



HAL
open science

Gestion des congestions et prise de décision dans les réseaux électriques maillés en utilisant des batteries électriques

Clémentine Straub

► **To cite this version:**

Clémentine Straub. Gestion des congestions et prise de décision dans les réseaux électriques maillés en utilisant des batteries électriques. Energie électrique. Université Paris-Saclay, 2021. Français. NNT : 2021UPASG013 . tel-03216850

HAL Id: tel-03216850

<https://theses.hal.science/tel-03216850v1>

Submitted on 4 May 2021

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.

Gestion des congestions et prise de décision dans les réseaux électriques maillés en utilisant des batteries électriques

Thèse de doctorat de l'Université Paris-Saclay

École doctorale n° 580
Sciences et Technologies de l'Information
et de la Communication (STIC)
Spécialité de doctorat : Automatique
Unité de recherche : Université Paris-Saclay, CNRS, CentraleSupélec,
Laboratoire des signaux et systèmes, 91190, Gif-sur-Yvette, France
Réfèrent : CentraleSupélec

**Thèse présentée et soutenue en visioconférence totale, le 9
Avril 2021, par**

Clémentine STRAUB

Composition du jury :

Sihem Tebbani Professeur, CentraleSupélec - Université Paris-Saclay	Présidente et Examinatrice
Emmanuel Witrant Professeur, Université de Grenoble Alpes	Rapporteur et Examineur
Nicolas Langlois Professeur, ESIGEEC	Rapporteur et Examineur
Vladimir Rasvan Professeur, University of Craiova	Examineur
Marina Vassilaki Maître de conférences, ASPETE, Grèce	Examinatrice
Julien Eynard Maître de conférences, Université de Perpignan - Via Domitia	Examineur
Sorin Olaru Professeur, CentraleSupélec - Université Paris-Saclay	Directeur de thèse
Jean Maeght Ingénieur de recherche, RTE	Encadrant

Remerciements

En premier lieu, je tiens à remercier tout particulièrement Sorin Olaru qui a dirigé mes travaux de recherche, pour son soutien, son dynamisme, sa grande patience, ses conseils tout au long de mon projet doctoral et ses réponses instantanées à mes e-mails, même lorsque nous avons 9 heures de décalage horaire. Je lui suis reconnaissante du fond du coeur de m'avoir convaincue de mener ma thèse à son terme et pour son aide précieuse dans son achèvement, malgré un parcours professionnel m'éloignant du monde de la recherche.

Je voudrais exprimer ma profonde gratitude à Jean Maeght, qui m'a encadrée tout au long du temps que j'ai passé à RTE. Je le remercie pour son temps, son aide quotidienne, particulièrement lors de mon séjour à Stanford où, malgré l'éloignement, il se rendait toujours très disponible. Je le remercie pour les cafés du matin à RTE où il m'introduisait avec entrain aux personnes en lien avec mon sujet, son humour sans frontière, le week-end de visite de San Francisco et son soutien lors de ma décision de suivre une formation de pilote de ligne alors que ma thèse n'était pas terminée.

Je tiens également à exprimer mes chaleureux remerciements à Patrick Panciatici, sans l'inspiration de qui cette thèse n'aurait sans doute pas eu lieu. Je le remercie pour les opportunités qu'il crée, pour l'énergie qu'il transmet et pour sa passion concernant les problématiques des réseaux électriques.

Je remercie chaleureusement Emmanuel Witrant et Nicolas Langlois d'avoir accepté d'être rapporteurs de cette thèse. Je remercie également Vladimir Rasvan, Marina Vassilaki, Sihem Tebbani et Julien Eynard d'avoir accepté de participer à mon jury de thèse.

Je voudrais remercier Ram Rajogopal pour l'opportunité qu'il m'a accordée de passer un an dans son laboratoire à l'université de Stanford, ainsi que Mohammad Rasouli pour sa contribution à mes réflexions. Je remercie également chaleureusement Camille Pache pour son aide précieuse et sans qui mon séjour américain n'aurait pas eu la même saveur.

Je voudrais remercier Gilles Duc et Silviu Niculescu pour le soutien qu'ils m'ont accordé lors de ma période de césure et afin que l'aboutissement de ma thèse soit possible.

Je remercie mon chef de pôle à RTE, Gwillherm Poullenc pour son soutien. Je remercie également Manuel Ruiz, Mathieu Dussartre, Hervé Lefebvre, Nicolas Omont ainsi que tous les gens avec qui j'ai eu la chance de travailler à RTE. Je tiens à remercier tout spécialement Julie Sliwak et Hadrien Godard, collègues doctorants à RTE, sans qui cette thèse n'aurait pas été la même.

Mes derniers remerciements et non les moindres vont à ma famille et mes amis pour leur présence et leur soutien pendant cette période.

Table des matières

Liste des figures	8
Liste des tableaux	9
Liste des publications	11
1 Introduction	13
1.1 Contexte	13
1.1.1 Les réseaux de transport d'électricité	13
1.1.2 Problématique liée à l'augmentation de production renouvelable	16
1.1.3 Nécessité d'évolution des réseaux électriques	16
1.1.4 RTE, le cas français	18
1.1.5 Un exemple de l'utilisation de batteries pour lever une congestion	19
1.2 Le pilotage des batteries pour la gestion des congestions : présentation du problème	21
1.2.1 La rapidité d'action des batteries, un atout majeur dans la gestion des congestions	21
1.2.2 La limitation de production renouvelable : un levier indissociable des batteries pour la gestion des congestions	23
1.2.3 Contraintes opérationnelles à RTE	23
1.2.4 Multi-service et batteries	27
1.2.5 Un système de contrôle basé sur deux niveaux	28
1.2.6 Résumé	28
1.3 État de l'art	29
1.3.1 Commande prédictive (Model Predictive Control)	29
1.3.2 Utilisation des batteries pour gérer les congestions sur les réseaux de transport	32
1.3.3 Multi-service de batteries	34
1.4 Objectifs visés et organisation du manuscrit	34
2 Modélisation du contrôleur temps réel	39
2.1 Introduction	40
2.2 Spécificités du niveau bas du système de contrôle	40
2.2.1 Rapidité d'action nécessaire	40
2.2.2 Suivi et vérification des consignes du niveau supérieur	41
2.2.3 Un contrôle décentralisé	41
2.2.4 Modélisation des contraintes de capacité des lignes	42
2.3 Modélisation	44
2.3.1 Principes de modélisation du réseau	44
2.3.2 Entrées et sorties du contrôleur	49
2.3.3 Dynamique du système	51
2.3.4 Contraintes	53

2.3.5	Fonction objectif du problème	54
2.4	Modélisation en commande prédictive	55
2.4.1	Formulation en commande prédictive	55
2.4.2	Formulation du problème de commande prédictive comme un problème d'optimisation paramétrique	56
2.4.3	Etude de la faisabilité	57
2.4.4	Robustesse du système	57
2.5	Simulations	58
2.5.1	Données	58
2.5.2	Calcul des PTFD	60
2.5.3	Comportement du contrôleur en situation sans incident	61
2.5.4	Comportement du contrôleur en situation d'incident	63
2.5.5	Mise en évidence de dépassements occasionnels des limites de capacité des lignes	65
2.6	Conclusions	66
3	Extension à un contrôleur temps réel robuste pilotant la température des lignes	69
3.1	Introduction	70
3.1.1	Motivations	70
3.1.2	Dynamic Line Rating	71
3.1.3	Objectifs du chapitre	72
3.2	Evolution de la température des lignes	72
3.2.1	Modèle de l'évolution de la température	72
3.2.2	Utilisation du modèle de température	79
3.2.3	Linéarisation de la dynamique de température	79
3.3	Formulation en commande prédictive	81
3.3.1	Dynamique du système	81
3.3.2	Contraintes	83
3.3.3	Fonction objectif	84
3.3.4	Formulation générale de commande prédictive	85
3.4	Formule en commande prédictive robuste	85
3.4.1	Préliminaires	85
3.4.2	Problème nominal	87
3.4.3	Algorithme	88
3.4.4	Illustration du principe	88
3.5	Application à la gestion de la température des lignes électriques	89
3.5.1	Présentation des données	89
3.5.2	Calcul de l'ensemble invariant	90
3.5.3	Résultats	90
3.6	Conclusion	92
4	Modélisation du niveau supérieur : Planification des trajectoires des batteries et multi-service	95
4.1	Introduction	96
4.1.1	Rôle de planification du niveau supérieur	97
4.1.2	Notions de capacités résiduelles	99
4.1.3	Organisation du chapitre	99
4.2	Notion de bandes admissibles pour les batteries	99
4.2.1	Idée générale	99
4.2.2	Notions similaires dans la littérature	100

4.2.3	Définition des bandes admissibles	100
4.2.4	Application au cas des lignes avec limites thermiques	100
4.3	Calcul des bandes admissibles en puissance	102
4.3.1	Idée de la modélisation	102
4.3.2	Éléments de modélisation	102
4.3.3	Contraintes	104
4.3.4	Fonction objectif	106
4.3.5	Résumé	107
4.4	Calcul des bandes admissibles en énergie	107
4.4.1	Remarques diverses sur les bandes admissibles	109
4.5	Calculs des bandes admissibles sur une zone du projet RINGO	110
4.5.1	Un exemple de calcul des bandes admissibles lors d'une congestion en N	110
4.5.2	Un exemple de calcul des bandes admissibles avec des congestions en N et en N-1	112
4.5.3	Résultats concernant les occurrences des congestions	115
4.6	Planification des trajectoires des batteries à l'intérieur des bandes admissibles	116
4.6.1	Planification robuste des trajectoires des batteries à l'intérieur des bandes admissibles	116
4.6.2	Bandes admissibles et contraintes inter-zones : exemple de l'équilibrage des injections	118
4.7	Bandes admissibles et multi-service : exemple du Cloud Storage	120
4.7.1	Présentation du Cloud Storage	120
4.7.2	Coordination de la gestion des congestions avec le Cloud Storage	121
4.8	Conclusion	127
	Conclusion et Perspectives	129
	Bibliographie	133

Table des figures

1.1	Zones d'interconnexion des réseaux électriques en Amérique du Nord	14
1.2	Réseau européen : Organisation des gestionnaires de réseau	15
1.3	Estimations des subventions pour la production d'énergie renouvelable et de biocarburant par l'IRENA	17
1.4	Présentation du projet RINGO	20
1.5	Définition de la marge opérationnelle	22
1.6	Limites thermiques	24
1.7	Transformation des zones traditionnelles	26
1.8	Architecture du contrôle des batteries	35
2.1	Niveau bas du système de pilotage	42
2.2	Modélisation d'un réseau électrique	44
2.3	Power Transfer Distribution Factors, un exemple	48
2.4	Schéma de la zone de simulation pour le contrôleur	58
2.5	Comportement des flux de la zone : cas sans incident	62
2.6	Actions prises par le contrôleur : cas sans incident	63
2.7	Comportement des flux de la zone : cas avec incident	64
2.8	Actions prises par le contrôleur : cas avec incident	65
2.9	Comportement des flux de la zone : cas de mise en évidence du caractère non robuste du contrôle	65
2.10	Actions prises par le contrôleur : cas de mise en évidence du caractère non robuste du contrôle	66
3.1	Description de la flèche d'une ligne électrique	70
3.2	Facteurs affectant la température d'un conducteur	73
3.3	Bijection du nouveau contrôle de batterie sur l'ancien	80
3.4	Illustration d'un ensemble positif invariant robuste	86
3.5	Illustration du contrôle à l'intérieur d'un tube de trajectoires	89
3.6	Evolution de la température sur la ligne $\gamma - \delta$	91
3.7	Evolution de la température sur les deux lignes contrôlées	92
3.8	Evolution du contrôle	92
4.1	Le rôle d'anticipation des congestions du niveau supérieur	98
4.2	Limites thermiques	101
4.3	Illustration du calcul des bandes admissibles en énergie	108
4.4	Un exemple du calcul de bandes admissibles avec des congestions en N	113
4.5	Un exemple du calcul de bandes admissibles avec des congestions en N et en N-1	115
4.6	Planification robuste des trajectoires de la batterie à l'intérieur des bandes admissibles	118
4.7	Planification des trajectoires de la batterie à l'intérieur des bandes admissibles en présence de contraintes inter-zones	120

4.8	Planification des trajectoires de la batterie à l'intérieur des bandes admissibles avec un faible impact sur le Cloud Storage	125
4.9	Planification des trajectoires de la batterie à l'intérieur des bandes admissibles avec un fort impact sur le Cloud Storage	126
4.10	Résolution des congestions locales et interrégionales dans un cas de fort développement des batteries sur les réseaux électriques	130

Liste des tableaux

1.1	Limites de capacité des lignes en fonction des saisons (MW)	25
2.1	Tableau résumé des entrées, sorties et variables du système	50
2.2	Statistiques des flux sur la zone de simulation en 2018 (MW)	59
2.3	Valeur des limites saisonnières (en MW)	59
2.4	Valeur des limites prises pour les simulations (MW)	60
2.5	Power Transfer Distribution Factors de la zone	61
3.1	Tableau récapitulatif des variables	77
3.2	Caractéristiques du conducteur Aster 288	89
3.3	Données météorologiques et électriques utilisées dans les simulations .	89
3.4	Power Transfer Distribution Factors de la zone	90
4.1	Production renouvelable, consommation et flux traversants (MW) . . .	110
4.2	Limites thermiques saisonnières (MW)	111
4.3	Power Transfer Distribution Factors lors de l'incident sur la ligne $\gamma - \delta$	113
4.4	Occurrence des congestions	116
4.5	Similitudes entre la trajectoire de la batterie obtenue et la chronique de Cloud Storage	126

Liste des publications

1. C. Straub, S. Oлару, J. Maeght, P. Panciatici. Zonal Congestion Management Mixing Large Battery Storage Systems and Generation Curtailment, IEE Conference on Control Technology and Applications (CCTA), 2018.
2. C. Straub, S. Oлару, J. Maeght, P. Panciatici. Robust MPC for temperature management on electrical transmission lines, Control Applications of Optimization (CAO), 2018.
3. C. Straub, J. Maeght, C. Pache, P. Panciatici, Ram Rajagopal. Congestion management within a multi-service scheduling coordination scheme for large battery storage systems. PowerTech 2019.
4. B. Meyer, J-Y. Astic, P. Meyer, F-X. Sardou, C. Poumarede, N. Couturier, M. Fontaine, C. Lemaitre, J. Maeght, C. Straub. Power Transmission Technologies and Solutions, IEEE Power and Energy Magazine, 2020.

Chapitre 1

Introduction

Sommaire

1.1	Contexte	13
1.1.1	Les réseaux de transport d'électricité	13
1.1.2	Problématique liée à l'augmentation de production renouvelable	16
1.1.3	Nécessité d'évolution des réseaux électriques	16
1.1.4	RTE, le cas français	18
1.1.5	Un exemple de l'utilisation de batteries pour lever une congestion	19
1.2	Le pilotage des batteries pour la gestion des congestions : présentation du problème	21
1.2.1	La rapidité d'action des batteries, un atout majeur dans la gestion des congestions	21
1.2.2	La limitation de production renouvelable : un levier indissociable des batteries pour la gestion des congestions	23
1.2.3	Contraintes opérationnelles à RTE	23
	1.2.3.1 Politique de gestion des risques sur les réseaux de transport d'électricité	23
	1.2.3.2 Caractéristiques des zones du projet RINGO	25
	1.2.3.3 Régulation imposée par la CRE sur le projet RINGO	26
1.2.4	Multi-service et batteries	27
1.2.5	Un système de contrôle basé sur deux niveaux	28
1.2.6	Résumé	28
1.3	État de l'art	29
1.3.1	Commande prédictive (Model Predictive Control)	29
1.3.2	Utilisation des batteries pour gérer les congestions sur les réseaux de transport	32
1.3.3	Multi-service de batteries	34
1.4	Objectifs visés et organisation du manuscrit	34

1.1 Contexte

1.1.1 Les réseaux de transport d'électricité

Les gestionnaires des réseaux de transport d'électricité sont les garants de l'acheminement de l'électricité entre les producteurs et les distributeurs ou industriels directement raccordés aux réseaux de transport. Ils sont en charge de maintenir et

développer les réseaux à haute et très haute tension. Les niveaux de tension de ces réseaux varient d'un réseau de transport à un autre. En Europe, la très haute tension s'étend de 750kV à 220kV et la haute tension de 150kV à 60kV (CONSULTING, 2003). Les niveaux standards sont de 400kV, 225kV, 90kV et 63kV. En Amérique du Nord, on trouve des niveaux de tension un peu différents (765kV, 500kV, 345kV, 230kV...), mais c'est en Chine, au Brésil et en Russie que se trouvent les plus hauts niveaux de tension sur un réseau de transport avec 1000kV. Plus les tensions sont élevées, moins les pertes sont importantes. En effet, les pertes sont dues à l'effet Joule et s'expriment avec la relation $P = R \cdot I^2$. La puissance transportée est elle $P \simeq U \cdot I$. (De manière précise, la relation est $P = U \cdot I \cdot \cos\Phi$ avec Φ l'angle de déphasage entre la tension et l'intensité). A haute tension, les pertes sont donc moins importantes. En dessous des niveaux cités précédemment, on parle généralement de réseaux de distribution.

Les réseaux de transport d'électricité sont de vastes systèmes interconnectés s'étalant sur plusieurs pays. En Amérique du Nord, le réseau est ainsi constitué de 4 zones asynchrones : la zone Ouest, la zone Est, la zone du Texas et la zone Québec (voir la carte 1.1). Chacun de ces réseaux opèrent à une fréquence nominale de 60Hz, mais ils ne sont pas synchrones entre eux. Ils existent cependant des liaisons HVDC (liaisons courant continu à haute tension). Les 9 entités régionales décrites sur la carte ci-dessous se partagent ces quatre zones asynchrones et s'assurent du bon fonctionnement du réseau.

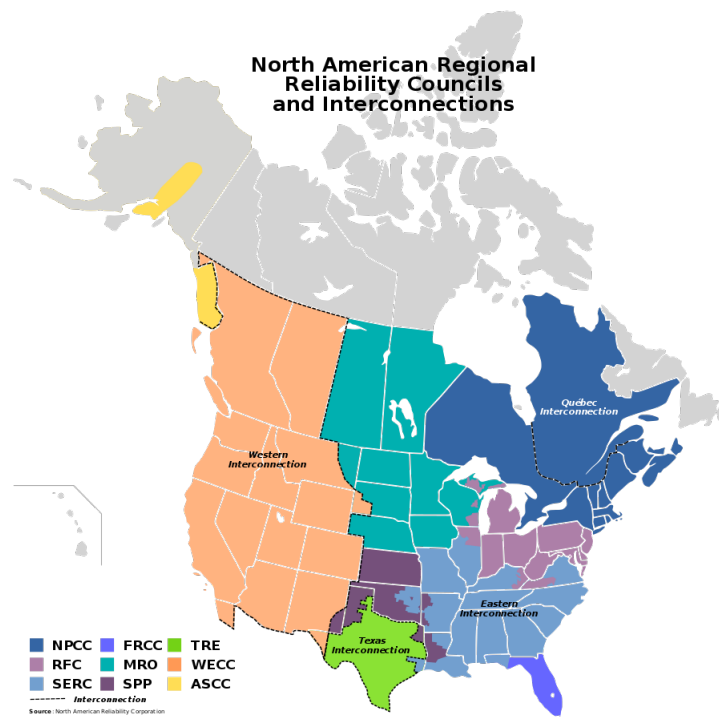


FIGURE 1.1 – 4 zones d'interconnexions en Amérique du Nord, crédit Bouchecl / CC BY-SA

En Europe, on décompte 6 zones asynchrones, avec une principale pour l'Europe Continentale (voir la carte 1.2), et la zone russe qui n'est pas représentée sur cette carte. La fréquence nominale est de 50Hz. Des liaisons HVDC existent également entre ces différentes zones. On en trouve par exemple entre la Belgique et le

Royaume-Uni, la Norvège et le Danemark et le Royaume-Uni et l'Irlande. Les gestionnaires de réseaux des différents pays se partagent le travail d'assurer l'exploitation du réseau sur leurs territoires.

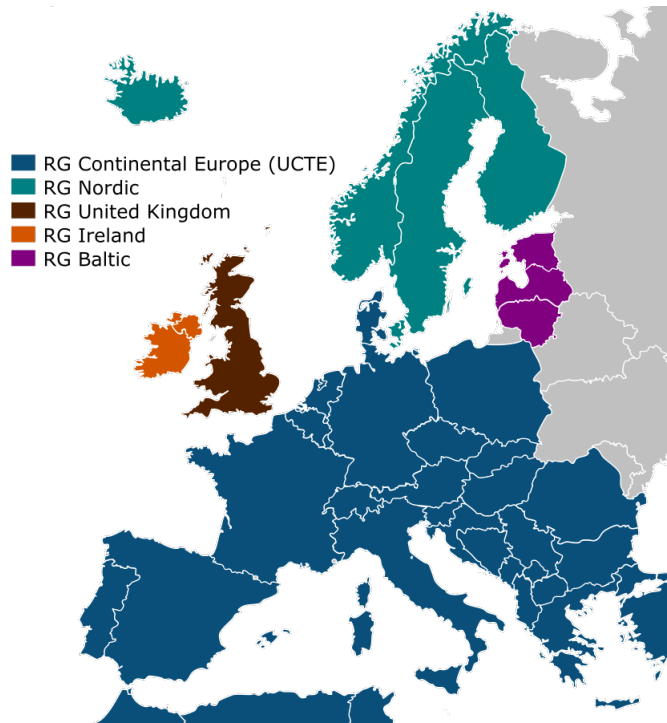


FIGURE 1.2 – Réseau européen : Organisation des gestionnaires de réseau, Crédit [Wiki Commons](#) / CC BY-SA

Cette grande interconnexion des réseaux électriques a deux avantages principaux. Le premier est la sûreté du système lié à sa plus grande inertie : des centaines de générateurs sont connectés, la perte de l'un d'entre eux n'a donc qu'un impact limité. Le second avantage est économique : la grande interconnexion permet de gérer les différents types de ressources et de demandes de manière économiquement optimale. Les réseaux sont également maillés, de manière à assurer une certaine robustesse. Les réseaux doivent, en particulier, garantir la règle du N-1. Cette règle stipule que le réseau doit rester viable après la perte de n'importe quel élément du réseau (ligne, groupe de production, transformateur...). Le réseau n'est en revanche pas tenu de résister à la perte de plus d'un ouvrage (sauf si les ouvrages possèdent des modes communs importants). Les incidents, bien que peu fréquents, peuvent avoir de graves conséquences. Ainsi, le 23 septembre 2003 à 3h du matin, l'Italie, à l'exception de la Sardaigne, s'est trouvée entièrement plongée dans le noir pendant près de 12 heures. Cet incident a impacté 56 millions de personnes. Les enquêtes ont révélé que les flux entre l'Italie et les pays voisins étaient très importants à cette période, en raison d'un fort import d'électricité de la part de l'Italie. La nuit blanche à Rome avait lieu à cette date, ce qui a résulté en une forte et inhabituelle consommation. Une première ligne, la ligne de Lukmanier, entre la Suisse et l'Italie, a été touchée par un incendie. Cela a perturbé les flux sur les lignes entre la Suisse et la France, les deux principaux pays exportateurs, et l'Italie. Une deuxième ligne en Suisse s'est ouverte, puis en quelques secondes, ce fut au tour des liaisons France-Italie de s'ouvrir par effet cascade. La fréquence a fortement chuté sur le réseau italien par manque d'approvisionnement, et en deux ou trois minutes, le réseau s'est

entièrement écroulé (voir SUISSE, 2003).

1.1.2 Problématique liée à l'augmentation de production renouvelable

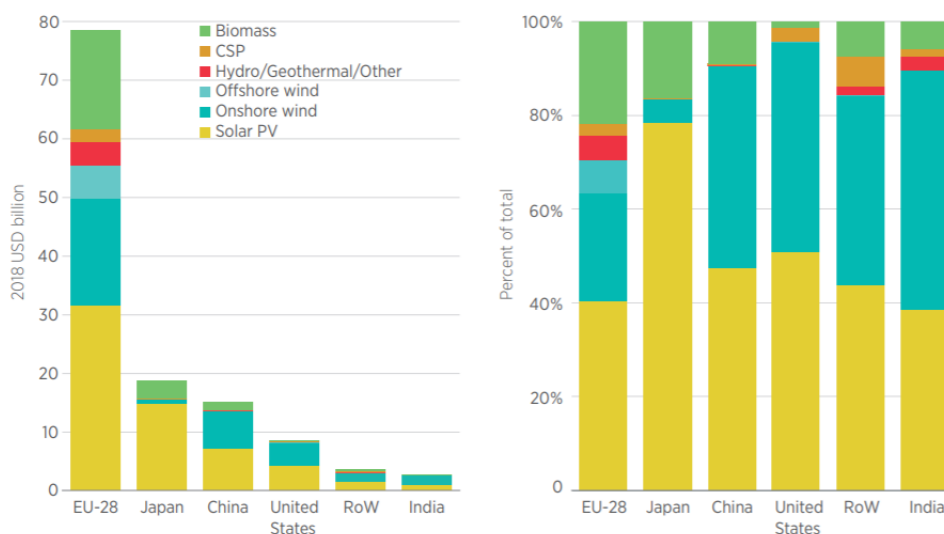
Aujourd'hui, le paysage de la production électrique est en train de subir une modification profonde. Historiquement, la production était centralisée. Cette centralisation était liée à plusieurs facteurs : une économie d'échelle, la recherche d'un système sûr et une régulation en faveur de larges installations de production (MARTIN, 2009). Aujourd'hui, la production se décentralise de plus en plus et se répartit sur tout le territoire. PEPERMANS et al., 2005 explique ce phénomène par deux facteurs principaux : la libéralisation du marché de l'électricité et des préoccupations environnementales. Les politiques environnementales d'un certain nombre de pays visent en effet à promouvoir les énergies renouvelables, provoquant par conséquent une augmentation de la production décentralisée.

De nombreux projets voient le jour afin de promouvoir ces énergies renouvelables. En Australie par exemple, la politique gouvernementale RET (Renewable Energy Target) visait à atteindre 23,5% de production renouvelable, soit 33TWh en 2020. Cette cible a été atteinte dès 2019. L'IRENA, l'agence internationale des énergies renouvelables, a proposé dans un rapport (TAYLOR et MICHAEL, 2020) des estimations sur les subventions accordées aux énergies renouvelables de la part des pouvoirs politiques à travers le monde. Selon cette étude, les subventions ont été de 167 milliards de dollars américains (USD) en 2017, contre 128 milliards USD en 2015. La figure 1.3 présente la part de ces subventions accordées pour la production renouvelable selon les différents pays. C'est l'Union Européenne qui a accordé le plus de subventions pour la production renouvelable avec 78 milliards USD, soit 62 % du total des subventions mondiales accordées pour la production renouvelable sur 2017. Le Japon et la Chine représentent 15% et 12% respectivement. De manière globale en 2017, c'est l'énergie solaire qui a reçu la plus large part de subventions (48% soit 60.8 milliards USD) suivie par l'éolien onshore (25% soit 31.6 milliards USD).

Cet essor des énergies renouvelables, poussé par les pouvoirs publics et la prise de conscience collective du réchauffement climatique, n'est pas sans effet sur les réseaux électriques. La production d'électricité devient de plus en plus hétérogène, variable et incontrôlable, en particulier avec la forte croissance de la production solaire et éolienne. Cette production intermittente augmente la difficulté pour exploiter les réseaux d'électricité en toute sécurité.

1.1.3 Nécessité d'évolution des réseaux électriques

Pour résoudre les défis liés aux raccordements massifs d'énergies renouvelables, les réseaux électriques évoluent et doivent continuer d'évoluer. La problématique qui nous intéresse plus particulièrement dans le cadre de la thèse est l'augmentation des flux sur les lignes électriques suite à ces raccordements de production renouvelable massifs. Les lignes électriques ont des capacités de transport limitées. Si elles transportent trop d'énergie, les matériaux les constituant s'échauffent et se dilatent. Les lignes s'affaissent et la distance entre les lignes et le sol s'en trouve diminuée. Des arcs électriques peuvent alors se créer entre ces lignes et des éléments à proximité (arbres, maisons, personnes). Quand les lignes électriques deviennent saturées et ne permettent plus de transporter davantage d'électricité, on parle de *congestion*. Nous considérerons la définition suivante dans le reste de ce manuscrit.



Note: RoW = Rest of World

FIGURE 1.3 – Estimations des subventions pour la production d'énergie renouvelable et de biocarburant par l'IRENA, Crédit Taylor, Michael (2020), *Energy subsidies: Evolution in the global energy transformation to 2050*, International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi

Définition 1 (Congestion) *Etat de saturation d'une ligne électrique. On ne peut alors pas procéder au transport de toute la quantité d'électricité nécessaire.*

Le développement de nouvelles lignes pour éviter les congestions rencontre des difficultés, notamment en raison des coûts, des problèmes environnementaux et de la difficulté d'acceptation des populations. Cette construction de nouvelles lignes peut être évitée par une optimisation du réseau déjà existant, notamment grâce à une meilleure accessibilité des données du terrain et le perfectionnement des techniques de contrôle (SCIENCES, MEDICINE et al., 2016). MEYER et al., 2020 présente certaines des dernières innovations permettant de faire un meilleur usage des équipements déjà existants. L'utilisation des techniques de Dynamic Line Rating (DLR) est notamment décrite. Le DLR vise à analyser en temps réel la température des conducteurs et les données météorologiques, et calculer de manière fine les intensités maximales pouvant être autorisées sur les lignes.

Parallèlement à cela, le développement du stockage peut aussi offrir une piste pour compenser les difficultés liées aux raccordements massifs de renouvelable. PAHALAWATHTHA, KINGSMILL et KLINGENBERG, August 2018, Paris décrit une expérimentation en Australie datant de 2017 visant à utiliser des batteries de 100 MW et 129 MWh pour augmenter les capacités de transmission des réseaux de transport d'électricité et ainsi limiter les congestions.

Les deux éléments mentionnés précédemment, à savoir le stockage et l'apparition de nouvelles méthodes de contrôle pour exploiter les réseaux d'électricité au plus près de leurs limites, sont au cœur de cette thèse. L'objectif ici est de construire des stratégies de contrôle des batteries afin d'augmenter les capacités de transport des réseaux d'électricité en exploitant ceux-ci au plus près de leurs limites.

1.1.4 RTE, le cas français

RTE (Réseau de Transport d'Électricité) est l'unique gestionnaire du réseau public de transport d'électricité français. Celui-ci comprend environ 105 000 km de lignes à haute et très haute tension. On retrouve les niveaux de tension présents sur les réseaux européens (400kV, 225kV, 90kV et 63kV). Le réseau 400kV en particulier constitue le réseau de grand transport (RTE, 2009) et assure le transport de l'électricité à travers tout le territoire. Il alimente les grandes zones de consommation et assure également les interconnexions avec les pays limitrophes. Les réseaux 90kV et 63kV sont qualifiés de réseaux haute tension et jouent le rôle de la répartition régionale d'électricité. Les défis mentionnés précédemment concernant l'apparition de congestions suite aux raccordements massifs de production renouvelable touchent également RTE, et plus particulièrement les réseaux 63kV et 90kV : c'est en effet surtout à ces niveaux que se font les raccordements de production renouvelable. Les projets lancés, ainsi que les objectifs fixés par les pouvoirs publics, font fortement augmenter la part de renouvelable. L'objectif est de 40% de production d'électricité renouvelable d'ici 2030 en France (RTE et al., 2019), et rien que sur le dernier trimestre de 2019, un raccordement supplémentaire d'énergie renouvelable totalisant 809 MW a été effectué.

Les Schémas Régionaux de Raccordement au Réseau des Énergies Renouvelables

En France, les Schémas Régionaux du Climat de l'Air et de l'Énergie (SRCAE), arrêtés par le préfet de région après approbation du conseil régional, fixent des objectifs de développement de la production d'énergie renouvelable à l'horizon 2020. Sur cette base, RTE a élaboré, en accord avec les gestionnaires des réseaux publics de distribution d'électricité concernés, les Schémas Régionaux de Raccordement au Réseau des Énergies Renouvelables (S3REnR). Ces scénarios sont présentés en détail pour chaque région sur le site internet de RTE. RTE, 2014 présente par exemple le schéma régional de raccordement au réseau des énergies renouvelables de la région Provence Alpes Côte d'Azur. Ces scénarios précisent, entre autres, la capacité d'accueil globale et locale des énergies renouvelables. Certaines zones du réseau vont voir leur production augmenter fortement, ce qui va générer de nouvelles contraintes. Les scénarios S3REnR donnent le cadre des développements du réseau à prévoir. Ces scénarios sont mis à jour régulièrement en fonction de l'évolution des hypothèses de production et du contexte réglementaire. Ils sont discutés et approuvés lors de délibérations au sein de la CRE (Commission de Régulation de l'Énergie). Les délibérations sont publiques et consultables sur le site internet de la CRE (<https://www.cre.fr>). L'horizon actuel des S3REnR est 2030.

Les contraintes résultantes des raccordements prévus dans les S3REnR nous intéressant ici sont les congestions sur les réseaux de 63kV et 90kV. Actuellement, sur ces réseaux 63kV et 90kV, les seules protections existantes en cas de congestion sont des disjoncteurs. Des capteurs mesurent l'intensité des lignes. Si les limites définies sont dépassées, le disjoncteur s'actionne et la ligne est ouverte. Les flux se reportent alors sur d'autres lignes à proximité et le danger est une ouverture de lignes en cascade pouvant amener une coupure de consommation dans toute la zone concernée. Des développements et renforcements du réseau 63kV ou 90kV sont nécessaires afin de pallier ces dangers.

Projet RINGO

Le rapport parlementaire (AUBERT et MEYNIER-MILLEFERT, 2019) souligne les besoins en flexibilité du réseau d'électricité français liés au développement des énergies renouvelables et de leur variabilité. Le stockage est un de ces moyens de flexibilité. Le rapport insiste sur le fait que "le stockage devra[it] permettre d'éviter des investissements d'infrastructure coûteux, notamment en renforcement des réseaux pour faire face aux risques de congestion". Le rapport présente ensuite le projet RINGO, un projet mené par RTE et dont le but est d'introduire du stockage de grande capacité sur son réseau, comme une solution aux congestions créées par les raccordements de renouvelable. Ce projet est un démonstrateur expérimental de taille industrielle visant à valider l'utilisation de batteries sur les réseaux de transport d'électricité pour gérer des congestions locales. Il doit permettre à RTE d'apprendre à maîtriser pratiquement et techniquement l'outil que sont les batteries en terme de gestion des congestions. Le dossier de saisine du projet RINGO présenté à la Commission de Régulation de l'Énergie (RTE, 2017) insiste sur les trois avantages du projet par rapport à des solutions plus traditionnelles :

- une meilleure acceptabilité sociale – Les batteries sont mieux acceptées socialement que les solutions traditionnelles (à savoir la construction de nouvelles lignes). Celles-ci rencontrent parfois une opposition qui les rend coûteuses et longues à mettre en œuvre.
- la rapidité de développement permettant de prendre une décision d'investissement sans anticipation excessive - La construction de nouvelles lignes est beaucoup plus longue à mettre en œuvre (de l'ordre d'une dizaine d'année) que l'implantation d'une batterie (3 ans pour le projet RINGO).
- la réversibilité de la solution, permettant de gérer des situations de contraintes transitoires (les batteries peuvent être déplacées sur un autre site).

Le projet RINGO vise ainsi, selon les mots de François Brottes, le président du directoire jusqu'en 2020, à aider RTE à relever les défis de la transition énergétique (dans un article paru dans les "Echos" le 22 janvier 2020 par Hortense Goulard) : « Avec ce projet, nous voulons faire la démonstration que le réseau de transport d'électricité est au cœur du Green Deal (pacte vert) européen ». De manière plus précise, le projet RINGO va introduire trois batteries situées à trois endroits différents sur le réseau et dont le but sera de résoudre les congestions. Les capacités de ces batteries seront de l'ordre de 12MW-24MWh et seront connectées sur le réseau 63 ou 90kV, dans les Hautes-Alpes sur le site de Ventavon, en Haute-Vienne sur le site de Bellac et en Côte d'Or à Vingeanne. Pour donner un ordre de grandeur, 12 MW correspondent environ à la production de 5 éoliennes ou à la consommation d'une ville de 10000 habitants. Le projet RINGO a été approuvé par la Commission de Régulation de l'Énergie (*Délibération de la Commission de Régulation de l'Énergie du 7 décembre 2017 portant approbation du programme d'investissements de RTE pour 2018*), qui a validé un budget de 80 millions d'euros.

1.1.5 Un exemple de l'utilisation de batteries pour lever une congestion

Ce paragraphe développe un exemple issu d'un communiqué de presse de RTE (RTE, 2020) sur le projet RINGO. Cet exemple permet de mettre en évidence le concept de ligne virtuelle et ainsi expliquer de manière précise comment les batteries peuvent contribuer à lever des congestions.

Définition 2 (Ligne virtuelle) Une ligne virtuelle entre A et B se crée quand le stockage en A et le déstockage en B d'électricité s'équilibre à chaque instant. Soit $x(t)$ la quantité stockée et destockée à l'instant t , la ligne virtuelle transporte $x(t)$.

Le schéma 1.4 se base sur les trois sites choisis pour le projet RINGO. Dans l'exemple présenté, la ligne entre Bellac et le réseau principal est saturée : la production éolienne et solaire sur Bellac est de 110MW, alors que la ligne a une capacité de 100MW. La batterie présente à Bellac charge alors 10MW pour réduire le flux sur la ligne à 100MW. Les batteries à Vingeanne et Ventavon déchargent respectivement 2MW et 8MW. Tout se passe comme s'il existait "deux lignes virtuelles", une entre Bellac et Vingeanne sur laquelle circulerait 2MW et une entre Bellac et Ventavon sur laquelle circulerait 8MW. Bellac peut donc exporter ses 110MW produits, même si la ligne qui le relie au reste du réseau n'a que 100MW de capacité.

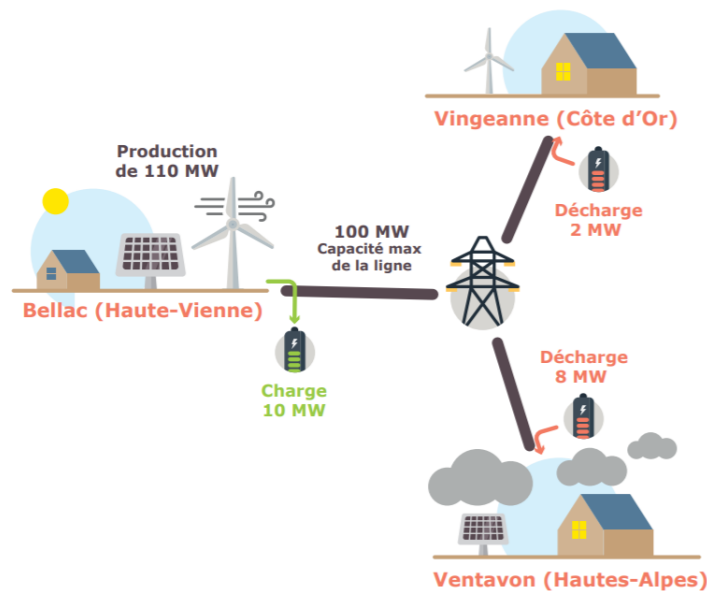


FIGURE 1.4 – Projet RINGO, Source Fiche presse 2020, Le stockage d'électricité RINGO

Cet exemple, en soulignant la manière dont les batteries peuvent contribuer à augmenter les capacités de transport des réseaux électriques à l'aide de lignes virtuelles, permet de conclure la partie contexte de cette introduction.

Les batteries peuvent ainsi être une solution au problème de l'essor des énergies renouvelables et des congestions résultantes introduit précédemment. Le but de cette thèse est de proposer une manière d'exploiter des batteries présentes à l'échelle d'un réseau de transport d'électricité afin d'augmenter les capacités de transport de ces réseaux. La partie qui suit s'attache à décrire le problème que nous cherchons à résoudre de manière plus détaillée.

1.2 Le pilotage des batteries pour la gestion des congestions : présentation du problème

Le but de la thèse est de proposer des algorithmes pour piloter des batteries afin de résoudre des congestions présentes sur les réseaux de transport d'électricité maillés. Cette partie présente les différents aspects du problème : les objectifs recherchés de ce système de pilotage et les contraintes opérationnelles. Le projet RINGO de RTE présente un cas d'application parfait pour tester les algorithmes développés dans le cadre de cette thèse. Les données que nous utiliserons pour valider nos algorithmes en seront issues. Pour cette raison, la fin de cette partie devient un peu plus spécifique au cas de ce projet. Nous y présenterons de manière plus précise les caractéristiques des zones concernées par l'installation des batteries dans le projet RINGO, ainsi qu'un aspect réglementaire sur l'exploitation des batteries imposé à RTE par la Commission de Régulation de l'Énergie.

1.2.1 La rapidité d'action des batteries, un atout majeur dans la gestion des congestions

Les batteries permettent d'augmenter les capacités du réseau grâce au principe de ligne virtuelle décrit précédemment. Mais les batteries possèdent un autre atout dans la gestion des congestions : leur rapidité d'action. Cette rapidité d'action va permettre aux gestionnaires de réseaux d'électricité d'exploiter leur réseau au plus près de leurs limites, permettant ainsi d'augmenter encore les capacités de transport.

Exploitation du réseau au plus près de ses limites opérationnelles

Exploiter le réseau au plus près des limites opérationnelles sous-entend le déploiement de plus en plus de processus automatiques permettant des actions très rapides afin de garantir ces limites. En effet, les flux électriques sur les lignes sont fluctuants, et ceci sera d'autant plus vrai que la part de renouvelable augmente. Plus les moyens de contrôle des flux ont besoin de temps pour se mettre en place, plus la marge opérationnelle doit être importante.

Définition 3 (Marge opérationnelle) *On définit ici la marge opérationnelle comme la différence entre la limite physique de la ligne électrique et celle fixée lors de l'exploitation afin de pallier les variations de flux.*

En l'absence de moyens d'action rapides pour contrer une potentielle augmentation soudaine des flux, une marge opérationnelle importante par rapport aux limites doit être prise. Si, au contraire, des moyens rapides et automatiques sont mis en place pour réagir en cas d'augmentation, ces marges peuvent être réduites, et par conséquent les capacités de transport augmentent.

La figure 1.5 illustre ce phénomène. La marge opérationnelle est caractérisée par le tube d'incertitude sur la trajectoire du flux électrique. Les incertitudes se propagent avec le temps sur une fenêtre de prédiction. Si le délai associé aux actions est de 2 secondes, il suffit de prendre σ_{2s} comme marge opérationnelle. Si le délai est de 30 secondes, il faudra prendre la marge σ_{30s} . Le tube d'incertitude et la marge associée définissent la capacité de transport de la ligne.

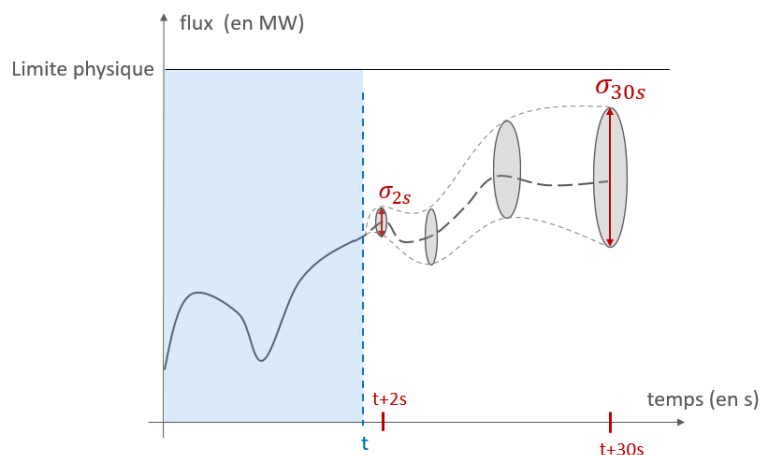


FIGURE 1.5 – Définition de la marge opérationnelle

Caractéristiques des batteries

Les batteries présentent des caractéristiques particulièrement intéressantes dans ce contexte. Elles constituent un moyen d'action beaucoup plus rapide que les leviers traditionnels, à savoir la limitation de production renouvelable. Limiter la production renouvelable permet, comme les batteries, de réduire les flux sur une zone, mais il est généralement observé que la mise en place de la limitation de production nécessite un délai plus important que la charge d'une batterie. Dans le cas de RTE, on estime aujourd'hui que limiter la puissance d'un parc éolien ou photovoltaïque nécessite plusieurs dizaines de secondes, tandis qu'une batterie, peut elle, passer à sa puissance maximale en une seconde. Le retard (décision-commande-action) de la limitation de production renouvelable dans le cas de RTE est lié aux interfaces existantes entre RTE et les producteurs, ainsi qu'à l'inertie des pales d'éoliennes. Les batteries ont, elles, la possibilité de moduler rapidement la puissance injectée ou soustrée, avec des variations fréquentes. Elles permettent également de ne pas perdre de l'énergie¹ ; elles ne constituent qu'un report dans le temps de la production, et non pas une perte de celle-ci, contrairement à la limitation de production renouvelable.

Le choix des batteries, leur capacité et leur lieux d'implémentation sont des critères importants à prendre en compte pour une gestion efficace des congestions. L'utilisation de la technologie lithium-ion est plutôt répandue. Par exemple, les 129MWh de stockage installés en Australie près de Jamestown sont des batteries lithium-ion installées par Tesla. Pour le projet Ringo, deux des batteries seront également des batteries lithium-ion. La troisième batterie, installée par **Blue Solutions**, sera une batterie lithium métal polymère (LMP). Le choix des capacités des batteries et leur lieu d'implantation nécessitent des études approfondies sur les zones candidates. Ces choix dépendent des caractéristiques des zones, des capacités des lignes, des capacités de production, de la profondeur des congestions... Les choix de capacité et d'emplacement ne font pas partie du problème traité dans la thèse. Dans le cadre du projet RINGO, 5 sites ont été pré-sélectionnés, basé sur des études technico-économiques (RTE, 2017), principalement en raison des congestions qui sont prévues à l'horizon de l'installation des batteries (2020-2021). La décision finale a été basée sur différents critères, notamment les impacts sur l'environnement, la complexité des procédures administratives et la disponibilité de terrains proches des postes RTE sur lesquels

1. modulo les pertes associées au rendement des installations de stockage

peuvent se raccorder les batteries. Deux des trois sites choisis avaient fait l'objet de décisions de renforcement de réseau de la part de RTE. Ces renforcements ont été annulés ou reportés du fait de la décision d'implanter les batteries, générant un coût évité estimé entre 6 et 8 millions d'euros (non nettés des coûts du projet RINGO).

1.2.2 La limitation de production renouvelable : un levier indissociable des batteries pour la gestion des congestions

Les batteries ont des capacités limitées, en puissance et en énergie. Elles ne sont pas nécessairement en mesure de résoudre toutes les congestions, surtout si celles-ci durent sur plusieurs heures consécutives. Les batteries ne peuvent généralement être utilisées seules pour la gestion des congestions. Il est alors nécessaire de les combiner avec d'autres leviers. Dans l'élaboration des S3REN, il a été jugé trop coûteux de développer le réseau afin d'accommoder 100 % de la production renouvelable maximale. La décision a été prise d'en accommoder seulement 70 %. La production est majoritairement d'origine solaire et éolienne. Elle atteint donc rarement 100% des capacités installées. Dans les cas où elle dépassera les 70% de production maximale, les batteries ne seront pas toujours suffisantes pour gérer les congestions, et la production devra être limitée. La limitation de production renouvelable sera donc utilisée en complément de l'action des batteries. Des détails sont donnés dans les différents *Schémas Régionaux de Raccordement au Réseau des Énergies Renouvelables* (S3EnR). Dans ce manuscrit, nous utiliserons également la limitation de production renouvelable comme action complémentaire à l'action des batteries pour gérer les congestions (avec un retard non négligeable par rapport à l'action des batteries). Il est à noter que la limitation de production renouvelable peut se faire de manière continue, ou dans certain cas, en "tout ou rien", selon les interfaces disponibles et les contractualisations mises en place.

1.2.3 Contraintes opérationnelles à RTE

1.2.3.1 Politique de gestion des risques sur les réseaux de transport d'électricité

Le système de pilotage des batteries doit permettre de garantir que les flux respectent les capacités des lignes électriques. Dans PLATBROOD et al., 2011, une formulation générale pour les contraintes de capacité pesant sur les lignes électriques est présentée. Elle détaille les différents seuils représentant ces contraintes de capacité, et qu'on nomme *limite thermique*.

