectué en minimisant les travaux à effectuer. Pour cela, on utilise la méthode décrite dans la section 2.3 consistant à attribuer le coefficient β_2^{rue} aux rues utilisées par les lignes existantes. Le poids de chaque arête du graphe G est modifié. L'algorithme de Dijsktra est appliqué sur le graphe G modifié afin de calculer les chemins les plus courts. Les lignes sont ainsi forcées à emprunter des tranchées déjà utilisées. Différentes valeurs de β_2^{rue} sont testées. Pour chaque valeur de β_2^{rue} , 100 simulations sont effectuées. Les résultats, en moyenne des 100 simulations pour chaque valeur de β_2^{rue} , sont donnés dans les figures II.21 et II.22.

Globalement, la longueur totale de conducteurs retirés décroît progressivement à mesure que le coefficient β_2^{rue} décroit. Cependant la longueur totale de nouveaux conducteurs ne suit pas la même tendance : elle diminue jusqu'à $\beta_2^{rue} = 40\%$ pour lequel la réutilisation du réseau existant est optimale, puis augmente de nouveau. En effet, si β_2^{rue} est suffisamment petit, la solution obtenue a tendance à effectuer des détours importants par des rues considérées comme étant très économiques. Les résultats ne sont plus réalistes pour un coefficient β_2^{rue} nul. Sur les figure II.21 et II.22, les valeurs pour $\beta_2^{rue} = 0$ n'apparaissent



Figure II.21 – Évolution des longueurs des travaux de transition

pas car elles sont très importantes : en moyenne, 479 km de nouveaux conducteurs sont posés pour une longueur totale du réseau atteignant 517 km. La longueur de conducteurs transférés entre lignes suit une tendance différente car elle connaît un pic pour β_2^{rue} entre 60 à 80 %. Globalement, la longueur totale du réseau final croît à mesure que β_2^{rue} diminue et trouve son minimum pour $\beta_2^{rue} = 80\%$.

Les sur-coûts dûs aux pertes Joule et aux défaillances (énergie non distribuée et interruptions) sont évalués après reconstruction du réseau. Le coût des nouveaux conducteurs est calculé en considérant le coût du conducteur et le coût des tranchées en fonction du nombre total de conducteurs à l'intérieur. Cette hypothèse est simplificatrice car en réalité le coût d'une tranchée est plus important si des conducteurs y sont déjà présents, car les travaux à mettre en œuvre sont plus complexes pour éviter les incidents. De plus, on considère que les conducteurs qui sont transférés ne génèrent pas de coûts supplémentaires. Enfin, la perte économique due à la dépose des conducteurs existants n'est pas évaluée dans le sur-coût total final. Les différents sur-coûts suivent la même évolution que la longueur totale du réseau.

Le sur-coût total minimum est atteint à un β_2^{rue} de 80 % pour une valeur de 262,93 k \in Les différents sur-coûts sont de 325,93 k \in pour les nouveaux conducteurs et tranchées, 5,69 k \in pour les pertes Joule et de 3,31 k \in pour les défaillances. Un gain de 72 k \in est réalisé sur les OMT car les objectifs de fiabilité sont atteints en plaçant moins d'interrupteurs sur le réseau mais à des emplacement minimisant les écart de produits PL entre



Figure II.22 – Évolution des coûts de transition

les départs. En perspective, une transition plus réaliste serait de calculer les indices de fiabilité correspondant à la répartition initiale d'OMT, et d'ajouter les OMT nécessaires si les objectifs ne sont pas réalisés.

Cette solution est la moins chère pour les hypothèses simplificatrices choisies. En revanche, si les coûts de transition des conducteurs entre deux lignes et les pertes de capital dues à l'abandon de conducteurs existants sont assez importants, cette solution être moins intéressante. L'impact sur les clients lors des travaux peut également être plus important si plus de conducteurs sont installés. Pour cette solution à $\beta_2^{rue} = 80\%$, 10,87 km de nouveaux conducteurs sont posés, 11,16 km abandonnés et 8,53 km transférés, pour un réseau d'une longueur totale de 41,39 km. Les travaux sont représentés dans l'Annexe A. En comparaison, les travaux nécessaires sont également présentés pour la solution présentant le minimum de nouveaux conducteurs posés, pour $\beta_2^{rue} = 10\%$. Pour cette solution, 11,47 km de nouveaux conducteurs sont posés, 1,58 km abandonnés et 0 km transférés, pour un réseau d'une longueur totale de 44,27 km. La comparaison entre les deux figures permet de constater que la première solution est très lourde en travaux. Une étude économique plus poussée permettant d'évaluer plus précisément les coûts de transition et d'intégrer les coûts d'abandon du réseau existant est nécessaire. Couplée à l'analyse du GRD quant aux travaux à réaliser et leur impact sur les usagers, elle permettrait de dégager une solution à la fois acceptable économiquement et avec un faible impact sur le réseau existant.

6 Conclusion

Dans ce chapitre, une méthodologie a été proposée pour résoudre le problème de planification des réseaux électriques de distribution en milieu urbain. Ce problème est identifié comme un problème de programmation mixte discret non linéaire multi-objectif. L'utilisation d'algorithmes méta-heuristiques est choisie afin de trouver un ensemble de solutions viables en un temps de calcul acceptable. La méthodologie proposée est séquentielle. La longueur totale du réseau est tout d'abord minimisée à l'aide d'un algorithme de recuit simulé afin de réduire les coûts du réseau. Cette étape se fait en prenant en compte la topologie du milieu urbain via la mise en forme de graphe de rues, et l'utilisation d'outils issus de la théorie des graphes comme les algorithmes de Dijsktra et Christofides. A partir de cette solution, les charges sont échangées entre les artères afin de respecter les contraintes de puissance maximale sur les lignes. Dans une dernière étape, les organes de manœuvre télécommandés sont placés le long des artères afin de respecter les critères de fiabilité.

La méthodologie est testée sur un réseau de distribution réel issu du réseau électrique de Grenoble. Dans un premier cas d'étude, le réseau est entièrement reconstruit pour une planification "sorti de terre". La minimisation de la longueur totale de conducteurs et l'équilibre de la puissance entre les artères montre une réduction de 16,63 % du coût total. Le réseau simulé présente également une plus grand fiabilité pour un nombre d'interrupteurs réduit. L'aspect séquentiel de cette méthode se justifie car la réalisation des deuxième et troisième objectifs se fait avec une dégradation négligeable du premier objectif (2,34 % de la longueur totale de conducteurs, ou 1,38 % du coût total). Dans un second cas d'étude, le même réseau est conservé et de nouvelles charges doivent y être rattachées. Il est montré qu'en attribuant des coefficients correcteurs aux longueurs des rues déjà utilisées par le réseau existant, on peut réduire les coûts de travaux pour le problème d'extension du réseau. Ce résultat reste cependant propre à ce cas d'étude.

Le premier avantage de cette méthode est de considérer tous les routages possibles entre deux charges. Considérer le graphe complet pour la planification est un problème de grande taille, difficilement résolu par des méthodes usuelles pour lesquelles un ensemble de routes est prédéterminé. Deuxièmement, les contraintes structurelles comme le nombre d'artères et leur configuration sont intégrées de manière simple dans la structure de la solution. Cela permet de minimiser la longueur totale tout en garantissant une solution viable d'un point de vue électrotechnique, nécessitant peu d'ajustements lors de la phase d'échanges de charges. Enfin, l'algorithme du recuit simulé permet d'explorer de manière efficace l'espace des solutions. Plusieurs simulations fournissent un ensemble de solutions viables pour le GRD qui peut les comparer selon des critères industriels.

La solution au problème de planification développée dans ce chapitre permet de construire des réseaux "historiques". Leur robustesse aux nouveaux paradigmes du Smart Grid est ensuite évaluée dans le chapitre III, et des algorithmes de planification opérationnelle leurs sont appliqués dans le chapitre IV. La méthodologie est ensuite modifiée pour évoluer vers de nouvelles méthodes de planification dans le chapitre V.

Chapitre III

Études d'impacts sur les réseaux

Sommaire

1	Intro	INTRODUCTION				
	1.1	1 Problématique du dimensionnement des réseaux électriques en présence				
		d'incertitudes \ldots	86			
	1.2	Choix d'une méthodologie de modélisation des incertitudes	88			
2	Iden'	Identification des incertitudes pour le réseau de distribution .				
	2.1	Paramètres fixes	93			
	2.2	Paramètres soumis à des incertitudes	93			
	2.3	Scénarios et domaines de variations	96			
3	Construction des courbes de charge					
	3.1	Consommation classique et production	99			
	3.2	Véhicules électriques	102			
4	CAS	D'ÉTUDE 10				
	4.1	Description des scénarios et des réseaux étudiés	106			
	4.2	Résultats	108			
5	Cond	CLUSION	112			

Abstract

Ce chapitre propose une méthodologie pour identifier l'apparition de contraintes sur un réseau de distribution en fonction des incertitudes dues aux hypothèses classiques de la planification, et des incertitudes propres au contexte des Smart Grids. Une approche de type Monte Carlo est proposée. L'objectif est dans un premier temps de comparer la robustesse des réseaux actuels, et, dans un second temps, de pouvoir mieux cibler les solutions à mettre en place.

1 Introduction

1.1 Problématique du dimensionnement des réseaux électriques en présence d'incertitudes

Dans les règles de planification usuelle, comme elles l'ont été décrites dans les Chapitres I et II, les réseaux sont historiquement dimensionnés de manière déterministe. Comme les flux d'énergie sont considérés comme unidirectionnels, la prise en compte d'un seul cas dimensionnant est suffisante : les flux de puissance dans le réseau sont évalués via un calcul de répartition de charges pour une situation donnée qui correspond à une situation critique de contrainte maximale. Les variabilités associées à la consommation sont bornées par ce cas extrême. Le scénario de contrainte maximale est étudié en fin de période d'étude pour une consommation maximale. Tous les 5 ou 10 ans, ce scénario est réévalué après la mise à jour des hypothèses et la prise en compte des évolutions du réseau.

Aujourd'hui cependant, les hypothèses d'évolution de la charge sont difficiles à évaluer avec précision car elles sont soumises aux changements importants des habitudes de consommation, évolutions technologiques et aléas climatiques. Les véhicules électriques font également leur apparition comme nouveau type de charge. Si leur insertion sur le réseau électrique est uniquement passive, elle peut conduire à l'augmentation ou la multiplication des pics de consommation. Leur déploiement est soumis à plusieurs incertitudes dont l'emplacement et la puissance consommée. De plus, l'objectif principal de la planification n'est plus seulement d'alimenter un ensemble de consommateur, mais également de raccorder des producteurs. Pour des périodes d'étude à long-terme, le type, l'emplacement et la puissance des GED ne peuvent pas être connus à l'avance avec précision. En effet, l'insertion de GED sur le réseau électrique de distribution concerne des unités de petites puissances installées par des clients du réseau de distribution, au niveau HTA ou BT. L'apparition de nouvelles GED dépend de la décision des utilisateurs finaux, influencée par les évolutions technologiques et législatives.

La différence entre l'approche déterministe et l'approche stochastique est illustrée en figure III.1. En présence d'incertitudes dues à la consommation, aux véhicules électriques ou aux GED, les variables d'entrée aléatoires des outils de dimensionnement doivent être modélisées. Les variables de sortie nécessaires au dimensionnement du réseau sont également aléatoires. Il est possible de déterminer les contraintes maximales survenant sur le réseau à partir de la probabilité d'occurrence des variables de sortie. Le cas unique dimensionnant pour une étude sans incertitudes est compris dans cette ensemble de solutions. Parmi les solutions classiques mises en œuvre, il est possible de construire un réseau extrêmement robuste, ou d'effectuer les travaux de renforcements ou la création de nouveaux départs au fur et à mesure. La première stratégie est très coûteuse tandis que la seconde, également coûteuse, est lourde en infrastructure et interventions sur le réseau. De plus, certaines contraintes ne peuvent survenir que quelques heures par an, aux instants de forte consommation ou production sur le réseau. L'intérêt d'un investissement lourd se voit donc réduit si la solution de dimensionnement initiale permet de respecter les contraintes la plus grande partie du temps.



Figure III.1 – Dimensionnement d'un conducteur en présence ou non d'incertitudes

La mise en place d'outils d'analyse des variables aléatoires dans l'évolution du réseau permet de cibler les zones sensibles du réseau. Les travaux de renforcement pour réaliser un réseau robuste aux incertitudes dues à l'insertion de GED et VEH et aux aléas de la consommation sont alors évalués. L'analyse stochastique réalisée permet également d'évaluer la pertinence des investissements pour chaque zone du réseau, en fonction de leur probabilité d'occurrence de rentrer en contrainte. Les zones renforcées pour quelques heures par an sont ainsi identifiées afin de mettre en place des solutions moins lourdes en investissements, présentées par la suite dans le Chapitre IV.

1.2 Choix d'une méthodologie de modélisation des incertitudes

Plusieurs méthodes sont envisageables pour modéliser les incertitudes sur le réseau :

- La méthode probabiliste analytique : les variables incertaines sont modélisées comme des fonctions de densité de probabilité. Les variables de sortie sont calculées en appliquant les équations analytiques des fonctions de probabilité aux différentes opérations arithmétiques entre les différentes variables aléatoires d'entrée [118]. Cette méthode a l'avantage d'être rapide. Elle nécessite néanmoins de linéariser le modèle du système, et de s'assurer que les variables d'entrée sont indépendantes et distribuées selon une loi normale. Plusieurs calculs probabilistes de répartition de charges ont été formulés, dont [18] qui repose sur la linéarisation et l'indépendance entre variables, et [39] dans lequel la corrélation entre les charges est prise en compte.
- La méthode probabiliste de Monte Carlo : un ensemble de tirages aléatoires parmi les variables d'entrée est réalisé, pour chacun desquels les variables de sortie sont évaluées à l'aide des fonctions classiques de calculs pour l'analyse du réseau, comme le calcul de répartition de charges par exemple. Le processus est répété de manière itérative jusqu'à arriver à convergence [43]. L'inconvénient de cette méthode est de consommer beaucoup de temps de calcul avant d'obtenir une réponse précise. Elle est cependant très utilisée dans de nombreux domaines grâce à son adaptabilité à tout type de problème. Cette méthode a été utilisée pour évaluer la robustesse des réseaux électriques de distribution à l'insertion massive de GED dans la thèse [8], sur laquelle se fondent les travaux de ce manuscrit.
- La méthode possibiliste : elle utilise la théorie des ensembles flous introduite par [135]. En logique floue, la valeur de vérité de chaque proposition est remplacée par un degré de vérité. Une condition n'appartient donc plus à l'ensemble {vrai,faux} ou {0,1} mais à un ensemble flou [0,1] où différents degrés de satisfaction existent. Ces degrés de satisfaction permettent une approche plus subjective. Par exemple, à l'affirmation "un verre est plein", on peut associer le nombre floue valant 0 avant 0,7 ou 1 après, si on considère que le verre à plein à 70 %. Chaque variable est modélisée comme un nombre flou sur un ensemble d'intervalles de confiance, avec une distribution pouvant être normale, triangulaire ou trapézoïdale [136]. Les variables de sortie sont alors obtenues via les opérations arithmétiques de la méthode floue, qui sont plus simples que la méthode analytique probabiliste. Ainsi des calculs de répartition de charges ont été adaptés en logique floue, comme dans les travaux [31,68,34]. La méthode possibiliste est étudiée dans la thèse [20] pour la modélisation des réseaux de distribution sous incertitudes, et comparée avec la méthode probabiliste de Monte Carlo.

Parmi ces trois méthodologies, la méthode probabiliste de Monte Carlo est retenue pour son adaptabilité. En effet, les méthodes probabilistes analytiques et possibilistes nécessitent d'adapter les techniques de calcul des variables de sortie en fonction des variables d'entrée selon les opérations arithmétiques de base de l'analyse probabiliste ou des intervalles flous. L'objectif étant d'intégrer plus tard dans ce manuscrit l'utilisation de fonctions de conduite au sein de l'analyse stochastique des réseaux de distribution, il sera plus simple d'incorporer les différents algorithmes de conduite dans le processus itératif de Monte Carlo plutôt que d'adapter l'ensemble des équations. Cependant, l'inconvénient majeur de cette méthode est le temps de calcul, ce qui implique de développer des algorithmes de conduite les plus légers en calculs possible, ou d'utiliser des hypothèses simplificatrices afin de réduire le nombre d'itérations.

Lors d'une itération de Monte Carlo, l'ensemble des variables d'entrée sont générées selon leurs lois de probabilité, puis le processus de calcul des variables de sortie est appliqué. Ainsi, si le système possède N variables de sortie, N_E essais de Monte Carlo produisent N sommes de variables aléatoires indépendantes et identiquement distribuées. D'après le théorème de la limite centrale [76], chaque somme tend vers une variable aléatoire gaussienne de paramètres ($\nu, \sigma \times N_E^{-\frac{1}{2}}$). Plus le nombre d'essais est grand, plus la distribution obtenue en sortie pour chaque variable se rapproche d'une distribution gaussienne (ν, σ).

Il est possible d'évaluer la précision du résultat pour les variables aléatoires en sortie du modèle de Monte Carlo par deux paramètres : la marge d'erreur et le niveau de confiance [43]. Le niveau de confiance est la probabilité que le résultat se trouve dans une certaine marge d'erreur, définie autour de l'évaluation obtenue par l'analyse de Monte Carlo. La marge d'erreur, définie par l'équation III.1, dépend à la fois du niveau de confiance désiré et du nombre d'essais réalisés lors de la simulation.

$$e = \frac{z}{2 \times \sqrt{N_E}} \tag{III.1}$$

Avec :

e : marge d'erreur

 \boldsymbol{z} : variable fonction de l'intervalle de confiance

 ${\cal N}_E$: nombre d'essais de la simulation de Monte Carlo

z a déjà été calculé dans la littérature [43] et est fourni pour certains niveaux de confiance usuels. Sa valeur et la marge d'erreur correspondante pour différents nombres de simulations sont présentés dans le tableau III.1.

Intervalle	z		е	
de confiance		$N_E = 100$	$N_E = 500$	$N_E = 1000$
95~%	1,96	$9,\!80~\%$	4,38~%	$3,\!10~\%$
99~%	2,58	12,9~%	7,77~%	4,08 %
99,9 %	3,29	16,45~%	7,36~%	5,20~%

Tableau III.1 – Table de valeurs pour estimer la marge d'erreur de Monte Carlo

Dans les travaux de thèse de [8], la simulation de Monte Carlo est utilisée pour déterminer la probabilité que le réseau fonctionne correctement en fonction du taux d'insertion de GED. La probabilité de fonctionnement et le taux d'insertion de GED sont définis par les équations III.2 et III.3.

$$p(\tau_{GED}) = \frac{N_S(\tau_{GED})}{N_E(\tau_{GED})}$$
(III.2)

$$\tau_{GED} = \frac{P_{GED}^{tot}}{P_{totale}} \tag{III.3}$$

Avec:

 $p(\tau_{GED})$: probabilité que le réseau fonctionne correctement (en %) $N_S(\tau_{GED})$: nombre de succès de la simulation de Monte Carlo $N_E(\tau_{GED})$: nombre d'essais de la simulation de Monte Carlo τ_{GED} : taux d'insertion de GED (en %) P_{GED}^{tot} : puissance totale installée en GED (en MW) P_{totale} : puissance totale consommée sur le réseau (en MW)

A chaque itération, les GED sont répartis de manière aléatoire sur le réseau pour respecter le τ_{GED} imposé. L'emplacement et la puissance de chaque GED sont générés aléatoirement, en fixant une puissance maximale par GED. Le scénario étudié est le cas critique où la production décentralisée est à sa capacité maximale, et la consommation sur le réseau à son niveau minimum, soit 20 % [8,115]. A chaque itération, un calcul de répartition de charges est effectué pour déterminer les niveaux de courant et de tension dans le réseau. Une itération est considérée comme ou échec si une contrainte n'est pas respectée et comme un succès si elles sont toutes respectées. La probabilité que le réseau fonctionne est évaluée via l'équation III.2. Cette méthode peut être affinée en définissant une probabilité de fonctionnement pour chaque élément du réseau, ligne ou poste HTA/BT. Pour chaque élément, la probabilité de fonctionnement est la proportion de succès parmi les essais de Monte Carlo, un succès étant le respect de la contrainte de courant ou de tension. On applique cette méthode au réseau réel de Grenoble pour $\tau_{GED} = 500\%$, une puissance maximale par GED de 5 MW et 1000 essais. Les résultats sont représentés sur la figure III.2.

La figure III.2 permet de localiser les lignes dont la probabilité de fonctionnement sans contrainte n'est pas nulle, et d'évaluer ce niveau de probabilité. Certaines lignes sont soumises à des contraintes dans 100 % des cas, d'autres jamais. La ligne n°30 par exemple a une probabilité de fonctionnement de 79,2 %. Cette valeur est obtenue est observant la répartition du courant traversant la ligne sur les 1000 essais de Monte Carlo réalisés. Cette répartition est représentée sur la figure III.3. En appliquant les valeurs de marge d'erreur définies dans le tableau III.1, on peut dire qu'il y a 95 % de chance que la ligne 30 fonctionne avec une probabilité comprise entre 76,7 % et 81,7 %, ou encore qu'il y a 99,9 % de chance la ligne 30 fonctionne avec une probabilité comprise entre 75,1 % et 83,3 %.



Figure III.2 – Probabilité de contrainte sur le réseau réel de Grenoble en présence de 500 % de GED

Cette méthodologie de Monte Carlo peut être étendue à la génération aléatoire de la consommation également afin d'identifier à la fois les contraintes dues aux pics de consommation et aux pics de production décentralisée. Les hypothèses requises sont réduites : seules des bornes doivent être appliquées sur les puissances consommées et générées en chaque poste HTA/BT. Avec un nombre suffisant d'itérations afin de garantir des marges d'erreur faibles, cette approche tend à se rapprocher de l'ensemble des cas de consommation / production, dans lequel la solution réelle est contenue.

On peut opposer à cette approche ci-dessus la méthode déterministe consistant à déterminer des profils de consommation et de production à chaque nœud. Cette méthode mène à un seul résultat qui correspond au scénario construit. De fortes hypothèses doivent être prises en compte pour des paramètres comprenant de fortes incertitudes. La prédiction des charges est en effet une discipline à part entière ayant déjà fait l'objet de travaux, comme la thèse [37] où un modèle prédictif de charge est proposé en alternative au modèle intitulé BAGHEERA usuellement utilisé par EDF. La solution obtenue est donc une solution approchée de la solution réelle. Cependant les informations obtenues sont plus précises et contiennent la dimension temporelle. Cette dimension temporelle est indispensable pour deux raisons. La première est de pouvoir évaluer les coûts et bénéfices du réseau et des solutions mises en œuvre. En effet, le renforcement d'un câble n'a pas le même intérêt si les contraintes n'ont lieu que quelques heures par an. Une analyse temporelle permet également de calculer efficacement les pertes techniques au cours de l'année. La seconde raison est de pouvoir étudier la mise en place de fonctions avancées de conduite de ma-


Figure III.3 – Répartition des niveaux de courant dans un conducteur après la simulation de Monte Carlo

nière plus réaliste. Notamment, la modélisation efficace d'une stratégie d'effacement doit intégrer les effets temporels de rebond et de report de manière précise, qui seront abordés en détails dans le Chapitre IV.

On opte donc pour une approche stochastique temporelle où la méthode déterministe est intégrée au sein d'un processus de Monte Carlo. Les paramètres du scénario étudié sont générés aléatoirement suivant le processus présenté dans la Section 2, puis les profils de charge et de production sont générés grâce à la méthodologie introduite dans la Section 3.1. L'approche temporelle est également envisageable pour les méthodes probabiliste analytique et possibiliste. Dans ce cas, les calculs de répartition de charges adaptés aux équations analytiques des fonctions de probabilité ou à la logique floue sont utilisés pour chaque pas de temps de la simulation. L'analyse stochastique est ainsi intégrée dans le processus temporel, contrairement à la méthode qui a été choisie où l'analyse temporelle est effectuée au sein du processus stochastique.

2 Identification des incertitudes pour le réseau de distribution

Avant de mettre en place une méthodologie pour l'analyse des réseaux de distribution, les différents paramètres d'entrée des outils d'analyse doivent être listés. La distinction est faite entre les paramètres fixes et les paramètres aléatoires, soumis à des incertitudes.

2.1 Paramètres fixes

Les paramètres qui ne sont pas soumis à des incertitudes sont premièrement les paramètres de type technico-économiques, permettant de mener à bien les analyses coûtbénéfice menant aux choix des investissements. Ces paramètres dépendent du distributeur effectuant l'analyse car les coûts pour un distributeur national ou couvrant une grande partie du territoire comme ERDF sont différents que pour une ELD qui n'a la charge que d'une seule zone géographique limitée. Ces paramètres dépendent également du type de réseau étudié (urbain ou rural), du pays dans lequel prennent place les études et de sa législation, et de nombreux facteurs socio-économiques extérieurs. On compte parmi les paramètres technico-économiques des facteurs économiques globaux comme le taux d'actualisation et la période d'étude (correspondant généralement à la durée de vie des ouvrages), le coût des matériels (conducteurs, tranchées, OMT), les coûts opérationnels (défaillances, pertes techniques), et les données statistiques de défaut (conducteur, transformateur). Ces paramètres seront considérés comme constants au cours de la période d'étude, et seront désignés comme étant les "paramètres fixes". Parmi les paramètres qui sont fixés, on considère également que l'infrastructure du réseau reste inchangée. Les nouvelles charges, les véhicules électriques et la production décentralisée sont connectés au réseau électrique de distribution basse tension. Afin de simplifier les études envisagées, de nouveaux postes HTA/BT ou de nouvelles lignes moyenne tension ne sont pas créés pour accueillir les nouveaux clients. Dans le cas d'une connexion d'une installation de production directement sur réseau HTA, les règles de raccordement dépendent de l'emplacement et de la puissance du GED, et des caractéristiques du réseau le plus proche [46]. Cela implique l'ajout des coordonnées des GED comme nouvelles variables, et la mise en place d'outils de planification à court terme pour modifier en conséquence le réseau étudié au cours du temps. Il est plus simple dans un premier temps de considérer les nouveaux clients sur le réseau basse tension qui est agrégé aux différents postes HTA/BT existants.

2.2 Paramètres soumis à des incertitudes

Les paramètres aléatoires sont les paramètres concernant l'évolution de la consommation et de la production au cours de la période d'étude. Afin de prendre en compte les nouveaux paradigmes des Smart Grids, on distingue l'évolution de la consommation "classique" et l'évolution de la consommation due aux VEH. Pour la consommation classique, on considère les taux d'évolution de la puissance moyenne et de la puissance maximale, en %. Ils permettent de prédire la consommation future en fonction de la consommation initiale, à la première année de l'étude. Les paramètres d'évolution de la consommation sont exprimés sur plusieurs périodes A, B, C, etc., dépendant des hypothèses choisies. A titre d'exemple, lors de la planification long terme d'un réseau électrique de distribution, il est commun de considérer une première période de 10 ans de fort développement économique et démographique, suivie d'une période de 20 ans durant laquelle la croissance de la consommation est plus faible. L'importance de discerner ces différentes périodes est de pouvoir identifier avec précision les instants d'apparition de contraintes afin de pouvoir planifier les investissements pour le réseau, trancher entre différentes stratégies intermédiaires, ou évaluer leurs temps de retour sur investissement.

