



HAL
open science

Optimisation des ressources dans un système énergétique complexe au moyen de modèles fonctionnels

Baptiste Boyer

► **To cite this version:**

Baptiste Boyer. Optimisation des ressources dans un système énergétique complexe au moyen de modèles fonctionnels. Automatique / Robotique. Université Paris-Saclay, 2022. Français. NNT : 2022UPASG033 . tel-03860030

HAL Id: tel-03860030

<https://theses.hal.science/tel-03860030>

Submitted on 18 Nov 2022

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.

Optimisation des ressources dans un système énergétique complexe au moyen de modèles fonctionnels

Resources optimization in a complex energy system based on functional models

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

Graduate School : Informatique et Science du Numérique

Référent : CentraleSupélec

Thèse préparée dans l'unité de recherche **Laboratoire des signaux et systèmes (Université Paris-Saclay, CNRS, CentraleSupélec)**, sous la direction de **Guillaume SANDOU**, professeur, le co-encadrement d'**Emmanuel GODOY**, professeur, le co-encadrement de **Cristina VLAD**, maîtresse de conférences et la co-supervision de **Philippe FIANI**, responsable R&D de Sherpa Engineering

Thèse soutenue à Paris-Saclay, le 11 juillet 2022, par

Baptiste Boyer

Composition du jury

Marc PETIT Professeur, CentraleSupélec	Président
Michel BASSET Professeur, Université de Haute Alsace	Rapporteur & Examineur
Frédéric KRATZ Professeur, INSA Centre Val de Loire	Rapporteur & Examineur
Claude BARON Professeure, INSA Toulouse	Examinatrice
Claude-Gilles DUSSAP Professeur, Université Clermont Auvergne	Examineur
Guillaume SANDOU Professeur, CentraleSupélec/L2S	Directeur de thèse
Cristina VLAD Maîtresse de conférences, CentraleSupélec/L2S	Co-encadrante
Emmanuel GODOY Professeur, CentraleSupélec/L2S	Co-encadrant

Remerciements

Après plus de trois années plongé dans la préparation de cette thèse, c'est avec un sentiment de satisfaction mais aussi un certain soulagement que j'écris les dernières phrases de ce manuscrit. C'est l'occasion pour moi de prendre du recul et d'apprécier le chemin parcouru. Ce dernier a été long et souvent sinueux mais je retiens surtout son côté enrichissant et formateur, autant d'un point de vue technique et professionnel qu'humain. Il n'a été rendu possible qu'avec l'aide, le soutien et les encouragements de nombreuses personnes que je souhaite remercier.

Mes premières pensées vont naturellement à mon équipe d'encadrement. Côté laboratoire, je remercie sincèrement mon directeur de thèse Guillaume Sandou et mes encadrants Cristina Vlad et Emmanuel Godoy pour la confiance qu'ils m'ont témoignée tout au long de cette aventure. Leurs conseils et leurs encouragements m'ont permis de faire progresser ce projet de la manière la plus judicieuse possible. Côté entreprise, un grand merci à mon encadrant Philippe Fiani pour m'avoir permis de réaliser cette thèse. Son expertise, ses idées et nos longues discussions m'ont beaucoup apporté d'un point de vue technique et ont largement contribué à l'orientation et l'avancement de ma thèse.

Je voudrais aussi remercier les membres de mon jury de thèse, notamment les professeurs Frédéric Kratz et Michel Basset pour avoir pris le temps d'examiner mon manuscrit et de rapporter ces travaux de thèse. Je remercie également Marc Petit pour avoir accepté de présider le jury, ainsi que Claude Baron et Claude-Gilles Dussap pour avoir accepté d'en faire partie.

Je tiens à remercier tous mes collègues de Sherpa Engineering, autant pour les discussions techniques ou leur aide sur certains aspects de mes travaux, que pour tous les moments de convivialité partagés autour de pauses café, d'afterworks ou de parties de babyfoot endiablées. Un merci tout particulier à Mert pour m'avoir accompagné dans les premières étapes de ma thèse et permis de comprendre plusieurs concepts à la base de ces travaux.

Je souhaite remercier également tous les membres du laboratoire L2S que j'ai côtoyés au cours de ces trois années et plus particulièrement les doctorants, qui ont rendu cette aventure particulièrement agréable. Merci à Vincent, Dario, Thomas, Martin, Joy, Matthieu, Geoffroy, Jérémy, Maxime, Miguel, Jean, Kodjo, Antonello, Ali, Benjamin, Nihed, Hung pour les parties de tarot, de volley, de Mōlkky ou de jeux de société et tous les moments de détente passés en votre compagnie.

Je remercie également mes amis pour avoir parsemé ces années de joyeux moments. Une mention spéciales à mes voisins Aurélien, Charlotte, Maxime et Marion

qui ont égayé les soirées du confinement.

Un merci particulier à ma famille, mes parents, mes sœurs et ma grand-mère qui m'ont fourni un cadre de vie privilégié et qui m'ont toujours soutenu dans mes choix et projets.

Enfin, je remercie profondément Mélanie, pour sa présence et son soutien constant tout au long de cette aventure et dans tous les moments de la vie. Sa joie de vivre communicative a illuminé ces trois années.

Table des matières

Remerciements	i
Table des figures	vii
Liste des tableaux	xi
Liste des acronymes	xiii
1 Introduction	1
1.1 Contexte	1
1.1.1 Qu'est-ce qu'un système complexe?	1
1.1.2 L'ingénierie système face au défi de la complexité	3
1.1.3 La nécessité de modélisation	5
1.2 Motivations et contributions	6
1.2.1 Motivations	6
1.2.2 Publications	7
1.3 Structure du document	8
Références bibliographiques du chapitre 1	11
2 Modélisation fonctionnelle	15
2.1 Approche de modélisation à trois niveaux d'abstraction	16
2.1.1 Motivations	16
2.1.2 Niveau téléologique	18
2.1.3 Modélisation multiphysique	18
2.2 Modélisation fonctionnelle	19
2.2.1 Formalisme de la modélisation	20
2.2.2 Éléments fonctionnels	22
2.2.3 Intégration logicielle	25
2.2.4 Interactions avec les niveaux téléologique et multiphysique	26
2.3 Application de la méthodologie pour un véhicule électrique	28
2.3.1 Modèle téléologique	28
2.3.2 Modélisation fonctionnelle	30
2.3.3 Stratégies d'arbitrage	33
2.3.4 Modélisation multiphysique	41
2.4 Résultats de simulation	44
2.4.1 Arbitrages thermiques	44
2.4.2 Arbitrages entre besoins mécaniques et thermiques	50
2.5 Conclusions partielles	53
Références bibliographiques du chapitre 2	55

3	Commande prédictive au niveau fonctionnel	57
3.1	Commande prédictive	58
3.1.1	Principe général	58
3.1.2	Principales méthodes de commande prédictive	59
3.2	Mise en place d'une approche PFC dans la modélisation fonctionnelle	62
3.2.1	Formalisme de la méthode PFC	63
3.2.2	Résolution et implémentation de la commande prédictive dans les blocs fonctionnels	65
3.3	Application à un système de production électrique	70
3.3.1	Contexte	70
3.3.2	Présentation du cas d'étude	70
3.3.3	Simulation du modèle	74
3.4	Extension à un système MIMO avec prise en compte de retards de commande et de contraintes sur le réseau	77
3.4.1	Présentation du cas d'étude	77
3.4.2	Répartition des besoins au sein du distributeur	80
3.4.3	Prise en compte du retard de commande	85
3.4.4	Résultats de simulation	86
3.5	Conclusions partielles	91
	Références bibliographiques du chapitre 3	93
4	Optimisation de niveau supérieur d'un réseau	97
4.1	Système multi-énergies	98
4.1.1	Qu'est-ce qu'un SME?	98
4.1.2	Flexibilité du SME	98
4.1.3	Extension du concept aux symbioses industrielles	101
4.2	Gestion d'un SME	101
4.2.1	La production énergétique	102
4.2.2	La distribution énergétique	103
4.3	Optimisation dans un SME	104
4.3.1	Critère d'évaluation	104
4.3.2	Champ d'application	105
4.3.3	Modélisation	105
4.3.4	Formulation mathématique du problème d'optimisation	106
4.3.5	Résolution du problème d'optimisation	109
4.3.6	Les outils existants	111
4.4	Méthodologie à trois niveaux d'optimisation et de contrôle d'un SME	113
4.4.1	Optimisation de la structure du système	113
4.4.2	Planification optimale de la production	121
4.4.3	Contrôle dynamique du système	125
4.4.4	Coordination des trois niveaux	126
4.5	Cas d'application à un système électrique	129
4.5.1	Description du cas d'application	130
4.5.2	Détermination de la configuration optimale	130
4.5.3	Détermination des plannings de charge	135
4.6	Conclusions partielles	142
	Références bibliographiques du chapitre 4	144

5	Application à la modélisation et au contrôle optimal d'un réseau urbain multi-énergies	149
5.1	Présentation du cas d'application	150
5.1.1	Contexte général	150
5.1.2	Caractéristiques	150
5.2	Couplage de la chaleur et de l'électricité	154
5.2.1	La cogénération	154
5.2.2	Autres sources de couplage	158
5.3	Optimisation de la composition du RUME	160
5.3.1	Données d'entrée du problème	160
5.3.2	Formulation du problème d'optimisation	165
5.3.3	Résultats	168
5.4	Optimisation des plannings de charge du RUME	172
5.5	Contrôle dynamique du RUME	174
5.5.1	Modèle fonctionnel du RUME	174
5.5.2	Simulation du modèle	177
5.5.3	Résultats	178
5.6	Conclusions partielles	183
	Références bibliographiques du chapitre 5	184
6	Conclusion et perspectives	187
6.1	Conclusion	187
6.2	Perspectives	189
	Annexe A Modèle thermique d'une ligne électrique	191
A.1	Modèle général	191
A.2	Expression de la température de la ligne	192
	Références bibliographiques des annexes	193

Table des figures

2.1	Schéma des trois niveaux de représentation d'un système complexe Fiani et al. (2019).	17
2.2	Architecture d'un élément fonctionnel.	20
2.3	Exemple d'ensemble organico-fonctionnel.	25
2.4	Schéma fonctionnel simplifié d'un véhicule électrique (Boyer et al., 2020).	26
2.5	Interactions entre les modèles téléologique et fonctionnel.	27
2.6	Modèle téléologique d'un VE.	29
2.7	Modèle fonctionnel du sous-système électromécanique d'un VE.	31
2.8	Modèle fonctionnel du sous-système thermique du VE (Boyer et al., 2020).	32
2.9	Détail du circuit d'air cabine (Boyer et al., 2020).	32
2.10	Couplage entre les sous-systèmes électromécanique et thermique.	33
2.11	Introduction d'un superviseur global pour le contrôle du véhicule électrique.	34
2.12	Principe de la stratégie d'arbitrage entre les besoins de mobilité et de confort thermique.	40
2.13	Schéma de l'architecture physique des circuits de refroidissement et de chauffage du VE.	42
2.14	Détail des deux modes de fonctionnement principaux du sous-système thermique.	42
2.15	Capture d'écran du modèle multiphysique du sous-système thermique du VE réalisé sur PhiSim.	43
2.16	Résultats de la simulation du modèle fonctionnel selon le scénario S0.	46
2.17	Résultats de la simulation du modèle fonctionnel selon le scénario S1.	47
2.18	Profils de température de la cabine et de la batterie selon les scénario S2a, S2b et S2c.	49
2.19	Résultats de la simulation du modèle multiphysique contrôlé par le modèle fonctionnel selon le scénario S2a.	50
2.20	Cycle de conduite en milieu rural ARTEMIS étendu (CCRAE).	51
2.21	Comparaison des différentes stratégies d'arbitrage entre les besoins électromécaniques et thermiques.	52
3.1	Schéma du principe général de la commande prédictive.	59
3.2	Schéma du principe du PFC.	64
3.3	Introduction d'une approche PFC dans le modèle d'un système composé d'une source et d'un consommateur.	69