Définition 4 (Limite thermique) *La limite thermique d'une ligne est composée de différents seuils décrivant les intensités limites acceptables des lignes en situation normale et les surcharges acceptables en cas d'incidents sur le réseau. Ces surcharges acceptables sont associées à des durées.*

L'hypothèse sous-jacente à ces différentes limites est que les surcharges n'endommagent pas les lignes de manière immédiate. En effet, quand la ligne entre en surcharge, les matériaux qui la constituent s'échauffent par effet Joule. Les équations détaillant l'échauffement des lignes sont décrites dans le chapitre 3. L'échauffement n'est pas immédiat et cette inertie thermique permet la mise en place d'actions correctives rapides. Dans la suite, nous détaillerons deux types d'actions : les actions curatives et les actions préventives.

Définition 5 (Action curative) Les actions curatives sont les actions intervenant après un incident afin de rétablir une situation acceptable sur le long terme dans le respect des limites thermiques de la ligne.

Définition 6 (Action préventive) Les actions préventives sont prises indépendamment des incidents. Le but de ces actions est d'empêcher un échauffement excessif de la ligne (en cas d'incident ou non) qui ne puisse être résolu par des actions curatives.

La figure 4.2 présente les quatre seuils définissant les limites thermiques que l'on utilisera tout au long de ce manuscrit.

- Le seuil permanent - c'est la limite sous laquelle le flux électrique peut rester indéfiniment sans abîmer la ligne.
- Le seuil immédiat - si cette limite est dépassée, des mesures de sécurité s'activent et ouvrent la ligne. Il faut éviter à tout prix de franchir ce seuil.
- Le seuil court terme - Limite permettant la mise en place d'actions curatives rapides.
- Le seuil long terme - Limite permettant la mise en place d'actions curatives longues.

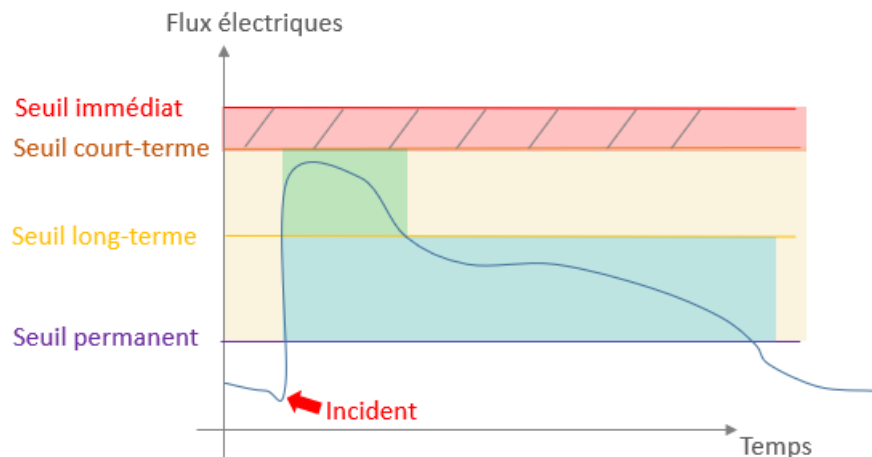


FIGURE 1.6 – Limites thermiques

Deux cas se distinguent : un cas où il n'y a pas d'incident sur le réseau et un cas avec incident. On appelle ce premier cas sans incident *situation en N* et le second cas *situation N-1*. L'exploitation du réseau est différente selon la situation :

- Dans une *situation en N*, il faut s'assurer de deux éléments. Le premier est que les flux soient sous leur limite permanente. Le second élément est le fait que si un incident se produit, les flux ne dépassent pas les seuils immédiats, et ce quelque soit l'incident. On utilisera pour cela les actions préventives.
- Dans une *situation N-1*, l'exploitation du réseau doit faire en sorte que les flux respectent les différentes limites thermiques, afin de revenir à une situation où les flux sont à nouveau sous le seuil permanent. On utilisera dans ce cas les actions curatives.

Pour modéliser les contraintes de capacité des lignes électriques, il faut donc considérer plusieurs états du réseau : un état sans incident, un état pour chacun des incidents avant et après usage des actions préventives et curatives. On introduit quelques notations afin d'exprimer ces contraintes qui seront reprises dans la suite du manuscrit. Soit \mathcal{Z}^N l'ensemble des noeuds du réseau. $\mathcal{Z}^N \subset \mathbb{N}$. On appelle \mathcal{Z}^L l'ensemble des lignes. Une ligne est dénotée par ses deux extrémités i et j avec $i \in \mathcal{Z}^N$ et $j \in \mathcal{Z}^N$. $\mathcal{Z}^L \subset \mathbb{N}^2$, son cardinal correspondant au nombre de lignes électriques de la zone considérée. \mathcal{Z}^C dénote les incidents considérés dans le modèle. On considérera qu'un seul incident peut se produire à la fois (le réseau doit en effet être robuste à la perte d'un unique ouvrage à la fois). Un incident est constitué dans notre modèle par la perte d'une ligne. $\mathcal{Z}^C \subset \mathbb{N}^2$ et son cardinal correspond au nombre de lignes pouvant être perdues. On note F_{ij}^N le flux dans le cas sans incident sur la ligne $ij \in \mathcal{Z}^L$. $F_{ij,kl}^C$ est le flux sur la ligne $ij \in \mathcal{Z}^L$ dans le cas où l'incident $kl \in \mathcal{Z}^C$ s'est produit. Ce flux est pris directement après l'incident. $F_{ij,kl}'^C$ (resp. $F_{ij,kl}''^C$) est le flux sur la ligne $ij \in \mathcal{Z}^L$ dans le cas de l'incident $kl \in \mathcal{Z}^C$ après les actions curatives rapides (resp. après les actions curatives rapides et longues). Des équations peuvent lier $F_{ij,kl}'^C$, $F_{ij,kl}''^C$ et $F_{ij,kl}^C$. Elles dépendent de la modélisation choisie, et seront présentées dans la suite. Les contraintes de capacité peuvent alors s'écrire de la manière suivante :

$$F_{ij}^N \leq L^{perm}, \quad \forall ij \in \mathcal{Z}^L \quad (1.1)$$

$$F_{ij,kl}^C \leq L^{court}, \quad \forall ij \in \mathcal{Z}^L, kl \in \mathcal{Z}^C \quad (1.2)$$

$$F_{ij,kl}'^C \leq L^{long}, \quad \forall ij \in \mathcal{Z}^L, kl \in \mathcal{Z}^C \quad (1.3)$$

$$F_{ij,kl}''^C \leq L^{perm}, \quad \forall ij \in \mathcal{Z}^L, kl \in \mathcal{Z}^C \quad (1.4)$$

RTE exploite son réseau avec des contraintes de capacité de ce type. Le tableau 1.1 donne une idée approximative des seuils pour les lignes des zones concernées par le projet RINGO (STRAUB et al., 2019). Les limites sont différentes selon les saisons. Cela vient du fait que les températures sont plus élevées en été, donc le refroidissement des lignes est moins efficace qu'en hiver.

	Seuil permanent	Seuil long terme	Seuil court-terme
Été	70	81	101
Hiver	81	99	101

TABLE 1.1 – Limites de capacité des lignes en fonction des saisons (MW)

1.2.3.2 Caractéristiques des zones du projet RINGO

Les batteries sont prévues pour résoudre des congestions locales. Elles ne peuvent agir que pour modifier les flux dans des zones proches de l'endroit où elles sont implantées. Dans le cadre du projet RINGO, les zones concernées par les batteries sont des zones du réseau 63 ou 90 kV, comprenant entre une dizaine et une cinquantaine de postes électriques. Un poste électrique peut être vu comme un noeud du réseau. Il n'y avait, et il n'y a actuellement, pas ou très peu de congestions sur les zones

concernées par le projet RINGO. Les congestions vont apparaître en raison des nombreux raccordements de renouvelable. Ces congestions seront des contraintes dites d'évacuation.

Définition 7 (Contrainte d'évacuation) Une contrainte d'évacuation est liée à une congestion apparaissant lors de l'export d'électricité produite dans la zone vers le reste du réseau, et plus précisément quand la quantité d'électricité produite à exporter est supérieure à la capacité maximale des lignes.

Les zones concernées par le projet RINGO étaient en effet à l'origine uniquement consommatrices. Elles n'ont pas été conçues pour exporter de l'électricité et c'est ce que le réseau va pourtant leur demander. Les contraintes d'évacuation seront d'autant plus probables sur ces zones quand la consommation de la zone sera faible et sa production importante. La figure 1.7 résume la situation.

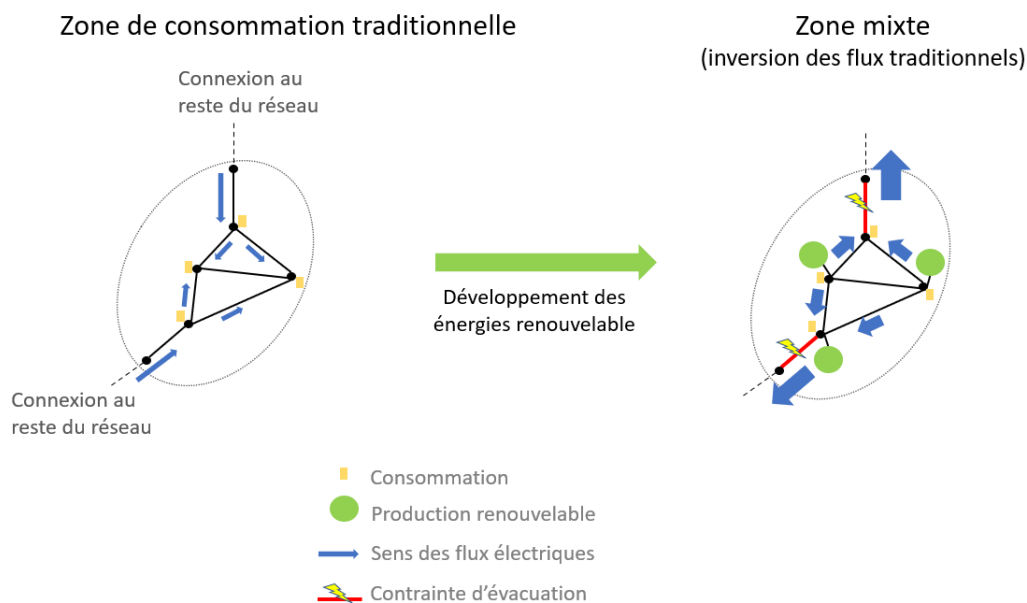


FIGURE 1.7 – Transformation des zones traditionnelles suite à l'intégration de production renouvelable avec apparition de contraintes d'évacuation

Un point important est à souligner : comme les congestions apparaissent en raison de raccordement de production renouvelable, couper toute la production permet de résoudre les congestions. Sur les zones que nous étudions, il existe donc toujours une stratégie permettant d'éviter les congestions, même en l'absence de batteries (stratégie nécessaire dans le cas où les batteries seraient hors-service ou en incapacité d'absorber davantage d'énergie). Une conclusion émerge donc déjà ici : la faisabilité du problème de décision pour les variables de commande mise en oeuvre est assurée. Il faudra cependant prendre en compte le délai pour couper cette production. L'aspect retard devra donc être intégré dans la prise de décision sous contraintes.

1.2.3.3 Régulation imposée par la CRE sur le projet RINGO

Lors de l'implantation de batteries par des gestionnaires de réseaux, des aspects réglementaires peuvent être à prendre en compte. Dans le cadre du projet RINGO, la Commission de Régulation de l'Énergie a donné son accord à l'expérimentation des

batteries dans le cadre de la gestion de congestions soumis à quelques conditions. L'expérimentation doit notamment se dérouler en deux temps (voir *Délibération de la Commission de Régulation de l'Énergie du 7 décembre 2017 portant approbation du programme d'investissements de RTE pour 2018*) :

- Dans un premier temps, une condition d'équilibrage sur les batteries est imposée. La somme de la puissance injectée sur le réseau par les batteries doit être nulle à chaque instant. La raison derrière cette condition est le fait que la plupart des gestionnaires de réseau ne peuvent pas être producteurs d'énergie. Ils coordonnent généralement l'équilibre offre-demande et sont soumis à des règles précises. Dans le cas français, RTE ne peut pas posséder d'énergie. Cette condition ajoute une contrainte supplémentaire lors de l'exploitation des batteries. Ce premier temps pourra durer trois ans maximum.
- Dans un second temps, les batteries devront pouvoir être exploitées par des tiers pour des usages potentiellement multiples tels que le réglage de la tension, l'ajustement de l'équilibre offre-demande ou la gestion des congestions. Ces modalités restent à définir.

Ces éléments imposent de prendre en compte la condition d'équilibrage des injections des batteries dans le modèle qui sera formulé. Dans la pratique, cet équilibrage des injections sera réalisé par un contrôleur global envoyant des consignes aux différentes zones toutes les minutes, et visant à maintenir constant le stock global des trois batteries Ringo. Notons \mathcal{Z}^T cette période d'équilibrage d'une durée de 1 minute. Soit \mathcal{Z}^B l'ensemble des batteries et $P_i^{batt,t}$, la puissance injectée dans la batterie $i \in \mathcal{Z}^B \subset \mathbb{N}$, au temps $t \in \mathcal{Z}^T$. La condition d'équilibrage se formule alors :

$$\sum_{t \in \mathcal{Z}^T} \sum_{i \in \mathcal{Z}^B} P_i^{batt,t} = 0 \quad (1.5)$$

1.2.4 Multi-service et batteries

Les batteries ne sont pas nécessairement utilisées à leur pleine capacité à tout moment pour la gestion des congestions. Quand les flux sont peu importants en raison d'une faible production et consommation par exemple, il n'y a pas de condition imposée sur l'utilisation des batteries. Leurs capacités résiduelles peuvent être utilisées pour d'autres services. EYER et COREY, 2010 souligne l'importance de combiner différentes utilisations des batteries. Les prix des batteries restent en effet élevés. L'utilisation des batteries pour la gestion des congestions peut être certes intéressante, mais la rentabilité peut être augmentée en multipliant les utilisations et par conséquent les sources de revenus. NAMOR et al., 2018 classe les services que peuvent offrir les batteries en trois catégories :

- l'arbitrage sur les marchés qui consiste à vendre et acheter l'électricité en fonction des prix pour générer un revenu.
- les services systèmes (*ancillary services*) qui consistent en un ensemble de services qu'une batterie peut offrir à un gestionnaire de réseau pour assurer la sûreté du système (réglage de fréquence, réserves primaires et secondaires pour assurer l'équilibre entre la consommation et la production).
- les objectifs de contrôle locaux, comme la gestion des congestions ou le réglage de tension.

L'idée derrière cette thèse est d'utiliser les batteries pour gérer des congestions locales, tout en proposant une architecture de contrôle qui permette l'utilisation des batteries pour d'autres services dans le cas où elles seraient disponibles.

1.2.5 Un système de contrôle basé sur deux niveaux

En raison des différentes problématiques introduites ci-dessus, nous avons décidé de baser le système de pilotage des batteries présenté dans cette thèse sur deux niveaux. Le premier niveau est un niveau supérieur, ou niveau dit *de planification*, le second niveau un niveau bas, dit niveau *temps réel*. Le rôle du niveau bas est d'envoyer des ordres de charge ou décharge aux batteries afin que les flux électriques respectent les limites de capacité des lignes. Il doit être en mesure d'agir rapidement (voir section 1.2.1). La rapidité d'action nécessaire a deux conséquences :

- Le niveau bas est construit sous la forme d'un contrôle local pour réduire les temps de communication (mesures, décisions, actions). Le niveau bas n'est, par conséquent, pas en mesure de prendre en compte des contraintes inter-zones, comme par exemple la contrainte d'équilibrage des injections des batteries imposée par la Commission de Régulation de l'Énergie sur le projet RINGO de RTE (voir 1.2.3.3).
- Le niveau bas possède une vision relativement court terme des congestions (nombre de pas de temps des contrôleurs temps réel limité). Il n'est, pour cette raison, pas capable d'anticiper les congestions à long-terme et préparer les batteries pour la venue de celles-ci. La préparation des batteries pour les congestions implique surtout d'adapter leur niveau de charge pour qu'elles soient en mesure d'agir dès que les congestions apparaissent.

En raison des deux points cités à l'instant, un niveau supérieur, constitué par une optimisation haut-niveau, est nécessaire. Ce niveau supérieur devra garantir la résolution de contraintes inter-zones et l'anticipation des congestions. Il doit assurer le rôle de la planification des trajectoires des batteries, et doit aussi permettre, lors de cette planification, d'introduire du multi-service.

1.2.6 Résumé

Il y a actuellement un fort besoin concernant la conception d'un système capable d'exploiter les batteries pour de la gestion de congestion. Le potentiel est bien présent; les projets lancés, l'augmentation de production renouvelable et les politiques gouvernementales le prouvent. Il s'agit maintenant de modéliser mathématiquement ce système afin d'en assurer la robustesse et la stabilité. La modélisation mathématique doit en particulier prendre en compte les caractéristiques suivantes :

- Permettre d'exploiter les batteries et leur rapidité d'action pour contrôler de manière fine les flux sur les lignes électriques et ainsi exploiter le réseau au plus près de ses limites.
- Prendre en compte les délais liés à la limitation de production renouvelable. Les délais dans les actions augmentent la difficulté de résolution des problèmes.
- Prendre en compte le couplage temporel intrinsèque aux batteries (par le niveau de planification pour gérer le niveau de charge des batteries en anticipation des congestions).

- Pouvoir intégrer la contrainte d'équilibrage entre les injections des différentes batteries.
- Pouvoir intégrer du multi-service et interagir avec d'autres acteurs des batteries.

1.3 État de l'art

Un certain nombre de travaux ont été faits sur le rôle des batteries dans les réseaux électriques. Beaucoup de ces travaux regroupent l'action des batteries pour aider à garantir l'équilibre offre-demande. Ils sont généralement basés sur de la commande prédictive. C'est le formalisme qui sera utilisé dans ce manuscrit également. La revue de littérature suivante se découpe en trois parties. La première partie sur la commande prédictive explique pourquoi ce formalisme est bien adapté à notre problème. La deuxième partie présente des travaux qui ont déjà été effectués concernant l'action des batteries pour la gestion de congestion. La troisième partie porte sur le multi-service que peuvent offrir les batteries.

1.3.1 Commande prédictive (Model Predictive Control)

La commande prédictive, connu également sous le nom de Model Predictive Control (MPC) ou commande à horizon glissant, est une technique de contrôle basée sur l'optimisation (CAMACHO et ALBA, 2013, MACIEJOWSKI, 2002 et MAYNE et al., 2000). Elle permet de construire des contrôleurs temps réel qui contiennent un modèle dynamique du système à contrôler, permettant ainsi une anticipation du comportement du système. Le modèle prédit en effet le comportement du système sur un certain horizon de prédiction. Différentes classifications peuvent être faites concernant les problèmes de commande prédictive. Nous nous intéresserons dans le cadre de la thèse à des formulations MPC linéaires implicites. Linéaire signifie que le modèle de prédiction du système est linéaire. Implicite implique que le problème d'optimisation fini sous-jacent est résolu à chaque pas de temps par des méthodes itératives ou directes mais sans avoir a priori une formulation explicite en terme d'une fonction analytique de type feedback (MACIEJOWSKI, 2002). Cela s'oppose à la commande prédictive explicite qui nécessite la résolution en avance du problème pour tous les cas possibles et demande une capacité de mémoire conséquente. (TØNDEL, JOHANSEN et BEMPORAD, 2003). Les raisons du choix d'une formulation de commande prédictive linéaire implicite seront explicitées dans le chapitre 2 de ce manuscrit.

La commande prédictive linéaire implicite

Nous introduisons ici la forme MPC pour une dynamique à temps discret qui sera utilisée dans la suite :

$$\begin{aligned}
 \min_{x,u} \quad & \sum_{k=k_0}^N \|x^k\|_Q^2 + \|u^k\|_R^2 \\
 \text{s.t.} \quad & x^{k+1} = Ax^k + Bu^k, \quad k \in \{k_0, k_0 + N - 1\}, \\
 & H_x x^k + H_u u^k \leq H, \quad k \in \{k_0, k_0 + N\}, \\
 & x^{k_0} = x_0
 \end{aligned} \tag{1.6}$$

x^k et u^k représentent respectivement l'état du système et le contrôle au pas de temps k . N est la taille de l'horizon de prédiction et k_0 le pas de temps initial. Les matrices Q et R permettent de définir les poids associés aux coûts des états et des contrôles dans la fonction objectif. Les matrices A et B définissent le modèle d'évolution du système et les matrices H_x , H_u et H permettent de définir les contraintes du système. La commande prédictive est définie par l'algorithme suivant.

Algorithme :

1. Résoudre le problème (2.28), permettant d'obtenir u^{k_0}
2. Appliquer u^{k_0}
3. Remplaçant x_0 par x^{k_0+1}
4. $k_0 \leftarrow k_0 + 1$ et répéter.

La commande prédictive implicite se prête bien à notre cas d'application, à savoir le pilotage des batteries pour la gestion des congestions dans les réseaux de transport d'électricité. Les modélisations dans le cadre de la commande prédictive que nous considérerons dans la suite sont assez naturelles. L'état x du système représentera les flux électriques sur les lignes. La dynamique du système représentera l'évolution des flux en fonction des actions de contrôle et des perturbations extérieures et sera décrite par une approximation des équations électriques dans un réseau. Les flux seront soumis à des contraintes, notamment aux contraintes de capacité décrites dans la partie 1.2.3.1. Les chapitres 2 et 3 de ce manuscrit décriront de manière plus précise les modélisations choisies.

La commande prédictive pour piloter les batteries dans les réseaux électriques

Dans la littérature, on trouve de nombreuses utilisations de la commande prédictive pour contrôler les batteries dans les smart-grids. ZHANG et al., 2014 propose par exemple une stratégie basée sur la commande prédictive afin que les batteries compensent les aléas de la production renouvelable et assurent l'équilibre offre-demande. Le but de cette approche est de minimiser les coûts d'approvisionnement en électricité d'une micro-grid. L'objectif est défini par :

$$\min \sum_{k=k_0}^{k_0+T} Y(k) \cdot Price(k) \cdot \Delta t \quad (1.7)$$

Avec Y^k , l'électricité importée sur la période k , $Price(k)$, son prix sur la période k , Δt le pas de temps, T le nombre de périodes considérées et k_0 la première période. Le prix $Price(k)$ est une donnée du problème. $Y(k)$, l'électricité importée dépend de la demande sur la microgrid P_{load} , de la production renouvelable solaire P_{solar} et éolienne P_{wind} , ainsi que de la puissance injectée dans des batteries P_b , avec la convention $P_b \geq 0$ quand la batterie charge depuis la microgrid. Les productions et consommations sont également considérés comme des données du problème. La variable de contrôle de ce système est uniquement la batterie, ou plus précisément la puissance injectée dans la batterie. Les contraintes du système s'écrivent sous la forme :

$$Y(k) = P_{load}(k) - P_{solar}(k) - P_{wind}(k) + P_b(k) \quad (1.8)$$

$$P_b^{\min} \leq P_b(k) \leq P_b^{\max} \quad (1.9)$$

$$SOC^{\min} \leq SOC(k) \leq SOC^{\max} \quad (1.10)$$

SOC représente le niveau de charge de la batterie (*State of Charge*). La résolution du problème de commande prédictive associé à la fonction objectif (1.7) et aux contraintes (1.8) à (1.10) permet d'obtenir la stratégie de charge ou décharge de la batterie $P_b(k_0)$. Ce cadre utilise ainsi une formulation de commande prédictive pour améliorer les performances d'une smart-grid en terme de coûts d'approvisionnement en énergie. Par rapport à notre problématique, les contraintes réseaux ne sont pas prise en compte ; seules une production et consommation globales sont considérées.

Pour conclure cette brève introduction à la commande prédictive, listons les avantages qu'elle possède concernant notre cas d'application, à savoir les batteries pour la gestion des congestions :

- La commande prédictive permet, grâce à son modèle interne du système, la modélisation de manière explicite des contraintes. Cela nous permettra de facilement prendre en compte les contraintes de capacité des lignes formulées dans la section 1.2.3.1.
- La commande prédictive permet de prendre en compte le retard d'action grâce à son horizon glissant (OLARU et NICULESCU, 2008 et NORMEY-RICO et CAMACHO, 2008). Elle nous permettra donc d'intégrer le retard lié à la limitation de production renouvelable (voir section 1.2.1)
- Elle permet le suivi d'une consigne, éventuellement en utilisant l'aspect anticipatif si la consigne est connue sur un certain horizon dans le futur. L'architecture de contrôle envisagée dans ce manuscrit et qui sera présentée dans la section 1.4 est basée sur deux niveaux. Un niveau haut chargé de créer un planning de charge de la batterie, et un niveau bas basé sur de la commande prédictive chargé de mettre en oeuvre le planning calculé par le niveau haut.
- Des formulations robustes, tenant compte des incertitudes, ont été développées. Ces méthodes prennent en compte de manière efficace la propagation de l'incertitude à l'intérieur de l'horizon de prédiction. Ces méthodes utilisent des méthodes ensemblistes pour les formulations MPC sous la forme d'optimisation de tubes de trajectoires. Ces méthodes sont présentée dans MAYNE, SERON et RAKOVIĆ, 2005 et RAKOVIC et al., 2012. Ces méthodes prennent en compte de manière efficace la propagation de l'incertitude à l'intérieur de l'horizon de prédiction et permettent des formulations robustes sans augmenter la complexité de résolution. Cela nous permettra d'intégrer les incertitudes liées au renouvelable et construire un contrôleur qui y soit robuste.
- Enfin, la commande prédictive est un cadre largement étudié en terme de stabilité, de garantie de respect des contraintes (faisabilité récursive) et d'unicité des solutions, ce qui donne un cadre solide pour la construction du contrôleur des batteries.

La commande prédictive s'avère donc être un cadre particulièrement bien adapté à la prise de décision dans le pilotage de batteries.

1.3.2 Utilisation des batteries pour gérer les congestions sur les réseaux de transport

Des travaux ont déjà été effectués sur les batteries et la gestion des congestions. Les travaux développés dans cette thèse s'inscrivent dans la lignée des deux publications qui suivent. La première repose d'ailleurs sur le principe de la commande prédictive.

BIEGEL et al., 2012 présente des travaux sur un contrôleur basé sur la commande prédictive gérant l'équilibre offre-demande dans un réseau électrique. Par rapport à l'article cité précédemment, des contraintes de capacité sur les lignes sont intégrées dans le modèle, permettant d'éviter les congestions. Le modèle considère un ensemble de consommateurs $i \in \mathcal{Z}^{users}$ intelligents, de consommation p_i , reliés entre eux par des lignes possédant des capacités limitées f^{min} et f^{max} . Soit \mathcal{Z}^L l'ensemble des lignes et $f_{ij}(k)$ le flux sur la ligne $ij \in \mathcal{Z}^L$ au pas de temps k , les contraintes de capacités s'écrivent :

$$f_{ij}^{min} \leq f_{ij}(k) \leq f_{ij}^{max}, \quad \forall (ij) \in \mathcal{Z}^L \quad (1.11)$$

Les flux sur les lignes sont calculés avec l'équation suivante :

$$\sum_j f_{ij}(k) + p_i(k) = 0, \quad \forall i \in \mathcal{Z}^{users}, (ij) \in \mathcal{Z}^L \quad (1.12)$$

Il est à noter que cette équation permet de calculer les flux quand le réseau considéré est en arbre et sans perte. Elle ne suffit pas dans le cas d'un réseau maillé. On note aussi que les flux f_{ij} peuvent être contrôlés à l'aide des batteries. Les consommateurs possèdent en effet chacun une capacité de stockage E_i qui peut être utilisée librement. Soit s_i la puissance injectée dans cette batterie. On pose $p_i = r_i + s_i$ avec r_i la consommation fixe. Les s_i sont donc les variables de contrôle du problème. Pour finir la définition de l'ensemble des contraintes du problème, il faut ajouter l'équation de charge de la batterie et les bornes sur les injections de puissance et le stock des batteries :

$$p_i = r_i + s_i \quad (1.13)$$

$$E_i(k+1) = E_i(k) + s_i(k) \quad (1.14)$$

$$s_i^{min} \leq s_i(k) \leq s_i^{max}(k) \quad (1.15)$$

$$E_i^{min} \leq E_i(k) \leq E_i^{max}(k) \quad (1.16)$$

Concernant la fonction objectif du problème, elle se découpe en 3 termes :

$$J(p_i, p_{supply}, E_i) = \lambda_1 J_1(p_i, p_{supply}) + \lambda_2 J_2(p_{supply}) + \lambda_3 J_3(E_i) \quad (1.17)$$

avec $\lambda_1, \lambda_2, \lambda_3$ des poids qu'il convient de définir. J_1 vise à diminuer le déséquilibre entre l'offre et la demande. J_2 vise à limiter les variations de l'approvisionnement par le réseau principal et J_3 a pour but de garder le stockage de chaque consommateur à un niveau de mi-charge. p_{supply} correspond à l'énergie achetée au réseau principal.

$$J_1(p_i, p_{supply}) = \sum_{k=k_0+1}^{k_0+T} \left\| p_{supply}(k) - \sum_{i \in \mathcal{Z}^{users}} p_i(k) \right\|^2 \quad (1.18)$$

$$J_2(p_{supply}) = \sum_{k=k_0}^{k_0+T-1} \|p_{supply}(k+1) - p_{supply}(k)\|^2 \quad (1.19)$$

$$J_3(E_i) = \sum_{k=k_0}^{k_0+T} \sum_{i \text{ in } \mathcal{Z}^{users}} \|E_i(k) - (\bar{E}_i - \underline{E}_i)/2\|^2 \quad (1.20)$$

Les lois de commande qui seront présentées dans ce manuscrit s'inspireront de ce modèle : des contraintes de capacité seront également prises en compte afin de limiter les congestions, et l'objectif sera d'obtenir un coût d'exploitation minimal. La fonction objectif comptera plusieurs termes : le terme principal visera à réduire la limitation de production renouvelable (c'est-à-dire minimiser la quantité d'énergie non évacuée, selon la terminologie en usage à RTE) et un second terme sera introduit pour réduire les mouvements imposés sur les charges et décharges des batteries. La différence entre ce modèle et ceux qui seront présentés dans ce manuscrit réside principalement dans la modélisation des flux électriques. Nous avons besoin d'un modèle s'adaptant à un réseau maillé. Il nous faudra également considérer la limitation de production de renouvelable comme contrôle, ainsi qu'un délai associé à cette action.

Le second article mentionnant l'utilisation de batteries comme alternative au renforcement du réseau sur lequel nous voudrions insister est WEN et al., 2015. Les auteurs montrent comment on peut tirer partie de la réponse rapide des batteries pour implémenter des actions curatives rapides afin d'augmenter la sécurité du réseau. Cela fait écho à ce qui est présenté dans la partie 1.2.3.1. Dans cet article, il est expliqué que, immédiatement après un incident, les injections des batteries peuvent être ajustées afin de lever les surcharges sur les lignes, et ce jusqu'à ce qu'un opérateur humain puisse agir. Les batteries, agissant en curatif rapide, permettent donc d'utiliser les différents seuils de capacité des lignes et augmenter les capacités de transport. La formulation de ce problème présente beaucoup de points communs avec les travaux présentés dans ce manuscrit, notamment la modélisation des contraintes de capacités, présentées par les équations (1.1) à (1.4). La différence tient au fait que WEN et al., 2015 se concentre sur la résolution d'un Security-Constrained Optimal Power Flow, (l'Optimal Power Flow est présenté au paragraphe suivant), et donc l'obtention d'un point de fonctionnement du réseau optimal en fonction des incidents considérés. Le fonctionnement des batteries est optimisé dans le but d'atteindre ce point optimal. La problématique d'exploitation des batteries en temps réel n'est pas abordée.

Optimal Power Flow

On ne peut conclure cette section sur la résolution des congestions à l'aide de batteries dans un réseau électrique sans mentionner l'Optimal Power Flow. L'Optimal Power Flow est un problème d'optimisation, formulé pour la première fois par CARPENTIER, 1962. Il vise à optimiser les flux sur un réseau électrique. Il se modélise sous la forme d'un problème d'optimisation quadratique non convexe et se place dans la catégorie des problèmes difficiles à résoudre d'un point de vue numérique. La preuve du caractère NP-difficile de l'Optimal Power Flow est faite dans BIENSTOCK et VERMA, 2019. La résolution de l'OPF ne fait pas l'objet de cette thèse, mais nous nous servons du caractère NP-difficile de ce problème pour argumenter notre choix d'une modélisation du réseau simplifiée. La modélisation de l'OPF et ce

qui conduit à son caractère difficile, ainsi que la simplification de la modélisation que nous avons choisie seront détaillés dans le chapitre 2.

1.3.3 Multi-service de batteries

Plusieurs travaux sur le multi-service des batteries sont présentés dans la littérature. L'objectif du multi-service est de varier les sources de revenus d'une batterie en combinant astucieusement plusieurs services qu'elle peut rendre, et ainsi augmenter le profit qu'elle génère. Le travail ayant le plus de similitudes avec les travaux de cette thèse sur lequel nous voulons insister est présenté dans NAMOR et al., 2018. Les auteurs proposent un schéma de contrôle de batteries permettant de fournir de manière simultanée plusieurs services au réseau électrique. Le contrôle est décomposé en deux niveaux. Le premier niveau est un niveau de planification et prévoit, grâce à la résolution d'un problème d'optimisation, l'allocation d'un budget puissance et d'un budget énergie aux différents services. Dans le second niveau, les déploiements de ces services sont calculés et superposés en temps réel. C'est surtout le premier niveau qui possède des points communs avec les travaux que nous présenterons dans le chapitre 4.

Les auteurs de NAMOR et al., 2018 introduisent une modélisation générique pour le niveau supérieur. Soit $\mathcal{P}_j = \{[\underline{P}_{j,k}, \bar{P}_{j,k}], k = 1 \dots N\}$ le budget de puissance attribué au service $j \in \{1, J\}$ avec J le nombre de services considérés et N le nombre de pas de temps sur lesquels on calcule l'attribution des budgets. $\underline{P}_{j,k}$ et $\bar{P}_{j,k}$ sont les minimum et maximum attendus de la puissance nécessaire au service j pendant le pas de temps k . Le budget énergie est défini de manière similaire : $\mathcal{E}_j = \{[\underline{E}_{j,k}, \bar{E}_{j,k}], k = 1 \dots N\}$. La forme générique du problème d'optimisation permettant d'attribuer les budgets aux différents services est :

$$\begin{aligned} \max_{x,u} \quad & g\left(\sum_{j=1}^J \mathcal{E}_j, \mathcal{P}_j\right) \\ \text{s.t.} \quad & E_{init} + \sum_{j=1}^J \mathcal{E}_j \in [E_{min}, E_{max}] \\ & \sum_{j=1}^J \mathcal{P}_j \in [-P_{max}, P_{max}] \end{aligned} \quad (1.21)$$

La fonction objectif g peut prendre différentes formes. On peut par exemple choisir de favoriser le service le plus rentable, ou maximiser l'utilisation de la batterie. Dans le cadre de cette thèse, nous nous intéressons à une situation un peu différente. Nous considérerons un service comme prioritaire, celui de la gestion des congestions, que nous ne pouvons pas pénaliser au bénéfice d'un autre service. La modélisation sera différente mais nous retrouverons une notion similaire à la notion de budget dans le chapitre 4, que nous nommerons *bande-passante*.

1.4 Objectifs visés et organisation du manuscrit

L'objectif de ce manuscrit est de présenter la modélisation mathématique d'un système de contrôle de batteries pour résoudre les congestions dans les réseaux de

transport d'électricité maillés liées aux raccordements massifs de production renouvelable. Ce système doit mêler l'utilisation des batteries avec le levier traditionnel qu'est la limitation de production renouvelable. Il doit exploiter au mieux la rapidité d'action des batteries afin de permettre une exploitation des réseaux électriques au plus près de leurs limites, et ainsi augmenter leurs capacités de transport. Étant donné le fait que les batteries ne sont pas nécessairement utilisées à leur pleine capacité à chaque instant pour la gestion des congestions, le système conçu doit être suffisamment flexible afin de pouvoir introduire du multi-service et augmenter la rentabilité des batteries. Ce système doit également être en mesure de prendre en compte les délais entre la prise de décision et l'action de contrôle. L'architecture envisagée, permettant de remplir ces différents objectifs est décrite sur le schéma 1.8. Le système est construit sur deux niveaux :

- Un niveau bas constitué de contrôleurs temps réel - Ce niveau est un niveau de contrôle local. Un contrôleur est présent par zone où est implémentée une batterie. Son rôle est d'agir dès qu'une congestion se présente, en changeant l'injection dans la batterie ou en limitant la production renouvelable. En l'absence de congestion, il suit la consigne envoyée par le niveau supérieur, en vérifiant au préalable que cette consigne ne risque pas de créer de congestion.
- Un niveau haut pour la planification - Ce niveau doit pouvoir disposer de situations réseau prévisionnelles (prévisions de consommation, de production, mais également des ouvrages disponibles) et prendre en compte la règle du N-1, de manière à pouvoir anticiper les flux et les congestions, et définir un planning de charge des différentes batteries en conséquence. Ce niveau doit également permettre d'introduire du multi-service pour les batteries et de prendre en compte d'éventuelles contraintes inter-zones, comme celle de l'équilibrage des injections des batteries portant sur le projet RINGO de RTE (voir 1.1.4).

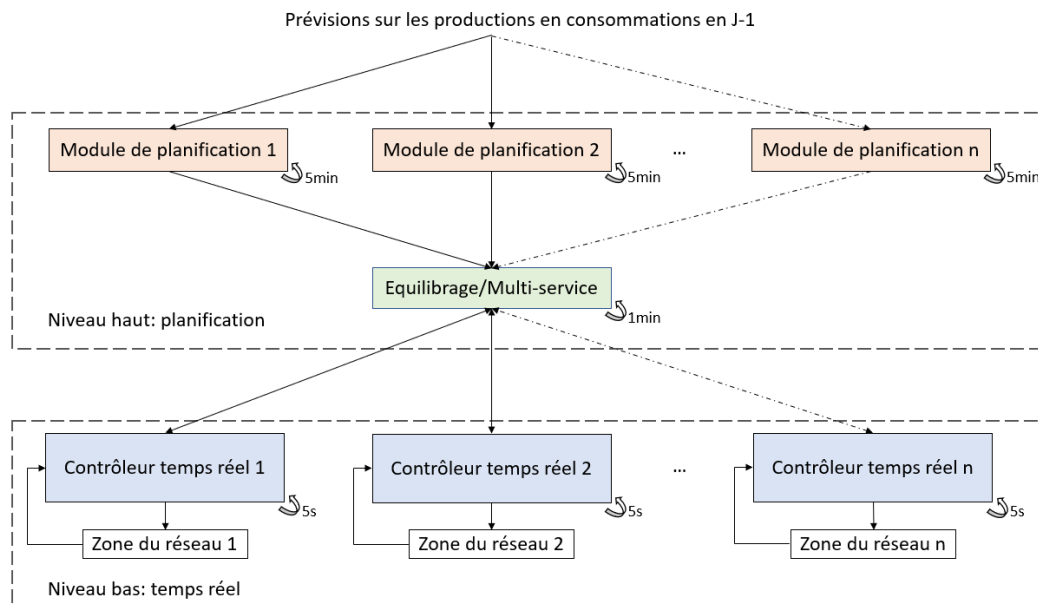


FIGURE 1.8 – Architecture du système de pilotage des batteries

Structure du manuscrit

Cette introduction faisait office de **premier chapitre** et permettait de présenter la problématique de la thèse ainsi que le contexte dans lequel elle s'inscrit. Pour résumer en quelques mots, l'augmentation massive des raccordements de production renouvelable sur les réseaux de transport d'électricité provoque une augmentation des flux sur certaines zones du réseau. Ces zones n'ont pas nécessairement été conçues pour accueillir cette production importante et les raccordements de renouvelable sont les responsables de nouvelles congestions. Dans le même temps, les batteries se développent et différents projets sont lancés afin de tirer partie de leurs avantages. Cette thèse vise à construire un système de pilotage des batteries afin d'aider à la gestion des congestions. Les trois chapitres qui suivent détaillent ce système de pilotage.

Le **deuxième chapitre** s'attache à la partie gestion des congestions en temps réel. Il s'agit de définir un contrôleur pouvant constituer le niveau bas du schéma 1.8. Ce contrôleur doit agir de manière rapide (de l'ordre de la seconde) afin de d'empêcher les congestions sur la zone du réseau qu'il contrôle. Il surveille donc les flux électriques sur les lignes et agit quand ils risquent de dépasser une limite. Le contrôleur a comme leviers à sa disposition une batterie et la limitation de production renouvelable. Il doit suivre une consigne envoyée par le niveau supérieur, mais quand cela menace les limites de capacité des lignes, il peut s'en écarter. Le cadre de la commande prédictive est choisi pour modéliser ce contrôleur. Cette stratégie d'exploitation est utilisée actuellement par des gestionnaires de réseaux, notamment RTE.

Publication associée : STRAUB et al., 2018a « Zonal Congestion Management Mixing Large Battery Storage Systems and Generation Curtailment »

Le **troisième chapitre** présente une version différente du contrôleur temps réel. La version du deuxième chapitre possède l'inconvénient majeur de ne pas présenter de garanties théoriques quant à la robustesse du contrôleur. La version développée dans ce troisième chapitre modifie les contraintes de capacité en considérant des limites portant directement sur la température des lignes, et non plus sur la puissance des flux les traversant comme la modélisation du chapitre 2. Deux raisons motivent ces travaux. La première raison est que la limite de température correspond à la "vraie" contrainte physique pesant sur les lignes. Les limites en puissance ne représentent qu'une approximation de l'échauffement des lignes électriques. Contrôler directement la température permet un contrôle plus fin en exploitant en temps réel l'aspect dynamique de l'échauffement des conducteurs. La seconde raison concerne la robustesse. En effet, considérer des contraintes en température permet de supprimer la dépendance des contraintes par rapport au temps, rendant plus facile la construction d'une formulation robuste. En revanche, ce modèle nécessite des capteurs de température qui ne sont pas toujours présents en pratique. Les modélisations des chapitres 2 et 3 du contrôleur temps réel sont donc complémentaires et peuvent chacune constituer le niveau bas de l'architecture de contrôle des batteries.

Publication associée : STRAUB et al., 2018b « Robust MPC for temperature management on electrical transmission lines ».

Le **quatrième chapitre** vise à construire le niveau haut du schéma 1.8. Ce niveau consiste en la planification de la trajectoire de la batterie de quelques minutes à quelques heures en amont du temps réel. Le module temps réel constituant le niveau

bas du contrôle n'a pas accès à des prévisions sur l'état du réseau. Il ne peut pas anticiper les congestions plusieurs heures à l'avance ni simuler des défauts. Ce rôle est tenu par le niveau haut qui doit préparer la batterie pour d'éventuelles congestions en envoyant des ordres de charge ou de décharge. Le principe du niveau supérieur est basé sur la notion de bandes-passantes. On définit une bande-passante pour l'exploitation des batteries comme une série d'intervalles en énergie et en puissance tels qu'une batterie utilisée dans ces intervalles est en mesure de gérer toutes les congestions sur sa zone. Les bandes admissibles définissent un cadre souple pour la planification des trajectoires des batteries. Elle permettent d'assurer que la gestion des congestions en temps réel sera possible, mais elles permettent également d'introduire des contraintes supplémentaires, du type de la contrainte d'équilibrage inter-zones des injections entre les batteries imposée par la Commission de Régulation de l'Énergie sur le projet RINGO de RTE (voir la section 1.2.3.3), ou encore de mixer la gestion des congestions avec d'autres services que peuvent rendre les batteries.

Publication associée : STRAUB et al., 2019 « Congestion management within a multi-service scheduling coordination scheme for large battery storage systems ».

Chapitre 2

Modélisation du contrôleur temps réel

Sommaire

2.1	Introduction	40
2.2	Spécificités du niveau bas du système de contrôle	40
2.2.1	Rapidité d'action nécessaire	40
2.2.2	Suivi et vérification des consignes du niveau supérieur	41
2.2.3	Un contrôle décentralisé	41
2.2.4	Modélisation des contraintes de capacité des lignes	42
2.3	Modélisation	44
2.3.1	Principes de modélisation du réseau	44
2.3.1.1	Choix de modélisation	44
2.3.1.2	Modèle du réseau en actif-réactif	45
2.3.1.3	Modèle actif seul	46
2.3.1.4	Power Transfer Distribution Factors	47
2.3.2	Entrées et sorties du contrôleur	49
2.3.3	Dynamique du système	51
2.3.4	Contraintes	53
2.3.5	Fonction objectif du problème	54
2.4	Modélisation en commande prédictive	55
2.4.1	Formulation en commande prédictive	55
2.4.2	Formulation du problème de commande prédictive comme un problème d'optimisation paramétrique	56
2.4.3	Etude de la faisabilité	57
2.4.4	Robustesse du système	57
2.5	Simulations	58
2.5.1	Données	58
2.5.2	Calcul des PTDF	60
2.5.3	Comportement du contrôleur en situation sans incident	61
2.5.4	Comportement du contrôleur en situation d'incident	63
2.5.5	Mise en évidence de dépassements occasionnels des limites de capacité des lignes	65
2.6	Conclusions	66

2.1 Introduction

Le précédent chapitre a permis de mettre en avant les défis soulevés par les raccordements massifs d'énergies renouvelables au niveau des réseaux de transport d'électricité. Ces raccordements sont responsables de l'apparition de forts flux électriques sur certaines zones des réseaux de transport, résultants en une hausse importante des congestions locales. Parallèlement à cela, le marché des batteries se développe et un réel potentiel existe quant à leur utilisation pour la gestion des congestions. L'objectif de cette thèse est de développer un système de pilotage de batteries basé sur deux niveaux permettant de gérer des congestions locales sur des réseaux de transport maillés (voir le schéma 1.8). Le niveau haut concerne la planification des trajectoires des batteries, tandis que le niveau bas s'attache à la gestion temps réel des congestions. Le but de ce chapitre est de décrire le niveau bas.

Le niveau bas du schéma de pilotage des batteries est constitué d'un ensemble de contrôleurs temps réel, dont l'objectif est de garantir que les flux électriques ne dépassent pas les capacités des lignes lors de l'exploitation. Ce chapitre est découpé en 4 parties et présente une modélisation de ces contrôleurs.

Organisation du chapitre

La première partie décrit les principales caractéristiques que doit présenter le niveau bas du système de pilotage des batteries. La deuxième partie présente les principes de modélisation utilisés pour le contrôleur temps réel. Les principes de modélisation du réseau, utilisés dans le cadre de ce chapitre, mais également dans les suivants, y sont notamment donnés. La troisième partie explicite la formulation générale du contrôleur sous forme d'un problème de commande prédictive, tandis que la quatrième partie présente les simulations qui ont été effectuées sur une zone du réseau français.

2.2 Spécificités du niveau bas du système de contrôle

2.2.1 Rapidité d'action nécessaire

Le niveau bas est responsable de la gestion temps réel des congestions. L'aspect temps réel impose une rapidité d'action de la part du contrôle. En effet, les flux électriques peuvent varier soudainement et de manière importante (production éolienne ou solaire augmentant ou diminuant brutalement, perte d'un ouvrage électrique dans une zone voisine modifiant la répartition des flux électriques sur les lignes...). Ces variations soudaines peuvent menacer le bon fonctionnement et la protection des lignes, ainsi que la sécurité des personnes qui se trouveraient à proximité. Il est donc primordial d'agir rapidement, grâce à une action basée sur un mécanisme de détection de changement de flux. Ces mécanismes utilisent des « photos » du réseau à un moment donné, croisées avec des paramètres statiques et connus. MONTICELLI, 2000 présente l'état de l'art de ces méthodes, insistant sur le fait qu'une bonne estimation d'état est un paramètre clé dans la construction d'un contrôleur temps réel. Nous ne détaillons pas ces mécanismes ici et considérerons dans la suite que les valeurs des flux sont des informations disponibles.

La rapidité d'action possible du contrôleur dépend de la fréquence des données issues du mécanisme d'estimation d'état du système. Dans le cadre de ce chapitre,

nous considérerons que les données concernant les flux qui circulent sur les lignes sont accessibles toutes les dix secondes. Nous prendrons donc un pas de temps de dix secondes pour les contrôleurs temps réel ($\Delta t = 10s$).