L'évolution de la consommation est générée aléatoirement en chaque point du réseau pour chaque année. La consommation totale est évaluée chaque année en fonction du taux d'évolution et de la consommation de l'année précédente. L'ensemble des taux d'évolution de chaque nœud est généré aléatoirement de manière à ce que la somme des nouvelles consommations soit égale à la nouvelle consommation totale. La consommation de chaque nœud ne fait qu'augmenter ou rester stable d'année en année : on ne considère pas le cas d'une baisse de consommation sur un poste HTA/BT. L'augmentation de la puissance d'un poste HTA/BT est limitée par la puissance nominale de son transformateur. Ainsi un poste ayant atteint sa limite ne verra plus sa consommation augmenter. Il est cependant possible d'affiner cette limite en imposant des bornes nœud par nœud, en fonction des informations disponibles sur les consommateurs (résidentiel, commercial, industriel) et sur les facteurs externes (développement économique et démographique).

Le déploiement de la production décentralisée est traduite en puissance année par année, ou en taux d'insertion de GED année par année. Comme dans les travaux de [8], on exprime l'insertion de GED en %, à l'instar de l'équation III.3. La production décentralisée pouvant être de différents types, on distingue l'évolution des GED de type photovoltaïque, de type hydraulique et de type co-génération, via les taux $\tau_{GED,PV}$, $\tau_{GED,EO}$ et $\tau_{GED,CG}$ exprimés en fonction de la puissance totale de GED. On peut également exprimer le taux d'insertion de VEH en puissance année par année $\tau_{VEH}(i)$.

$$\tau_{GED}(i) = \frac{P_{GED}^{tot}(i)}{P_{totale}(i)} \times 100$$
(III.4)

$$\tau_{GED,PV}(i) = \frac{P_{GED,PV}^{tot}(i)}{P_{GED}(i)} \times 100$$
(III.5)

$$\tau_{GED,EO}(i) = \frac{P_{GED,EO}^{tot}(i)}{P_{GED}(i)} \times 100$$
(III.6)

$$\tau_{GED,CG}(i) = \frac{P_{GED,CG}^{tot}(i)}{P_{GED}(i)} \times 100$$
(III.7)

$$\tau_{VEH}(i) = \frac{P_{VEH}^{tot}(i)}{P_{totale}(i)} \times 100$$
(III.8)

95

Avec	•	
11100	•	

$ au_{GED}(i)$: taux d'insertion de GED à l'année i (en %)
$P_{GED}^{tot}(i)$: puissance totale installée de GED à l'année i (en MW)
$P_{totale}(i)$: puissance totale consommée sur le réseau à l'année i (en MW)
$\tau_{GED,PV}(i)$: part de GED en panneaux photovoltaïques à l'année i (en %)
$P_{GED,PV}^{tot}(i)$: puissance photovoltaïque totale installée à l'année i (en MW)
$\tau_{GED,EO}(i)$: part de GED en éoliennes à l'année i (en %)
$P_{GED,EO}^{tot}(i)$: puissance totale installée d'éoliennes à l'année i (en MW)
$\tau_{GED,CG}(i)$: part de GED en co-génération à l'année i (en %)
$P_{GED,CG}^{tot}(i)$: puissance totale installée de co-génération à l'année i (en MW)
$\tau_{VEH}(i)$: taux d'insertion de véhicules électriques à l'année i (en %)
$P_{VEH}^{tot}(i)$: puissance totale installée de véhicules électriques à l'année i (en MW)

Le paramètre d'entrée pour les véhicules électriques est $N_{VEH}^{tot}(i)$ qui est le nombre de VEH déployés sur le réseau à l'année i, et non $\tau_{VEH}(i)$. En effet, les objectifs de pénétration des énergies renouvelables sont le plus souvent exprimés en part de l'énergie ou de la puissance consommée. Les scénarios de pénétration de VEH sont quant à eux exprimées en de nombre de véhicules ou de part du parc automobile des usagers du réseau. Pour évaluer $\tau_{VEH}(i)$, la puissance $P_{VEH}^{tot}(i)$ peut être calculée grâce au nombre de véhicules déployées sur le réseau et leur puissance de recharge. Cependant, tous les véhicules ne se connectant pas aux mêmes heures sur le réseau, $P_{VEH}^{tot}(i)$ restera inférieure au simple produit entre $N_{VEH}^{tot}(i)$ et la puissance de recharge. C'est pourquoi dans nos simulations la puissance $P_{VEH}^{tot}(i)$ n'est déterminée qu'une fois que les profils de VEH sont générés, et ne constituera pas une donnée d'entrée pour les scénarios. La méthode de génération des profils de VEH est décrite dans la section 3.2.

 $N_{VEH}^{tot}(i)$ et $\tau_{GED}(i)$ (et les sous-taux associés aux différents types de GED) sont des paramètres propres à l'ensemble du réseau. Ils sont exprimés pour chaque année sur toute la période d'étude. Cependant, la répartition spatiale des VEH et GED n'est pas déterminée. Pour chaque valeur de ces paramètres, plusieurs solutions pour la répartition des VEH et GED sur les différents nœuds du réseau sont possibles. Il faut choisir lors de la génération d'un scénario les emplacements occupés par des VEH et/ou des GED. Cette répartition évolue au fur et à mesure des années durant la période d'étude : les VEH et GED se répartissent progressivement sur le réseau, en conservant les emplacements des années précédentes. De plus, la répartition s'effectue aussi au sein des GED, en distinguant les proportions de panneaux solaires, éoliennes et co-générations pour chaque nœud.

La figure III.4 montre le lien entre les différents paramètres d'entrée. On distingue trois étapes dans la construction d'un scénario. La première étape est la définition des paramètres fixes. Leurs valeurs de référence utilisées sont celles qui ont été présentées dans le chapitre II et qui ont été utilisées pour l'étape de planification. Dans un cas d'étude réel, elles sont fixées par le GRD. La deuxième étape est la définition des paramètres dits "globaux" car ils sont exprimés à l'échelle de la zone totale considérée : ville, quartier, ou mailles du réseau, c'est-à-dire ligne par ligne. La troisième et dernière étape est la définition des paramètres dits "locaux" car ils concernent chacun des nœuds du réseau.



Figure III.4 – Données d'entrée pour l'analyse des réseaux de distribution dans un contexte Smart Grids

2.3 Scénarios et domaines de variations

Les paramètres concernés par des incertitudes sont déterminés lors des seconde et troisième étapes représentées sur la figure III.4. La seconde étape est la génération aléatoire des paramètres d'entrée dits "globaux". Ces paramètres sont issus de scénarios d'évolution, fournis par les différents acteurs du domaine de l'énergie. Il peut s'agir de prévisions de la part du distributeur en fonction de ses connaissances du réseau, d'incitations de la part d'institutions tel que l'État Français ou l'Union Européenne, ou de scénarios construits par des acteurs tiers, telles des associations comme NegaWatt¹. Pour chaque scénario, les différents paramètres sont définis au cours de la période d'étude. Considérer l'ensemble des scénarios envisagés permet de définir les domaines de variation pour chaque paramètre. Trois méthodes sont envisageables pour prendre en compte la variabilité des paramètres, dans un ordre croissant des plages de variation des paramètres. Elles sont illustrées sur la figure III.5.

^{1.} http://www.negawatt.org/association.html

- Méthode 1 : on considère un seul scénario afin d'évaluer l'évolution du réseau dans un contexte donné. Les paramètres ne sont soumis à aucune incertitude : on considère que les hypothèses du scénario sont entièrement vérifiées.
- Méthode 2 : on considère un seul scénario, mais celui-ci est utilisé pour fixer une valeur moyenne pour chaque paramètre, que l'on fait ensuite varier en définissant un intervalle de probabilité. Le tirage dans cet intervalle se fait pour chaque année, selon une loi normale ou une loi uniforme.
- Méthode 3 : on considère plusieurs scénarios qui permettent de définir un gabarit pour l'évolution de chaque paramètres. Les différents paramètres sont ensuite tirés aléatoirement pour chaque année en fonction d'une loi uniforme continue.



Figure III.5 – Limitations des données d'entrée par les différents scénarios d'évolution des Smart Grids

Dans nos études, les paramètres "globaux" propres à l'ensemble de la zone considérée sont la puissance totale consommée sur le réseau P_{tot} , le nombre total de VEH déployés sur le réseau N_{VEH}^{tot} , et la puissance totale générée sur le réseau par chaque type de GED $P_{GED,PV}$, $P_{GED,EO}$ et $P_{GED,CG}$. Ces paramètres sont définis année par année. Après le choix de leur domaine de variation selon une des méthodes présentées ci-dessus, ils sont tirés aléatoirement.

Dans la troisième étape, représentée sur la figure III.4, les paramètres locaux sont à leur tour tirés aléatoirement pour chaque poste HTA/BT et pour chaque année de manière à respecter la valeur des paramètres "globaux". Ces paramètres sont le taux de croissance de la consommation dont est déduite la puissance maximale consommée (hors VEH) à l'année P_{max} , la puissance consommée par les VEH P_{VEH} et la puissance générée par les GED P_{GED} . La génération aléatoire se fait en respectant les limites définies par les équations III.9, III.10, III.11. Les taux de croissance et les puissances générées par les GED sont générées aléatoirement par un tirage uniforme sur les différents postes de manière à respecter III.9 et III.10. Pour les VEH, la génération aléatoire se fait suivant la méthode décrite dans la section 3.2.

$$P_{max}(i,j) \leq \begin{cases} P_{transfo}(i) & \text{si } P_{tot}(j) < \sum_{i=1}^{N} P_{transfo}(i) \\ P_{transfo}(i) \times \frac{P_{tot}(j)}{\sum_{i=1}^{N} P_{transfo}(i)} & \text{si } P_{tot}(j) \ge \sum_{i=1}^{N} P_{transfo}(i) \end{cases}$$
(III.9)

$$P_{VEH}(i,j) \leq \begin{cases} \Delta P_{VEH}(i,j) & \text{si } P_{VEH}^{tot}(j) < \sum_{i=1}^{N} \Delta P_{VEH}(i,j) \\ \Delta P_{VEH}(i,j) \times \frac{P_{VEH}^{tot}(j)}{\sum_{i=1}^{N} \Delta P_{VEH}(i,j)} & \text{si } P_{VEH}^{tot}(j) \ge \sum_{i=1}^{N} \Delta P_{VEH}(i,j) \end{cases}$$
(III.10)

$$P_{GED}(i,j) \leq \begin{cases} \Delta P_{GED}(i,j) & \text{si } P_{GED}^{tot}(j) < \sum_{i=1}^{N} \Delta P_{GED}(i,j) \\ \Delta P_{GED}(i,j) \times \frac{P_{GED}^{tot}(j)}{\sum_{i=1}^{N} \Delta P_{GED}(i,j)} & \text{si } P_{GED}^{tot}(j) \ge \sum_{i=1}^{N} \Delta P_{GED}(i,j) \end{cases}$$
(III.11)

Avec :

 $\begin{array}{l} P_{max}(i,j): \text{puissance maximale consommée au poste i à l'année j (en MW)}\\ P_{transfo}(i): \text{puissance nominale du transformateur connecté au poste i (en MW)}\\ P_{tot}(j): \text{puissance totale consommée sur le réseau à l'année j, (en MW)}\\ P_{VEH}(i,j): \text{puissance installée de VEH au poste i à l'année j (en MW)}\\ \Delta P_{VEH}(i,j): \text{marge de manœuvre pour les VEH au poste i à l'année j (en MW)}\\ P_{CEH}^{tot}(j): \text{puissance totale de VEH à l'année j (en MW)}\\ P_{GED}(i,j): \text{puissance installée de GED au poste i à l'année j (en MW)}\\ \Delta P_{GED}(i,j): \text{marge de manœuvre pour les GED au poste i à l'année j (en MW)}\\ P_{GED}^{tot}(j): \text{puissance totale de GED à l'année j (en MW)}\\ \end{array}$

On considère que la limite maximale de consommation sur chaque poste est fixée par la puissance nominale du transformateur. Les véhicules électriques sont répartis dans un deuxième temps. Leur répartition entre les différents postes est limitée par la marge de manœuvre laissée par la consommation classique, à savoir la puissance nominale du transformateur à laquelle on soustrait la puissance maximale consommée, définie par l'équation III.12. Si l'augmentation de la consommation classique ou de la puissance totale de VEH devient plus importante que la puissance disponible de tous les transformateurs, ces marges sont multipliées par un coefficient de surcharge dans l'équation III.10. Ce coefficient est proportionnel à la surconsommation par rapport à la puissance disponible sur le réseau. Dans ce cas, les transformateurs doivent être changés pour augmenter leur puissance nominale afin d'accueillir les nouvelles charges. La marge de manœuvre pour l'insertion des GED est obtenue en considérant que la consommation minimale sur chaque poste est égale à 20 % de la consommation maximale [8, 115]. Elle est définie par l'équation III.11 si la puissance totale produite par les GED sur le réseau devient trop importante vis-à-vis de la puissance nominale des transformateurs.

$$\Delta P_{VEH}(i,j) = P_{transfo}(i) - P_{max}(i,j); \qquad (\text{III.12})$$

$$\Delta P_{GED}(i,j) = P_{transfo}(i) + 0, 2 \times P_{max}(i,j); \qquad (\text{III.13})$$

 $\operatorname{Avec}\,:\,$

 $\Delta P_{VEH}(i,j) : \text{marge de manœuvre pour les VEH au poste i à l'année j (en MW)}$ $\Delta P_{GED}(i,j) : \text{marge de manœuvre pour les GED au poste i à l'année j (en MW)}$ $P_{max}(i,j) : puissance maximale consommée au poste i à l'année j (en MW)$ $P_{transfo}(i) : puissance nominale du transformateur connecté au poste i (en MW)$

3 Construction des courbes de charge

3.1 Consommation classique et production

La méthode d'estimation des courbes de charges et de production est avant tout destinée aux responsables d'équilibre. Elle s'appuie sur un processus de reconstitution des flux de soutirage et d'injection sur les réseaux de transport et de distribution, et est réalisée par le GRT et les différents GRD. Elle est destinée aux sites ne disposant pas de compteur à courbe de charge télé-relevés, où seulement avec des périodicités (semestrielle par exemple) ne correspondant pas au pas de temps demi-horaire. Un profil est le comportement moyen d'une population - par exemple l'ensemble des clients basse tension en aval d'un poste de consommation HTA/BT ou tout autre portion du réseau - obtenu avec la moyenne pondérée de chacune des courbes de charges des différentes catégories de la population. Chaque catégorie de la population est modélisée par un sous-profil. Ces sous-profils servent à construire le profil d'un poste de consommation HTA/BT pour construire sa courbe de charge correspondante. Les hypothèses d'évolution de la consommation définie dans les sections précédentes sont appliquées au profil général du poste et non aux différents sousprofils.

Les sous-profils utilisés sont ceux fournis par les dispositions applicables pour l'estimation des courbes de charges établies par RTE dans [114], en rapport aux règles relatives au dispositif de responsable d'équilibre. Parmi les sous-profils mis à disposition, on distingue quatre grandes catégories : résidentiels (RES), professionnels (PRO), entreprise (ENT) et producteur (PRD). Ces catégories sont ensuite sous-divisées selon la tension de livraison, la puissance souscrite et le type de contrat. Concernant la production, trois types de sousprofils sont disponibles : les producteurs de type photovoltaïque, de type hydraulique et de type co-génération. Les différents profils disponibles sont synthétisés dans le tableau III.2.

Tension de	Puissance	01:6+:	Structure de	Nom du	
livraison	souscrite	Quanneation	comptage / Type	profil	
	≤ 6 kVA		1 index	RES1	
			1 index	RES11	
		Résidentiel 2 index sans EJP		RES2	
			6 index	RES3	
			2 index avec EJP	RES4	
			1 index	PRO1	
	< 36 I-VA		2 index sans EJP	PRO2	
рт	$\leq 50 \text{ KVA}$	Professionnel	6 index	- PRO5	
DI		1 Totesstonner	2 index avec EJP		
			Sans dispositif		
			de comptage complet		
		Éclairage public	1 index	PRO6	
		et	Sans dispositif	PRO7	
		assimilé	de comptage complet	1107	
			4 index sans EJP	ENT1	
			4 index avec EJP	ENT2	
	$ \begin{array}{ c c } &> 36 \text{ kVA} \\ &\leq 250 \text{ kVA} \end{array} $	Entropriso	5 index sans EJP	ENT3	
			5 index avec EJP	ENT4	
			8 index sans EJP	ENT5	
			8 index avec EJP	ENT6	
			Hydraulique	PRD1	
BT	\leq 250 kVA	Producteur	oducteur Co-génération		
			Photovoltaïque	PRD3	

Tableau III.2 – Profils pour l'estimation des courbes de charge pour les responsables d'équilibre [114]

On choisit pour nos études de ne pas modéliser le type de contrat souscrit par les clients. C'est pourquoi les sous-profils conservés sont les profils n'ayant qu'un seul index RES1, RES2, PRO1, ENT1 et ENT2, ainsi que les 3 profils de production PRD1, PRD2 et PRD3. Le profil de consommation de chaque poste HTA/BT est une combinaison des différents sous-profils types, en fonction des types de clients alimentés et de leur proportion. Sans information sur le type des clients alimentés pour chaque poste HTA/BT, on met en place une méthode simple d'estimation de la répartition du type de client, à partir des autres informations disponibles. Ces informations sont la tension de raccordement, la puissance souscrite, la sensibilité du client et le nombre de clients raccordés. Parmi les hypothèses simplificatrices, on considère ainsi qu'un client moyenne tension est une entre-prise, qui peut être de deux types selon la puissance souscrite. Un client seul alimenté en

basse tension est considéré comme un professionnel. Si un poste alimente plusieurs clients en basse tension, on définit une fonction de répartition du type de client en fonction de la puissance moyenne par client. Plus la puissance moyenne d'un client est faible, plus l'ensemble des clients est de type résidentiel, jusqu'à 100 % de clients résidentiels pour une puissance moyenne inférieure à 3 kVA. Si la puissance moyenne par client augmente, la part de clients résidentiels importants et de clients professionnels augmente également. La part de consommation électrique en éclairage public est fixée égale à 12 %, d'après les statistiques nationales transmises par l'Association Française de l'Eclairage [4]. La méthodologie est synthétisée par la figure III.6.



Figure III.6 – Méthodologie d'estimation de la répartition du type de client sur un poste $\rm HTA/BT$

Les sous-profils types sont donnés sur une année entière non-bissextile, avec un pas de temps demi-horaire. Deux phases préliminaires sont nécessaires avant de créer le profil d'un poste HTA/BT : la préparation et l'ajustement des sous-profils. La préparation consiste à adapter un sous-profil théorique à une année calendaire donnée, c'est-à-dire remplacer tous les coefficients des jours fériés par ceux du dimanche de la semaine correspondante. L'ajustement consiste à intégrer aux sous-profils les corrections climatologiques. Dans une étude prenant en compte les jours d'effacement, ceux-ci doivent également être pris en compte dans l'ajustement. Les corrections climatologiques ont été déjà été abordées dans la section 2.5 du chapitre I, afin d'évaluer les puissances maximales pour chaque poste HTA/BT, à température normale et à température minimale de base. En pratique, pour la correction climatologique sur l'année, chaque sous-profil se voit attribuer un coefficient de condition météorologique défini pour chaque semaine et chaque demi-heure et dépendant de la température. Ce coefficient dépend à la fois de la température projetée sur l'année au pas demi-horaire, et du gradient de température propre à chaque sous-profil. Une fois l'ajustement climatique effectué, les sous-profils sont multipliés par leur part dans la consommation du poste HTA/BT, puis additionnés pour créer le profil du poste.

Il faut noter que l'estimation de ces profils est soumise à énormément d'incertitudes et fait l'objet d'hypothèses très fortes. La méthode d'estimation des courbes de charge appliquée par RTE est destinée à des responsables d'équilibre ayant des objectifs, des horizons de temps et des domaines géographiques différents de ceux d'un GRD. En effet, estimer la courbe de charge des clients du réseau de distribution pour une étude de planification est soumis à des incertitudes très grandes, la durée de l'étude étant longue. L'utilisation de ces profils est destinée à une analyse statistique, et à l'évaluation d'outils opérationnels qui sera effectuée dans le chapitre IV. Ajouter de l'aléatoire sur ces profils aurait peu d'intérêt pour la précision du modèle, car les hypothèses choisies sont déjà fortes. Un intérêt serait d'introduire une désynchronisation entre les différents profils si ceux-ci sont trop semblables. En effet, dans cette situation, l'utilisation de certaines fonctions du réseau peut ne pas être pertinente, comme la reconfiguration.

3.2 Véhicules électriques

La méthodologie utilisée pour construire le profil de charge des véhicules électriques est fondée sur celle développée dans la littérature [121] et qui a notamment été utilisée dans [122], ainsi que sur les travaux de thèse de [129] et [50]. La méthodologie présentée dans ce chapitre en est une version simplifiée, qui se base sur plusieurs hypothèses simplificatrices :

- Tous les VEH sont de type 100 % électriques.
- Tous les véhicules se rechargent à des bornes de recharge lente.
- La recharge s'effectue en basse tension en aval d'un poste HTA/BT : on considère que chaque réseau basse tension des postes HTA/BT est équipé d'au moins une borne de recharge.
- Les déplacements effectués cumulent les motifs d'ordre professionnel ou personnel.
- On considère que chaque véhicule sur une journée effectue un trajet domicile lieu de travail puis lieu de travail domicile (ou domicile activité personnelle puis activité personnelle domicile). Ce trajet peut éventuellement inclure des arrêts secondaires mais qui ne sont pas associés à une recharge.

Les caractéristiques du type de VEH utilisé sont résumées dans le tableau III.3, et reposent sur les études présentées dans le rapport MERGE [11] et qui sont reprises dans [121]. Ces données permettent de calculer la consommation électrique de chaque véhicule lors de ses trajet, ainsi que l'énergie rechargée à chaque fois que le véhicule est connecté au réseau électrique. Il est possible de modifier ces données selon les besoins de l'étude, ou d'attribuer à chaque véhicule des caractéristiques différentes pour de futures études plus complètes.

Les autres données statistiques utilisées sont propres aux habitudes de voyage des usagers et sont extraites d'une enquête nationale sur les transports et les déplacements

Capacité de la batterie	29 kWh
Puissance de recharge	3 kW
Consommation	0,16 kWh/km
Rendement de la recharge	90~%
Rendement de la batterie	85~%
Décharge maximale autorisée	80~%

Tableau III.3 – Caractéristiques du véhicule électrique utilisé pour les études

(ENTD) réalisée en 2008². Cette enquête est réalisée tous les dix à quinze ans environ par le ministère chargé des transports et l'Insee. Il s'agit donc de la plus récente. Les données recueillies nécessaires à nos études sont présentées dans le tableau III.4. On s'intéresse uniquement aux déplacements locaux situés dans le centre-ville, afin de correspondre au contexte de nos études (centre-ville de Grenoble). Ces données peuvent être adaptées pour des études dans des contextes différents, ruraux ou semi-urbains par exemple. Ce tableau fournit une distance moyenne et un temps moyen pour chaque déplacement, ce qui permet d'en déduire une vitesse moyenne de déplacement. La répartition statistique de la distance totale parcourue par jour est donnée sur la figure III.7.

	En semaine	Samedi	Dimanche
Distance moyenne par déplacement	10,3 km	11,6 km	$13,9 \mathrm{~km}$
Temps moyen par déplacement	16,9 minutes	18,4 minutes	20,5 minutes
Vitesse moyenne par déplacement	36,6 km/h	$37,8 \mathrm{~km/h}$	40,7 km/h
Taux de trajets centre - centre	59,5~%	74,8 %	66,3~%
Taux de trajets centre - extérieur	20,4~%	12,8 %	16,8~%
Taux de trajets extérieur - centre	20,1~%	12,4 %	16,9~%

Tableau III.4 – Statistiques des habitudes de déplacement local en milieu urbain



Figure III.7 – Répartition statistique de la distance parcourue par jour

^{2.} Résultats de l'enquête disponible sur http://www.statistiques.developpement-durable.gouv.fr/

Enfin, la dernière information utilisée est l'heure de départ et d'arrivée du domicile pour chaque véhicule. Les statistiques d'heure de départ utilisées sont fournies par une enquête du Ministère des Transports d'octobre 2000 [98], utilisée notamment dans la thèse [129]. Les statistiques d'heure d'arrivée utilisées sont extraites des travaux de thèse de [50] et initialement récupérées auprès d'études de l'EPRI. Elles sont représentées sur la figure III.8.



Figure III.8 – Répartition statistique des heures de départ et d'arrivée

La création du profil de trajet de chaque véhicule se fait indépendamment et en six étapes décrites sur la figure III.9. Premièrement, les heures de départs et d'arrivée du domicile sont tirées aléatoirement lors de l'étape 1 à partir des données statistiques issues de l'étude [98] et représentées sur la figure III.8. Lors de l'étape 2, la distance totale parcourue lors de la journée est tirée aléatoirement à partir des données statistiques issues de l'étude de l'ENTD et représentées sur la figure III.7. L'hypothèse étant faite que chaque véhicule un seul aller/retour sur la journée, la distance de trajet entre le domicile et le point de travail est la moitié de la distance totale parcourue dans la journée. Il en est déduit dans l'étape 3 les heures d'arrivée et de départ au point de travail. A partir des statistiques du tableau III.4, le type de trajet est tiré aléatoirement dans l'étape 4 : centre - centre, centre - extérieur ou extérieur - centre. Cette étape est nécessaire à l'étape 5 dans laquelle les nœuds de départ et d'arrivée sont déterminés aléatoirement. Dans le cas d'un trajet centre - extérieur seul le nœuds de départ est déterminé, tandis que dans le cas d'un trajet extérieur - centre seul le nœuds d'arrivée est déterminé. Enfin l'étape 6 établit le profil de connexion du véhicule électrique aux nœuds du réseau, ainsi que l'état de sa batterie à chaque étape à partir des informations générées précédemment et des caractéristiques du véhicule synthétisées dans le tableau III.3.

A l'issue de la sixième étape, il est vérifiée que le profil est valable, c'est-à-dire si le trajet journalier est réalisable sans que la batterie du véhicule ne se retrouve déchargée en-dessous de sa valeur limite. Un profil peut également ne pas être valable si les heures de départ et d'arrivée sont trop proches et la distance parcourue trop importante. Si le profil n'est pas valable, le processus est répété jusqu'à obtenir un profil correct. Cette méthodologie est appliquée pour chaque véhicule et pour trois profils afin de former un profil hebdomadaire : un profil de jour de semaine, un profil de samedi et un profil de dimanche.



Figure III.9 – Méthodologie pour la création aléatoire du profil journalier d'un véhicule électrique

Le profil de jour de semaine est appliqué aux cinq jours de la semaine.

Quand les profils hebdomadaires des N_{VEH} véhicules (défini dans la section 2) sont construits, la consommation des véhicules électriques en chaque poste HTA/BT pour chaque instant de la période d'étude du réseau est calculée. La dernière étape consiste alors à vérifier que la puissance de VEH insérée sur chaque poste respecte les limites imposées par l'équation III.11 définie dans la section 2.3. Dans le cas contraire, la procédure est répétée pour l'ensemble des VEH.

La section suivante présente un cas d'étude dans lequel des scénarios de déploiement de véhicules électriques et de production décentralisée sont étudiés. La méthodologie de construction de profils de consommation et de production et de profils de véhicules électriques présentée dans ce chapitre y est appliquée.