3.4	Décomposition de la méthode PFC dans un distributeur connecté à deux sources et un consommateur.	69
3.5	Représentation schématique du système étudié.	71
3.6	Influence de l'angle de rotation des pales sur le coefficient de puissance.	73
3.7	Profils de production maximale réel (Source : RTE) et estimé.	74
3.8	Résultats de simulation.	76
3.9	Influence de la valeur de γ_{Bat} sur le taux d'exploitation et l'état de charge de la batterie.	77
3.10	Schéma du système étudié.	78
3.11	Modèle fonctionnel du système étudié.	80
3.12	Résultats de la simulation de référence.	86
3.13	Profils de prédiction utilisés dans le modèle des parcs.	88
3.14	Puissances demandées et reçues par les consommateurs selon le profil de prédiction utilisé.	89
3.15	Puissances demandées et reçues par les consommateurs en fonction du temps d'échantillonnage de la mesure de puissance de sortie des parcs.	90
4.1	Schéma d'un système multi-énergies.	99
4.2	Energy and matter flows in Kalundborg industrial symbiosis (Kal, 2021).	101
4.3	Différentes représentations d'un profil de charge annuel.	115
4.4	Schéma de la méthodologie d'optimisation d'un SME.	129
4.5	Monotone de puissance de consommation de la région Normandie discrétisée en vingt périodes.	132
4.6	Répartition de charge entre les moyens de production et de stockage dans la configuration 1.	133
4.7	Répartition de charge entre les moyens de production et de stockage dans la configuration 2.	135
4.8	Plannings de démarrages, d'arrêts et de charge des installations du système pendant un an.	136
4.9	Plannings de démarrages, d'arrêts et de charge des installations du système pendant un an avec maintenance annuelle des centrales nucléaires.	138
4.10	Plannings de démarrages, d'arrêts et de charge des installations du système pendant une semaine hivernale.	139
4.11	Modèle fonctionnel du système.	139
4.12	Simulation de l'allocation de ressources en temps réel au moyen d'un modèle fonctionnel.	140
4.13	Simulation de l'allocation de ressources en temps réel au moyen d'un modèle fonctionnel avec prise en compte d'une erreur de prédiction gaussienne.	141
5.1	Ville de Bolbec et tracé du réseau de distribution d'énergie thermique proposé par SETEC.	151
5.2	Profils de consommation en fonction du secteur et de la période.	152
5.3	Estimation du profil annuel de consommations thermique et électrique pour la ville de Bolbec pour un pas d'une heure.	153
5.4	Comparaison de consommation d'énergie primaire pour la production d'électricité et de chaleur avec et sans cogénération.	155

5.5	Plage de fonctionnement des turbines à vapeur.	157
5.6	Courbes monotones de puissance discrétisées pour les secteurs électrique et thermique.	164
5.7	Facteur de charge des énergies renouvelables.	164
5.8	Répartitions de charge électrique et thermique pour le scénario A1. . .	169
5.9	Répartitions de charge électrique et thermique pour le scénario A2. . .	169
5.10	Répartitions de charge électrique et thermique pour les scénarios B2 et C2.	171
5.11	Modèles fonctionnels d'éléments de couplage entre plusieurs secteurs énergétiques.	174
5.12	Modèle fonctionnel d'une turbine à contre-pression à deux modes de fonctionnement.	176
5.13	Modèle fonctionnel global du RUME de Bolbec.	177
5.14	Profils de charge électriques et thermiques obtenus par optimisation et par simulation du modèle fonctionnel.	179
5.15	Réponses électrique et thermique du système à une augmentation subite de la consommation thermique.	180
5.16	Profils de production électrique et thermique des installations du système suite à une panne majeure.	181
5.17	Profils de production électrique et thermique des installations du système suite à une panne majeure avec gestion intelligente du stockage thermique.	182
A.1	Schéma d'une ligne électrique et bilan des principales puissances thermiques qui s'y appliquent.	192

Liste des tableaux

2.1	Efforts et flux pour différents domaines énergétiques.	19
2.2	Tableau récapitulatif des éléments fonctionnels.	24
2.3	Caractéristiques du véhicule électrique.	45
2.4	Paramètres du scénario S0.	46
2.5	Paramètres du superviseur.	48
2.6	Caractéristiques du cycle de conduite en milieu rural ARTEMIS étendu.	51
2.7	Paramètres des scénarios S3.	52
2.8	Résultats des simulations S3a, S3b et S3c.	53
3.1	Caractéristiques de la batterie et du parc éolien.	73
3.2	Paramètres de simulation.	75
3.3	Paramètres de la simulation de référence.	87
3.4	Performances du système en fonction du modèle de prédiction utilisé.	88
3.5	Performances du système en fonction du temps d'échantillonnage de la mesure de puissance de sortie des parcs.	90
3.6	Comparaison des performances du système avec des limitations de la puissance transitant sur les lignes fixes ou déterminées à partir d'un modèle de température.	91
4.1	Caractéristiques des technologies de production et de stockage d'électricité.	131
4.2	Caractéristiques du modèle.	132
4.3	Configuration 1 et caractéristiques du système minimisant son coût financier annuel.	133
4.4	Configuration 2 et caractéristiques du système minimisant son coût financier annuel avec prise en compte d'une taxe carbone.	134
4.5	Configuration 2 et caractéristiques du système retenu.	136
4.6	Résultats de l'optimisation des plannings de démarrages, d'arrêts et de charge du système retenu.	137
4.7	Caractéristiques des éléments fonctionnels.	140
4.8	Caractéristiques et performances des différentes simulations.	141
5.1	Caractéristiques des technologies de production et de stockage d'énergie thermique et électrique.	162
5.2	Paramètres des scénarios pour lesquels la configuration optimale est déterminée.	168
5.3	Coûts du RUME pour les scénarios A1 et A2.	170
5.4	Coûts du RUME pour les scénarios B et C.	172

5.5	Caractéristiques des moyens de production et de stockage retenus dans la conception du RUME.	173
5.6	Résultats de la résolution du problème d'optimisation des plannings de charge sur 365 jours avec un pas de temps de 2 h.	174
5.7	Caractéristiques des éléments fonctionnels du RUME.	178
5.8	Caractéristiques et performances des résultats obtenus.	180

Liste des acronymes

AT	Accumulateur thermique.
CCUSC	Centrale à Charbon Ultra SuperCritique.
CE	Chaudière électrique.
CEE	Certificat d'Économie d'Énergie.
CGN	Chaudière au Gaz Naturel.
CHP	Combined Heat and Power (Cogénération de Chaleur et d'Électricité).
COP	Coefficient de Performance.
CTP	Coefficient de Température Positive.
DMC	Dynamic Matrix Control.
EMI	Énergie, Matière ou Information.
EOF	Ensemble Organico-Fonctionnel.
EXV	Vanne d'expansion électronique.
GES	Gaz à Effet de Serre.
GN	Gaz Naturel.
GPC	Generalized Predictive Control.
IS	Ingénierie Système.
LPM	Linéaire Par Morceaux.
MAC	Model Algorithmic Control.
MBSE	Model-Based System Engineering (Ingénierie Système Guidée par les Modèles).
MCI	Moteur à Combustion Interne.
MDE	Maîtrise et Demande en Énergie.
MEL	Machine Électrique.
MISO	Multi Input Single Output.
MPC	Model Predictive Control.
OPF	Optimal Power Flow.
PAC	Pompe À Chaleur.
PC	Pile à Combustible.

PFC	Predictive Functional Control.
PI	(régulateur) à action Proportionnelle Intégrale.
PL	Programmation Linéaire.
PLNE	Programmation Linéaire en Nombre Entier.
PQ	Programmation Quadratique.
PSC	Puissance Sur Chaleur.
PTDF	Power Transfer Distribution Ratio.
QDMC	Quadratic Dynamic Matrix Control.
RTE	Réseau de Transport d'Électricité.
RUME	Réseau Urbain Multi-Énergies.
SISO	Single Input Single Output.
SME	Système Multi-Énergies.
SOC	État de Charge.
SSE	Système de Stockage Électrique.
STEP	Station de Transfert d'Énergie par Pompage.
STS	Stockage Thermique Sensible.
TGC	Turbine à Gaz en Cogénération.
TGCC	Turbine à Gaz en Cycle Combiné.
TGCO	Turbine à Gaz en Cycle Ouvert.
TVCP	Turbine à Vapeur à Contre-Pression.
TVEC	Turbine à Vapeur à Extraction Condensation.
VE	Véhicule Électrique.
WPP	Wind Power Plant (Parc de production éolienne).

Chapitre 1

Introduction

Sommaire

1.1 Contexte	1
1.1.1 Qu'est-ce qu'un système complexe?	1
1.1.2 L'ingénierie système face au défi de la complexité	3
1.1.3 La nécessité de modélisation	5
1.2 Motivations et contributions	6
1.2.1 Motivations	6
1.2.2 Publications	7
1.3 Structure du document	8
Références bibliographiques du chapitre 1	11

1.1 Contexte

1.1.1 Qu'est-ce qu'un système complexe?

Afin de répondre à cette question, il convient dans un premier temps de définir ce qu'est un système. Ce terme provient du grec *sustēma* qui signifie "organisation, ensemble" et a donné lieu à de nombreuses définitions, dont les principales sont citées ci-dessous :

- van Bertalanffy (1968) est l'un des premiers à théoriser cette notion : "Un système peut être défini comme un ensemble d'éléments qui interagissent". Ce système est dit ouvert ou fermé selon que ses éléments interagissent également avec son environnement ou non.
- de Rosnay (1977) complète cette première définition en ajoutant la notion de finalité : "un système est un ensemble d'éléments en interaction dynamique, organisés en fonction d'un but".
- Les membres du Conseil International de l'Ingénierie Système (INCOSE) se sont mis d'accord sur la définition donnée par Maier et al. (2000) qui insiste sur l'émergence de nouvelles propriétés inhérentes au système par rapport à la somme des propriétés des éléments qui le composent : "Un système est une construction ou une collection de différents éléments qui, ensemble, produisent des résultats qui ne peuvent être obtenus par les éléments seuls.

La valeur ajoutée par le système dans son ensemble, au-delà de celle apportée indépendamment par les parties, est principalement créée par la relation entre les parties, c'est-à-dire la façon dont elles sont interconnectées." L'INCOSE précise, dans cette définition, ce qu'il faut entendre par "éléments" et "résultats" : "Les éléments, ou parties, peuvent comprendre des personnes, du matériel, des logiciels, des installations, des politiques et des documents. Les résultats comprennent les qualités, les propriétés, les caractéristiques, les fonctions, le comportement et les performances au niveau du système." (Bahill, 2001)

Une petite nuance pourrait être apportée à la dernière partie de la définition de Maier et al. (2000) en précisant que la valeur ajoutée par les relations entre les parties peut être également négative du fait d'inhibitions, d'empêchements ou de propriétés antagonistes.

- Enfin, Le Moigne (1984) propose, plutôt qu'une définition au sens propre, une description générale et synthétique qui semble englober toutes les caractéristiques communes à tous les systèmes : "un objet qui, dans un environnement, doté de finalités, exerce une activité et voit sa structure interne évoluer au fil du temps, sans qu'il perde pourtant son identité unique."

Cette dernière description donne les composantes essentielles d'un système en restant le plus générique possible – indépendant de la nature du système : physique, biologique, technologique, sociologique, etc. – et tous les systèmes étudiés dans ces travaux respectent cette description.

De la même manière que le concept de "système", sa "complexité" fait référence à différents concepts ou idées. Sillitto (2009) fait la distinction entre la complexité subjective, qui est liée à la représentation mentale du système par un individu – et donc son incapacité totale ou partielle à comprendre le comportement du système et anticiper son évolution –, et la complexité objective, inhérente au système et à ses caractéristiques "quantifiables". Les causes entraînant l'augmentation de la complexité objective d'un système sont diverses, les principales sont données ci-dessous (Sheard et Mostashari, 2011, 2009; Ladyman et al., 2012; Shalizi, 2006) :

- Le nombre d'éléments constituant le système.
- Le nombre et la densité des interactions entre les différents éléments et avec l'environnement, ainsi que la diversité de leur nature.
- La variété des domaines (physiques, énergétiques, sociaux, biologiques, etc.) auxquels appartiennent les différents éléments.
- La non-linéarité du comportement de certains éléments.
- Le comportement non-déterministe (perturbations internes et sensibilité à celles de l'environnement) du système.
- L'émergence de nouvelles propriétés liées aux interactions internes et externes.
- La dynamique d'évolution de la structure interne du système.

Le niveau de complexité objective amené par ces différentes causes peut mener à des difficultés de compréhension ou de prédiction du système (causalité entre entrées et sorties) – et donc une complexité subjective accrue –, un niveau d'incertitudes important et, surtout dans le cas d'un système artificiel (créé par l'humain), un contrôle délicat à élaborer et des modifications, maintenances ou réparations difficiles à effectuer (et souvent coûteuses).

Ces travaux de thèse s'appliquent à des systèmes complexes pilotables, c'est-à-dire sur lesquels des actions peuvent être réalisées pour en modifier le comportement. Cette catégorie regroupe principalement des systèmes technologiques artificiels, mais peut englober certains systèmes naturels (par exemple un écosystème dans lequel certaines espèces sont protégées ou réintroduites) ou hybrides (le cycle du carbone ou de l'eau sur Terre par exemple).