2.2.2 Suivi et vérification des consignes du niveau supérieur

Les contrôleurs temps réel présentés dans ce chapitre ne sont pas en mesure d'anticiper les congestions. En effet, on considère que les contrôleurs temps réel ont accès aux mesures des flux électriques mais n'ont pas accès aux données de prévisions de ces flux. Les contrôleurs ne sont donc pas en mesure de pré-positionner les batteries pour les futures congestions. Ce rôle est assuré par le niveau supérieur. Prenons l'exemple d'une batterie qui doit charger $4MW$ pendant 1 heure pour lever une congestion arrivant dans les prochaines heures sur une ligne. Si le stock de la batterie est à son maximum, un ordre de décharge d'au moins $4MWh$ doit être envoyé au préalable par le niveau supérieur. Le contrôleur temps réel doit alors suivre dans la mesure du possible cet ordre afin de préparer la batterie. Il peut arriver que l'ordre envoyé par le niveau supérieur ne soit pas réalisable. En effet, l'ordre est calculé sur des prévisions, comprenant de l'incertitude, tandis que le contrôleur temps réel a, lui, accès aux mesures du terrain. Il doit donc vérifier que l'ordre ne va pas générer de congestions avant de le transmettre à la batterie.

Les consignes reçues du niveau supérieur sont des consignes de charge et de décharge des batteries et sont définies lors de l'étape de planification du niveau supérieur, faite en amont du temps réel. La planification sera détaillée dans le chapitre 4. Retenons simplement pour l'instant que ces consignes concernent principalement la préparation des batteries en vue de futures congestions.

2.2.3 Un contrôle décentralisé

La question de la décentralisation du contrôle se pose souvent lors du design d'un contrôleur sur un grand système tel qu'un réseau d'électricité. Beaucoup de travaux sur le sujet ont été réalisés (voir parmi d'autres OCAMPO-MARTINEZ et al., 2014, RAWLINGS et STEWART, 2008 et SCATTOLINI, 2009). Pour résumer, les atouts majeurs de la décentralisation du contrôle dans le cas d'application qui nous intéresse sont :

- Une augmentation de la rapidité des communications. Dans le cas d'une information décentralisée, les contrôleurs locaux décentralisés peuvent accéder plus rapidement aux mesures terrain qu'un contrôleur central à qui il faudrait faire remonter cette information. De plus, les décisions, une fois prises, peuvent être transmises plus rapidement aux éléments concernés.
- Une augmentation de la rapidité de la prise de décision. En effet, la taille du problème est réduite, ce qui diminue la complexité des calculs et diminue par conséquent le temps nécessaire à la décision. De plus, les prises de décisions peuvent se faire en parallèle.
- Une augmentation de la tolérance aux défauts. L'impact d'un défaut peut en effet être limité à une petite zone et ne pas impacter tout le système, comme dans le cas d'un contrôle centralisé.

Pour les trois raisons qui viennent d'être citées, le niveau bas de notre système de pilotage des batteries a été construit selon un modèle décentralisé. Le schéma

2.1 présente l'architecture envisagée. Plusieurs zones du réseau électrique, sujettes à des congestions, sont considérées. Ces zones contiennent chacune une ou plusieurs batteries. Un contrôleur temps réel est présent par zone pour gérer ces batteries. Le contrôle est ainsi local, chaque contrôleur agissant uniquement sur une zone d'une dizaine à une cinquantaine de postes électriques. Les contrôleurs reçoivent des consignes d'un niveau supérieur qui, lui, est centralisé (détails sur le niveau supérieur dans le chapitre 4).

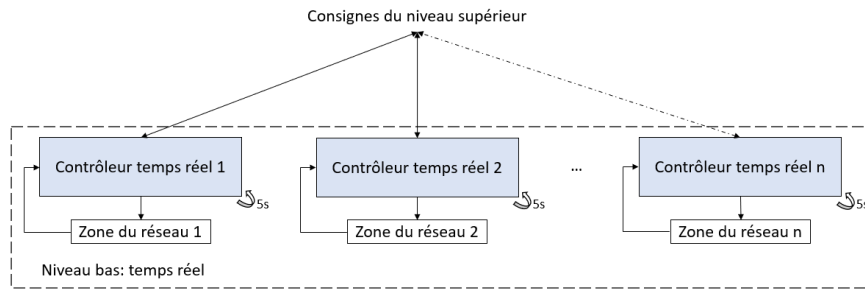


FIGURE 2.1 – Niveau bas du système de pilotage

La question de la définition de ces zones se pose alors. OCAMPO-MARTINEZ et al., 2014 mentionne la difficulté à décomposer un système en sous-systèmes afin de pouvoir appliquer le contrôle décentralisé. Cette décomposition peut se faire sur la base de caractéristiques physiques, sur l'intuition ou encore l'expérience, mais quand la taille du système augmente, ces méthodes deviennent difficiles à mettre en place. Il y a alors un besoin de méthodes systémiques extrayant des informations sur la structure du système. OCAMPO-MARTÍNEZ, BOVO et PUIG, 2011 propose par exemple une méthode basée sur l'identification, à partir du graphe représentant le système, de sous-graphes fortement connectés possédant un nombre de connections extérieures et intérieures semblables. Ces sous-graphes sont ensuite utilisés pour la décomposition et la coordination des zones entre elles.

Notre cas d'application est le projet RINGO. Ce projet vise à introduire trois batteries, donc à sélectionner trois zones du réseau de RTE. Le choix de ces zones s'est fait par l'expérience, au cours de discussions avec des experts et des opérateurs du réseau. Les zones choisies sont des zones éloignées les unes des autres, sans interaction entre elles. La coordination entre les zones n'est pas un sujet ici. Les méthodes systémiques mentionnées n'ont pas été nécessaires pour définir la décomposition-coordination du système. Cependant, si les batteries venaient à se généraliser sur le réseau, le recours à de telles méthodes pourrait devenir utile.

2.2.4 Modélisation des contraintes de capacité des lignes

Une caractéristique importante des contrôleurs temps réel développés dans ce chapitre est la modélisation des contraintes de capacité des lignes électriques. Nous nous baserons sur les contraintes de capacité décrites dans le chapitre d'introduction et qui constituent la stratégie d'exploitation actuelle de RTE. Ces limites sont constituées par différents seuils associés à des durées qui s'activent lors d'incidents réseau (voir la section 1.2.3.1). Elles définissent les dépassements acceptables des limites permanentes des lignes, permettant la mise en place d'actions curatives. L'acceptabilité d'un dépassement de la limite permanente d'une ligne est liée à son échauffement progressif lors d'une surcharge. Cet échauffement dépend, entre autres, de

l'ampleur de la surcharge, des matériaux constituant la ligne et de paramètres météorologiques (vent et température extérieure notamment). Les gestionnaires de réseau sont responsables de la définition de ces différentes limites et de leurs durées associées. Nous considérerons ces limites et durées comme un point d'entrée de notre problème dans le cadre de chapitre. Les équations détaillant l'échauffement des lignes seront décrites dans le chapitre suivant. Notons que l'exploitation du réseau résultante de la politique d'acceptation de surcharge est moins conservatrice que le serait celle où aucun dépassement des limites permanentes ne serait autorisé.

Pour modéliser les contraintes de capacité des lignes, nous utiliserons une limite variant dans le temps. \bar{f}_{ij}^k représente ainsi la limite sur la ligne ij au pas de temps k . L'algorithme 1 permet d'obtenir les valeurs de \bar{f}_{ij}^k en fonction de l'historique du réseau. Deux variables « incident » et « duree » sont introduites. La variable « incident » est une variable booléenne valant TRUE si un incident s'est produit dans le réseau dans un passé proche, FALSE en cas contraire. La variable « duree » est un compteur permettant de savoir depuis combien de temps l'incident s'est produit (on l'exprimera en minutes). Une étape d'initialisation de ces variables est nécessaire. Elle se fait avec les règles suivantes :

- Si un incident s'est produit dans les 10 dernières minutes, on affecte TRUE à la variable « incident », FALSE dans le cas contraire. Nous supposons avoir l'information sur l'état du réseau et les incidents impactant la zone d'étude s'étant produits récemment au moment de l'initialisation.
- Si FALSE a été affecté à la variable « incident », on affecte 0 à la variable « duree », sinon on incrémente « duree » avec la durée s'étant écoulée depuis le dernier calcul de la limite.

Algorithme 1 Détermination des contraintes de capacités \bar{f}_{ij} de la ligne ij

Initialisation des variables incident et duree

```

if incident = TRUE then
  if  $0 \leq \text{duree} < 1$  minute then
     $\bar{f}_{ij} \leftarrow L_{ij}^{court}$ 
  else if  $1 \text{ minute} \leq \text{duree} < 5$  minutes then
     $\bar{f}_{ij} \leftarrow L_{ij}^{long}$ 
  else
     $\bar{f}_{ij} \leftarrow L_{ij}^{perm}$ 
  end if
else
   $\bar{f}_{ij} \leftarrow L_{ij}^{perm}$ 
end if
return  $\bar{f}_{ij}$ 

```

L_{ij}^{perm} dénote comme dans le chapitre précédent la limite permanente de la ligne ij , L_{ij}^{long} sa limite longue durée et L_{ij}^{court} sa limite court-terme. Les durées associées à ses limites ont été prises ici respectivement à 1 minute pour la limite court-terme et à 5 minutes pour la limite long-terme. Ces limites et durée associées sont définies par les gestionnaires de réseau et peuvent varier d'un cas à l'autre.

2.3 Modélisation

2.3.1 Principes de modélisation du réseau

2.3.1.1 Choix de modélisation

Le réseau électrique peut être modélisé par un ensemble de noeuds sur lesquels sont attachées des productions et des consommations. Soit \mathcal{Z}^N l'ensemble des noeuds du réseau, \mathcal{Z}^{cons} l'ensemble des noeuds possédant une consommation et \mathcal{Z}^{prod} l'ensemble des noeuds producteurs. On a $\mathcal{Z}^{prod} \subset \mathcal{Z}^N \subset \mathbb{N}$, et $\mathcal{Z}^{cons} \subset \mathcal{Z}^N \subset \mathbb{N}$. Ces noeuds sont connectés par des lignes possédant des capacités de transport d'électricité limitées. On note \mathcal{Z}^L l'ensemble des lignes. $\mathcal{Z}^L \subset (\mathcal{Z}^N)^2 \subset \mathbb{N}^2$. Le réseau se modélise donc par un graphe connexe $G(\mathcal{Z}^N, \mathcal{Z}^L)$, avec \mathcal{Z}^N l'ensemble des sommets et \mathcal{Z}^L l'ensemble des arêtes. En ce qui concerne les graphes de réseaux de transport d'électricité, ils sont généralement maillés (présence de boucles) de manière à assurer plus de robustesse. Les réseaux de distribution possèdent, quant à eux, plutôt des graphes en arbre. Nous nous intéressons au cas des graphes maillés. Les capacités des lignes peuvent être exprimées en puissance (MW), en intensité (A) ou en température (°C). Dans ce chapitre, nous considérerons la capacité d'une ligne comme étant décrite par sa limite en puissance.

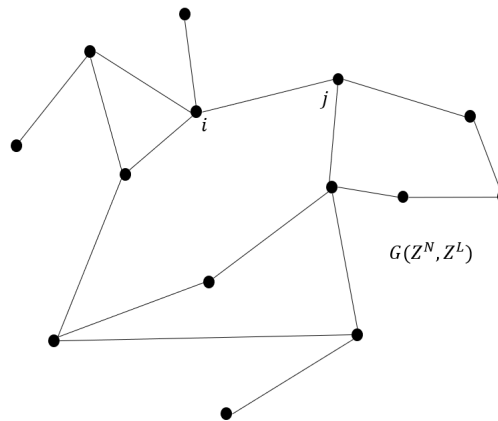


FIGURE 2.2 – Modélisation d'un réseau électrique

Le calcul de répartition des flux sur les lignes électriques peut se faire à l'aide de deux modélisations différentes : une modélisation en actif-réactif et une modélisation en actif seul. La modélisation en actif-réactif introduit les variables de puissance comme le produit entre les variables de tension et d'intensité, ce qui résulte en une modélisation non-linéaire et non convexe. Cette non-linéarité et cette non-convexité intrinsèques à la modélisation en actif-réactif sont détaillées au paragraphe suivant. La modélisation en actif seul, quant à elle, consiste en une linéarisation des équations en actif-réactif. Elle ne prend en compte que la partie active de la puissance en négligeant sa partie réactive. Le but de ce chapitre étant de définir un contrôleur pour s'assurer en temps réel que les flux sur les lignes électriques ne dépassent pas les limites, le problème d'optimisation sous-jacent à ce contrôleur se doit d'être simple et pouvant être résolu rapidement. Le choix a donc été fait de modéliser le réseau en actif seul.

Les deux sections qui suivent résument les modélisations en actif-réactif et actif seul, ainsi que les hypothèses qui permettent de passer de la première modélisation à la seconde.

2.3.1.2 Modèle du réseau en actif-réactif

La modélisation en actif-réactif permet d'obtenir la répartition des flux sur un réseau électrique à partir des puissances injectées. Cette modélisation est plus précise que la modélisation en actif seul, mais les équations qui la constituent sont plus complexes à résoudre. Les notations utilisées ici sont celles de ZIMMERMAN, MURILLO-SÁNCHEZ et THOMAS, 2011. On introduit tout d'abord les admittances des lignes. L'admittance d'une ligne est une valeur complexe qui ne dépend que des caractéristiques de la ligne. On appellera $Y_{ij} \in \mathbb{C}$ l'admittance de la ligne ij . Les noeuds disposent eux aussi d'une admittance. Celle-ci dépend des équipements qui se trouvent à ces noeuds. Soit $Y_{noeud} \in \mathbb{C}^{n_n \times n_n}$ la matrice d'admittance des noeuds, avec n_n dénotant le nombre de noeuds du réseau. Nous pouvons nous référer à ZIMMERMAN, MURILLO-SÁNCHEZ et THOMAS, 2011 pour la construction de Y_{noeud} à partir des admittances des lignes Y_{ij} . Soit I_{noeud} le vecteur d'injections de courant complexes sur les noeuds et V le vecteur des tensions complexes. $I_{noeud} \in \mathbb{C}^{n_n}$ et $V \in \mathbb{C}^{n_n}$. La relation entre I_{noeud} et V s'exprime à l'aide de Y_{noeud} :

$$I_{noeud} = Y_{noeud} \cdot V \quad (2.1)$$

Les injections de courant I_{noeud} peuvent être utilisées pour calculer les puissances complexes correspondantes. Soit S_{noeud} le vecteur contenant ces puissances. Soit $[.]$ l'opérateur qui prend un vecteur de dimension n et crée une matrice $n \times n$ avec les éléments de ce vecteur sur la diagonale et soit M^* la conjuguée de la transposée de la matrice carrée $M \in \mathbb{C}^{n \times n}$. $S_{noeud} \in \mathbb{C}^{n_n}$. S_{noeud} s'exprime comme :

$$S_{noeud} = [V] \cdot I_{noeud}^* = [V] \cdot Y_{noeud}^* \cdot V^* \quad (2.2)$$

La relation (2.2) entre puissance, intensité et tension n'est pas linéaire. Cette relation structurelle conduit à un problème d'optimisation pour la répartition des flux en actif-réactif dans un réseau électrique présentant des contraintes non linéaires. Ces contraintes non convexes résultent en un ensemble des solutions faisables non convexe. BUKHSH et al., 2013 démontre en effet l'existence de plusieurs points-selle dans des instances de problème d'optimisation pour la répartition des flux.

Les équations de répartition des flux s'écrivent en imposant que la somme des injections soit nulle en chaque noeud :

$$S_{noeud} + S_d - S_g = 0 \quad (2.3)$$

Dans la formulation traditionnelle des équations du réseau en actif-réactif, on décompose le bilan de puissance (2.3) en sa partie réelle et imaginaire. Les puissances produites et consommées sont à leur tour décomposées en partie réelle et imaginaire. On note ainsi P_g (resp. P_d), le vecteur des puissances actives produites (resp. consommées) et Q_g (resp. Q_d), le vecteur des puissances réactives produites (resp. consommées). Les variables de tension sont exprimées en fonction de leur module V_m et de leur argument θ par :

$$V = V_m(\cos(\theta) + i \cdot \sin(\theta)) \quad (2.4)$$

Les puissances consommées sont considérées connues lors de la résolution du problème de bilan de puissance. Les variables du problème sont alors les tensions et les puissances produites. Le calcul de répartition des flux revient à résoudre l'équation :

$$g(x) = \begin{pmatrix} g_P(\theta, V_m, P_g) \\ g_Q(\theta, V_m, Q_g) \end{pmatrix} = 0$$

avec

$$g_P(\theta, V_m) = P_{noeud}(\theta, V_m) + P_d - P_g \quad (2.5)$$

$$g_Q(\theta, V_m) = Q_{noeud}(\theta, V_m) + Q_d - Q_g \quad (2.6)$$

g_P représentant la partie réelle de (2.3) et g_Q sa partie imaginaire.

Ces équations peuvent être résolues, par exemple, à l'aide d'un algorithme primal-dual de points intérieurs. MATPOWER, un package de simulation open-source Matlab permettant de résoudre des problèmes de flux basés sur des modélisations en actif-réactif utilise ainsi un tel solveur (ZIMMERMAN, MURILLO-SÁNCHEZ et THOMAS, 2011).

2.3.1.3 Modèle actif seul

Le modèle en actif seul consiste en une approximation linéaire des équations du modèle en actif-réactif. Pour obtenir cette approximation, revenons à l'équation (2.2). En passant de l'écriture matricielle de cette équation à l'écriture noeud par noeud, on obtient l'expression de la puissance active injectée au noeud k , P_k , et celle de la puissance réactive injectée au noeud k , Q_k :

$$P_k = \operatorname{Re}\left(\sum_j V_k V_j^* Y_{ki}^*\right) \quad (2.7)$$

$$Q_k = \operatorname{Im}\left(\sum_j V_k V_j^* Y_{ki}^*\right) \quad (2.8)$$

avec Y_{ki} l'admittance de la ligne ki . Y_{ki} s'écrit comme l'inverse de l'impédance Z_{ik} qui est elle-même la somme d'une partie résistive r_{ik} et d'une partie réactive x_{ik} :

$$Z_{ik} = r_{ik} + jx_{ik} \quad (2.9)$$

L'approximation du modèle en actif seul est basée sur les trois hypothèses suivantes :

- *La transmission est sans perte.* On néglige donc la composante résistive des lignes : $r_{ki} = 0$. Ce qui implique $Y_{ki} = \frac{1}{jx_{ki}}$. Ceci est justifié par le fait que sur le réseau de transport, la résistance r des lignes est d'un ordre de grandeur inférieur à la réactance x : $r \ll x$.
- *Le profile de tension est plat.* On considère que l'amplitude de la tension est constante et égale à V_0 . Ce qui implique $V_k = V_0 e^{j\theta_k}$.
- *Il n'y a que de petites différences dans les phases des tensions.* On considère que sur la ligne ij , θ_i est proche de θ_j . Ainsi : $\sin(\theta_i - \theta_j) = \theta_i - \theta_j$

En utilisant ces trois hypothèses, la puissance active injectée au noeud k à partir de (2.7) s'écrit :

$$P_k = \sum_j \frac{-1}{x_{kj}} (\theta_k - \theta_j) \quad (2.10)$$

On notera dans la suite $\frac{-1}{x_{ij}} = b_{ij}$. On peut remarquer que $b_{ij}(\theta_i - \theta_j) = f_{ij}$ représente le flux sur la ligne ij . Soit \mathcal{Z}^N l'ensemble des noeuds et \mathcal{Z}^L l'ensemble des lignes du réseau, l'équivalent en actif seul de l'équation $g(x) = 0$ de la section précédente décrivant la répartition des flux en actif-réactif est alors :

$$g_{\text{actif seul}}(\theta) = 0 \quad (2.11)$$

ou de manière explicite :

$$P_k(\theta) + P_d - P_g = \sum_{j:kj \in \mathcal{Z}^L} \frac{-1}{x_{kj}} (\theta_k - \theta_j) + P_d - P_g = 0, \quad \forall k \in \mathcal{Z}^N \quad (2.12)$$

La modélisation en actif seul des équations de répartition des flux électriques sur un réseau conduit à une formulation linéaire, avec des avantages évidents en ce qui concerne la rapidité de résolution. Cela va nous permettre de définir une formulation convexe pour l'optimisation qui régit le fonctionnement du contrôleur temps réel développé dans ce chapitre. Ce contrôleur pourra ainsi être déployé de manière efficace.

2.3.1.4 Power Transfer Distribution Factors

Un élément majeur de la modélisation en vue de la synthèse du contrôleur temps réel présenté dans ce chapitre sont les Power Transfer Distribution Factors, ou PTDF. Notons que cette notion sera également très utile dans les chapitres suivants. Les Power Transfer Distribution Factors sont des coefficients utilisés pour décrire la sensibilité des flux par rapport à des modifications d'injections sur des noeuds (BART et ANDREEWSKY, 2005). Ils sont également connus sous le nom de Injection Shift Factors (ISF). Ils utilisent ce qu'il est convenu d'appeler un « noeud bilan » (slack bus) ou une « distribution bilan ». La distribution bilan est un vecteur de taille n_n dont la somme des éléments vaut 1. Les PTDF se définissent de la manière suivante :

Définition 8 (Power Transfer Distribution Factor) *Un PTDF est un coefficient de sensibilité donnant la modification du flux sur une ligne suite à une augmentation de l'injection en un noeud, avec l'hypothèse que la même quantité est soutirée au noeud bilan. Dans le cas d'une distribution quelconque, chaque élément du vecteur indique la proportion de puissance soutirée en chaque noeud.*

Pour illustrer le concept, nous nous placerons dans le cas où il n'y a qu'un seul noeud bilan k . La distribution que nous considérerons est donc le vecteur e_k . Prenons l'exemple de la figure 2.3 afin d'illustrer la définition qui précède. A un moment t , l'injection au noeud n est augmentée de 1. On soutire 1 au noeud bilan à t pour respecter l'équilibre des injections. Les flux sur le réseau sont alors modifiés à t : on observe par exemple une augmentation de 0.8 sur la ligne ij . Le PTDF de la ligne ij

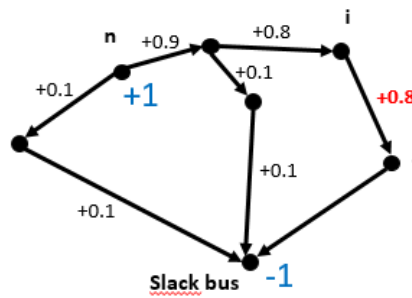


FIGURE 2.3 – Power Transfer Distribution Factors, un exemple

et du noeud n est donc égal à 0.8. On note $ptdf(ij, n) = 0.8$.

Dans BART et ANDREEWSKY, 2005, les auteurs prouvent que l'écriture des flux sur un réseau avec les PTDF est strictement équivalente à la modélisation en actif seul présentée au paragraphe précédent. ZIMMERMAN, 2010 propose notamment une construction permettant d'obtenir les PTDF à partir de l'équation de répartition des flux en actif seul (2.11). La fonction principale des PTDF utilisés ici est qu'ils permettent d'écrire l'évolution des flux sur les lignes en fonction des injections qui varient. En effet, soit F_{ij}^0 le flux sur la ligne ij avant la modification des injections aux noeuds n , notées ΔP_n^{inj} , et F_{ij} le flux sur la ligne ij après modification des injections, on peut écrire :

$$F_{ij} = F_{ij}^0 + \sum_{n \in \mathcal{Z}^N} PTDF(ij, n) \cdot \Delta P_n^{inj} \quad (2.13)$$

Cette écriture permet de décrire l'évolution des flux localement. Il suffit en effet d'avoir une mesure locale des flux par ligne et de connaître la modification des injections pour évaluer l'évolution des flux. L'information sur le reste du réseau n'est pas nécessaire. Il n'y a pas besoin de résoudre les équations de répartition des flux sur tout le réseau. Il faut néanmoins noter deux éléments :

- Les PTDF sont calculés en fonction d'un noeud bilan. Ce noeud bilan est un choix à effectuer qui impactera la qualité du modèle obtenu. En le prenant éloigné des zones que nous étudierons, le choix du noeud n'aura que peu d'importance. Cet élément pourra être vérifié lors de simulations. L'usage à RTE est de prendre comme noeud bilan le noeud 400kV le plus maillé.
- Les PTDF sont calculés à topologie constante. Ces coefficients sont constants tant que la topologie du réseau ne change pas. Si celle-ci est modifiée (ouverture d'un disjoncteur dans un rayon proche de la zone étudiée par exemple), il faut les calculer à nouveau.

Remarque

Le noeud bilan doit être le même pour toute la zone dont on cherche les PTDF. Si la zone dont on veut calculer les PTDF est large par rapport au réseau et que le choix d'un noeud bilan éloigné de tout point de la zone est impossible, on peut avoir recours à une distribution bilan utilisant plusieurs noeuds entourant la zone (mais non compris dans la zone). Cette distribution doit être prise constante lors du calcul de tous les PTDF de la zone.

2.3.2 Entrées et sorties du contrôleur

Données nécessaires pour les décisions du contrôleur

Le contrôleur a besoin d'un certain nombre d'informations pour la prise de décisions en temps réel. Il faut, en premier lieu, définir la zone du réseau qu'il doit contrôler. Une fois ce choix effectué, le contrôleur doit avoir accès, de manière hors ligne (ces informations étant pré-calculées ou connues à l'avance), aux :

- Power Transfer Distribution Factors. Plus précisément, le contrôleur doit avoir accès au PTDF de chaque ligne par rapport à chaque noeud de la zone où les injections sont susceptibles de varier. Si la topologie du réseau ne change pas, ces coefficients seront constants tout au long de l'exploitation du contrôleur. On se placera dans ce cas. Dans la suite, on note $ptdf(ij, n)$ le coefficient PTDF de la ligne $ij \in \mathcal{Z}^L$ par rapport au noeud $n \in \mathcal{Z}^N$, avec \mathcal{Z}^L et \mathcal{Z}^N l'ensemble de lignes et des noeuds de la zone respectivement. Les PTDF peuvent s'écrire sous la forme d'une matrice M telle que le coefficient m_{kl} de M corresponde au PTDF du k -ième noeud de \mathcal{Z}^N sur la l -ième ligne de \mathcal{Z}^L .
- Niveaux de charge maximal et minimal des batteries. On les note $E_i^{max} E_i^{min}$, avec $i \in \mathcal{Z}^B$ l'ensemble des noeuds possédant une batterie.
- Puissance de charge et décharge maximales des batteries, notées $P_i^{batt,max}$ et $P_i^{batt,min}$, avec $i \in \mathcal{Z}^B$.
- Limites pouvant être données concernant la limitation de production renouvelable maximale : $P_i^{curt,max}$ avec $i \in \mathcal{Z}^N$. On peut vouloir par exemple ne pas excéder plus de 50% de limitation par rapport à la production maximale installée.
- Limites sur les capacités des lignes f_{ij}^t , variables dans le temps en fonction de la situation du réseau (voir la section 2.2.4 pour plus de détails).

Entrées

Les signaux d'entrée du contrôleur sont des mesures concernant les flux sur les lignes électriques, les consommations et les productions de la zone. Les mesures sont données en MW. L'ensemble des entrées du système est constitué par :

- Les productions des noeuds de la zone au premier pas de temps de l'horizon. On note ce premier pas de temps k_0 et $G_i^{k_0}$ dénote la production au noeud $i \in \mathcal{Z}^N$ à k_0 .
- Les consommations des noeuds de la zone. On note $D_i^{k_0}$ la consommation du noeud $i \in \mathcal{Z}^N$ au pas de temps k_0 .
- Les flux de la zone $f_{ij}^{k_0}$ au pas de temps k_0 , avec $ij \in \mathcal{Z}^L$.
- Les flux provenant de l'extérieur de la zone contrôlée. Le contrôleur n'a accès qu'aux mesures de la zone du réseau sur lequel il agit. Cette zone est connectée au reste du réseau par un ou plusieurs points. Dans la modélisation, nous considérerons ces points de connexion comme des injections au même titre que des consommations ou productions classiques. On les notera P_i^{ext} , $i \in \mathcal{Z}^{N_{ext}}$ avec $\mathcal{Z}^{N_{ext}}$ l'ensemble des points de connexion de la zone avec le reste du réseau.

Ces entrées sont considérées fournies par le système à la suite d'une estimation d'état. Les valeurs suivantes des flux, flux extérieurs, productions et consommations seront prédites par le modèle. Il est cependant très difficile de prédire précisément les injections de puissance sur les noeuds d'un réseau électrique de transport sur des pas de temps rapprochés (on rappelle que le pas de temps considéré ici est $\Delta t = 10s$). On considérera les productions et consommations de la zone comme constantes sur l'horizon, avec éventuellement un bruit additif w . De la même manière, on supposera que P_i^{ext} est constant sur l'horizon, à un bruit additif près :

$$G^{k+1} = G_i^k + w_{G,i}^k \quad (2.14)$$

$$D_i^{k+1} = D_i^k + w_{D,i}^k, \forall k \in \{k_0, k_0 + T\}, i \in \mathcal{Z}^N \quad (2.15)$$

$$P_i^{ext,k+1} = P_i^{ext,k} + w_{P,i}^{ext,k}, \forall k \in \{k_0, k_0 + T\}, \forall i \in \mathcal{Z}^{N_{ext}} \quad (2.16)$$

avec T la taille de l'horizon.

Sorties et variables internes

Les variables de contrôle du système sont les injections dans la ou les batteries de la zone et la limitation de production renouvelable. Les sorties du contrôleur consistent donc en :

- Des ordres de charge et décharge de la batterie. On note $P_i^{batt,k}$ la puissance injectée dans la batterie $i \in \mathcal{Z}^B$ au pas de temps k .
- Des limitations de production renouvelable sur la zone contrôlée. On note $P_i^{curt,k}$ la puissance limitée au noeud $n \in \mathcal{Z}^N$ au pas de temps k . On considère qu'un délai τ^{curt} est nécessaire à la mise en place de la limitation de production renouvelable. Les limites peuvent être données en tout ou rien, par paliers (20% de la puissance maximale installée, 40%, 60%...), ou de manière continue. Nous considérerons que cette limitation se fait de manière continue.

Les variables d'état concernent les flux électriques sur les lignes à l'intérieur de l'horizon de prédiction et le stock de la batterie.

Pour résumer, les données, entrées, sorties et variables internes du problème servant à définir le contrôleur sont :

données	entrées	sorties	variables internes
\bar{f}_{ij}^k	$G_i^{k_0}$	$P_i^{batt,k}$	f_{ij}^k
$ptdf(ij, n)$	$D_i^{k_0}$	$P_i^{curt,k}$	E_i^k
τ^{curt}	$f_{ij}^{k_0}$		
	P_i^{ext,k_0}		

TABLE 2.1 – Tableau résumé des entrées, sorties et variables du système

2.3.3 Dynamique du système

Évolution des flux le long de l'horizon de prédiction

La première étape pour obtenir la dynamique du système est d'écrire la prédiction des flux le long de l'horizon. Pour cela, on utilise les Power Transfer Distribution Factors définis précédemment. Ces coefficients donnent la variation des flux en fonction de la modification des injections en chacun des noeuds du réseau de la zone. Ainsi :

$$F_{ij}^{k+1} = F_{ij}^k + \sum_{n \in \mathcal{Z}^N} ptdf(ij, n) \cdot \Delta P_n^{inj,k}, \quad \forall ij \in \mathcal{Z}^L \quad (2.17)$$

$\Delta P_n^{inj,k}$ est la modification des injections totales au noeud $n \in \mathcal{Z}^N$ au pas de temps k , avec comme notation $\Delta X_n^k = X_n^{k+1} - X_n^k$. La modification des injections est constituée par :

- la modification de la production ΔG_n^k entre le pas de temps k et $k + 1$ au noeud $n \in \mathcal{Z}^N$. Cette valeur est inconnue. Dans le paragraphe précédent, nous avons supposé la production constante sur l'horizon de prédiction à un bruit additif près. ΔG_n^k est donc nulle à un bruit additif près.
- la modification de la consommation ΔD_n^k entre les pas de temps k et $k + 1$ au noeud $n \in \mathcal{Z}^N$. Comme pour ΔG_n^k , la valeur de ΔD_n^k est inconnue et considérée nulle à un bruit additif près.
- la modification de l'injection dans la batterie $\Delta P_n^{batt,k}$ si une batterie est présente au noeud n , faisant partie des contrôles du système.
- la modification de la limitation de production renouvelable $\Delta P_n^{curt,k}$, faisant également partie des contrôles du système.
- la modification des injections venant du réseau à l'extérieur de la zone $\Delta P_n^{ext,k}$.

Ainsi, $\Delta P_n^{inj,k}$, la modification totale des injections, s'exprime comme :

$$\Delta P_n^{inj,k} = \Delta G_n^k - \Delta D_n^k + \Delta P_n^{ext,k} + \Delta P_n^{batt,k} - \Delta P_n^{curt,k} \quad (2.18)$$

Les trois premiers termes ΔG_n^k , ΔD_n^k et $\Delta P_n^{ext,k}$ sont considérés nuls à un bruit additif près :

$$\Delta G_n^k - \Delta D_n^k + \Delta P_n^{ext,k} = w_{G,n}^k - w_{D,n}^k + w_{P,n}^{ext,k} = w_n^k \quad (2.19)$$

On peut noter qu'afin de respecter l'équilibre des injections sur la zone lors de l'introduction de perturbations par rapport à la prédiction, il faut imposer la condition :

$$\sum_{n \in \mathcal{Z}^N} w_n^k = 0, \forall k \quad (2.20)$$

L'expression (2.18) donnant la modification totale des injections au noeud n entre k et $k + 1$ devient :

$$\Delta P_n^{inj,k} = \Delta P_n^{curt,k} + \Delta P_n^{batt,k} + w_n^k \quad (2.21)$$

$\Delta P_n^{curt,k}$ et $\Delta P_n^{batt,k}$ sont les deux contrôles du système. En posant $\tilde{w}_{ij}^k = \sum_{n \in \mathcal{Z}^N} ptdf(ij, n) \cdot w_n^k$ et en reprenant les équations (2.17) et (2.21), la dynamique des flux se met sous la forme :

$$F_{ij}^{k+1} = F_{ij}^k + \sum_{n \in \mathcal{Z}^N} ptdf(ij, n) \cdot (\Delta P_n^{batt,k} + \Delta P_n^{curt,k}) + \tilde{w}_{ij}^k, \quad \forall ij \in \mathcal{Z}^L \quad (2.22)$$

Remarque

L'action de contrôle de limitation de production au noeud n et au pas de temps k , $P_n^{curt,k}$, dépend à la fois de G_n^k et de ΔG_n^k . On ne peut en effet pas limiter davantage de production que celle produite. Cette condition sera prise en compte dans les contraintes du système.

Dynamique des éléments autres que les flux

En plus de l'évolution des flux, le modèle dynamique doit inclure l'évolution du niveau de charge de la batterie E , l'évolution de la puissance délivrée ou soutirée par la batterie P^{batt} et celle de la limitation de production renouvelable P^{curt} .

$$E_b^{k+1} = E_b^k + \Delta t \cdot P_b^{batt,k}, \quad \forall b \in \mathcal{Z}^{Batt} \quad (2.23)$$

$$P_b^{batt,k+1} = P_b^{batt,k} + \Delta P_b^{batt}, \quad \forall b \in \mathcal{Z}^{Batt} \quad (2.24)$$

$$P_n^{curt,k+1} = P_n^{curt,k} + \Delta P_n^{curt}, \quad \forall n \in \mathcal{Z}^{Curt} \quad (2.25)$$

Ecriture générale de la dynamique

La limitation de production renouvelable est une action de contrôle présentant un retard important. Soit τ_{curt} ce retard et τ_{batt} le retard associé à la batterie, le retard en temps discret est lié au pas d'échantillonnage Δt :

$$d_{curt} = \left\lceil \frac{\tau_{curt}}{\Delta t} \right\rceil - 1; \quad d_{batt} = \left\lceil \frac{\tau_{batt}}{\Delta t} \right\rceil - 1$$

Dans notre cas d'application, $\tau_{batt} = 2s$ et $\Delta t = 10s$; nous considérons donc le retard nul pour les batteries. En raison des retards différents de la batterie et de la limitation de production renouvelable, on considère deux vecteurs différents pour le contrôle. On note u_{curt}^k le vecteur contenant les ordres de modifications de la limitation de production renouvelable et u_{batt}^k le vecteur contenant les ordres de modification d'injections de puissance dans les batteries au pas de temps k .

$$u_{curt}^k = (\Delta P_n^{curt,k}) \in \mathbb{R}^{n^N},$$

$$u_{batt}^k = (\Delta P_n^{batt,k}) \in \mathbb{R}^{n^B}$$

Avec $n^N = \dim(\mathcal{Z}^N)$ et $n^B = \dim(\mathcal{Z}^B)$. Soit x^k le vecteur représentant l'état du système au pas de temps k . x^k contient les flux de puissance pour chaque ligne, le niveau de charge des batteries, les quantités de production déjà limitées et les puissances injectées dans les batteries :

$$x^k = \begin{pmatrix} (F_{ij}^k)_{ij \in \mathcal{Z}^L} \\ (E_b^k)_{b \in \mathcal{Z}^B} \\ (P_p^{curt,k})_{p \in \mathcal{Z}^N} \\ (P_b^{batt,k})_{b \in \mathcal{Z}^B} \end{pmatrix} \in \mathbb{R}^n$$

avec $n = n^L + n^B + n^N + n^B$ et $n^L = \dim(\mathcal{Z}^L)$. En rassemblant les équations (2.22) à (2.25), la dynamique d'état agrégée peut alors s'écrire sous la forme :

$$x^{k+1} = Ax^k + B_{curt} \cdot u_{curt}^{k-d_{curt}} + B_{batt} \cdot u_{batt}^{k-d_{batt}} + w^k \quad \forall k \in \{0, \dots, T-1\} \quad (2.26)$$

où T est la taille de la fenêtre de prédiction. w^k est le vecteur représentant les perturbations associées aux flux de puissance \tilde{w}_{ij} sur les lignes.

$$w^k = \begin{pmatrix} (\tilde{w}_{ij}^k) \\ (0) \\ (0) \\ (0) \end{pmatrix} \in \mathbb{R}^n$$

w^k peut être mesuré au temps k_0 , mais w^{k_0+t} pour $t \in \{1, \dots, T\}$ n'est pas connu. L'hypothèse faite pour les prévisions est $w^{k+t} = w^k$, $\forall t \in \{0, \dots, T-1\}$. Les matrices $B_{curt} \in \mathbb{R}^{n \times n^C}$ et $B_{batt} \in \mathbb{R}^{n \times n^B}$ sont définies par :

$$B_{curt} = \begin{pmatrix} M_{curt} \\ 0_{n^B \times n^C} \\ \mathbb{1}_{n^C \times n^C} \\ 0_{n^B \times n^C} \end{pmatrix}, B_{batt} = \begin{pmatrix} M_{batt} \\ \Delta t * \mathbb{1}_{n^B \times n^B} \\ 0_{n^C \times n^B} \\ \mathbb{1}_{n^B \times n^B} \end{pmatrix}$$

Les matrices M_{curt} et M_{batt} contiennent les PTDF, telles que la k^{ieme} ligne dans ces matrices correspond aux PTDF des noeuds $n \in \mathcal{Z}^L$ sur la k^{ieme} ligne de $(F_{ij})_{ij \in \mathcal{Z}^L}$.

Cela complète la définition de la dynamique du système. Tous les états sont considérés comme étant mesurés sur le premier pas de temps de l'horizon de prédiction k_0 . Ils peuvent être initialisés en conséquence. Les contrôles qui présentent des retards, u_{curt} et u_{batt} , sont considérés connus sur les fenêtres $[0, d^{curt}]$ et $[0, d^{batt}]$ associées. La dynamique du système est donc bien définie.

2.3.4 Contraintes

Le système (2.26) est soumis à plusieurs contraintes. Tout d'abord, les flux électriques doivent respecter les limites des lignes :

$$f_{ij}^k \leq \bar{f}_{ji}^k$$

avec \bar{f}_{ji}^k la limite de capacité de la ligne ij variant dans le temps et permettant de représenter les différentes limites associées (limite permanente, court-terme et long-terme). Si on considère une situation dans laquelle il n'y a pas d'incident sur le réseau, les limites \bar{f}_{ji}^k sont constantes sur l'horizon de prédiction :

$$\bar{f}_{ji}^k = f_{ij}^{perm}, \quad \forall k \in 0, \dots, T, \forall ij \in \mathcal{Z}^L$$

avec f_{ij}^{perm} la limite permanente de la ligne ij . Dans le cas d'une situation avec incident sur le réseau, les \bar{f}_{ji}^k vont suivre un profil en escalier décroissant le long de l'horizon de prédiction en lien avec les durées associées aux seuils des limites court-terme et long-terme. On peut noter que la forme des contraintes est fixée avant la résolution du problème de contrôle optimal courant et peut uniquement changer entre deux résolutions de ce problème. En effet, seule l'apparition d'un incident peut faire

changer le profil des contraintes, et les incidents ne sont pas prédits.

Les contraintes du système comprennent aussi des bornes sur les capacités des batteries (E^{min} , E^{max} , $P^{batt,min}$ et $P^{batt,max}$), ainsi que des bornes sur la limitation de la production ($P^{curt,max}$). Ces bornes sont connues *a priori* et donc invariantes en temps. Les contraintes peuvent s'écrire sous la forme :

$$H_x x^k + H_u^C u_{curt}^k + H_u^B u_{batt}^k \leq H_0^k \quad (2.27)$$

avec

$$H_x = \begin{pmatrix} \mathbb{1}_{n^L \times n^N} & 0 & 0 & 0 \\ 0 & -\mathbb{1}_{n^B \times n^B} & 0 & 0 \\ 0 & \mathbb{1}_{n^B \times n^B} & 0 & 0 \\ 0 & 0 & \mathbb{1}_{n^N \times n^N} & 0 \\ 0 & 0 & 0 & -\mathbb{1}_{n^B \times n^B} \\ 0 & 0 & 0 & \mathbb{1}_{n^B \times n^B} \end{pmatrix},$$

$$H_u^C = \begin{pmatrix} 0_{n^L \times n^N} \\ 0_{n^B \times n^N} \\ 0_{n^B \times n^N} \\ \mathbb{1}_{n^N \times n^N} \\ 0_{n^B \times n^N} \\ 0_{n^B \times n^N} \end{pmatrix}, H_u^B = \begin{pmatrix} 0_{n^L \times n^B} \\ \Delta t * \mathbb{1}_{n^B \times n^B} \\ \Delta t * \mathbb{1}_{n^B \times n^B} \\ 0_{n^C \times n^B} \\ -\mathbb{1}_{n^B \times n^B} \\ \mathbb{1}_{n^B \times n^B} \end{pmatrix},$$

$$H_0^k = \begin{pmatrix} (\bar{f}_{ij}^k)_{ij \in \mathcal{Z}^L} \\ (E^{min})_{n \in \mathcal{Z}^{Batt}} \\ (E^{max})_{n \in \mathcal{Z}^{Batt}} \\ (P_n^{curt,max})_{n \in \mathcal{Z}^N} \\ (P_n^{batt,min})_{n \in \mathcal{Z}^{Batt}} \\ (P_n^{batt,max})_{n \in \mathcal{Z}^{Batt}} \end{pmatrix}$$

L'index k dans la matrice H_0^k fait référence aux limites sur les lignes variables dans le temps. Nous pouvons noter que c'est la seule partie des contraintes qui change en fonction de temps et que seule la partie droite de l'inégalité est concernée. Il n'y a donc pas *a priori* de changement de complexité ou de structure pour le problème d'optimisation.

2.3.5 Fonction objectif du problème

Des ordres sont envoyés du niveau supérieur. Ces ordres concernent le niveau de charge désiré des batteries ou la limitation de production renouvelable souhaitée, ceci afin de préparer les batteries pour des congestions futures. Le système doit, dans la mesure du possible, suivre ces consignes. Parallèlement à cela, il faut introduire le coût des actions de contrôle dans la fonction objectif. On définit les deux coûts suivants :

- *un coût d'état* : $J_1(x) = \sum_{t=1}^T \|x^{k+t} - x_{ref}^{k+t}\|_{Q_1}^2$ représentant le coût à s'éloigner des consignes sur le niveau de charge des batteries et la limitation de production renouvelable. Il n'y a pas ici de consignes sur les flux.

- un coût de contrôle : $J_2(u) = \sum_{t=0}^{T-1} \|u^{k+t} - u_{ref}^{k+t}\|_{Q_2}^2$ représentant le coût des actions de contrôle.

Q_1 et Q_2 sont des matrices contenant les poids associés aux objectifs, en prenant la notation $\|x\|_{Q_i}^2 := x^T Q_i x$, avec $Q_i \succeq 0$. Le choix des poids permet de prioriser un objectif par rapport à un autre. Nous fixerons par exemple un poids plus important sur l'action de limitation de production renouvelable par rapport à celle de charge de la batterie car limiter la production renouvelable revient à perdre de l'énergie. Les poids seront détaillés dans la partie simulations.

2.4 Modélisation en commande prédictive

La section précédente détaille les principes de modélisation du réseau utilisés pour la construction du contrôleur, la dynamique du système, ses contraintes et l'objectif opérationnel du contrôleur. Nous utilisons ici la commande prédictive avec une dynamique à temps discret afin de formaliser la description du contrôleur. Si les principes de la commande prédictive ont été présentés dans le chapitre d'introduction, nous rappelons simplement ici le fait que sa stratégie de contrôle est basée sur des projections de la production et des flux, et permet par conséquent l'évaluation de l'impact des décisions, notamment celles des actions de contrôle présentant des retards importants.

2.4.1 Formulation en commande prédictive

Soit $T \in \mathbb{N}$ la taille de l'horizon de prédiction. Soit $k_0 \in \mathbb{N}$ le pas de temps représentant le début de l'horizon. En rassemblant les éléments de la section précédente, le problème en commande prédictive peut se mettre sous la forme d'un problème de commande optimale à horizon fini :

$$\begin{aligned}
& \min_{\mathbf{x}, \mathbf{u}} J_1(\mathbf{x}) + J_2(\mathbf{u}) \\
& \text{s.t.} \quad x^{k_0+k+1} = Ax^{k_0+k} + B_{curt} \cdot u_{curt}^{k_0+k-d^{curt}} \\
& \quad \quad \quad + B_{batt} \cdot u_{batt}^{k_0+k-d^{batt}} \\
& \quad \quad \quad + w^{k_0+k}, \quad k \in \{0, T-1\}, \\
& \quad \quad \quad H_x x^{k_0+k} + H_u u^{k_0+k} \leq H_0^{k_0+k}, \quad k \in \{0, T\},
\end{aligned} \tag{2.28}$$

\mathbf{x} et \mathbf{u} sont une écriture compacte permettant de prendre en compte tous les états $x^{k_0}, x^{k_0+1}, \dots, x^{k_0+T}$ et toutes les commandes $u^{k_0}, u^{k_0+1}, \dots, u^{k_0+T}$ dans l'horizon de prédiction.

Dans une formulation de commande prédictive, le principal paramètre d'ajustement est la taille de la fenêtre de prédiction, à la fois d'un point de vue faisabilité et stabilité, et d'un point de vue de la performance (LOMBARDI et al., 2012; LARABA, OLARU et NICULESCU, 2017). Dans le but d'améliorer la prédiction et de garantir sa capacité à faire face aux retards, la taille de l'horizon doit être au moins supérieure au retard maximal. Dans notre cas :

$$T \geq \max(d_{curt}, d_{batt})$$

L'état x^k est obtenu à l'aide de mesures. Le problème d'estimation d'état est ainsi évité. La matrice H_0^{k+t} contient des contraintes dépendantes du temps, mais reste fixée pour le problème de commande à horizon fini à résoudre à l'instant k . Ces contraintes sont néanmoins fixées avant chaque début de résolution du problème. Les retards dans les actions de contrôle peuvent être gérés grâce à une reformulation multi-paramétrique. Les décisions prises lors des résolutions précédentes et qui n'ont pas été encore appliquées en raison des retards sur les actions de contrôle peuvent en effet être considérées comme des paramètres du problème d'optimisation.