4 Cas d'étude

4.1 Description des scénarios et des réseaux étudiés

Les scénarios utilisés pour étudier l'évolution des réseaux électriques au sein d'un contexte Smart Grids sont issus des réflexions menées au sein du Lot 2 du projet Greenlys. Ils sont au nombre de 5 et correspondent à deux contextes et trois niveaux de respect des objectifs de déploiement technique et réglementaire du Smart Grid. Les contextes étudiés sont les mesures engagées par le Grenelle de l'environnement, et le scénario 100 % ENR proposé par NégaWatt [93]. Dans le scénario Grenelle, les objectifs du Grenelle de l'Environnement doivent être atteints en 2020, puis les objectifs Facteur 4 doivent être atteints à l'horizon 2050. Dans ce scénario, la part du nucléaire reste une source de production électrique importante à cet horizon (50 %) et des politiques menées pour le soutien de la MDE et la rénovation du bâtiment sont mises en place de manière à accompagner la décarbonisation du système électrique. Les hypothèses de base ce scénario sont également tirées du scénario « Production Nucléaire à 70 % » défini par l'UFE pour 2030 dans le rapport [130]. Dans le contexte 100 % ENR fondé sur le scénario NégaWatt, les énergies renouvelables se développent fortement pour atteindre 100~% de la production énergétique Française en 2050. Dans ce scénario, une filière industrielle est mise en place pour activer les possibilités techniques d'économies d'énergie à tous les niveaux du système électrique. La modification du comportement des utilisateurs pour maîtriser leurs besoins énergétiques est maximale.

Ces deux scénarios permettent d'évaluer l'évolution des paramètres "globaux" évoqués dans la section 2. Les valeurs de ces paramètres sont renseignées a minima pour les horizons 2020 et 2030, et sont renseignées pour l'horizon 2050 si les objectifs sont exprimés et les données disponibles. Dans le cas contraire, les objectifs pour 2050 sont obtenus par extrapolation des objectifs pour les années précédentes. Entre ces horizons, l'évolution temporelle est calquée sur celle considérée dans les différentes sources. Si l'information est indisponible, l'évolution est considérée comme linéaire. Les paramètres sont donnés à l'échelle locale si possible, et à l'échelle du territoire métropolitain sinon. Les valeurs des différents paramètres d'évolution sont données dans le tableau III.5.

L'évolution du PIB est la même pour les deux contextes, et repose sur la trajectoire médiane de croissance définie par le centre d'analyse stratégique jusqu'en 2030 [125]. L'évolution de la population est également la même pour les deux contextes et correspond aux prévisions à long terme de l'INSEE. Au niveau de la ville de Grenoble, les projections se reposent sur le scénario local de la Communauté d'agglomération Grenoble - Alpes Métropole de l'INSEE [71]. L'évolution temporelle de la population est fondée sur l'évolution au niveau de la France métropolitaine [72]. Le taux de croissance du PIB et les projections démographiques permettent d'évaluer l'évolution de la demande de référence. Cette demande correspond à la prolongation des pratiques actuelles et exclue pour le moment dans ces travaux de thèse les évolutions technologiques, le transfert d'usage et le déploiement de technologies propres au bâti et à l'efficacité énergétique. En se basant sur une croissance annuelle du PIB de 1,5 % et sur une croissance correspondant aux prévisions de l'INSEE, l'UFE propose une estimation tendancielle [130] pour la demande en énergie

	Scénarios Grenelle et 100 % ENR			
	2015	2050		
Taux de	2 % par an	21 % per en	18 % per en	
croissance du PIB	2 70 par an	2,1 /0 pai an	1,8 70 pai an	-
Population				
- nationale	$64,514 {\rm ~M}$	$65,962 {\rm ~M}$	$68{,}532~{\rm M}$	$72,275 {\rm ~M}$
- de Lyon	505 094	513 695	$538\ 249$	590 933
- de Grenoble	$161 \ 071$	$163 \ 629$	168 706	$179 \ 336$
Demande en	100.07	104 0 07	115 / 07	195 4 07
énergie	100 70	104,9 70	110,4 /0	135,4 70
Demande en	100 %	104.0 %	1144 %	133 5 %
puissance	100 70	104,9 70	114,4 /0	133,5 70
Taux de	0.06 % par an	0.06% par an	0.80% par an	
croissance (énergie)	0,90 70 pai an	0,90 70 pai an	0,00 70 pai an	-
Taux de	0.96 % par an	0.87 % par an	0.77 % par an	
croissance (puissance)	0,30 70 par an	0,01 /0 pai an	0,11 /0 pai an	-
		Scénarios C	renelle	
	2015	2020	2030	2050
Part d'ENR	17 %	24 %	27~%	40 %
Part de VEH	0 %	3~%	16~%	20~%
Nombre de VEH				
- sur Grenoble	0	2700	14 846	$19\ 727$
- sur la zone étudiée	0	475	2610	$3\ 468$
	Scénarios 100 % ENR			
	2015	2020	2030	2050
Part d'ENR	17 %	33~%	55~%	$100 \ \%$
Part de VEH	0 %	0,4~%	6,1 %	-
Nombre de VEH				
- sur Grenoble	0	360	5660	-
- sur la zone étudiée	0	63	995	-

Tableau III.5 – Paramètres des scénario Grenelle et 100 % ENR

et en puissance, qui est retenue pour les deux scénarios. La situation de référence, c'est-àdire une demande de 100 % a été transposée de 2010 à 2015. On peut en déduire les taux d'évolution de la consommation correspondants.

Au niveau des objectifs de pénétration des énergies renouvelables, le contexte Grenelle repose sur les objectifs définis par les lois Grenelle pour 2020, puis sur le scénario de l'UFE pour 2030 [130]. Le scénario 100 % ENR se repose sur le scénario NégaWatt [93]. La pénétration des véhicules électriques quant à elle correspond au Bilan Prévisionnel 2011 de RTE [113] dans le scénario Grenelle, et sur le scénario NegaWatt pour le scénario 100 % ENR [93]. Pour calculer le nombre de véhicules électriques déployés, on utilise le nombre moyen de véhicules par habitants³, qui est de 550 véhicules pour 1000 habitants en Isère, et sur la proportion de VEH. Ce nombre est ensuite ramené à la zone d'étude proportionnellement au nombre de clients basse tension.

^{3.} Disponible sur http://www.statistiques-mondiales.com/france_departements/isere.htm

Ces deux scénarios sont appliqués sur le réseau réel de Grenoble, ainsi que sur le réseau simulé dans le Chapitre II, avec le second jeu d'hypothèses présenté en Annexe B. Ce second jeu d'hypothèses est choisi car il est plus représentatif de la majorité des réseaux électriques Français, avec des conducteurs de sections différentes et un nombre d'OMT fixé à 2,5 par départ. La période d'étude est de 2015 à 2030. Chacun de ces réseaux est étudié selon la troisième méthode présentée dans la section 2.3, à savoir l'utilisation des paramètres d'évolution des deux scénarios Grenelle et 100 % ENR comme bornes de variations, entre lesquelles les variables sont générées aléatoirement selon une loi uniforme. L'évolution des paramètres pour les deux scénarios sont visualisables sur la figure III.10. Pour cette étude, le seul type de GED considéré sont les panneaux photovoltaïques. Pour chaque réseau, 100 scénarios Grenelle et 100 % ENR. Les réseaux sont étudiés en régime normal de fonctionnement, le régime de défaut n'étant pour le moment pas pris en compte dans les études stochastiques.



Figure III.10 – Evolution des paramètres de scénario pour les cas d'étude

4.2 Résultats

Les résultats sont examinés à la 15^e et dernière année de la période d'étude qui correspond à l'horizon 2030 et pour laquelle les contraintes sur le réseau sont maximales. Les figures III.11 et III.12 permettent de visualiser les contraintes en courant et en tension sur les réseaux réel et simulé de Grenoble. Pour chaque réseau, la figure de gauche indique la valeur maximale du courant dans les conducteurs la chute de tension maximale aux postes HTA/BT, parmi les 100 scénarios aléatoires. La figure de droite indique la proportion de scénarios pour lesquels la contrainte en courant ou en tension est violée.



Figure III.11 – Contraintes sur le réseau réel de Grenoble à la 15^e année



Figure III. 12 – Contraintes sur le réseau simulé de Grenoble à la $15^{\rm e}$ année

Pour les réseaux réel et simulé, il n'y a aucune contrainte de tension : chaque poste HTA/BT présente une variation maximale de tension inférieure à 5 %. En revanche, les deux réseaux présentent des contraintes de courant. Les figures III.11 et III.12 permettent de localiser rapidement et visuellement les zones du réseau en contraintes ou dans une situation proche de la contrainte, mais il reste difficile de discerner les variations d'amplitude et de probabilité de contrainte de chaque conducteur. Les tableaux III.6 et III.7

établissent la synthèse des différents conducteurs en contrainte pour chaque réseau étudié. La probabilité de contrainte parmi les 100 scénarios est indiquée pour chaque conducteur en contrainte. Sont également indiquées les plages de variation parmi les 100 scénarios du courant maximal sur l'année, du nombre d'heures en contrainte durant l'année, et de l'année d'apparition.

			A la 15 ^e année		
Cable nº	Probabilité	Année	Courant	Occurrence	
Cable II	de contrainte	d'apparition	maximal	sur l'année	
67	100 %	$8^{ m e}$ à $13^{ m e}$	112,8 - 152,9 $\%$	450 - 3050 h	
68	$100 \ \%$	$1^{ m \acute{e}re}$	157,6 - 214,6 $\%$	2706 - 7727 h	
69	$100 \ \%$	$8^{ m e}$ à $13^{ m e}$	107,3 - 144,1 $\%$	207 - 2637 h	
70	$100 \ \%$	$9^{\rm e}$ à $14^{\rm e}$	103,63 - 141,0 $\%$	44 - 2387 h	
71	$100 \ \%$	$10^{\rm e}$ $15^{\rm e}$	100,2 - 135,6 $\%$	1 - 1944 h	
72	96~%	$11^{\rm e}$ à $15^{\rm e}$	95,3 - 130,1 $\%$	0 - 1602 h	
73	77~%	$12^{\rm e}$ à $15^{\rm e}$	89,5 - 125,3 $\%$	0 - 1315 h	
74	55~%	$12^{\rm e}$ à $15^{\rm e}$	85,8 - 121,8 $\%$	0 - 1092 h	
75	27~%	$13^{\rm e}$ à $15^{\rm e}$	80,3 - 116,8 $\%$	0 - 783 h	
76	8 %	$14^{\rm e}$ à $15^{\rm e}$	75,4 - 112,1 $\%$	0 - 556 h	
77	1 %	$15^{\rm e}$	66,5 - 102,8 $\%$	0 - 37 h	
121	1 %	$15^{\rm e}$	69,4 - 102,4 $\%$	0 - 23 h	
122	2~%	$14^{\rm e}$ à $15^{\rm e}$	73,4 - 107,1 $\%$	0 - 205 h	
146	1 %	$15^{\rm e}$	71,2 - 100,1 $\%$	0 - 1 h	
147	3~%	$15^{\rm e}$	73,6 - 101,7 $\%$	0 - 8 h	
148	7 %	$15^{\rm e}$	75,0 - 102,9 %	0 - 26 h	
149	15 %	$15^{\rm e}$	77,9 - 104,9 %	0 - 89 h	
150	26~%	$14^{\rm e}$ à $15^{\rm e}$	80,8 - 107,5 %	0 - 202 h	

Tableau III.6 – Conducteurs en contraintes pour le réseau réel GEG

			A la 15 ^e année		
Cable nº	Cable n° Probabilité		Courant	Occurrence	
Cable II	de contrainte	d'apparition	maximal	sur l'année	
32	1 %	$15^{\rm e}$	61,2 - $102,9$ %	0 - 57 h	
56	1 %	$15^{\rm e}$	60,8 - $100,1~%$	0 - 2 h	
57	5 %	$15^{\rm e}$	66,5 - 105,0 %	0 - 230 h	

Tableau III.7 – Conducteurs en contraintes pour le réseau simulé G2ELab

Le réseau réel de Grenoble est soumis à plus de contraintes que le réseau simulé présenté en annexe B. Trois départs sont concernés par les contraintes de courant allant jusqu'à 152,9 % de la valeur maximale autorisée et apparaissant dès la $8^{\rm e}$ année ⁴. D'autres départs n'apparaissant pas dans le tableau III.6 mais déjà mis en avant sur la figure III.11 sont à

^{4.} Le conducteur n°68 présente des contraintes très importantes car il est initialement sous-dimensionné et sous contrainte dès le début de la période d'étude. Sa faible valeur de section peut être due à des contraintes d'encombrement, ou être une erreur de saisie lors de la modélisation du réseau sous PRAO, mais elle a été conservée pour la simulation.

la limite d'une situation de contrainte. La différence avec le réseau simulé peut s'expliquer par l'équilibre en puissance entre les artères et les départs : sur le réseau réel les lignes en contraintes sont les n°4, 5 et 6 dont le produit PL varie de 74,27 à 90,55 MVA.km, contre un produit PL maximum de 71,98 pour les lignes du réseau simulé.

On choisit de renforcer le réseau afin de respecter les contraintes des conducteurs. D'autres solutions structurelles non étudiées ici sont évidemment envisageables : création de nouveaux départs, migration d'un poste HTA/BT d'une artère à une autre ou migration des clients basse tension d'un réseau BT à un autre. Le réseau simulé n'est pas étudié car il présente peu de contraintes. Le coût de renforcement pour chaque conducteur du réseau de réel de Grenoble présentant des cas de contraintes est évalué. La figure III.13 montre l'investissement moyen à réaliser pour les 18 lignes soumises à une probabilité de contrainte à la 15^e année de la période d'étude, ainsi que l'investissement moyen par heure de contrainte dans l'année.



Figure III.13 – Coût de renforcement du réseau réel de Grenoble en présence d'incertitudes

Un prix de tranchée de 100 k \in /km est utilisé, ainsi que les caractéristiques des câbles décrites dans le tableau B.1 de l'annexe B, issus des références [8, 30, 67]. Les investissements sont évalués à la première année de l'étude, sans actualisation. Les économies sur les pertes Joule ne sont pas évaluées car cela nécessite de nouvelles simulations sur les réseaux renforcés pour les mêmes scénarios et la même période d'étude. Cette analyse économique est succincte et a pour objectif d'offrir une première comparaison des investissements pour les différents conducteurs.

Ces coûts intègrent les incertitudes car ils sont une moyenne entre les différents scénarios étudiés. Étudier le coût en investissement par heure de contrainte par an permet de mettre en avant les travaux qui sont lourds à réaliser car n'étant nécessaires que pour quelques heures par an, aux instants de forte consommation ou production sur le réseau. On peut voir sur la figure III.13 que les investissements les plus faibles ne sont pas forcément les plus intéressants au vu de leur utilisation au cours de l'année. Par exemple, les lignes 67 à 70 représentent des coûts importants par rapport aux lignes 146 à 150. En revanche, les lignes 146 à 150 représentent un investissement plus lourd si il est ramené à un coût par heure de contraintes dans l'année. Cette analyse permet de mettre en avant les départs pour lequel l'intérêt d'étudier des solutions alternatives est le plus grand.

5 Conclusion

Dans ce chapitre, une méthodologie de modélisation des incertitudes est proposée. Il s'agit d'une approche stochastique temporelle où la méthode déterministe est intégrée au sein d'un processus de Monte Carlo. La méthode déterministe est la construction de profils annuels de consommation et de production. L'information temporelle permet ainsi d'évaluer les coûts et bénéfices des solutions mises en œuvre sur le réseau et de pouvoir modéliser et étudier la mise en place de fonctions de conduite de manière plus réaliste en incluant des phénomènes temporels. Le processus de Monte Carlo est le tirage aléatoire des paramètres généraux du réseau tels que l'évolution de la consommation, le taux d'insertion de GED et le nombre de VEH déployés. La répartition des GED et VEH parmi les différents postes HTA/BT est également générée aléatoirement.

Les courbes de consommation et de production sont construites à partir de la méthodologie et des profils types fournis par RTE [114] pour les responsables d'équilibre. Les courbes de consommation des véhicules électriques sont construites à partir d'une méthodologie inspirée des travaux de [121, 50, 129] et de données statistiques nationales et internationales.

Un cas d'étude est appliqué sur les réseaux réel et simulé de Grenoble. Les scénarios utilisés sont le contexte du Grenelle de l'environnement, et le scénario 100 % ENR proposé par NégaWatt [93]. L'évolution des réseaux est simulé de 2015 à 2030 avec un tirage aléatoire des paramètres parmi les bornes établies par les deux scénarios. A l'issue de la simulation, les zones des deux réseaux pouvant être soumises à des contraintes sont soulignées. Pour chaque conducteur, la probabilité d'apparition d'une contrainte est évaluée. Dans le cas de contraintes, les années d'apparition, les valeurs maximales de courant et les heures d'occurrence dans l'année sont fournies. Le résultat final est un coût moyen par heure de contrainte dans l'année, permettant de cibler les lignes sensibles aux contraintes et l'intérêt de chaque investissement. Des solutions opérationnelles peuvent être étudiées en alternative aux investissements importants pour seulement quelques heures de contraintes dans l'année. Elle sont présentées dans le chapitre suivant.

Chapitre IV

Fonctions avancées de conduite du réseau intelligent

Sommaire

1	Intre	ODUCTION					
2	Levi	ers de flexibilités existants					
	2.1	Régleurs en charge					
	2.2	Reconfiguration					
	2.3	Contrôle des producteurs					
3	Maît	TRISE DE LA DEMANDE EN ÉNERGIE $(MDE) \dots \dots$					
	3.1	Description et modélisation de l'effacement 120					
	3.2	Algorithme d'optimisation de l'effacement 123					
	3.3	Exemples d'application					
		3.3.1 Cas d'étude 1 : alternative au renforcement					
		3.3.2 Cas d'étude 2 : lissage de la pointe HTA 133					
4	Inté	gration de la MDE et des leviers de flexibilité existants . 137					
	4.1	Mise en place des stratégies 13'					
	4.2	Synergie entre l'effacement et les autres FAC					
5	Cond	CLUSION $\ldots \ldots 142$					

Abstract

Ce chapitre présente les algorithmes de différentes fonctions de conduite du réseau avec un niveau de modélisation adapté au problème de planification des réseaux électriques de distribution. Les fonctions étudiées sont réparties entre les leviers de flexibilité existants et les fonctions de maîtrise de demande de l'énergie parmi lesquelles une attention particulière est portée aux stratégies d'effacement. Enfin, l'intégration de ces différentes fonctions dans une stratégie de contrôle global est proposée.

1 Introduction

Les fonctions de conduite du réseau permettent de répondre à différents objectifs : planification, gestion prévisionnelle, monitoring du réseau public de distribution, gestion de la flexibilité, gestion du fonctionnement en mode dégradé, optimisation, contrôle du réalisé, gestion des données. Les acteurs impliqués dans les fonctions du réseau sont également nombreux : gestionnaires du réseau de distribution ou de transport, consommateur, consomm'acteur (ou prosumer), producteur, responsable d'équilibre, acteur de stockage, acteur de marché, agrégateur, fournisseur. Chaque fonction du réseau a également une temporalité (temps réel, court-terme, long-terme, etc.) et un mode de fonctionnement (sûreté du système, mode dégradé ou mode normal) différent.

La fonction principale abordée dans cette thèse est la fonction « planification » pour les réseaux de distribution, le principal acteur étant le GRD. Les acteurs secondaires sont les agrégateurs, producteurs, collectivités locales et consommateurs. La temporalité de cette fonction est le long-terme et ses modes de fonctionnement sont les modes dégradé et normal. L'objectif de cette fonction est de déterminer les schémas directeurs de réseaux de distribution à partir des grands choix techniques, du choix de la topologie du réseau, des données historiques, et des plans énergétiques locaux. Dans le contexte « Smart Grids », cette fonction doit en plus tenir compte des évolutions de la production ENR, des nouveaux usages de l'électricité, des incertitudes présentes dans l'évolution du réseau, et également des nouvelles fonctions avancées du réseau qui apparaissent. Les outils génériques doivent donc être enrichis de manière à prendre en compte ces fonctions et ainsi apporter une nouvelle maîtrise sur les coûts d'investissement, de renouvellement et de renforcement du réseau. C'est pourquoi il convient d'étudier également opérations de conduite du réseau afin de comprendre leur impact sur la façon de planifier, et de les modéliser afin de les intégrer dans les outils de calculs génériques de la planification. On distinguera les fonctions classiques utilisées de manière avancée dans le contexte Smart Grid, et la maîtrise de la demande en énergie. Cette dernière fonction fait l'objet d'une attention particulière dans ce manuscrit, car il s'agit d'un élément important dans l'évolution récente des réseaux électriques et qui est peu pris en compte jusqu'à maintenant dans les travaux de planification.

L'objectif est de développer des modèles de fonctions de conduite dont le niveau de précision est adapté au problème de planification. Comme ils s'insèrent dans un problème qui est déjà très complexe, comme il l'a été montré dans le chapitre II, ils doivent être suffisamment simples pour ne pas augmenter significativement le temps de calcul dans la recherche d'une solution. Les réseaux étudiés étant soumis à de fortes incertitudes, un niveau de précision des modèles trop important ne se justifie plus face aux fluctuations des variables aléatoires pour des périodes d'études longues. Le niveau de précision est d'ores et déjà limité par le fait que les phénomènes transitoires ne sont pas pris en compte et que le réseau est toujours étudié en régime permanent au moyen de calcul de répartition de charges. De plus, des travaux ont déjà été réalisés au G2ELab sur l'utilisation des fonctions avancées de conduite. Notamment, de nombreux travaux ont été réalisés sur les impacts positifs et négatifs dûs à l'insertion massive de GED sur le réseau, à commencer par les thèses [23], [22] et [99]. Les thèses [111] et [104] développent des stratégies de réglage de tension sur le réseau à l'aide des GED. La thèse [101] considère l'utilisation des GED pour soutenir le réseau en mode de fonctionnement critique, par des îlotages forcés. La thèse [94] porte sur l'optimisation du système éolien/stockage en considérant la dynamique de l'éolien, la capacité de stockage et l'interaction avec le réseau. La thèse [15] propose un algorithme une méthode de réglage de la tension via la gestion des GED et des variables discrètes du système, augmentant ainsi l'insertion de GED et optimisant les pertes Joule. Ces différents travaux ont étudié et développé des modèles de FAC dans des contextes dynamiques et ne les ont pas intégré dans une stratégie de planification long-terme. Les travaux qui suivent dans ce chapitre n'ont pas vocation à égaler le niveau de précision de ces travaux, mais d'étudier des fonctions de conduite au sein d'un modèle de planification des réseaux de distribution.

2 Leviers de flexibilités existants

2.1 Régleurs en charge

Le réglage de la tension peut s'effectuer par des transformateurs HTB/HTA des postes sources. Ceux-ci peuvent disposer de régleurs en charge permettant de changer de prise tout en restant connecté au réseau. Chaque prise modifie le rapport de nombre de spires du transformateur et donc le rapport de transformation. Lors du changement de prise, le courant de court-circuit circulant dans une partie des spires du transformateur est limitée par une résistance. Le changement de prise intervient lorsqu'une chute ou une hausse de tension est observée en un point du réseau pendant une durée minimale. Les régleurs en charge disposent généralement de 19, 21 ou 25 prises, permettant des variations de la tension de +/- 12 % autour de la valeur nominale [23,70]. Les régleurs en charge peuvent être désignés par le terme anglo-saxon On Load Tap Changer (OLTC).

Il existe deux types de régleur en charge selon la tension de référence utilisée pour le réglage. Le régleur en charge sans compoundage utilise comme tension de référence celle mesurée aux bornes secondaires du transformateur. Le régleur en charge avec compoundage mesure en plus le courant débité par le transformateur, ce qui permet d'estimer le niveau de tension dans le réseau et utiliser un point de référence situé en aval. La méthode simplifiée pour le réglage des régleurs en charge est de considérer la tension en tout nœud du réseau connue, par le biais d'un estimateur d'état par exemple et le déploiement suffisant de capteurs sur le réseau. On effectue une recherche exhaustive du meilleur réglage en démarrant à la prise haute du transformateur. Lorsqu'une prise permet de respecter les contraintes de tension du réseau, la recherche s'arrête et la prise est choisie. On garantit ainsi le respect des contraintes et un niveau de tension le plus haut possible pour limiter dans le même temps les pertes par effet Joule et les chutes de tension. Dans le cas d'un réseau sans production décentralisée et soumis exclusivement à des contraintes de chute de tension, le régleur en charge est directement réglé en prise haute et ne requiert pas de stratégie de réglage particulière. Si aucune position du régleur en charge ne permet de respecter l'ensemble des contraintes sur le réseau, la position retenue est celle minimisant l'écart maximal de tension sur l'ensemble des nœuds, définie dans l'équation IV.1. Cette valeur est calculable avec l'hypothèse d'une connaissance des tensions en tout nœud du réseau. Cette méthode min/max permet à la fois de régler les chutes et hausses de tension en effectuant le meilleur compromis. Si les clients sont de types différents (résidentiel, industrie, etc.), l'impact d'une hausse ou chute de tension sera différent, et il peut être intéressant de pondérer l'écart de tension de chaque client en fonction de sa sensibilité.

$$\min_{j \in N_{prises}} \left(\max_{i \in N} |U - U_i| \right)$$
(IV.1)

Avec :

j: numéro de la prise N_{prises} : nombre de prises sur le transformateur N: nombre de nœuds U: tension nominale du réseau (en kV) U_i : tension dans le nœud i (en kV.)

2.2 Reconfiguration

La reconfiguration consiste à changer l'état des organes de manœuvre télécommandés du réseau afin de changer la configuration de ce dernier. L'objectif est de respecter certaines contraintes ou d'optimiser les coûts de fonctionnement du réseau (pertes techniques) tout en respectant les conditions imposées à l'architecture, notamment le fait d'être exploitée de manière radiale. Les caractéristiques importantes des interrupteurs sont leur pouvoir de coupure et de fermeture ainsi que leurs endurances électrique et mécanique, illustrées par le tableau IV.1 présent dans la thèse [44].

Constructeur	Référence Produit	Tension assignée	Pouvoir de coupure	Pouvoir de fermeture	Endurance en charge mécanique / électrique
Novexia	IA 3T 2000 AUGUSTE	24 kV	400 A	31,5 kA	5000 / 100
Schneider Electric	RM6	24 kV	630 A	50 kA	1000 / 100
ABB	Switch disconnector	24 kV	630 A	40 kA	5000/400
Alliax Electric	Pole Mounted Load Breal Switch	24 kV	630 A	31,5 kA	5000 / 100
NU LEC	RL Series Load Break Switch	27,5 kV	630 A	31,5 kA	3000 / 600

Tableau IV.1 – Caractéristiques techniques des organes de manœuvre télécommandés [44]

Dans le cas d'une structure en coupure d'artère de source à source, la reconfiguration consiste à changer la position de l'interrupteur télécommandé normalement ouvert sur chaque ligne. La configuration choisie dépend du choix de la fonction objectif à minimiser. La reconfiguration peut être effectuée sur différents horizons de temps : à l'horizon long de terme de la planification pour l'emplacement de l'OMT normalement ouvert, ou à l'horizon mensuel, journalier, voire horaire pour des reconfigurations plus fréquentes.