1.1.2 L'ingénierie système face au défi de la complexité

Avant le développement de l'approche systémique, la compréhension des systèmes, leur représentation ou leur conception se fondaient principalement sur la méthode cartésienne détaillée par Descartes (1637) dans son célèbre "Discours de la méthode". Cette dernière est fondée sur quatre préceptes que l'on pourrait résumer ainsi :

1. Le précepte d'évidence : ne considérer vrai que ce qui est certain et évident.
2. Le précepte de division : décomposer un système en autant d'éléments que nécessaire pour réduire sa complexité.
3. Le précepte de synthèse : ordonner la pensée en commençant par expliquer les éléments les plus simples.
4. Le précepte d'exhaustivité ou de dénombrement : vérifier qu'aucun élément de déduction n'a été omis dans le raisonnement.

Ces quatre principes sont puissants et ils sont suffisants pour analyser une large diversité de systèmes, avec une grande rigueur scientifique, en se focalisant sur les éléments qui le composent. Le système et son analyse sont objectifs et indépendants de l'observateur. Toutefois, le problème doit être bien posé, délimité et fini, sans quoi au moins un précepte ne peut être respecté. Un autre inconvénient de la méthode cartésienne est qu'elle coupe des liens qui sont importants et crée des disciplines qui s'ignorent, rendant difficile ou impossible l'émergence d'une cohérence globale (Brunet, 2020). Enfin, la complexité accrue des systèmes mentionnée dans la section précédente soulève les limites de la méthode cartésienne. C'est dans ce contexte que la démarche systémique a été développée dans la seconde moitié du XX^e siècle, non pas par opposition à la méthode cartésienne mais en lui étant complémentaire. Selon Le Moigne (1984), on peut définir quatre nouveaux préceptes autour desquels cette approche s'articule :

1. Le précepte de pertinence : convenir que tout objet que nous considérons se définit par rapport aux intentions implicites ou explicites du modélisateur.
2. Le précepte de globalisme : considérer l'objet à connaître comme une partie immergée et active au sein d'un plus grand tout.
3. Le précepte téléologique : interpréter l'objet non pas en lui-même, mais par son comportement, sans chercher à expliquer a priori ce comportement.
4. Le précepte de l'agrégativité : convenir que toute représentation est partisane, non pas par oubli du modélisateur, mais délibérément.

Ainsi, la démarche systémique propose une vision globale du système, dans laquelle les interactions jouent un rôle essentiel en créant du lien entre les différentes disciplines techniques, auxquelles se réfèrent les éléments du système.

L'application de cette démarche à l'ingénierie des systèmes industriels, puis naturels est regroupée sous le terme d'ingénierie système (IS) et a donné lieu à la création de l'INCOSE en 1991, qui est l'association de référence dans ce domaine. L'Agence Française d'Ingénierie Système (AFIS, 2012), affiliée à l'INCOSE, définit l'IS comme "une approche collaborative et interdisciplinaire, fondée sur la science et l'expérience, qui englobe les activités pour concevoir, développer, faire évoluer et vérifier un ensemble de processus, produits et compétences humaines apportant une solution globalement optimisée à des besoins identifiés et acceptable par l'environnement."

L'IS englobe toutes les activités liées aux différentes étapes du cycle de vie du système, détaillées ci-dessous, qui forment le processus qui permet de passer de l'idée à la réalisation d'un système et à sa fin de vie (INCOSE, 2015; Voirin, 2018; Forsberg et al., 2005; Lightsey, 2001) :

1. Analyse préliminaire ou opérationnelle : cette première phase débute le plus souvent par la formulation d'un besoin par un opérateur. Elle consiste à analyser les problématiques liées à ce besoin, identifier les parties prenantes et les activités concernées, effectuer une première estimation des impacts et des bénéfiques (financiers, environnementaux, liés à la sécurité, etc.) associés à ce concept.
2. La définition des exigences : cette phase consiste à recueillir toutes les exigences des utilisateurs, sélectionner celles qui pourront être prises en compte dans le projet pour établir le cahier des charges, et étudier la faisabilité technique de la satisfaction de ces exigences.
3. La conception du système : au cours de cette étape, les différentes solutions techniques permettant de répondre au cahier des charges sont évaluées pour retenir la meilleure d'entre elles. L'architecture fonctionnelle du système, c'est-à-dire le choix des différentes fonctions à réaliser et à assembler pour satisfaire les exigences, est élaborée et les coûts du cycle de développement et le planning prévisionnel sont précisés. Enfin, une architecture plus détaillée du système est élaborée, dans laquelle sont sélectionnés les composants technologiques qui réaliseront les fonctions précédemment définies.
4. La fabrication du système : lors de cette étape, tous les composants du système conçu dans les phases précédentes sont produits (dans certaines approches, leur conformité est testée séparément) et sont assemblés pour former le système final. Certaines contraintes de production peuvent amener à modifier les solutions retenues dans les étapes précédentes, ce qui nécessite de nouvelles vérifications/validations.
5. L'intégration et la validation du système : cette étape consiste à intégrer le système final dans son environnement et à vérifier que son fonctionnement est conforme à sa conception générale et aux exigences.
6. Le déploiement, l'utilisation et le support : une fois le système validé, il peut être déployé auprès des utilisateurs ciblés dans la première étape. Le système est ensuite opéré par ces derniers pour répondre au besoin initial. De légères modifications peuvent être implémentées au cours de cette phase pour améliorer les performances du système, sa durée de vie ou assurer sa portabilité par exemple.
7. La fin de vie : cette dernière phase correspond au processus de mise hors

service du produit et du traitement de tous les composants du système (recyclage, destruction, stockage, etc.).

Les phases présentées ci-dessus ne sont pas indépendantes les unes des autres : des informations peuvent être échangées et des allers-retours effectués entre les étapes. Parmi les différentes approches qui ont été élaborées pour articuler ces étapes, nous pouvons en citer deux principales. Le modèle en cascade, le plus simple, consiste à suivre les étapes dans l'ordre proposé ci-dessus (des variantes proposent un retour vers l'étape précédente en cas de détection de défauts ou la réalisation préalable d'un prototype). Le cycle en V décompose les étapes en un flux descendant au cours duquel le système est défini jusqu'à sa production et un flux ascendant de validation et vérification. Chaque étape du flux ascendant permet de valider une étape du flux descendant et de revenir à lui en cas de défauts, ce qui confère à cette approche une plus grande souplesse que le modèle en cascade.

1.1.3 La nécessité de modélisation

Dans l'approche traditionnelle de l'ingénierie système, les différentes étapes du cycle de développement du système présentées dans la partie précédente utilisent comme supports des documents écrits, dont le nombre et la diversité de formats peuvent, selon la complexité du système et du cahier des charges, être conséquents. Pour assurer la validité, la traçabilité et la mise à jour de toutes les informations, la gestion de cet ensemble de documents peut vite devenir chronophage, coûteuse (Delligatti, 2014) et source d'erreurs (Fernández et Hernández, 2019). De plus, la multiplicité de documents rend également difficile la maintenance du système ou la réutilisation des informations de conception pour un projet similaire.

Afin de pallier ces difficultés, Wymore (1993) introduit en 1993 un formalisme mathématique du concept d'ingénierie système guidée par les modèles (MBSE pour Model-Based System Engineering en anglais), dans lequel le support de toutes les étapes du cycle de développement du système est généré sous forme d'un "modèle systémique". Ce dernier est une entité multi-vues partageable entre les différentes parties prenantes du projet pour servir d'élément de communication et structurée en différents niveaux selon trois dimensions principales (Brunet, 2020) :

- Une dimension systémique composée de trois niveaux de représentation qui seront présentés de manière détaillée dans le chapitre 2. Le premier niveau est focalisé sur les finalités ou missions du système, tandis que le second définit les grands ensembles fonctionnels du système et le dernier niveau est centré sur la solution technique finale.
Ainsi, il est à noter que chaque niveau représente le système dans son ensemble mais selon un point de vue qui lui est propre.
- Une dimension de décomposition hiérarchique dans laquelle la structure du système peut être divisée en plusieurs sous-systèmes, eux-mêmes décomposables en modules.
- Une dimension temporelle qui décompose les différentes phases du cycle de vie du système.

Le MBSE a deux objectifs principaux. Le premier est de favoriser la communication entre les différentes parties prenantes du projet lors des phases de conception. L'utilisation d'un langage de modélisation commun ainsi que la représentation du système sous différents points de vue permet une meilleure compréhension et col-

laboration entre les équipes. Parmi les nombreux langages de modélisation système qui ont été élaborés pour assister les premières phases de conception d'un système, le plus utilisé aujourd'hui est SysML (Systems Modeling Language). Ce dernier a servi de support au développement de nombreux outils de modélisation système tels que Papyrus (Atos Origin), PhiSystem (SherpaEngineering), Rhapsody (IBM Rational). Le second objectif est le développement d'un modèle de simulation du système (à partir des modèles établis lors des phases de conception) pour effectuer certaines étapes de test et validation du comportement du système. Ces étapes peuvent être coûteuses et chronophages lorsqu'elles sont réalisées sur le système réel et la simulation permet de réduire ces impacts. De plus, elle peut également permettre la détection de certains défauts de comportement (et ainsi leur résolution) avant même la production du système. Des modèles purement mathématiques peuvent être utilisés pour la simulation mais ils peuvent être difficiles à interpréter dans le cas de systèmes complexes. De nombreux formalismes de modélisation graphique ont été développés et sont aujourd'hui largement utilisés. Nous pouvons citer, parmi les principaux, les schémas blocs (Graybeal, 1951), l'approche par Bond Graph ou graphes de liaisons (Paynter, 1961) sur laquelle nous reviendrons dans le chapitre 2, le graphe informationnel causal (GIC) (Hautier et Faucher, 1996) ou encore la représentation énergétique macroscopique (REM) (Bouscayrol et al., 2000).

Outre les avantages mentionnés précédemment, le MBSE permet également de réduire les risques de développement (meilleure estimation des coûts en amont), d'améliorer la qualité (rigueur de traçabilité) mais aussi d'accroître l'efficacité et la productivité (nombre d'erreurs réduit dans les phases de validation et réutilisation possible du modèle pour son support, son évolution ou pour un projet similaire) (Friedenthal et al., 2015).

1.2 Motivations et contributions

1.2.1 Motivations

Afin de satisfaire un nombre d'objectifs et de contraintes toujours plus important (d'un point de vue économique, environnemental, social, technique, etc.) pour répondre à une problématique, les ingénieurs sont amenés à concevoir des systèmes de complexité croissante et comportant de multiples finalités. Dans ces travaux, nous nous intéressons particulièrement aux réseaux énergétiques multi-sources (écoquartier, réseau électrique, bâtiment, etc.), dont la gestion des flux entre les sources et les consommateurs peut être optimisée selon un critère défini.

Les stratégies d'optimisation du fonctionnement de tels systèmes peuvent être élaborées et testées dès les phases de conception du système à partir d'un modèle de simulation du système. Ce dernier fait souvent intervenir différents domaines de la physique et il peut se révéler difficile à manipuler pour l'élaboration des outils d'optimisation et de supervision. De précédents travaux (Mokukcu et al., 2016) ont posé les bases d'une approche méthodologique, permettant de développer une modélisation énergétique fonctionnelle décrivant, de façon modulaire et au moyen de modèles mathématiques "juste nécessaires" (relations énergétiques), les différents éléments d'un système complexe et leurs interconnexions. Cette approche, fondée sur les concepts de la modélisation fonctionnelle (Le Moigne, 1984; Krob, 2009; Pe-

nalva et Page, 1994), est détaillée dans le chapitre 2 et constitue la base des travaux réalisés. Cette approche peut être utilisée à la fois dans les phases de développement pour l'élaboration de l'architecture fonctionnelle du système et le dimensionnement de certains ensembles fonctionnels et dans les phases de test, validation et utilisation pour la simulation du comportement du système selon certains scénarios et le pilotage du système réel.

Afin de pouvoir modéliser une large diversité de systèmes par cette approche et notamment les systèmes multi-énergies (SME), le premier objectif de ces travaux est d'accroître la généricité et la modularité de cette approche avec :

- L'extension des concepts existants et la modification d'éléments pour permettre la prise en compte des problématiques liées d'une part aux transferts thermiques et d'autre part au couplage entre plusieurs domaines énergétiques (cogénération par exemple).
- La prise en compte de la dynamique de réponse des éléments du système, de leurs contraintes et des perturbations afin d'améliorer le pilotage des variables manipulables du système.

Ce second point est traité avec le développement et l'implémentation d'algorithmes de commande prédictive au sein des éléments de la modélisation fonctionnelle. Ces algorithmes serviront également de support pour un second objectif : l'optimisation du processus d'allocation des ressources dans un système multi-sources selon un critère choisi. Afin de ne pas affecter la modularité de la modélisation fonctionnelle, un découpage spécifique du problème d'optimisation et la modification de la nature des informations transmises par les liens fonctionnels s'imposent et sont décrits dans ces travaux.