2.4.2 Formulation du problème de commande prédictive comme un problème d'optimisation paramétrique

Nous cherchons ici à reformuler le problème (2.28) sous la forme d'un problème d'optimisation paramétrique. Ce choix, comme expliqué au paragraphe précédent, est principalement lié à la longueur du délai des actions de contrôle et à la structure des contraintes du problème (2.28) (voir BEMPORAD et al., 2002; GRANCHAROVA et JOHANSEN, 2012). Les paramètres permettent d'inclure les ordres déjà passés, l'état courant et les perturbations mesurées. Les contraintes prises en compte sont variables dans le temps, mais leur structure reste linéaire le long de la fenêtre de prédiction. Les contraintes de capacité sont en effet soit constituées par une unique limite (la limite permanente des lignes), soit constituées par un profil en escalier décroissant (limite immédiate, puis limite court-terme, long-terme et enfin limite permanente). Ce sont les perturbations w_k qui assurent la commutation de la structure des contraintes. Le problème d'optimisation de dimension finie peut s'écrire comme :

$$\begin{aligned} \min_{U_{batt}, U_{curt}} \quad & J(x_k, w_k, U_{batt}^P, U_{curt}^P, U_{batt}, U_{curt}) \\ \text{s.t.} \quad & g(x_k, w_k, U_{batt}^P, U_{curt}^P, U_{batt}, U_{curt}) \leq 0 \end{aligned} \quad (2.29)$$

avec un coût quadratique $J(\cdot)$, un ensemble de contraintes linéaires $g(\cdot)$ et U_{batt}^P, U_{curt}^P les vecteurs comprenant les ordres envoyés précédemment au système. Nous pouvons noter que par rapport au problème décrit en (2.28), les variables x_{k+1}, \dots, x_{k+T} ne sont plus représentées ici. Dans cette reformulation, elles dépendent seulement des variables d'optimisation citées.

$$\begin{aligned} U_{batt}^P &= [u_{batt}^{k-d_{batt}}, u_{batt}^{k-d_{batt}+1}, \dots, u_{batt}^{k-1}], \\ U_{curt}^P &= [u_{curt}^{k-d_{curt}}, u_{curt}^{k-d_{curt}+1}, \dots, u_{curt}^{k-1}], \\ U_{batt} &= [u_{batt}^k, u_{batt}^{k+1}, \dots, u_{batt}^{k+N-1}], \\ U_{curt} &= [u_{curt}^k, u_{curt}^{k+1}, \dots, u_{curt}^{k+N-1}] \end{aligned}$$

La solution optimale $U_{batt}^*(x_k, w_k, U_{batt}^P, U_{curt}^P)$ et $U_{curt}^*(x_k, w_k, U_{batt}^P, U_{curt}^P)$ peut être calculée "online" de manière efficace à l'aide de solveurs de programmation quadratique (QP). Le problème d'optimisation est en effet convexe, et les méthodes de contraintes actives ou de point intérieur peuvent le traiter de manière efficace.

2.4.3 Etude de la faisabilité

La faisabilité récursive du problème d'optimisation ne peut pas être garantie en utilisant les arguments classiques de type contraintes terminales (ensembles invariants) et coûts terminaux (fonctions de Lyapunov associées), voir MAYNE et al., 2000. Par exemple, les écarts entre les flux et les capacités des lignes peuvent être trop importants pour être résolus, ou une augmentation soudaine des flux ne peut être réduite en raison des retards dans les actions de contrôle. Pour garantir la faisabilité récursive du problème, le choix a été fait d'introduire des variables d'écart ϵ_{ij} sur les contraintes (2.27), avec $ij \in \mathcal{Z}^{Lines}$. Une variable d'écart par ligne a été introduite, de manière à ce que si un dépassement ne peut être évité sur la ligne ij , il n'autorise pas pour autant un dépassement sur une ligne kl . Ces contraintes deviennent alors :

$$|F_{ij}^{k_0+k}| \leq L_{ij}^{k_0+k} + \epsilon_{ij}^{k_0+k}, \quad k \in \{1, \dots, T\}, ij \in \mathcal{Z}^L \quad (2.30)$$

$$\epsilon_{ij}^{k_0+k} \geq 0, \quad k \in \{1, \dots, T\} \quad (2.31)$$

Il faut inclure un nouveau terme dans la fonction de coût pénalisant $\epsilon_{ij}^{k_0+k}$, pour tout $ij \in \mathcal{Z}^L$ et $k \in \{1, \dots, T\}$ avec un fort coefficient c_ϵ :

$$J_s = c_\epsilon \sum_{t=1}^T \sum_{ij \in \mathcal{Z}^{Lines}} (\epsilon_{ij}^{k+t})^2 \quad (2.32)$$

Le problème est alors faisable pour chaque pas de temps k au prix d'une surcharge sur une ligne ij à chaque fois que $\epsilon_{ij} > 0$. Il est en effet évident de voir qu'il existe $\epsilon \geq 0$ pour rendre $U_{batt} = 0$ et $U_{curt} = 0$ une solution admissible. La faisabilité récursive du problème de commande prédictive est donc assurée.

2.4.4 Robustesse du système

L'introduction des variables d'écart ϵ résout le problème de la faisabilité du problème, mais pas celui de la robustesse par rapport aux incertitudes additives du modèle (la formulation MPC est nominale et se base sur une structure pré-établie de w). Dès que $\epsilon_{ij}^k \geq 0$, la limite de la ligne ij pourra se retrouver dans une configuration de dépassement au temps k . La formulation (2.28) n'est pas une formulation robuste à l'incertitude w . Pour en construire une, la structure des contraintes (2.27) variable dans le temps soulève des difficultés. L'élimination de la dépendance au temps nécessiterait beaucoup de calculs et serait trop conservatrice d'un point de vue de la performance puisqu'elle reposerait sur l'énumération de toutes les contraintes structurelles possibles et n'est par conséquent pas employée ici. Pour pallier l'absence de robustesse, des marges par rapport aux limites de capacité ont été prises dans les simulations. Ces marges sont basées sur des fréquences d'occurrence des augmentations de flux. Il n'y a cependant aucune garantie théorique de la robustesse du contrôleur en l'absence d'une caractérisation des bornes sur les perturbations additives. Les limites de capacité des lignes deviennent alors :

$$f_{ij}^k \leq \bar{f}_{ij}^t - m_{ij}, \quad ij \in \mathcal{Z}^L \quad (2.33)$$

avec m_{ij} dénotant la marge prise sur la limite de la ligne ij .

2.5 Simulations

Pour les simulations présentées dans ce chapitre, nous avons utilisé *Python* avec la bibliothèque *PuLP* qui permet de résoudre des problèmes d'optimisation linéaires. La taille de l'horizon de prédiction a été prise à $T = 12$, avec un pas de temps $\Delta t = 10s$, et des retards $\tau^{curt} = 60s$ et $\tau^{batt} = 0s$.

2.5.1 Données

Le contrôleur temps réel développé dans ce chapitre a été simulé sur une zone du réseau électrique français. Cette zone fait partie des trois zones du réseau de RTE concernées par le projet RINGO (voir la description dans le chapitre d'introduction en 1.1.4). La zone est présentée sur la figure 2.4. Son niveau de tension est 90kV. Elle comprend 6 lignes et 7 noeuds : $dim(\mathcal{Z}^L) = n^L = 6$ et $dim(\mathcal{Z}^N) = n^N = 7$. Pour les simulations, on considère qu'une batterie est située au noeud β , de capacité 12MW et 24MWh. La dimension de l'état est donc $dim(x^k) = n^N + n^N + n^L = 7 + 7 + 1 = 15$.

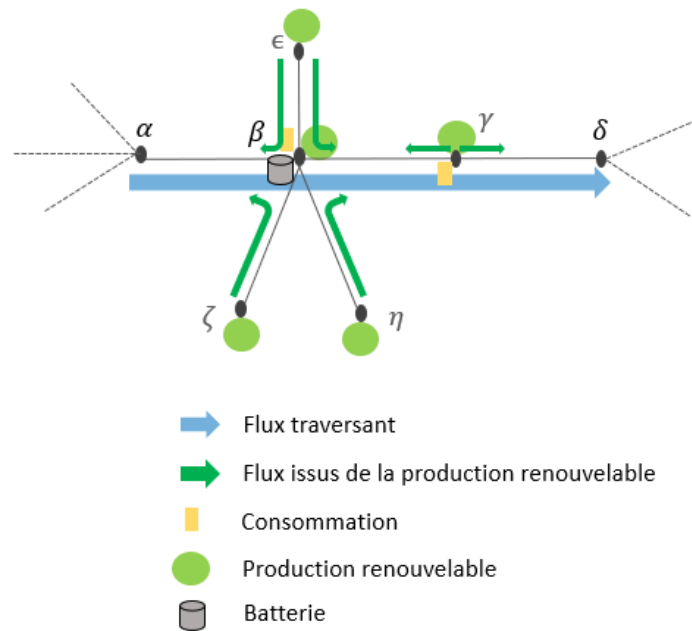


FIGURE 2.4 – Schéma de la zone de simulation pour le contrôleur

Les données utilisées pour les simulations proviennent de mesures de flux au pas de temps 10 secondes pour l'année 2018 ($\Delta t = 10s$). Le tableau 2.2 présente les flux minimum et maximum, ainsi que les moyennes des flux sur l'année. Seuls les flux sur les lignes $\alpha - \beta$, $\beta - \gamma$ et $\gamma - \delta$ sont donnés dans le tableau. Ces trois lignes sont en effet les seules lignes de la zone à être concernées par les congestions. Les autres lignes ($\epsilon - \beta$, $\zeta - \beta$ et $\eta - \beta$) sont des lignes en antenne, c'est-à-dire des lignes d'évacuation des productions renouvelables de ϵ , ζ et η . Les capacités des lignes $\epsilon - \beta$, $\zeta - \beta$ et $\eta - \beta$ sont supérieures aux productions maximales en ces noeuds, il ne peut donc avoir de congestions sur ces lignes. Sur $\alpha - \beta$, $\beta - \gamma$ et $\gamma - \delta$ en revanche, on peut noter, en plus des productions renouvelables qui doivent être évacuées, la présence de flux traversants la zone.

Définition 9 (Flux traversant) *Un flux traversant est un flux passant par la zone sans interaction avec elle. Il correspond à un transit d'énergie par la zone et qui peut être responsable d'une augmentation des flux en réponse à des modifications de consommation ou de production ou à des décisions prises à l'extérieur de la zone.*

Les flux traversants de la zone étudiée proviennent d'un transit d'électricité entre α à δ pour des besoins réseau. Les congestions apparaissent quand ces flux traversants sont élevés et sont combinés avec une production renouvelable importante sur la zone.

	Minimum	1er quartile	Moyenne	Mediane	3ème quartile	Maximum
$\alpha - \beta$	-65	-25	-16.26	-16	-8	34
$\beta - \gamma$	-33	8	16.54	16	25	68
$\gamma - \delta$	-52	-18	-7.88	-9	0	55

TABLE 2.2 – Statistiques des flux sur la zone de simulation en 2018 (MW)

Le tableau 2.3 donne les limites des lignes $\alpha - \beta$, $\beta - \gamma$ et $\gamma - \delta$. Ces limites sont décomposées en limite permanente, limite court-terme et limite long-terme. On peut noter que les limites varient selon la saison. Elles sont plus élevées en hiver qu'en été : les températures extérieures étant plus faibles en hiver, elles permettent un meilleur refroidissement de la ligne. Ce changement saisonnier des limites est inclus dans la modélisation grâce à la matrice des contraintes H_0^k variant dans le temps. En comparant les flux maximum sur les lignes et leurs limites dans les tableaux 2.3 et 2.2, on s'aperçoit qu'il n'y a pas eu de congestions sur l'année 2018. Les données considérées sont des données réalisées (réellement observées sur l'année 2018) : il n'y a pas de congestions observables sur ces données. Les congestions prévues sur le réseau à l'horizon 2020-2022 n'étaient pas encore présentes en 2018. En effet, toutes les productions renouvelables prévues en 2020 n'étaient pas encore raccordées en 2018. Pour tester le contrôleur, il a fallu créer à partir des données 2018 des données dans lesquelles des congestions apparaissaient.

		$\alpha - \beta$ and $\beta - \gamma$		
		Lim. permanente	Lim. long-terme	Lim. court-terme
Eté		70	81	101
Hiver		81	99	101

		$\gamma - \delta$		
		Lim. permanente	Lim. long-terme	Lim. court-terme
Eté		77	82	111
Hiver		87	100	111

TABLE 2.3 – Valeur des limites saisonnières (en MW)

Création d'un scénario de cas-test

Le choix a été fait ici de baisser la valeur des capacités des lignes pour faire apparaître des congestions et de laisser telles quelles les valeurs des flux. Les valeurs prises sont celles du tableau 2.4. Pour améliorer la robustesse du modèle, une marge de 8% a été prise par rapport à ces limites. Ce sont les limites avec marge qui sont données dans les contraintes du contrôleur.

	$\alpha - \beta, \beta - \gamma$ and $\gamma - \delta$		
	Lim. permanente	Lim. long-terme	Lim. court-terme
Lim. annuelle	50	60	75
Lim. annuelle avec marge	46.29	55.5	69.4

TABLE 2.4 – Valeur des limites prises pour les simulations (MW)

Sur les données 2018, aucun incident sur le réseau ne s'est produit qui ait donné lieu à une activation des seuils des limites non permanentes de la zone. Lors des simulations, il a donc fallu imaginer des incidents. Pour cela, on augmente artificiellement et de manière brutale les flux de la zone (augmentation des flux de 80%) à un instant $t = k_{incident}$. A $k_{incident}$, les limites de capacité des lignes sont ajustées en conséquence.

Les résultats présentés dans la suite détaillent les deux cas de figure :

- Une situation sans incident. Les limites de capacité sont les limites permanentes.
- Une situation avec incident. L'incident est créé artificiellement en augmentant les flux brutalement. Les limites sont alors dépendantes du temps et varient entre limite court-terme, limite long-terme et limite permanente.

2.5.2 Calcul des PTDF

Le modèle décrit nécessite la connaissance des Power Transfer Distribution Factors des noeuds et lignes de la zone. Avant de détailler les résultats des simulations, commençons par expliquer comment obtenir ces coefficients. Calculer les PTDF sur un réseau électrique donné peut se faire à l'aide de plusieurs calculs de répartition des flux (ou load flow) successifs. Ce calcul de répartition des flux est effectué en actif seul. Il faut, pour cela, résoudre l'équation (2.11) sur l'ensemble du réseau (et non uniquement sur la zone où le contrôleur agit) :

$$g_{\text{actif seul}}(\theta) = 0$$

avec $g_{\text{actif seul}}(\theta)$ représenté comme suit :

$$P_k(\theta) + P_d - P_g = \sum_{j:kj \in \mathcal{Z}^{L_{\text{complet}}}} b_{kj}(\theta_k - \theta_j) + P_d - P_g = 0, \quad \forall k \in \mathcal{Z}^{N_{\text{complet}}}$$

et

$$b_{ij}(\theta_i - \theta_j) = F_{ij}, \quad \forall ij \in \mathcal{Z}^{L_{\text{complet}}}$$

$\mathcal{Z}^{L_{\text{complet}}}$ et $\mathcal{Z}^{N_{\text{complet}}}$ sont respectivement l'ensemble des lignes et des noeuds du réseau complet. Pour le calcul des PTDF dans le cadre des simulations présentées

ici, c'est le réseau France qui a été utilisé. Le calcul des PTDF reposant sur des variations d'injections sur les noeuds de la zone étudiée, il faut définir un noeud bilan n_{bilan} dont le but est de compenser ces variations d'injections. Afin que ce choix soit le plus neutre possible, le noeud bilan a été choisi éloigné de la zone. Les PTDF peuvent alors être obtenus grâce à l'algorithme suivant :

Algorithme 2 Calcul des Power Transfer Distribution Factors

```

Choisir un profil d'injections pour les noeuds du réseau.
Résoudre  $g_{\text{actif seul}}(\theta) = 0$  et en déduire  $F_{ij}^0 \quad \forall (ij) \in \mathcal{Z}^{L_{\text{complet}}}$ 
 $P^{n_{bilan}} \leftarrow P^{n_{bilan}} - 1$ 
for  $n \in \mathcal{Z}^N$  do
   $P^n \leftarrow P^n + 1$ 
  Résoudre  $g_{\text{actif seul}}(\theta) = 0$  et en déduire  $F_{ij} \quad \forall (ij) \in (\mathcal{Z})^{L_{\text{complet}}}$ 
  for  $kl \in \mathcal{Z}^{L_{\text{zone}}}$  do
     $PTDF(kl, n) \leftarrow F_{kl} - F_{kl}^0$ 
  end for
   $P^n \leftarrow P^n - 1$ 
end for
  
```

Le tableau 2.5 donne les PTDF calculés à l'aide de l'algorithme précédent. Ce sont ces PTDF qui sont utilisés dans les simulations. On peut noter que les PTDF des noeuds β , ζ , η et ϵ sont les mêmes. Cela vient du fait que les lignes $\epsilon - \beta$, $\eta - \beta$ et $\zeta - \beta$ sont des antennes de β .

	β	ϵ	ζ	η	γ
$\alpha - \beta$	-0.6	-0.6	-0.6	-0.6	-0.5
$\beta - \gamma$	0.4	0.4	0.4	0.4	-0.5
$\gamma - \delta$	0.4	0.4	0.4	0.4	0.5
$\epsilon - \beta$	0	1	0	0	0
$\zeta - \beta$	0	0	1	0	0
$\eta - \beta$	0	0	0	1	0

TABLE 2.5 – Power Transfer Distribution Factors de la zone

2.5.3 Comportement du contrôleur en situation sans incident

La première simulation décrite dans ce chapitre se déroule lors d'une période sans incident sur le réseau. La seule limite de capacité considérée est la limite permanente. La durée de la simulation est de 3 minutes. De petites perturbations (inconnues) sur les flux sont présentes. Ces perturbations sont liées à des variations de production renouvelable et de consommation.

La figure 2.5 montre l'évolution des flux sur les lignes $\alpha - \beta$, $\beta - \gamma$ et $\gamma - \delta$. Les limites permanentes de ces lignes sont identiques et égales à 50MW (voir le tableau 2.4). Elles sont représentées en rouge. Les limites avec une marge de 8% sont représentées en gris. Le contrôleur ne considère dans son modèle que la limite avec marge. En raison de l'incertitude présente dans le système, les flux dépassent

parfois cette limite avec marge. Ils ne doivent néanmoins pas dépasser la limite réelle des lignes sous peine d'activation des protections de celles-ci (déclenchement d'un disjoncteur qui ouvre la ligne). Les flux sont représentés dans deux configurations.

- Les flux correspondant au système en boucle ouverte sont représentés par des lignes en pointillé. Ces flux sont ceux qui se produiraient sans action de contrôle. Nous pouvons noter que le flux non contrôlé sur la ligne $\gamma - \delta$ dépasse la limite permanente de la ligne. Il est en effet autour de 56MW ($> 50MW$). Les deux autres lignes ne sont pas en contraintes.
- Les flux contrôlés sont représentés en lignes pleines. Le contrôleur agit pour que le flux sur $\gamma - \delta$ respecte la limite permanente. Notons que ce flux ne dépasse jamais la limite réelle de la ligne.

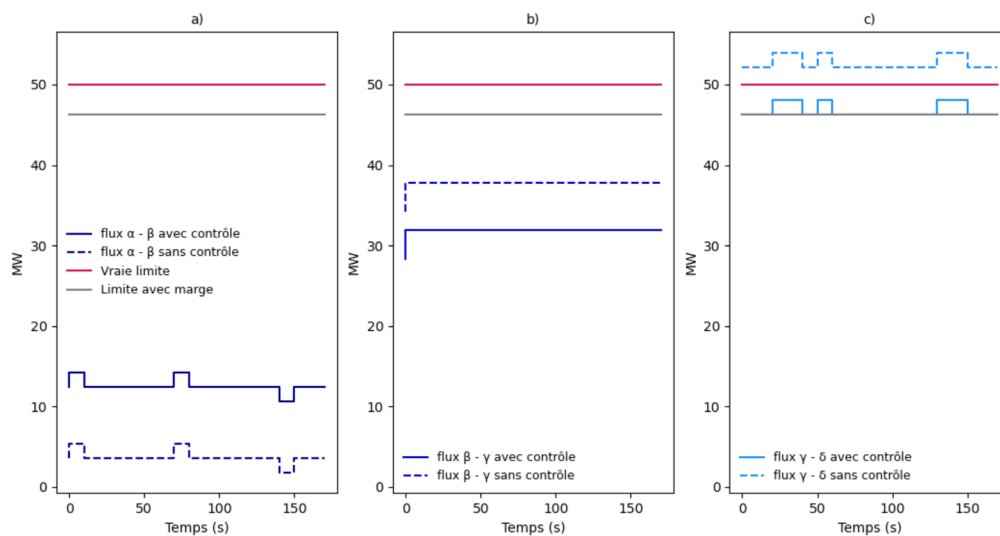


FIGURE 2.5 – Comportement des flux de la zone : cas sans incident

La figure 2.6 détaille les actions que prend le contrôleur pour lever la congestion sur la ligne $\gamma - \delta$. Le graphe de gauche présente les actions du contrôleur en puissance. Ces actions sont constituées par :

- Les injections de puissance dans la batterie représentées par la courbe orange. Cette action ne présente pas de retard ($\tau^{batt} = 0$).
- La limitation de production renouvelable sur le noeud γ . On considère pour cette action un retard $\tau^{curt} = 60s$, soit un retard de 6 pas de temps. La ligne verte pleine correspond au moment où l'action de limitation de puissance est effectuée, la ligne verte en pointillé au moment où l'ordre est envoyé par le contrôleur. Nous pouvons noter qu'il y a bien un retard de 60s entre les deux courbes.

Remarque 1 : Seule la limitation de production renouvelable sur le noeud γ est représentée : le contrôleur choisit de limiter la production uniquement en ce noeud. En effet, d'après le tableau 2.5 le PTFD le plus grand sur la ligne $\gamma - \delta$ est bien obtenu au noeud γ . Limiter la production au noeud γ a l'impact le plus grand sur le flux de la ligne $\gamma - \delta$. Une limitation n'interviendra sur les autres noeuds que quand

toute la production aura été limitée en γ .

Remarque 2 : Nous pouvons noter que la batterie est utilisée en priorité (coût d'action de la batterie inférieur à celui de limitation de production). Sa capacité maximale en puissance est de 12MW, et la limitation de production renouvelable vient en renfort quand les 12MW injectés dans la batterie ne suffisent pas pour faire passer le flux de la ligne $\gamma - \delta$ sous sa limite. Les actions de contrôle s'ajustent en fonction des perturbations sur les flux.

Remarque 3 : Nous pouvons noter que les augmentations de limitation de production renouvelable se produisent au même moment qu'une baisse de l'injection dans la batterie (entre les temps $t = 90s$ et $t = 110$, ainsi qu'entre $t = 120s$ et $t = 130$). Cela est lié aux perturbations sur les flux et au retard τ^{curt} . En effet, les perturbations amènent le flux $\gamma - \delta$ à augmenter à $t = 90s$ et à $t = 120s$ avant de diminuer à nouveau. Ces perturbations déclenchent des ordres de limitation de renouvelable supplémentaires, pour la durée de la perturbation (la batterie étant déjà à puissance maximale). Or, quand ces ordres arrivent (6 pas de temps après), les perturbations sont résolues. La limitation de production a quand même lieu, et la batterie a besoin de moins charger pour lever la congestion sur $\gamma - \delta$.

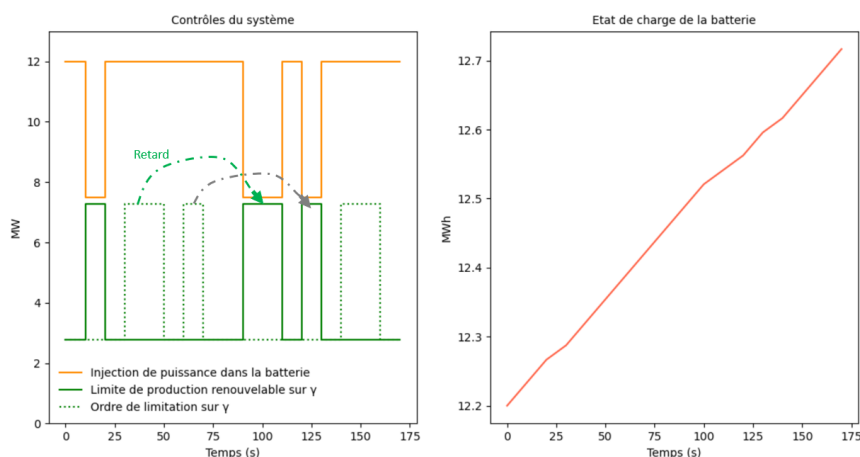


FIGURE 2.6 – Actions prises par le contrôleur : cas sans incident

Le graphe de droite montre l'évolution du niveau de charge de la batterie correspondant à l'intégration de ses injections de puissance. Le niveau de charge augmente ainsi progressivement au cours de la simulation. Le niveau de charge maximal est $24MWh$.

2.5.4 Comportement du contrôleur en situation d'incident

La deuxième simulation présentée dans ce chapitre a pour but de décrire le comportement du contrôleur en situation d'incident. L'incident ne fait pas partie de la zone surveillée par le contrôleur mais est responsable d'une large augmentation de flux sur la zone.

La figure 2.7 décrit les flux pendant cet incident. Nous pouvons observer les différents éléments suivants :

- Les seuils associés aux limites court-terme et long-terme s'activent au moment de l'incident. Les contraintes à respecter correspondent au profil en escalier.

- Dans le cas de la boucle ouverte (lignes en pointillé), les limites de capacité ne sont pas respectées sur les lignes $\beta - \gamma$ et $\gamma - \delta$.
- Les flux contrôlés respectent les limites de capacité. Le contrôleur est capable de faire face à de grandes augmentations de flux, comme celle de la ligne $\gamma - \delta$ qui passe d'un flux de 34MW avant l'incident à un flux de 62MW juste après. Le contrôleur, en utilisant les leviers à sa disposition, fait baisser le flux sous la limite permanente de 50MW.
- La diminution de flux sur $\beta - \gamma$ et celle sur $\gamma - \delta$ coïncide avec une augmentation sur $\alpha - \beta$. Cela s'explique par les valeurs des PTDF. En effet, le PTDF du noeud β sur la ligne $\alpha - \beta$ est de signe différent de ceux des lignes $\beta - \gamma$ et sur $\gamma - \delta$ (voir le tableau 2.5). Une limitation de production renouvelable sur β aura donc un effet contraire sur ces lignes.

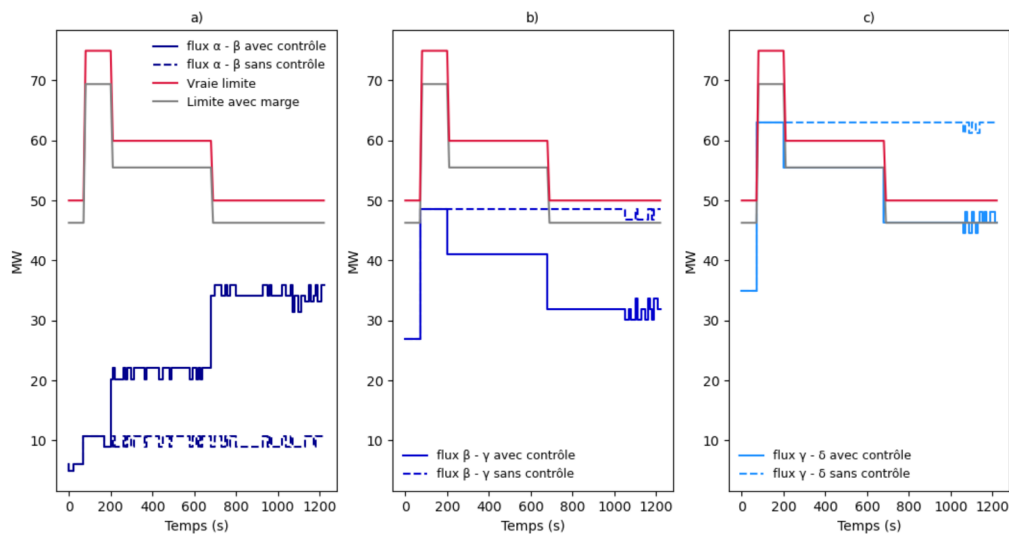


FIGURE 2.7 – Comportement des flux de la zone : cas avec incident

La figure 2.8 détaille les actions que prend le contrôleur pour faire face à l'incident rencontré. Nous pouvons noter que :

- Le contrôleur ne prend pas d'action immédiatement après l'incident. Il attend la fin de la durée associée à la limite court-terme pour faire baisser les flux sous la limite long-terme.
- Le contrôleur utilise comme précédemment en priorité la batterie et complète avec la limitation de production renouvelable.
- La production est limitée ici sur deux noeuds β et γ . La limitation sur le noeud β s'explique car la ligne $\beta - \gamma$ entre également en contrainte. Le PTDF du noeud γ sur cette ligne est négatif. Une action de limitation de production en γ a pour conséquence de faire augmenter le flux sur cette ligne, d'où la limitation nécessaire en β qui a bien un PTDF positif sur cette ligne.

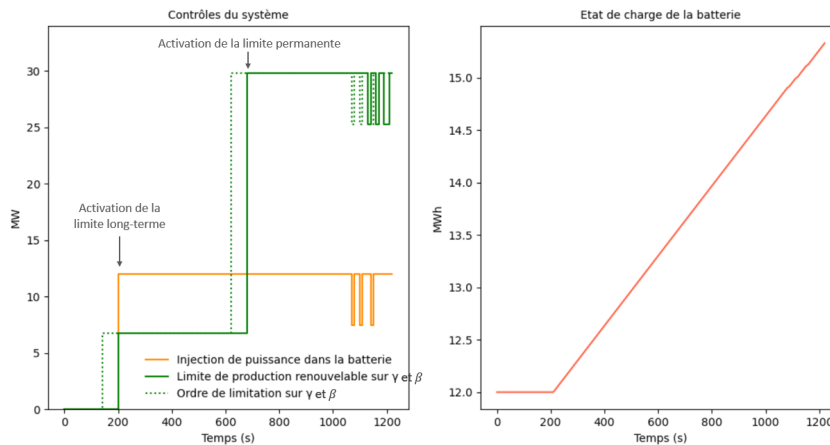


FIGURE 2.8 – Actions prises par le contrôleur : cas avec incident

2.5.5 Mise en évidence de dépassements occasionnels des limites de capacité des lignes

Cette simulation permet de mettre en évidence le dépassement occasionnel des limites des capacités des lignes dans le cas du contrôleur développé dans ce chapitre. Il a été simulé dans un cas où les perturbations sont importantes et où la charge de la batterie est presque à son niveau maximal au début de la simulation.

La figure 2.9 décrit l'évolution des flux. Des dépassements des limites de capacité des lignes sont ponctuellement observés sur la ligne $\gamma - \delta$. La marge de 8% prise par rapport à la limite réelle de la ligne n'est pas suffisante ici. Ce choix de 8% a été effectué dans les simulations pour mettre en évidence l'absence de robustesse du modèle et la difficulté à fixer cette marge. Une marge trop importante se révélerait trop conservatrice, c'est-à-dire conduisant à des volumes d'énergie renouvelable effacés trop importants, une marge réduite impliquerait des dépassements ponctuels des limites de capacité. Il y a un juste milieu à trouver, qui n'est pas facile à obtenir.

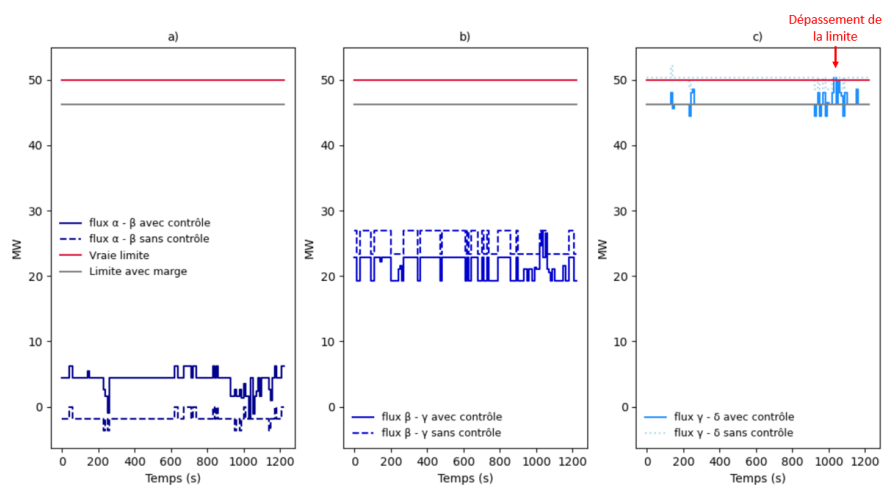


FIGURE 2.9 – Comportement des flux de la zone : cas de mise en évidence du caractère non robuste du contrôle

La figure 2.10 détaille les actions du contrôleur. La batterie atteint rapidement son

niveau de charge maximal. Après ce moment, elle ne peut plus soutirer de puissance aux lignes. Le contrôleur doit alors limiter davantage la production renouvelable pour compenser. Le retard de l'action de limitation de production renouvelable rend le contrôleur moins réactif à une perturbation et favorise le dépassement des limites.

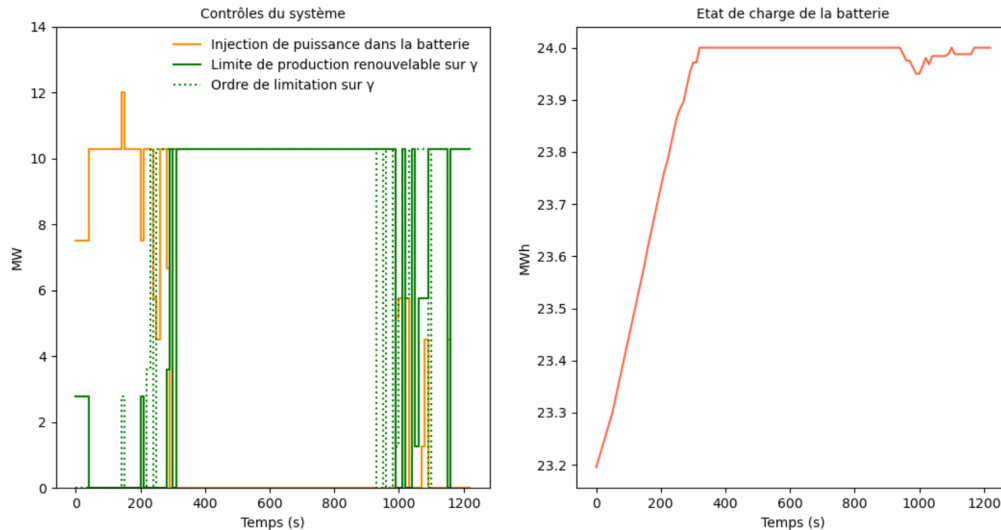


FIGURE 2.10 – Actions prises par le contrôleur : cas de mise en évidence du caractère non robuste du contrôle

2.6 Conclusions

Le contrôleur développé dans ce chapitre répond aux critères pour constituer le niveau bas de l'architecture de contrôle du schéma 1.8 visant à piloter des batteries pour résoudre les congestions sur des réseaux de transport d'électricité. Le contrôleur temps réel permet en particulier la prise en compte de contraintes de capacité sur les lignes électriques variables dans le temps. La modélisation utilisée permet d'introduire les différents seuils définis comme dépassements acceptables des limites permanentes des lignes en fonction des incidents rencontrés sur le réseau. L'avantage principal de ces seuils est de pouvoir utiliser des moyens d'actions curatifs. Sans ces seuils, des marges préventives très importantes devraient être prises, pour que même en cas d'incident, la limite permanente des lignes ne soit pas franchie. Le coût de l'exploitation pourrait alors devenir prohibitif. L'exploitation des lignes avec des limites permettant l'utilisation de moyens curatifs est donc plus que souhaitable, et correspond aux stratégies actuelles d'exploitation des lignes des gestionnaires de réseau.

L'inconvénient majeur de cette modélisation est son absence de robustesse. Il n'y a pas de garanties sur le franchissement des limites de capacité des lignes. La dernière simulation le montre. Il faut réussir à définir finement la marge à prendre par rapport aux limites réelles des lignes. La performance du modèle dépend fortement des hypothèses faites sur la variation des flux sur les lignes contrôlées. Pour remédier à ce problème, deux options sont possibles : augmenter les capacités de prévisions (même s'il peut paraître compliqué de faire des prévisions à 60 secondes sur les flux électriques ou sur les injections), ou considérer plusieurs scénarios et optimiser sur le pire cas. La présence de contraintes sur le système présentant une dépendance

au temps et celle d'un moyen de contrôle avec un délai important augmentent cependant la complexité à construire un modèle robuste. Toutes ces conclusions et ces dangers sont d'autant plus sévères si les batteries se trouvent à leur niveau de charge maximal. On remarque donc le besoin d'une stratégie de gestion de leur niveau de charge en dehors des périodes de congestion.

Le prochain chapitre va permettre de développer une modélisation du contrôleur temps réel robuste. La dépendance en temps des contraintes sera supprimée. Pour cela, les contraintes de capacité ne seront plus exprimées en puissance mais en température. L'objectif principal des contraintes de capacité sur les lignes est la limitation de leur échauffement. La limitation en puissance (ou en intensité) reflète en fait une approximation de cet échauffement. La raison du choix des limitations en puissance et non en température provient des capteurs disponibles sur les lignes. Ces capteurs sont actuellement des capteurs d'intensité des flux ou de puissance. Cependant, la tendance est à une exploitation de plus en plus fine du réseau et de plus en plus de capteurs de température sont déployés sur les réseaux. La définition d'un second contrôleur temps réel permettant de contrôler la température des lignes prend alors tout son sens.

Notons pour finir les travaux de IOVINE et al., 2020 et HOANG et al., 2020 s'inscrivant dans la continuité du travail développé dans ce chapitre. Les auteurs présentent des améliorations concernant la modélisation des actions de limitation de production renouvelable. Les actions de limitation que nous avons considérées sont P_{curt} , correspondant à un nombre de MW de production renouvelable qu'il convient d'écrêter. Les auteurs des deux publications mentionnées précisent cette limitation de production en détaillant la puissance renouvelable générée (*ie* disponible), celle produite et celle écrêtée.

Chapitre 3

Extension à un contrôleur temps réel robuste pilotant la température des lignes

Sommaire

3.1	Introduction	70
3.1.1	Motivations	70
3.1.2	Dynamic Line Rating	71
3.1.3	Objectifs du chapitre	72
3.2	Evolution de la température des lignes	72
3.2.1	Modèle de l'évolution de la température	72
3.2.1.1	Expression de l'effet Joule P_J	73
3.2.1.2	Expression du rayonnement solaire P_S	75
3.2.1.3	Expression du refroidissement par convection P_C	75
3.2.1.4	Expression du refroidissement radiatif P_R	76
3.2.1.5	Des variables intensités aux variables puissances	76
3.2.1.6	Tableau récapitulatif des variables	77
3.2.1.7	Résumé du modèle	77
3.2.2	Utilisation du modèle de température	79
3.2.3	Linéarisation de la dynamique de température	79
3.3	Formulation en commande prédictive	81
3.3.1	Dynamique du système	81
3.3.2	Contraintes	83
3.3.3	Fonction objectif	84
3.3.4	Formulation générale de commande prédictive	85
3.4	Formule en commande prédictive robuste	85
3.4.1	Preliminaires	85
3.4.1.1	Sommes et différences d'ensembles	85
3.4.1.2	Ensemble robuste positif invariant	85
3.4.2	Problème nominal	87
3.4.3	Algorithme	88
3.4.4	Illustration du principe	88
3.5	Application à la gestion de la température des lignes électriques	89
3.5.1	Présentation des données	89
3.5.2	Calcul de l'ensemble invariant	90
3.5.3	Résultats	90
3.6	Conclusion	92

3.1 Introduction

3.1.1 Motivations

La maximisation des capacités de transport des réseaux électriques est une idée majeure dans ce manuscrit. Dans le chapitre précédent, nous avons construit un contrôleur temps réel dont le but est de réduire les marges prises par rapport aux limites des lignes grâce à des leviers rapides. Ce type de contrôle permet d'augmenter les capacités de transport des lignes, en raison de la rapidité et de la finesse du contrôle permis. L'objectif de ce chapitre est d'approfondir cette idée de maximisation des capacités de transport en s'intéressant à la modélisation des contraintes de capacité des lignes.

La capacité des lignes peut être définie en terme d'Ampacités. Cette notion est décrite en détaille dans DEB, 2017.

Définition 10 (Ampacité) *L'Ampacité d'une ligne correspond à l'intensité maximale de courant, ou de manière équivalente à la puissance maximale, pouvant traverser cette ligne.*

Elle a deux objectifs essentiels. Le premier est d'éviter un échauffement excessif qui endommagerait les lignes. Le second est de garantir une distance de sécurité suffisante entre les lignes et le sol. Lors de l'échauffement d'une ligne, les matériaux la constituant se dilatent et la ligne se rapproche du sol. Si une distance minimale n'est pas assurée, des arcs électriques peuvent se former, menaçant la sécurité des personnes. Le document réglementaire définissant les distances au sol en France est LÉGIFRANCE, 2001. Pour assurer cette distance, on peut raisonner soit en terme de distance au sol, soit en terme de flèche. La flèche se définit comme la distance entre le point le plus haut de la ligne et son point le plus bas (voir 3.1). La flèche est une grandeur importante caractérisant la dilatation des conducteurs. En s'appuyant sur la description géométrique des ouvrages, on a équivalence entre la température d'une ligne, sa distance au sol et la flèche. Le contrôle de la température des lignes électriques permet donc de garantir à la fois le respect de la température maximale des lignes et de leur distance au sol.

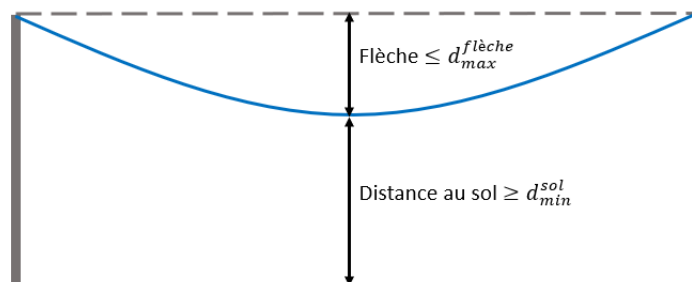


FIGURE 3.1 – Description de la flèche d'une ligne électrique

On peut noter que l'échauffement des conducteurs ne dépend pas uniquement des intensités ou puissances traversant les lignes. Il dépend également des conditions météorologiques. En effet, l'échauffement d'une ligne, et par conséquent ses capacités de transport, est affecté par le vent et le rayonnement solaire. Deux philosophies s'opposent pour définir les Ampacités des lignes :

- La première est appelée *Static Line Rating* (SLR). En SLR, les Ampacités sont calculées une fois et une seule au moment de la conception en définissant des scénarios pires cas sur les conditions météorologiques pour une saison et une région données (été, inter-saison, hiver, plaine, moyenne montagne, etc...). Les Ampacités calculées sont ainsi plutôt conservatrices.
- La seconde est connue sous le nom de *Dynamic Line Rating* (DLR). En DLR les Ampacités sont calculées en dynamique en fonction des conditions météorologiques réelles. Les capacités des lignes obtenues sont moins conservatrices, mais cela nécessite plus d'informations (mesures provenant de stations météo par exemple).

Dans le chapitre 2, le contrôleur construit possède des capacités de lignes basées sur des Ampacités statiques. Un des objectifs de ce chapitre est de montrer qu'une évolution des structures de mesure et de la capacité à manipuler l'information temps réel peut conduire à la construction d'un contrôleur possédant des avantages conséquents en terme de gestion des congestions.

Avant d'introduire plus en détail le DLR, il nous semble important de noter une corrélation intéressante dans notre cas d'étude, à savoir le projet RINGO. Sur les zones concernées par l'introduction de batteries dans ce projet, la production est en grande partie d'origine éolienne. STEPHEN et al., 2012 montre que le vent a un fort impact sur le refroidissement des lignes. Par conséquent, sur les zones RINGO, lorsque la production est importante, le vent l'est aussi, résultant en une augmentation des capacités de transport des lignes. En considérant uniquement des limites fixes ne dépendant pas des conditions météorologiques, on se prive de cette corrélation entre augmentation de production et augmentation des capacités de transport.

3.1.2 Dynamic Line Rating

Le concept du Dynamic Line Rating est apparu dans les années 1990. L'émergence des "smart-grids" a encouragé les gestionnaires de réseaux à s'y intéresser. Le DLR permet de considérer des Ampacités variables en fonction des conditions météorologiques véritablement rencontrées. Pour cela, des données provenant de capteurs sur les lignes et de stations météo sont croisées afin de calculer de manière précise ces Ampacités variables. Les algorithmes de DLR utilisent ainsi des mesures de radiations solaires, de vent, de température des lignes et de température extérieure pour mettre à jour de manière régulière (toutes les 5 minutes par exemple) les Ampacités des lignes. Le DLR a été testé à diverses reprises et est aujourd'hui considéré comme une technologie mature. Le Conseil International des Grands Réseaux Electriques (Cigré) présente dans IGLESIAS et al., 2014 une méthode standard pour calculer les Ampacités maximales dans le cadre du Dynamic Line Rating. Ces principes seront repris dans la suite du chapitre.

Pour citer un exemple concret d'utilisation de Dynamic Line Rating, Elia, le gestionnaire de réseau Belge, collabore depuis 2008 avec la société Ampacimon (voir le [Site internet](#) d'Elia) qui a développé un module de DLR. Ce module permet de mesurer en temps réel différents paramètres (vitesse du vent, vibrations) et d'en déduire la flèche. CLOET et LILIEN, 2011 détaille la solution Ampacimon et prouve que le système est précis avec une marge d'erreur de 2% sur la détermination de la flèche. Concernant la possibilité du DLR d'accroître les capacités de transport d'un réseau,

SCHELL et al., 2011 met en évidence une étude visant à réduire la production éolienne non évacuée sur le réseau à l'aide du DLR. L'étude est faite sur un réseau 70kV où la production éolienne est importante. En moyenne, le DLR permet plus de 30% de capacité supplémentaire et 100% de capacité supplémentaire est permise dès qu'il y a plus de $4m \cdot s^{-1}$ de vent perpendiculaire à la ligne.

3.1.3 Objectifs du chapitre

Ce chapitre s'inscrit dans la continuité du chapitre précédent et modélise un contrôleur temps réel pouvant constituer le niveau bas de l'architecture de contrôle 1.8. A la différence du chapitre précédent, les contraintes de capacité des lignes ne sont pas fixes, mais variables en fonction des conditions météorologiques réelles. Nous nous inspirons pour cela des idées et des algorithmes du Dynamic Line Rating. Dans le cas du DLR, les Ampacités sont ajustées de manière à garantir que les lignes resteront sous une température maximale. Nous avons fait le choix de ne pas raisonner en terme d'Ampacité, mais de contrôler directement la température des lignes. Cela nécessite d'intégrer un modèle de l'évolution de la température au sein du modèle de prédiction. L'avantage du contrôle direct de la température est qu'il enlève la dépendance des contraintes en temps présente dans le chapitre précédent, et facilite par conséquent l'obtention d'un contrôleur robuste. La robustesse sera obtenue par la méthode du contrôle à l'intérieur de tubes de trajectoires détaillée dans la suite (MAYNE, SERON et RAKOVIĆ, 2005).

Le contrôleur de commande prédictive construit dans ce chapitre permet donc de remplir un double objectif : faire un pas de plus concernant l'optimisation des capacités de transport des réseaux électriques et construire un modèle robuste pour gérer en temps réel les congestions.

Le chapitre s'organise de la manière suivante. En première partie, le modèle décrivant l'évolution de la température est introduit. Cette partie se conclut par la présentation d'une linéarisation des équations d'évolution de la température afin de rester en commande prédictive linéaire par la suite. En deuxième partie, le problème de commande prédictive est décrit sous sa forme linéarisée. La troisième partie s'intéresse à la construction d'un contrôleur robuste en utilisant la méthode du contrôle des trajectoires à l'intérieur de tubes. Enfin, des résultats sont présentés issus de simulations sur la même zone du réseau RTE que le chapitre précédent.

3.2 Evolution de la température des lignes

Le but de cette section est de construire un modèle donnant l'évolution de la température d'une ligne électrique en fonction de son flux et des conditions météorologiques. Dans un premier temps, nous décrivons le modèle général sur lequel nous nous baserons. Puis, nous linéariserons les équations obtenues afin de pouvoir les intégrer dans un problème de commande prédictive linéaire.

3.2.1 Modèle de l'évolution de la température

Nous nous basons sur IGLESIAS et al., 2014 pour établir l'évolution de la température des lignes. Ce rapport provient du Conseil International des Grands Réseaux

Electricités (Cigré), première communauté mondiale engagée dans le développement collaboratif et le partage de l'expertise du système électrique. Il propose un modèle pour le calcul des limites thermiques des lignes aériennes. Les équations sont présentées pour l'état stationnaire et l'état transitoire. Nous nous intéressons à un cas où les intensités et conditions météorologiques changent fréquemment, nous considérons donc que les lignes ne sont pas en équilibre thermique et utiliserons les équations de l'état transitoire. Cet état transitoire se caractérise par l'équation de la conservation de l'énergie :

$$\boxed{\text{Energie stockée dans le conducteur} = \text{Energie gagnée} - \text{Energie perdue}} \quad (3.1)$$

Les énergies perdues et gagnées sont illustrées sur la figure 3.2. Deux facteurs contribuent à l'échauffement de la ligne : l'effet Joule, qu'on notera P_J et le rayonnement solaire, P_S . Deux facteurs contribuent à son refroidissement : le refroidissement par convection P_C dépendant grandement du vent et de la température extérieure, et le refroidissement radiatif P_R . Ces quatre puissances, P_J , P_S , P_C et P_R permettent de réécrire le bilan thermique (3.1) de la manière suivante :

$$\Delta T = \frac{P_J + P_S - P_C - P_R}{m \cdot c} \cdot \Delta t \quad (3.2)$$

Avec T la température de la ligne, Δt le pas de temps, m la masse de la ligne par unité de longueur ($kg.m^{-1}$) et c sa capacité calorifique ($J.kg^{-1}.K^{-1}$). Dans la suite, nous détaillons comment calculer chacun des termes de puissance.