On distingue trois fonctions objectifs différentes à minimiser pour la contrainte en courant. Selon le type de contrainte rencontrée et les autres FAC mises en œuvre, on choisit une de ces fonctions objectifs pour la reconfiguration. $f_{courant}^1$, décrite dans l'équation IV.2, minimise la valeur de la contrainte de courant en ampères, tandis que $f_{courant}^2$, décrite dans l'équation IV.3, minimise la valeur relative de la contrainte par rapport à la valeur maximale autorisée. Si les contraintes peuvent être respectées grâce à une reconfiguration, $f_{courant}^1$ et $f_{courant}^2$ mèneront à une solution viable. Si les contraintes ne peuvent pas être respectées, $f_{courant}^1$ est utilisée pour minimiser la contrainte afin de faciliter la contribution d'autres fonctions de conduite, comme une stratégie d'effacement, le réglage des OLTC ou le contrôle des producteurs. En revanche, $f_{courant}^2$ est utilisée dans le cas de contraintes de courant et de tension, afin de pouvoir comparer à la fois des ampères et des volts. Si l'objectif est de minimiser le renforcement nécessaire, $f_{courant}^3$, décrite dans l'équation IV.4, minimise non plus le dépassement de contrainte maximal, mais la longueur totale de conducteur à renforcer, le prix des tranchées étant plus important que le sur-coût éventuel entre deux types de conducteurs. Dans le cas de contraintes de tension, $f_{tension}$ est utilisée, décrite dans l'équation IV.5, et en présence de contraintes de tension et de courant, $f_{\rm courant + tension}$ est utilisée, décrite dans l'équation IV.6. Si il n'y a aucune contrainte, la reconfiguration peut être utilisée pour minimiser les pertes par effet Joule sur le réseau, en respectant la fonction objectif f_{pertes} , décrite dans l'équation IV.7.

$$f_{courant}^{1} = \max_{\substack{j \in \Omega^{S} \\ t_{k} \in T_{reconfig}}} \left(I_{j}(t_{k}) - I_{j}^{therm}(t_{k}) \right)$$
(IV.2)

$$f_{courant}^{2} = \max_{\substack{j \in \Omega^{S} \\ t_{k} \in T_{reconfig}}} \left(\frac{I_{j}(t_{k}) - I_{j}^{therm}(t_{k})}{I_{j}^{therm}(t_{k})} \right)$$
(IV.3)

$$f_{courant}^3 = \sum_{j}^{N_{renforcement}} l_j \tag{IV.4}$$

$$f_{tension} = \max_{\substack{i \in N \\ t_k \in T_{reconfia}}} \left(\frac{U_i^{min} - U_i(t_k)}{U_i^{min}}, \frac{U_i(t_k) - U_i^{max}}{U_i^{max}} \right)$$
(IV.5)

$$f_{\text{courant + tension}} = \max\left(f_{courant}^2, f_{tension}\right)$$
 (IV.6)

$$f_{pertes} = \sum_{j \in \Omega^S} \sum_{t_k \in T_{reconfig}} P_j^{pertes}(t_k)$$
(IV.7)

Avec : $\Omega^{S} : \text{ensemble des sections du réseau}$ $T_{reconfig} : \text{période fixe pour la configuration}$ $I_{j} : \text{courant dans la branche j (en A)}$ $I_{j}^{therm} : \text{limite thermique du conducteur de la branche j (en A)}$ $I_{j} : \text{longueur de la branche j (en km)}$ $N_{renforcement} : \text{nombre de branches à renforcer}$ N : nombre de nœuds $U_{i} : \text{tension dans le nœud i (en kV)}$ $U_{i}^{min} \text{ et } U_{i}^{max} : \text{tensions minimale et maximale admissibles dans le nœud i (en p.u.)}$ $P_{j}^{pertes} : \text{pertes dans la branche j (en kW)}$

La configuration retenue doit permettre de respecter les contraintes techniques en courant et en tension tout en minimisant la fonction objectif choisie. Si toutes les configurations possibles mènent à une violation d'une ou de plusieurs contraintes, la configuration retenue doit minimiser la fonction objectif choisie de sorte à réduire les contraintes au maximum, en fonction des moyens de réglage envisagés. De plus, dans le cas d'un changement de configuration, la manœuvre doit respecter les courants d'ouverture et de fermeture des interrupteurs.

2.3 Contrôle des producteurs

Lorsque des contraintes de tension apparaissent sur le réseau, que ce soit une élévation ou une chute trop importante de tension, il est possible d'agir sur l'énergie réactive délivrée ou absorbée par les machines des producteurs en fixant par contrat la tangente de fonctionnement des producteurs. La tangente correspond à une fourniture de puissance réactive au point de livraison de 40 % de la puis sance maximale installée et une puis sance d'absorption de 35 % de la puissance maximale installée, pour une plage de tension de +/-5 % de la tension nominale. Les aspects techniques et juridiques sont décrits dans les références [52] et [53]. Le type de contrat diffère selon l'impact du producteur sur le réseau. Un faible impact implique un engagement en moyenne mensuelle. Un fort impact sur le plan de tension ($\Delta U/U > 2.5\%$ pour une variation de puissance maximale du producteur) implique un engagement au point toutes les 10 minutes. L'injection ou absorption de réactif sur le réseau par le producteur peut être régulée de deux manières différentes. Cela peut être fait au niveau local par engagement du producteur ou directement par consigne du gestionnaire du réseau de distribution. Le gestionnaire du réseau peut utiliser les capacités du producteur uniquement si celui-ci est considéré comme non-marginal, c'est-à-dire si sa puissance est supérieure à 25 % de la puissance du poste source si le départ est dédié, 25 % de la puissance du départ sinon, ou 5 MW. Dans le cadre de ce manuscrit, l'hypothèse est faite que, dans un contexte Smart Grid très fort, le GRD peut contrôler la tangente de l'ensemble des producteurs de chaque poste HTA/BT, à l'instar d'une centrale virtuelle, même si ceux-ci sont actuellement considérés comme marginaux par la loi. L'absorption/insertion de réactif des GED peut être fixée de -35 % et +40 %.Cette hypothèse est ainsi également envisagée au sein du projet Greenlys dans le scénario le plus haut concernant le déploiement technique et règlementaire du Smart Grid, avec 100 % de pilotage dynamique des ENR d'ici à 2030 [66].

Le problème est modélisé mathématiquement comme un problème non linéaire d'optimisation continue. Il est décrit par les équations IV.8, IV.9, IV.10 et IV.11. Le calcul de la fonction objectif $f(X_{GED})$ se fait via un calcul de répartition de charges. L'optimisation est réalisée par un solveur intégré de Matlab, utilisant la méthode du point intérieur [17]. Un algorithme à région de confiance ne peut pas être utilisé car le gradient de la fonction objectif n'est pas connu. L'optimisation est effectuée pour chaque intervalle de temps de la période d'étude.

$$\min_{X_{GED}} f(X_{GED}) \text{ avec } \begin{cases} c(X_{GED}) \le 0\\ -0,35 \le X_{GED} \le 0,4 \end{cases}$$
(IV.8)

$$X_{GED} = \begin{pmatrix} x_1^{\text{GED}} \\ x_2^{\text{GED}} \\ \vdots \\ x_N^{\text{GED}} \end{pmatrix} \text{ avec } x_i^{\text{GED}} = \frac{Q_i^{\text{GED}}}{P_i^{\text{GED}}} \times 100(\%)$$
(IV.9)

$$f(X_{GED}) = \sum_{j \in \Omega^S} P_j^{pertes}(X_{GED})$$
(IV.10)

$$c(X_{GED}) = \begin{pmatrix} c_{1}^{I} \\ c_{2}^{I} \\ \vdots \\ c_{Nbranches}^{I} \\ c_{1}^{I} \\ c_{1}^{U} \\ c_{2}^{U} \\ \vdots \\ c_{N}^{U} \end{pmatrix} \text{ avec } \begin{cases} c_{j}^{I} = \frac{I_{j} - I_{j}^{therm}}{I_{j}^{therm}} \\ c_{i}^{U} = \max\left(\frac{U_{i}^{min} - U_{i}}{U_{i}^{min}}, \frac{U_{i} - U_{i}^{max}}{U_{i}^{max}}\right) \end{cases}$$
(IV.11)

Avec :

$$\begin{split} X_{GED}: & \text{vecteur de réglage de la tangente des GED} \\ c: & \text{vecteur contrainte pour la participation des GED} \\ x_i^{\text{GED}}: & \text{tangente du producteur i} \\ Q_i^{\text{GED}}: & \text{puissance réactive du producteur i (en MW)} \\ P_i^{\text{GED}}: & \text{puissance active du producteur i (en MW)} \\ \Omega^S: & \text{ensemble des sections du réseau} \\ P_j^{pertes}: & \text{pertes dans la branche j (en kW)} \\ I_j: & \text{courant dans la branche j (en A)} \\ I_j^{therm}: & \text{limite thermique du conducteur de la branche j (en A)} \\ N: & \text{nombre de nœuds} \\ U_i: & \text{tension dans le nœud i (en kV)} \\ U_i^{min} & \text{et } U_i^{max}: & \text{tensions minimale et maximale admissibles dans le nœud i (en p.u.)} \\ N_{branches}: & \text{nombre de branches} \end{split}$$

3 Maîtrise de la demande en énergie (MDE)

3.1 Description et modélisation de l'effacement

Il existe deux types de programmes pour la maîtrise de la demande en énergie [7,110] :

- Programmes d'incitations directes [110,124] : sur la base de contrats préétablis le client répond à des sollicitations du gestionnaire de réseau.
 - Effacement : une partie des équipements électriques du client sont directement contrôlés et peuvent être effacés (chauffage, eau chaude sanitaire, ...) pour être utilisés plus tard, au gré du consommateur.
 - Autres types de contrat : réduction de la consommation à une certaine valeur au risque de pénalités, en cas de situation d'urgence, de situation de contingence, ou pour des services auxiliaires.
- Programmes d'incitations tarifaires [59,137] : le tarif de l'électricité n'est plus fixe et évolue en fonction des périodes de la journée, de l'année ou en temps réel, ce qui influe sur la consommation du client en fonction de son élasticité [79]. Les contrats peuvent être de type heures pleines / heures creuses, défini pour quelques périodes par an plus cher ou suivre le coût réel de l'électricité.

Le programme étudié dans ce manuscrit est l'effacement partiel de consommation. Il consiste à diminuer la puissance soutirée en coupant certains postes de consommation. Cet ajustement de la demande est réalisé au niveau des consommateurs basse tension pour des besoins locaux ou nationaux selon les besoins des différents acteurs du système électrique : GRT ou GRT, responsables d'équilibre, acteurs de marché. Ces acteurs expriment un besoin de flexibilité de la charge, à savoir une période d'activation et un volume, fondé sur la prévision de la demande et la connaissance des contrats. La flexibilité est contractualisée par l'agrégateur de flexibilité, et l'ordre de flexibilité est envoyé aux clients via une Energy Box ou un compteur intelligent. Les objectifs de MDE par effacement de charge peuvent être de maîtriser les coûts d'investissements et de renouvellement, réduire les coûts de conduite, d'exploitation et de production, réduire les émissions de polluants, etc.

L'effacement de charge par incitation directe induit deux effets secondaires : le rebond de puissance et le report d'énergie. Le rebond est un pic de puissance correspondant à la reprise de la consommation par les charges délestées, pouvant être supérieur à la puissance effacée. Il est dû à la fois à la nature de certaines charges, qui ont une consommation plus importante après une période d'inactivité que lors de leur état normal de fonctionnement (courant de démarrage des moteurs par exemple) et à la réaction humaine des consommateurs (changement de consigne du chauffage ou de la climatisation après une période d'arrêt). Le report est l'énergie effacée qui aurait dû être normalement consommée et qui est consommée lors d'une période différée. Ces effets sont illustrés sur la figure IV.1. Pour les modéliser, on définit 4 paramètres :

- *T_{activation}* : la durée d'activation de l'effacement (en heures).
- T_{report} : la durée du report (en heures).
- τ_{rebond} : le taux de rebond par rapport à la puissance effacée (en %).
- τ_{report} : le taux de report par rapport à l'énergie effacée (en %).



Figure IV.1 – Schéma de principe de l'effacement

La valeur de ces paramètres diffère selon le type de gisement étudié, c'est-à-dire le type de clients et d'appareils électriques qui vont être coupés. Le gisement impacte également sur le moment où le rebond et le report vont avoir lieu. Par exemple, pour l'eau chaude sanitaire, le report est de 100 % de l'énergie effacée mais il n'y a pas de phénomène de rebond : la puissance maximale consommée reste la même. Il intervient sur la première période d'heures creuses consécutive à l'arrêt de l'effacement. En revanche, pour le chauffage, le rebond et le report sont non nuls et interviennent dès la fin d'activation de l'ordre d'effacement. Dans les hypothèses générales du projet Greenlys [65]¹, on considère que l'effacement est activé pendant une heure, que le rebond est de 140 % pendant 30 minutes, et le report de 100 % pendant 2 heures.

Pour modéliser l'impact de l'effacement, on définit le vecteur d'effacement W^{eff} . Chaque composante de ce vecteur représente l'impact de l'effacement pendant la période qui suit l'activation. La première composante correspond au moment d'activation. Le nombre de composantes dépend du pas de temps utilisé et de la durée d'activation et de report de l'effacement. Le pas de temps utilisé ici, noté ΔT , est demi-horaire, également utilisé pour la construction des profils de consommation et de production dans le chapitre III. La figure IV.2 illustre la composition du vecteur W^{eff} avec les hypothèses d'effacement du projet Greenlys. Pour plus de lisibilité sur la figure, la puissance consommée est prise constante au cours du temps. Les valeurs des composantes de W^{eff} sont calculées via l'égalité entres les aires A_1 et A_2 , décrites dans l'équation IV.12, le report en énergie étant de 100 %. $P_{\text{effacée}}$ est la puissance effacée.

^{1.} Depuis le début du projet Greenlys, un premier retour sur expérience donne un rebond moyen de 50 %, un report de 30 à 50 % sur les 2 heures suivante, le reste du report se répartissant sur les 22 heures suivante. Les hypothèses initiales ont été conservées pour le manuscrit.



Figure IV.2 – Vecteur effacement

$$A_{1} = A_{2}$$

$$\underbrace{P_{effac\acute{e}e} \times 1}_{\text{effacement}} = \overbrace{1, 4 \times P_{effac\acute{e}e} \times 0, 5}^{\text{rebond}} + \underbrace{\alpha \times P_{effac\acute{e}e} \times 1, 5}_{\text{report}}$$
(IV.12)
$$\underbrace{\alpha = 0, 2}$$

On définit l'effacement pour chaque charge et pour chaque instant de la période d'étude dans l'équation IV.13. Pour simplifier la notation, t_k désigne la période $[t_k \to t_k + \Delta T]$. On définit la stratégie d'effacement pour N charges sur une période T comme étant l'ensemble des coefficients $x_i^{\text{eff}}(t_k)$, pour tout $i \in \{1...N\}$ et tout $k \in \{1...N_{\Delta T}\}$, avec $N_{\Delta T} = T/\Delta T$. Le terme charge définit ici les postes HTA/BT et les clients moyenne tension. L'ensemble de ces coefficients sont réunis dans le vecteur X_{eff} , défini dans l'équation IV.14.

$$x_{i}^{\text{eff}}(t_{k}) = \frac{P_{i}^{\text{eff}}(t_{k})}{P_{i}(t_{k})} \times 100(\%) \begin{cases} \forall i \in \{1...N\} \\ \forall k \in \{1...N_{\Delta T}\} \end{cases}$$
(IV.13)
$$X_{eff} = \begin{pmatrix} x_{1}^{\text{eff}}(t_{1}) \\ x_{2}^{\text{eff}}(t_{1}) \\ \vdots \\ x_{N}^{\text{eff}}(t_{1}) \\ \vdots \\ x_{1}^{\text{eff}}(t_{N_{\Delta T}}) \\ x_{2}^{\text{eff}}(t_{N_{\Delta T}}) \\ \vdots \\ x_{N}^{\text{eff}}(t_{N_{\Delta T}}) \end{pmatrix}$$
(IV.14)

Avec : X_{eff} : vecteur de stratégie d'effacement $x_i^{\text{eff}}(t_k)$: effacement sur $[t_k \to t_k + \Delta T]$ sur la charge i (en %) $P_i^{\text{eff}}(t_k)$: puissance effacée sur $[t_k \to t_k + \Delta T]$ sur la charge i (en MW) $P_i(t_k)$: puissance consommée sur $[t_k \to t_k + \Delta T]$ par la charge i (en MW) N: nombre de charges $N_{\Delta T}$: nombre de périodes de durée ΔT

A partir du vecteur d'effacement W^{eff} et du vecteur de stratégie d'effacement X_{ref} , la nouvelle courbe de consommation de chaque charge après effacement peut être calculée via l'équation IV.15. Pour plus d'explications sur l'origine de cette formule, un chronogramme est présenté en annexe C.

$$P_i(t_k) = P_i(t_k) + \sum_{l=0}^{T_{effacement}-1} P_i(t_{k-l}) \cdot x_i^{\text{eff}}(t_{k-l}) \cdot W^{eff}(l+1)$$
(IV.15)

Avec :

 $x_i^{\text{eff}}(t_{k-l})$: effacement sur $[t_{k-l} \to t_{k-l} + \Delta T]$ sur la charge i (en %) $P_i(t_{k-l})$: puissance consommée sur $[t_{k-l} \to t_{k-l} + \Delta T]$ par la charge i (en MW) W^{eff} : vecteur d'effacement

 $T_{effacement}$ est le temps d'effacement exprimé en nombre de pas de temps. Il correspond à la taille du vecteur W^{eff} et peut être calculé via l'équation IV.16. Il a été choisi égal à 6 dans le cadre des hypothèses Greenlys [65] : le pas de temps étant de 30 minutes et la durée cumulée de l'activation de flexibilité et des phénomènes de rebond et de report est de 3 heures.

$$T_{effacement} = \frac{T_{activation} + T_{report}}{\Delta T} = \frac{1 \text{ heures} + 2 \text{ heures}}{0,5 \text{ heures}} = 6$$
(IV.16)

Avec :

 $T_{activation}$: durée d'activation de l'effacement (en heures) T_{report} : durée du report (en heures) ΔT : pas de temps (en heures)

3.2 Algorithme d'optimisation de l'effacement

Le problème d'optimisation de la stratégie d'effacement est modélisé comme un problème d'optimisation linéaire, représenté mathématiquement par l'équation IV.17. Ce modèle a pour avantage de pouvoir utiliser la méthode du simplexe [17] qui assure de trouver la meilleure solution sans rester bloqué dans un optimum local, comme cela peut être le cas pour les méthodes classiques d'optimisation numérique. Le problème est modélisé sous environnement Matlab et l'optimisation est effectuée grâce au package open source $glpk^2$.

^{2.} Disponible sur https://www.gnu.org/software/glpk/

$$\min_{X_{eff}} C.X_{eff} \text{ avec } \begin{cases} A.X_{eff} \le B\\ 0 \le X_{eff} \le \tau_{max} \end{cases}$$
(IV.17)

Avec :

 X_{eff} : vecteur de stratégie d'effacement C: vecteur poids de la fonction objectif

A : matrice linéaire des contraintes d'inégalité

B : vecteur linéaire des contraintes d'inégalité

 τ_{max} : effacement maximal (en %)

L'objectif du problème d'optimisation est de minimiser le déploiement de flexibilité nécessaire sur le réseau et l'effacement effectué. On se place en effet au niveau de la phase de planification du réseau électrique. L'objectif est de déterminer l'effacement nécessaire pour respecter les objectifs de la planification. Le vecteur poids de la fonction objectif est donc constitué des consommations des charges aux différents instants de la période d'effacement, décrit dans l'équation IV.18, afin d'obtenir la fonction objectif à minimiser décrite dans l'équation IV.19.

$$C = \left(\begin{array}{ccc} P_1(t_1) & P_2(t_1) & \dots & P_N(t_{N_{\Delta T}}) \end{array}\right)$$
(IV.18)

$$C.X_{eff} = \left(P_1(t_1) \dots P_N(t_{N_{\Delta T}}) \right) \cdot \left(\begin{array}{c} x_1^{\text{eff}}(t_1) \\ \vdots \\ x_N^{\text{eff}}(t_{N_{\Delta T}}) \end{array} \right) = \sum_{i=1}^N \sum_{k=1}^{N_{\Delta T}} x_i^{\text{eff}}(t_k) \cdot P_i(t_k) = \sum_{i=1}^N \sum_{k=1}^{N_{\Delta T}} P_i^{\text{eff}}(t_k)$$
(IV.19)

Avec :

C: vecteur poids de la fonction objectif X_{eff} : vecteur solution de stratégie d'effacement $x_i^{\rm eff}(t_k)$: effacement sur $[t_k \to t_k + \Delta T]$ sur la charge i (en %) $P_i(t_k)$: puissance consommée sur $[t_k \to t_k + \Delta T]$ par la charge i (en MW) $P_i^{\rm eff}(t_k)$: puissance effacée sur $[t_k \to t_k + \Delta T]$ sur la charge i (en MW) N: nombre de charges $N_{\Delta T}$: nombre de périodes de durée ΔT

La matrice linéaire A et le vecteur linéaire B représentent les contraintes d'inégalité du problème d'optimisation. Elles représentent les contraintes techniques du réseau imposées au GRD, et sont exprimées en MW. Elles peuvent à la fois représenter les limites en puissance sur les postes sources HTB/HTA, les limites en puissances des postes de transformation HTA/BT et les limites thermiques des conducteurs. On choisit dans ce manuscrit de ne pas étudier les contraintes de chute de tension, car on considère que les réseaux étudiés y sont peu soumis, car ils sont de type urbains et donc assez courts. Dans le cas de chute de tension, on utilise le mécanisme des régleurs en charge pour les corriger.

Chaque contrainte est liée à un élément du réseau : poste source, transformateur

HTB/HTA, client HTA, transformateur HTA/BT ou conducteur. Pour chacun de ces éléments, on définit l'ensemble Ω_j^C comme étant l'ensemble des charges dont la puissance transite par l'élément j, où j varie de 1 au nombre de contraintes considérées N_{con}^{eff} . La figure IV.3 illustre le principe sur une portion d'un réseau simple.



Figure IV.3 – Affectation des groupes de charges aux éléments en contrainte

En partant du principe que la consommation des charges de chaque ensemble Ω_j^C doit être inférieure à la limite en puissance de l'élément j (conducteur, transformateur) à tout instant t_k , et en appliquant la relation de la formule IV.15, on fait apparaître les éléments du vecteur X_{eff} et on retrouve la forme $A.X_{eff} \leq B$ via les équations IV.20, IV.21 et IV.22. Les éléments de A et B sont identifiés dans les équations IV.23 et IV.24.

$$\sum_{i \in \Omega_j^C} P_i(t_k) \le P_j^{marge}(t_k) \tag{IV.20}$$

$$\sum_{i \in \Omega_j^C} \left(P_i(t_k) + \sum_{l=0}^{T_{effacement}-1} P_i(t_{k-l}) . x_i^{\text{eff}}(t_{k-l}) . W^{eff}(l+1) \right) \le P_j^{marge}(t_k) \qquad (\text{IV.21})$$

$$\underbrace{\sum_{i \in \Omega_{j}^{C}} \sum_{l=0}^{T_{effacement}-1} P_{i}(t_{k-l}) \cdot x_{i}^{\text{eff}}(t_{k-l}) \cdot W^{eff}(l+1)}_{A_{j}(t_{k}) \cdot X_{eff}} \leq \underbrace{P_{j}^{marge}(t_{k}) - \sum_{i \in \Omega_{j}^{C}} P_{i}(t_{k})}_{B_{j}(t_{k})} \qquad (\text{IV.22})$$

$$A_{j}(t_{k}).X_{eff} = \sum_{i \in \Omega_{j}^{C}} \sum_{l=0}^{T_{effacement}-1} P_{i}(t_{k-l}).x_{i}^{\text{eff}}(t_{k-l}).W^{eff}(l+1)$$
(IV.23)

$$B_j(t_k) = P_j^{marge}(t_k) - \sum_{i \in \Omega_j^C} P_i(t_k)$$
(IV.24)

Avec :

 $A_j(t_k)$: ligne de A correspondant à la contrainte dans l'élément i à l'instant t_k $B_j(t_k)$: élément de A correspondant à la contrainte dans l'élément i à l'instant t_k X_{eff} : vecteur solution de stratégie d'effacement $P_j^{marge}(t_k)$: marge de manœuvre en puissance de l'élément j à l'instant (t_k) Ω_j^C : ensemble des charges dont la puissance transite par l'élément j $P_i(t_k)$: puissance consommée à l'instant (t_k) par la charge i (en MW) W^{eff} : vecteur d'effacement $T_{effacement}$: temps d'effacement (en nombre de pas de temps)

 $x_i^{\text{eff}}(t_k)$: effacement à l'instant (t_k) sur la charge i (en %)

Les éléments des matrices A et B correspondent donc aux différentes contraintes considérées et aux différents instants de la période d'étude, comme l'illustre l'équation IV.25.

$$\begin{pmatrix} A_{1}(t_{1}) \\ \vdots \\ A_{N_{con}^{eff}}(t_{1}) \\ \vdots \\ A_{1}(t_{N_{\Delta T}}) \\ \vdots \\ A_{N_{con}^{eff}}(t_{N_{\Delta T}}) \end{pmatrix} . X_{eff} \leq \begin{pmatrix} B_{1}(t_{1}) \\ \vdots \\ B_{N_{con}^{eff}}(t_{1}) \\ \vdots \\ B_{1}(t_{N_{\Delta T}}) \\ \vdots \\ B_{N_{con}^{eff}}(t_{N_{\Delta T}}) \end{pmatrix}$$
(IV.25)

Avec :

 $A_j(t_k)$: ligne de A correspondant à la contrainte dans l'élément i à l'instant t_k $B_j(t_k)$: élément de A correspondant à la contrainte dans l'élément i à l'instant t_k X_{eff} : vecteur de stratégie d'effacement N_{con}^{eff} : nombre de contraintes considérées pour l'effacement $N_{\Delta T}$: nombre de périodes de durée ΔT

La construction des éléments des matrices A et B s'explique donc de la manière suivante : l'élément $B_j(t_k)$ est égal à la puissance maximale $P_j^{marge}(t_k)$ pouvant transiter dans l'élément j à laquelle on soustrait le flux de puissance consommée à l'instant (t_k) par les charges appartenant à Ω_j^C , comme décrit dans l'équation IV.24. Si $B_j(t_k)$ est négatif, cela signifie que la contrainte j n'est pas respectée à l'instant t_k . Le vecteur ligne $A_j(t_k)$ de la matrice A représente l'impact de l'effacement sur la marge de manœuvre disponible de l'élément j à l'instant t_k . Sa construction est faite de manière à respecter l'équation IV.23. Un exemple simple est donné en annexe D pour comprendre sa construction. τ_{max} est le taux d'effacement maximal admissible. Sa valeur dépend de la stratégie d'effacement. Si le déploiement des compteurs intelligents et des energy box est connu, ainsi que les contrats d'effacement mis en place, la flexibilité est connue et τ_{max} est fixé pour chaque poste. Si l'objectif est de déterminer le déploiement minimal nécessaire pour respecter les objectifs, τ_{max} est fourni à l'issue de l'optimisation grâce à l'algorithme décrit sur la figure IV.4.



Figure IV.4 – Algorithme de dichotomie pour déterminer le τ_{max} pour l'optimisation de la stratégie d'effacement

Cet algorithme permet de déterminer la flexibilité nécessaire pour respecter les contraintes. Logiquement, un τ_{max} égal à 100 % est une solution, mais cette valeur peut mener à un effacement de 100 % pour certains postes HTA/BT, tandis que d'autres postes ne seront pas impactés. Dans le but de minimiser l'effacement maximal par poste et de répartir équitablement la flexibilité nécessaire entre les différents clients, le τ_{max} est déterminé par dichotomie. Le critère d'arrêt est l'écart minimal $\Delta \tau$ entre les bornes inférieure τ_{inf} et supérieure τ_{sup} de l'algorithme de dichotomie. La valeur de ces bornes est fixée par le GRD et est un compromis entre la vitesse de calcul et la précision des résultats sur la flexibilité à déployer sur le réseau.
3.3 Exemples d'application

3.3.1 Cas d'étude 1 : alternative au renforcement

L'effacement est étudié en alternative à des travaux de renforcement. Le cas d'étude est une artère du réseau réel de Grenoble. L'artère est représentée sur la figure IV.5. Elle alimente 29 postes HTA/BT pour une consommation maximale de 12,47 MW. Cette artère est étudiée sur une période de 10 ans avec un taux d'évolution de 1,5 % par an pour la consommation moyenne et la pointe, répartie uniformément sur tous les postes HTA/BT. Il n'y a pas d'apparition de GED et de VEH. L'étude est effectuée chaque jour de la période d'étude sur des courbes de charges construites d'après la méthode décrite dans la section 3.1 du chapitre III, avec un pas de temps de 1/2 heure. L'hypothèse est faite que les charges ne changent pas de type (résidentiel, professionnel, industrie) pendant la période d'étude. Le scénario envisagé mène à la violation de la contrainte thermique d'un conducteur en tête de départ, à partir de la 4^e année. A la dernière année, la contrainte est violée jusqu'à 169 heures par an pour une valeur maximale atteinte de 110 % de la limite thermique.