Un troisième objectif consiste à développer un niveau d'arbitrage entre les différentes missions du système. Ce niveau, assez proche de la notion de superviseur, possède une vision globale du système et une abstraction élevée et a pour but, entre autres, d'optimiser une fonction objectif multicritère en temps réel. Dans ces travaux, ce niveau d'arbitrage est illustré notamment sur le véhicule électrique qui doit satisfaire plusieurs objectifs (confort thermique, vitesse, intégrité de la batterie, etc.) pour un trajet et une autonomie imposés.

L'optimisation introduite dans la modélisation fonctionnelle présente cependant quelques limitations, notamment la prise en compte délicate de variables manipulables discrètes et la difficulté d'optimisation à la fois sur un horizon de prédiction élevé et avec une résolution temporelle fine. C'est une problématique qui intervient notamment dans le problème d'engagement des unités de productions (Unit Commitment Problem) dans les SME. Ainsi, un dernier objectif consiste à résoudre un problème d'optimisation supérieur (avec variables discrètes sur un horizon élevé avec une résolution temporelle peu raffinée) dans le superviseur et à introduire les résultats obtenus dans le contrôle des éléments fonctionnels par le biais d'une fonction de coût.

1.2.2 Publications

Cette thèse a été réalisée en convention CIFRE entre le département de recherche et développement de Sherpa Engineering et le Laboratoire des Signaux et Système (L2S) de CentraleSupélec. Les méthodes développées et les résultats obtenus au cours de ces travaux de thèse ont donné lieu à la production de plusieurs articles, ré-

pertoriés ci-dessous, qui ont été publiés dans une revue ou présentés lors de conférences.

Chapitre de livre international

- Boyer, B., Fiani, P., Sandou, G., Godoy, E., et Vlad, C. Functional Model-Based Arbitration Strategies Between System Missions : An Application to the Electric Vehicle. In Gusikhin, O., Madani, K., et Zaytoon, J., editors, *Informatics in Control, Automation and Robotics*, volume 793, pages 519–543. Springer International Publishing, Cham, 2022

Conférences internationales avec actes

- Boyer, B., Fiani, P., Sandou, G., Godoy, E., et Vlad, C. Functional Model-Based Resource Management : An Application to the Electric Vehicle Thermal Control. In *17th International Conference on Informatics in Control, Automation and Robotics (ICINCO)*, Proceedings of the 17th International Conference on Informatics in Control, Automation and Robotics (ICINCO), Lieusaint, France, June 2020
- Boyer, B., Fiani, P., Sandou, G., Godoy, E., et Vlad, C. Model Predictive Control Modular Approach for Multi-Source System Management. In *2021 IEEE 9th International Conference on Smart Energy Grid Engineering (SEGE)*, pages 88–93, August 2021

Conférence nationale avec actes

- Fiani, P., Boyer, B., Brunet, C., et Bruniquel, G. Utilisation de la modélisation énergétique fonctionnelle pour la synthèse thermique des véhicules hybrides et électriques. In *SIA Simulation Numérique : La Simulation Numérique Au Sein de l'innovation Automobile.*, Saint-Quentin en Yvelines, France, 2019

Conférences internationales sans actes

- Thiron, B., Boyer, B., Fiani, P., et Gerbi, O. Global Control Loop the MELiSSA Life Support System. In *MELiSSA Conference 2020*, 2020
- Guarato, P., Erkman, S., Boyer, B., et Fiani, P. A model for the global carbon cycle. In *MELiSSA Conference 2020*, 2020

1.3 Structure du document

La suite de ce manuscrit est structurée en cinq chapitres, dont les idées principales sont présentées dans les paragraphes suivants.

Le chapitre 2 présente une méthodologie pour représenter, concevoir un système complexe et valider son comportement. Cette approche repose sur une modélisation du système avec trois niveaux d'abstraction différents, qui sont explicités avec une

attention particulière pour la modélisation fonctionnelle qui est au centre de ces travaux. Bien que les trois niveaux soient tous autonomes avec leurs propres langage et point de vue du système, nous montrons comment, grâce à leurs interactions, ils peuvent s'enrichir et se compléter mutuellement pour former un tout cohérent. Cette méthode est appliquée à la régulation thermique des éléments principaux d'un véhicule électrique. Nous introduisons la notion d'arbitrage entre les différentes missions d'un système et proposons des exemples de stratégies d'arbitrage dans le cas du véhicule électrique.

Le chapitre 3 reprend la méthodologie introduite au chapitre précédent en se focalisant sur le niveau fonctionnel. L'objectif principal du chapitre est d'étendre les champs d'application de cette modélisation, en prenant en compte notamment la dynamique, le retard de réponse, une plus large variété de contraintes des éléments fonctionnels, et des perturbations. Pour ce faire, le développement et l'intégration d'algorithmes de commande prédictive "Predictive Functional Control" (PFC) au sein des éléments sont envisagés. La notion de fonction de coût (associée à chaque élément) est également introduite dans le but de conférer un degré d'autonomie supplémentaire au niveau fonctionnel, notamment dans le processus d'allocation optimale des ressources. Pour illustrer ces développements, la modélisation fonctionnelle enrichie de ces extensions est appliquée à un système de production intermittente d'électricité. Afin de prendre en compte les contraintes d'évitement des congestions sur les lignes électriques, la méthode d'"Optimal Power Flow" (OPF) est décrite et intégrée au sein de l'élément fonctionnel "distributeur".

Le chapitre 4 a pour objectif d'étendre les concepts présentés dans les chapitres précédents à la gestion optimisée des systèmes multi-énergies (SME) depuis leur conception jusqu'à leur contrôle en temps réel. Après avoir détaillé les caractéristiques et les problématiques associées aux SME, trois différents niveaux d'optimisation de ces systèmes – correspondant à des échelles de temps, des degrés de précision et des objectifs différents – sont introduits. Les deux premiers niveaux permettent de déterminer respectivement l'architecture fonctionnelle optimale du système et les plannings de démarrages, d'arrêts et de charge optimaux de chaque installation, tandis que le dernier correspond au contrôle optimal du système en temps réel déterminé à partir de son modèle fonctionnel. Cette méthode d'optimisation est ensuite appliquée à un groupement régional d'installations de production électrique.

Le chapitre 5 présente une application de la méthode d'optimisation proposée au chapitre 4 à un réseau multi-énergies (thermique et électrique) dans la ville de Bolbec en Normandie. Plusieurs éléments de couplage entre les secteurs électrique et thermique sont identifiés et quelques ajustements sont apportés aux éléments fonctionnels et à la méthodologie pour prendre en considération ces couplages et accroître la généricité des éléments. Le modèle de ce SME est simulé selon divers scénarios pour observer le comportement du système dans des conditions normales de fonctionnement et sa résilience face à des perturbations importantes non anticipées.

Le chapitre 6 vient conclure ce manuscrit en synthétisant les principaux résultats obtenus et en proposant des perspectives dans la continuité des travaux réalisés.

Références bibliographiques du chapitre 1

- AFIS. *Découvrir et comprendre l'ingénierie système*. Cépaduès Éd., Toulouse, 2012.
- Bahill, T. What is Systems Engineering ? A Consensus of the INCOSE Fellows. Technical report, 2001.
- Bouscayrol, A., Guillaud, X., Hautier, J.-P., et Delarue, P. Macro-modélisation pour les conversions électromécaniques : Application à la commande des machines électriques. *Revue Internationale de Génie Electrique*, 3(2) :257–282, 2000.
- Boyer, B., Fiani, P., Sandou, G., Godoy, E., et Vlad, C. Functional Model-Based Resource Management : An Application to the Electric Vehicle Thermal Control. In *17th International Conference on Informatics in Control, Automation and Robotics (ICINCO)*, Proceedings of the 17th International Conference on Informatics in Control, Automation and Robotics (ICINCO), Lieusaint, France, June 2020.
- Boyer, B., Fiani, P., Sandou, G., Godoy, E., et Vlad, C. Model Predictive Control Modular Approach for Multi-Source System Management. In *2021 IEEE 9th International Conference on Smart Energy Grid Engineering (SEGE)*, pages 88–93, August 2021.
- Boyer, B., Fiani, P., Sandou, G., Godoy, E., et Vlad, C. Functional Model-Based Arbitration Strategies Between System Missions : An Application to the Electric Vehicle. In Gusikhin, O., Madani, K., et Zaytoon, J., editors, *Informatics in Control, Automation and Robotics*, volume 793, pages 519–543. Springer International Publishing, Cham, 2022.
- Brunet, J. *L'art de La Conception Des Systèmes Pilotés*. 2020.
- de Rosnay, J. *Le microscope : vers une vision globale*. Éditions du Seuil, Paris, 1977.
- Delligatti, L. *SysML Distilled : A Brief Guide to the Systems Modeling Language*. Addison-Wesley, Upper Saddle River, NJ, 2014.
- Descartes, R. Discours de la méthode. page 46, 1637.
- Fernández, J. L. et Hernández, C. *Practical Model-Based Systems Engineering*. Artech House, Boston, 2019.
- Fiani, P., Boyer, B., Brunet, C., et Bruniquel, G. Utilisation de la modélisation énergétique fonctionnelle pour la synthèse thermique des véhicules hybrides et électriques. In *SIA Simulation Numérique : La Simulation Numérique Au Sein de l'innovation Automobile.*, Saint-Quentin en Yvelines, France, 2019.
- Forsberg, K., Mooz, H., et Cotterman, H. *Visualizing Project Management : Models and Frameworks for Mastering Complex Systems*. J. Wiley, Hoboken, N.J, 3rd ed edition, 2005.
- Friedenthal, S., Moore, A., et Steiner, R. *A Practical Guide to SysML : The Systems Modeling Language*. Elsevier, MK, Morgan Kaufmann is an imprint of Elsevier, Amsterdam ; Boston, third edition edition, 2015.

- Graybeal, T. D. Block diagram network transformation. *Electrical Engineering*, 70(11) : 985–990, November 1951.
- Guarato, P., Erkman, S., Boyer, B., et Fiani, P. A model for the global carbon cycle. In *MELiSSA Conference 2020*, 2020.
- Hautier, J. P. et Faucher, J. LE GRAPHE INFORMATIONNEL CAUSAL outil de modélisation et de synthèse des commandes de processus électromécaniques. 90 :23, 1996.
- INCOSE. *Systems Engineering Handbook : A Guide for System Life Cycle Processes and Activities*. Wiley, Hoboken, New Jersey, 4th edition edition, 2015.
- Krob, D. Eléments d'architecture des systèmes complexes. page 20, 2009.
- Ladyman, J., Lambert, J., et Wiesner, K. What is a Complex System ? page 39, 2012.
- Le Moigne, J.-L. *La Théorie du système général : théorie de la modélisation*. Systèmes-décisions. Presses universitaires de France, Paris, 2e éd edition, 1984.
- Lightsey, B. Systems engineering fundamentals. Technical report, DEFENSE ACQUISITION UNIV FT BELVOIR VA, 2001.
- Maier, M. W., Rechtin, E., et Rechtin, E. *The Art of Systems Architecting*. CRC Press, Boca Raton, 2nd ed edition, 2000.
- Mokukcu, M., Fiani, P., Chavanne, S., Ait Taleb, L., Vlad, C., Godoy, E., et Fauvel, C. A New Concept of Functional Energetic Modelling and Simulation. In *Proceedings of The 9th EUROSIM Congress on Modelling and Simulation, EUROSIM 2016, The 57th SIMS Conference on Simulation and Modelling SIMS 2016*, pages 582–589, Oulu, Finland, September 2016.
- Paynter, H. *Analysis and Design of Engineering Systems : Class Notes for M.I.T. Course 2,751*. M.I.T. Press, 1961.
- Penalva, J.-M. et Page, E. Sagace : La modélisation des systèmes dont la maîtrise est complexe. In *Second International Conference on Integrated Logistics and Concurrent Engineering, ILCE*, volume 94, pages 261–270, 1994.
- Shalizi, C. R. Methods and Techniques of Complex Systems Science : An Overview. *arXiv:nlin/0307015*, March 2006.
- Sheard, S. A. et Mostashari, A. Principles of complex systems for systems engineering. *Systems Engineering*, 12(4) :295–311, September 2009.
- Sheard, S. A. et Mostashari, A. 6.2.1 Complexity Types : From Science to Systems Engineering. *INCOSE International Symposium*, 21(1) :673–682, June 2011.
- Sillitto, H. G. 6.2.4 On Systems Architects and Systems Architecting : Some thoughts on explaining and improving the art and science of systems architecting. *INCOSE International Symposium*, 19(1) :970–985, July 2009.
- Thiron, B., Boyer, B., Fiani, P., et Gerbi, O. Global Control Loop the MELiSSA Life Support System. In *MELiSSA Conference 2020*, 2020.

van Bertalanffy, L. *General System Theory : Foundations, Development, Applications*. Braziller, New York, rev. ed., 14. paperback print edition, 1968.