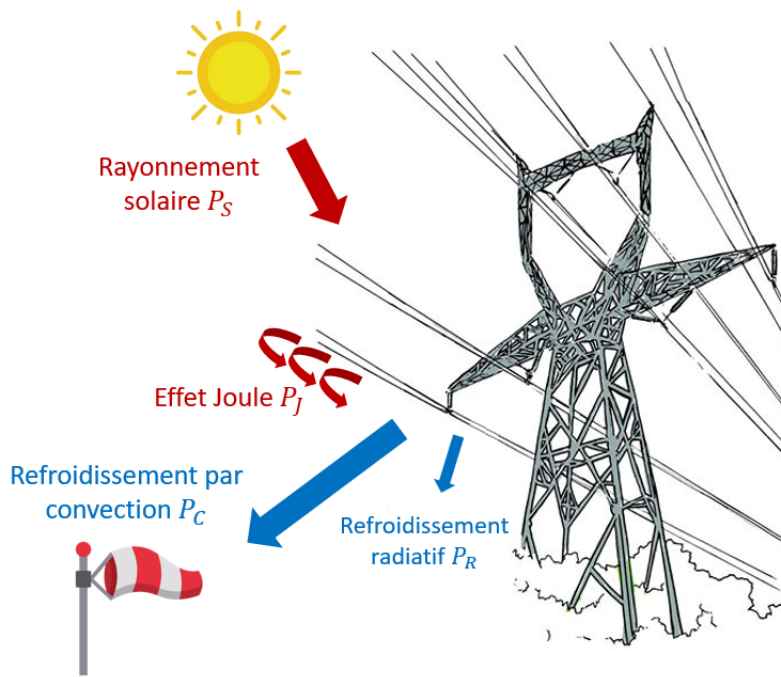


FIGURE 3.2 – Facteurs affectant la température d'un conducteur

3.2.1.1 Expression de l'effet Joule P_J

L'effet Joule fait référence à la chaleur dissipée par un conducteur quand celui-ci est traversé par un flux électrique. La puissance dissipée s'écrit sous la forme :

$$P_J = R_{ac} \cdot I^2 = k_{sk} \cdot R_{dc} \cdot I^2 \quad (3.3)$$

- I est l'intensité du courant et s'exprime en Ampère (A).
- R_{ac} est la résistance en courant alternatif par unité de longueur ($\Omega \cdot m^{-1}$), R_{dc} la résistance en courant continu. La différence entre les deux résistances est la présence du terme k_{sk} appelé facteur d'effet de peau (de l'anglais *skin factor*).

L'effet de peau n'apparaît qu'en courant alternatif. C'est un phénomène qui fait que le courant circule principalement en surface des conducteurs. Il contribue à augmenter l'échauffement. Le facteur d'effet de peau est généralement compris entre 1.01 et 1.08. Il varie avec le diamètre du conducteur et la fréquence. Nous le considérerons dans notre modèle comme constant. Il existe des méthodes pour calculer les facteurs d'effet de peau (MASSARO, 2008), mais généralement des valeurs empiriques sont fournies par les constructeurs.

La résistance R_{dc} dépend de la résistivité des matériaux ρ (en $\Omega \cdot m$) qui s'exprime en fonction de la température moyenne du conducteur T_{av} exprimée en degrés celsius grâce à la formule :

$$\rho = \rho_{20} \cdot [1 + \alpha_{20} \cdot (T_{av} - 20) + \zeta_{20} \cdot (T_{av} - 20)^2] \quad (3.4)$$

ρ_{20} est la résistivité à 20 degrés du matériau constituant le conducteur, α_{20} (en $1/^\circ C$) et ζ_{20} (en $1/^\circ C^2$) les coefficients de température linéaire et quadratique respectivement. IGLESIAS et al., 2014 précise qu'en dessous de $130^\circ C$, le terme quadratique peut être négligé. Les températures sont rarement aussi élevées sur des lignes électriques aériennes haute-tension. Dans l'exemple que nous allons développer, la température maximale des lignes acceptée est autour de $56^\circ C$. Nous négligerons donc le terme quadratique. L'ordre de grandeur de α_{20} est de $4 \cdot 10^{-3}^\circ C^{-1}$, toujours d'après IGLESIAS et al., 2014. Cela nous permet de considérer ρ , et par conséquent les résistances R_{dc} et R_{ac} , comme constantes. Le lien entre R_{dc} et ρ dépend du type de conducteur. Pour un conducteur cylindrique solide non ferreux par exemple, avec D (en m) le diamètre de ce conducteur, la relation est donnée par :

$$R_{dc} = \frac{4 \cdot \rho}{\pi \cdot D^2} \quad (3.5)$$

Grâce aux différentes expressions précédentes et la connaissance des coefficients ρ_{20} , α_{20} , ζ_{20} et k_{sk} , nous pouvons déterminer la résistance R_{ac} d'une ligne. Notons cependant que des valeurs empiriques de la résistance en actif-réactif R_{ac} sont généralement fournies par les constructeurs pour certaines valeurs clés de température des conducteurs. Nous nous baserons sur ces valeurs empiriques et en choisirons une proche de la température moyenne des lignes mesurée. La description faite précédemment sur l'obtention des valeurs de résistance avait surtout pour but de justifier le fait que nous considérons R_{ac} comme une constante dans notre modèle.

Remarque : Si la valeur de résistance pour la température souhaitée n'est pas présente dans les données constructeur, elle peut toujours être obtenue à l'aide d'une interpolation linéaire de manière relativement fiable à l'aide des résistances et des températures associées fournies par les constructeurs (IGLESIAS et al., 2014). Cela répond à l'incertitude en ce qui concerne la valeur exacte et ne remet pas en cause l'hypothèse de l'invariance en temps de ce coefficient.

3.2.1.2 Expression du rayonnement solaire P_S

La puissance provenant du soleil P_S s'exprime en $W.m^{-1}$ grâce à l'expression suivante :

$$P_S = \alpha_S \cdot D \cdot I_T \quad (3.6)$$

- $\alpha_S \in [0.2, 0.9]$ est l'absorption de la surface du conducteur. Elle dépend de l'âge de celui-ci. α_S prend une valeur proche de 0.2 pour un conducteur neuf, et augmente pour devenir proche de 0.9 après un an d'altération. Ces valeurs peuvent varier en fonction de l'environnement du conducteur. Différentes méthodes existent pour déterminer l'absorption, mais le plus simple est de considérer une valeur par défaut supérieure à 0.8 (IGLESIAS et al., 2014, SEPPA et SALEHIAN, 2006).
- D est le diamètre extérieur du conducteur en m .
- I_T l'intensité globale des radiations et se mesure en $W.m^{-2}$.

Il existe des capteurs mesurant les intensités des radiations solaires relativement fiables. Nous considérerons dans notre modèle avoir accès à de telles mesures. Il est cependant important de noter que les capteurs mesurent les intensités en un point donné. Ces intensités ne sont donc pas nécessairement représentatives des radiations en chaque point de la ligne. IGLESIAS et al., 2014 précise qu'il peut être utile de considérer des pires cas sur les radiations solaires calculés en fonction des orientations des lignes et de l'heure de la journée notamment. Nous ne détaillerons pas plus l'obtention de ces pires cas et considérerons les mesures de radiations comme une approximation suffisamment fiable dans notre modèle.

3.2.1.3 Expression du refroidissement par convection P_C

Le refroidissement par convection est généralement le moyen le plus efficace de refroidir une ligne aérienne. L'expression du refroidissement par convection est donné par :

$$P_C = \pi \cdot \lambda \cdot N_u \cdot (T_c - T_a) \quad (3.7)$$

- λ est la conductivité thermique de l'air. Elle s'exprime en $W.K^{-1}.m^{-1}$. Nous la considérerons comme constante dans notre modèle.
- T_c (*resp.* T_a) est la température de la ligne conducteur (*resp.* de l'air).
- N_u est le nombre de Nusselt. Ce nombre sans dimension est calculé avec la direction et force du vent.

Le vent est sans doute l'élément impactant de la manière la plus significative l'échauffement des lignes électriques. Il est important de correctement le modéliser, et de pouvoir prendre en compte sa variabilité. Le choix des valeurs du nombre de Nusselt doit donc se faire avec attention. Différentes méthodes existent pour calculer ce nombre selon le type de convection, *naturelle* ou *forcée*, ayant lieu. On parle de *convection naturelle* quand le vent est très faible. La *convection forcée* a lieu quand le vent devient important. La convection naturelle peut alors être négligée. L'objectif ici n'est pas une étude exhaustive des méthodes pouvant répondre au problème complexe de modélisation du vent. Nous donnons simplement dans ce qui suit une

idée d'une méthode présente dans IGLESIAS et al., 2014 pouvant être employée pour calculer le nombre de Nusselt en cas de convection forcée.

Cette méthode consiste à calculer un nombre de Nusselt N_{90} comme si le vent était perpendiculaire à la ligne et à appliquer ensuite une correction en fonction de la direction réelle du vent. Le calcul du nombre de Nusselt pour un vent perpendiculaire peut se faire grâce à une équation donnée par MORGAN, 1973 qui met en évidence une corrélation entre le nombre de Reynolds Re et le nombre de Nusselt :

$$Nu_{90} = B \cdot Re^n \quad (3.8)$$

Cette équation se base sur des centaines de résultats expérimentaux. Les valeurs des coefficients B et n sont données par des tables qui dépendent de la valeur du nombre de Reynolds. Les tables sont présentées dans IGLESIAS et al., 2014. Le nombre de Reynolds s'obtient en fonction de la vitesse du vent W (en $m.s^{-1}$), du diamètre du conducteur (en m) et de la viscosité de l'air ν_f en ($m^2.s^{-1}$) à la température du film d'air entre la surface du conducteur et la masse d'air, grâce à la relation :

$$Re = \frac{W \cdot D}{\nu_f} \quad (3.9)$$

Pour passer d'un vent perpendiculaire à un vent formant un angle δ avec l'axe de la ligne, les équations de MORGAN, 1991 peuvent être utilisées. Ces équations sont listées en fonction de la valeur de l'angle δ et de celle du nombre de Reynolds. Prenons par exemple le cas d'un conducteur formant un angle δ inférieur à 24° , avec un nombre de Reynolds inférieur à 4000, la relation entre Nu_{90} et Nu_δ est donnée par :

$$\frac{Nu_\delta}{Nu_{90}} = 0.42 + 0.68 \cdot \sin(\delta)^{1.08} \quad (3.10)$$

Notons que la méthode qui vient d'être rapidement présentée n'est qu'une méthode parmi d'autres pour obtenir une modélisation du vent. De nombreux travaux existent sur le sujet. Le vent, et le refroidissement par convection qu'il occasionne, impacte beaucoup la température des lignes électriques aériennes. Bien le modéliser est donc primordial. Nous n'insisterons pas plus sur ces modélisations, et nous considérerons des valeurs données du nombre de Nusselt comme valeurs d'entrée de notre problème dans nos simulations.

3.2.1.4 Expression du refroidissement radiatif P_R

Le refroidissement par radiation est le procédé par lequel un conducteur perd de l'énergie par des radiations thermiques provenant de sa surface. Ce refroidissement dépend du diamètre du conducteur, de sa température et de la température du milieu extérieur. IGLESIAS et al., 2014 présente des études montrant le faible impact du refroidissement par radiation par rapport au refroidissement par convection sur l'échauffement des lignes électriques aériennes. Nous négligerons donc le refroidissement radiatif dans notre modèle.

3.2.1.5 Des variables intensités aux variables puissances

Nous pouvons noter que dans l'expression de l'échauffement par effet Joule P_J , les variables utilisées pour décrire le courant sont les intensités I . Le modèle de réseau en actif seul que nous avons considéré dans le chapitre précédent et que nous

souhaitons réutiliser ici considère des flux de puissance F . Parallèlement à cela, les mesures auxquelles nous avons accès pour les simulations sont les flux de puissance sur les lignes. Pour ces deux raisons, nous souhaitons utiliser dans le modèle des variables de puissance active plutôt que des variables d'intensité. La relation en courant triphasé entre la puissance S sur la ligne et l'intensité I est donnée par :

$$S = V \cdot I \cdot \sqrt{3} \quad (3.11)$$

avec V la tension. On peut décomposer la puissance S en sa partie active F et sa partie réactive Q . On obtient ainsi l'expression suivante pour l'intensité :

$$I = \frac{\sqrt{F^2 + Q^2}}{\sqrt{3}V} \quad (3.12)$$

Dans ce qui suit, pour rester dans un modèle de réseau en actif seul, nous considérerons Q et V comme des constantes. La tension V sera prise égale à la tension nominale de la ligne V_0 , et la puissance réactive Q pourra être mesurée. On la notera Q_0 . La puissance Joule P_J dissipée par une ligne électrique variera donc en fonction de la seule variable F , à savoir la puissance active circulant sur cette ligne. La nouvelle expression de P_J est :

$$P_J = R_{ac} \cdot \frac{(F^2 + Q_0^2)}{3V_0^2} \quad (3.13)$$

3.2.1.6 Tableau récapitulatif des variables

Symbole	Unité	Nom
I	A	Intensité
R_{ac}	$\Omega.m^{-1}$	Résistance courant alternatif
R_{dc}	$\Omega.m^{-1}$	Résistance courant continu
k_{sk}		Facteur effet de peau
ρ	$1/^\circ\text{C}$	Résistivité
D	m	Diamètre de la ligne
I_T	$W.m^{-2}$	Intensité des radiations solaires
λ	$W.K^{-1}.m^{-1}$	Conductivité thermique de l'air
T_c	K	Température du conducteur
T_a	K	Température de l'air
N_u		Nombre de Nusselt
Re		Nombre de Reynolds
ν_f	$m^2.s^{-1}$	Viscosité de l'air
W	$m.s^{-1}$	Vent
V	V	Tension
S	W	Puissance

TABLE 3.1 – Tableau récapitulatif des variables

3.2.1.7 Résumé du modèle

Nous pouvons désormais réécrire l'équation (3.1) à l'aide des expressions de chacune des puissances afin d'obtenir l'évolution de la température T d'une ligne électrique :

$$\begin{aligned}\Delta T &= \frac{P_J + P_S - P_C - P_R}{m \cdot c} \Delta t \\ &= \frac{R_{ac} \cdot \frac{F^2 + Q_0^2}{3V_0^2} + \alpha_S \cdot D \cdot I_T - \pi \cdot \lambda \cdot N_u \cdot (T - T_a)}{m \cdot c} \Delta t\end{aligned}\quad (3.14)$$

En écrivant $\Delta T = T^{k+1} - T^k$, on obtient :

$$T^{k+1} = \frac{R_{ac} \cdot (F^2 + Q_0^2) + \alpha_S \cdot D \cdot I_T \cdot 3 \cdot V_0^2 - \pi \cdot \lambda \cdot N_u \cdot (T^k - T_a) \cdot 3 \cdot V_0^2}{3 \cdot V_0^2 \cdot m \cdot c} \Delta t + T^k\quad (3.15)$$

Soit finalement :

$$\begin{aligned}T^{k+1} &= \frac{R_{ac} \cdot \Delta t \cdot F^2}{3 \cdot V_0^2 \cdot m \cdot c} + \left(1 - \frac{\pi \cdot \lambda \cdot N_u}{m \cdot c} \Delta t\right) T^k \\ &\quad + (\alpha_S \cdot D \cdot I_T + \pi \cdot \lambda \cdot N_u \cdot T_a + R_{ac} Q_0^2) \cdot \frac{\Delta t}{m \cdot c}\end{aligned}\quad (3.16)$$

L'équation (3.1) se met donc sous la forme :

$$T^{k+1} = (1 - \beta) T^k + \alpha (F^k)^2 + \gamma\quad (3.17)$$

Avec :

$$\alpha = \frac{R_{ac} \cdot \Delta t}{3V_0^2 \cdot m \cdot c}, \quad \beta = \frac{\pi \cdot \lambda \cdot N_u}{m \cdot c} \Delta t$$

et

$$\gamma = \frac{\Delta t}{m \cdot c} (\alpha_S \cdot D \cdot I_T + \pi \cdot \lambda \cdot N_u \cdot T_a + R_{ac} \frac{Q_0^2}{3V_0^2})$$

$\lambda, R_{ac}, V_0, \alpha_S, D, m$ et c sont des constantes, N_u, T_a et I_T des données dépendantes des conditions météorologiques et Q_0 une donnée mesurée provenant du réseau. L'équation (3.17) décrit la dynamique de température d'une ligne électrique. Nous avons la propriété suivante pour T^k :

$$T^k > 0, \quad \forall k \in \mathbb{N}\quad (3.18)$$

- α représente la contribution à l'échauffement par effet Joule. C'est un coefficient positif que nous considérerons comme constant, même si α peut être vu comme un signal susceptible de varier en fonction des décisions prises au niveau de l'opération du réseau de transport (cf V_0).
- $1 - \beta$ est un facteur de contraction. β est lié au refroidissement de la ligne par convection. Il peut varier au cours du temps en fonction du vent (cf N_u). Il peut être mis à jour si des données sont disponibles.
- γ est à prendre comme un signal exogène variable non-contrôlable. Il peut être mis à jour si des données sont disponibles concernant la météo (radiations solaires et vent pour le calcul du nombre de Nusselt) ou l'exploitation du réseau (Q_0 et V_0).

3.2.2 Utilisation du modèle de température

L'équation (3.17) permet de suivre l'évolution de la température d'un conducteur dans le temps en considérant les conditions météorologiques et la puissance traversant ce conducteur. La question émergeant naturellement est la fréquence des mesures météorologiques et de puissance nécessaires pour obtenir des résultats suffisamment précis. IGLESIAS et al., 2014 propose un algorithme dans lequel les données météorologiques sont fournies à un pas de temps 10 minutes et les calculs effectués toutes les minutes. Le pas de temps de 10 minutes est lié à la disponibilité des mesures. Celui d'une minute s'explique par le fait qu'une minute est une durée suffisamment petite devant les constantes de temps de l'échauffement d'une ligne électrique. Nous opérerons les mêmes choix qu' IGLESIAS et al., 2014 dans la suite. Nous considérerons des données météorologiques fournies toutes les 10 minutes et un pas de temps d'une minute pour notre contrôleur.

Nous allons introduire le modèle d'évolution de la température des lignes dans un problème de commande prédictive. Dans le chapitre précédent, nous avons opté pour une modélisation linéaire des contraintes du contrôleur en raison de la rapidité d'action qui lui est demandée. Ici encore, nous souhaitons obtenir des contraintes linéaires afin que la résolution du problème d'optimisation sous-jacent ne soit pas une difficulté. La linéarité de notre modèle nous permettra de plus de construire une version robuste du contrôleur.

Nous pouvons noter que l'évolution de température décrite par l'équation (3.17) est quadratique par rapport au flux électrique qui la traverse. La prochaine étape dans la construction du contrôleur développé dans ce chapitre est la linéarisation de cette équation.

3.2.3 Linéarisation de la dynamique de température

Le contrôleur développé dans ce chapitre a pour but, comme celui développé dans le chapitre 2, de piloter les batteries et la limitation de production renouvelable afin de résoudre les congestions dès qu'elles apparaissent. Le pas de temps du contrôleur sera pris ici égal à une minute. Le temps nécessaire à l'action de la batterie est très inférieur à cette durée (il est de l'ordre de la seconde). Nous considérerons dans la dynamique du système que la batterie agit de manière immédiate sur le flux. Plus précisément, l'action de la batterie décidée au pas de temps k sera considérée comme déjà en place au pas de temps k pour le calcul de la température au pas de temps $k + 1$. Le terme de flux F_{ij} dans l'équation (3.17) donnant l'évolution de la température sur la ligne $ij \in \mathcal{Z}^L$, avec $\mathcal{Z}^L \in \mathbb{N}^2$ l'ensemble des lignes, devient :

$$F_{ij} := F_{ij} + \sum_{n \in \mathcal{Z}^B} p d t f(n, ij) \cdot \Delta u_{batt, n} \quad (3.19)$$

$\Delta u_{batt, n}$ représente la modification d'injection de la batterie présente au noeud $n \in \mathcal{Z}^B$ avec $\mathcal{Z}^B \in \mathbb{N}$ l'ensemble des noeuds possédant une batterie. $p d t f(ij, n)$ est le Power Transfer Distribution Factor du noeud n sur la ligne ij (voir le chapitre précédent pour une description des PTDF). L'équation (3.17) donnant la température au pas de temps $k + 1$ sur la ligne ij devient donc :

$$T_{ij}^{k+1} = (1 - \beta) T_{ij}^k + \alpha (F_{ij}^k + \sum_{n \in \mathcal{Z}^B} p d t f(n, ij) \cdot \Delta u_{batt, n}^k)^2 + \gamma \quad (3.20)$$

La non-linéarité de cette équation est causée par le carré portant sur le terme de puissance active $F_{ij}^k + \sum_{n \in \mathcal{Z}^B} ptdf(n, ij) \cdot \Delta u_{batt,n}^k$. Pour la linéariser, nous considérons le flux moyen de la ligne ij , noté $F_{0,ij}$. Les variations de F autour de F_0 sont généralement de moins de 10% de la valeur de F_0 . Nous utiliserons l'approximation suivante pour la linéarisation :

$$F_{ij}^k = F_{0,ij} + \tilde{F}_{ij}^k \approx F_{0,ij}, \quad \forall ij \in \mathcal{Z}^L \quad (3.21)$$

Posons $U_{batt,ij}^k = \sum_{n \in \mathcal{Z}^B} ptdf(n, ij) \cdot \Delta u_{batt,n}^k$ pour faciliter l'écriture. Nous obtenons pour le terme quadratique de puissance active :

$$\begin{aligned} (F_{ij}^k + U_{batt,ij}^k)^2 &= (F_{ij}^k)^2 + 2F_{ij}^k U_{batt,ij}^k + (U_{batt,ij}^k)^2 \\ &= (F_{0,ij} + \tilde{F}_{ij}^k)^2 + 2(F_{0,ij} + \tilde{F}_{ij}^k) U_{batt,ij}^k + (U_{batt,ij}^k)^2 \\ &\approx F_{0,ij}^2 + 2F_{0,ij} \tilde{F}_{ij}^k + 2F_0 U_{batt,ij}^k + (U_{batt,ij}^k)^2 \end{aligned} \quad (3.22)$$

On définit $\tilde{u}_{batt} = 2F_{0,ij} U_{batt,ij}^k + (U_{batt,ij}^k)^2$ comme le nouveau contrôle des batteries, avec $U_{batt,ij}^k = \sum_{n \in \mathcal{Z}^B} ptdf(n, ij) \cdot \Delta u_{batt,n}^k$. Dans le projet RINGO, il n'y a qu'une seule batterie par zone. Si on se place dans le cadre de ce projet, avec la batterie de la zone située au noeud n , \tilde{u}_{batt} devient :

$$\tilde{u}_{batt,ij} = 2F_{0,ij} \cdot ptdf(n, ij) \cdot \Delta u_{batt,ij} + (ptdf(n, ij) \cdot \Delta u_{batt,ij})^2 \quad (3.23)$$

Soient B et $-B$ les bornes sur les injections de puissance maximales et minimales de la batterie. Nous pouvons vérifier que si $B < F_{ij,0}, \forall ij \in \mathcal{Z}^L$, le nouveau contrôle $\tilde{u}_{batt,ij}$ réalise une bijection avec $\Delta u_{batt,ij}$ sur son domaine $[-\bar{B}, \bar{B}]$. L'hypothèse sur F_0 dans notre cas d'application n'est pas forte. En effet, les flux sur la zone étudiée sont habituellement autour de 60 – 90MW, et B vaut 12. Les variations du nouveau contrôle \tilde{u}_{batt} appartiennent à l'intervalle $[\bar{B}^2 - 2F_0\bar{B}, \bar{B}^2 + 2F_0\bar{B}]$.

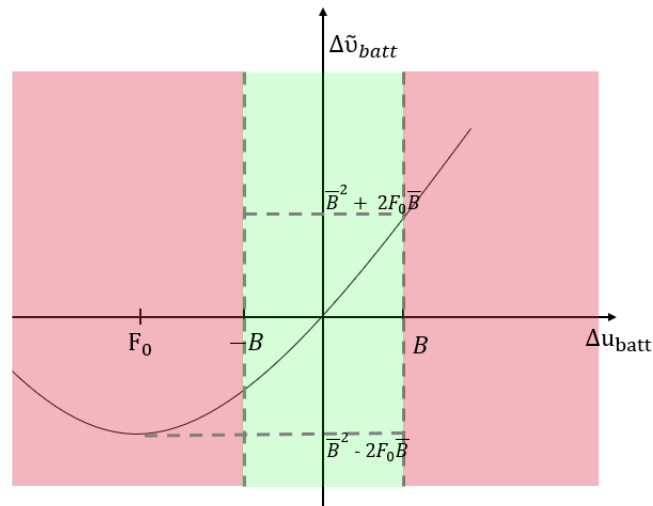


FIGURE 3.3 – Bijection du nouveau contrôle de batterie sur l'ancien

Résumé

La linéarisation du terme quadratique obtenue est :

$$(F + L_{batt}\Delta u_{batt})^2 \approx F_0^2 + 2F_0\tilde{F} + \tilde{u}_{batt} \quad (3.24)$$

Si on note \tilde{T}_{ij} les variations de la température réelle autour de T_0 , le point d'équilibre de température correspondant à un flux $F_{ij} = F_{0,ij}$, l'évolution de la température sur une ligne électrique peut s'écrire de la manière linéaire suivante :

$$\tilde{T}_{ij}^{k+1} = (1 - \beta)\tilde{T}_{ij}^k + 2F_{0,ij}\alpha\tilde{F}_{ij}^k + \alpha\tilde{u}_{batt} + w^k \quad (3.25)$$

avec

$$\alpha = \frac{R_{ac}}{3 \cdot m \cdot c \cdot V_0^2} \Delta t, \quad \beta = \frac{\pi \cdot \lambda_f \cdot Nu}{m \cdot c} \Delta t \quad (3.26)$$

Rappelons que \tilde{F} est obtenu par l'écart entre F^k et F_0 :

$$\tilde{F}^k = F^k - F_0 \quad (3.27)$$

F^k fait partie du vecteur d'état de la section précédente. La dynamique peut donc être explicitée comme un système linéaire invariant en temps selon cette approche de modélisation. Dans la suite, nous retiendrons le modèle (3.25) comme celui de la dynamique de température des lignes.

Évidemment, la validité de ce modèle est sujette aux approximations effectuées et on note en particulier le rôle du choix de F_0 . Dans une approche plus élaborée, ce point de linéarisation peut être adapté durant le fonctionnement du système en considérant une valeur moyenne sur un horizon fuyant ou en intégrant toute autre information sur les flux qui impactent la ligne en discussion.

3.3 Formulation en commande prédictive

Cette section présente la formulation qui utilise les principes de la commande prédictive pour le contrôleur pilotant les températures des lignes présenté dans le chapitre. Le contrôleur reprend des éléments de modélisation du chapitre précédent et se base sur l'équation (3.25) pour la dynamique des températures des lignes.

3.3.1 Dynamique du système

Actions de commande

Les signaux de commande du système sont, ici comme dans le chapitre précédent, constitués par les actions des batteries et par la limitation de production renouvelable. Plus précisément, le contrôle de la batterie est $\Delta\tilde{u}_{batt}$ défini dans la section 3.2.3. Rappelons que $\Delta\tilde{u}_{batt}$ réalise une bijection avec ΔP_{batt} qui définissait le contrôle de la batterie dans le chapitre précédent. Les modifications sur les limitations de production renouvelable sont notées comme dans le chapitre précédent : $\Delta P_{curt,n}^k = P_{curt,n}^k - P_{curt,n}^{k-1}$ indique la modification sur la limitation de production renouvelable entre les pas de temps k et $k+1$ au noeud $n \in \mathcal{Z}^N$ avec \mathcal{Z}^N l'ensemble des noeuds de la zone où est implanté le contrôleur temps réel. Soit $n_N = \dim(\mathcal{Z}^N)$ et $n_B = \dim(\mathcal{Z}^B)$, le contrôle du système est donc défini par le vecteur :

$$u^k = \begin{pmatrix} \Delta \tilde{u}_{batt}^k & \Delta P_{curt,i}^k \end{pmatrix} \in \mathbb{R}^{n_B + n_N}$$

A la différence du chapitre précédent, il n'est pas nécessaire ici de considérer des retards sur les actions. En effet, le pas de temps considéré pour l'évolution de la température des lignes Δt est d'une minute, ce qui est supérieur au délai nécessaire pour limiter la production renouvelable.

Etat

L'état comprend les mêmes éléments que celui du chapitre précédent auxquels on ajoute la température des lignes. L'état comprend donc les flux F_{ij} avec $ij \in \mathcal{Z}^L$, les injections dans les batteries $P_{batt,i}$ et leur niveau de charge $E_{batt,i}$, avec $i \in \mathcal{Z}^B$, la production déjà limitée $P_{curt,n}$ avec $n \in \mathcal{Z}^N$ et les températures des lignes T_{ij} avec $ij \in \mathcal{Z}^L$. \mathcal{Z}^L dénote l'ensemble des lignes contrôlées de la zone. Son cardinal est $\dim(\mathcal{Z}^L) = n_L$. L'état au pas de temps k est donc défini par :

$$x^k = \begin{pmatrix} F_{ij}^k & T_{ij}^k & P_{batt}^k & E_{batt}^k & P_{curt,n}^k \end{pmatrix}^T \in \mathbb{R}^n$$

$$\text{Avec } n = 2n_L + 2n_B + n_N$$

Dynamique

Pour permettre l'évaluation pertinente de la dynamique du système dans un cadre de commande, il est nécessaire d'introduire les perturbations dans la formulation du problème. Elles peuvent être constituées par des variations sur les conditions météorologiques (notamment le vent), qui induisent des variations sur la température des lignes, ou par des variations sur les flux électriques liées à des variations de production ou consommation. Soit w_k le vecteur représentant ces perturbations au pas de temps k . On supposera dans la suite que $w^k \in W$, avec W un ensemble borné. Ces bornes peuvent être établies par l'analyse des données historiques d'une part et par une majoration de l'erreur de linéarisation concernant les flux dans les équations thermiques d'autre part. La dynamique du système peut alors s'écrire de manière très générale sous la forme compacte suivante :

$$x^{k+1} = f(x^k, u^k, w^k) \quad (3.28)$$

f peut être écrite sous une forme non-linéaire si l'évolution de la température est décrite par (3.17) ou linéaire si (3.25) est utilisée. Dans ce qui suit, nous détaillons f sous sa forme linéaire; c'est la forme linéaire qui sera utilisée pour la construction d'un contrôleur robuste. L'ensemble des équations décrivant l'évolution du système entre k et $k + 1$ dans le cas linéarisé est le suivant :

$$\tilde{F}_{ij}^{k+1} = \tilde{F}_{ij}^k + \sum_{n \in \mathcal{Z}^N} ptdf(ij, n) \cdot \Delta P_{curt,n}^k + w_n^k, \quad \forall ij \in \mathcal{Z}^L \quad (3.29)$$

$$\tilde{T}_{ij}^{k+1} = (1 - \beta) \tilde{T}_{ij}^k + 2F_{0,ij} \alpha \tilde{F}_{ij}^k + \alpha \tilde{u}_{batt} + w^k, \quad \forall ij \in \mathcal{Z}^L \quad (3.30)$$

$$E_i^{k+1} = E_i^k + \Delta t \cdot P_{batt,i}^k, \quad i \in \mathcal{Z}^B \quad (3.31)$$

$$P_{batt,i}^k = P_{batt,i}^{k-1} + \Delta P_{batt,i}^{k-1}, \quad i \in \mathcal{Z}^B \quad (3.32)$$

$$P_{curt,i}^k = P_{curt,i}^{k-1} + \Delta P_{curt,i}^{k-1}, \quad i \in \mathcal{Z}^N, \quad (3.33)$$

L'équation (3.29) décrit l'évolution des flux en fonction des injections grâce aux Power Transfer Distribution Factor selon les principes détaillés précédemment. On rappelle que les variables \tilde{F} correspondent à $\tilde{F} = F - F_0$ du fait de la linéarisation. L'équation est celle obtenue en partie 3.2.3. Elle décrit l'évolution de la température de manière linéaire. L'équation (3.31) donne l'évolution du niveau de charge des batteries. Les équations (3.32) et (3.33) font le lien entre les puissances de batteries et de limitation de production renouvelable et les modifications dans celles-ci entre deux pas de temps, engendrant finalement des contraintes sur le stockage durant la congestion.

Remarque

On peut noter l'absence du terme $P_{batt,n}^k$ dans l'équation (3.29). Cela est dû au fait que l'action des batteries sur les flux est déjà pris en compte au niveau de la température lors de la linéarisation dans (3.3.1). Ajouter un terme $P_{batt,n}^k$ dans (3.29) aurait pour conséquence de modéliser de manière redondante l'action de la batterie.

Les équations présentées ci-dessus définissent la dynamique du système. Elles peuvent être mises sous la forme :

$$f(x, u, w) = A \cdot x + B \cdot u + w \quad (3.34)$$

avec

$$x^k = \left(\tilde{F}_{ij}^k \quad \tilde{T}_{ij}^k \quad \tilde{u}_{batt}^k \quad E_{batt}^k \quad u_{curt,n}^k \right)^T \in \mathbb{R}^{2 \cdot n_N + 2 \cdot n_B + n_N}$$

et

$$u^k = \left(\Delta \tilde{u}_{batt}^k \quad \Delta P_{curt}^k \right)^T \in \mathbb{R}^{n_B + n_N}$$

Les matrices A et B sont définies par :

$$A = \begin{pmatrix} \mathbb{1} & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 2F_0 \cdot \alpha \cdot \mathbb{1} & (1 - \beta) \cdot \mathbb{1} & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & \mathbb{1} & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & \Delta t \cdot \mathbb{1} & \mathbb{1} & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & \mathbb{1} \end{pmatrix}, \quad B = \begin{pmatrix} 0 & L \\ \alpha \cdot \mathbb{1} & 0 \\ \mathbb{1} & 0 \\ \Delta t & 0 \\ 0 & \mathbb{1} \end{pmatrix}$$

$\mathbb{1}$ correspond à la matrice dans laquelle les coefficients diagonaux sont égaux à 1 et les autres à 0. La matrice L contient les PTDF de l'équation (3.29) dans le bon ordre.

3.3.2 Contraintes

A la différence du chapitre précédent, on ne considère plus de limitation sur les flux de puissance F traversant les lignes, mais directement sur leur température. La température maximale admissible sur une ligne ne dépend pas du temps. En effet, elle ne dépend que du conducteur et de la flèche maximale autorisée à l'endroit où est implantée la ligne. Les contraintes résultantes sont donc indépendantes du temps. Les contraintes de température s'écrivent :

$$0 \leq T_{ij} \leq T_{ij}^{max}, \quad \forall ij \in \mathcal{Z}^L \quad (3.35)$$

A ces contraintes, il faut ajouter celles sur les capacités des batteries et les bornes sur la limitation de production renouvelable :

$$E_i^{min} \leq E_i \leq E_i^{max}, \quad \forall i \in \mathcal{Z}^B \quad (3.36)$$

$$P_i^{batt,min} \leq P_{batt,i} \leq P_i^{batt,max}, \quad \forall i \in \mathcal{Z}^B \quad (3.37)$$

$$0 \leq P_{curt,i} \leq P_i^{curt,max}, \quad \forall i \in \mathcal{Z}^N \quad (3.38)$$

Les contraintes (3.35) à (3.38) se décomposent en contraintes sur l'état x et contraintes sur le contrôle u . Elles peuvent se mettre sous la forme :

$$H_x \cdot x + H_u \cdot u + H_w \cdot w \leq H \quad (3.39)$$

Les perturbations w sont non connues mais bornées. On peut donc dans (3.39) considérer le pire cas et écrire :

$$H_x \cdot x + H_u \cdot u \leq \tilde{H} \quad (3.40)$$

avec le vecteur \tilde{H} défini composante par composante comme $\tilde{H}_i = H_i - \max_w H_w \cdot w_i$. On définit alors P comme l'ensemble admissible mixte pour le contrôle et l'état. P sera utile à la construction de la formulation de commande prédictive robuste.

$$P = \left\{ \begin{bmatrix} x \\ u \end{bmatrix} \in \mathbb{R}^{2n_L+2n_B+2n_N} \times \mathbb{R}^{n_B+n_N} : H_x \cdot x + H_u \cdot u \leq \tilde{H} \right\} \quad (3.41)$$

3.3.3 Fonction objectif

Le contrôleur a pour mission de suivre les consignes du niveau supérieur et de respecter les limitations portant sur les lignes tout en limitant le coût des actions de contrôle. Sa fonction objectif comprend, comme dans le chapitre précédent, deux termes : un coût sur l'état J_1 et un coût de contrôle J_2 .

- $J_1(x) = \sum_{t=1}^T \|x^{k+t} - x_{ref}^{k+t}\|_{Q_1}$. Ce terme permet de suivre les consignes du niveau supérieur (état de charge désiré des batteries ou limitation de production renouvelable souhaitée). T représente la longueur de la fenêtre de prédiction considérée.
- $J_2(u) = \sum_{t=0}^{T-1} \|u^{k+t} - u_{ref}^{k+t}\|_{Q_2}$. Ce terme représente le coût sur le contrôle, c'est-à-dire le coût lié à la charge des batteries et le coût lié à la limitation de production renouvelable (le second coût étant généralement pris supérieur au premier).

Q_1 et Q_2 sont deux matrices diagonales permettant de définir les poids associés aux objectifs. La fonction objectif que l'on considère s'écrit donc comme :

$$V_T(x, u) = J_1(x) + J_2(u) = \sum_{t \in \{0, T-1\}} \|x^{k+t} - x_{ref}^{k+t}\|_{Q_1} + \|u^{k+t} - u_{ref}^{k+t}\|_{Q_2} \quad (3.42)$$

3.3.4 Formulation générale de commande prédictive

Les paragraphes précédents peuvent se résumer par l'écriture du contrôleur sous sa formulation générale en commande prédictive :

$$\begin{aligned} V_T^0(x) &= \min_u V_T(x, u) \\ \text{s.t.} \quad & x^{k+1} = A \cdot x^k + B \cdot u^k + w^k, \quad k \in \{0, T-1\}, \\ & H_x \cdot x^{k+t} + H_u \cdot u^k \leq \bar{H}, \quad k \in \{0, T\}, \end{aligned} \quad (3.43)$$

Nous cherchons dans la suite à construire une version robuste de ce contrôleur, basée sur l'obtention de tubes de trajectoires.

3.4 Formule en commande prédictive robuste

Nous utilisons ici la méthode développée dans MAYNE, SERON et RAKOVIĆ, 2005. Cette méthode permet de garantir la faisabilité récursive des problèmes de commande prédictive pour les modèles de prédiction linéaires et invariants dans le temps en se basant sur des tubes de trajectoires. Nous commençons par introduire certaines notions clés pour cette méthode avant de la présenter et montrer comment elle peut s'appliquer à notre problème.

3.4.1 Préliminaires

3.4.1.1 Sommes et différences d'ensembles

Commençons par introduire les deux définitions suivantes pour la somme et la différence de deux ensembles.

Définition 11 (Somme de Minkowsky) $X \oplus Y = \{x + y | x \in X, y \in Y\}$ dénote l'addition de deux ensembles. On l'appelle la somme de Minkowsky.

Définition 12 (Différence de Pontryagin) $X \ominus Y$ dénote la différence de deux ensembles, dite différence de Pontryagin. Cette différence se définit par $X \ominus Y = \{x | x \oplus Y \subseteq X\}$, avec $X \oplus Y$ la somme de Minkowsky.

3.4.1.2 Ensemble robuste positif invariant

Une notion importante à introduire quand on considère la robustesse d'un système est la notion d'ensemble positif invariant (BLANCHINI, 1999). Un ensemble est dit positif invariant si le fait qu'il contienne à un moment l'état du système implique qu'il le contiendra également dans la suite.

Définition 13 (Ensemble positif invariant) Un ensemble Ω est dit positif invariant pour le système $x^+ = f(x)$ si :

$$\forall x \in \Omega, x^+ = f(x) \in \Omega \quad (3.44)$$

Un ensemble est dit positif invariant robuste si le fait qu'il contienne à un moment l'état du système implique qu'il le contiendra également dans la suite, quelques soient les perturbations sur le système.

Définition 14 (Ensemble positif invariant robuste) Un ensemble Ω est dit positif invariant robuste pour le système $x^+ = f(x, w), x \in X, w \in W$ si :

$$\forall x \in \Omega, \forall w \in W, x^+ = f(x, w) \in \Omega \quad (3.45)$$

La notion d'ensemble positif invariant robuste est illustrée sur la figure 3.5. Dans cette figure, l'ensemble Ω est positif invariant robuste pour le système linéaire $x^+ = Ax + w$.

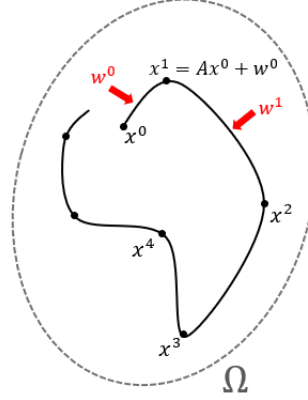


FIGURE 3.4 – Illustration d'un ensemble positif invariant robuste

Plusieurs méthodes existent pour le calcul des ensembles positifs invariants robustes (BLANCHINI, 1999). Comme nous le verrons dans la suite, pour appliquer la méthode développée dans MAYNE, SERON et RAKOVIĆ, 2005 concernant les ensembles de tubes de trajectoires, il est préférable de raisonner sur des ensembles robustes invariants petits. Nous utiliserons la méthode itérative présentée dans OLARU et al., 2010 qui permet de construire des ϵ - approximations extérieures des ensembles positifs invariants robustes minimaux pour des systèmes linéaires avec des perturbations bornées additives.

OLARU et al., 2010 montre qu'une ϵ - approximation peut être obtenue à l'aide d'un processus contractif à partir d'un ensemble positif invariant robuste initial, affiné à chaque itération. L'ensemble de départ peut être obtenu à l'aide du théorème suivant :

Théorème 1 Soit $x^+ = Ax + Bw$ un système linéaire $x^+ = Ax + w$, tel que A soit strictement stable et $w \in W$, avec w un polytope. Soit $\bar{A} = V^{-1}AV$ la décomposition de Jordan de A , une matrice strictement stable. Si W est décrit par \bar{w} telle que $|w| \leq \bar{w}, \forall w \in W$, alors l'ensemble :

$$\Omega = \{x \in \mathbb{R}^n : |V^{-1}x| \leq |I - \bar{A}|^{-1}|V^{-1}B|\bar{w} + \theta\} \quad (3.46)$$

est un ensemble positif invariant robuste, avec θ un vecteur quelconque arbitrairement petit ne contenant que des éléments positifs.

A partir de cet ensemble positif invariant robuste, OLARU et al., 2010 propose de construire une séquence d'ensembles également positifs robustes invariants Φ de manière récursive grâce à la relation suivante :

$$\Phi_{k+1} = A\Phi_k \oplus BW \quad (3.47)$$

OLARU et al., 2010 prouve que $\forall k \in \mathbb{N}$, $\Phi_{k+1} \subset \Phi_k$ et que si Φ_0 est défini comme dans le théorème 1, alors Φ_k est positif robuste invariant, $\forall k \in \mathbb{N}$. Les autres théorèmes développés dans la publication montrent que la séquence obtenue grâce à (3.47) converge vers l'ensemble positif invariant robuste minimal et que le nombre d'itérations nécessaires pour construire cet ensemble peut être calculé a priori, créant un critère d'arrêt.

Dans nos simulations, nous avons utilisé uniquement le premier théorème pour construire l'ensemble Ω car la taille de l'ensemble obtenue est cohérente. Nous pouvons cependant, si nous le souhaitons, affiner cet ensemble avec la méthode présentée.

3.4.2 Problème nominal

Les auteurs de MAYNE, SERON et RAKOVIĆ, 2005 définissent un problème de contrôle optimal sur lequel est basé le contrôleur robuste de commande prédictive. Ce problème, que l'on nommera problème nominal, ne comprend pas d'incertitudes, mais nécessite la connaissance d'un ensemble positif invariant robuste Ω ayant comme raison d'être la mesure de l'impact de l'incertitude sur la boucle fermée. La définition de ce problème nominal est basée sur deux principes :

- Le domaine des contraintes est restreint. Cette restriction du domaine faisable a pour but de garantir la satisfaction des contraintes originales du système avec perturbations et représente une marge de robustesse, définie d'une manière ensembliste.
- L'état initial du problème est utilisé comme une variable d'optimisation. L'état initial du problème x_0 ne représente donc pas l'état initial du système qui ne pourrait être changé de manière instantanée. L'état initial x_0 devient un paramètre de la loi de contrôle. Il peut varier tant qu'il respecte la condition : $x \in x_0 \oplus \Omega$, avec x l'état du système contrôlé et Ω l'ensemble positif invariant robuste.

En reprenant les notations introduites plus haut, la restriction des contraintes s'écrit :

$$\begin{bmatrix} x \\ u \end{bmatrix} \in P \ominus \begin{bmatrix} \mathbb{1} \\ K \end{bmatrix} \Omega \quad (3.48)$$

Les contraintes restreintes (3.48) couplent les contraintes d'état et de contrôle. Pour plus de simplicité, nous supposons dans la suite qu'elles sont définies indépendamment en entrée et en état :

$$u \in \mathbf{U} \ominus K\Omega, x \in \mathbf{X} \ominus \Omega$$

Le problème nominal \mathbb{P}_T^* se définit alors de la manière suivante :

$$\begin{aligned}
 V_T^{*0}(x) &= \min_{u, x_0} V_T(x^k, u) \\
 \text{s.t.} \quad & x_{k+t+1} = Ax_{k+t} + Bu_{k+t}, \quad t \in \{0, T-1\}, \\
 & u_{k+t} \in \mathbb{U} \ominus K\Omega, \quad t \in \{0, T-1\} \\
 & x_{k+t} \in \mathbb{X} \ominus \Omega, \quad t \in \{0, T-1\} \\
 & x_k \in x_0 \oplus \Omega
 \end{aligned} \tag{3.49}$$

T est la taille de l'horizon. La solution de $\mathbb{P}_T^*(x)$ donne la séquence de contrôle optimale $u^*(x) = \{u_0^*(x), \dots, u_{T-1}^*(x)\}$ et la séquence des états optimaux $x^*(x) = \{x_0^*(x), \dots, x_T^*(x)\}$. Insistons sur le fait que $x_0^*(x)$ n'est pas nécessairement égal à x et représente un argument du problème d'optimisation en lui-même. Soit $\kappa_T^0(x^k)$ la loi de contrôle donnée par :

$$\kappa_T^0(x_k) = u_0^*(x_k) + K(x_k - x_0^*(x_k)) \tag{3.50}$$

MAYNE, SERON et RAKOVIĆ, 2005 prouvent que si le problème \mathbb{P}_T^* est faisable, alors en appliquant la loi $\kappa_T^0(x^k)$ au système, la faisabilité du problème avec perturbations et avec les contraintes initiales (sans restrictions) est garantie.

3.4.3 Algorithme

L'algorithme suivant peut être utilisé pour construire le contrôleur robuste pilotant la température des lignes électriques. Il permet de garantir la faisabilité récursive du problème de commande prédictive et la satisfaction des contraintes de température malgré les perturbations.

1. Définir un contrôleur K tel que la matrice $A_K = A + BK$ soit strictement stable et calculer un ensemble positif invariant robuste Ω associé.
2. Mesurer x , l'état initial du système comprenant les flux électriques et les températures des lignes.
3. Résoudre le problème nominal $\mathbb{P}_T^*(x_k)$. La solution de ce problème donne la séquence de contrôles nominaux (u_k^*) et l'état initial optimal x_k^* .
4. Appliquer la loi de contrôle robuste $\kappa_T^k(x^k) = u_k^*(x^k) + K(x_k - x_k^*(x_k))$.
5. $k = k + 1$ et retourner au point (2).