Figure IV.5 – Étude de l'effacement - cas 1 - artère étudiée

La première stratégie envisagée est de renforcer le conducteur en défaut à partir de la première année. Le renforcement consiste à transformer une section de 247 mètres de type en Alu 150mm² en type Alu 240mm². Le coût des travaux pour la tranchée est de 100 $k \in /km$ et le coût du câble est de 20 $k \in /km$ pour une durée de vie de 30 ans [8,30,67]. Par manque de données économiques précises, le sur-coût dû au fait que la tranchée contienne déjà des conducteurs n'est pas pris en compte. En contrepartie, la valeur d'usage du conducteur remplacé n'est pas non plus prise en compte. Les pertes Joule sont évaluées avant et après renforcement sur toute la durée d'étude par un calcul de répartition de charges pour chaque intervalle de temps. Les coûts des pertes et de la valeur d'usage du nouveau conducteur sont actualisés à la première année d'étude avec un taux d'actualisation de 8 % [8, 30, 67]. Sur la base des calculs présentés dans la section 3.3 du Chapitre I, le coût total pour le renforcement est donc de 2 504 \in .

La seconde stratégie envisagée est de mettre en place une stratégie d'effacement aux instants où le conducteur est en contrainte. Les hypothèses sur les effets de l'effacement sont une activation de 1 heure, un rebond en puissance commençant à la fin de la période d'effacement et d'une valeur de 140 %, et un report d'énergie de 100 % sur une période de 2 heures. L'optimisation est effectuée sur des périodes de temps de 24 heures, soit 48 intervalles de temps. Les effets de rebond et de report survenant après minuit sont reportés sur la courbe de charge pour l'optimisation de la journée suivante. Comme il a été expliqué dans la section précédente, le modèle d'optimisation pour la stratégie d'effacement peut prendre en compte les contraintes en puissance de différents éléments du réseau. Pour ce cas d'étude, les contraintes en courant sur les conducteurs sont étudiées. Pour déterminer la marge de manœuvre en puissance $P_j^{marge}(t_k)$ de chaque conducteur d'indice j, on utilise l'approximation décrite par l'équation IV.26.

$$P_j^{marge}(t_k) = I_j^{therm} \times U \times \sqrt{3}\cos(\phi) \times (1 - c_j(t_k)) \times 10^{-3}$$
(IV.26)

Avec :

 $P_j^{marge}(t_k)$: marge de manœuvre en puissance du conducteur j à l'instant t_k (en MW) I_j^{therm} : capacité thermique du conducteur j (en A) U: tension nominale (en kV) $\cos(\phi)$: facteur de puissance moyen du réseau $c_i^{corr}(t_k)$: coefficient correcteur des approximations à l'instant t_k

Cette approximation est nécessaire afin de pouvoir linéariser le problème et le formuler comme étant un problème d'optimisation linéaire. En revanche, les chutes de tension et les pertes Joule le long des conducteurs ne sont pas prises en compte, ce qui mène à une sur-évaluation des $P_j^{marge}(t_k)$. Un coefficient correcteur $c_j(t_k)$ est donc introduit pour intégrer les chutes de tension et les pertes Joule. La méthodologie d'évaluation des coefficients correcteurs $c_j^{corr}(t_k)$ est décrite dans la figure IV.6.

Une première optimisation est effectuée avec un coefficient correcteur nul pour chaque instant et chaque conducteur. A l'issue de cette première optimisation, un calcul de répartition de charges est réalisé avec la nouvelle stratégie d'effacement afin de vérifier si les contraintes sont respectées. Si la contrainte du conducteur j est violée à l'instant t_k , le coefficient $c_j^{corr}(t_k)$ est incrémenté d'une valeur c_0^{corr} . La valeur de c_0^{corr} est un compromis entre vitesse de calcul et la bonne estimation des $P_j^{marge}(t_k)$. Si celle-ci est trop importante, la marge est diminuée et les contraintes sur-évaluées. L'optimisation mène alors à un déploiement de flexibilité supplémentaire inutile. Au-delà d'une certaine valeur de c_0^{corr} , les contraintes peuvent être tant sur-évaluées que l'optimisation n'est plus possible, et aucun effacement n'est effectué. Pour ce cas d'étude, c_0^{corr} est fixé à 1 %.



Figure IV.6 – Algorithme d'estimation des contraintes en puissance dans les conducteurs

On effectue une première optimisation sans prendre en compte les phénomènes de rebond et de report : le vecteur d'effacement pour le modèle d'optimisation est pris égal à $W^{eff} = [-1 - 1]$. Le rebond et le report sont en revanche appliqués après optimisation sur les nouvelles courbes de consommation. L'objectif est de quantifier l'impact du rebond sur le respect des contraintes s'il n'est pas anticipé par le gestionnaire du réseau de distribution. La figure IV.7 montre l'évolution de la durée de contrainte à l'année et de la valeur maximale de la contrainte sur l'année, pour la situation initiale et pour la stratégie d'effacement sans prise en compte du rebond, dans le conducteur en défaut. Selon l'année, la pointe de courant peut être diminuée ou augmentée. Cependant l'occurrence de non respect des contraintes dans l'année est toujours diminuée grâce à la stratégie d'effacement, de 169 à 127 heures pour la dernière année.



Figure IV.7 – Étude de l'effacement - cas 1 - évolution de la contrainte au cours du temps

Une deuxième optimisation est effectuée en intégrant les phénomènes de rebond et de report dans le modèle d'optimisation : le vecteur d'effacement pour le modèle d'optimisation est pris égal à $W^{eff} = \begin{bmatrix} -1 & -1 & 1.4 & 0.2 & 0.2 & 0.2 \end{bmatrix}$. La modification de la courbe de charge est illustrée sur la figure IV.8 représentant la journée la plus contrainte lors de la 10^e année d'étude. Lorsqu'il n'est pas pris en compte, le rebond induit un décalage de une heure de la pointe de courant dans le conducteur en défaut, ainsi qu'une légère augmentation, de 110,01 % à 110,19 %. De plus, un second pic de courant de 109,70 % apparaît deux heures plus tard. Lorsque les phénomènes de rebond et de report sont pris en compte, les contraintes sont bien respectées.

Le tableau IV.2 donne les résultats globaux de la stratégie d'effacement avec et sans anticipation du phénomène de rebond et report. Afin d'absorber l'effet de rebond, l'effacement maximal effectué sur les différents postes augmente de 7,5 à 12,5 %. La durée totale d'effacement sur l'année augmente également. Notamment, la durée d'effacement des charges les moins sollicitées passe de 25 à 104 heures. En conséquence, l'absorption du phénomène de rebond nécessite de quasiment doubler l'énergie totale délestée sur la période d'étude, de 145 à 270 MWh. Cependant l'économie sur les pertes Joule est améliorée car la diminution de la pointe est effectuée avec succès. Néanmoins, pour les deux cas, l'économie effectuée sur les pertes est négligeable, de l'ordre de la dizaine d'euros sur 10 ans.



Figure IV.8 – Étude de l'effacement - cas 1 - impact des effets de rebond et de report

Cette étude permet de fournir plusieurs informations au gestionnaire du réseau de distribution :

- 1. Une stratégie d'effacement pour respecter les contraintes thermiques des conducteurs. Si les indications de déploiement de flexibilité à la fois pour la puissance disponible et la durée d'effacement ne peuvent pas être respectées, la solution de l'effacement ne peut pas être appliquée.
- 2. Une estimation de l'impact du phénomène de rebond : en étudiant une stratégie d'effacement avec et sans prise en compte des phénomènes de rebond et de report, la flexibilité supplémentaire nécessaire pour absorber les impacts négatifs du premier déploiement de flexibilité est évaluée. Pour ce cas d'étude, la puissance déployée à la dernière d'étude est augmentée de 67 % tandis que l'énergie totale effacée est augmentée de 86 %.
- 3. Une limite de viabilité économique qui est fournie par comparaison avec la stratégie de référence qui est le renforcement du conducteur. Pour que la stratégie d'effacement soit plus intéressante économiquement, son coût ne doit pas dépasser celui du renforcement. Comme expliqué précédemment, le coût total de renforcement est de 2 504 €. Le déploiement total de flexibilité étant de 1,583 MW à la dernière année, le coût total de la flexibilité installée ne doit donc pas dépasser 1 628 €/MW de flexibilité installée.

	Sans anticipation	Avec anticipation	
	du rebond	du rebond	
Effacement maximal	7.5 %	12.5~%	
par poste ¹		,	
Puissance totale	$0,923 \mathrm{MW}$	$1,538 \mathrm{MW}$	
maximale effacée ¹	(8,02 % de la puissance	(13,38 % de la puissance	
	totale consommée)	totale consommée)	
Durée totale d'effacement ¹	De 25 à 149 heures	De 104 à 177 heures	
Énergie totale	145 MWh	270 MWh	
effacée ²	(0,0002 % de l'énergie)	(0,0004 % de l'énergie)	
	totale consommée)	totale consommée)	
Économie sur	8,51 €	26,48 €	
Économie sur les pertes ²	8,51 €	26,48 €	

¹sur la dernière de la période d'étude, ²sur l'ensemble de la période d'étude

Tableau IV.2 – Impact de la prise en compte de l'effet de rebond sur la stratégie d'effacement

3.3.2 Cas d'étude 2 : lissage de la pointe HTA

L'objectif de cette étude est d'analyser l'impact d'une stratégie d'effacement visant à lisser la pointe de consommation totale d'un ensemble de postes HTA/BT. Lisser cette pointe HTA peut avoir différents avantages : éviter des contraintes sur le réseau HTA au niveau des transformateurs ou des conducteurs, reporter des investissements sur le réseau HTB, étaler la consommation aux heures de pointe afin de ne pas utiliser des moyens de production coûteux et polluants. La volonté d'utiliser la flexibilité disponible pour lisser la pointe HTA peut venir du DSO, mais aussi du TSO, de responsables d'équilibre ou d'autres acteurs de marché. Le réseau de distribution peut ne pas être pris en compte dans la stratégie de l'entité activant la flexibilité, particulièrement s'il ne s'agit pas du DSO. Des contraintes non anticipées peuvent alors survenir, notamment au niveau des postes HTA/BT. L'objectif de cette étude est de mettre en avant la nécessité de prendre en compte le réseau de distribution dans les stratégies d'effacement.

Trois stratégies d'activation de la flexibilité sont étudiées :

- Stratégie 1 : lissage de la pointe HTA sans prise en compte des contraintes BT
- Stratégie 2 : lissage de la pointe HTA avec prise en compte des contraintes BT
- Stratégie 3 : lissage des pointes BT avec effet positif sur la HTA

La méthode d'optimisation utilisée est celle décrite dans cette section et appliquée au cas d'étude 1. L'approche est cependant différente sur deux points. Premièrement la flexibilité disponible est connue pour chaque poste HTA/BT, et elle donc directement intégrée dans les contraintes $0 \leq X_{eff} \leq \tau_{max}$ du modèle d'optimisation, τ_{max} variant pour chaque poste HTA/BT et chaque instant de la période d'optimisation. Deuxièmement, l'objectif est de diminuer la pointe HTA au maximum. Cet objectif est modélisé comme étant une

contrainte dans notre modèle d'optimisation. La méthode retenue est donc de faire évoluer cette contrainte jusqu'à ce qu'il n'y ait plus de solution au problème, et que la diminution maximale de pointe soit atteinte. Pour chaque stratégie, une première optimisation est réalisée pour une réduction de la pointe de 1 %, puis cette contrainte est incrémentée par pas de 1 %.

Les différences entre les approches des premier et second cas d'étude sont synthétisées dans le tableau IV.3 :

Cas d'étude		Cas d'étude 1	Cas d'étude 2	
		Limiter le courant des	Optimiser la pointe	
		conducteurs pour éviter	HTA et/ou BT pour éviter	
		un renforcement	des investissements réseau	
		Topologie HTA Topologie HTA		
		du réseau connue du réseau inconnu		
Description d	u problème	Courbes de charge	Courbes de charge	
		simulées sur une année	réelles sur une journée	
		$(\Delta T = 30 \text{ minutes})$	$(\Delta T = 10 \text{ minutes})$	
		Flexibilité non connue :	Flexibilité connue :	
		déterminée à l'issue	intégrée comme contrainte	
		de l'optimisation	dans l'optimisation	
	Objectif	Minimiser la flexibilité	Minimiser la flexibilité	
	Objectii	utilisée	utilisée	
Modèle mathématique	Contraintes	Courant maximal	Pointe HTA et/ou BT	
		dans les conducteurs	Flexibilité disponible	
			poste par poste	

Tableau IV.3 – Différences entres les deux cas d'étude pour l'établissement d'une stratégie d'effacement

L'exemple étudié est un cas à 3 postes HTA/BT, dont les courbes de charge sur une journée pour un pas de temps de 10 minutes sont visualisables sur la figure IV.9. La flexibilité des clients basse tension en puissance totale disponible pour chaque poste HTA/BT est connue. Les trois stratégies décrite précédemment sont appliquées et les résultats sont synthétisés dans le tableau IV.4.

		Stratégie 1	Stratégie 2	Stratégie 3
	Pointe HTA	- 6 %	- 6 %	- 4,71 %
Modification	Poste HTA/BT 1	+ 12,07 $%$	+0%	- 5 %
de la pointe	Poste HTA/BT 2	+ 8,05 %	+0%	- 4 %
	Poste HTA/BT 3	+ 3,34 %	+0%	- 10 %
	Poste HTA/BT 1	$100 \ \%$	$100 \ \%$	98,93~%
Flexibilité	Poste HTA/BT 2	$93,\!89~\%$	60,37~%	$74,\!84~\%$
utilisée	Poste HTA/BT 3	43,77~%	68,56~%	$98,\!15~\%$
	Total	180,87 kW	180,87 kW	$236{,}52~\mathrm{kW}$

Tableau IV.4 – Étude de l'effacement - cas 2 - Résultats pour l'exemple à 3 postes



Figure IV.9 – Étude de l'effacement - cas 2 - Courbes de charge

Dans la stratégie 1, la flexibilité disponible permet de réduire la pointe HTA de 6 %. En revanche cette stratégie peut créer des contraintes au niveau des postes HTA/BT puisque les pointes sont dégradées de 3,34 à 12,07 % selon le poste. Les courbes de charge avant et après effacement sont visualisables sur la figure IV.10. Dans la stratégie 2, lorsque les contraintes des postes HTA/BT sont intégrées, aucune nouvelle contrainte n'est créée et la pointe HTA est également réduite de 6 %. Par ailleurs, la flexibilité totale utilisée pour les stratégies 1 et 2 est la même, égale à 180,87 kW. En revanche cette flexibilité n'est pas répartie de la même manière entre les 3 postes HTA/BT. Ce résultat vient du fait que la résolution du problème d'optimisation linéaire garantit le meilleur résultat pour la solution trouvée, mais pas son unicité. Il existe donc différentes stratégies d'effacement menant à la même réduction de pointe HTA, mais induisant des contraintes différentes au niveau des postes HTA/BT.

La stratégie 3 permet de réduire indépendamment la pointe de chaque poste HTA/BT. La réduction va jusqu'à 10 % pour le poste 3, le résultat dépendant à la fois de la forme de la courbe de charge et de la flexibilité disponible. En revanche, la réduction de la pointe globale HTA pour la stratégie 3 n'est que de 4,71 % car les pointes locales ne sont pas toutes synchronisées avec la pointe globale. Réduire les pointes locales nécessite plus de flexibilité que pour la pointe globale : 236,52 kW contre 180,87 kW. La réduction de la pointe HTA est facilitée par l'agrégation des différents postes HTA/BT, tandis qu'une réduction de pointe BT ne s'effectue que sur une seule courbe de charge. Chaque poste doit



Figure IV.10 – Étude de l'effacement - cas 2 - Influence de la stratégie 1 sur les pointes locales

donc absorber ses propres effets de rebond et de report et effectuer des enchaînements d'effacements de valeur décroissante, comme illustré sur la figure IV.11. Cet exemple permet de comprendre pourquoi l'énergie effacée est doublée lorsque les phénomènes de rebond et de report sont pris en compte, comme il l'a été montré dans le premier cas d'étude.

Une étude similaire a été menée sur un cas d'étude fourni par ERDF dans le cadre du projet Greenlys, dont les résultats sont disponibles dans le rapport [64]. Dans ce cas d'étude, un ensemble de 610 postes HTA/BT est étudié, dont la courbe de charge sur une journée et la flexibilité disponible est connue. Les 3 stratégies d'effacement sont appliquées et les conclusions sont similaires. La réduction de la pointe globale diminue lorsque la maille de l'étude est réduite, car les pointes locales peuvent ne pas être synchronisées avec la pointe globale. La pointe est alors diminuée localement. Deuxièmement, l'optimisation de la pointe globale est facilitée lorsque la flexibilité disponible de plusieurs postes HTA/BT est agrégée : les effets de rebond peuvent être compensés par l'effacement d'autres clients, alors qu'un autre effacement sur le même client risque d'empirer l'effet de rebond. La stratégie 1 offre la meilleure réduction de pointe globale mais induit des dégradations des pointes locales, contrairement aux stratégies 2 et 3. La stratégie 3 offre les meilleures réductions de pointes locales.



Figure IV.11 – Étude de l'effacement - cas 2 - Effacement effectué pour la stratégie 3

4 Intégration de la MDE et des leviers de flexibilité existants

4.1 Mise en place des stratégies

Le réglage des différentes fonctions de conduite pour respecter les contraintes du réseau peut se faire de manière coordonnée. L'avantage du réglage coordonné est de chercher une solution optimale ou un optimum local de manière rigoureuse. Cependant cette méthode se confronte à la difficulté d'une optimisation multi-objectif avec des contraintes parfois non linéaires, et des variables de réglage de nature discrète ou continue. De plus, la structure de commande doit être capable de gérer la synchronisation et la communication entre les différents éléments du réseau. On peut également effectuer un réglage en cascade, où les fonctions sont réalisées les unes à la suite des autres. Cette méthode peut être entièrement gloutonne ou contenir des rebouclages entre les différentes fonctions jusqu'à ce que l'objectif soit atteint. Il est également possible d'effectuer des réglages coordonnés partiels (quelques fonctions seulement) réalisés en cascade. Le réglage en cascade est une méthode simplifiée qui correspond à la volonté dans ce chapitre de conserver un niveau de modélisation simple pour des objectifs de planification. De plus, cette méthode est plus évolutive car les différentes fonctions peuvent être remplacées brique par brique avec l'ajout de nouveaux algorithmes. Le réglage en cascade est d'avantage fondé sur des règles empiriques et sur l'expérience du gestionnaire du réseau afin de hiérarchiser les différentes fonctions. Afin

Fonation	Impact	Coût	Impact
FOLICION	contraintes	Cout	clients
	Dépend des OMT	OMT :	Pendant le
Percention	et des profils	et des profils installation,	
Reconfiguration	de charge et	entretien et	de
	de production	remplacement	configuration
Contrôle	• Tension	Infrastructure de	
des	• Courant +	communication et	Aucun
producteurs	(pertes réduites)	de commande, contrats	
	• Tension	Régleurs en charge :	Pendant le
OLTC	• Courant	installation,	changement
OLIC	(pertes réduites si	entretien et	de prise
	tension augmentée)	remplacement	
		• Installation des	• Sur la base d'un
	• Courant	smart meters et	contrat pré-établi :
	• Tension	des energy box	non mais à limiter
Effacement	(non étudié, mais	• Infrastructure	• En situation
	impactée aussi par	de communication	d'urgence :
	l'effacement)	• Mise en place	délestage \Rightarrow énergie
		des contrats	non distribuée

de proposer une première stratégie, les caractéristiques des différentes fonctions étudiées sont synthétisées dans le tableau IV.5.

Tableau IV.5 – Caractéristiques des fonctions de conduite étudiées

Les différentes stratégies sont comparées dans le tableau IV.5 sur le coût, l'impact sur les clients et l'influence sur les contraintes. La stratégie adoptée consiste à choisir les fonctions à utiliser en fonction du type de contrainte et des fonctions disponibles, et de les utiliser de manière séquentielle. Elle est décrite sur la figure IV.12, où chaque flèche passant par un cadre rouge signifie l'existence d'une contrainte et montre le passage séquentiel d'une fonction à une autre qui en résulte. L'ordre d'exécution correspond à l'ordre croissant d'impact sur les clients, la fonction la moins critique pour les clients étant utilisée en premier. Une fonction est définie comme étant non critique si elle n'influe pas sur la consommation des clients, comme étant partiellement critique si elle influe sur la consommation des clients avec leur accord (sur la base d'un contrat pré-établi par exemple), et comme étant critique si elle influe sur la consommation des clients sans leur accord (en situation d'urgence).

L'application des différentes fonctions dépend du type de contrainte rencontrée. Le contrôle de la tangente des producteurs n'est effectué qu'en cas de problèmes de tension, tandis que les OLTC, la reconfiguration et l'effacement sont utilisés pour les contraintes de courant et de tension. Si il n'y a pas de contrainte, le contrôle des producteurs et la reconfiguration sont utilisés pour optimiser les pertes sur le réseau. La reconfiguration a un impact direct sur les réglages effectués en amont, car la topologie du réseau est changée. Avant chaque reconfiguration, les réglages des OLTC et des producteurs sont réinitialisés.



Figure IV.12 – Stratégie de mise en place des fonctions de conduite du réseau

Si à l'issue de la reconfiguration, les contraintes ne sont toujours pas respectées, le réglage des OLTC est opéré de nouveau. Si cette seconde phase d'optimisation ne mène pas au respect des contraintes, une stratégie d'effacement est envisagée. Si aucune contrainte n'est rencontrée, on cherche une configuration minimisant les pertes, puis on effectue le réglage des producteurs dans un second temps.

4.2 Synergie entre l'effacement et les autres FAC

Si les fonctions de conduite précédentes ne sont pas optimisées en parallèle mais de manière successive avec des rebouclages si nécessaire, la stratégie d'effacement prend en compte les informations des autres fonctions. La présence de production décentralisée et de reconfiguration est tout d'abord intégrée dans le modèle d'optimisation au niveau des équations modifiées IV.27, IV.28, IV.29 et IV.30. Les matrices de contraintes d'inégalités A et B sont modifiées afin de prendre en compte à la fois les contraintes en puissance dues à la consommation, du poste source aux postes de distribution, et dues à la production, des postes de distribution au poste source.

$$\begin{pmatrix}
A_{1}(t_{1}) \\
\vdots \\
A_{N_{con}^{eff}}(t_{1}) \\
\vdots \\
A_{1}(t_{N_{\Delta T}}) \\
\vdots \\
-A_{1}(t_{1}) \\
\vdots \\
-A_{1}(t_{N_{\Delta T}}) \\
\vdots \\
-A_{1}(t_{N_{\Delta T}}) \\
\vdots \\
A_{1}(t_{N_{\Delta T}}) \\
\vdots \\
A_{1}(t_{N_{\Delta T}}) \\
\vdots \\
B_{1}'(t_{N_{\Delta T})} \\
\vdots \\
B_{1}'(t_{N_{\Delta T})} \\
\vdots \\
B_{1}'(t_{N_{\Delta T})} \\
\vdots \\
B_{1}'(t_{N_{\Delta T}) \\
\vdots \\
B_{1}'(t_{N_{\Delta T})} \\
\vdots \\
B_{1}'(t_{N_{\Delta T}) \\
\vdots \\
B_{1}'(t_{N_{\Delta T}}) \\
\vdots \\
B_{1}'(t_{N_{\Delta T}'(t_{N_{\Delta T})})$$

$$B_{j}(t_{k}) = P_{j}^{marge}(t_{k}) - \sum_{i \in \Omega_{j}^{C}(t_{k})} P_{i}(t_{k}) - \sum_{i \in \Omega_{j}^{C}(t_{k})} P_{i}^{\text{non flex}}(t_{k}) + \sum_{i \in \Omega_{j}^{C}(t_{k})} P_{i}^{GED}(t_{k}) \quad (\text{IV.29})$$

$$B'_{j}(t_{k}) = P_{j}^{marge}(t_{k}) + \sum_{i \in \Omega_{j}^{C}(t_{k})} P_{i}(t_{k}) + \sum_{i \in \Omega_{j}^{C}(t_{k})} P_{i}^{\text{non flex}}(t_{k}) - \sum_{i \in \Omega_{j}^{C}(t_{k})} P_{i}^{GED}(t_{k}) \quad (\text{IV.30})$$

Avec :

 $\begin{array}{l} A_j(t_k): \text{ligne de } A \text{ de la contrainte de consommation dans l'élément } j \text{ à l'instant } t_k \\ B_j(t_k): \text{élément de } A \text{ de la contrainte de consommation dans l'élément } j \text{ à l'instant } t_k \\ A_j'(t_k): \text{ligne de } A \text{ de la contrainte de production dans l'élément } j \text{ à l'instant } t_k \\ B_j'(t_k): \text{élément de } A \text{ de la contrainte de production dans l'élément } j \text{ à l'instant } t_k \\ B_j'(t_k): \text{élément de } A \text{ de la contrainte de production dans l'élément } j \text{ à l'instant } t_k \\ N_{con}^{eff}: \text{nombre de contraintes considérées pour l'effacement} \\ N_{\Delta T}: \text{nombre de périodes de durée } \Delta T \\ P_j^{marge}(t_k): \text{marge de manœuvre en puissance de l'élément } j \text{ à l'instant } (t_k) \\ \Omega_j^C: \text{ensemble des charges dont la puissance transite par l'élément } j \\ P_i(t_k): \text{puissance flexible consommée à l'instant } (t_k) \text{ par la charge i (en MW)} \\ P_i^{onf flex}(t_k): \text{puissance produite à l'instant } (t_k) \text{ par la charge i (en MW)} \\ P_i^{GED}(t_k): \text{puissance produite à l'instant } (t_k) \text{ par la charge i (en MW)} \\ W_j^{eff}: \text{vecteur d'effacement de la charge flexible i } \\ x_i^{eff}(t_k): \text{effacement à l'instant } (t_k) \text{ sur la charge i (en %)} \end{aligned}$

Le modélisation fait également la distinction entre les charges flexibles et les charges non flexibles, représentées par les puissances $P_i^{\text{non flex}}(t_k)$. Les charges non flexibles ont seulement un impact sur les marges de manœuvre associées aux contraintes, et ne sont pas contrôlables. Le vecteur d'effacement dépend également de chaque poste, afin de pouvoir distinguer différents types de consommateurs et donc de types de réponses à l'effacement.



Figure IV.13 – Synergie entre la reconfiguration et la stratégie d'effacement

 $\Omega_j^C(t_k)$ dépend à présent du temps. A chaque instant t_k , les charges associées à chaque contrainte sont évaluées en fonction de la configuration courante, comme l'illustre la figure IV.13. Cela permet au modèle de prévoir l'impact de l'effacement sur une partie du réseau dont le poste source l'alimentant change au cours de la période d'optimisation. En cas de reconfiguration, l'effet de rebond n'intervient donc plus sur la même portion de réseau. Enfin, les réglages des OLTC et de la tangente des GED sont intégrés dans le calcul des variables $P_j^{marge}(t_k)$. Par exemple, pour des contraintes au niveau des conducteurs, l'estimation présentée dans le cas d'étude de la section 3.3.1 intègre l'impact des OLTC et de la production de réactif des GED grâce aux coefficients correctifs $c_j(t_k)$ et à la méthodologie présentée sur le logigramme IV.6.