Voirin, J.-L. *Conception architecturale des systèmes basée sur les modèles avec la méthode Arcadia*. Number vol. 3 in Série Mise en oeuvre du model based system engineering. ISTE editions, London, 2018.

Wymore, A. W. *Model-Based Systems Engineering : An Introduction to the Mathematical Theory of Discrete Systems and to the Tricotyledon Theory of System Design*. Systems Engineering Series. CRC Press, Boca Raton, 1993.

Chapitre 2

Modélisation fonctionnelle

Sommaire

2.1	Approche de modélisation à trois niveaux d'abstraction . . .	16
2.1.1	Motivations	16
2.1.2	Niveau téléologique	18
2.1.3	Modélisation multiphysique	18
2.2	Modélisation fonctionnelle	19
2.2.1	Formalisme de la modélisation	20
2.2.2	Éléments fonctionnels	22
2.2.3	Intégration logicielle	25
2.2.4	Interactions avec les niveaux téléologique et multiphysique	26
2.3	Application de la méthodologie pour un véhicule électrique	28
2.3.1	Modèle téléologique	28
2.3.2	Modélisation fonctionnelle	30
2.3.3	Stratégies d'arbitrage	33
2.3.4	Modélisation multiphysique	41
2.4	Résultats de simulation	44
2.4.1	Arbitrages thermiques	44
2.4.2	Arbitrages entre besoins mécaniques et thermiques	50
2.5	Conclusions partielles	53
	Références bibliographiques du chapitre 2	55

Dans le chapitre 1, nous avons défini les objectifs de cette thèse et introduit les concepts généraux associés à ces travaux, notamment celui de modélisation fonctionnelle. Ce dernier est détaillé dans ce chapitre avec une attention particulière à son adaptation pour traiter les problématiques thermiques. Une approche de modélisation générique à trois niveaux d'abstraction interconnectés est présentée, dans laquelle la modélisation fonctionnelle joue un rôle central. Cette méthodologie est ensuite appliquée dans un premier temps à la gestion thermique d'un véhicule électrique, puis au véhicule électrique dans son ensemble.

2.1 Approche de modélisation à trois niveaux d'abstraction

2.1.1 Motivations

L'apparition de nouvelles technologies et l'amélioration continue de celles existantes, couplées à l'émergence d'un nombre important de nouvelles contraintes à prendre en considération, notamment environnementales et sociales, conduisent les ingénieurs à concevoir des systèmes de plus en plus complexes. De nouvelles problématiques sont ainsi soulevées :

- Un même système est constitué d'éléments appartenant à différents domaines énergétiques (mécanique, électrique, thermique, etc.).
- Les objectifs à atteindre par le système sont multiples : économique, impact environnemental, encombrement, etc.
- La diversité accrue des fonctionnalités et des modes d'opération d'un même système.
- La complexité de la structure technologique du système (diversité des composants, miniaturisation, etc.).

Face à cette complexité, les étapes de modélisation du système et de simulation jouent un rôle majeur dans la conception d'un système. Cependant, afin de répondre aux problématiques énoncées, plusieurs enjeux antagonistes doivent être conciliés. D'un côté, le développement de chaque élément du système doit être confié à une équipe spécialisée. D'un autre côté, le système doit être pensé et conçu dans sa globalité en restant focalisé sur les propriétés et les missions principales du système. Lors de la conception du contrôle, l'objectif principal est d'obtenir une réponse optimale du système (au sens d'un certain critère) tout en respectant les contraintes et objectifs définis. Pour ce faire, le système doit être modélisé de manière à décrire le plus correctement possible tous ses éléments, notamment les sources et les consommateurs, ainsi que leurs interactions. De tels modèles peuvent se révéler complexes et fastidieux à développer, à manipuler et à modifier. Un niveau d'abstraction supérieur du modèle permettrait de résoudre ces difficultés.

L'approche introduite par Fiani et al. (2016) et Mokukcu et al. (2016) aborde la problématique de conception d'un système à partir de trois points de vue différents, qui possèdent leur propre niveau d'abstraction et leur propre langage. Chacun d'entre eux est à la fois autonome – il n'a pas besoin des autres pour être développé – et interconnecté aux deux autres – les trois points de vue sont complémentaires et peuvent échanger des informations entre eux. Cette méthodologie est fondée sur le concept d'approche systémique théorisé par van Bertalanffy (1968) et Le Moigne (1984) et la description du système est inspirée de l'approche Bond Graph développée par Paynter (1961), qui est particulièrement bien appropriée pour modéliser des systèmes qui font intervenir plusieurs domaines de la physique (Brunet et al., 2005; Borutzky, 2010). Les trois niveaux d'abstraction définis ci-dessous seront décrits de manière plus détaillée dans les parties suivantes :

- Le niveau téléologique s'attache à la définition des principales propriétés et missions que le système devra assurer.
- Le modèle fonctionnel du système est composé d'éléments modulaires qui correspondent chacun à une fonction spécifique de ce dernier. Des interconnexions entre les différents blocs fonctionnels sont assurées par des liens de

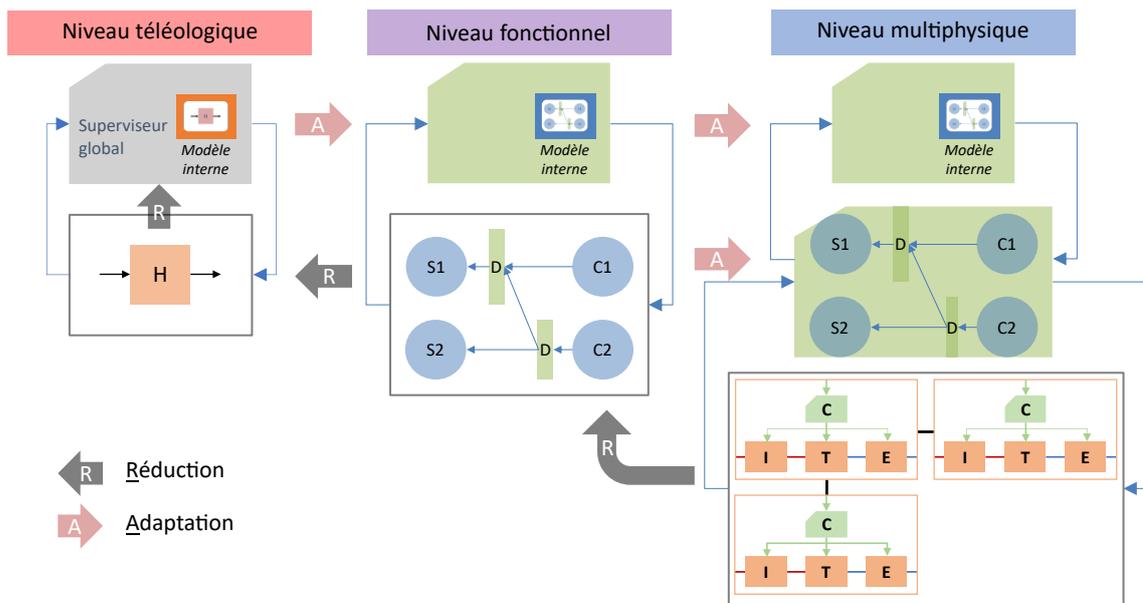


FIGURE 2.1 – Schéma des trois niveaux de représentation d'un système complexe Fiani et al. (2019).

demande et de fourniture de flux d'EMI (Énergie, Matière ou Information).

- Le modèle multiphysique représente tous les composants physiques du système. Leur comportement, ainsi que leurs interconnexions, sont régis par des lois empiriques ou issues de la physique.

L'intérêt de cette méthodologie repose sur l'apport spécifique de chaque niveau d'abstraction et leur complémentarité tout au long du processus de conception du système. Comme illustré sur la Figure 2.1, la méthode adopte une approche hiérarchisée dans laquelle chaque modèle peut être vu comme une réduction du modèle de niveau d'abstraction inférieur.

Le niveau téléologique requiert à la fois peu de temps et de connaissances techniques pour être élaboré et fournit un aperçu du système global, de ses caractéristiques principales et de la faisabilité a priori, ou non, du cahier des charges associé. Pour ces raisons, le niveau téléologique est souvent le premier à être élaboré pour un système nouveau et complexe. Pour développer le modèle fonctionnel, toutes les fonctions du système ainsi que leurs relations doivent être définies. Ce modèle propose un niveau de détail plus important et permet d'obtenir des premiers résultats de simulation, tout en gardant une forte flexibilité, les éléments et leurs liens pouvant être facilement ajoutés, déplacés, modifiés ou supprimés. Une adaptation du modèle téléologique permet d'intégrer des contraintes et objectifs du niveau d'abstraction supérieur dans le contrôle du niveau fonctionnel. En avançant dans les étapes de conception, la nécessité d'un modèle plus proche du système réel se pose. Le fractionnement des blocs fonctionnels en composants physiques et la définition de leurs interactions mènent au développement du modèle multiphysique. Celui-ci, coûteux en temps d'élaboration et souvent de simulation, fournit une représentation précise du système (éventuellement même un jumeau numérique) – les résultats de simulation sont proches des résultats expérimentaux – et permet de tester et valider le comportement du système sur un ensemble de scénarios. De la même manière, une adaptation des deux niveaux de plus forte abstraction permet leur intégration dans le contrôle du modèle multiphysique.

2.1.2 Niveau téléologique

Dans l'approche présentée dans la partie 2.1.1, le niveau téléologique est celui de plus forte abstraction. Dans les premières étapes de conception, il correspond en quelque sorte au modèle d'un cahier des charges technico-économique global du système. Il contient les principales missions que le système doit pouvoir réaliser ainsi que les contraintes et objectifs généraux qu'il se doit de respecter. Ces exigences diverses appartiennent à différentes catégories dont les principales apparaissent ci-dessous :

- Les contraintes financières (investissement et exploitation du système).
- Les contraintes temporelles (date de mise en route, taux de disponibilité, etc.).
- Des objectifs de réduction d'impact environnemental (émissions de GES, critère de pollution de l'air et de l'eau, etc.).
- Des contraintes ou objectifs de performance (durée de vie, autonomie, rendement, etc.).
- Des contraintes liées à l'intégration du système dans son environnement.
- Des critères de confort (volume sonore maximal, confort thermique, etc.).

Au niveau téléologique peuvent également être définies certaines stratégies d'arbitrage entre les missions du système qui seront intégrées dans le contrôle global du système et impacteront son comportement en opération. Elles sont introduites sous forme de priorités heuristiques, pondérées ou d'algorithmes plus complexes. Dans le cas du véhicule électrique qui sera traité dans la partie 2.3, des arbitrages peuvent par exemple être réalisés entre le confort thermique, les performances mécaniques et la consommation. Plusieurs stratégies différentes peuvent être élaborées et laissées au choix de l'utilisateur. Pour le véhicule électrique, un certain nombre de modes peuvent exister parmi lesquels le conducteur peut sélectionner celui qui correspond le mieux à ses souhaits :

- Un mode sportif focalisé sur les performances mécaniques uniquement.
- Un mode confort dont le principal objectif est le confort des passagers (bruit, température, accélérations douces, etc.).
- Un mode "éco" dans lequel la consommation minimale est recherchée.
- Un mode normal qui correspond à un compromis des trois premiers modes.

Le niveau téléologique intervient à deux moments distincts de la conception. Dans les premières étapes, il fournit rapidement un aperçu global du système, de son fonctionnement, de ses principales limitations et caractéristiques. En fin de conception, des stratégies d'arbitrage entre les différentes missions du système peuvent être introduites dans le modèle téléologique et transmises aux modèles de plus faible abstraction.

2.1.3 Modélisation multiphysique

La plupart des phénomènes, naturels ou engendrés par l'humain, font intervenir de nombreux domaines de la physique (électrique, thermique, hydraulique, chimique, etc.). Afin d'étudier un système, il est parfois possible de le décomposer en sous-systèmes relativement aux domaines auxquels appartiennent ses composants. Nous pouvons alors construire et simuler de manière indépendante plusieurs modèles mono-physiques qui fourniront une estimation du comportement de chaque sous-système. Cependant, la complexité croissante des systèmes rend la frontière entre ces domaines plus difficile à cerner et accroît les interactions entre ces derniers.

Le développement d'un modèle multiphysique 0D (évolution du système selon une dimension temporelle uniquement) /1D (ajout d'une dimension spatiale) est alors souvent nécessaire et suffisant – c'est le cas dans le cadre de ces travaux – pour représenter un système complexe dans sa globalité. Le comportement de chaque composant du modèle est régi par des lois analytiques ou empiriques basées sur le comportement réel observé du composant dans son ou ses domaines respectifs. La modélisation utilisée est inspirée de l'approche Bond Graph et, de ce fait, les composants sont connectés entre eux à l'aide de liens physiques composées de deux variables d'effort et de flux respectivement. Pour les systèmes énergétiques, ces variables sont explicitées pour les domaines principaux dans le Tableau 2.1.