3.4.4 Illustration du principe

La figure 3.5 présente une illustration du principe développé dans les paragraphes précédents. Les « tubes de trajectoires » sont formés par l'ensemble invariant Ω dont le centre est l'état initial optimal x_k^* du problème $\mathbb{P}_T^*(x^k)$. Ces tubes de trajectoires comprennent l'ensemble des trajectoires possibles du système en fonction des perturbations.

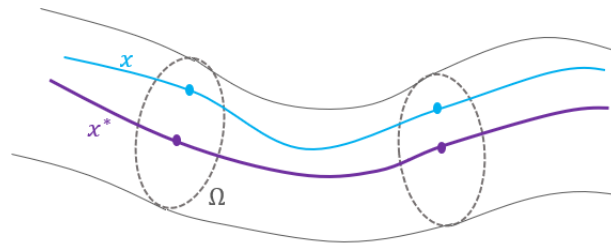


FIGURE 3.5 – Illustration du contrôle à l'intérieur d'un tube de trajectoires

3.5 Application à la gestion de la température des lignes électriques

Dans cette section, nous appliquons et analysons les principes de commande prédictive robuste basée sur les tubes de trajectoires au contrôleur pilotant la température des lignes électriques présenté en section 3.3.4. Le contrôleur robuste ainsi construit a été simulé sur la même zone que le contrôleur du chapitre 2.

3.5.1 Présentation des données

La zone utilisée pour les simulations est celle du chapitre précédent. La carte de la zone, ainsi que ses caractéristiques, ont ainsi déjà été présentées dans le chapitre 2 sur la figure 2.4. Précisons simplement ici que les lignes de la zone étudiée sont des lignes Aster 288. Les caractéristiques de ces conducteurs sont décrites dans RTE, 2005. Les valeurs nécessaires à la modélisation du contrôleur, à savoir la masse linéique (m), la capacité calorifique (c), le diamètre (D) et la résistance (R), sont résumées dans le tableau 3.2.

m [$kg.m^{-1}$]	c [$J.kg^{-1}.C^{-1}$]	D [mm]	R [$\Omega.m^{-1}$]
0.627	909	19.6	$1.15e^{-4}$

TABLE 3.2 – Caractéristiques du conducteur Aster 288

Les données météorologiques et électriques utilisées dans les simulations sont présentées dans le tableau 3.3. Le calcul du nombre de Nusselt à partir du vent a été effectué selon la méthode présentée en section 3.2.1.3. La conductivité thermique de l'air a été prise à $\lambda = 2.61 \cdot 10^{-2} W.K^{-1}.m^{-1}$.

Nu	T_a [deg C]	I_T [$W.m^{-2}$]	V [kV]	Q [Var]	F_0 [MW]
34	20	10	90	5	70

TABLE 3.3 – Données météorologiques et électriques utilisées dans les simulations

Les Power Transfer Distribution Factors de la zone sont rappelés dans le tableau 3.4.

	β	ϵ	ζ	η	γ
$\alpha - \beta$	-0.6	-0.6	-0.6	-0.6	-0.5
$\beta - \gamma$	0.4	0.4	0.4	0.4	-0.5
$\gamma - \delta$	0.4	0.4	0.4	0.4	0.5
$\epsilon - \beta$	0	1	0	0	0
$\zeta - \beta$	0	0	1	0	0
$\eta - \beta$	0	0	0	1	0

TABLE 3.4 – Power Transfer Distribution Factors de la zone

3.5.2 Calcul de l'ensemble invariant

La première étape dans la construction du contrôleur robuste pilotant la température des lignes est la construction du contrôleur K , tel que $A_K = A + BK$ soit strictement stable, et le calcul de l'ensemble positif invariant robuste Ω associé. A et B sont les matrices définies dans la section 3.3.1.

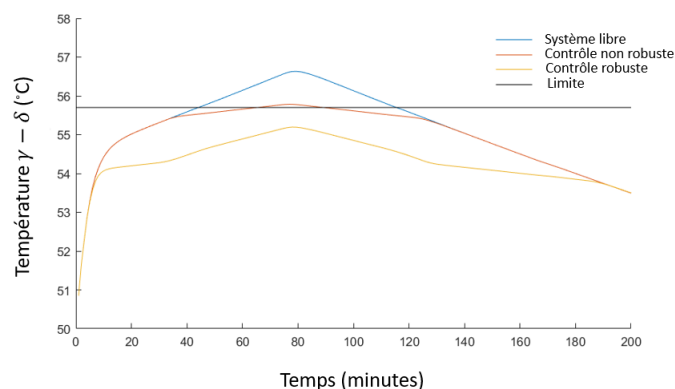
Le calcul de l'ensemble invariant nécessite la définition de l'ensemble d'incertitudes W . Cet ensemble d'incertitudes permet de prendre en compte les erreurs de mesure et les variations des paramètres météorologiques, les variations de production renouvelable, de consommation et de flux traversants. Nous considérerons que les perturbations maximales sont de $0.1MW$ sur les flux et de $0.05^\circ C$ pour la température des lignes.

Le gain K peut être obtenu en utilisant la méthode de placement de pôles. Cette méthode nécessite la condition $A + BK$ strictement stable avec des valeurs propres réelles. Le contrôleur que nous avons choisi avec les données présentées ci-dessus a ses pôles placés à $(0.7, 0.9, 0.45, 0.21)$. Ce choix a été effectué car le contrôleur K ainsi défini permet de donner un ensemble invariant Ω relativement petit et par conséquent de maintenir l'ensemble $U \ominus K\Omega$, sur lequel est défini le contrôle du système, suffisamment grand. L'ensemble Ω est ensuite calculé à l'aide du théorème 1.

3.5.3 Résultats

Le contrôleur développé contient pour le mécanisme de prédiction une linéarisation du modèle d'évolution de la température des lignes. Le point F_0 choisi pour cette linéarisation est $F_0 = 78MW$. Cependant, notons que dans les simulations, les évolutions de température ont été calculées avec le modèle non-linéaire pour mettre en évidence les erreurs liées à la modélisation. Les simulations ont été conduites sur une période de 200 minutes. La longueur de l'horizon est de 10 pas de temps. La température de deux lignes est surveillée par le contrôleur : la ligne $\beta - \gamma$ et la ligne $\gamma - \delta$. La température maximale autorisée de ces deux lignes est de $55.7^\circ C$. La température de la ligne $\gamma - \delta$ est proche de la limite, tandis que celle de $\beta - \gamma$ en est relativement éloignée. Le contrôleur agit donc pour réduire la température sur $\gamma - \delta$. La figure 3.6 décrit l'évolution de la température de cette ligne. Le graphe nous permet également de comparer l'évolution de la température de la ligne dans trois cas :

- Dans le cas du système libre (courbe bleue). Sans action corrective, la température dépasse sa limite.
- Dans le cas du système contrôlé par le contrôleur de commande prédictive non robuste (courbe orange). La température dépasse ici aussi (faiblement) la limite. Cette courbe permet de mettre en évidence les bénéfices du contrôleur robuste par rapport au classique en mettant en exergue le fait que le respect des contraintes par rapport au modèle linéaire nominal conduit sur le système non-linéaire avec perturbations à un dépassement de la limite.
- Dans le cas du contrôleur de commande prédictive robuste (courbe jaune). Le contrôleur robuste permet de maintenir la température de la ligne $\gamma - \delta$ sous 55.7° , avec une certaine marge. La marge observée est liée à la réalisation de la séquence des incertitudes et des perturbations qui ont été considérées comme pire cas lors de la construction des ensembles invariants. Une autre source de conservatisme est la construction géométrique de cet ensemble qui n'a pas été optimisée pour avoir une ϵ -approximation de l'ensemble minimal. Les limites engendrées par l'ensemble invariant ainsi construit ne sont pas forcément alignées avec les contraintes physiques sur la température de la ligne.

FIGURE 3.6 – Evolution de la température sur la ligne $\gamma - \delta$

La figure 3.7 montre l'évolution simultanée de la température sur les deux lignes contrôlées. L'ensemble gris est la projection de l'ensemble invariant Ω sur le sous-espace de température. La marge requise par la restriction des contraintes $x_k \in X \ominus \Omega$ dans le problème nominal $\mathbb{P}_N^*(x_k)$ est représentée par la ligne en pointillés. Les points bleus représentent l'évolution de la température, tandis que les points rouges présentent l'état initial optimal x^* donné par la résolution du problème nominal de commande prédictive. Nous pouvons distinctement voir que les points en rouge observent la limite imposée au système nominal, tandis que les points en bleu restent dans les contraintes effectives même si ces points ne sont pas une simple translation de leurs correspondants linéaires.

La figure 3.8 détaille les contrôles appliqués à la batterie et à la limitation de production renouvelable dans le cas du contrôleur robuste. Ils sont de deux types. $Ubatt^*$ et $Ucurt^*$ sont les solutions de \mathbb{P}_N^* . Ils augmentent pour maintenir la température des lignes sous leur limite. Ces actions de contrôle compensent l'augmentation de température dans le système libre. $Ubatt$ et $Ucurt$ sont les contrôles appliqués au système prenant en compte la partie robuste du contrôleur. Ces actions de contrôle

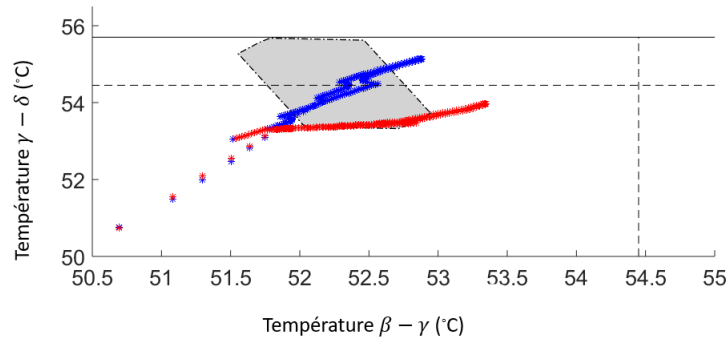


FIGURE 3.7 – Evolution de la température sur les deux lignes contrôlées

permettent de faire face aux perturbations.

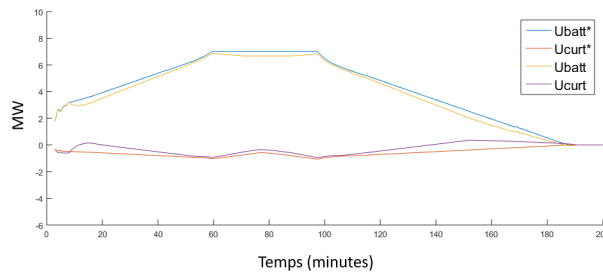


FIGURE 3.8 – Evolution du contrôle

Les limites de température des lignes ne sont pas franchies durant ces simulations. Le problème reste donc faisable, et ce malgré les approximations qui ont été faites concernant la linéarisation de l'effet Joule dans la formulation de commande prédictive. Cette faisabilité est obtenue grâce à l'approche robuste utilisant des tubes de trajectoires et des contraintes restreintes. Cependant, nous pouvons noter que l'ensemble de perturbations W que nous avons considéré dans ces simulations n'est pas vraiment représentatif des variations des flux. En effet, $0.1MW$ de variation sur la puissance traversant les lignes est une valeur faible. $1MW$ serait une valeur plus adaptée, surtout en ce qui concerne les erreurs de mesure. Considérer une telle valeur résulterait en un ensemble invariant Ω trop conservatif. La construction d'un contrôleur linéaire K correspondant à un ensemble $U \ominus K\Omega$ non vide serait alors un vrai défi. L'objectif de ce chapitre était principalement de développer la méthodologie pour la construction d'un contrôleur en commande prédictive robuste pilotant directement la température des lignes électriques sur un réseau et expliquer l'importance et les avantages d'un tel contrôleur. Le choix des petites valeurs sur les variations de flux et de température dans notre cas d'application se justifie dans ce contexte afin de pouvoir présenter des premiers résultats.

3.6 Conclusion

Ce chapitre présente la modélisation d'un contrôleur robuste pilotant la température des lignes d'une zone d'un réseau électrique. Il permet d'exploiter finement

les lignes, de maximiser les capacités de transport de la zone et par conséquent d'intégrer davantage de production renouvelable. Ce contrôleur peut être utilisé pour constituer le niveau bas du système de pilotage des batteries présenté dans la thèse. Les simulations de la partie précédente montrent que le contrôleur permet de respecter les limites sur les températures maximales des lignes.

Cependant, notre modèle possède des limites. L'ensemble de perturbations que nous avons été en mesure de prendre en compte est assez réduit. De plus, dans le modèle développé, les matrices A et B décrivant l'évolution du système sont considérées constantes. Cela signifie que les conditions météorologiques et le point de linéarisation de l'effet Joule sont considérés constants (voir la section 3.3.1 pour la construction des matrices A et B). Afin de mieux prendre en compte l'évolution des conditions météorologiques et la possibilité d'évolution du point de linéarisation F_0 , deux solutions sont possibles :

- La considération de matrices A et B variables dans le temps A_k et B_k . Dans ce cas, il faut modifier la construction de l'ensemble invariant Ω afin qu'il puisse être robuste invariant pour le système $x^{k+1} = A_k x^k + B_k u^k$, ou alors considérer sa paramétrisation (e.g. constructions de type LPV TAN et al., 2019) pour adapter sa topologie à l'évolution de la dynamique.
- L'augmentation de l'ensemble des perturbations W afin de considérer les erreurs de modélisations comme des incertitudes. Cela augmente alors la taille de l'ensemble invariant pour les perturbations Ω , et donc augmente la restriction des contraintes sur l'état et le contrôle, avec la difficulté d'obtenir l'ensemble $U \ominus K\Omega$ non vide.

Avantages et inconvénients des modèles des deux chapitres

Ce chapitre et le précédent ont présenté chacun une modélisation différente d'un contrôleur temps réel dont le but est de résoudre les congestions sur la zone qu'il contrôle. Nous résumons ici les avantages et inconvénients de ces deux modélisations.

Contraintes

- *Contrôleur 1* : Les contraintes portant sur les lignes sont des contraintes de puissance. Elles constituent une approximation des contraintes de température. Elles modélisent l'échauffement de la ligne dans les pires conditions météorologiques et sont constituées de différents seuils s'activant selon les incidents réseaux. Cette modélisation des contraintes présente deux inconvénients : la prise en compte du pire cas sur les conditions météorologiques réduit les capacités de transport de la zone, et les seuils pouvant s'activer en fonction des incidents réseau résulte en des contraintes variables dans le temps, rendant difficile une modélisation robuste.
- *Contrôleur 2* : Les contraintes sur les lignes sont directement les contraintes de température. Elles permettent d'exploiter les lignes de manière plus fine. Les contraintes sur les limites des lignes ne sont plus dépendantes du temps. Le modèle permet en effet de gérer la dépendance au temps de manière implicite (dans le modèle d'état) en évitant des contraintes explicites fondées sur une logique combinatoire (voir le paragraphe 2.2.4 du chapitre 2)

Cas d'application

- *Contrôleur 1* : La modélisation s'adapte bien à la stratégie opérationnelle de RTE. Sa stratégie actuelle repose en effet sur les différents seuils et leur activation en fonction des incidents sur le réseau. C'est l'avantage majeur de cette modélisation.
- *Contrôleur 2* : Cette modélisation n'est pas utilisable pour le moment par RTE. En effet, pour pouvoir exploiter les lignes directement avec la température, il faut des capteurs de mesures ou une estimation temps réel précise. Ces capteurs ne sont actuellement pas présents sur les zones et leur mise en place peut s'avérer coûteuse. Cependant, c'est la méthode permettant d'augmenter au maximum les capacités de transport des lignes et c'est un mode d'exploitation envisagé par RTE pour le futur dans les zones où la principale problématique est l'évacuation de puissance éolienne.

Temps d'échantillonnage et retards

- *Contrôleur 1* : Le temps d'échantillonnage est pris à 2 secondes. Cela correspond au délai nécessaire aux communications au sein des infrastructures réseau. Cela implique la présence d'un retard pour l'action de limitation de la production renouvelable dont la mise en place nécessite 45 secondes environ. Les retards dans les actions de contrôle augmentent également la difficulté pour construire un contrôleur robuste.
- *Contrôleur 2* : Le pas de temps considéré est de 1 minute. Ce choix s'explique par les constantes de temps pour l'échauffement des lignes qui sont relativement grandes. Avec ce pas de temps de *1min*, les actions de contrôle ne présentent plus de retard. Notons néanmoins que ce contrôleur pourrait tout à fait être étendu à un temps d'échantillonnage d'1, 2 ou 5 secondes avec des mesures de températures restant échantillonnées toutes les 1 ou 5 minutes. Dans une telle modélisation, les retards sur les actions seraient à nouveau à prendre en compte.

Robustesse

- *Contrôleur 1* : Le retard des actions de contrôle et les contraintes variables dans le temps rendent la construction d'un contrôleur de type « commande prédictive robuste » difficile. Une certaine robustesse peut être garantie en prenant une marge par rapport aux limites, définie à l'aide de nombreuses simulations, mais une garantie théorique de ce contrôleur nécessiterait davantage de travaux.
- *Contrôleur 2* : Les difficultés du contrôleur 1 concernant les contraintes variables dans le temps et le retard des actions de contrôle ne sont plus présentes ici. La modélisation est plus simple et permet d'utiliser la méthode des tubes de trajectoires garantissant la robustesse du contrôleur. Il faut cependant noter que cela se fait au prix de l'hypothèse des matrices A et B constantes, donc l'impossibilité de mettre à jour les conditions météorologiques. Il faudrait développer la méthode de manière à pouvoir introduire des matrices variables dans le temps et la construction d'un ensemble positif invariant robuste associé.

Chapitre 4

Modélisation du niveau supérieur : Planification des trajectoires des batteries et multi-service

Sommaire

4.1	Introduction	96
4.1.1	Rôle de planification du niveau supérieur	97
4.1.1.1	Anticipation des congestions	97
4.1.1.2	Impact de la réglementation	97
4.1.1.3	Possibilité de multi-service	98
4.1.2	Notions de capacités résiduelles	99
4.1.3	Organisation du chapitre	99
4.2	Notion de bandes admissibles pour les batteries	99
4.2.1	Idée générale	99
4.2.2	Notions similaires dans la littérature	100
4.2.3	Définition des bandes admissibles	100
4.2.4	Application au cas des lignes avec limites thermiques	100
4.3	Calcul des bandes admissibles en puissance	102
4.3.1	Idée de la modélisation	102
4.3.2	Éléments de modélisation	102
4.3.2.1	Prévisions sur les flux électriques	102
4.3.2.2	Power Transfer Distribution Factors	103
4.3.2.3	Plusieurs états de réseau considérés simultanément dans le modèle	103
4.3.2.4	Décomposition des variables de contrôle en deux parties	104
4.3.3	Contraintes	104
4.3.4	Fonction objectif	106
4.3.5	Résumé	107
4.4	Calcul des bandes admissibles en énergie	107
4.4.1	Remarques diverses sur les bandes admissibles	109
4.5	Calculs des bandes admissibles sur une zone du projet RINGO	110
4.5.1	Un exemple de calcul des bandes admissibles lors d'une congestion en N	110
4.5.2	Un exemple de calcul des bandes admissibles avec des congestions en N et en N-1	112
4.5.3	Résultats concernant les occurrences des congestions	115

4.6 Planification des trajectoires des batteries à l'intérieur des bandes admissibles	116
4.6.1 Planification robuste des trajectoires des batteries à l'intérieur des bandes admissibles	116
4.6.2 Bandes admissibles et contraintes inter-zones : exemple de l'équilibrage des injections	118
4.7 Bandes admissibles et multi-service : exemple du Cloud Storage	120
4.7.1 Présentation du Cloud Storage	120
4.7.2 Coordination de la gestion des congestions avec le Cloud Storage	121
4.7.2.1 Le Cloud Storage, un bon candidat pour partager les batteries avec la gestion des congestions	121
4.7.2.2 Un partenariat sur la coordination du Cloud Storage et de la gestion des congestions	122
4.7.2.3 Adaptation des données de Cloud Storage et de RTE	122
4.7.2.4 Présentation du modèle	124
4.7.2.5 Résultats obtenus	124
4.7.2.6 Limites de ces résultats	126
4.8 Conclusion	127

4.1 Introduction

Comme déjà mentionné à plusieurs reprises, le système de pilotage des batteries présenté dans cette thèse se décompose en deux niveaux : un niveau bas et un niveau haut. Le niveau bas a pour rôle de gérer les congestions sur les lignes dès leur apparition. Il est constitué de contrôleurs temps réel, dont les chapitres 2 et 3 contiennent chacun une modélisation. Le niveau haut, quant à lui, a un rôle de planification des trajectoires des batteries. Il envoie au niveau bas des consignes sur les niveaux de charge des batteries afin d'anticiper les congestions. Les contrôleurs temps réel ne peuvent pas fonctionner indépendamment de ce niveau supérieur. Ce chapitre s'attaque au niveau haut, et définit un modèle permettant la planification des trajectoires des batteries pour la gestion des congestions.

Parallèlement à cela, nous présentons dans ce chapitre des simulations basées sur des données de RTE montrant que les batteries ne sont pas utilisées à leur pleine capacité en permanence pour la gestion des congestions. Nous nous proposons ici, lors de l'étape de planification du niveau supérieur, de déterminer la disponibilité des batteries afin d'utiliser celles-ci pour d'autres services que peuvent offrir les batteries quand elles n'ont pas à agir pour la gestion des congestions.

Le but de ce chapitre est donc double : proposer une méthode pour construire des trajectoires de référence à envoyer au niveau inférieur qui va lui permettre de résoudre les congestions, et en même temps, exploiter la disponibilité des batteries, quand celle-ci existe, dans un cadre multi-service. La suite de l'introduction, qui peut s'inscrire dans le cadre d'une structure hiérarchisée de commande, présente de manière plus détaillée ce double but.

4.1.1 Rôle de planification du niveau supérieur

4.1.1.1 Anticipation des congestions

Les contrôleurs temps réel des chapitres 2 et 3 ne peuvent que réagir à une congestion concernant les productions et transmissions d'énergie, mais sont incapables de l'anticiper. Ils n'ont en effet pas accès à des prévisions sur les flux et ont un horizon relativement court (de l'ordre de quelques minutes). Il leur est donc impossible de préparer à l'avance les batteries pour qu'elles soient en mesure d'agir lors de l'arrivée des congestions. En revanche, le niveau inférieur suit les consignes envoyées par le niveau supérieur, ce dernier ayant accès à des prévisions de flux et à des moyens de calculs importants. Le rôle de ce niveau supérieur est donc d'anticiper les congestions afin d'y préparer les batteries en leur donnant comme consigne un niveau de charge adapté. De manière plus précise, le niveau supérieur doit vérifier la propriété suivante.

Propriété 1 *Le rôle principal du niveau supérieur est de garantir que, à chaque instant, le niveau bas est en mesure de résoudre toutes les congestions rencontrées.*

Pour illustrer le rôle d'anticipation du niveau supérieur, prenons l'exemple de la figure 4.1. Cet exemple présente l'action du niveau supérieur en prévision d'une congestion. Supposons qu'à l'instant t , la batterie soit pleine et que les prévisions de flux donnent un dépassement de la capacité maximale de la ligne à $t + 1$ heure, et ce pendant 40 minutes. En l'absence de consigne de la part du niveau supérieur, la batterie va rester à son niveau de charge maximal pendant l'heure suivant t . Le cas échéant, le contrôleur temps réel ne pourra pas charger la batterie à partir de $t + 1$ pendant les 40 minutes de congestion. En présence d'un niveau supérieur, celui-ci va donner l'ordre au contrôleur temps réel de décharger la batterie pendant la première heure afin qu'elle soit en mesure de charger pendant les 40 minutes de congestion (cas illustré sur la figure). L'action de décharge de la batterie la première heure a pour conséquence de faire augmenter le flux par rapport au cas où il n'y aurait pas de niveau supérieur. Le flux reste cependant sous la limite de la ligne, ce qui permet à partir de $t + 1$ de continuer à respecter cette limite en chargeant la batterie.

Remarque : Une congestion de 40 minutes est un cas tout à fait réaliste pouvant se produire en cas de forte production renouvelable (période de forts vents par exemple), et le niveau inférieur doit pouvoir la gérer, c'est-à-dire avoir des niveaux de charge des batteries adaptés afin de pouvoir absorber de la puissance pendant ces 40 minutes de congestions prévues.

4.1.1.2 Impact de la réglementation

Certaines contraintes, notamment réglementaires, peuvent peser sur l'exploitation des batteries et impacter la planification de leurs trajectoires. Dans le chapitre d'introduction, une règle d'équilibrage des injections entre les batteries a été mentionnée. Cette règle stipule que la somme des injections concernant les batteries possédées par les gestionnaires de réseau doit être nulle à chaque instant. La justification de cette règle est que les gestionnaires de réseaux ne doivent pas intervenir sur l'aspect économique de l'équilibre offre-demande. Cette condition est pour le moment spécifique au projet RINGO, mais d'autres conditions similaires pourraient voir le jour dans d'autres cadres. L'objectif de ce chapitre est de développer une méthode

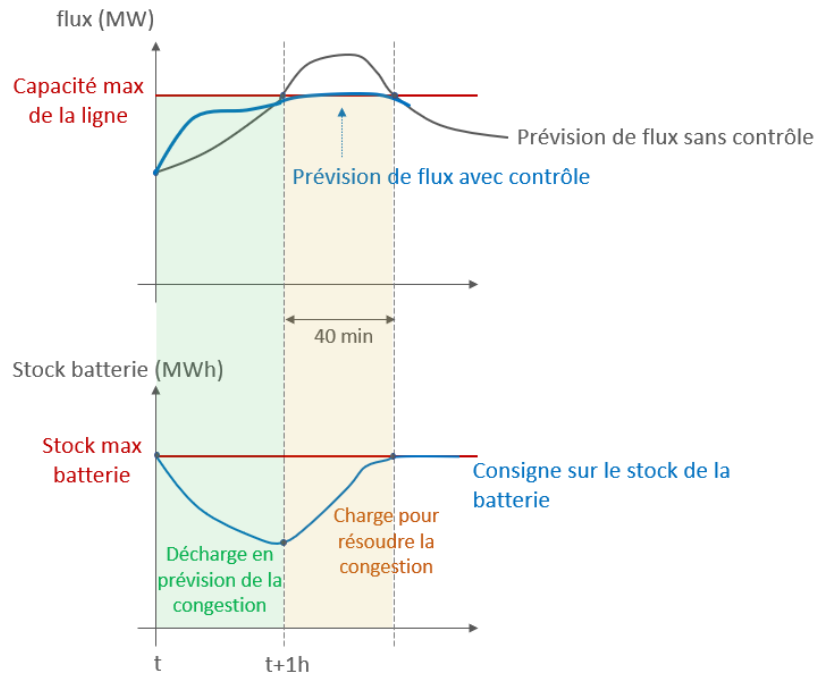


FIGURE 4.1 – Le rôle d’anticipation des congestions du niveau supérieur

de planification flexible pouvant être facilement adaptée à ce type de contraintes.

La condition d’équilibrage des injections du projet RINGO sera utilisée dans le reste du chapitre à titre d’exemple pour cette classe de contraintes. En reprenant les notations des chapitres précédents, cette condition s’écrit :

$$\sum_{i \in \mathcal{Z}^B} P_i^{batt,t} = 0, \quad \forall t \quad (4.1)$$

4.1.1.3 Possibilité de multi-service

Une étude des congestions présentes sur une zone du projet RINGO est décrite en fin de chapitre et permet de mettre en évidence la disponibilité des batteries pour d’autres services que la gestion des congestions. Le chiffre-clé qui ressort de cette étude est 13%. *La batterie n’agit que 13% du temps pour résoudre les congestions sur la zone étudiée.* Elle n’est, en dehors de ces 13%, pas utilisée pour la gestion des congestions.

La méthode de planification présentée dans ce chapitre permet d’exploiter cette disponibilité, tout en garantissant que le niveau inférieur est en mesure de résoudre les congestions. Plusieurs services rendus par les batteries peuvent être combinés à la gestion des congestions pour exploiter la disponibilité des batteries et augmenter leur rentabilité. Rappelons rapidement ici le classement de NAMOR et al., 2018 de ces services en trois catégories :

- L’arbitrage, consistant en l’achat et la vente d’énergie pour générer un revenu.

- Des services systèmes (*ancillary services*), consistant en un ensemble de services que les batteries peuvent proposer à un opérateur de réseau pour en améliorer la sécurité (réglage de fréquence ou réserves primaires et secondaires par exemple). Ces services sont parfois assurés par des systèmes d’enchères sur les marchés électriques.
- La gestion des congestions, qui constitue le sujet principal de cette thèse.
- Le *Cloud Storage*. Ce service n’appartient pas, à proprement parler, au classement de NAMOR et al., 2018. Il s’agit d’un service de stockage centralisé à l’échelle du réseau offert à des consommateurs. Le Cloud Storage peut être facilement coordonné avec un service de gestion des congestions. Il est présenté plus en détail dans la suite.

4.1.2 Notions de capacités résiduelles

Pour remplir les objectifs cités précédemment, à savoir garantir que le niveau inférieur est en mesure de résoudre les congestions, satisfaire aux exigences de la réglementation et exploiter la disponibilité des batteries (quand elle existe) pour d’autres services, nous nous baserons sur une notion clé : la notion de *capacités résiduelles*.

Définition 15 (Capacités résiduelles) *La capacité résiduelle d’une batterie est la capacité de la batterie (en puissance et en énergie) non utilisée par un service principal et qui peut être offerte à un ou plusieurs autre(s) service(s).*

Dans la suite, nous déterminerons quelles sont les capacités nécessaires à la gestion des congestions. Ces capacités seront « réservées », de manière à placer la batterie dans une position permettant au niveau inférieur de résoudre les congestions. Les capacités restantes, dites résiduelles, pourront être utilisées afin de respecter la règle d’équilibrage ou pour du multi-service. La notion de capacités résiduelles va nous permettre d’introduire la notion de bande admissible définissant les capacités de stockage disponibles autres que pour la gestion des congestions. C’est sur cette notion de bande admissible qu’est basé tout le chapitre.

4.1.3 Organisation du chapitre

Nous commencerons par introduire la notion de bande admissible pour les batteries au cœur de la méthode de planification des trajectoires présentée. Puis nous expliciterons le calcul de ces bandes admissibles et présenterons des exemples de leur utilisation. Ce chapitre se base sur l’article STRAUB et al., 2019.

4.2 Notion de bandes admissibles pour les batteries

4.2.1 Idée générale

La planification des trajectoires des batteries revient à définir, pour l’ensemble des batteries et sur l’horizon de planification considéré, une trajectoire faisable d’un point de vue des congestions attendues. Ces trajectoires faisables ne sont généralement pas uniques et nous cherchons ici plus précisément à définir les domaines de faisabilité des trajectoires des batteries d’un point de vue congestion réseau. Nous nommerons ces domaines *bandes admissibles*. Une définition précise est donnée dans la suite. Pour le moment, insistons simplement sur le fait que ces bandes admissibles

permettent à la fois de garantir la résolution des congestions et offrent la possibilité de multi-service. En effet, les bandes admissibles seront définies de telle sorte que l'exploitation des batteries à l'intérieur de ces domaines permettra de résoudre toutes les congestions (et de ne pas en créer). Un service secondaire rendu par les batteries pourra donc se mettre en place dès qu'il respecte les bandes admissibles. Les bandes admissibles sont donc une manière de représenter les capacités résiduelles des batteries. Elles sont par conséquent les capacités pouvant être offertes à du multi-service.

4.2.2 Notions similaires dans la littérature

Comme présenté dans le chapitre d'introduction en section 1.3.3, CAPITANESCU et WEHENKEL, 2008 introduit une notion similaire aux bandes admissibles. Les auteurs présentent un Enhanced Security Constrained Optimal Power Flow (SCOPF) dans lequel les batteries sont utilisées pour des actions correctives après incident. Les auteurs calculent notamment la quantité minimale d'énergie qu'une batterie doit être capable de stocker ou délivrer afin de réagir à une liste d'incidents possibles. Ce minimum d'énergie est appelé marge ("margin") et est très semblable dans son rôle aux bandes admissibles développées ici. Le modèle est détaillé en introduction, et par conséquent n'est pas repris ici. Retenons simplement la similitude des idées de marges et de bandes admissibles et notons que dans CAPITANESCU et WEHENKEL, 2008, les auteurs considèrent uniquement des marges en énergie sur un seul pas de temps, le but n'étant pas la planification des trajectoires des batteries, mais uniquement l'obtention d'un point de fonctionnement du réseau. Nous aurons besoin quant à nous de calculer des bandes admissibles en énergie, mais surtout en puissance, et sur l'ensemble de l'horizon de planification considéré.

4.2.3 Définition des bandes admissibles

Dans notre modèle de planification, la définition suivante est prise pour les bandes admissibles :

Définition 16 (bande admissible) *Les bandes admissibles pour l'exploitation d'une batterie sont constituées d'une série d'intervalles en énergie et en puissance tels qu'une batterie utilisée dans ces intervalles sera capable de gérer toutes les congestions et ne pourra pas en créer de nouvelles.*

Pour répondre à leur définition, les bandes admissibles doivent en particulier contenir implicitement des informations sur les congestions à venir. Les bandes admissibles d'une batterie se rétrécissent avant une congestion, afin de préparer la batterie, et pendant cette congestion, pour la résoudre. En l'absence de congestion, il faut vérifier qu'une charge ou décharge de la batterie ne peut pas créer de nouvelles congestions. Si ce cas se produit, les bandes admissibles doivent également être réduites.

4.2.4 Application au cas des lignes avec limites thermiques

Comme mentionné dans le chapitre d'introduction en 1.2.3.1, les gestionnaires de réseau exploitent généralement les lignes électriques avec différents seuils appelés limites thermiques qui dépendent de la situation réseau (situation d'incident ou situation normale).

Pour rappel, les quatre seuils sont définis de la manière suivante :

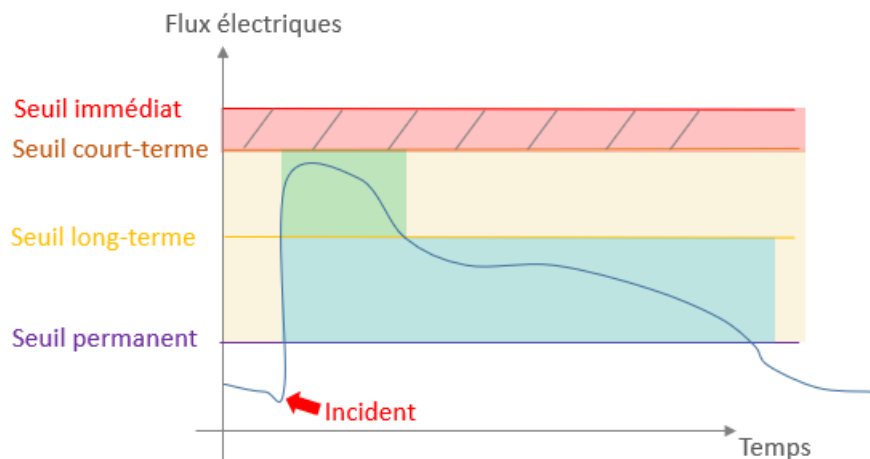


FIGURE 4.2 – Limites thermiques

- seuil permanent : le flux de puissance peut rester indéfiniment sous ce seuil sans surchauffer et abîmer la ligne.
- seuil immédiat : le flux ne doit *jamais* dépasser cette limite, sinon une protection s'active immédiatement et la ligne est ouverte.
- seuil court-terme : limite qui permet la mise en place d'actions curatives rapides
- seuil long-terme : limite qui permet la mise en place d'actions curatives longues.

Les bandes admissibles doivent garantir que les flux respectent ces différentes limites. Lors du calcul des bandes admissibles, il faut donc faire la distinction entre les deux cas : N (conditions normales) et N-1 (situation d'incident). Cela signifie de manière précise que les bandes admissibles doivent être calculées de telle manière que :

- En N : les flux électriques ne doivent pas dépasser le seuil permanent.
- Dans toutes les situations d'incident (quelque soit le N-1 considéré) : les flux ne doivent pas dépasser le seuil court-terme.
- Dans toutes les situations d'incident (N-1), les flux ne doivent pas dépasser le seuil long-terme après l'utilisation des actions curatives rapides.
- Dans toutes les situations d'incident (N-1), les flux ne doivent pas dépasser le seuil permanent après l'utilisation des actions curatives longues.

La méthodologie pour le calcul des bandes admissibles présentée dans les parties suivantes permet de prendre en compte les différentes limites thermiques et garantit les quatre conditions ci-dessus. Les bandes admissibles en puissance d'une batterie donnent les puissances minimales et maximales à soutirer et à injecter à chaque instant de manière à ce que les congestions soient résolubles. Les bandes admissibles en énergie permettent, quant à elles, de quantifier la notion de stock des batteries. Dans le modèle, on calcule dans un premier temps les bandes admissibles en puissance et on les utilise pour construire les bandes admissibles en énergie.

4.3 Calcul des bandes admissibles en puissance

4.3.1 Idée de la modélisation

Les bandes admissibles en puissance d'une batterie sont définies sur une période $\{0, T\}$, avec $T \in \mathbb{N}$. Leur borne inférieure et supérieure correspondent aux charges et décharges maximales tolérées par le réseau d'un point de vue congestion, en accord avec les limites thermiques (seuil permanent, court-terme, long-terme et immédiat). Le calcul des bandes admissibles d'une batterie consiste donc à déterminer les puissances minimales et maximales pouvant être injectées par cette batterie tout en respectant les contraintes réseau. Ce problème peut se formuler sous la forme d'un problème d'optimisation linéaire sous contraintes dont la forme générale est donnée par :

$$\begin{aligned} \min_{P_{batt}^k, P_{curt}^k} \quad & \pm P_{batt}^k \\ \text{s.t.} \quad & f(F_{ij}^k, P_{batt}^k, P_{curt}^k) = 0 \quad (\text{équations réseau}) \\ & F_{ij}^k \leq \bar{F}_{ij}^k \quad (\text{contraintes de capacités des lignes}) \end{aligned} \quad (4.2)$$

P_{batt}^k est la puissance injectée dans la batterie au pas de temps k . P_{batt}^k constitue avec P_{curt}^k , la limitation de production renouvelable, les variables d'optimisation du problème. F_{ij}^k représente le flux sur la ligne ij au pas de temps k . C'est une donnée connue du problème d'optimisation. \bar{F}_{ij}^k est la limite de la ligne ij au pas de temps k , faisant également partie des données connues du problème. Les termes \bar{F}_{ij}^k et $f(\cdot)$, la fonction décrivant les équations réseau, sont explicités dans la suite. La notation \pm s'explique par le besoin de déterminer la borne supérieure (+) et inférieure (−) de la bande admissible. Notons également que les bandes admissibles en puissance peuvent être calculées indépendamment sur chaque pas de temps. En effet, la puissance est une notion instantanée. Le lien entre les pas de temps interviendra au niveau des bandes admissibles en énergie.

4.3.2 Éléments de modélisation

4.3.2.1 Prévisions sur les flux électriques

Des prévisions concernant les flux électriques sont nécessaires au modèle. Nous considérons ces prévisions comme des données d'entrée au problème, le module de prévisions ne faisant pas partie du travail de modélisation conduit dans cette thèse. Les gestionnaires de réseau possèdent généralement leurs propres modules de prévisions des flux. Chez RTE, les prévisions d'injections et de flux sur tout le réseau sont disponibles pour les 36 heures à venir et sont mises à jour toutes les heures. Ces flux sont calculés en résolvant les équations de répartition des flux présentées en 2.3.1 à partir des productions et consommations prévues.

Nous considérerons les prévisions sur les flux comme disponibles pour chaque pas de temps Δt de l'horizon de planification $\{0, T\}$. On nomme $F_{ij}^{k,0}$ le flux issu de ces prévisions pour le pas de temps $k \in \{0, T\}$. $F_{ij}^{k,0}$ est donc le flux avant que les actions de contrôle soient prises. On peut noter que si $F_{ij}^{k,0}$ est supérieur à la capacité de la ligne ij , il va falloir rétrécir la bande admissible au pas de temps k pour forcer la batterie à agir et résoudre la congestion.

4.3.2.2 Power Transfer Distribution Factors

Comme dans les chapitres précédents, seules les zones du réseau contenant les batteries sont représentées dans les équations de bilan. Ces zones sont décrites, ici aussi, à l'aide des Power Transfer Distribution Factors (PTDF). Rappelons ici la relation permettant à ces coefficients de décrire l'évolution des flux de la zone en fonction des actions de contrôle prises :

$$F_{ij}^k = F_{ij}^{k,0} + \sum_{n \in \mathcal{Z}^L} ptdf(ij, n) \cdot (\Delta P_n^{batt,k} + \Delta P_n^{curt,k}), \forall ij \in \mathcal{Z}^L, \forall k \in \mathcal{Z}^T \quad (4.3)$$

Les notations sont les mêmes que dans les chapitres précédents. F_{ij}^k est le flux sur la ligne ij au pas de temps k , $\Delta P_n^{batt,k}$ est l'injection de puissance dans la batterie et $\Delta P_n^{curt,k}$ la limitation de production renouvelable. \mathcal{Z}^L désigne toujours l'ensemble des lignes, \mathcal{Z}^B celui des batteries. Nous pouvons noter que cette écriture permet de raisonner de manière indépendante à chaque pas de temps.

4.3.2.3 Plusieurs états de réseau considérés simultanément dans le modèle

Les bandes admissibles doivent garantir le respect des capacités des lignes électriques, même en cas d'incident. Les incidents pouvant avoir un impact sur les zones étudiées dans cette thèse sont les lignes hors-service à proximité de ces zones. Nous définissons donc ici un incident comme une ligne électrique hors-service, et une seule. Il suffit en effet de respecter la règle du N-1 : c'est-à-dire de garantir la robustesse par rapport à la perte d'un élément. Les bandes admissibles doivent par conséquent, faire en sorte que, quelle que soit la ligne hors-service, les flux restent sous les limites des autres lignes de la zone.

Pour cette raison, lors du calcul des bandes admissibles, nous considérons les différents états possibles du réseau : un état pour les conditions normales d'exploitation du réseau, et un état pour chacun des incidents pouvant se produire sur l'horizon de planification. Soit \mathcal{Z}^C l'ensemble des incidents pouvant se produire. $\mathcal{Z}^C \subset \mathbb{N}^2$, avec ij élément de \mathcal{Z}^C dénotant la ligne en incident. Nous introduisons des variables pour chacun des états du réseau. Ainsi, nous noterons F_{ij}^N le flux sur la ligne $ij \in \mathcal{Z}^L$ pour l'état du réseau en conditions normales (en N) et $F_{ij,kl}^C$ le flux sur la ligne $ij \in \mathcal{Z}^L$ lors de l'incident sur la ligne kl , avec $kl \in \mathcal{Z}^C$. Ces flux sont considérés simultanément à chaque pas de temps lors du calcul des bornes inférieures et supérieures des bandes admissibles en puissance, de manière à pouvoir garantir la propriété suivante :

Propriété 2 *Les bandes admissibles en puissance d'une batterie sont définies de telle sorte que, quel que soit l'incident et quel que soit le moment où celui-ci se produit (s'il se produit), la batterie soit en mesure d'agir pour que les limites thermiques des lignes de la zone soient respectées.*

L'équation (4.3) doit être écrite pour chacune des configurations :

- En situation normale, avec les flux F_{ij}^N ($ij \in \mathcal{Z}^L$)
- En situation d'incident, pour chaque incident $kl \in \mathcal{Z}^C$, avec les flux $F_{ij,kl}^C$ ($ij \in \mathcal{Z}^L$).

Ces équations sont données dans la section 4.3.3. Nous avons besoin du paragraphe suivant portant sur les variables de contrôle avant de pouvoir les écrire de manière définitive.

4.3.2.4 Décomposition des variables de contrôle en deux parties

Les variables de contrôle du système sont, comme dans les chapitres précédents, les injections dans la batterie et les limitations de production renouvelable. Ces variables sont les variables de décision du problème d'optimisation que nous sommes en train de construire. La variable de limitation de production renouvelable est indispensable car, même si les résultats attendus du problème d'optimisation introduit en (4.2) sont les bornes inférieures et supérieures des injections de puissance de la batterie, celle-ci ne peut pas gérer toute seule de fortes congestions. La limitation de renouvelable est nécessaire pour assurer la faisabilité du problème, même si la priorité d'action sera donnée à la batterie.

De la même manière qu'on doit considérer différents états du système en fonction des incidents, il faut décomposer les variables de contrôle en deux parties :

- En une partie préventive. Pour rappel, une action préventive est une action prise avant tout incident pour éviter, en cas d'incident, de se trouver dans une situation inacceptable. Ces variables de contrôle sont définies quelle que soit la situation du réseau (N ou N-1) et sont communes à tous les états de réseau considérés.
- En une partie curative. Pour rappel, une action curative est une action prise pour répondre à un incident et rendre la situation à nouveau acceptable sur le long terme. Les actions curatives dépendent de l'incident produit. Elles permettent d'adapter la stratégie de contrôle une fois l'incident ayant eu lieu.

On appelle B la partie préventive des injections dans la batterie et B_{kl}^{cur} leur partie curative, avec une indexation selon $kl \in \mathcal{Z}^C$. La limitation de production renouvelable est, elle aussi, décomposée en une partie préventive C_i , avec $i \in \mathcal{Z}^N$, \mathcal{Z}^N étant l'ensemble des noeuds, et en une partie curative $C_{i,kl}^{cur}$, avec $kl \in \mathcal{Z}^C$.

4.3.3 Contraintes

Cette partie détaille les contraintes du problème (4.2) visant à obtenir les bandes admissibles en puissance. Ces contraintes doivent permettre de décrire les flux circulant sur les lignes en fonction de chaque état du réseau considéré (N ou N-1) et d'assurer que pour chaque cas, les flux respectent leurs limites. Il faut donc un jeu de contraintes pour chaque configuration d'état. Notons que les pas de temps pouvant être résolus de manière indépendante, on ne considère pas d'indice de temps.

Conditions normales (situation en N) :

$$F_{ij}^N = F_{ij}^{0,N} - \sum_{k \in \mathcal{Z}^N} ptdf(k, ij) \cdot (B_k + C_k), \quad \forall ij \in \mathcal{Z}^L \quad (4.4)$$

$$|F_{ij}^N| \leq \bar{F}_{ij}^{perm}, \quad \forall ij \in \mathcal{Z}^L \quad (4.5)$$

L'équation (4.5) permet de garantir qu'en cas de situation en N, les flux de la zone (F_{ij}^N) respectent la limite permanente des lignes. L'équation (4.4) permet d'obtenir ces flux (F_{ij}^N) à partir des données de prévision ($F_{ij}^{0,N}$) une fois les actions de contrôle effectuées. On ne considère que les actions de contrôle préventives (B_k et C_k , appartenant aux variables de décision du problème d'optimisation). En effet, les actions curatives ne se mettent en place qu'en cas d'incident. Notons la présence de l'indice k sur la variable d'injection dans la batterie B_k . Il a été introduit pour faciliter les notations. En effet, les bandes admissibles sont calculées pour une batterie à la fois. Soit k_0 le noeud où est implantée la batterie. On a $\forall k \in \mathcal{Z}^N, k \neq k_0, B_k = 0$.

Situation d'incident : seuil immédiat

$$F_{ij,ml}^C = F_{ij,ml}^{0,C} - \sum_{k \in \mathcal{Z}^N} ptdf(k, ij, ml) \cdot (B_k + C_k), \quad \forall ij \in \mathcal{Z}^L, \forall ml \in \mathcal{Z}^C \quad (4.6)$$

$$|F_{ij,ml}^C| \leq \bar{F}_{ij}^{imm}, \quad \forall ij \in \mathcal{Z}^L, \forall ml \in \mathcal{Z}^C \quad (4.7)$$

L'équation (4.7) permet de garantir que les flux de la zone respectent bien les limites immédiates des lignes juste après un incident. La limite n'est plus ici le seuil permanent qui peut être dépassé en raison de l'incident. L'équation (4.6) donne le flux $F_{ij,ml}^C$ de la ligne ij après l'incident ml à partir des données de prévisions $F_{ij,ml}^{0,C}$ et avec les actions de contrôle préventives en place B_k et C_k (mêmes variables de décision qu'au paragraphe précédent). Seules les actions préventives sont considérées car les actions curatives n'ont pas encore eu le temps de se mettre en place. Nous pouvons noter que les ptdf sont indicés sur l'incident ml . Les ptdf dépendent en effet de la topologie.