5 Conclusion

Dans ce chapitre, une modélisation a été proposée pour plusieurs fonctions avancées de conduite. Elles sont séparées en deux catégories : les fonctions de conduite standard appliquées à un contexte Smart Grids et la maîtrise de la demande en énergie. La première fonction de conduite standard est le réglage des OLTC dont la mise en œuvre reste classique, mais qui est intégrée dans une stratégie globale d'utilisation des FAC. Le contrôle des producteurs est abordé de manière avancée car l'hypothèse est faite que l'ensemble des GED est contrôlable, même s'ils sont considérés comme marginaux. La reconfiguration, normalement utilisée pour isoler des contraintes apparaissant sur le réseau, est étudiée pour respecter des contraintes de tension et de courant évoluant au cours du temps en fonction des consommateurs et producteurs présents, ou pour minimiser les pertes techniques. Des algorithmes et modèles d'optimisation simples sont proposés pour chacune des fonctions, afin de les intégrer dans des études de planification, comme il le sera montré dans le chapitre V.

Un soin plus particulier est accordé à la FAC de maîtrise de demande en énergie. Le programme d'incitation choisi est un programme d'incitation direct, en opposition à un programme d'incitation tarifaire où la demande est influencée par les variations du prix de l'énergie. Le programme choisi est une incitation de type effacement : sur un contrat pré-établi, le GRD peut demander aux clients de réduire leur consommation aux instants de contrainte du réseau. L'effacement est alors suivi des effets de rebond en puissance et de report en énergie. Un algorithme d'optimisation est proposé pour définir une stratégie d'effacement permettant de planifier les puissances effacées sur une période choisie afin de respecter un ensemble de contraintes, tout en évitant que les effets de rebond et de report n'en créent de nouvelles. L'optimisation est fondée sur une linéarisation des contraintes et la construction d'un modèle d'optimisation linéaire, ce qui diminue fortement le temps de calcul par rapport à l'utilisation de calculs de répartition de charge classique. L'optimisation est orientée planification car elle permet de définir la flexibilité nécessaire pour respecter les contraintes, contrairement à une approche où la flexibilité est connue.

Une stratégie d'utilisation séquentielle des FAC est proposée. Cette démarche est plus simple à intégrer dans une étude de type planification car elle est évolutive, les différentes FAC pouvant être mises à jour facilement. L'ordre des FAC est choisi en fonction de l'impact sur les clients et des contraintes survenant sur le réseau. Un rebouclage est effectué après une reconfiguration en cas de persistance des contraintes. La stratégie d'effacement, exécutée en dernier, intègre dans son modèle les réglages des OLTC, des producteurs et du changement de configuration.

L'étude de ces FAC peut permettre d'effectuer des études planification court terme, autrement appelées planification opérationnelle. Dans le chapitre suivant, différentes combinaisons de FAC sont testées sur des périodes d'étude plus longues, sur les réseaux modélisés dans le chapitre II. Ces études sont intégrées dans les outils d'analyse stochastique développés dans le chapitre III. L'issue est de décider quelle stratégie est la plus efficace pour pallier les faiblesses de chaque réseau.

Chapitre V

Vers une planification des Smart Grids

Sommaire

1	Intro	DDUCTION
2	PLAN	IFICATION OPÉRATIONNELLE
	2.1	Description de la méthode
	2.2	Exemple d'application
	2.3	Analyse technico-économique
3	Post	ANALYSE MULTI-OBJECTIFS DE L'ARCHITECTURE
	3.1	Outils d'analyse de la robustesse d'un réseau 152
	3.2	Cas d'application
4	Conc	LUSION

Abstract

Ce chapitre propose des solutions et des perspectives pour réunir les différents algorithmes et méthodologies développés dans les chapitres II pour la construction de l'architecture, III pour l'étude d'impact sur les réseaux et IV pour les fonctions de conduite du réseau. Les différentes solutions abordées sont des pistes pour aller vers une planification des réseaux intelligents, ou Smart Grids.

1 Introduction

Une méthodologie finale de planification des réseaux électriques de distribution doit permettre de prendre en compte les nouveaux paradigmes du Smart Grid dans toutes les étapes de la planification, depuis la construction de l'architecture jusqu'au réglage des fonctions de conduite à mettre en place, en passant par le dimensionnement des différents éléments du réseaux. Idéalement, une telle méthodologie devrait combiner les travaux des Chapitres II pour l'architecture, III pour l'étude du réseau sous incertitudes et IV pour la mise en place de fonctions avancées. Pris indépendamment, ces travaux abordent déjà des problèmes complexes. La répartition des charges entre les artères du réseau est un problème combinatoire dont la résolution demande de faire appel à des méthodes heuristiques dont le temps de calcul reste raisonnable. L'analyse du réseau sous incertitudes doit faire le compromis entre l'exploration de l'ensemble des solutions possibles et la complexité des scénarios étudiés (simulation temporelle ou non, étude de différents régimes de fonctionnement). Enfin, la modélisation des fonctions de conduite du réseau doit être suffisamment approfondie pour obtenir les informations technico-économiques nécessaires à leur déploiement, sans rentrer dans un niveau de détail dont l'utilité est discutable pour un problème de planification long-terme.

Réaliser un algorithme de planification intégrant toutes ces étapes est donc très complexe et peut rapidement présenter des temps de calcul trop importants. Certains travaux proposent cependant déjà des solutions allant dans ce sens. Par exemple, [75] présente un algorithme de décomposition de Bender dont l'exécution se fait en deux problèmes imbriqués : un problème maître pour la construction de l'architecture et un problème esclave pour déterminer la faisabilité de la solution et ainsi générer petit à petit les contraintes du problème maître pour converger vers une solution. Le problème esclave est un calcul de répartition de charges possibiliste à l'issue duquel un indice de robustesse à une insertion de production décentralisée soumise à des incertitudes est donné. Dans les travaux de [137], un problème de programmation non linéaire mixte est décrit. Il est résolu par une hybridation entre un algorithme génétique et une méthode du point intérieur. Dans ce modèle sont compris le routage de lignes et le choix de leur conducteurs, le positionnement des GED et le déploiement de compteurs intelligents afin de mettre en place des programmes d'incitation tarifaire.

Dans ce chapitre, deux outils sont proposés. Le premier est un outil d'analyse des réseaux électriques de distribution combinant les modèles développés dans les Chapitres III et IV pour évaluer l'intérêt de différentes stratégies d'utilisation de FAC en présence d'incertitudes. Le second est un outil d'analyse simplifié appliqué aux ensembles de solutions générés par la méthodologie de construction de l'architecture développée dans le Chapitre II. L'approche choisie est donc de combiner un nombre réduit de modèles développés au long de cette thèse, ou de les utiliser de manière séquentielle. La complexité des problèmes abordés se voit réduite et l'évolutivité de chaque bloc est facilitée, au détriment de la recherche d'une solution optimale.

2 Planification opérationnelle

2.1 Description de la méthode

La première solution proposée pour introduire les nouveaux paradigmes du Smart Grid dans les méthodes de planification des réseaux de distribution est une solution de planification opérationnelle. La vie du réseau est simulée sur une certaine période d'étude afin d'identifier les futures contraintes, ou la probabilité de futures contraintes dans le cas où les incertitudes sont prises en compte. Plusieurs scénarios aléatoires sont générées pour chacun desquels des courbes annuelles de consommation et de production sont générées. L'étape supplémentaire consiste à intégrer pour chaque scénario l'utilisation de fonctions de conduite du réseau afin de faire face aux éventuelles contraintes. Le principe de l'étude est résumé sur la figure V.1.



Figure V.1 – Principe de la planification opérationnelle

Les réseaux étudiés sont des réseaux existants ou des réseaux simulés obtenus via des algorithmes tels que présentés dans le Chapitre II. L'objectif est d'évaluer la robustesse du réseau et de déterminer si des solutions alternatives aux solutions structurelles classiques (renforcement, nouveau départ) sont possibles pour faire face aux contraintes. Les paramètres des scénarios et leur méthode de génération sur la période d'étude choisie sont définis dans le Chapitre III. Pour chaque scénario, les contraintes sont identifiées puis plusieurs stratégies sont testées. Les FAC disponibles et leur ordre d'exécution sont définis dans le Chapitre IV.

2.2 Exemple d'application

L'étude débutée dans le Chapitre III est reprise : le réseau réel de Grenoble est étudié dans les contextes du Grenelle et du scénario 100 %. 100 scénarios aléatoire ont été générés pour ce cas d'étude. Les résultats ont montré que 3 lignes sont soumises à une probabilité importante de contrainte. On choisit d'étudier seulement la quatrième ligne, représentée sur la figure V.2, car elle est la plus contrainte avec certains conducteurs ne respectant pas leur limite maximale de courant dans 100 % des cas. La simulation est exécutée à la $15^{\rm e}$ année de la période d'étude.



Figure V.2 – Contraintes sur une ligne du réseau réel de Grenoble à la $15^{\rm e}$ année

Plusieurs stratégies de FAC sont étudiées. La **stratégie** n°1 est la reconfiguration seule, effectuée sur une période journalière. La **stratégie** n°2 est une stratégie d'effacement. Les hypothèses sur les effets de l'effacement sont une activation de 1 heure, un rebond en puissance commençant à la fin de la période d'effacement et d'une valeur de 140 %, et un report d'énergie de 100 % sur une période de 2 heures. L'optimisation est réalisée sur une période journalière. La **stratégie** n°3 combine l'effacement et la reconfiguration. La **stratégie** n°4 combine le réglage des OLTC et des producteurs, qui s'effectue à chaque pas de temps de la période d'étude. Dans la **stratégie** n°5, toutes ces fonctions sont utilisées. L'étude des stratégies 4 et 5 a pour objectif principal d'évaluer les gains possibles sur les pertes Joule grâce à l'utilisation des régleurs en charge et du contrôle des producteurs.

Ces différentes stratégies sont analysées dans le tableau V.1 pour l'impact sur les contraintes, les pertes Joule et la fiabilité. L'impact sur la fiabilité est évaluée sur les indices moyens de SAIDI et de SAIFI sur l'ensemble des clients et l'END et la puissance coupée (PC) totale par an. L'impact sur les contraintes est évalué par la proportion de scénarios soumis à des contraintes. Les stratégies sont comparées à la situation initiale et au cas où le réseau a été renforcé. Le renforcement permet de respecter les contraintes pour 100 % des scénarios, tout en diminuant de manière significative les pertes Joule.

La stratégie n°1 de reconfiguration consiste à modifier une seule fois pour toute l'année la position de l'organe de manœuvre normalement ouvert. Cela permet de résoudre 66 % de scénarios sous contrainte, et d'alléger les contraintes pour 44 % des scénarios restants. La figure V.3 montre les probabilités de contraintes pour la nouvelle configuration retenue,

	Scénarios Économies sur		Impact moyen sur
	en contrainte	les pertes Joule	la fiabilité
Situation initiale	$100 \ \%$	Valeur de référence	Valeur de référence
Renforcement	0 %	De 1,00 à 33,10 $\%$	Pas d'impact
Stratégie 1 (reconfiguration)	44 %	De 41,61 à 52,18 %	- 42,05 % sur le SAIDI - 45,50 % sur le SAIFI + 25,78 % sur l'END + 25,96 % sur la PC
Stratégie 2 (effacement)	88 %	De 0 à 0,23 $\%$	Impact négligeable
Stratégie 3 (Effacement + reconfiguration)	8 %	De 41,69 à 52,23 %	- 42,04 % sur le SAIDI - 45,49 % sur le SAIFI + 25,78 % sur l'END + 25,96 % sur la PC
Stratégie 4 (OLTC + VVC)	100~%	De 0 à 2,17 $\%$	Pas d'impact
Stratégie 5 (Effacement + reconfiguration + OLTC + VVC)	8 %	De 42,39 à 52,86 %	- 42,04 % sur le SAIDI - 45,49 % sur le SAIFI + 25,78 % sur l'END + 25,96 % sur la PC

Tableau V.1 – Impact des différentes stratégies pour la planification opérationnelle

la ligne n'étant pas utilisée étant représentée en noir. La nouvelle configuration a un impact positif sur les indices moyens de SAIDI et de SAIFI car la ligne est mieux équilibrée entre ses départs sur la longueur des conducteurs et le nombre de clients. En revanche l'END et la puissance coupée sont dégradées car la puissance est moins bien équilibrée. L'économie sur les pertes est significative et plus importante que pour le renforcement.



Figure V.3 – Contraintes sur une ligne du réseau réel de Grenoble à la $15^{\rm e}$ année avec reconfiguration

La stratégie $n^{\circ}2$ d'effacement seul permet de résoudre 12 % de scénarios sous contrainte. L'impact sur les pertes est très faible, et la variation des indices de fiabilité est négligeable. La stratégie $n^{\circ}3$ cumulant une stratégie de reconfiguration et d'effacement permet de résoudre 92 % des cas en contraintes. L'effacement intervient en soutien pour 36 des 44 % de situations restant en contrainte après la reconfiguration. En analysant les résultats pour les stratégies $n^{\circ}4$ et 5, on voit que le réglage des OLTC et des producteurs a un impact nul sur le respect des contraintes et une influence très faible sur les pertes Joule. L'intérêt de ces fonctions se situe en effet au niveau des contraintes en tension. Or les réseaux étudiés sont de type urbain et donc plutôt courts et robustes aux chutes de tension. L'insertion en GED des contextes étudiés est également trop faible pour générer des problèmes de sur-tension et des capacités importantes de réglages d'énergie réactive.

2.3 Analyse technico-économique

Le renforcement est étudié pour la situation initiale et pour les stratégies 1 à 3. Le coût de tranchée est de 100 k \in /km et les caractéristiques des câbles sont celles décrites dans le tableau B.1 de l'annexe B. La simulation étant effectuée seulement à la 15^e année, les investissements ne sont actualisés et les économies sur les pertes Joule ne sont pas évaluées. Cela nécessiterait de nouvelles simulations sur les réseaux renforcés pour les mêmes scénarios et toute la période d'étude. A terme, une étude complète doit comprendre cette évaluation car cela peut avoir des conséquences sur l'analyse économique. Les coûts de renforcement sont synthétisés sur la figure V.4, où les coûts de renforcement des différentes stratégies sont superposés pour chaque scénario.



Figure V.4 – Coûts de renforcement pour les différentes stratégies selon le scénario

Si l'objectif du GRD est de se prémunir de tout risque de contraintes sur son réseau et d'investir à la première année, le renforcement doit se faire par rapport au pire scénario. Investir à la première année d'étude peut être intéressant pour améliorer le temps de retour sur investissement grâce aux économies réalisées sur les pertes Joule. Cela peut également être nécessaire pour profiter d'opportunités de voirie, ou parce que le planificateur dispose d'un budget qu'il doit utiliser avant une certaine date. Dans la situation initiale, le coût maximal de renforcement est de $351,82 \ \text{k} \in$. Après reconfiguration, ce coût est abaissé à la valeur de $154,70 \ \text{k} \in$. L'effacement ne permet pas de résoudre les scénarios les plus en contrainte. Cela est dû aux phénomènes de rebond et de report qui imposent une limite maximale de flexibilité, comme il l'a été montré dans le Chapitre III. Le coût maximal de renforcement ne change donc pas avec ou sans stratégie d'effacement.

En revanche, le coût de renforcement maximal ne correspond qu'à 1 % des scénarios. Pour respecter 99 % des scénarios, les coûts maximaux de renforcement passent à 319,3 k \in et 138,5 k \in respectivement avec et sans reconfiguration. Le coût diminue ainsi de suite si la probabilité tolérée de fonctionnement du réseau diminue également, comme le montre la figure V.5. D'après les résultats montrés dans le Chapitre III, les contraintes n'apparaissent qu'à la 8^e année pour les pires scénarios. Reporter un investissement ou investir en prenant un risque permet au GRD d'attendre que ses hypothèses d'évolution s'affinent et que les incertitudes soit levées. Une nouvelle étude peut alors être menée pour décider si de nouveaux investissements sont nécessaires.



Figure V.5 – Coûts de renforcement en fonction de la probabilité de fonctionnement sans contrainte désirée

On analyse à présent les stratégies d'effacement mises en place pour les différents scénarios. La figure V.6 fournit le déploiement maximal de flexibilité en proportion de la consommation maximale et en puissance maximale. La figure V.7 fournit l'énergie moyenne effacée et le temps d'effacement par année. Pour les deux figures, les résultats sont fournis pour l'ensemble de scénarios où une stratégie d'effacement est possible (12 % pour l'effacement seul et 36 % pour l'effacement et la reconfiguration).



Figure V.6 – Déploiement de flexibilité nécessaire sur les postes HTA/BT

Pour les deux stratégies, l'effacement maximal est égal à 20 % de la consommation maximale quel que soit le poste. Cette valeur uniforme provient de la méthodologie développée dans le Chapitre IV minimisant le τ_{max} pour tous les postes en même temps. Les scénarios restants en contrainte n'ont pas subi de stratégie d'effacement car les effets de rebond et de report deviennent trop important au-delà d'un certain seuil d'effacement ¹, qui est donc égal ici à 20 %.

Les postes sujets à effacement sont différents pour les deux stratégies car le changement de position du NO modifie l'emplacement des contraintes. La puissance flexible requise est également différente car les scénarios pour lesquels l'effacement est mis en place ne sont plus les mêmes, ainsi que les hypothèses d'évolution de la charge et donc la consommation maximale. La proportion de scénarios connaissant une stratégie d'effacement est plus important avec reconfiguration mais l'énergie moyenne effacée est moins importante. En effet, les contraintes y sont moins fortes et donc la puissance effacée et le temps d'effacement sur l'année sont moins importants, entraînant une énergie moyenne effacée plus faible.

^{1.} Voir le deuxième cas d'étude du Chapitre 4



Figure V.7 – Déploiement de flexibilité nécessaire sur les postes HTA/BT

Le coût des fonctions de conduite mises en œuvre doit également être évalué. Le surcoût dû aux manœuvres des OMT pour le cas de la reconfiguration est quasiment nul car il ne s'agit que d'un simple changement de configuration en régime normal de fonctionnement, soit une seule manœuvre sur l'année. Le sur-coût dû à la stratégie d'effacement reste cependant à déterminer. Les coûts de déploiement des compteurs intelligents et des energy box ainsi que l'établissement des contrats avec les clients ne sont pas connus dans nos études. A l'instar des études menées dans le Chapitre IV, l'approche proposée est d'évaluer le coût maximal de la flexibilité par rapport à une solution de référence qui est le renforcement du réseau. Les informations obtenues après optimisation sont le déploiement de la flexibilité en puissance disponible et en énergie effacée à l'année. Le coût de la flexibilité par rapport au renforcement est donc donné par puissance maximale à installer et par énergie totale à effacer sur l'année.

Ces coûts sont les coûts maximaux de flexibilité au-delà desquels la stratégie de renforcement devient plus intéressante que la stratégie d'effacement. Ils ne prennent pas en compte les économies sur les pertes Joule, ce qui nécessiterait une analyse sur toute la période d'étude. Le coût de déploiement maximal de la flexibilité est de 43,31 k \in /MW sans reconfiguration et de 26,92 k \in /MW avec reconfiguration. Concernant l'énergie effacée, le coût moyen d'effacement est de 15,59 k \in /MWh sans reconfiguration et de 9,95 k \in /MWh avec reconfiguration. Ces coûts sont les plus contraignants parmi les différents scénarios où une stratégie d'effacement est mise en œuvre. Ils indiquent la marge économique minimale dont dispose le GRD pour réduire la proportion de scénarios en contrainte de 100 à 88 % sans reconfiguration et de 44 à 8 % avec reconfiguration.

3 Post-analyse multi-objectifs de l'architecture

3.1 Outils d'analyse de la robustesse d'un réseau

Dans le Chapitre II sur l'exemple du réseau de Grenoble, un ensemble d'architectures est construit afin de tester différentes configurations des artères entre les postes sources. De plus, plusieurs architectures sont proposées pour chaque configuration car des mécanismes aléatoires présents dans l'algorithme de recuit simulé utilisé induisent une variance dans le résultat final [42]. Proposer un ensemble de solutions dont les performances sont proches est un avantage pour le distributeur. En effet, l'ensemble des paramètres à prendre en compte pour la construction des réseaux ne peut pas être modélisé dans les outils de planification. Une solution unique répondant au minimum global de la fonction objectif choisie peut être rejetée à cause d'un élément non prévu dans le modèle. Des solutions alternatives doivent donc être proposées dans ce cas.

Les différents critères pour la construction de l'architecture et le dimensionnement des éléments du réseau sont de diminuer le coût total et de respecter les objectifs de fiabilité, tout en respectant les contraintes techniques et topologiques. Les objectifs de fiabilité sont quantifiés par les indices de SAIFI et SAIDI, et par l'équilibrage des puissances entre les artères et postes sources du réseau. Ces critères peuvent être utilisés afin de comparer l'ensemble de solutions alternatives proposées au GRD. Dans un contexte de Smart Grids, de nouveaux objectifs s'imposent qui sont de pouvoir faire face aux différentes incertitudes comme la pénétration de production décentralisée ou de véhicules électriques.

L'outil de planification opérationnelle décrit dans la section précédente est une première possibilité pour comparer et hiérarchiser un ensemble de solution. Il permet de définir pour chacun des réseaux une stratégie opérationnelle ou une stratégie de renforcement pour rester robuste face aux incertitudes. Cependant, cette méthodologie est lourde en temps de calcul car elle combine une approche de type Monte Carlo et une analyse de profils annuels. L'appliquer sur un ensemble important de solutions peut donc être long. Des méthodes plus légères peuvent être proposées en alternative.

Une première solution est de faire croître un des paramètres aléatoires jusqu'à ce que des contraintes apparaissent sur le réseau, afin d'obtenir une limite de robustesse. Cette approche a été développée dans les travaux de thèse de [8] déjà présentés dans le Chapitre III. La simulation de Monte Carlo est utilisée pour déterminer le taux d'insertion maximal de production décentralisée que peut tolérer un réseau de distribution. La limite de tolérance est obtenue en définissant la probabilité que le réseau fonctionne correctement en fonction du taux d'insertion de GED, qui, pour rappel, est défini par l'équation V.1

$$p(\tau_{GED}) = \frac{N_S(\tau_{GED})}{N_E(\tau_{GED})} \tag{V.1}$$

Avec :

 $p(\tau_{GED})$: probabilité que le réseau fonctionne correctement à τ_{GED} (en %) $N_S(\tau_{GED})$: nombre de succès de la simulation de Monte Carlo à τ_{GED} $N_E(\tau_{GED})$: nombre d'essais de la simulation de Monte Carlo à τ_{GED} τ_{GED} : taux d'insertion de GED (en % de la consommation maximale du réseau)

Plusieurs simulations de Monte Carlo sont effectuées pour différentes valeurs de τ_{GED} . Dans les travaux de [8], des valeurs de τ_{GED} sont testées de 0 à 100 %, à l'issue de quoi la courbe de probabilité de fonctionnement du réseau en fonction du taux d'insertion de GED peut être construite. La période de fonctionnement normal du réseau peut ainsi être identifiée, ainsi que la valeur pour laquelle $p(\tau_{GED})$ devient inférieur à 100 % et qui est définie comme étant le taux maximal possible d'insertion de GED sur le réseau, noté τ_{GED}^{max} .

A titre d'exemple, la figure V.8 montre la courbe d'évolution de $p(\tau_{GED})$ en fonction de τ_{GED} du réseau réel de Grenoble. τ_{GED} varie de 1 à 200 % par pas de 1 %. 1000 essais sont effectués pour chaque simulation de Monte Carlo afin de pouvoir appliquer une marge d'erreur réduite, définie dans le tableau III.1 du Chapitre III. Le scénario étudié est le cas critique où la production décentralisée est à sa capacité maximale, et la consommation sur le réseau à son niveau minimum, soit 20 % [8,115]. Une puissance maximale par GED de 5 MW est appliquée, puissance au-delà de laquelle l'installation de production est considérée comme non-marginale². Le scénario utilisé correspond à une évolution moyenne de 0,96 % définie par les contexte du Grenelle et 100 % ENR, et définie pour l'année 2030.



Figure V.8 – Courbe d'insertion de GED du réseau réel de Grenoble

^{2.} Arrêté du 23 avril 2008 en application du décret 2008-386

Pour cette simulation, le taux d'insertion maximal de GED τ_{GED}^{max} est défini pour différentes probabilités de fonctionnement du réseau, représentée graphiquement sur la figure V.8. Différents intervalles de confiance sont appliqués à ces taux d'insertion dans le tableau V.2. Seule la borne inférieure de l'intervalle de confiance est retenue.

Probabilité	Intervalle de confiance		
de fonctionnement	95 %	99 %	99.9 %
100 %	$\tau_{GED}^{max} = 44,6\%$	$\tau_{GED}^{max} = 44, 1\%$	$\tau_{GED}^{max} = 43,6\%$
99 %	$\tau_{GED}^{max} = 71,7\%$	$\tau_{GED}^{max} = 71,0\%$	$\tau_{GED}^{max} = 70, 2\%$
95 %	$\tau_{GED}^{max} = 85,27\%$	$\tau_{GED}^{max} = 84, 4\%$	$\tau_{GED}^{max} = 83, 4\%$

Tableau V.2 – Taux d'insertion maximal de GED sur le réseau réel de Grenoble

Dans la suite de ce chapitre, seul le τ_{GED}^{max} pour une probabilité de fonctionnement de 100 % et un intervalle de confiance de 99,9 % est calculé afin de comparer la robustesse des réseaux. Pour déterminer ce taux en un temps de calcul réduit, une approche par dichotomie est proposée, décrite dans la figure V.9.



Figure V.9 – Algorithme pour déterminer le taux maximal d'insertion de GED

3.2 Cas d'application

Les architectures générées dans le Chapitre II sont soumises au test d'insertion de GED, avec une puissance maximale par GED de 5 MW. Le scénario utilisé correspond à une évolution moyenne de 0,96 % définie par les contexte du Grenelle et 100 % ENR, et définie pour l'année 2030. La consommation est fixée de nouveau à 20 % de sa valeur maximale. Le test par dichotomie est effectué avec un τ_{GED} initial égal à 100 % et un $\Delta \tau$ égal à 1 %. Le premier paramètre n'influe pas sur le résultat mais seulement sur la vitesse d'exécution, tandis que le second influe sur la précision du résultat, déterminée par l'utilisateur. Chaque test de Monte Carlo est effectué avec 1000 essais. A l'issue de la simulation, le τ_{GED}^{max} pour une probabilité de fonctionnement de 100 % et un intervalle de confiance de 99,9 % de chaque réseau est évalué.

L'objectif est de fournir au GRD un outil d'aide à la décision incluant 4 variables de décision : le coût total du réseau, le taux maximal d'insertion de GED calculé précédemment, les indices de fiabilité et l'équilibrage des puissances entre les éléments du réseau. Le coût total et le taux maximal d'insertion sont des paramètres uniques. Les indices de fiabilité étant multiples, on ne sélectionne que deux indices. Le premier est le temps de coupure moyen par an et par client ou SAIDI défini dans le Chapitre I. La fréquence de coupure moyenne par an et par client ou SAIFI n'est pas utilisée car elle est fortement corrélée au SADI, comme le montre la figure V.10.