TABLE 2.1 – Efforts et flux pour différents domaines énergétiques.

Domaine énergétique	Effort	Flux
Rotation mécanique	Couple [N.m]	Vitesse angulaire [rad/s]
Translation mécanique	Force [N]	Vitesse [m/s]
Hydraulique	Pression [Pa]	Débit volumique [m ³ /s]
Thermique	Température [K]	Débit entropique [J/(K · s)]
Thermo-fluide	Pression [Pa]	Débit [kg/s]
	Température [K]	Débit entropique [J/(K · s)]
Électrique	Tension [V]	Courant [A]
Chimique	Potentiel chimique [J/mol]	Débit molaire [mol/s]

L'avantage principal de la modélisation multiphysique est de représenter un système complexe de manière relativement précise et de fournir des résultats de simulation assez proches du comportement du système réel, à condition que le modèle ait été correctement calibré. Ce type de modèle présente donc un intérêt important dans les étapes de tests et de validation du système selon un ensemble de scénarios. En contrepartie de cette précision, le développement du modèle multiphysique requiert des connaissances relativement fines du système ainsi qu'un temps conséquent. À ces limitations s'ajoutent également la faible flexibilité du modèle – les modifications d'architecture nécessitent un travail non négligeable – et son temps de simulation peut être important pour les systèmes de grande complexité.

2.2 Modélisation fonctionnelle

Le formalisme de modélisation fonctionnelle décrit dans cette partie est au cœur de la méthodologie présentée dans la partie 2.1 puisqu'elle permet de faire le lien entre les missions et exigences du système (niveau téléologique) et la simulation de son modèle multiphysique.

Ce concept de modélisation fonctionnelle a été développé par Fauvel et al. (2014) et Mokukcu et al. (2016) et son application à un véhicule hybride a été présentée par Mokukcu et al. (2017). Il a pour objectif de décrire les différents ensembles fonctionnels qui composent un système et leurs interactions. Il se veut moins précis qu'un modèle multiphysique et se doit par conséquent de présenter certains avantages

par ailleurs par rapport à ce dernier. Les atouts recherchés dans l'approche fonctionnelle sont notamment sa modularité (qui offre une certaine flexibilité au niveau de la composition du système et de son architecture jusque dans des étapes avancées de la conception), sa facilité et sa rapidité de développement, de compréhension et de prise en main (en comparaison à un modèle multiphysique), ainsi que des temps de simulation réduits permettant de tester un grand nombre d'architectures ou de scénarios à moindre coût.

2.2.1 Formalisme de la modélisation

Les briques élémentaires de cette représentation sont des blocs fonctionnels connectés les uns aux autres et qui s'échangent des flux d'énergie, de matière ou d'information (EMI). Ces flux peuvent correspondre à des besoins – qui sont les moteurs des échanges dans le modèle fonctionnel – ou à des fournitures de flux. Un besoin est émis par certains éléments et déclenche une chaîne de demandes et de fournitures de proche en proche afin que ce besoin soit satisfait. Afin d'assurer la modularité du modèle, l'architecture générale de chaque élément, ainsi que leurs ports d'entrée et de sortie, sont identiques. Cela permet le remplacement d'un élément (ou un groupe d'éléments) sans affecter les blocs fonctionnels auxquels il était connecté.

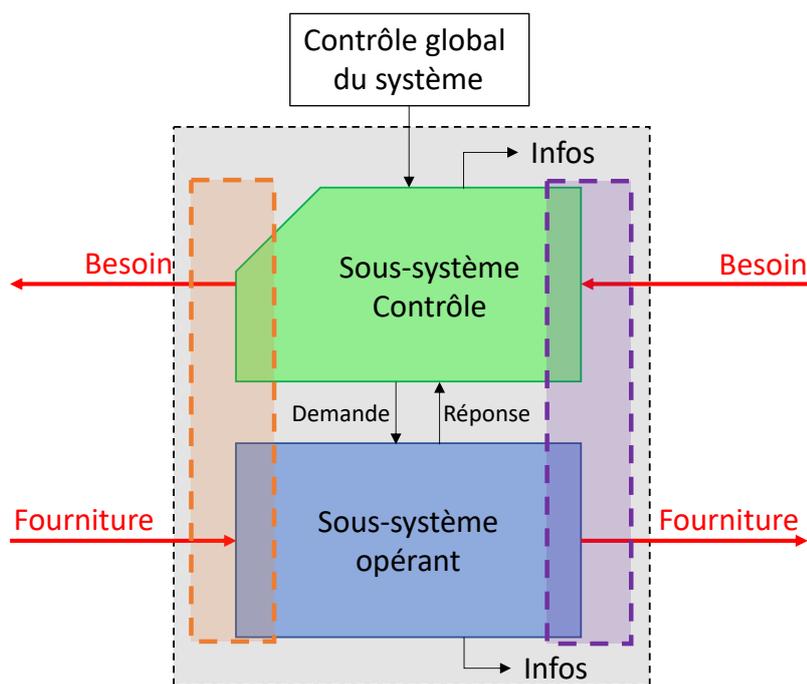


FIGURE 2.2 – Architecture d'un élément fonctionnel.

Comme illustré sur la Figure 2.2, chaque élément fonctionnel dispose d'un ou plusieurs ports qui appartiennent à deux catégories différentes. Les ports consommateurs (représentés en orange sur le schéma) émettent un besoin de flux vers un autre élément fonctionnel et reçoivent une fourniture de flux. À l'inverse, les ports sources (représentés en violet sur le schéma) reçoivent un besoin de la part d'un autre élément et fournissent un flux à celui-ci. Certains éléments possèdent un seul type de port et d'autres possèdent les deux.

En plus de transmettre le besoin ou la fourniture de flux, les flèches contiennent également d'autres informations : l'acceptance et la disponibilité de l'élément dont la flèche est issue, qui représentent ses limitations. La première correspond à la puissance positive maximale que l'élément peut recevoir – on utilisera plutôt cette définition pour la flèche de besoin – ou la puissance négative minimale qu'il peut fournir – cette définition a plus de sens pour la flèche de fourniture (récupération au freinage, climatisation par exemple). À l'inverse, la disponibilité quantifie la puissance négative minimale que l'élément peut recevoir ou la puissance maximale qu'il peut fournir. Ces limitations englobent à la fois les limites intrinsèques de l'élément et celles d'autres éléments en amont dans les chaînes de besoin ou de fourniture. Par exemple, la disponibilité d'une machine électrique (MEL) alimentée par une batterie sera le minimum entre la disponibilité de la batterie (puissance maximale fournie) au rendement près du moteur et la puissance maximale de conversion du moteur. L'effecteur (dont l'objectif est d'atteindre la vitesse de consigne) ne pourra pas émettre un besoin supérieur à la disponibilité reçue du transformateur (machine électrique). L'accès à cette information lui permet, en cas de disponibilité insuffisante, de reporter une partie de son besoin vers une autre source éventuelle (moteur thermique pour un véhicule hybride) au moyen d'un distributeur.

Dans le formalisme fonctionnel et par souci de clarté du modèle, seuls les besoins de flux sont représentés graphiquement par des flèches partant d'un port consommateur jusqu'à un port source (indépendamment de sa valeur positive ou négative) tandis que les fournitures de flux en réponse à ces besoins sont implicites. Ainsi, le nombre de flèches qui partent d'un élément ou arrivent à lui correspond au nombre de ports différents (respectivement consommateurs ou sources) que comporte cet élément. Ces derniers ne seront pas non plus représentés explicitement. Pour améliorer la lisibilité et la compréhension du modèle, une couleur peut être associée aux flèches de besoin en fonction de leur domaine énergétique (thermique en orange, électrique en rouge par exemple), en gardant à l'esprit que toutes ces flèches possèdent exactement la même structure.

Chaque élément fonctionnel est composé de deux sous-systèmes distincts. Le sous-système "Contrôle" traite les besoins entrants éventuels (si il possède au moins un port source) et, à partir de ceux-ci et des limitations internes, il émet un éventuel besoin (si il possède au moins un port consommateur) vers d'autres éléments ainsi qu'une consigne vers le sous-système opérant. Ce dernier traite les éventuels flux reçus ainsi que les informations de besoins transmises par le sous-système "Contrôle" et il fournit en conséquence un flux vers les éventuels éléments qui lui avaient émis un besoin. Ce sous-système possède un modèle interne de faible complexité grâce auquel le comportement physique de l'élément fonctionnel est estimé (par exemple température, niveau de charge, etc.). Une remontée d'informations de la partie opérante vers le sous-système "Contrôle" permet au second d'adapter ses actions. Cette architecture des éléments les rend autonomes : les actions de l'élément sont décidées au sein de l'élément en fonction des contraintes internes, des demandes et des fournitures reçues par les éléments voisins. Cela permet de simuler le modèle sans recourir à un superviseur global, qui peut toutefois être introduit de manière facultative (pour intégrer des exigences téléologiques ou la réalisation d'arbitrages notamment).

2.2.2 Éléments fonctionnels

2.2.2.1 Éléments de base

Grâce à leur modularité importante, seuls quelques éléments de base différents sont nécessaires et suffisants au développement du modèle. Les éléments de base que l'on retrouve dans la majorité des systèmes complexes ont été introduits par Mokuçcu et al. (2016) :

- Les sources fournissent un flux à partir d'un besoin reçu et de leurs limitations.
- Les distributeurs sont connectés à plusieurs ports sources et consommateurs. Ils répartissent les besoins et les fournitures de flux reçus respectivement vers les ports sources et les ports consommateurs des éléments auxquels ils sont reliés, à partir des besoins et des limitations de chacun. La répartition de ces flux peut être faite selon des règles simples (empilement) ou plus complexes (proportionnalité, moindres carrés, algorithmes spécifiques, etc.) selon le cas d'application. Le niveau fonctionnel est particulièrement bien adapté pour implémenter et tester rapidement ces différentes stratégies de répartition des ressources, observer le comportement général du système pour chacune et conserver la plus pertinente pour l'intégrer par la suite dans le contrôle du modèle multiphysique ou du système réel. Les acceptances et disponibilités sont également réparties au travers du distributeur selon différentes stratégies.
- Les stockages ont la possibilité d'emmagasiner une certaine quantité d'énergie, de matière ou d'informations dans la limite de leur capacité. Ils peuvent soit fournir soit recevoir des flux, avec éventuellement un rendement et des pertes.
- Les transformateurs convertissent, réversiblement ou non, un flux entre deux domaines différents (ou parfois au sein d'un même domaine) avec un rendement éventuel – par exemple une résistance convertit une puissance électrique en puissance thermique.
- Les consommateurs et les effecteurs émettent un besoin de flux et reçoivent une fourniture en retour. Le consommateur requiert ce flux pour son fonctionnement (par exemple une ampoule) tandis que l'effecteur en a besoin pour atteindre une valeur consigne (par exemple un radiateur qui a une consigne de température). L'effecteur comporte un régulateur qui lui permet de déterminer son besoin à partir d'une consigne et de la valeur estimée de la variable correspondant à cette consigne.

Afin d'étendre les concepts de cette modélisation au domaine thermique avec notamment la représentation des transferts thermiques, deux éléments, présentés dans la partie suivante, ont été ajoutés à ces éléments de base. Tous ces éléments, ainsi que leur description et leur représentation fonctionnelle sont récapitulés dans le Tableau 2.2.

2.2.2.2 Extension aux échanges d'EMI

Les éléments de base présentés ne sont pas très adaptés à la modélisation des transferts thermiques entre deux éléments, bien qu'ils puissent être éventuellement représentés par un transformateur en première approximation ou dans des cas très simples (si l'échange reste constant ou varie très peu avec le temps).

L'élément "échangeur" est ainsi introduit pour modéliser correctement ces transferts. Celui-ci est connecté à deux éléments et transfère un flux d'EMI de l'élément de plus haut potentiel vers celui de plus faible potentiel (température pour un échange thermique, concentration chimique pour l'osmose, etc.), dont l'intensité est proportionnelle à la différence de potentiel entre ces éléments (2.1).

$$F_{1,2} = \alpha_{1,2} \cdot (x_1 - x_2) \quad (2.1)$$

avec $F_{1,2}$ le flux entre les éléments 1 et 2, $\alpha_{1,2}$ un coefficient de proportionnalité dépendant des caractéristiques de l'échangeur, des éléments 1 et 2 et de l'environnement et x_1 et x_2 les potentiels respectifs des éléments 1 et 2.