Situation d'incident : seuil long-terme

$$F_{ij,ml}'^C = F_{ij,ml}^{0,C} - \sum_{k \in \mathcal{Z}^N} ptdf(k, ij, ml) \cdot (B_k + B_{k,ml}^{cur} + C_k), \quad \forall ij \in \mathcal{Z}^L, \forall ml \in \mathcal{Z}^C \quad (4.8)$$

$$|F_{ij,ml}'^C| \leq \bar{F}_{ij}^{long}, \quad \forall ij \in \mathcal{Z}^L, \forall ml \in \mathcal{Z}^C \quad (4.9)$$

L'équation (4.9) permet de garantir que les flux de la zone respectent bien les limites long-terme des lignes après la mise en place des actions curatives court-terme $B_{k,ml}^{cur}$ faisant partie des variables de décision du problème d'optimisation. Comme au paragraphe précédent, remarquons que le seuil permanent des lignes peut ici encore être dépassé. L'équation (4.8) donne les flux $F_{ij,ml}'^C$ une fois les actions préventives et curatives court-terme effectuées. Les actions curatives long-terme n'ont pas encore eu le temps de se mettre en place.

Situation d'incident : seuil permanent

$$F_{ij,ml}''^C = F_{ij,ml}^{0,C} - \sum_{k \in \mathcal{Z}^N} ptdf(k, ij, ml) \cdot (B_k + B_{k,ml}^{cur} + C_k + C_{k,ml}^{cur}), \quad \forall ij \in \mathcal{Z}^L, \forall ml \in \mathcal{Z}^C \quad (4.10)$$

$$|F_{ij,ml}''^C| \leq \bar{F}_{ij}^{perm}, \quad \forall ij \in \mathcal{Z}^L, \forall ml \in \mathcal{Z}^C \quad (4.11)$$

L'équation (4.10) donne les flux ($F_{ij,n}^{''C}$) après l'incident ml et la mise en place des actions curatives court-terme et long-terme. L'équation (4.11) permet de garantir qu'après cet incident, les flux de la zone reviennent bien sous la limite permanente après la mise en place de toutes les actions curatives.

Bornes sur les actions de contrôle

Pour compléter la définition des contraintes, il faut ajouter les bornes sur les actions de contrôle. La puissance injectée dans la batterie, en actions préventives ou curatives, doit être comprise entre B_j^{min} et B_j^{max} , les puissances minimales et maximales pouvant être injectées dans la batterie. De même, la limitation de production renouvelable doit être comprise entre 0 et sa borne maximale C^{max} .

$$B^{min} \leq B \leq B^{max} \quad (4.12)$$

$$B^{min} \leq B + B_{ml}^{cur} \leq B_i^{max}, \quad \forall ml \in \mathcal{Z}^C \quad (4.13)$$

$$0 \leq C_i \leq C_i^{max}, \quad \forall i \in \mathcal{Z}^N \quad (4.14)$$

$$0 \leq C_i + C_{i,ml}^{cur} \leq C_i^{max}, \quad \forall i \in \mathcal{Z}^N, \forall ml \in \mathcal{Z}^C \quad (4.15)$$

4.3.4 Fonction objectif

Les contraintes citées précédemment permettent d'assurer que les flux vont pouvoir respecter les contraintes de capacité des lignes. On cherche dans le domaine défini par ces contraintes la borne inférieure et la borne supérieure de la puissance injectée dans la batterie. Pour déterminer la borne inférieure, on utilisera la fonction objectif suivante :

$$\min B + c_1 \cdot \sum_{i \in \mathcal{Z}^N} C_i + c_2 \cdot \sum_{ml \in \mathcal{Z}^C} |B_{ml}^{cur}| + c_3 \cdot \sum_{\substack{i \in \mathcal{Z}^N \\ ml \in \mathcal{Z}^C}} C_{i,ml}^{cur} \quad (4.16)$$

Cette fonction objectif se décompose en quatre termes.

- Le terme B permet de minimiser la puissance injectée dans la batterie.
- Le terme $c_1 \cdot \sum_{i \in \mathcal{Z}^N} C_i$ indique la limitation de production renouvelable. Le coût c_1 associé à la limitation renouvelable est grand devant 1, de manière à donner priorité à l'utilisation de la batterie.
- Les termes $c_2 \cdot \sum_{ml \in \mathcal{Z}^C} |B_{ml}^{cur}|$ et $c_3 \cdot \sum_{\substack{i \in \mathcal{Z}^N \\ ml \in \mathcal{Z}^C}} C_{i,ml}^{cur}$ sont également présents. c_2 et c_3 sont de faibles poids devant c_1 , avec $c_2 \leq c_3$. Ces termes servent principalement à analyser les occurrences des actions correctives dans les résultats.

La borne supérieure se calcule de la même manière. La seule différence est un signe dans la fonction objectif. On met un « - » devant la variable d'injection B . Cela revient à maximiser la puissance qu'il est possible d'injecter dans la batterie, tout en gardant les mêmes autres objectifs.

$$\min -B + c_1 \cdot \sum_{i \in \mathcal{Z}^N} C_i + c_2 \cdot \sum_{ml \in \mathcal{Z}^C} |B_{ml}^{cur}| + c_3 \cdot \sum_{\substack{i \in \mathcal{Z}^N \\ ml \in \mathcal{Z}^C}} C_{i,ml}^{cur} \quad (4.17)$$

4.3.5 Résumé

La détermination des bandes admissibles en puissance se fait par la résolution de $2m$ problèmes d'optimisation linéaires indépendants, avec m le nombre de pas de temps de la bande admissible. En réécrivant tout d'un seul bloc, nous obtenons le problème suivant pour la détermination de la borne inférieure ou supérieure sur un pas de temps correspondant aux prévisions $(F_{ij}^{N,0})_{ij \in \mathcal{Z}^N}, (F_{ij,ml}^{0,C})_{ij \in \mathcal{Z}^N, ml \in \mathcal{Z}^C}$:

$$\begin{aligned}
\min_{B, B^{cur}, C, C^{cur}} \quad & \pm B_k + c_1 \cdot \sum_{i \in \mathcal{Z}^N} C_i + c_2 \cdot \sum_{ml \in \mathcal{Z}^C} |B_{ml}^{cur}| + c_3 \cdot \sum_{\substack{i \in \mathcal{Z}^B \\ ml \in \mathcal{Z}^C}} C_{i,ml}^{cur} \\
\text{s.t.} \quad & F_{ij}^N = F_{ij}^{0,N} - \sum_{k \in \mathcal{Z}^N} ptdf(k, ij) \cdot (B_k + C_k), \quad \forall ij \in \mathcal{Z}^L \\
& F_{ij,ml}^C = F_{ij,ml}^{0,C} - \sum_{k \in \mathcal{Z}^N} ptdf(k, ij, ml) \cdot (B_k + C_k), \quad \forall ij \in \mathcal{Z}^L, \forall ml \in \mathcal{Z}^C \\
& F_{ij,ml}'^C = F_{ij,ml}'^{0,C} - \sum_{k \in \mathcal{Z}^N} ptdf(k, ij, ml) \cdot (B_k + B_{k,ml}^{cur} + C_k), \quad \forall ij \in \mathcal{Z}^L, \forall ml \in \mathcal{Z}^C \\
& F_{ij,ml}''^C = F_{ij,ml}''^{0,C} - \sum_{k \in \mathcal{Z}^N} ptdf(k, ij, ml) \cdot (B_k + B_{k,ml}^{cur} + C_k + C_{k,ml}^{cur}), \quad \forall ij \in \mathcal{Z}^L, \forall ml \in \mathcal{Z}^C \\
& |F_{ij}^N| \leq \bar{F}_{ij}^{perm}, \quad \forall ij \in \mathcal{Z}^L \\
& |F_{ij,ml}^C| \leq \bar{F}_{ij}^{imm}, \quad \forall ij \in \mathcal{Z}^L, \forall ml \in \mathcal{Z}^C \\
& |F_{ij,ml}''^C| \leq \bar{F}_{ij}^{perm}, \quad \forall ij \in \mathcal{Z}^L, \forall ml \in \mathcal{Z}^C \\
& B^{min} \leq B \leq B^{max} \\
& B^{min} \leq B + B_{ml}^{cur} \leq B^{max}, \quad \forall ml \in \mathcal{Z}^C \\
& 0 \leq C_i \leq C_i^{max}, \quad \forall i \in \mathcal{Z}^N \\
& 0 \leq C_i + C_{i,ml}^{cur} \leq C_i^{max}, \quad \forall i \in \mathcal{Z}^N, \forall ml \in \mathcal{Z}^C
\end{aligned} \tag{4.18}$$

Dans le cadre du projet RINGO, les données de prévision sont disponibles pour l'exploitation à un pas horaire sur une durée de 36h. Elles sont mises à jour toutes les heures.

4.4 Calcul des bandes admissibles en énergie

Les bandes admissibles en puissance déterminent la puissance pouvant être injectée ou soutirée à chaque instant par la batterie. Elles sont calculées indépendamment pour chaque pas de temps. Le lien temporel est assuré par les bandes admissibles en énergie. Celles-ci déterminent les conditions, à chaque pas de temps, que doit respecter le niveau de charge de la batterie pour que celle-ci soit en mesure de respecter les bandes admissibles en puissance. Les bandes admissibles en énergie peuvent être caractérisées par la propriété suivante.

Propriété 3 *Si, au début du premier pas de temps, le niveau de charge de la batterie se situe entre la borne inférieure et la borne supérieure de la bande admissible en énergie, alors il existe une trajectoire de batterie telle que les injections de puissance se situent dans la bande admissible en puissance et le niveau de charge de la batterie dans la bande admissible en énergie pour les pas de temps suivants.*

Nous pouvons voir les bandes admissibles en énergie comme les marges sur le niveau de charge d'une batterie qu'il est nécessaire de prendre par rapport à son niveau maximal et minimal pour être en mesure de respecter les bandes admissibles en puissance. La figure 4.3 illustre le principe des bandes admissibles en énergie. Quand une charge de la batterie est nécessaire à un certain pas de temps (borne inférieure de la bande admissible en puissance strictement positive), la bande admissible en énergie doit s'assurer que le niveau de charge de la batterie au début de la congestion sera suffisamment bas pour permettre à la batterie de charger pendant toute la durée de la congestion.

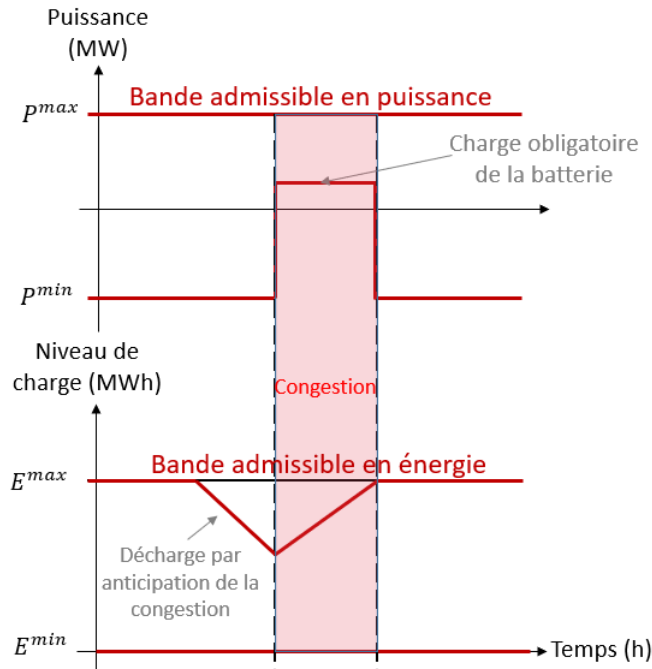


FIGURE 4.3 – Illustration du calcul des bandes admissibles en énergie

Les bandes admissibles en énergie s'obtiennent à partir des bandes admissibles en puissance par calcul rétroactif (« backward calculation »). Examinons pour commencer la borne supérieure de la bande admissible en énergie. A la fin de l'horizon considéré, la borne supérieure est égale à la capacité maximale de la batterie. En effet, il n'y a plus de charge de la batterie à prévoir. Pour obtenir la borne supérieure sur les autres pas de temps, on raisonne de la manière suivante : soit \bar{S}^t la borne supérieure au pas de temps t , \bar{S}^{t-1} est obtenue à partir de \bar{S}^t à laquelle on soustrait la quantité d'énergie qu'il est nécessaire de charger entre $t - 1$ et t . Cette quantité d'énergie se décompose en deux termes :

- $\Delta t \cdot \underline{B}^t$, avec Δt la durée entre $t - 1$ et t , et \underline{B}^t la borne inférieure de la bande admissible en puissance. Ce terme correspond à la quantité minimale d'énergie qu'il faut injecter dans la batterie pour résoudre les congestions s'il n'y a pas d'incident sur le réseau.
- $\Delta t_{cur} \cdot \max_{ml \in Z^C} B_{ml}^{cur,t}$, avec Δt_{cur} le temps nécessaire à limiter la production renouvelable et $B_{ml}^{cur,t}$ la quantité minimale qu'il faut pouvoir charger dans la batterie le temps que l'action curative de limitation de production renouvelable puisse se mettre en place lors de l'incident sur la ligne ml . En prenant le max sur les incidents, on obtient la quantité minimale d'énergie à injecter

dans la batterie lors du pire incident, le temps que les autres actions curatives puissent se mettre en place.

Soit $T \in \mathbb{N}$ la taille de l'horizon considéré, la borne supérieure de la bande admissible en énergie est donnée par :

$$\bar{SC}^T = SC^{max} \quad (4.19)$$

$$\bar{SC}^t = \bar{SC}^{t+1} - \Delta t \cdot \underline{B}^t - \Delta t_{cur} \cdot \max_{ml \in Z^C} B_{ml}^{cur,t}, \quad \forall t \in \{0, T-1\} \quad (4.20)$$

On calcule les bornes inférieures de la bande admissible en énergie de manière similaire :

$$\underline{SC}^T = SC^{min} \quad (4.21)$$

$$\underline{SC}^t = \underline{SC}^{t+1} - \Delta t \cdot \underline{B}^t - \Delta t_{cur} \cdot \max_{ml \in Z^C} B_{ml}^{cur,t}, \quad \forall t \in \{0, T-1\} \quad (4.22)$$

Les bandes admissibles en énergie sont donc obtenues très facilement à partir des bandes admissibles en puissance. Il suffit de $2(T-1)$ soustractions.

4.4.1 Remarques diverses sur les bandes admissibles

Remarque 1 : Le calcul précédent permet de réserver une part de la batterie pour qu'elle soit en mesure d'agir en cas d'incident. Cette part correspond au terme $\Delta t_{cur} \cdot \max_{n \in Z^C} B_n^{cur,t}$. Elle a pour but de faire respecter les limites thermiques des lignes le temps que les autres actions curatives puissent se mettre en place. Elle n'a en revanche pas pour but de permettre de résoudre de manière optimale une congestion en cas d'incident. Pour cela, il faudrait réserver une capacité de batterie beaucoup plus importante de manière à pouvoir réduire la limitation de production renouvelable pendant les incidents. Cela diminuerait grandement les capacités de la batterie disponibles pour d'autres services. La raison de ce choix est que les incidents sont rares et il serait économiquement non viable de se priver d'une grande partie de la batterie dans le cas improbable où l'un d'entre eux se produirait.

Remarque 2 : L'anticipation des congestions se fait grâce aux bandes admissibles en énergie. Ce sont elles qui permettent de décharger (ou stocker dans) les batteries en avance pour qu'elles soient en mesure de résoudre la congestion quand elle arrive. Les bandes admissibles en puissance donnent quant à elles la quantité minimale (ou maximale) à injecter dans la batterie quand la congestion se produit afin qu'elle puisse être résolue. Le rôle des bandes admissibles en énergie et puissance est donc différent et elles doivent être utilisées conjointement lors de la réalisation d'un planning pour les batteries.

Remarque 3 : Pendant une congestion, deux cas peuvent se produire. Soit la batterie doit charger (resp. décharger) à pleine puissance pour lever la congestion, soit la batterie peut charger (resp. décharger) à puissance réduite pour la lever. Dans le premier cas, il n'y a pas de capacités résiduelles pouvant être offertes à d'autres services. Dans le second cas, la batterie peut être utilisée pour d'autres services tant qu'elle respecte la charge (resp. décharge) minimale. Cela signifie que même en présence de congestion, la batterie peut être utilisée pour d'autres services.

4.5 Calculs des bandes admissibles sur une zone du projet RINGO

Nous avons choisi d'illustrer le calcul des bandes admissibles sur la zone du projet RINGO ayant déjà été utilisée dans les chapitres précédents. La zone est décrite sur la figure 2.4 dans la section 2.5 du chapitre 2. Rappelons que les congestions sont particulièrement susceptibles d'avoir lieu quand les flux traversants et la production renouvelable en α et β sont importants. Les congestions résultantes se produisent essentiellement sur la ligne $\gamma - \delta$ qui doit supporter le flux le plus important. Les Power Transfer Distribution Factors de la zone utilisés pour les calculs sont également donnés dans le tableau 2.5 de la section 2.5 du chapitre 2.

Deux exemples sont détaillés dans ce qui suit :

- Le premier exemple donne le résultat du calcul des bandes admissibles dans un cas simplifié, à savoir un cas où on ne considère aucun incident. Ainsi dans cet exemple, les bornes des bandes admissibles sont réduites uniquement quand des congestions sont prévues en N.
- Le deuxième cas présente un exemple complet. Dans cet exemple, les bandes admissibles sont réduites en prévision des congestions en N, mais également en raison des congestions qui pourraient se produire en cas d'un incident (en N-1).

Les données utilisées pour ces deux exemples proviennent d'une chronique au pas de temps horaire fournie par RTE. Cette chronique d'une durée d'un an porte sur l'année 2015. Elle a été projetée afin de correspondre aux capacités de production renouvelable qui seront installées à l'horizon 2021. Le tableau 4.1 résume la production renouvelable projetée présente sur la zone, la consommation, ainsi que les flux traversant la zone.

	Moyenne	Maximum
Production	49.4	208.0
Consommation	10.1	22.3
Flux traversants	34.6	83.2

TABLE 4.1 – Production renouvelable, consommation et flux traversants (MW)

Les limites thermiques de la zone sont présentées dans le tableau 4.2. Leur valeur est différente en été et en hiver. En effet, en hiver, l'air extérieur étant plus froid, le refroidissement des lignes est plus efficace, ce qui autorise des limites plus hautes.

4.5.1 Un exemple de calcul des bandes admissibles lors d'une congestion en N

Dans cet exemple, l'ensemble des incidents utilisé dans le calcul des bandes admissibles en puissance (4.24) et dans celui des bandes admissibles en énergie (4.20) est vide : $\mathcal{Z}^C = \emptyset$. On considère ainsi dans ce cas simplifié qu'aucun incident ne

		$\alpha - \beta$ and $\beta - \gamma$		
		Lim. perm.	Lim. long-terme	Lim. imm.
Été		70	81	101
Hiver		81	99	101

		$\gamma - \delta$		
		Lim. perm.	Lim. long-terme	Lim. imm.
Été		77	82	111
Hiver		87	100	111

TABLE 4.2 – Limites thermiques saisonnières (MW)

peut avoir lieu sur la période dont nous calculons les bandes admissibles. Seules des congestions prévues en N peuvent amener les bandes admissibles à être réduites.

Les bandes admissibles de cet exemple ont été calculées sur un jour d'été pendant lequel les flux prévisionnels dépassent de deux fois les limites. La figure 4.4 montre les bandes admissibles obtenues. Cette figure comprend trois graphes.

- Le premier graphe montre les flux prévisionnels (sans action de la batterie et sans limitation de production renouvelable). La limite permanente est la seule des limites représentée car aucun incident n'est considéré ici.
- Le second graphe illustre la bande admissible en puissance obtenue lors de la résolution du problème d'optimisation (4.24). L'intervalle [0-24h] correspond à l'horizon considéré lors de la résolution du problème (4.24).
- Le troisième graphe donne la bande admissible en énergie obtenue à partir de celle en puissance. La bande admissible en énergie est obtenue par calcul rétro-actif depuis la bande admissible en puissance sur la longueur de la fenêtre d'horizon, c'est-à-dire [0-24h].

Sur ces trois graphes, des pas de temps sont mis en avant. Les zones rouges indiquent les pas de temps pendant lesquels la batterie devra impérativement charger et les zones jaunes indiquent les pas de temps pendant lesquels la décharge de la batterie sera limitée.

Zones rouges

Détaillons ce qui se passe sur les pas de temps des zones surlignées en rouge. Sur ces pas de temps, le flux de la ligne $\delta - \gamma$ est prévu au-dessus de la limite permanente de la ligne en l'absence de contrôle (voir le premier graphe de Fig. 4.4). La batterie devra charger pendant ces pas de temps pour supprimer la congestion : la borne inférieure de la bande admissible en puissance est strictement positive (voir le deuxième graphe de Fig. 4.4). Puisque la batterie doit impérativement charger, au début de ces pas de temps, la borne supérieure de la bande admissible en énergie est réduite (voir le troisième graphe de Fig. 4.4).

Par exemple, sur le pas de temps 7, la limite permanente de la ligne $\gamma - \delta$ est dépassée de 1MW. Comme le PTDF de γ sur la ligne $\gamma - \delta$ est 0.6, la batterie doit charger au moins 1.67MW ($= 1/0.6$) pour réduire le flux de 1MW sur la ligne $\gamma - \delta$. Par conséquent, la bande admissible en puissance est [1.67MW, 12MW]. L'intervalle dans lequel le niveau de charge de la batterie doit se trouver au début du pas de temps est alors [0MWh, 22.33MWh].

Zones jaunes

Les zones jaunes indiquent les pas de temps pendant lesquels la décharge de la batterie est limitée de manière à garantir que l'utilisation de la batterie ne créera pas de congestion. Ces zones correspondent aux pas de temps où la borne inférieure de la bande admissible en puissance n'est pas $P_{min}^{batt} = -12MW$, tout en restant négative ou nulle. Décharger davantage que cette borne inférieure ferait passer les flux prévisionnels au-dessus de la limite permanente sur la ligne $\gamma - \delta$. Il n'est pas nécessaire que la batterie charge sur ces pas de temps. En revanche, elle n'est pas autorisée à décharger à pleine puissance.

Remarque 1 : Sur aucun des pas de temps, nous n'avons l'égalité entre la borne inférieure de la bande admissible en puissance et sa borne supérieure. Cela signifie que la batterie sera en mesure de résoudre toutes les congestions sans l'aide de la limitation de production renouvelable. La priorité est en effet donnée à l'action de la batterie par les poids définis dans la fonction objectif ($c_1 \gg 1$ dans l'équation (4.17)).

Remarque 2 : Comme aucun incident n'est considéré, les variables curatives, qui sont indexées sur l'ensemble des incidents \mathcal{Z}^C , n'existent pas ici. Les seules variables d'optimisation sont B , dont la minimisation donne la borne inférieure de la bande admissible en puissance et la maximisation sa borne supérieure, et C_i avec $i \in \mathcal{Z}^N$ valant 0 car la limitation de production renouvelable n'est pas nécessaire pour résoudre les congestions ici.

4.5.2 Un exemple de calcul des bandes admissibles avec des congestions en N et en N-1

L'exemple précédent ne considérait pas d'incident. Nous allons considérer par la suite le cas $\mathcal{Z}^C \neq \emptyset$, avec en particulier $\gamma - \delta \in \mathcal{Z}^C$. L'incident sur la ligne $\gamma - \delta$ est donc pris en compte lors du calcul des bandes admissibles et c'est cet incident qui se révèle le plus restrictif sur la journée considérée (les autres incidents pris en compte étant les lignes de la zone, et les lignes voisines de la zone).

Notons qu'il faut considérer des Power Transfer Factors différents lors du calcul des flux avec incident. Les PTDF correspondant à chaque incident peuvent être obtenus à l'aide de l'algorithme présenté en section 2.5.2 du chapitre 2 en considérant la bonne topologie. Le tableau 4.3 donne les PTDF lors de l'incident sur la ligne $\gamma - \delta$.

La figure 4.5 présente les bandes admissibles obtenues sur une autre journée d'été. Elle se décompose en 4 graphes.

- Le premier graphe donne les flux prévisionnels en N sans action de contrôle.

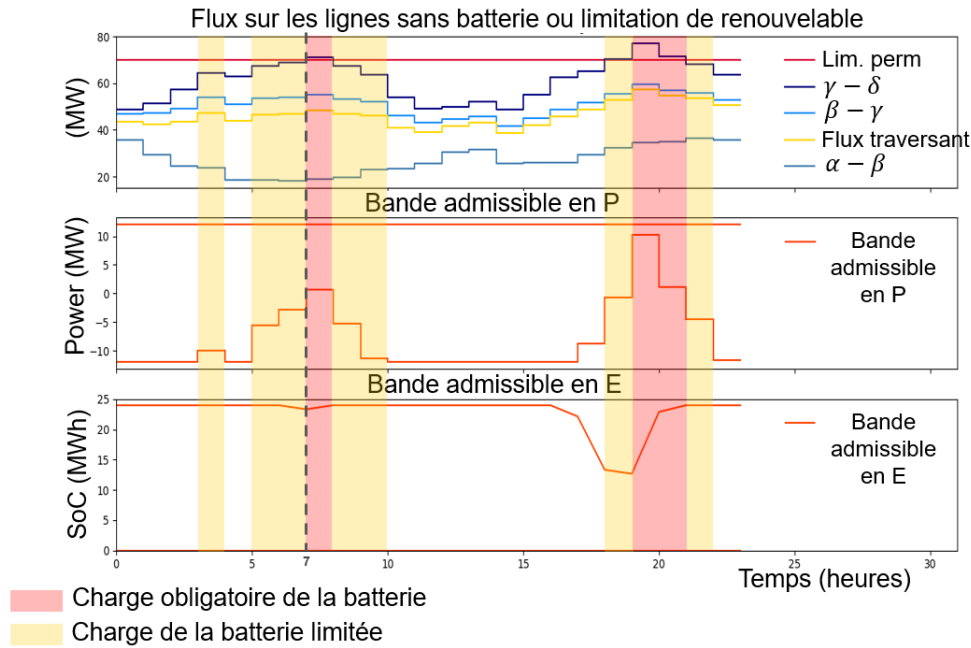


FIGURE 4.4 – Un exemple du calcul de bandes admissibles avec des congestions en N

	β	ϵ	ζ	η	γ
$\alpha - \beta$	1	1	1	1	0
$\beta - \gamma$	1	1	1	1	0
$\gamma - \delta$	0	0	0	0	0
$\epsilon - \beta$	0	1	0	0	0
$\zeta - \beta$	0	0	1	0	0
$\eta - \beta$	0	0	0	1	0

TABLE 4.3 – Power Transfer Distribution Factors lors de l'incident sur la ligne $\gamma - \delta$

- Le deuxième graphe donne les flux prévisionnels sans action de contrôle avec un incident sur la ligne $\gamma - \delta$.
- Le troisième graphe présente les bandes admissibles en puissance obtenues, comme résultat de l'optimisation (4.24). L'horizon est toujours [0-24h], mais seules les 12 premières heures de l'horizon ont été représentées pour plus de lisibilité. Il n'y a pas de congestion prévue sur les 12 heures suivantes de la fenêtre d'horizon.
- Le quatrième graphe donne les bandes admissibles en énergie, calculées de manière rétroactive sur les 24 heures d'horizon.

Deux types de pas de temps sont ici encore mis en avant : les pas de temps sur lesquels les limites permanentes en N, mais aussi les limites immédiates en cas d'incident, sont dépassées (zone rouge), et les pas de temps sur lesquels les limites sont dépassées uniquement en cas d'incident (zone bleue).

Zone rouge

La zone rouge indique deux pas de temps pendant lesquels il y a à la fois des congestions en N et en cas d'incident sur $\gamma - \delta$. Si on détaille par exemple le pas de temps 1 :

- Le flux prévisionnel sur $\gamma - \delta$ est 81MW en situation normale, ce qui dépasse la limite permanente de 4MW . Le PTDF de γ sur $\gamma - \delta$ est 0.6 en N. La batterie doit donc charger 6.67MW ($= 4/0.6$) pour supprimer la congestion. On a donc la condition sur la variable B pendant ce pas de temps : $B \geq 6.67$.
- Dans le cas de l'incident sur $\gamma - \delta$, le flux sur $\alpha - \beta$ est -110MW , ce qui est supérieur en valeur absolue de 9MW par rapport à la limite immédiate (101MW). La batterie doit donc charger 9MW (PTDF = 1 en cas d'incident sur $\gamma - \delta$) pour supprimer la congestion. On a donc la condition pendant ce pas de temps : $B \geq 9$. Il s'agit ici d'une action préventive absolument nécessaire, car sinon en cas d'incident, la ligne serait immédiatement ouverte par la protection, et par conséquent tous les usagers reliés aux postes β et γ seraient dans le noir.

La borne inférieure de la bande admissible en puissance est donc 9MW sur le pas de temps 1, et la bande admissible en puissance est $[9\text{MW}, 12\text{MW}]$. Nous pouvons noter que dans cet exemple, c'est l'impact de l'incident sur la ligne $\gamma - \delta$ qui est le plus restrictif. Ce n'est pas toujours le cas et le résultat du problème d'optimisation conduit à identifier via les contraintes actives, les lignes les plus sensibles par rapport à l'exploitation des batteries. Le résultat dépend en effet des valeurs de production, de consommation et des flux traversants. L'incident le plus restrictif sur une zone n'est donc pas toujours le même.

Remarque : Les variables d'actions curatives B^{cur} de la batterie ne sont pas prises en compte dans la bande admissible en puissance, seule B l'est. Par contre, B^{cur} intervient dans le calcul de la bande admissible en énergie (voir l'équation (4.20)) afin d'assurer qu'en cas d'incident, le niveau de charge de la batterie lui permette d'assurer que les congestions sont résolues le temps de la mise en place des actions curatives longues (ici C^{cur} la limitation de production renouvelable curative).

Zone bleue

La zone bleue concerne les pas de temps sur lesquels les flux prévisionnels en situation d'incident dépassent la limite immédiate, alors que les flux prévisionnels en N respectent la limite permanente. Par rapport à l'exemple de la figure 4.4, cela ajoute des pas de temps pendant lesquels les bandes admissibles sont réduites. Cette réduction de la bande admissible provient de la contrainte (4.7).

Par exemple sur le pas de temps 3, le flux prévisionnel sur $\alpha - \beta$ en cas d'incident sur $\gamma - \delta$ dépasse la limite immédiate de 3MW . Comme le PTDF de γ sur la ligne $\alpha - \beta$ est de 1 en raison de l'incident sur $\gamma - \delta$, la batterie doit charger au moins 3MW pendant ce pas de temps. La bande admissible en puissance est donc $[3\text{MW}, 12\text{MW}]$, ce qui donne une bande admissible en énergie de $[0\text{MWh}, 21\text{MWh}]$ au début du pas de temps 3.

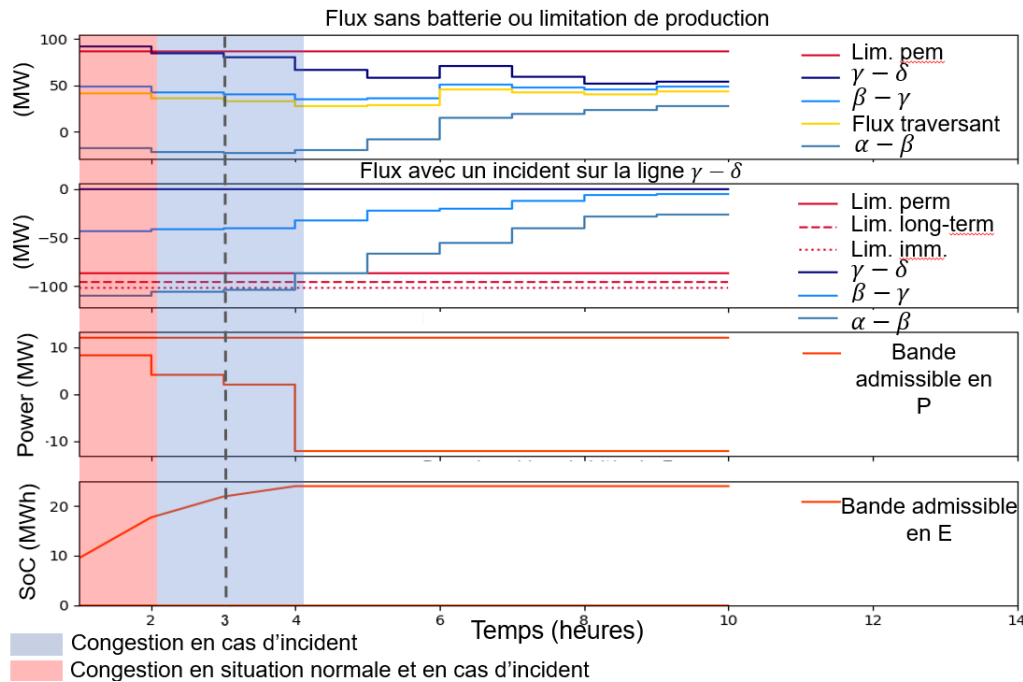


FIGURE 4.5 – Un exemple du calcul de bandes admissibles avec des congestions en N et en N-1

4.5.3 Résultats concernant les occurrences des congestions

Les bandes admissibles ont été calculées sur l'année entière de données à disposition afin de déterminer le taux d'utilisation de la batterie pour la gestion des congestions et sa disponibilité pour d'autres services. L'année de données est représentative de l'année 2021 d'un point de vue consommations et productions renouvelables, ce qui correspond à l'horizon d'installation des batteries.

Le tableau 4.4 présente la disponibilité de la batterie obtenue en fonction de la saison. Une distinction a été faite selon le type de congestion.

- Le terme « *congestion* » inclut tous les pas de temps sur lesquels une réduction de la bande admissible, que ce soit en puissance ou en énergie, est observée.
- Le terme « *congestion forte* » inclut quant à lui les pas de temps pendant lesquels la batterie doit charger à pleine puissance pour lever la congestion.

Dans le cas d'une congestion forte, la batterie n'est pas disponible pour un service autre que celui de la gestion des congestions. En cas d'une congestion simple, elle peut être utilisée en multi-service, à condition néanmoins d'observer les limites d'utilisation décrites par les bandes admissibles.

Nous pouvons observer que le taux de disponibilité de la batterie est très élevé : 94% en été et 85% en hiver. Ces résultats indiquent qu'il peut y avoir une réelle plus-value pour la batterie à être utilisée en multi-service. Les résultats montrent également que la batterie est plus utilisée en hiver. Pour analyser ce résultat, il faut rappeler que même si les limites thermiques sont plus hautes en hiver, le vent est généralement plus fort, ce qui signifie des flux plus élevés.

	Congestion forte	Congestion	Batt. entièrement disponible
Eté	3%	6%	94%
Hiver	9%	15%	84%
Année	8.3%	12.8%	87.2%

TABLE 4.4 – Occurrence des congestions

4.6 Planification des trajectoires des batteries à l'intérieur des bandes admissibles

Les sections précédentes concernaient la définition des bandes admissibles et la manière de les calculer. Dans la suite, nous nous fixons comme objectif d'analyser leur utilisation.

Les bandes admissibles représentent les domaines de faisabilité des trajectoires des batteries du point de vue des congestions sur le réseau. Elles permettent par conséquent de définir le planning de charge et décharge que le niveau supérieur transmet au niveau inférieur quelques heures en amont du temps réel. Elles constituent même un cadre très souple pour la définition de ce planning. En effet, quelles que soient les trajectoires des batteries à l'intérieur des bandes admissibles, les trajectoires assurent que les batteries pourront résoudre les congestions en temps réel. Par conséquent, quelles que soient les trajectoires obtenues, elles pourront constituer le niveau supérieur du pilotage des batteries développé dans cette thèse. Une multitude de trajectoires pour les batteries est possible. Le choix des trajectoires peut se faire en fonction d'un objectif secondaire à la gestion des congestions.

Dans cette section, deux choix de trajectoires différents à l'intérieur des bandes admissibles sont présentés. Le premier exemple détaille un cas où les batteries sont utilisées uniquement pour de la gestion de congestions. On cherche alors à définir les trajectoires les plus robustes de ce point de vue. Le deuxième exemple s'intéresse à un cas où les batteries sont utilisées également uniquement pour de la gestion des congestions, mais dans lequel on ajoute une contrainte inter-zones, à savoir que la somme des injections des batteries sur le réseau doit être nulle à chaque instant. Cette contrainte est inspirée du projet RINGO de RTE (voir la section 1.1.4 du chapitre 1).

Un exemple de multi-service sera détaillé dans la section suivante. C'est surtout dans la deuxième partie de cette section et dans la section suivante que les bandes admissibles prennent tout leur intérêt.

4.6.1 Planification robuste des trajectoires des batteries à l'intérieur des bandes admissibles

Nous nous intéressons ici au cas où la gestion des congestions est le seul objectif des batteries. On cherche donc à définir des trajectoires de batteries qui peuvent faire face à différents scénarios et incertitudes de mesures vis-à-vis de la gestion temps réel des congestions. Pour lever une congestion, une batterie peut être amenée à injecter de la puissance ou à en soustraire au réseau selon sa topologie, l'endroit

où est placée la batterie, la répartition des productions et celle des consommations. Considérons les trois cas suivants :

- 1er cas : la zone du réseau où est implantée la batterie est construite de telle sorte que la batterie doit charger pour lever une congestion, quelle que soit cette congestion. Décharger ne ferait que l'empirer.
- 2ème cas : la zone du réseau où est implantée la batterie est construite de telle sorte que la batterie doit décharger pour lever une congestion, quelle que soit cette congestion. Charger ne ferait que l'empirer.
- 3ème cas : la zone du réseau où est implantée la batterie est construite de telle sorte que la batterie doit parfois charger et parfois décharger pour lever une congestion.

Dans les deux premiers cas, il est aisé de définir une stratégie robuste concernant la gestion des congestions. La batterie agit en effet toujours dans le même sens pour lever une congestion. Dans le premier cas (charge de la batterie pour lever la congestion), nous pouvons choisir la trajectoire de la batterie en puissance comme égale aux bornes inférieures des bandes admissibles en puissance. La trajectoire du niveau de charge de la batterie suivra alors les bornes inférieures des bandes admissibles en énergie. Dans le second cas (décharge des batteries pour lever les congestions), on peut prendre la trajectoire de la batterie en puissance égale aux bornes supérieures des bandes admissibles en puissance. La trajectoire du niveau de charge de la batterie suivra alors les bornes supérieures des bandes admissibles en énergie.

Il faut cependant vérifier la continuité des trajectoires par rapport à ce qui précède, c'est-à-dire que le premier pas de temps de la trajectoire sur le niveau de charge de la batterie corresponde bien au niveau de charge actuel de la batterie SoC^{init} . Nous considérerons ici ce niveau de charge mesurable et connu. Soit SoC^t le niveau de charge planifié de la batterie au temps t , il faut imposer la condition $SoC^0 = SoC^{init}$. Les trajectoires du cas 1 peuvent ainsi être obtenues par la résolution du problème de programmation quadratique suivant :

$$\begin{aligned}
 \min_{B, SoC, \epsilon_B, \epsilon_{SoC}} \quad & \sum_{t \in \{0, T\}} c_{SoC} \cdot (\epsilon_{SoC}^t)^2 + c_B \cdot (\epsilon_B^t)^2 \\
 \text{s.t.} \quad & SoC^{t+1} = SoC^t + \Delta t \cdot B^t, \quad \forall t \in \{0, T\} \\
 & B^t = \underline{B}^t + \epsilon_B^t, \quad \forall t \in \{0, T\} \\
 & SoC^t = \underline{SoC}^t + \epsilon_{SoC}^t, \quad \forall t \in \{0, T\} \\
 & SoC^0 = SoC^{init}
 \end{aligned} \tag{4.23}$$

B_t est la puissance injectée dans la batterie pendant le pas de temps t . Les poids de la fonction objectif c_{SoC} et c_B permettent de choisir quelle trajectoire (en puissance ou en énergie) rejoint sa borne inférieure en priorité dans le cas où $SoC^{init} \neq \underline{SoC}$.

On peut noter que les exemples du projet RINGO développés dans les chapitres 2 et 3 s'inscrivent dans ce premier cas. Pour le deuxième cas (cas où la batterie décharge pour gérer les congestions), il suffit de remplacer \underline{SoC} par \bar{SoC} et \underline{B} par \bar{B} dans (4.23).

Dans le troisième cas, quand la batterie peut être amenée à charger et à décharger pour lever une congestion, une trajectoire robuste peut être de prendre le milieu des bandes admissibles en puissance et en énergie :

$$\begin{aligned}
 & \min_{B, SoC, \epsilon_B, \epsilon_{SoC}} \sum_{t \in \{0, T\}} c_{SoC} \cdot (\epsilon_{SoC}^t)^2 + c_B \cdot (\epsilon_B^t)^2 \\
 \text{s.t.} \quad & SoC^{t+1} = SoC^t + \Delta t \cdot B^t, \quad \forall t \in \mathcal{Z}^T \\
 & B^t = \frac{\underline{B}^t + \overline{B}^t}{2} + \epsilon_B^t, \quad \forall t \in \{0, T\} \\
 & SoC^t = \frac{\underline{SoC}^t + \overline{SoC}^t}{2} + \epsilon_{SoC}^t, \quad \forall t \in \{0, T\} \\
 & SoC^0 = SoC^{init}
 \end{aligned} \tag{4.24}$$

La figure 4.6 illustre le cas numéro 3. Deux congestions sont présentes sur la période de planification considérée. La première impose à la batterie de charger, la seconde à la batterie de décharger. Les trajectoires de référence envoyées par le niveau supérieur au contrôleur temps réel sont les milieux des bandes admissibles, en énergie et en puissance.

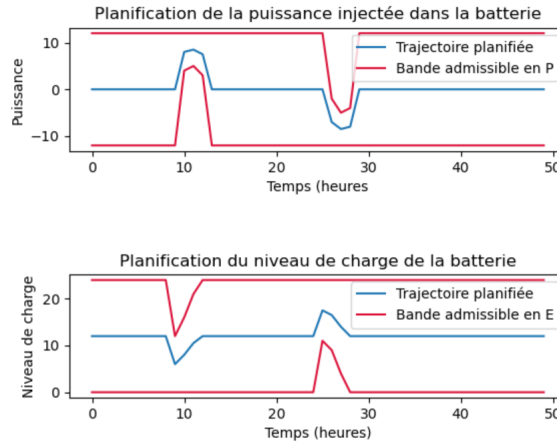


FIGURE 4.6 – Planification robuste des trajectoires de la batterie à l’intérieur des bandes admissibles

4.6.2 Bandes admissibles et contraintes inter-zones : exemple de l’équilibre des injections

Lors des chapitres 2 et 3, nous avons insisté sur le fait que les contrôleurs temps réel sont des contrôleurs locaux et ne peuvent par conséquent gérer des contraintes inter-zones. La gestion de telles contraintes doit se faire lors de la planification des trajectoires par le niveau supérieur. Les bandes admissibles sont un très bon outil pour cela. Prenons l’exemple de la contrainte d’équilibrage des injections entre les batteries imposée par la Commission de Régulation de l’Energie sur le projet RINGO (voir la section 1.1.4 du chapitre d’introduction pour plus de détails). Soit $\mathcal{Z}^B \subset \mathbb{N}$ l’ensemble des batteries sur le réseau, cette contrainte s’écrit :

$$\sum_{i \in \mathcal{Z}^B} B_i^t = 0, \quad \forall t \in \{0, T\} \tag{4.25}$$

Nous introduisons une variable ϵ de relaxation de cette contrainte afin d'assurer la faisabilité du problème dans un cas où les bandes admissibles calculées pour les batteries seraient incompatibles (exemple : les batteries doivent charger de manière synchrone). Cette contrainte sera pondérée d'un grand poids dans la fonction objectif. La nouvelle contrainte d'équilibrage des injections s'écrit :

$$\sum_{i \in \mathcal{Z}^B} B_i^t = \epsilon^t, \quad \forall t \in \{0, T\} \quad (4.26)$$

Les bandes admissibles permettent de proposer des trajectoires respectant cette contrainte d'équilibrage des injections de manière aisée. Considérons le problème d'optimisation suivant :

$$\begin{aligned} \min_{B, SoC, \epsilon} \quad & J(B, SoC, \epsilon) \\ \text{s.t.} \quad & \sum_{i \in \mathcal{Z}^B} B_i^t = \epsilon^t, \quad \forall t \in \{0, T\} \\ & SoC_i^{t+1} = SoC_i^t + \Delta t \cdot B_i^t, \quad \forall i \in \mathcal{Z}^B, \forall t \in \{0, T\} \\ & \underline{B}_i^t \leq B_i^t \leq \bar{B}_i^t, \quad \forall i \in \mathcal{Z}^B, \forall t \in \{0, T\} \\ & \underline{SoC}_i^t \leq SoC_i^t \leq \bar{SoC}_i^t, \quad \forall i \in \mathcal{Z}^B, \forall t \in \{0, T\} \\ & SoC_i^0 \in \mathcal{Z}_0^B \end{aligned} \quad (4.27)$$

Plusieurs trajectoires respectant les contraintes du problème sont généralement possibles. Le choix entre ces trajectoires se fait par la définition de la fonction objectif. Pour améliorer la robustesse du système, nous avons choisi de prendre la fonction objectif linéaire suivante :

$$J(B, SoC, \epsilon) = c_0 \sum_{t \in \mathcal{Z}^t} \epsilon^t + \sum_{i \in \mathcal{Z}^B, t \in \mathcal{Z}^t} c_i \left| SoC_i^t - \frac{\underline{SoC}_i^t + \bar{SoC}_i^t}{2} \right| \quad (4.28)$$

avec c_0 un poids très grand devant les coefficients c_i . Le choix de cette fonction objectif nous permet, dans la mesure du possible, d'opter pour des trajectoires sur les niveaux de charge des batteries qui se rapprochent du milieu de leur bande admissible en énergie. De cette manière, le niveau bas du système de contrôle aura plus de souplesse pour gérer la situation en temps réel, et notamment pour faire face aux erreurs de prévision. Les coefficients c_i permettent de donner une priorité aux batteries. Si par exemple, la batterie 1 est considérée comme plus importante au niveau de la gestion des congestions, on pourra prendre $c_1 > c_2, c_3, \dots$. Le choix d'une fonction linéaire a été effectué afin de pouvoir utiliser des solveurs de problèmes linéaires lors des simulations. Nous pouvons également, afin d'assurer l'unicité de la solution considérer la fonction quadratique suivante :

$$J(B, SoC) = c_0 \sum_{t \in \mathcal{Z}^t} (\epsilon^t)^2 + \sum_{i \in \mathcal{Z}^B, t \in \mathcal{Z}^t} c_i \left| SoC_i^t - \frac{\underline{SoC}_i^t + \bar{SoC}_i^t}{2} \right|^2 \quad (4.29)$$

La relaxation de la contrainte d'équilibrage assure la faisabilité du problème, mais en cas d'une valeur ϵ strictement positive dans la solution, il faudra arbitrer entre un coût lié à la violation de la contrainte d'équilibrage et un coût lié à une limitation de production renouvelable supplémentaire.

Illustration de la contrainte d'équilibrage des injections

On considère trois batteries de capacité 12MW et 24MWh, situées à trois endroits différents du réseau, et utilisées pour gérer des congestions avec la contrainte d'équilibrage des injections. Les bandes admissibles ont été pré-calculées et indiquent des congestions sur les trois zones. La figure 4.7 illustre le planning obtenu pour chacune des batteries. Nous pouvons observer sur les 6 premiers graphes que les trajectoires en énergie et en puissance prévues respectent bien les bandes admissibles. Cela nous assure que les batteries seront en mesure de gérer les congestions en temps réel. Les deux derniers graphes confirment le fait que la somme des injections entre les batteries est nulle.

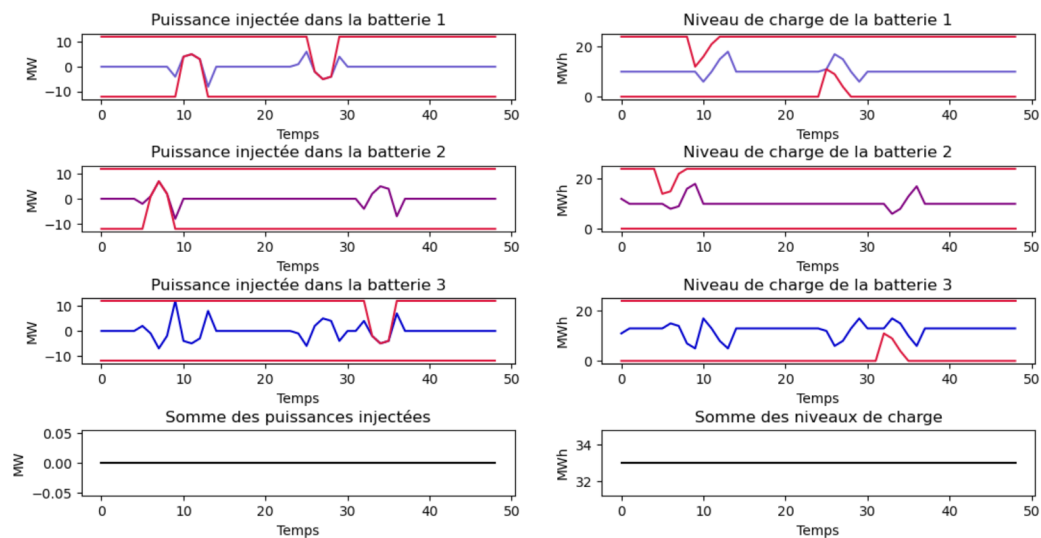


FIGURE 4.7 – Planification des trajectoires de la batterie à l'intérieur des bandes admissibles en présence de contraintes inter-zones

4.7 Bandes admissibles et multi-service : exemple du Cloud Storage

Un des atouts majeurs du modèle de planification des trajectoires présenté dans ce chapitre est la possibilité de multi-service. Cette section en présente un exemple : elle explicite comment les bandes admissibles peuvent être utilisées pour coordonner la gestion des congestions avec un service de Cloud Storage.