Figure V.10 – Lien entre les indices de fiabilité : SAIDI et SAIFI

Le second indice utilisé pour étudier la fiabilité du réseau est l'indice moyen de répartition de la consommation sur le réseau. Ce facteur est important en cas de perte d'arrivée HTB, de transformateur HTB/HTA ou d'un défaut sur un conducteur en début de ligne. Dans ces situations, une bonne répartition minimise les impacts humains et matériels sur le réseau en minimisant la sollicitation des transformateurs et lignes de secours. Cet indice moyen est la moyenne des indices $\Delta P_{\text{artères}}$, $\Delta P_{\text{postes sources}}$ et $\Delta P_{\text{couplages postes}}$ représentant respectivement l'équilibre entre artères, entre postes sources et entre couplages de postes sources, définies dans le Chapitre II par les équations II.22, II.23 et II.24.

$$\Delta P = \frac{\Delta P_{\text{artères}} + \Delta P_{\text{postes sources}} + \Delta P_{\text{couplages postes}}}{3} \tag{V.2}$$

Avec :

 $\begin{array}{l} \Delta P: {\rm taux\ moyen\ d'équilibre\ des\ puissances\ sur\ le\ réseau\ (en\ \%)}\\ \Delta P_{\rm artères}: {\rm taux\ d'équilibre\ entre\ les\ artères\ (en\ \%)}\\ \Delta P_{\rm postes\ sources}: {\rm taux\ d'équilibre\ entre\ les\ sources\ (en\ \%)}\\ \Delta P_{\rm couplages\ postes\ :\ taux\ d'équilibre\ entre\ les\ couplages\ de\ postes\ (en\ \%)} \end{array}$

Pour ne pas réunir ces 4 variables de décision au sein d'un seul indice macro à l'instar de la fonction objectif pour une optimisation multi-objectifs, une approche graphique est proposée comme outil d'aide à la décision. Sur la figure V.11, les axes des abscisses et des ordonnées représentent le coût total du réseau et le le taux maximal d'insertion de GED. La taille et la couleur de chaque point correspondant à une solution indiquent respectivement le taux d'équilibre en puissance du réseau et l'indice maximal de SAIDI.



Figure V.11 – Graphe d'aide à la décision pour le GRD

160 réseaux simulés sont représentés sur la figure V.11 pour un nombre de lignes et des configurations différents, correspondant à différentes exécutions de l'algorithme de recuit simulé présenté dans le Chapitre II. Le réseau réel de Grenoble y est également représenté (numéro 1). On remarque premièrement que globalement, lorsque le coût des réseaux augmentent, les taux d'équilibre en puissance et les indices maximaux de SAIDI se dégradent. Cela permet une lecture plus claire de l'ensemble des solutions, celles se situant sur la partie droite pouvant premièrement être rejetées.

Sur cette figure sont reportés les objectifs de pénétration de GED des contextes du Grenelle et 100 % ENR en 2030, qui sont respectivement de 27 % et 55 %. Tous les réseaux construits respectent l'objectif du Grenelle, mais seule 21,5 % d'entre eux respectent les objectifs 100 % ENR. Selon l'objectif de pénétration de GED suivi, il est donc déjà possible de rejeter un premier ensemble de solutions. Ainsi, toutes les solutions sont envisageables pour les objectifs Grenelle. Parmi les solutions respectant l'objectif 100 % ENR, les différentes variables de décision sont légèrement dégradées : le coût minimal passe de 3 724 à de 3 744 k \in et l'indice SAIDI minimal de 2,80 à 2,91 minutes/an/clients. Le taux maximal d'équilibre des puissances reste inchangé.

Pour sélectionner un réseau parmi l'ensemble des solutions, plusieurs solutions sont envisageables. Celle choisie est de sélectionner le réseau présentant la moyenne la plus haute entre les différentes variables de décision, auxquelles aucun coefficient de pondération n'a été attribué. Les solutions retenues pour les objectifs Grenelle et 100 % ENR sont synthétisées dans le tableau V.3 et représentées graphiquement sur la figure V.11 (respectivement les numéros 2 et 3).

	Réseau réal	Réseau simulé		
	Reseau reer		$100~\%~{ m ENR}$	
Coût total 4 155 k€		3 519 k€	3 533 k€	
$ au_{GED}^{max}$	$43,\!60~\%$	40,73~%	59,99~%	
SAIDI maximal	5,18 min/an/client	3,05 min/an/client	3,16 min/an/client	
ΔP	60,44~%	48,96~%	62,09~%	

Tableau V.3 – Solutions retenues pour les scénarios Grenelle et 100 %

4 Conclusion

Dans ce chapitre, deux méthodes sont proposées comme une première étape vers la planification des Smart Grids. Elles font la jonction entre la planification usuelle développée dans le Chapitre II, les outils d'analyse des réseaux sous incertitudes décrits dans le Chapitre III et les fonctions de conduite du réseau développées dans le Chapitre IV. La première méthode est une planification opérationnelle pour étudier la mise en place de différentes stratégies dans un contexte de Smart Grid soumis à des incertitudes. La seconde est une post-analyse des solutions pour l'architecture en fonction de plusieurs critères. Un des critères proposés, en plus des critères technico-économiques classiques, est le taux maximal d'insertion de GED.

La planification opérationnelle est utilisée pour analyser en détail un réseau réel ou simulé. Sa difficulté est que les résultats doivent être exploités suivant de nombreux axes : scénario par scénario selon la génération aléatoire des paramètres sujets à des incertitudes, année par année pour étudier l'apparition des contraintes et les moments optimaux pour les investissements, stratégie par stratégie pour déterminer la meilleure solution. Les résultats doivent également être visualisés pour tous les éléments du réseau, lignes et nœuds, pour différents types de contraintes pour lesquelles la valeur maximale et la probabilité d'occurrence doivent être évaluées. De plus, en fonction de la précision requise des résultats, de la durée de la période d'étude, du nombre de stratégies envisagées et la taille du réseau, les études peuvent parfois être lourdes en temps de calcul et en résultats à exploiter. Une première méthode d'analyse technico-économique sous incertitude est proposée dans ce chapitre.

La post-analyse des solutions pour l'architecture est utilisée pour étudier un ensemble de solutions avec pour objectif de les départager en fonction d'un ensemble de critères choisis. Il s'agit d'une analyse multi-objectif. Elle est adaptée pour comparer un grand nombre de solutions. Les différents critères étudiés doivent nécessiter un temps de calcul minime pour effectuer l'analyse en un temps total réduit. Le calcul du taux maximal d'insertion de GED, défini dans les travaux de [8], est proposé car il nécessite moins de temps de calcul que pour la planification opérationnelle, au détriment de résultats moins exhaustifs. Une perspective d'amélioration serait d'adapter une version plus légère de la planification opérationnelle pour pouvoir l'appliquer à un ensemble de solutions. Des hypothèses simplificatrices devraient être prises dans ce cas : diminuer la part d'aléatoire en fixant les paramètres "globaux" à leur valeur moyenne ou en répartissant l'insertion de VEH et de GED de manière uniforme sur le réseau, étudier les réseaux sur l'année la plus en contrainte seulement et sur des périodes types plus courtes (2 semaines été et 2 semaines hiver par exemple).

Conclusion générale et perspectives

L'objectif de cette thèse était d'étudier l'évolution des méthodes de planification des réseaux électriques de distribution dans un contexte de Smart Grids soumis à des incertitudes, et de proposer des solutions alternatives au renforcement fondées sur l'utilisation de fonctions avancées de conduite.

Le Chapitre II propose premièrement une nouvelle méthodologie de construction de l'architecture et de dimensionnement des réseaux électriques de distribution selon les règles de planification usuelles. En effet, l'objectif de cette thèse n'est pas de remettre en cause les règles historiques de planification mais premièrement de les automatiser et de les optimiser en utilisant des méthodes mathématiques innovantes, puis d'étudier leur possibilités d'améliorations et d'évolution. La méthodologie proposée est séquentielle et combine l'utilisation d'un algorithme de Recuit Simulé et d'outils issus de la théorie de graphes. Elle est testée sur les données du réseau réel de Grenoble. Les résultats obtenus montrent un coût minimisé et une fiabilité améliorée. Cet outil s'applique aussi à un problème de planification "sorti de terre" qu'à un problème d'extension de réseau existant, dont l'application sur le réseau réel de Grenoble a fait l'objet d'une publication [60].

Le Chapitre III fournit un outil d'analyse des incertitudes pour des réseaux réels et les réseaux simulés via la méthodologie du Chapitre II. Une approche temporelle est intégrée dans un processus de Monte Carlo. L'approche temporelle est l'étude du réseau sur des profils annuels de consommation et de production générés sur une certaine période. Pour chaque étude, les paramètres d'évolution de la consommation, d'insertion de production décentralisée et de déploiement de véhicules électriques sont générés aléatoirement au sein du processus de Monte Carlo. Les réseaux réel et simulé de Grenoble sont étudiés en utilisant les contextes du Grenelle de l'environnement et du scénario 100 % ENR. Les contraintes sont identifiées et l'intérêt du renforcement pour chaque conducteur est ainsi analysé, en fonction de la probabilité d'occurrence des contraintes. Ce chapitre répond à une première problématique des réseaux électriques actuels qui est l'incertitude amenée par les nouveaux paradigmes du Smart Grid. L'approche stochastique de l'outil d'analyse proposé permet de modéliser les incertitudes autour de la production décentralisée et des véhicules électriques. Après identification des contraintes sous incertitudes, des méthodes alternatives aux solutions de renforcement peuvent être étudiées. L'approche choisie dans cette thèse est d'utiliser les fonctions de conduite pour pallier les contraintes, et en particulier les possibilités offertes par les nouvelles flexibilités de consommation. Le Chapitre IV décrit dans un premier temps les modèles utilisés pour les différentes fonctions de conduite du réseau, à savoir le réglages des OLTC et de la tangente des producteurs, la reconfiguration des organes de manœuvre télécommandés et la stratégie d'effacement. Une attention particulière est apportée aux stratégies d'effacement. Une étude est notamment réalisée sur l'impact des phénomènes de rebond et de report, faisant l'objet d'une publication [61]. L'impact d'une stratégie globale d'effacement sur les contraintes locales est également étudié, les conclusions ayant contribué à un livrable du projet Greenlys [64]. Enfin, une stratégie d'utilisation des différentes fonctions de conduite est proposée.

Finalement, deux méthodes sont proposées dans le Chapitre V pour combiner les outils développés dans les chapitres précédents afin d'obtenir des premiers éléments de réponse à une planification des Smart Grids. La première méthode est une planification opérationnelle étudiant l'utilisation des fonctions de conduite décrites dans le Chapitre IV au sein du processus de Monte Carlo du Chapitre IV. Cette méthode a fait l'objet d'une publication [62]. La seconde méthode est une post-analyse multi-objectifs pour les réseaux réels ou les ensembles de solutions générés par la méthodologie du Chapitre II. En plus des objectifs classiques de coût et de fiabilité, le taux d'insertion maximal développé dans [8] est utilisé pour sa rapidité d'exécution.

De nombreuses perspectives s'ouvrent suite à ces travaux. Premièrement, les méthodes proposées dans le dernier chapitre ne sont qu'une étape avant une planification complète des Smart Grids. L'approche proposée pour le moment est séquentielle : la construction du réseau est suivie de son analyse puis de l'établissement d'une stratégie opérationnelle. L'étape suivante serait d'intégrer l'ensemble des variables de décisions - structurelles et opérationnelles - en une seule étape qui prendrait également en compte les incertitudes. La principale difficulté est que le problème serait grandement complexifié, et le temps de résolution fortement augmenté. Les premières pistes sont d'utiliser une version allégée de la planification opérationnelle au sein du processus d'optimisation de l'architecture, soit en l'utilisant comme problème esclave pour construire au fur et à mesure les bornes du problème, soit en l'intégrant dans le calcul de la fonction objectif. Il pourrait être intéressant alors de reconduire une analyse sur les méthodes heuristiques envisageables.

Les outils d'analyse peuvent également être améliorés. La construction des profils annuels peut être enrichie en travaillant sur des courbes de charge réelles ou en utilisant une bibliothèque de profils types plus fournie. De nouveaux paramètres peuvent être intégrés à la construction des courbes comme le type de contrat afin d'en évaluer l'impact sur les contraintes (contrat heure pleine / heure creuse par exemple, déjà disponible dans les courbes de référence RTE utilisées). Dans les contextes étudiés, les facteurs d'évolution de la consommation comme l'efficacité des équipements électriques ou l'évolution du bâti peuvent également être pris en compte. L'outil de génération de véhicules électriques peut également être enrichi en distinguant plusieurs types de véhicules et plusieurs modes de recharge. Quant à l'étude de chaque scénario généré aléatoirement, les régimes de secours doivent également être étudiés (pertes d'une ligne ou d'un transformateur par exemple) afin d'évaluer l'ensemble des contraintes pouvant survenir. Enfin, les études technico-économiques se prêtent particulièrement à l'utilisation de la Théorie des Options Réelles, qui est une alternative à l'analyse coût-bénéfice classique et permet de prendre en compte la flexibilité et l'irréversibilité des décisions, les incertitudes et l'acquisition progressive d'information. Son application permettrait de tirer le meilleur parti des données fournies par les résultats de l'analyse opérationnelle.

Parmi les fonctions de conduite étudiées, l'accent a été mis sur la mise en place de stratégie d'effacement. Dans le cadre du projet Greenlys, le pilotage de charge a également été étudié dans les travaux de thèse [12], visant à évaluer les économies d'investissements inhérentes à son implémentation. En complément aux recherches réalisées dans la présente thèse, d'autres études plus approfondies sont envisageables. Une analyse de sensibilité peut être menée sur l'influence des paramètres de réponse à l'effacement (durée d'activation, valeur et durée du rebond et du report). La réponse à l'effacement peut aussi être modélisée de manière aléatoire (avec un gabarit par exemple) lors de l'analyse de planification opérationnelle afin d'évaluer l'impact des incertitudes sur la flexibilité. Si la flexibilité est connue, le modèle peut être enrichi en distinguant les courbes de consommation et les courbes de flexibilité. D'autres types de programme de maîtrise de la demande en énergie peuvent également être étudiés comme les programmes d'incitation tarifaire. Cela impliquerait d'ajouter aux modèles des profils de coût de l'électricité et de prendre en compte l'élasticité des clients. La flexibilité peut également être étudiée au niveau des véhicules électriques pour des solutions Vehicle-to-Grid : comme moyen de stockage par exemple, ou en décalant les moments de recharge sur le réseau. Au niveau des GED, l'effacement de production aux moments de contraintes est également envisageable.

Dans les études réalisées, les fonctions de réglage des OLTC et de la tangente des producteurs ont présenté peu de résultats pertinents. En effet, le réseau de Grenoble qui a été utilisé est un réseau urbain très court avec des sections de conducteur importantes et qui est donc très robuste aux problèmes de tension. De plus, les hypothèses des contextes étudiés ne comprennent pas une pénétration de GED suffisamment importante pour créer des problèmes de surtension et offrir des capacités de réglages de la production suffisantes. Par ailleurs, les possibilités de reconfiguration étaient également limitées par la structure typique de la coupure d'artère de source à source. Travailler sur des données de réseaux de distribution et des scénarios de projection réels grâce au projet Greenlys était donc un avantage pour obtenir des résultats réalistes, mais ceux-ci restaient très spécifiques aux cas étudiés. Il est donc nécessaire de tester les outils développés sur des réseaux de type semi-urbains ou ruraux avec des hypothèses d'insertion de GED plus fortes. Comme l'architecture des réseaux ruraux est plutôt de type arborescente, les méthodes développées dans le Chapitre II doivent être revues. Une première piste est de conserver la même méthodologie mais de remplacer au sein du recuit simulé la résolution du problème de voyageur de commerce par la résolution de l'arbre de poids minimal.

Enfin, les réseaux intelligents se développent fortement dans les réseaux de distribution moyenne tension, mais de plus en plus de travaux étudient les Smart Grids pour les réseaux basse tension. Dans le cadre du projet Greenlys notamment, les travaux de thèse [84] évaluent l'impact des GED et des VEH sur le réseau de distribution, puis développent des solutions de pilotage de la phase de raccordement des installations monophasées et de la puissance réactive des GED. Les travaux de thèse [13] exploitent le déploiement de compteurs intelligents pour reconstruire la topologie des réseaux basse tension, améliorer le pilotage des GED et des régleurs en charge et enfin proposer des stratégies d'effacement de la pointe. Prendre en compte le réseau basse tension dans l'étape de planification permettrait d'intégrer ces solutions déployées à ce niveau pour étudier leur impact sur les couts d'investissement et d'opération en moyenne tension. Cela permettrait aussi à l'inverse d'étudier les conséquences des choix en moyenne tension sur les infrastructures basse tension. Les outils d'analyse seraient également affinés en ne considérant non plus des consommateurs et des producteurs agrégés aux postes HTA/BT mais modélisés individuellement, au détriment d'un besoin plus grand en données d'entrée et d'un temps de calcul alourdi.

Bibliographie

- [1] ADEME. Modes de chauffage dans l'habitat individuel. Technical report, Agence de l'Environnement et de la Maîtrise de l'Energie, 2014.
- [2] ADEME. Analyse sociologique de la consommation dans les bâtiments résidentiels et tertiaires - bilan et perspectives. Technical report, Agence de l'Environnement et de la Maîtrise de l'Energie, 2013.
- [3] ADEME. Analyse du cycle de vie comparative véhicule électrique, véhicule thermique. Technical report, Agence de l'Environnement et de la Maîtrise de l'Energie, 2013.
- [4] AFE. Eclairage public : vous avez des questions? Technical report, Association Française de l'Eclairage, Septembre 2014.
- [5] AFNOR. NF C 14-100 / A1 : Installations de branchement à basse tension, Mars 2011.
- [6] AFNOR. NF C 18-510 : Opérations sur les ouvrages et installations éélectrique dans un environnement électrique - Préventino du risque électrique, Septembre 2010.
- [7] M.H. Albadi and E.F. El-Saadany. A summary of demand response in eleelectric markets. *Electric Power Systems Research*, Vol. 78, 2008.
- [8] M.C. Alvarez-Hérault. Architectures des réseaux de distribution du futur en présence de production décentralisée. PhD thesis, Institut polytechnique de Grenoble, 2009.
- [9] M.C. Alvarez-Hérault, D. Picault, R. Caire, B. Raison, N. HadjSaid, and W. Bienia. A novel hybrid network architecture to increase dg insertion in electrical distribution systems. *IEEE Trans. Power Systems*, Vol. 26(No. 2), 2011.
- [10] K. Aoki, K. Nara, T. Satoh, M. Kitagawa, and K. Yamanaka. New approximate optimization method for distribution system planning. *IEEE Trans. Power Systems*, Vol. 5(No.1) :126–132, 1990.
- [11] R. Ball, N. Keers, M. Alexander, and E. Bower. Deliverable d2.1 modemodel electric storage devices for ev. Technical report, MERGE Project EU, 2010.
- [12] A. Battegay. Valorisation des gisements de flexibilités dans les investissements smart grid. PhD thesis, Grenoble INP, 2015.
- [13] C. Benoit. Models for investigation of flexibility benefits in unbalanced low voltage Smart Grids. PhD thesis, Grenoble INP, 2015.
- [14] J. Bergougnoux. Le secteur électrique : du monopole à la concurrence. Technical report, Techniques de l'Ingénieur, 2001.
- [15] B. Berseneff. Réglage de la tension dans les réseaux de distribution du futur. PhD thesis, Grenoble INP, 2010.
- [16] R. Billinton and J.E. Billinton. Distribution system reliability indices. *IEEE Trans. Power Delivery.*, Vol. 4(No. 1) :561–568, 1989.
- [17] J.F. Bonnans, J.C.. Gilbert, C. Lemaréchal, and C.A. Sagastizabal. Numerical Optimization - Theoretical and Practical Aspects. Springer Science & Business Media, 2006.
- [18] B. Borkowska. Probabilistic load flow. IEEE Transactions on Power Apparatus & Systems, pages 752–759, 1974.
- [19] N.G. Boulaxis and M.P. AND Papadopoulos. Optimal feeder routing in distribution system planning using dynamic programming technique and gis facilities. *IEEE Trans. Power Delivery*, Vol. 17(No. 1) :242–247, 2002.
- [20] W.C. Briceno Vicente. Modélisation des réseaux de distribution sous incertitudes. PhD thesis, Grenoble INP, 2012.
- [21] Y. Cai, Q. Xie, W. Ji, Y. Peng, and F. Lü. Urban medium voltage distribution network planning based on asaga and tsp path optimization method. *CICED*, 2012.
- [22] R. Caire. Gestion de la production décentralisée dans les réseaux de distribution. PhD thesis, Grenoble INP, 2004.
- [23] J.F. Canard. Impact de la génération d'énergie dispersée dans les réseaux de distribution. PhD thesis, Grenoble INP, 2000.
- [24] P. Carrive. Réseaux de distribution structure et planification. Technical report, Techniques de l'Ingénieur, 1991.
- [25] CEM. Le transformateur de puissance. Technical report, 1982.
- [26] CGDD. Les véhicules électriques en perspective. Technical report, Comissariat Général au Développement Durable - Ministère de l'Ecologie, du Développement durable, des Transports et du Logement, 2011.
- [27] H. Chefdeville and F. Decré. Principes de tarification de l'électricité en france. Technical report, Techniques de l'Ingénieur, 1995.
- [28] N. Christofides. Worst-case analysis of a new heuristic for the travelling salesman problem. Report 388, Graduate school of Industrial Administration, CMU, 1976.
- [29] A. Coiffier. Schémas directeurs de développement des réseaux d'électricité de distribution mt. Technical report, Techniques de l'Ingénieur, 2013.
- [30] A. Coiffier. Optimisation du système électrique module 4. Technical report, ERDF, 2007.
- [31] Marcelo Cortés-Carmona, Rodrigo Palma-Behnke, and Guillermo Jimenez-Estévez. Fuzzy load flow based on α-cuts arithmetics. In *Power Symposium*, 2007. NAPS'07. 39th North American, pages 650–658. IEEE, 2007.
- [32] CRE. Les dispositif de couverture des pertes d'énergie des réseaux public d'électricité. Technical report, CRE, Mars 2010.

- [33] P. Crescenzi and V. Kann. Minimum metric traveling salesperson problem. Compendium of NO optimization problem, 2005.
- [34] MT Darabadi, F Hashemi, N Ghadimi, and A Ataei. Newton-raphson load flow with consideration of the fuzzy load and in the presence of the distributed generations in distribution network. In *Environment and Electrical Engineering (EEEIC)*, 2011 10th International Conference on, pages 1–5. IEEE, 2011.
- [35] B. Delaunay. "sur la sphère vide", izvestia akademii nauk sssr. Otdelenie Matematicheskikh i Estestvennykh Nauk, Vol. 7 :793–800, 1934.
- [36] E.W. Dijkstra. A note on two problems in connection with graphs. Numerische Mathematik, pages 269–271, 1959.
- [37] N. Ding. Load models for operation and planning of electricity distribution networks with smart metering data. PhD thesis, Grenoble INP, 2012.
- [38] C.M. Domingo, T.G. San Roman, A. Sanchez-Miralles, J.P.P. Gonzalez, and A.C. Martinez. A reference network model for large-scale distribution planning with automatic street map generation. *IEEE Trans. Power Systems*, Vol. 26(No. 1) :190–197, 2011.
- [39] J.F. Dopazo, O.A. Klitin, and A.M. Sasson. Stochastic load flow. *IEEE Transactions on Power Apparatus & Sstems*, pages 299–309, 1975.
- [40] A. Doulet. Réseaux de distribution d'électricité présentation. Technical report, Techniques de l'ingénieur, 2010.
- [41] A. Doulet and J.P. Horson. Réseaux de distribution enfouissement. Technical report, Techniques de l'Ingénieur, 2008.
- [42] J. Dréo, A. Pétrowski, P. Siarry, and E. Taillard. Metaheuristics for hard optimization. Springer Verlag, 2005.
- [43] D Ellard and P Ellard. SQ Course Book. 2003.
- [44] F.B. Enacheanu. Outils d'aide à la conduite pour les opérateurs des réseaux de distribution. PhD thesis, Grenoble INP, 2007.
- [45] ERDF. Description physique du réseau public. Technical report, ERDF, 2008.
- [46] ERDF. Convention de raccordement au réseau public de distribution hta d'une installation de production d'énergie électrique - conditions générales. Technical report, ERDF, 2008.
- [47] ERDF. Relations entre le grd et le responsable d'équilibre dispositions applicables pour l'estimation des courbes de charge. Règles relatives à la Programmation, au Mécanisme d'Ajustement et au dispositif de Responsable d'Equilibre Version 5, ERDF, Juillet 2007.
- [48] Conseil de l'Union Européenne. Conseil européen de bruxelles 11 et 12 décembre 2008 conclusions de la présidence. 2009.
- [49] F.E.R.C. Assessment of demand response & advanced metering. Technical report, Federal Energy Regulatory Commission, 2008.
- [50] J. Fernandez. Intégration des Véhicules Electriques dans le réseau électrique résidentiel : impact sur le déséquilibre et stratégies V2G innovantes. PhD thesis, Grenoble INP, 2014.

- [51] D. Fouquet, J. Bergougnoux, F. Meslier, W. Varoquaux, and M. Ernoult. Demande d'électricité et prévision à long terme. Technical report, Techniques de l'Ingénieur, 1984.
- [52] J.L. Fraisse and J.P. Horson. Raccordement de la production décentralisée aux réseaux de distribution - aspects techniques. Technical report, Techniques de l'Ingénieur, 2010.
- [53] J.L. Fraisse and J.P. Horson. Raccordement de la production décentralisée aux réseaux de distribution - aspects juridiques et organisationnels. Technical report, Techniques de l'Ingénieur, 2010.
- [54] D. Fulchiron. Choix de base des réseaux mt de distribution publique. Technical Report 203, Schneider Electric - Cahiers techniques, Mars 2001.
- [55] E. Gain. Réseaux de distribution conception et dimensionnement. Technical report, Techniques de l'Ingénieur, 1993.
- [56] S.G. Ghiocel and J.H. Chow. A power flow method using a new bus type for computing steady-state voltage stability margins. *Power Systems, IEEE Transactions* on, Vol. 29(No. 2) :958–965, 2014.
- [57] V. Glamocanin and V. Filipovic. Open loop distribution system design. *IEEE Trans. Power Delivery.*, Vol. 8 :1900–1906, 1993.
- [58] S.K. Goswani. Distribution system planning using branch exchange technique. IEEE Trans. Power Systems, Vol. 12, (No. 2) :718–723, 1997.
- [59] S. Gottwalt, W. Ketter, C. Block, J. Collins, and C. Weinhardt. Demand side management - a simulation of household behavior under variable prices. *Energy Policy*, 2011.
- [60] V. Gouin, M.C. Alvarez-Hérault, and B. Raison. Optimal planning of urban distribution network considering its topology. *CIRED Conference*, 2015.
- [61] V. Gouin, M.C. Alvarez-Hérault, and B. Raison. Benefits of load shedding for distribution grids investments planning. *PES General Meetings*, 2015.
- [62] V. Gouin, M.C. Alvarez-Hérault, and B. Raison. Operational vs. structural strategies for distribution grid planning in smart grids context. *PowerTech Conference*, 2015.
- [63] JJ Grainger and S Civanlar. Volt/var control on distribution systems with lateral branches using shunt capacitors and voltage regulators part i : The overall problem. *Power Apparatus and Systems, IEEE Transactions on*, (No. 11) :3278 – 3283, 1985.
- [64] Greenlys. Livrable 4.1.2.3 valorisation de la flexibilité de la consommation bt en terme de capacité d'accueil, pertes électriques et end des réseaux hta. Technical report, ADEME, 2015.
- [65] Greenlys. Livrable 2.3.1 mécanismes de création de valeur du point de vue du réseau, modèles économiques associés, méthodes et modèles d'évaluation et de quantification. Technical report, ADEME, 2013.
- [66] Greenlys. Livrable 2.1.2 méthodologie d'estimation des gains et des coûts engendrés par un système intelligent. Technical report, ADEME, 2012.
- [67] N. Hadjsaïd and J.C. Sabonnadière. Smart Grids. Wiley, 2012.