L'échange peut être passif, c'est-à-dire qu'aucun levier d'action n'existe ou n'est mis en œuvre pour piloter le flux échangé, ou actif. Dans le second cas, un élément, qu'on nommera "actionneur", permet de moduler la valeur du flux. Cet élément a la capacité de réaliser une action, moyennant le plus souvent un apport d'énergie, de matière ou d'information. Par exemple, pour un échangeur thermique entre deux circuits de fluides caloporteurs, une pompe peut être un actionneur qui réalise un certain débit de fluide (action) à partir d'énergie mécanique ou électrique. Dans cet exemple, le flux échangé présenté en (2.1) peut être détaillé en (2.2).

$$P = \eta \cdot \min_i (c_{p,i} \cdot Q_i) \cdot (T_{c,e} - T_{f,e}) \quad (2.2)$$

avec η l'efficacité de l'échangeur qui dépend de son type et de ses caractéristiques, $c_{p,i}$ le coefficient d'échange thermique du fluide i , Q_i le débit du fluide i et $T_{c,e}$ et $T_{f,e}$ les températures d'entrée dans l'échangeur respectivement du fluide chaud et du fluide froid.

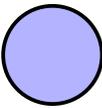
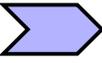
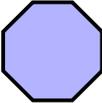
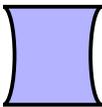
Fonctionnellement, un échangeur reçoit un besoin thermique de la part de ses deux voisins (dans la majorité des cas, au moins un besoin est nul), c'est donc un élément symétrique. Afin de satisfaire ces demandes, un échangeur actif va demander aux actionneurs des deux éléments voisins (à condition qu'ils en possèdent un) de réaliser une action (débit ou température pour l'échange thermique). Un actionneur peut recevoir une demande de la part de plusieurs éléments (par exemple dans un véhicule, le ventilateur situé sur la face avant reçoit une demande du radiateur et une de la part du circuit réfrigérant). Dans ce cas, un distributeur est introduit en amont de l'actionneur (voir Figure 2.9).

2.2.2.3 Ensemble organico-fonctionnel

Les sept éléments présentés, dont une synthèse est présentée dans le Tableau 2.2, constituent les briques élémentaires de la modélisation fonctionnelle : une grande variété de systèmes faisant intervenir divers domaines peuvent être modélisés fonctionnellement à l'aide de combinaisons de ces éléments de base. Chaque élément possède de nombreux paramètres modifiables qui peuvent être adaptés selon le système étudié et garantissent ainsi sa modularité.

Les ensembles organico-fonctionnels (EOF), introduits par Fauvel (2015), identifient une fonctionnalité pour laquelle une solution organique existe. Ils permettent notamment de représenter un groupement d'éléments fonctionnels qui contribuent à la même fonctionnalité du système et dont le détail n'est d'une part pas nécessaire à la compréhension du modèle et d'autre part alourdit ce dernier et altère sa lisibilité

TABLE 2.2 – Tableau récapitulatif des éléments fonctionnels.

Élément	Description	Symbole
Source	Reçoit un besoin de flux d'EMI (puissance pour un système énergétique) d'un autre élément et fournit un flux d'EMI en retour dépendant du besoin et des limitations internes de la source.	
Distributeur	Collecte les besoins de flux d'un ou plusieurs consommateurs et les répartit vers une ou plusieurs sources en tenant compte de leurs acceptances et disponibilités. Le distributeur agrège également les flux fournis par les sources et les redistribue vers le ou les consommateurs en fonction de leur demande.	
Stockage	Stocke de l'EMI dans la limite de sa capacité maximale. Il peut se comporter comme une source (délivre un flux), un consommateur (reçoit un flux) ou les deux selon le scénario étudié.	
Transformateur	Convertit un flux d'EMI primaire d'un domaine vers un autre (par exemple une puissance électrique en puissance mécanique) de manière réversible. Le transformateur peut posséder un rendement, des limitations de flux, ainsi qu'une dynamique de réponse.	
Effecteur / Consommateur	Envoie une demande de besoin de flux vers un élément capable de le satisfaire. Le flux est utilisé pour atteindre la consigne de l'effecteur grâce à un contrôleur ou pour satisfaire les besoins d'un consommateur.	
Actionneur	Élément qui réalise une action (débit, température, etc.) à partir d'une puissance reçue, souvent électrique.	
Échangeur	Interface qui échange un flux d'EMI entre deux circuits pour les rapprocher d'une situation d'équilibre (température, concentration, etc.). L'échangeur peut être passif (échange subi) ou actif – l'échangeur peut demander la réalisation d'une action à un ou plusieurs actionneurs.	

(notamment dans le cas de systèmes complexes). La Figure 2.3 propose un exemple d'EOF représentant un parc éolien disposant d'un moyen de stockage permettant de lisser sa production. D'un point de vue fonctionnel, cet ensemble se comporte comme une source simple et possède un unique port source correspondant à celui du second distributeur.

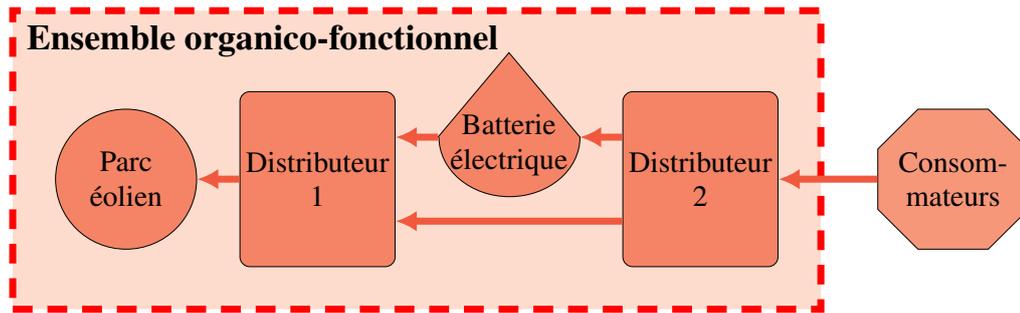


FIGURE 2.3 – Exemple d'ensemble organico-fonctionnel.

2.2.3 Intégration logicielle

Les éléments présentés dans les parties précédentes ont été développés et intégrés à PhiSim. Ce dernier est une boîte à outils métier développée par l'entreprise Sherpa Engineering dans l'environnement Matlab/Simulink qui peut être utilisée pour modéliser des systèmes dynamiques multi-domaines physiques en boucle ouverte ou fermée (SherpaEngineering). PhiSim comporte de nombreuses bibliothèques métiers et applicatives, flexibles et évolutives. La bibliothèque PhiEMI est dédiée à la modélisation fonctionnelle, elle permet la paramétrisation des éléments fonctionnels, une construction rapide des modèles et leur simulation (SherpaEngineering). Comme cette approche est générique, les mêmes éléments sont utilisés indifféremment pour traiter des problématiques relatives à différents domaines énergétiques, à des transports de matières ou des flux d'informations.

La Figure 2.4 montre un exemple de modèle fonctionnel d'un système complexe qui utilise tous les éléments fonctionnels décrits précédemment. Chaque couleur d'élément représente le ou les domaines énergétiques auxquels ce dernier appartient. Les flèches rouges, bleues et orange représentent des besoins de flux (correspondant à leur domaine énergétique respectif) transmis entre deux éléments (la fourniture est implicite) tandis que les flèches vertes représentent des demandes d'action. Ces flèches sont représentées de différentes couleurs par souci de clarté du schéma mais elles sont fonctionnellement identiques. La flèche représentée en traits pointillés possède la même nature que les autres flèches. Elle est différenciée schématiquement car elle représente un besoin nul (aucune chaleur n'est demandée à la batterie) entraînant une fourniture non nulle (l'échauffement de la batterie est subi). Le modèle représente de manière très simplifiée un véhicule électrique, dont les fonctions appartiennent à trois domaines énergétiques distincts :

- Une partie mécanique dont les deux acteurs principaux sont l'effecteur (qui reçoit la consigne de vitesse et détermine une puissance à fournir pour l'atteindre) et la machine électrique.
- Une partie thermique composée d'une source, un échangeur thermique et un effecteur.
- Une partie électrique, la plus conséquente, qui comprend une source, un stockage, un distributeur qui agrège les besoins électriques de deux actionneurs (le ventilateur et la pompe), d'un consommateur (auxiliaires) et de la machine électrique et répartit la puissance fournie par la batterie électrique vers ces mêmes éléments.

Assez tôt dans le processus de conception, ce modèle peut être développé rapidement et simulé pour observer le comportement du système. La facilité de modi-

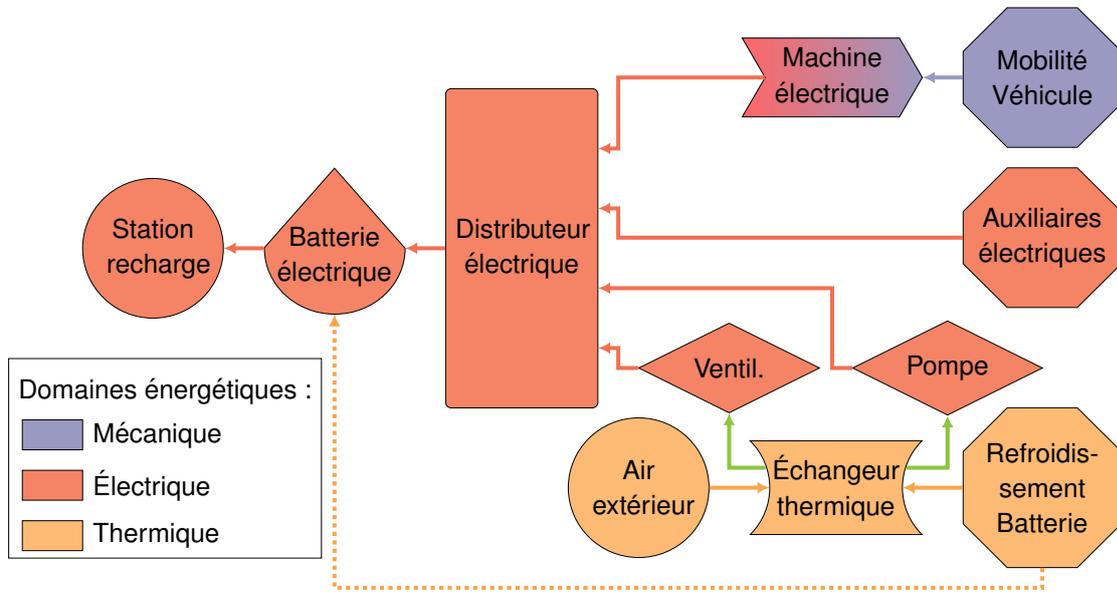


FIGURE 2.4 – Schéma fonctionnel simplifié d'un véhicule électrique (Boyer et al., 2020).

fication des éléments et de leurs liens permet d'évaluer différentes architectures et d'estimer le dimensionnement des éléments fonctionnels (et déduire ainsi celui des composants physiques). D'autre part, différentes stratégies de répartition de puissance au sein du distributeur peuvent être élaborées et testées à ce niveau selon divers scénarios. La construction, la prise en main et la manipulation de ce modèle sont plus simples, rapides et flexibles que celles d'un modèle multiphysique. Ainsi, toutes les étapes de conception qui peuvent être validées à ce niveau offrent un gain de temps significatif.

2.2.4 Interactions avec les niveaux téléologique et multiphysique

Les trois niveaux d'abstraction du système ont été présentés dans les parties précédentes. Considéré séparément, chaque modèle apporte des informations différentes et spécifiques par rapport au comportement du système. Toutefois, la limitation de la méthodologie à la considération indépendante de chaque niveau ne permettrait pas de tirer profit de l'interdépendance de ces niveaux et de la complémentarité des résultats qu'ils fournissent. Afin d'exploiter l'intégralité du potentiel de la méthodologie, le niveau fonctionnel est couplé à ses niveaux d'abstraction supérieur et inférieur et leurs interactions sont introduites dans les parties 2.2.4.1 et 2.2.4.2.

2.2.4.1 Interactions avec le niveau téléologique

Le niveau d'abstraction téléologique fournit un aperçu du système dans sa globalité et définit ses principales exigences (missions, contraintes, critères, etc.). L'objectif du couplage avec le modèle fonctionnel est de lui transmettre ces paramètres généraux pour qu'il puisse les prendre en compte. Cependant, le langage utilisé pour chaque niveau est différent et une interface doit être réalisée pour traduire les informations fournies par le niveau téléologique en exigences compréhensibles par les

éléments fonctionnels. Pour chaque variable téléologique, il faut dans un premier temps lister tous les éléments fonctionnels qui ont un impact sur cette variable et quelles informations de sortie des éléments peuvent permettre son estimation. Une fois ces variables estimées et comparées aux attentes téléologiques, la seconde étape consiste à déterminer les modifications éventuelles à apporter à certains éléments fonctionnels via un superviseur global afin de satisfaire ces exigences.