Nous allons dans un premier temps présenter le Cloud Storage, puis nous montrerons comment exploiter les bandes admissibles afin de permettre la coordination des deux services.

4.7.1 Présentation du Cloud Storage

Le Cloud Storage pour l'énergie est introduit dans la littérature pour la première fois par LIU et al., 2017. Les auteurs le définissent comme un service de stockage d'électricité centralisé. Les utilisateurs ont accès à un ensemble de batteries situées à l'échelle du réseau sur lesquelles ils peuvent stocker et déstocker de l'énergie à tout moment comme ils le feraient sur une batterie présente à leur domicile. Le Cloud

Storage présente plusieurs avantages par rapport aux batteries classiques décentralisées :

- Le coût des batteries peut-être réduit grâce à l'économie d'échelle (coût d'installation, coût de maintenance)
- L'exploitation est simplifiée pour les particuliers : pas de risque d'incident chez eux, l'entretien de la batterie n'est pas de leur responsabilité, le déplacement de leur batterie en cas de déménagement n'est pas nécessaire.
- Le Cloud Storage est plus flexible. Les particuliers peuvent en effet adapter leur contrat en fonction de leurs besoins (ils peuvent varier la capacité de la batterie en fonction de la saison par exemple).

Les auteurs de RASOULI et al., 2020 et RASOULI et al., 2019 traitent également des avantages du Cloud Storage et font le parallèle entre le Cloud Storage et le Cloud Computing (informatique en nuage); et de manière plus générale avec les économies de partage qui sont intéressantes d'un point de vue coût pour les utilisateurs (HAMARI, SJÖKLINT et UKKONEN, 2016). Concernant le Cloud Storage, ils notent que la capacité des batteries louée aux utilisateurs peut être supérieure à la capacité réelle des batteries du réseau, sachant que l'Opérateur de Cloud Storage peut faire appel à des ressources extérieures (approvisionnement sur le marché électrique) dans le cas où la trajectoire agrégée dépasserait les capacités des batteries.

Il existe généralement un fournisseur du service de Cloud Storage. Son rôle est de gérer les contrats de ses clients ainsi que les batteries présentes sur le réseau. Il reçoit pour cela des consignes de ses clients sur les charges ou décharges des batteries que ceux-ci louent grâce à leurs contrats. Il est responsable de l'agrégation de ces consignes et doit définir une trajectoire pour ses batteries correspondant à l'agrégation des trajectoires des utilisateurs. On appellera ce fournisseur *Opérateur de Cloud Storage* dans la suite.

Nous ne détaillerons pas davantage ici le modèle économique du Cloud Storage et ses avantages, ceci ne constituant pas le sujet de la thèse (pour plus de détails, se référer aux publications déjà mentionnées : LIU et al., 2017 et RASOULI et al., 2020). Nous prendrons simplement comme point d'entrée de notre problème la trajectoire agrégée de l'Opérateur de Cloud Storage que nous allons combiner avec la gestion des congestions à l'aide du modèle de bande admissible.

4.7.2 Coordination de la gestion des congestions avec le Cloud Storage

4.7.2.1 Le Cloud Storage, un bon candidat pour partager les batteries avec la gestion des congestions

Pour commencer, notons que le Cloud Storage est un service candidat idéal à coordonner avec un service de gestion des congestions. Cela vient du fait que la gestion des congestions impacte la sécurité du réseau, ce qui n'est pas le cas du Cloud Storage. En effet, une congestion non traitée résulte en une ouverture d'une ligne. Le flux de cette ligne se reporte sur les lignes voisines qui peuvent s'ouvrir à leur tour, risquant de provoquer une ouverture de lignes en cascade. Le Cloud Storage lui, s'il n'a pas accès à la batterie pendant une certaine durée, ne menace pas le système électrique pour autant. Le seul risque est que l'Opérateur de Cloud Storage ne

puisse pas remplir ses engagements envers ses clients; et il peut y remédier en faisant appel aux ressources du marché électrique ou en payant des pénalités.

Pour ces raisons, nous considérons un modèle de partage de batteries entre un service de gestion des congestions et un service de Cloud Storage avec une priorité accordée à la gestion des congestions. Ce partage des batteries peut se faire à l'aide des bandes admissibles. L'opérateur de Cloud Storage a, à l'intérieur des bandes admissibles, toute latitude pour agir. Cela revient, d'un point de vue de l'opérateur de Cloud Storage, à considérer un modèle dans lequel les capacités des batteries sont variables dans le temps. Il peut utiliser les ressources du marché électrique pour satisfaire ses clients quand des bandes admissibles réduites l'empêchent d'utiliser les batteries comme il le souhaiterait.

4.7.2.2 Un partenariat sur la coordination du Cloud Storage et de la gestion des congestions

RTE et le département *Civil and Environmental Engineering* de l'Université de Stanford ont établi un partenariat afin d'étudier le Cloud Storage, ses modèles commerciaux possibles et son intérêt pour les gestionnaires de réseau. Les travaux de cette thèse sur le niveau supérieur, et le multi-service en particulier, se sont inscrits dans ce cadre. Les résultats des travaux menés dans le cadre de ce partenariat ont notamment donné lieu à la publication et RASOULI et al., 2020 dans laquelle des métriques pour évaluer la rentabilité du Cloud Storage sont présentées. On y trouve un exemple de coordination du Cloud Storage avec un service de gestion des congestions. La coordination des services y est orchestrée grâce à la notion de bandes admissibles. Les bandes admissibles utilisées sont celles présentées en partie 4.5 du présent manuscrit. Ces travaux essaient de répondre à la question de la rentabilité de la coordination de ces deux services. La conclusion est positive dans le sens où on estime que la gestion des congestions provoque une perte de rentabilité de \$13k/an pour le Cloud Storage par rapport à un cas où le service de Cloud Storage serait seul à opérer sur la batterie, alors qu'il est estimé que la gestion des congestions rapportent entre 20 et \$30k/an.

Nous reprenons ici les données sur le Cloud Storage de la publication pour présenter une vision intégrée avec la gestion des congestions. Les résultats obtenus sont détaillés et présentés dans la suite sous un angle plus axé sur la gestion des congestions.

4.7.2.3 Adaptation des données de Cloud Storage et de RTE

Données de Cloud Storage

Les travaux présentés dans RASOULI et al., 2020 contiennent la construction d'une chronique d'un opérateur de Cloud Storage. Cette chronique correspond à l'agrégation des trajectoires des batteries de ses clients potentiels. Elle est créée à partir de données de compteurs intelligents, de rayonnement solaire, et des prix de l'électricité.

Les données des compteurs intelligents proviennent du distributeur d'énergie Nord-Californien PG&E (Pacific Gas and Electricity). Elles contiennent la consommation horaire de 100 000 foyers de août 2010 à juillet 2011, ainsi que les codes postaux

associés. Ce jeu de données ne contient cependant pas d'information sur une éventuelle production de panneaux solaires. Pour simuler cette production, les codes postaux sont croisés avec des données de rayonnement solaire de zones proches. 1000 foyers ont été extraits de ces données pour la construction de la chronique de Cloud Storage, de manière à ce que la taille de la batterie qu'ils se partagent soit raisonnable. Les 1000 foyers ont été choisis de sorte à avoir des profils de consommation et de production solaire variés. Un problème d'optimisation est ensuite formulé afin de déterminer la taille de batterie idéale pour chaque foyer ainsi que la stratégie d'utilisation pour cette taille.

Commençons par introduire quelques notations.

- $Q = (q_\sigma, c_\sigma, r_\sigma)_{\sigma \in \Sigma}$ désigne le panel des contrats accessibles à chaque foyer.
- q_σ est le prix du contrat $\sigma \in \Sigma$, avec Σ le nombre de contrats,
- c_σ désigne la capacité de la batterie associée au contrat σ
- r_σ est la puissance maximale de la batterie associée au contrat σ
- s_t et a_t sont respectivement le niveau de charge de la batterie d'un client au temps t et la puissance injectée par cette batterie.

Le problème suivant permet, pour un foyer, de déterminer le contrat σ qu'il choisit, ainsi que sa stratégie d'exploitation de la batterie (s_t, a_t) :

$$\begin{aligned}
 & \min_{(q_\sigma, c_\sigma, r_\sigma) \in Q} && q_\sigma + E(\kappa_\sigma) \\
 \text{s.t.} &&& -r_\sigma \leq a_t \leq r_\sigma \\
 &&& 0 \leq s_t \leq c_\sigma \\
 &&& s_{t+1} = s_t + a_t
 \end{aligned} \tag{4.30}$$

q_σ correspond au coût du contrat de stockage choisi. $E(\kappa_\sigma)$ représente la facture électrique attendue du foyer, avec κ_σ s'exprimant en fonction de sa consommation, de sa production solaire et du prix de l'électricité. Les contraintes du problème contiennent les bornes sur la puissance injectée dans la batterie, sur son niveau de charge et l'évolution de celui-ci. En agrégeant les trajectoires individuelles trouvées (s_t, a_t) pour chaque foyer, on obtient une trajectoire annuelle qu'aurait un opérateur de Cloud Storage desservant ces clients. On utilise cette trajectoire comme point d'entrée pour combiner les services de Cloud Storage et de gestion des congestions.

Données de congestions réseau

En ce qui concerne les données pour les congestions réseau, nous reprenons les bandes admissibles obtenues précédemment et présentées en section 4.5. Ces bandes admissibles sont définies sur une année entière et représentent les congestions sur une zone du réseau de transport d'électricité français. Les caractéristiques de la batterie utilisée pour les simulations sur les congestions sont 12MW et 24MWh. La trajectoire du Cloud Storage obtenue, cependant, considère une batterie de capacité 5.97MWh, avec un ratio 1 : 4 entre sa puissance maximale et son niveau de charge. Ce ratio signifie que la batterie peut charger 4h à sa puissance maximale. Ce ratio a été choisi lors de l'étape de sélection des contrats et s'explique par les périodes de pointe qui sont de 4h dans les données PGnE; les utilisateurs veulent pouvoir

décharger à pleine puissance pendant ces périodes. Il a fallu faire deux légères modifications sur les données de Cloud Storage et de congestions réseau de manière à pouvoir les exploiter conjointement :

- Nous considérons que la batterie pour gérer les congestions a également un ratio 1 : 4 ; c'est-à-dire une capacité 12MW-48MWh afin de respecter le ratio de la chronique de Cloud Storage. Nous avons donc recalculé les bandes admissibles en énergie à partir de celles en puissance à l'aide des équations (4.20).
- Nous avons mis la chronique de Cloud Storage à l'échelle d'une batterie de 48MWh de manière à faire coïncider les capacités des batteries.

4.7.2.4 Présentation du modèle

Pour simuler la coordination de la gestion des congestions avec un service de Cloud Storage, nous utilisons le problème d'optimisation suivant :

$$\begin{aligned}
 \min_{B, SoC} \quad & \sum_{t \in \{0, T\}} |SoC^t - SoC_{CS}^t| \\
 \text{s.t.} \quad & SoC^{t+1} = SoC^t + \Delta t \cdot B^t, \quad \forall t \in \{0, T\} \\
 & \underline{B}_i^t \leq B^t \leq \bar{B}_i^t, \quad \forall i \in \mathcal{Z}^B, \forall t \in \{0, T\} \\
 & \underline{SoC}^t \leq SoC^t \leq \bar{SoC}^t, \quad \forall t \in \{0, T\} \\
 & SoC^0 \in \mathcal{Z}_0^B
 \end{aligned} \tag{4.31}$$

Ce problème est très similaire aux problèmes présentés dans les deux sections précédentes. Il indique simplement que la trajectoire du niveau de charge de la batterie doit essayer de suivre au plus proche la chronique du Cloud Storage SoC_{CS} tout en respectant les bandes admissibles en puissance et en énergie de manière à pouvoir gérer les congestions.

4.7.2.5 Résultats obtenus

Les simulations ont été conduites sur l'année de mesures disponibles. Elles nous permettent de comparer la chronique du Cloud Storage et la trajectoire de la batterie obtenue à l'aide du problème d'optimisation (4.31). La chronique correspond à la trajectoire de l'opérateur de Cloud Storage si celui-ci exploitait seul la batterie. Les écarts observés avec la trajectoire de la batterie dans les bandes admissibles sont provoqués par les congestions sur le réseau. Les deux figures 4.8 et 4.9 présentent chacune un cas où les deux trajectoires ne coïncident pas.

La figure 4.8 montre un cas où la trajectoire du Cloud Storage n'est que peu impactée par la gestion des congestions. La trajectoire du niveau de charge de la batterie ne s'éloigne que sur 4 pas de temps du niveau de charge souhaité par le Cloud Storage. L'écart maximal est atteint au pas de temps 17 et vaut 3MWh. Les trajectoires restent donc relativement proches. Les écarts s'expliquent par les bandes admissibles en puissance. En effet, celles-ci indiquent qu'entre les pas de temps 12 et 17, une congestion force la batterie à charger. Entre ces mêmes pas de temps, l'opérateur de Cloud Storage souhaite également charger la batterie, mais pas autant qu'il est nécessaire pour la gestion des congestions, d'où l'écart relativement faible qui apparaît. Dans cet exemple, la gestion des congestions a donc un impact modéré sur

le service de Cloud Storage.

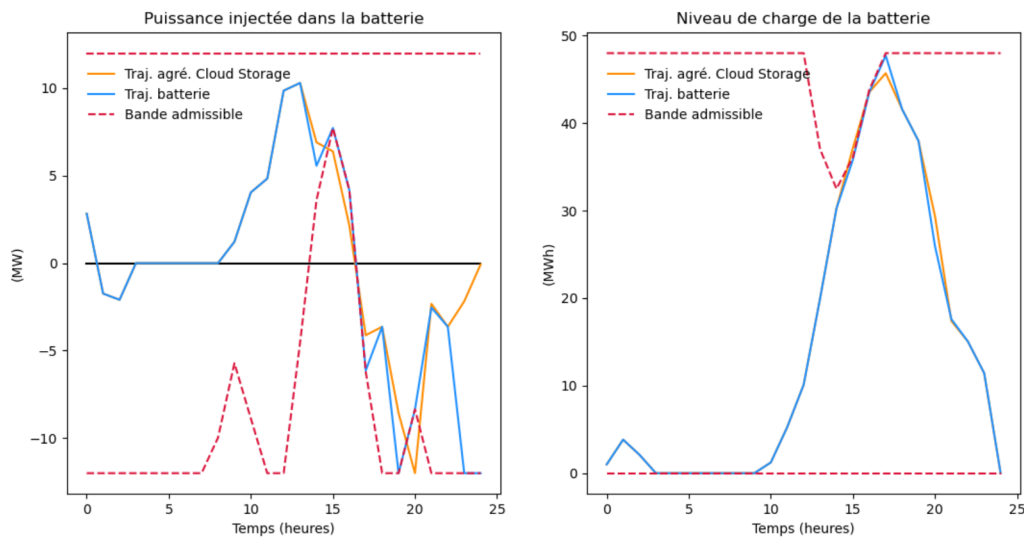


FIGURE 4.8 – Planification des trajectoires de la batterie à l’intérieur des bandes admissibles avec un faible impact sur le service de Cloud Storage

La figure 4.9, quant à elle, montre un cas où le partage de batterie avec la gestion des congestions a un impact plus important sur le Cloud Storage. Nous nous retrouvons dans le cas d’une congestion forte : la trajectoire de la batterie est entièrement définie du pas de temps 26 au pas de temps 43. La batterie charge de l’heure 26 à l’heure 30. A l’heure 30, son niveau de charge est à son maximum, mais elle ne peut pas décharger pendant encore 13 heures car des congestions sont toujours présentes (gérées par de la limitation de production renouvelable). La trajectoire de la batterie s’éloigne fortement de la chronique du Cloud Storage pendant cette période. L’écart le plus important est obtenu aux pas de temps 35 et 36 et vaut 48MWh, ce qui correspond à la capacité maximale de la batterie. C’est un cas extrêmement pénalisant pour l’opérateur de Cloud Storage, largement au-delà du cas précédent. L’opérateur doit faire appel au marché électrique de manière importante pour respecter les consignes de ses clients avec un impact économique conséquent. Le coût résultant pour le Cloud Storage n’est pas évident à évaluer. Cela dépend des prix d’achat et de vente de l’énergie sur les marchés au moment où se produit l’écart.

Le tableau 4.5 montre les similitudes entre la trajectoire de la batterie et la chronique de Cloud Storage. On peut notamment y conclure que 88.5% du temps, les trajectoires sont identiques, et que dans 90% du temps, la trajectoire de la batterie ne s’éloigne pas de plus de 2MWh de la chronique du Cloud Storage. Cependant, les trajectoires sont éloignées de plus de 24MWh dans 4.5% du temps (24MWh correspondent à 50% de la capacité totale de la batterie). Nous pouvons également mettre en correspondance le fait que les trajectoires sont identiques 88.5% du temps, avec le résultat obtenu en section 4.5 indiquant qu’il n’y a aucune congestion 87.2% du temps. Nous pouvons donc noter qu’il y a 1.3% du temps où des congestions sont présentes, sans qu’elles n’aient aucun impact sur la stratégie du Cloud Storage.

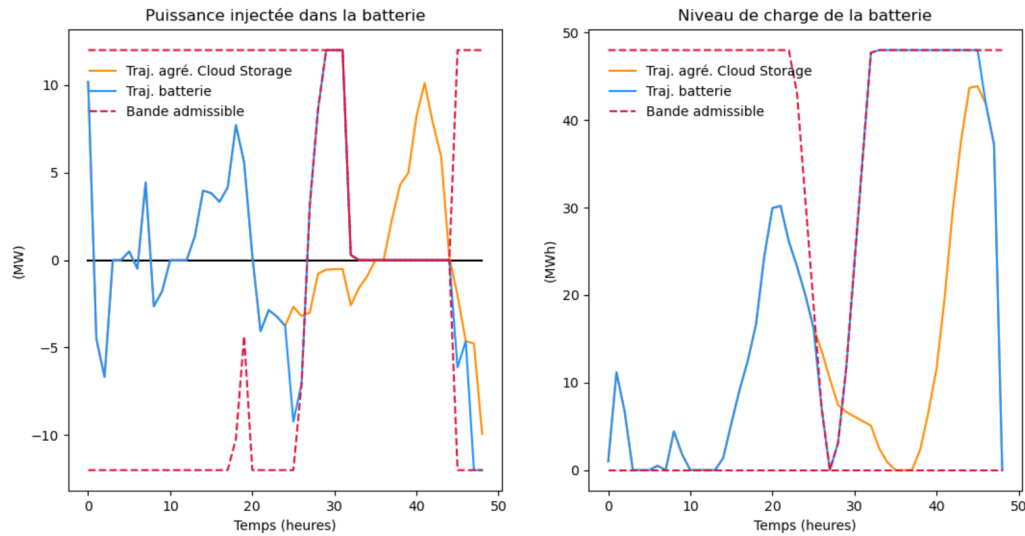


FIGURE 4.9 – Planification des trajectoires de la batterie à l’intérieur des bandes admissibles avec un fort impact sur le Cloud Storage

Traj. identiques	Traj. id. $\pm 2MWh$	Traj. id. $\pm 12MWh$	Traj. id. $\pm 24MWh$
88.5%	90%	92.6%	95.5%

TABLE 4.5 – Similitudes entre la trajectoire de la batterie obtenue et la chronique de Cloud Storage

4.7.2.6 Limites de ces résultats

Les résultats précédents étudient l’intérêt de combiner la gestion des congestions avec un service de Cloud Storage. Dans nos simulations, la trajectoire du Cloud Storage n’est pas impacté 88.5% du temps par la gestion des congestions. Nous souhaitons souligner deux éléments de cette étude.

- Le premier élément est que les bandes admissibles permettent très facilement de coordonner la gestion des congestions avec un autre service, ce qui était l’objectif principal du chapitre. La coordination avec le Cloud Storage en est un exemple.
- Le second élément que nous souhaitons mettre en avant est que la plus-value de la coordination des services dépend beaucoup des synergies des trajectoires de la batterie pour ces services. Dans le cadre de la coordination de la gestion des congestions et du Cloud Storage, il nous semble difficile de tirer des conclusions définitives étant donné la provenance des données. En effet, les données de congestion du réseau proviennent de données RTE, décrivant des congestions françaises, que nous avons combinées avec des données de consommation et de production solaire californiennes. Pour conclure quant à la valeur de cette coordination, il faudrait étudier un jeu de données plus cohérent.

4.8 Conclusion

Nous avons décrit dans ce chapitre la construction du niveau supérieur du système de pilotage des batteries pour la gestion des congestions présenté dans la thèse. Cette construction se base sur la notion de bandes admissibles. Les bandes admissibles sont constituées de séries d'intervalles en énergie et en puissance, tels que l'exploitation de la batterie à l'intérieur de ces intervalles permet au niveau inférieur de gérer toutes les congestions. Le calcul des bandes admissibles commencent par l'obtention des bandes admissibles en puissance, grâce à la résolution de $2m$ problèmes d'optimisation linéaire indépendants, avec m le nombre de pas de temps souhaité de la bande admissible. Les bandes admissibles en énergie sont ensuite construites à partir des bandes admissibles en puissance à l'aide de simples soustractions.

Les bandes admissibles, faciles à calculer, constituent une manière flexible de concevoir le niveau supérieur. Elles permettent en effet de planifier les trajectoires des batteries pour le niveau inférieur, mais également de combiner la gestion des congestions avec d'autres services, comme le montre l'exemple du Cloud Storage, ou encore de respecter la règle d'équilibrage des injections imposée dans le cas du projet RINGO de RTE par la CRE. Les simulations présentées dans ce chapitre sur des données RTE confirment l'idée que les batteries ne sont pas utilisées à leurs pleines capacités en permanence pour de la gestion des congestions, laissant la place à du multi-service.

Il faut noter que nous avons traité l'aspect robustesse de ces bandes admissibles seulement par rapport aux conditions initiales. Le calcul des bandes admissibles est basé sur des prévisions de flux quelques heures à l'avance. Ces prévisions peuvent contenir beaucoup d'incertitudes additionnelles. Il faudrait poursuivre les travaux afin de construire des bandes admissibles robustes par rapport à ces incertitudes. Une des premières pistes envisagées est de considérer une certaine marge sur les bandes admissibles en énergie, servant à absorber les écarts des flux temps réel avec les prévisions.

Conclusion et Perspectives

La gestion des congestions sur les réseaux électriques à l'aide de batteries a été le fil conducteur tout au long de cette thèse. Ces dernières ont toute leur place dans un contexte de fort développement des énergies renouvelables. Elles constituent un moyen d'action rapide face aux congestions sur les réseaux de transport d'électricité, sont très flexibles et ont une bonne acceptabilité sociétale. Le défi de cette thèse était de construire un système de pilotage des batteries exploitant aux mieux leurs atouts pour résoudre des congestions sur des réseaux électriques maillés. Le système de pilotage que nous avons élaboré se base sur deux niveaux : un niveau bas s'attachant à la gestion temps réel des congestions et mêlant actions des batteries et limitations de production renouvelable, et un niveau haut pour l'anticipation des congestions et la planification des niveaux de charge des batteries. La motivation initiale de ces travaux est issue du projet RINGO de RTE, un projet visant à installer 3 batteries sur le réseau haute-tension français (63 et 90kV). Ce projet démonstrateur grandeur nature permettra de valider le rôle crucial que peuvent avoir les batteries dans la gestion des congestions.

Dans la première partie de ce travail, nous avons présenté deux modélisations du niveau bas du système de pilotage des batteries. Les deux modélisations répondent à deux besoins différents, mais sont basées sur le même modèle du réseau en actif seul (c'est-à-dire dans l'approximation du courant continu) et utilisent toutes deux le formalisme de la commande prédictive. La première modélisation est adaptée à la politique actuelle du gestionnaire de réseau français (RTE). Elle utilise pour définir la capacité des lignes des limites en puissance ou en intensité variant au cours du temps et comprenant des pires cas sur les conditions météorologiques. La seconde modélisation évite ces pires cas sur les conditions météorologiques en considérant directement un modèle d'évolution de la température dans la dynamique du contrôleur. Cependant, pour pouvoir être mise en place, cette seconde modélisation nécessite davantage de capteurs (de température, de flèche ou de distance au sol de la ligne). Même si le modèle résultant du second contrôleur a un coût de déploiement supplémentaire par rapport au premier, il conduit à un mode d'exploitation permettant d'augmenter les capacités de transport du réseau en prenant notamment en compte la capacité de refroidissement du vent sur les lignes, ainsi que la dynamique de cet échauffement.

Dans la deuxième partie de ce travail, nous avons proposé une construction du niveau supérieur du système de pilotage des batteries. Ce niveau supérieur agit en soutien du niveau inférieur en lui envoyant des consignes sur un niveau de charge des batteries souhaité de manière à anticiper les congestions. Ce niveau est également capable de déterminer quelles sont les capacités des batteries devant être réservées à la gestion des congestions et quelles sont les capacités disponibles, non indispensables à la gestion des congestions. Ces capacités disponibles sont appelées capacités résiduelles et permettent la mise en place de multi-service pour les batteries en parallèle de la gestion des congestions.

Le niveau supérieur développé sur la notion de capacités résiduelles est flexible, et permet notamment, dans un cas où le multi-service n'est pas souhaité, de garantir que l'énergie stockée dans les batteries est constante. Cela permet de répondre à l'exigence du projet RINGO de RTE qui est de faire en sorte que les batteries interfèrent avec le marché électrique comme le feraient des lignes électriques, c'est-à-dire avec une interférence limitée à l'ordre de grandeur des pertes par effet Joule.

Les actions topologiques comme levier de contrôle sur les congestions n'ont pas été traitées ici. Une action topologique est une action permettant de modifier la topologie du réseau (un poste à un noeud électrique se transforme en un poste à deux noeuds électriques par exemple). Une telle action est en effet parfois utilisée par un dispatcher pour modifier la répartition des flux électriques sur un réseau et lever une congestion. Introduire de telles actions de contrôle dans notre modèle résulterait en l'introduction de variables entières et augmenterait la difficulté de résolution des problèmes d'optimisation sous-jacents à la stratégie de contrôle. Sur la demande des exploitants, la RD de RTE a poursuivi les travaux de cette thèse en développant un modèle pouvant prendre en compte un nombre *limité* d'actions topologiques.

Nous souhaitons également souligner que la résolution des congestions traitée n'a été que locale, sur des réseaux haute-tension (63kV et 90 kV). Si les batteries venaient à se développer massivement, elles auraient alors une force d'action supérieure et pourraient agir sur des réseaux très haute tension (225kV et 400kV) afin de résoudre des congestions inter-régionales. Les batteries pourraient alors être utilisées pour résoudre à la fois des congestions locales et interrégionales.

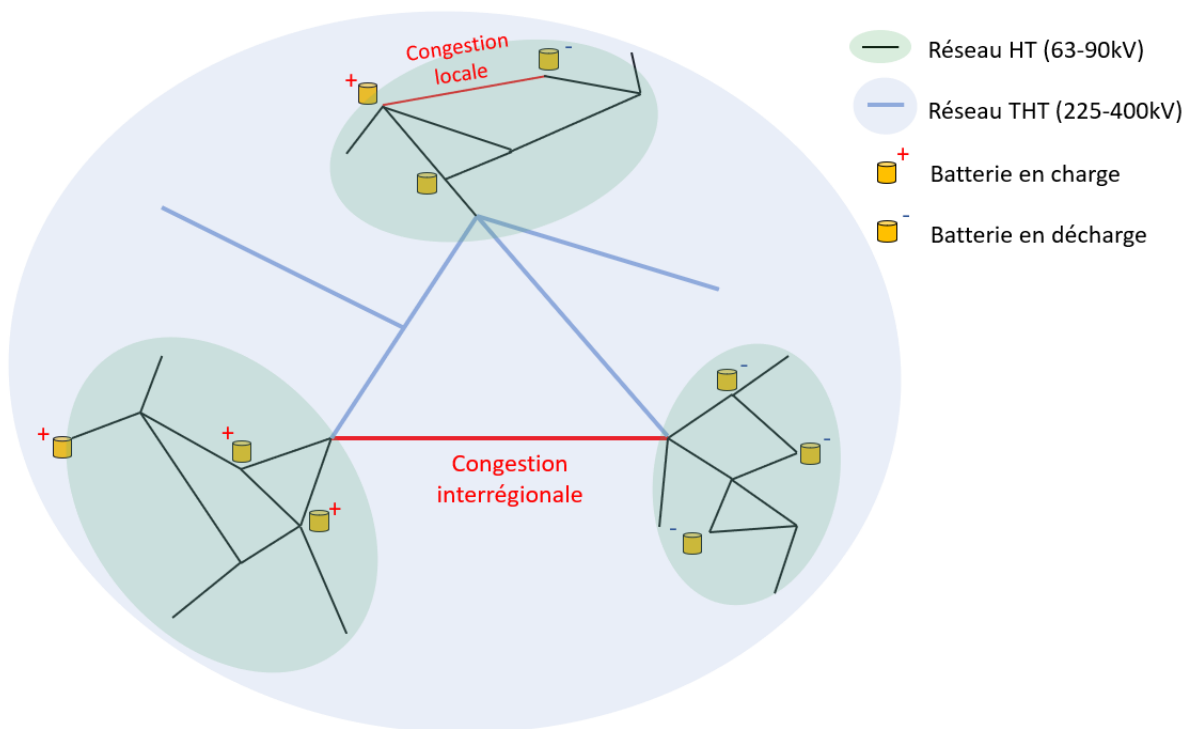


FIGURE 4.10 – Résolution des congestions locales et interrégionales dans un cas de fort développement des batteries sur les réseaux électriques

Pour finir, soulignons quelques autres pistes qui peuvent être développées afin de poursuivre les travaux de cette thèse.

- Une première perspective méthodologique concerne l'étude de la commande coopérative afin d'être en mesure de passer du niveau local à un niveau régional, national ou même européen pour le cas cité ci-dessus et dans lequel les batteries viendraient à se généraliser sur les réseaux électriques.
- Une deuxième direction de recherche est la caractérisation des incertitudes, avec la définition de scénarios adaptés, à la fois sur le niveau inférieur et sur le niveau supérieur du système de pilotage des batteries que nous avons développé.
- D'un point de vue technologique, le besoin de capteurs, d'informations et donc de communications est également un élément à étudier.
- D'un point de vue computationnel, il faudrait étudier de manière précise la puissance de calcul nécessaire à embarquer et garantir la sécurité du système selon cet aspect.
- Enfin, des inquiétudes émergent concernant la cybersécurité des réseaux suite à l'introduction de moyens de contrôle de plus en plus automatisés et connectés. Cela constitue également une piste intéressante à étudier.

Bibliographie

- AUBERT, Julien et Marjolaine MEYNIER-MILLEFERT (2019). *Rapport fait au nom de la commission d'enquête sur l'impact économique, industriel et environnemental des énergies renouvelables, sur la transparence des financements et sur l'acceptabilité sociale des politiques de transition énergétique*. Rapp. tech. Assemblée National.
- BART, Jean-Baptiste et Marc ANDREEWSKY (2005). « Network modelling for congestion management : zonal representation versus nodal representation ». In : *15th Power Systems Computation Conference*.
- BEMPORAD, Alberto, Manfred MORARI, Vivek DUA et Efstratios N PISTIKOPOULOS (2002). « The explicit linear quadratic regulator for constrained systems ». In : *Automatica* 38.1, p. 3-20.
- BIEGEL, Benjamin, Jakob STOUSTRUP, Jan BENDTSEN et Palle ANDERSEN (2012). « Model predictive control for power flows in networks with limited capacity ». In : *American Control Conference (ACC), 2012*. IEEE, p. 2959-2964.
- BIENSTOCK, Daniel et Abhinav VERMA (2019). « Strong NP-hardness of AC power flows feasibility ». In : *Operations Research Letters* 47.6, p. 494-501.
- BLANCHINI, Franco (1999). « Set invariance in control ». In : *Automatica* 35.11, p. 1747-1767.
- BUKSHSH, Waqqas A, Andreas GROTHEY, Ken IM MCKINNON et Paul A TRODDEN (2013). « Local solutions of the optimal power flow problem ». In : *IEEE Transactions on Power Systems* 28.4, p. 4780-4788.
- CAMACHO, Eduardo F et Carlos Bordons ALBA (2013). *Model predictive control*.
- CAPITANESCU, Florin et Louis WEHENKEL (2008). « A new iterative approach to the corrective security-constrained optimal power flow problem ». In : *IEEE transactions on power systems* 23.4, p. 1342-1351.
- CARPENTIER, J (1962). « Contribution to the economic dispatch problem ». In : *Bulletin de la Societe Francaise des Electriciens* 3.8, p. 431-447.
- CLOET, Eric et Jean-Louis LILIE (2011). « Uprating Transmission Lines through the use of an innovative real-time monitoring system ». In : *Transmission and Distribution Construction, Operation and Live-Line Maintenance (ESMO), 2011 IEEE PES 12th International Conference on*. IEEE, p. 1-6.
- CONSULTING, ICF (2003). « **Overview of the Potential for Undergrounding the Electricity Networks in Europe** ». In : *DG TREN/European Commission [En ligne]*.
- CRE. *Délibération de la Commission de Régulation de l'Énergie du 7 décembre 2017 portant approbation du programme d'investissements de RTE pour 2018*. Rapp. tech.
- DEB, Anjan K (2017). *Powerline ampacity system : theory, modeling and applications*. CRC Press.
- ELIA. *Site internet*.
- EYER, Jim et Garth COREY (2010). « Energy storage for the electricity grid : Benefits and market potential assessment guide ». In : *Sandia National Laboratories* 20.10, p. 5.
- GRANCHAROVA, Alexandra et Tor Arne JOHANSEN (2012). *Explicit nonlinear model predictive control : Theory and applications*. T. 429. Springer Science & Business Media.

- HAMARI, Juho, Mimmi SJÖKLINT et Antti UKKONEN (2016). « The sharing economy : Why people participate in collaborative consumption ». In : *Journal of the association for information science and technology* 67.9, p. 2047-2059.
- HOANG, Duc-Trung, Sorin OLARU, Alessio IOVINE, Jean MAEGHT, Patrick PANCIATICI et Manuel RUIZ (2020). « Predictive Control for Zonal Congestion Management of a Transmission Network ». In : <https://hal.inria.fr/hal-03004441v1>.
- IGLESIAS, Javier et al. (2014). *Guide for thermal rating calculations of overhead lines*. Cigré.
- IOVINE, Alessio, Duc-Trung HOANG, Sorin OLARU, Jean MAEGHT, Patrick PANCIATICI et Manuel RUIZ (2020). « Modeling the Partial Renewable Power Curtailment for Transmission Network Management ». In : <https://hal.archives-ouvertes.fr/hal-03004441/>.
- LARABA, Mohammed-Tahar, Sorin OLARU et Silviu-Iulian NICULESCU (2017). « Linear Model Predictive Control and Time-delay Implications ». In : *IFAC-PapersOnLine* 50.1, p. 14406-14411.
- LIU, Jingkun, Ning ZHANG, Chongqing KANG, Daniel KIRSCHEN et Qing XIA (2017). « Cloud energy storage for residential and small commercial consumers : A business case study ». In : *Applied energy* 188, p. 226-236.
- LOMBARDI, Warody, Sorin OLARU, Silviu-Iulian NICULESCU et Laurentiu HETEL (2012). « A predictive control scheme for systems with variable time-delay ». In : *International Journal of Control* 85.7, p. 915-932.
- LÉGIFRANCE (2001). « Arrêté du 17 mai 2001 fixant les conditions techniques auxquelles doivent satisfaire les distributions d'énergie électrique ». In : *Site internet*.
- MACIEJOWSKI, Jan Marian (2002). *Predictive control : with constraints*. Pearson education.
- MARTIN, Jeremi (2009). « Distributed vs. centralized electricity generation : are we witnessing a change of paradigm ». In : *An introduction to distributed generation*.
- MASSARO, F (2008). « ALTERNATING CURRENT (AC) RESISTANCE OF HELICALLY STRANDED CONDUCTORS ». In : <https://e-cigre.org/publication/>.
- MAYNE, David Q, James B RAWLINGS, Christopher V RAO et Pierre OM SCOKAERT (2000). « Constrained model predictive control : Stability and optimality ». In : *Automatica* 36.6, p. 789-814.
- MAYNE, David Q, María M SERON et SV RAKOVIĆ (2005). « Robust model predictive control of constrained linear systems with bounded disturbances ». In : *Automatica* 41.2, p. 219-224.
- MEYER, Bruno et al. (2020). « Power Transmission Technologies and Solutions : The Latest Advances at RTE, the French Transmission System Operator ». In : *IEEE Power and Energy Magazine* 18.2, p. 43-52.
- MONTICELLI, A. (2000). « Electric power system state estimation ». In : *Proceedings of the IEEE* 88.2, p. 262-282. DOI : 10.1109/5.824004.
- MORGAN, VT (1973). « The heat transfer from bare stranded conductors by natural and forced convection in air ». In : *International Journal of Heat and Mass Transfer* 16.11, p. 2023-2034.
- (1991). « Thermal behaviour of electrical conductors ; steady, dynamic and fault current rating [M] ». In : *RSP-Research Study Press LTD. Taunton, Somerset, England*.
- NAMOR, Emil, Fabrizio SOSSAN, Rachid CHERKAOUI et Mario PAOLONE (2018). « Control of Battery Storage Systems for the Simultaneous Provision of Multiple Services ». In : *IEEE Transactions on Smart Grid*.
- NORMEY-RICO, Julio E et Eduardo F CAMACHO (2008). « Dead-time compensators : A survey ». In : *Control engineering practice* 16.4, p. 407-428.

- OCAMPO-MARTÍNEZ, Carlos, Samuele BOVO et Vicenç PUIG (2011). « Partitioning approach oriented to the decentralised predictive control of large-scale systems ». In : *Journal of Process Control* 21.5, p. 775-786.
- OCAMPO-MARTINEZ, Carlos, Vicenç PUIG, JM GROSSO et Saúl Montes-de OCA (2014). « Multi-layer decentralized MPC of large-scale networked systems ». In : *Distributed model predictive control made easy*. Springer, p. 495-515.
- OLARU, Sorin, José A DE DONÁ, María M SERON et Florin STOICAN (2010). « Positive invariant sets for fault tolerant multisensor control schemes ». In : *International Journal of Control* 83.12, p. 2622-2640.
- OLARU, Sorin et S-I NICULESCU (2008). « Predictive control for linear systems with delayed input subject to constraints ». In : *IFAC Proceedings Volumes* 41.2, p. 11208-11213.
- PAHALAWATHTHA, N., A. KINGSMILL et H. KLINGENBERG (August 2018, Paris). « Battery storage for enhancing the performance of transmission grids ». In : *CIGRE C14-118*.
- PEPERMANS, Guido, Johan DRIESEN, Dries HAESLONCKX, Ronnie BELMANS et William D'HAESELEER (2005). « Distributed generation : definition, benefits and issues ». In : *Energy policy* 33.6, p. 787-798.
- PLATBROOD, L, S FLISCOUNAKIS, F CAPITANESCU, P PANCIATICI, C MERCKX et MO VAZQUEZ (2011). « Development of prototype software for steady state optimization of the ETN ». In : *PEGASE Consortium, Tech. Rep.*
- RAKOVIC, Saša V, Basil KOUVARITAKIS, Mark CANNON, Christos PANOS et Rolf FINDEISEN (2012). « Parameterized tube model predictive control ». In : *IEEE Transactions on Automatic Control* 57.11, p. 2746-2761.
- RASOULI, Mohammad, Camille PACHE, Patrick PANCIATICI, Jean MAEGHT, Ramesh JOHARI et Ram RAJAGOPAL (2019). « Cloud storage for multi-service battery operation (extended version) ». In : <https://arxiv.org/abs/1906.00732>.
- RASOULI, Mohammad, Tao SUN, Camille PACHE, Patrick PANCIATICI, Jean MAEGHT, Ramesh JOHARI et Ram RAJAGOPAL (2020). « Multi-Service Battery Operation with Cloud Electricity Storage ». In : *2020 IEEE Power & Energy Society General Meeting (PESGM)*. IEEE, p. 1-5.
- RAWLINGS, James B et Brett T STEWART (2008). « Coordinating multiple optimization-based controllers : New opportunities and challenges ». In : *Journal of process control* 18.9, p. 839-845.
- RTE (2005). *Referentiel Technique Chapitre 6 - Catalogue de matériels*. Rapp. tech.
- (2009). *Schéma de développement du réseau public de transport d'électricité de 2006 à 2020*. Rapp. tech.
- (2014). *Schéma régional de raccordement au réseau des énergies renouvelables de la région Provence Alpes Côte d'Azur*. Rapp. tech.
- (2017). *Investissements 2018 de RTE, séance du 29 novembre 2017, Annexe F, Dossier de saisine du projet de démonstrateur RINGO*. Rapp. tech.
- (2020). *Le stockage d'électricité RINGO*. Rapp. tech.
- RTE, le SER, ENEDIS, L'ADEEF et l'Agence ORE (2019). *Panorama de l'électricité renouvelable*. Rapp. tech.
- SCATTOLINI, Riccardo (2009). « Architectures for distributed and hierarchical model predictive control—a review ». In : *Journal of process control* 19.5, p. 723-731.
- SHELL, Peter, Jean-Jacques LAMBIN, Bertrand GODARD, Huu-Minh NGUYEN et Jean-Louis LILIEIN (2011). « Using Dynamic Line Rating to minimize curtailment of Wind power connected to rural power networks ». In : *Proceedings of the 10th International Workshop on Large-Scale Integration of Wind Power into Power Systems*, p. 5.

- SCIENCES, Engineering National Academies of, MEDICINE et al. (2016). *Analytic research foundations for the next-generation electric grid*. National Academies Press.
- SEPPA, TO et A SALEHIAN (2006). « **Guide for selection of weather parameters for bare overhead conductor ratings** ». In : *CIGRE WG B 2*.
- STEPHEN, Rob, Jean-Louis LILIEN, Dale DOUGLASS, Mark LANCASTER, Gerhard BIEDENBACH, George WATT, Ruis PESTANA, Patrick FERRIÈRES, Michael SCHMALE et al. (2012). *Guide for Application of direct real-time monitoring systems*. Cigré.
- STRAUB, C., S. OLARU, J. MAEGHT et P. PANCIATICI (2018a). « Zonal Congestion Management Mixing Large Battery Storage Systems and Generation Curtailment ». In : *2018 IEEE Conference on Control Technology and Applications (CCTA)*, p. 988-995. DOI : [10.1109/CCTA.2018.8511518](https://doi.org/10.1109/CCTA.2018.8511518).
- STRAUB, Clémentine, Jean MAEGHT, Camille PACHE, Patrick PANCIATICI et Ram RAJAGOPAL (2019). « Congestion management within a multi-service scheduling coordination scheme for large battery storage systems ». In : *2019 IEEE Milan PowerTech*, p. 1-6.
- STRAUB, Clementine, Sorin OLARU, Jean MAEGHT et Patrick PANCIATICI (2018b). « Robust MPC for temperature management on electrical transmission lines ». In : *IFAC-PapersOnLine* 51.32, p. 355-360.
- SUISSE, Parlement (2003). *Panne d'électricité du 28 septembre 2003*.
- TAN, Junbo, Sorin OLARU, Monica ROMAN, Feng XU et Bin LIANG (2019). « Invariant set-based analysis of minimal detectable fault for discrete-time LPV systems with bounded uncertainties ». In : *IEEE Access* 7, p. 152564-152575.
- TAYLOR et MICHAEL (2020). « **Energy subsidies: Evolution in the global energy transformation to 2050** ». In : *International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi*.
- TØNDEL, Petter, Tor Arne JOHANSEN et Alberto BEMPORAD (2003). « An algorithm for multi-parametric quadratic programming and explicit MPC solutions ». In : *Automatica* 39.3, p. 489-497.
- WEN, Yunfeng, Chuangxin GUO, Daniel S KIRSCHEN et Shufeng DONG (2015). « Enhanced security-constrained OPF with distributed battery energy storage ». In : *IEEE Transactions on Power Systems* 30.1, p. 98-108.
- ZHANG, Yan, Baolong LIU, Tao ZHANG et Bo GUO (2014). « An intelligent control strategy of battery energy storage system for microgrid energy management under forecast uncertainties ». In : *Int. J. Electrochem. Sci* 9.8, p. 4190-4204.
- ZIMMERMAN, Ray D (2010). « **MATPOWER 4.0 b4 user's manual** ». In : *Power Syst Eng Res Cent*, p. 1-105.
- ZIMMERMAN, Ray Daniel, MURILLO-SÁNCHEZ et Robert John THOMAS (2011). « **MATPOWER: Steady-state operations, planning, and analysis tools for power systems research and education** ». In : *IEEE Transactions on power systems* 26.1, p. 12-19.

Titre : Gestion des congestions et prise de décision dans les réseaux électriques maillés en utilisant des batteries électriques

Mots clés : Gestion des congestions, Modélisation, Réseau de transport d'électricité, Réseaux maillés, Batteries, Commande prédictive, Optimisation

Résumé : Le paysage de la production électrique connaît aujourd'hui une modification profonde du fait du plein essor des énergies renouvelables. La partie de la production qui est caractérisée comme intermittente et éparse est de plus en plus présente sur les réseaux et crée de nouvelles contraintes de saturation des réseaux électriques de transport, nommées congestions. Dans ce contexte, les batteries reçoivent un intérêt croissant pour leur potentiel dans la gestion des congestions. Le travail de thèse décrit dans ce manuscrit porte sur la conception d'algorithmes utilisant la flexibilité des batteries pour résoudre des congestions sur les réseaux électriques maillés. La stratégie de contrôle présentée m le action des batteries et limitation de production renouvelable pour une résolution locale de congestions. Le contrôle est décomposé en deux niveaux : un niveau haut, de planification, et un niveau bas, pour la gestion temps réel des congestions. Le niveau bas utilise

le formalisme de la commande prédictive et permet de prendre en compte des retards sur les actions de contrôle. Le niveau haut possède un rôle de planification des trajectoires des batteries venant en appui du niveau bas et est constitué par une optimisation haut niveau définissant les capacités des batteries nécessaires à la résolution en temps réel des congestions et celles résiduelles. Ce niveau permet ainsi de définir un cadre multi-service pour les batteries dans lequel les capacités résiduelles peuvent être offertes à d'autres acteurs ou services du marché électrique.

Les algorithmes développés sont appliqués à un projet mené par le Réseau de Transport d'Electricité français (RTE) : le projet RINGO. Ce projet est un démonstrateur expérimental dont le but est de valider l'introduction de stockage de grande capacité sur les réseaux d'électricité comme une solution aux congestions.

Title : Congestion management and decision-making on meshed electrical grids with high power batteries

Keywords : Congestion management, Modelisation, Electrical grid, Meshed network, Batteries, Model Predictive Control, Optimization

Abstract : Power generation has been undergoing a radical change due to the expansion of renewable energies. The part of the generation which can be characterized as intermittent and scarce is increasing in importance and is creating new overload constraints on electrical grids called congestions. In this context, batteries are gaining a growing attention for their potential in congestion management. The thesis work contained in this manuscript deals with the conception of new algorithms relying on batteries to solve congestions on meshed electrical grid. The presented control strategy mingles batteries actions and renewable curtailment. The control is based on two levels. The upper level relates to planification and the lower level is dedicated to real-time congestion management. The lower level

is developed using Model Predictive Control and provides a framework to take into account delays on control actions. The upper level covers the batteries trajectories planning, supports the lower level and defines batteries capacity used for real-time congestion management and the residual capacities of these batteries. This level can thus be used to define a multi-service framework for batteries. The residual capacities can be offered to other actors or services of the electrical market.

The developed algorithms are implemented on a project conducted by the french Transmission System Operator (RTE) : the RINGO Project. This project is a demonstrator program whose aim is to validate large capacity storage as a solution to congestions.