- [68] Lucheng Hong, Libao Shi, Liangzhong Yao, Yixin Ni, and Masoud Bazargan. Study on fuzzy load flow with consideration of wind generation uncertainties. In *Transmis*sion & Distribution Conference & Exposition : Asia and Pacific, 2009, pages 1–4. IEEE, 2009.
- [69] F. Hosseinzadeh, N. Alinejad, and K. Pakfar. A new technique in distribution network reconfiguration for loss reduction and optimum operation. *CIRED*, 2009.
- [70] IEC. IEC 60214 : Tap-changers. International Electrotechnical Commission, 2004.
- [71] INSEE. Territoires de rhône-alpes : à l'horizon 2040, cinq profils d'évolution démographique, la lettre analyses n° 144. Technical report, INSEE Rhône-Alpes, 2011.
- [72] INSEE. Projections de population 2007-2060 pour la france métropolitaine. Technical report, INSEE, 2010.
- [73] P. Jeannin and J. Carpentier. Réseaux de puissance méthodes de résolution des équations. Technical report, Techniques de l'Ingénieur, 1994.
- [74] S.K. Khator and L.C. Leung. Power distribution planning : A review of models and issues. *IEEE Trans. Power Systems*, Vol. 12(No. 3) :1151–1159, 1997.
- [75] H.M. Khodr, Z. Vale, and C. Ramos. Optimization techniques for power distribution planning with uncertainties : A comparative study. *Power & Energy Society General Meeting*, 2009.
- [76] P.S. Laplace. Mémoire sur les approximations des formules qui sont fonctions de très-grands nombres, et sur leur application aux probabilités. Mémoires de la classe des sciences mathématiques et physiques de l'Institut de France, pages 353-415, 1809.
- [77] A. Larsson. Flicker emission of wind turbines during continuous operation. IEEE Trans. On Energy Conversion, Vol. 17(No. 1) :2002, 114-118 2002.
- [78] E.L. Lawler. The traveling salesman problem : a guided tour of combinatorial optimization. WILEY-INTERSCIENCE SERIES IN DISCRETE MATHEMATICS, 1985.
- [79] M.G. Lijesen. The real-time price elasticity of electricity. *Energy economics*, 2007.
- [80] W.M. Lin, M.T. Tsay, and S.W. Wu. Application of geographic information system for substation and feeder planning. *Electrical Power & energy Systems*, Vol. 18(No. 3) :175–183, 1996.
- [81] Q. Liu. A novel hybrid multiagent-based particle swarm optimization for distribution network reconfiguration. Power and Energy Engineering Conference (APPEEC), 2010.
- [82] J.M. Lujano-Rojas, C. Monteiro, Dufo-Lopez. R., and J.L. Bernal-Agustin. Optimum residential load management strategy for real time pricing demand response programs. *Energy Policy* 45, pages 671–679, Mars 2012.
- [83] J. Medina, N. Muller, and I. Roytelman. Demand response and distribution grid operations : Opportunities and challenges. *IEEE Trans. on Smart Grid*, Vol. 1(No. 2) :193–198, 2010.
- [84] A. Mercier. Pilotage de la production décentralisée et des charges non conventionnelles dans le contexte Smart Grid et simulation hybride temps réel. PhD thesis, Grenoble INP, 2015.

- [85] N. Metropolis, A. W Rosenbluth, M.N. Rosenbluth, A.H. Teller, and E. Teller. Equation of state calculations by fast computing machines. *The journal of chemical phy*sics, Vol. 21(No. 6) :1087–1092, 1953.
- [86] E. Miguez, J. Cidras, E. Diaz-Dorado, and J.L. Garcia-Dornelas. An improved branch-exchange algorithm for large-scale distribution network planning. *IEEE Trans. Power Systems*, vol. 17(No. 4) :931–936, 2002.
- [87] V. Miranda, J.V. Ranito, and L.M. Proença. Genetic algorithms in optimal multistage distribution network planning. *IEEE Trans. Power Systems*, Vol. 9(No. 4) :1927–1933, 1994.
- [88] C. Monteiro, I.J. Ramirez-Rosado, V. Miranda, P.J. Zorzano-Santamaria, E. Garcia-Garrido, and J.A. Fernandez-Jimenez. Gis spatial analysis applied to electric line routing optimization. *IEEE Trans. Power Delivery*, Vol. 20(No. 2) :934–942, 2005.
- [89] K. Nara, H. Kuwabara, M. Kitagawa, and K. Ohtaka. Algorithm for expansion planning in distribution systems taking faults into consideration. *IEEE Trans. Power* Systems, Vol. 9(No. 1) :324–330, 1994.
- [90] K. Nara, T. Satoh, K. Aoki, and M. Kitagawa. Multi-year expansion planning for distribution systems. *IEEE Trans. Power Systems*, Vol. 6(No. 3) :952–958, 1991.
- [91] K. Nara, T. Satoh, H. Kuwabara, K. Aoki, M. Kitagawa, and T. Ishihara. Distribution systems expansion planning by multi-stage branch exchange. *IEEE Trans. Power Systems*, Vol. 7(No. 1) :208–214, 1992.
- [92] B.B. Navarro, I.V.N.C. Cruz, and B.M. Malquisto. Radial network reconfiguration and load balancing for loss minimization using genetic algorithms. *TENCON*, 2012.
- [93] NégaWatt. Scénario négawatt 2011. Technical report, Association NégaWatt, Juillet 2013. Mise à jour - Juillet 2013.
- [94] P.D. Nguyen Ngoc. Optimisation de systèmes de production intermittents et non conventionnels couplés au réseau électrique. PhD thesis, Grenoble INP, 2011.
- [95] M. Oddi. Plan de protection des réseaux de distribution publique à moyenne tension - mise en oeuvre. Technical report, Techniques de l'Ingénieur, 2011.
- [96] M. Oddi. Plan de protection des réseaux de distribution publique à moyenne tension

 evolutions récentes et compléments électrotechniques. Technical report, Techniques
 de l'Ingénieur, 2011.
- [97] M. Oddi. Plan de protection des réseaux de distribution publique à moyenne tension - principes. Technical report, Techniques de l'Ingénieur, 2001.
- [98] A. Palma and C. Fontan. Enquête maddif : Multimotif adaptée à la dynamique des comportements de déplacement en ile-de-france. Technical report, Ministère des transports, 2000.
- [99] D. Penkov. Localisation de défauts dans les réseaux hta en présence de génération dispersée. Technical report, Grenoble INP, 2006.
- [100] G.J. Peponis and M.P. Papadopoulos. New dynamic, branch exchange method for optimal distribution system planning. *Generation, Transmission and Distribution, IEE Proceedings*, Vol. 144. :333–339, 1997.

- [101] T.T.H. Pham. Influences de la production décentralisée sur la gestion des infrastructures critiques des réseaux de puissance. PhD thesis, Grenoble INP, 2006.
- [102] PPI. Rapport au parlement programmation pluriannuelle des investissements de production d'électricité - période 2009-2020. Technical report, Ministère de l'écologie et du développement durable, 2009.
- [103] C. Puret. Les réseaux de distribution publique mt dans le monde. Technical Report 155, Schneider Electric - Cahiers techniques, Septembre 1991.
- [104] G. Rami. Contrôle de tension auto adaptatif pour des production décentralisée d'énergie connectées au réseau électrique de distribution. PhD thesis, Grenoble INP, 2006.
- [105] I.J. Ramirez-Rosado and J.L. Bernal-Agustin. Reliability and costs optimization for distribution networks expansion using an evolutionary algorithm. *IEEE Trans. Power Systems*, Vol. 16(No. 1) :111–118, 2001.
- [106] I.J. Ramirez-Rosado and J.L. Bernal-Agustin. Genetic algorithms applied to the design of large power distribution systems. *IEEE Trans. Power Systems*, Vol. 13(No. 2) :696–703, 1998.
- [107] I.J. Ramirez-Rosado and J.A. Dominguez-Navarro. New multiobjective tabu search algorithm for fuzzy optimal planning of power distribution systems. *IEEE Trans. Power Systems*, Vol. 21(No. 1) :224–233, 2006.
- [108] I.J. Ramirez-Rosado and J.A. Dominguez-Navarro. Possibilistic model based on fuzzy sets for the multiobjective optimal planning of electric power distribution networks. *IEEE Trans. Power Systems*, Vol. 19(No. 4) :1801–1810, 2004.
- [109] I.J. Ramirez-Rosado and T. Gonen. Pseudodynamic planning for expansion of power distribution systems. *IEEE Trans. Power Systems*, Vol. 6(No. 1) :245–254, 1991.
- [110] M. Rastegar, M. Fotuhi-Firuzabad, and M. Moeini-Aghtaie. Improving direct load control implementation by an initiative load control method. *Electrical Power Distribution Networks (EPDC)*, 2013.
- [111] O. Richardot. Réglage coordonné de la tension dans les réseaux de distribution à l'aide de la production décentralisée. PhD thesis, Grenoble INP, 2006.
- [112] R. Romero, R.A. Gallego, and A. Monticelli. Transmission system expansion planning by simulated annealing. *IEEE Trans. Power Systems*, Vol. 1(No. 1) :364–369, 1996.
- [113] RTE. Bilan électrique 2012. Technical report, RTE, 2012.
- [114] RTE. Règles relatives au dispositif de responsable d'équilibre. Technical report, RTE, Juillet 2005. Chapitre F - version 5.
- [115] J.C. Sabonnadière and N. HadjSaid. SmartSmart Les réseaux électriques intelligents. Eyrolles, 2012.
- [116] A. Sadegheih. Optimization of network planning by the novel hybrid algorithms of intelligent optimization techniques. *Energy*, vol. 34 :1539–1551, 2009.
- [117] J.T. Saraiva, V. Miranda, and L.M.V.G. Pinto. Impact on some planning decisions from a fuzzy modeling of power systems. *IEEE Trans. Power Systems*, Vol. 9(No. 2):819–825, 1994.

- [118] M.T Schilling, A.M. Leite da Silva, R. Billington, and M.A. El-Kady. Bibliography on power system probabilistic analysis (1962-1988). *IEEE Transactions on Power* Systems, Vol. 5 :1–11, 1990.
- [119] A. Seack, J. Kays, and C. Rehtanz. Generating low voltage grids on the basis of public available map data. *CIRED Workshop - Rome*, 2014.
- [120] J. Shu, L. Wu, Z. Li, M. Shahidehpour, L. Zhang, and B. Han. A new method for spatial power network planning in complicated environments. *IEEE Trans. Power* Systems, Vol. 27(No. 1) :381–389, 2012.
- [121] J. Soares, B. Canizes, C. Lobo, Z. Vale, and H. Morais. Electric vehicle scenario simulator tool for smart grid operators. *Energies*, Vol. 5 :1881–1889, 2012.
- [122] J. Soares, Z. Vale, and B. Canizes. Multi-objective parallel particle swarm optimization for day-ahead vehicle-to-grid scheduling. *Computational Intelligence Applications In Smart Grid (CIASG), 2013 IEEE Symposium on, 2013.*
- [123] P. Sorensen. Flicker emission levels from wind turbines. Wind Eng., Vol. 20(no. 1), 1996.
- [124] F. Sossan and M. Marinelli. An auto tuning substation peak shaving controller for congestion management using flexible demand. *Power Engineering Conference* (UPEC), 2013.
- [125] Centre d'Analyse Stratégique. Rapport les secteurs de la nouvelle croissance : une projection à l'horizon 2030. Technical report, Gouvernement Français, 2012.
- [126] D.I. Sun, D.R. Farris, P.J. Cote, R.R. Shoults, and M.S. Chen. Optimal distribution substation and primary feeder planning via the fixed charge network formulation. *IEEE Trans. Power Apparatus and Systems*, Vol. PAS-101(No. 3) :602–609, 1982.
- [127] Y. Tang. Power distribution system planning with reliability modeling and optimization. *IEEE Trans. Power Systems*, Vol. 11(No. 1) :181–189, 1996.
- [128] H.K. Temraz and V.H. Quintena. Distribution system expansion planning models : an overview. *Electric Power Systems Research*, vol. 26 :61–70, 1993.
- [129] H. Turker. Véhicules Electriques HyHybrid Rechargeables : Evaluation des IImpact sur le Réseau Electrique et Stratégies OpOptimal de Recharge. PhD thesis, Grenoble INP, 2014.
- [130] UFE. Electricité 2030 : quels choix pour la france? Technical report, UFE, 2012.
- [131] H.L Willis, H. Tram, M.V. Engel, and L. Finley. Selecting and applying distribution optimization methods. *Computer Applications in Power, IEEE*, Vol.9 :12–17, 1996.
- [132] H.L. Willis, H. Tram, M.V. Engel, and L. Finley. Optimization applications to power distribution. *Computer Applications in Power*, *IEEE*, Vol.8 :12–17, 1995.
- [133] W. Xu-quiang, L. Guang-yi, Y. Zhan-yong, and F. Shi-xiong. An integrated volt-var method in distribution network based on distributed generation. *IEEE Renewable Power Generation Conference*, Septembre 2013.
- [134] T. Yiyun, L. Can, C. Lin, and L. Lin. Research on vehicle-to-grid technology. *IEEE Computer Distributed Control and Intelligent Environmental Monitoring*, February 2011.

- [135] L.A. Zadeh. Fuzzy sets. Information and Control, Vol. 8:338–353, 1965.
- [136] Lotfi A Zadeh. Fuzzy sets as a basis for a theory of possibility. fuzzy sets and applications : selected papers by la zadeh, 1987.
- [137] B. Zeng, J. Zhang, X. Yang, J. Wang, J. Dong, and Y. Zhang. Integrated planning for transition to low-carbon distribution system with renewable energy generation and demand response. *IEEE Trans. On Power Systems*, Vol. 29(No. 3) :1153–1165, Mai 2014.
- [138] H.T. Zhang, L.L. Lai, and H. Zhu. A novel automatic load shedding scheme to improve survivability of distribution networks. *IEEE International Conference on Systems, Man, and Cybernetics*, 2013.

Annexe A Cas d'étude pour la construction de l'architecture



Figure A.1 – Cas d'étude n°1 - Artères du réseau réel sur la zone d'étude



Figure A.2 – Cas d'étude n°1 - Artères du réseau simulé sur la zone d'étude



Figure A.3 – Cas d'étude n°1 - Congestion des rues pour le réseau réel sur la zone d'étude



Figure A.4 – Cas d'étude n°1 - Congestion des rues pour le réseau simulé sur la zone d'étude



Figure A.5 – Travaux pour l'extension du réseau - $\beta_2^{rue}=80\%$



Figure A.6 – Travaux pour l'extension du réseau - $\beta_2^{rue}=10\%$

Annexe B

Solution alternative pour la construction de l'architecture

La solution présentée dans cette annexe présente les hypothèses suivantes :

- L'architecture est la même que celle retenue pour le cas d'étude n°1 : la répartition des charges entre les artères est la même, en conséquence la longueur totale de conducteurs, la longueur totale de tranchées, la congestion des rues, et les taux d'équilibre de la puissance sur le réseau sont les mêmes.
- Les lignes sont dimensionnées avec 5 types de conducteurs différents, dont les caractéristiques sont présentées dans le tableau B.1. Le choix des conducteurs est un optimum économique entre l'investissement et le coût actualisé des pertes sur la période d'étude, tout en respectant les contraintes techniques de courant et de tension en régimes normal et de secours.

Nom	$\mathbf{r} (\Omega/\mathbf{km})$	$\mathbf{x} (\Omega/\mathbf{km})$	I_{max} (A)	Coût (k€/km)
Alu 95 mm^2	0,32	0,10	236	12,80
Alu 150 mm ²	0,21	0,10	313	14,80
Alu 240 mm ²	0,13	0,10	419	20,10
$Cu 240 \text{ mm}^2$	0,08	0,10	505	30,10
Alu 640 mm ²	$0,\!05$	0,10	762	40,10

Tableau B.1 – Caractéristiques des conducteurs

• On impose également lors du dimensionnement deux OMT au moins par départ, en plus de l'OMT normalement ouvert présent sur chaque artère.

Les caractéristiques techniques et économiques du nouveau réseau sont résumées dans le tableau B.2. Elles sont comparées avec le réseau réel et les résultats de simulation avec les premières hypothèses de conducteurs et d'OMT. On peut noter que l'optimisation de la section des câbles permet à la fois d'économiser sur l'investissement en conducteurs et d'optimiser le coût des pertes, avec respectivement des économies de 36 % et 3,5 %, pour un gain total de 243 k \in . La proportion des conducteurs utilisés est de respectivement 17,58 %, 22,16 %, 49,59 % et 10,68 % pour les conducteurs de type Alu 95 mm², Alu 150 mm², Alu 240 mm² et Cu 640 mm², le conducteur Alu 640 mm² n'ayant pas été utilisé. En revanche le sur-investissement en OMT de 192 k \in ne permet d'économiser que 3 k \in sur le coût de l'END et des interruptions. Le réseau simulé avec ce deuxième jeu d'hypothèses permet un gain total de 54 k \in , tout en respectant les contraintes techniques de courant et de tension en régimes normal et de secours.

Cas étudié	Rés	eau	Résea	u simulé	Réseau simulé	
Paramètres	réel		Hypothèses 1 Hypothèses 2			
Longueur des conducteurs	38,70	km	32,41 km		1 km	
Longueur des tranchées	22,69	km	22,48 km			
Nombre moyen de	1,47		1,19			
conducteurs par tranchée						
Taux d'équilibre	74.68 %		82 16 %			
entre artères	14,00	70	02,10 /0			
Taux d'équilibre	68,88 %		76,56~%			
entre postes sources						
Taux d'équilibre	37 77	0%		53 11 %		
entre couples de postes	51,11	/0	55,11 /0			
Coût des conducteurs	774	k€	641	k€	410 k€	
Coût des tranchées	2 672	k€	2 403 k€			
Coût des pertes	552	k€	342	k€	330 k€	
Coût de l'END	18	k€	13	k€	12 k€	
Coût des interruptions	19	k€	14	k€	12 k€	
Coût des interrupteurs	120	k€	48	k€	240 k€	
Coût total	4 125	k€	3 461	k€	3 407 k€	
Chute de tension	5.02	%	4,48	%	4,45 %	
en régime normal	0,90					
Chute de tension	0.22	07	7.61	07	7.07 %	
en régime de secours	9,55	/0	1.01	/0	1.91 /0	
Contrainte de courant	non		non		non	
en régime de secours						
Contrainte de courant	à la $6^{\rm e}$ année		non		non	
en régime de secours						

Tableau B.2 – Bilan technico-économique - comparaison des jeux d'hypothèses

Annexe C Calcul des nouvelles consommations après effacement

Le chronogramme ci-dessous illustre la construction de la formule IV.15 du Chapitre IV sur un exemple où un effacement serait lancé sur la même charge à chaque pas de temps. L'hypothèse est faite qu'avant effacement la charge a une consommation constante de valeur P. Ainsi la puissance de la charge au pas de temps t_7 est égale à la somme de sa consommation initiale à t_7 et des contributions des effacements effectués aux pas de temps précédents. Elle est calculée via l'équation C.1

$$P(t_7) = \underbrace{0, 2 \times (P(t_2) + P(t_3) + P(t_4))}_{\text{effets de report}} + \underbrace{1, 4 \times P(t_5)}_{\text{activations de l'effacement}} \underbrace{-1 \times (P(t_6) + P(t_7))}_{\text{activations de l'effacement}}$$
(C.1)



Figure C.1 – Chronogramme exemple pour le calcul de la consommation après effacement

Annexe D

Exemple de modélisation pour le problème de stratégie d'effacement

On reprend l'exemple de la figure IV.3 du chapitre IV. On ne considère que les 3 conducteurs alimentant les charges P_1 , P_2 et P_3 , comme indiqué sur la figure D.1.



Figure D.1 – Exemple pour la modélisation du problème d'effacement

La période d'étude est de 1,5 heures. On considère que l'effacement est effectuée pendant une demi-heure, que le rebond est de 70 % et que l'énergie reportée est de 100 %pendant une heure. Le vecteur d'effacement est donc égal à :

$$W_{eff} = \begin{bmatrix} -1 & 0,7 & 0,3 \end{bmatrix}$$
(D.1)

Le modèle d'optimisation est le suivant :

$$\min_{X_{eff}} C.X_{eff} \text{ avec } \begin{cases} A.X_{eff} \le B\\ 0 \le X_{eff} \le \tau_{max} \end{cases}$$
(D.2)

Avec :

$$X_{eff} = \begin{pmatrix} x_1^{\text{eff}}(t_1) \\ x_2^{\text{eff}}(t_1) \\ x_3^{\text{eff}}(t_1) \\ x_1^{\text{eff}}(t_2) \\ x_2^{\text{eff}}(t_2) \\ x_2^{\text{eff}}(t_2) \\ x_3^{\text{eff}}(t_3) \\ x_2^{\text{eff}}(t_3) \\ x_3^{\text{eff}}(t_3) \end{pmatrix}$$
(D.3)

$$C = \begin{pmatrix} P_1(t_1) & P_2(t_1) & P_3(t_1) & P_1(t_2) & P_2(t_2) & P_3(t_2) & P_1(t_3) & P_2(t_3) & P_3(t_3) \end{pmatrix}$$
(D.4)

$$A = \begin{pmatrix} -P_1(t_1) & -P_2(t_1) & -P_3(t_1) & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & P_2(t_1) & P_3(t_1) & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & P_3(t_1) & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0, 7.P_1(t_1) & 0, 7.P_2(t_1) & 0, 7.P_3(t_1 & -P_1(t_2) & -P_2(t_2) & -P_3(t_2) & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0, 7.P_2(t_1) & 0, 7.P_3(t_1 & 0 & -P_2(t_2) & -P_3(t_2) & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0, 7.P_3(t_1 & 0 & 0 & -P_3(t_2) & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0, 7.P_3(t_1 & 0, 7.P_1(t_2) & 0, 7.P_2(t_2) & 0, 7.P_3(t_2) & -P_1(t_3) & -P_2(t_3) & -P_3(t_3) \\ 0 & 0, 3.P_2(t_1) & 0, 3.P_3(t_1 & 0 & 0, 7.P_2(t_2) & 0, 7.P_3(t_2) & 0 & -P_2(t_3) & -P_3(t_3) \\ 0 & 0 & 0, 3.P_3(t_1 & 0 & 0 & 0, 7.P_3(t_2) & 0 & 0 & -P_3(t_3) \\ 0 & 0 & 0, 3.P_3(t_1 & 0 & 0 & 0, 7.P_3(t_2) & 0 & 0 & -P_3(t_3) \\ 0 & 0 & 0, 3.P_3(t_1 & 0 & 0 & 0, 7.P_3(t_2) & 0 & 0 & -P_3(t_3) \\ 0 & 0 & 0, 3.P_3(t_1 & 0 & 0 & 0, 7.P_3(t_2) & 0 & 0 & -P_3(t_3) \\ 0 & 0 & 0, 3.P_3(t_1 & 0 & 0 & 0, 7.P_3(t_2) & 0 & 0 & -P_3(t_3) \\ 0 & 0 & 0, 3.P_3(t_1 & 0 & 0 & 0, 7.P_3(t_2) & 0 & 0 & -P_3(t_3) \\ 0 & 0 & 0, 3.P_3(t_1 & 0 & 0 & 0, 7.P_3(t_2) & 0 & 0 & -P_3(t_3) \\ 0 & 0 & 0, 3.P_3(t_1 & 0 & 0 & 0, 7.P_3(t_2) & 0 & 0 & -P_3(t_3) \\ 0 & 0 & 0, 3.P_3(t_1 & 0 & 0 & 0, 7.P_3(t_2) & 0 & 0 & -P_3(t_3) \\ \end{array} \right)$$

$$B = \begin{pmatrix} P_1^{marge}(t_1) - P_1(t_1) - P_2(t_1) - P_3(t_1) \\ P_2^{marge}(t_1) - P_2(t_1) - P_3(t_1) \\ P_3^{marge}(t_2) - P_3(t_1) \\ P_1^{marge}(t_2) - P_1(t_2) - P_2(t_2) - P_3(t_2) \\ P_2^{marge}(t_2) - P_2(t_2) - P_3(t_2) \\ P_3^{marge}(t_2) - P_3(t_2) \\ P_1^{marge}(t_3) - P_1(t_3) - P_2(t_3) - P_3(t_3) \\ P_2^{marge}(t_3) - P_2(t_3) - P_3(t_3) \\ P_3^{marge}(t_3) - P_3(t_3) \end{pmatrix}$$
(D.6)

ÉVALUATION DE L'IMPACT DU SMART GRID SUR LES PRATIQUES DE PLANIFICATION EN CAS D'INSERTION DE PRODUCTION DECENTRALISEE ET DE CHARGES FLEXIBLES

Résumé : Les réseaux intelligents, ou Smart Grids, résultent de la combinaison des réseaux électriques et des nouvelles technologies de l'information et de la communication. Ils s'accompagnent de changements de paradigmes comme l'insertion importante de production décentralisée et le développement de nouveaux modes de consommation, comme les véhicules électriques et les « consom'acteurs ». Des contraintes apparaissent ainsi sur des réseaux vieillissants et non dimensionnés pour ces nouveaux usages. Cette thèse étudie l'impact des nouveaux paradigmes sur les techniques de planification des réseaux électriques de distribution. Un premier outil utilisant un algorithme de recuit simulé adapté et des méthodes issues de la théorie des graphes a été développé pour dimensionner les réseaux à moindre coût, selon les règles usuelles de planification. Dans un second temps, une méthodologie combinant une approche de type Monte Carlo et la construction de profils annuels de charge a été proposée pour analyser l'impact de la production décentralisée et des véhicules électriques dans un contexte soumis à des incertitudes. La troisième étape du travail a été de mettre en place des fonctions avancées de conduite comme alternative aux solutions de renforcement, très coûteuses. Un regard particulier est porté sur les stratégies d'effacement. Enfin, une nouvelle planification opérationnelle combinant les précédents outils développés a été créée afin d'évoluer vers une planification des réseaux intelligents.

Mots clefs : Réseaux de distribution, Réseaux intelligents, Production décentralisée, Véhicules électriques, Maîtrise de la demande en énergie

EVALUATION OF THE IMPACT OF THE SMART GRID ON PLANNING PRACTICES WITH DISTRIBUTED GENERATION AND FLEXIBLE LOADS

Abstract: The Smart Grids are the combination of electrical networks and new information and communication technologies. They deal with a change of paradigms that are the insertion of distributed generation and the development of new forms of consumption, such as electric vehicles and prosumers. These changes induce many constraints on networks both aging and historically not sized for this context. This thesis studies the impact of these paradigms on the rules for electrical distribution networks planning. A first tool using an adapted simulated annealing algorithm and methods from graph theory was developed to size the networks at low cost, according to the usual rules for planning. Secondly, a methodology combining a Monte Carlo approach and the construction of annual load profiles was proposed to analyze the impact of distributed generation and electric vehicles in an environment subject to uncertainties. The third stage of the work was to implement advanced distribution automations as an alternative to reinforcement which is very expensive. This part is focused on demand side management. Finally, a new operational planning combining the previous developed tools was created to move towards the planning of the Smart Grids.

Key words: Distribution Networks, Smart Grids, Distributed Generation, Electric Vehicles, Demand Side Management

G2Elab – Laboratoire de Génie Electrique de Grenoble 21 Avenue des Martyrs 38031 GRENOBLE