L'exemple d'un véhicule électrique est utilisé pour illustrer l'interaction entre les niveaux téléologique et fonctionnel. Une des exigences téléologiques est le niveau sonore maximal toléré des composants du véhicule pour assurer le confort de l'utilisateur. Cette nuisance provient principalement du compresseur (pour refroidir la batterie et l'habitacle). À vitesse élevée, le bruit externe peut devenir important (frottements de l'air) et le bruit du compresseur sera négligeable. En revanche, à faible vitesse, il peut être une source de désagrément pour les passagers. Ainsi, son niveau sonore (directement relié à son régime) maximal acceptable est dépendant de la vitesse du véhicule (dans la mesure où il n'entre pas en conflit avec le confort thermique ou les exigences de sécurité, sinon il faudra procéder à un arbitrage).

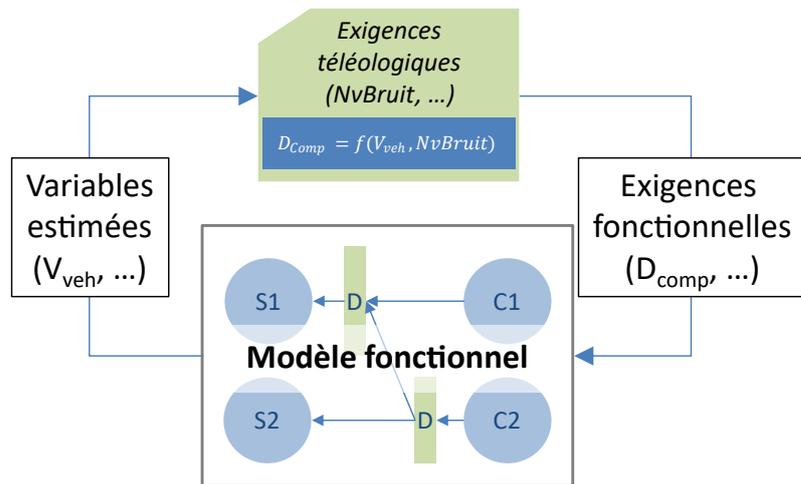


FIGURE 2.5 – Interactions entre les modèles téléologique et fonctionnel.

Ces interactions entre exigences téléologiques et fonctionnelles sont schématisées sur la Figure 2.5 dans laquelle les variables D_{comp} , $NvBruit$ et V_{veh} représentent respectivement la disponibilité du compresseur, le niveau sonore maximal acceptable et la vitesse du véhicule estimée par le modèle fonctionnel.

2.2.4.2 Interactions avec le niveau multiphysique

Au niveau fonctionnel, le modèle se focalise sur les différentes fonctions du système sans se préoccuper du choix technologique des composants. Il permet une modification rapide de l'agencement et du dimensionnement des éléments du système, grâce à laquelle la pertinence et l'intérêt de plusieurs architectures peuvent être évalués. La première connexion entre les deux niveaux consiste à utiliser l'architecture du modèle fonctionnel retenue comme une base pour le développement du modèle multiphysique. Il faut ensuite déterminer, pour chaque fonction, l'ensemble de composants physiques (parfois un seul) le plus pertinent capable d'assurer cette fonction.

La seconde interaction, la plus importante, consiste à élaborer le contrôle de chaque composant du modèle multiphysique à partir du modèle fonctionnel (et plus particulièrement des sous-systèmes "Contrôle" de chaque élément fonctionnel). Cependant, deux nouvelles problématiques se posent :

- Les langages fonctionnel et multiphysique sont différents. Tandis que le premier est fondé sur les puissances (pour les systèmes énergétiques), le second fait intervenir des variables de flux et d'effort.
- Un élément fonctionnel peut avoir pour équivalent plusieurs composants technologiques dans la modélisation multiphysique. Ainsi, le lien entre un élément et son équivalent n'est souvent pas immédiat.

La prise en compte de ces problématiques peut se faire à l'aide d'une interface entre les deux modèles (Mokukcu et al., 2017). La réalisation de cette dernière nécessite de déterminer les équations de passage entre les variables fonctionnelles et multiphysiques. Cette interface possède un double objectif. Dans un premier temps, elle transmet et traduit les variables de commande déterminées au niveau fonctionnel vers chaque composant du modèle multiphysique. Ce dernier permet, à l'aide de lois réalistes, de simuler le comportement de chaque composant de manière précise. Les informations utiles issues de la simulation sont renvoyées vers l'interface et permettent dans un second temps une rétroaction vers le modèle fonctionnel. En effet, à l'aide des équations de passage, ces informations permettent d'évaluer le comportement de chaque élément fonctionnel et de l'injecter dans leur sous-système opérant, en remplacement de leur modèle interne (dont l'évaluation du comportement est plus approximative).

L'approche ainsi proposée permet d'exploiter au mieux les avantages respectifs des niveaux fonctionnel et téléologique. Les étapes laborieuses ou qui nécessitent un nombre conséquent d'itérations, comme la détermination de l'architecture optimale, la stratégie d'allocation des ressources ou le dimensionnement des éléments, sont réalisées au niveau fonctionnel, particulièrement bien adapté de par sa modularité, sa simplicité et sa rapidité de simulation. Les étapes qui nécessitent un certain niveau de précision, comme la validation du système ou la quantification de données de sortie, sont effectuées au niveau multiphysique. Les interactions entre ces deux niveaux permettent un gain de temps très important : l'utilisation du modèle multiphysique est réduite à sa stricte nécessité et l'élaboration du contrôle de ce dernier est plus rapide et lisible à partir du modèle fonctionnel. D'autre part, la rétroaction des informations multiphysiques vers le modèle fonctionnel permet d'adapter son action en fonction du comportement réel et ainsi d'atténuer les approximations faites au niveau fonctionnel.

2.3 Application de la méthodologie pour un véhicule électrique

2.3.1 Modèle téléologique

Dans cette partie, nous prendrons l'exemple d'un véhicule électrique (VE) alimenté par une batterie lithium ion pour illustrer la méthodologie présentée dans les parties précédentes. Les premières étapes de la phase de conception du système consistent à définir ses différentes missions ou exigences. Celles-ci peuvent être représentées

sous forme d'un modèle téléologique, comme illustré sur la Figure 2.6, où les critères principaux correspondant à chaque mission sont également détaillés.

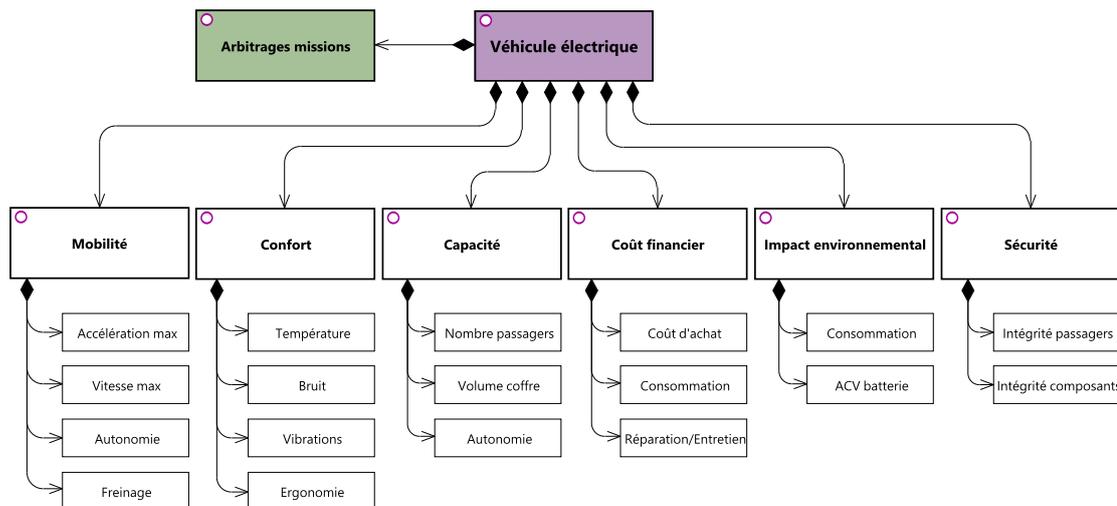


FIGURE 2.6 – Modèle téléologique d'un VE.

Parmi les exigences représentées, nous nous focaliserons plus particulièrement sur trois d'entre elles qui constituent les centres d'intérêt principaux pour ces travaux :

- La mobilité, qui représente la capacité du véhicule à se déplacer selon un itinéraire, évaluée à l'aide d'un certain nombre de critères de performance.
- La sécurité, qui correspond à l'aptitude du véhicule à assurer l'intégrité physique des passagers mais aussi l'intégrité des composants dans des conditions normales, notamment par le contrôle des températures. Cette mission inclut également la fait de préserver autant que possible l'intégrité physique des passagers en cas d'accident.
- La mission "confort", qui se rapporte à la capacité du VE à garantir le confort des passagers au cours d'un déplacement, en supprimant ou atténuant notamment toutes les sources éventuelles de désagrément.

La plupart des critères de satisfaction des missions n'ont pas un état binaire, on leur associe un certain degré de satisfaction entre un minimum acceptable (ou légal) et une borne idéale. Les critères ne sont pas indépendants les uns des autres et il est ainsi impossible de les satisfaire tous de manière optimale (par exemple, de meilleures performances de mobilité entraîneront a priori un coût d'achat et une consommation plus élevée). Il est donc nécessaire d'effectuer des arbitrages entre les différents critères. Certains sont effectués de manière définitive lors de la conception (par exemple entre les critères de capacité, le coût d'achat ou l'atténuation des vibrations) et les valeurs définies sont ensuite fixes pendant toute la phase d'opération du véhicule, c'est un aspect que nous n'aborderons pas dans cette partie.

Au contraire, une fois le système en opération, celui-ci peut être confronté à une situation dans laquelle il ne pourra pas satisfaire tous ces critères. Cette impossibilité peut être due à des limitations techniques (système non dimensionné pour certains événements extrêmes et peu fréquents), à un usage inapproprié ou à des perturbations imprévues (défaut d'alimentation, panne, etc.). Dans ces situations, le système doit procéder à un arbitrage entre les différentes missions, dont la stratégie doit être définie dès le processus de conception afin que le système soit en mesure de réagir lorsque la situation se présente.

Nous étudierons dans cette partie les arbitrages qui doivent être faits pendant l'utilisation du VE, particulièrement entre des critères ayant un coût énergétique. Parmi ceux présentés, nous considérerons uniquement la vitesse du véhicule et la gestion thermique de l'habitacle, de la batterie et de la machine électrique qui sont les plus gros consommateurs énergétiques. En effet, contrairement aux véhicules thermiques, dont le moteur fonctionne à haute température, ne nécessite pas d'énergie pour être refroidi et peut satisfaire les besoins de chauffage de l'habitacle, le développement des VE soulève de nouvelles problématiques thermiques :

- La chaleur dégagée par la machine électrique (MEL) est faible par rapport à un moteur à combustion interne (MCI) et ne permet pas d'assurer les besoins de chauffage de l'habitacle.
- La température de la batterie a un impact direct sur son rendement et donc sur l'autonomie du VE. Il est donc fortement souhaitable de maintenir cette température dans une plage réduite de fonctionnement optimal.
- L'impact non-négligeable d'une température trop élevée ou trop basse de la batterie sur sa durée de vie a été démontré par Gross et Clark (2011).
- Compte-tenu de sa masse, les besoins de chauffage ou de refroidissement de la batterie sont très importants. Les besoins sont accrus lors de la charge, d'autant plus si celle-ci est rapide.

Ces nouvelles contraintes ont amené les constructeurs automobiles à concevoir et développer une multitude d'architectures différentes pour le système de gestion thermique, comme le montre la revue exhaustive de Zhang et al. (2018).

Pour l'utilisateur d'un VE, son objectif est d'atteindre la destination souhaitée dans les meilleures conditions possibles, c'est-à-dire en assurant une température convenable pour la cabine, la batterie et la machine électrique. Le modèle fonctionnel du système est intéressant dans un premier temps pour représenter le système et observer son comportement pour un ensemble de scénarios donnés, en permettant facilement des modifications de son architecture. Dans un second temps, son faible temps de simulation permettra, dans la partie 2.3.3, d'élaborer et de tester différentes stratégies d'arbitrage entre ces critères.

2.3.2 Modélisation fonctionnelle

Les critères de satisfaction du VE considérés sont sa vitesse qui correspond au domaine électromécanique et la gestion thermique des différents éléments qui appartient au domaine thermique. Ainsi, le VE peut être décomposé en deux sous-systèmes, correspondant à leur domaine énergétique respectif, et interconnectés.

2.3.2.1 Sous-système électromécanique

L'élément principal du sous-système électromécanique est la chaîne de traction, composée essentiellement de la machine électrique, la batterie électrique et la transmission. D'autres éléments extérieurs à la chaîne de traction, tels que le système de freinage, les auxiliaires électriques et des actionneurs électriques qui interviennent dans la gestion thermique, sont également englobés dans ce sous-système. La représentation fonctionnelle de ce sous-système, inspirée de celle du véhicule hybride présentée par Mokukcu et al. (2016), est explicitée dans la Figure 2.7.

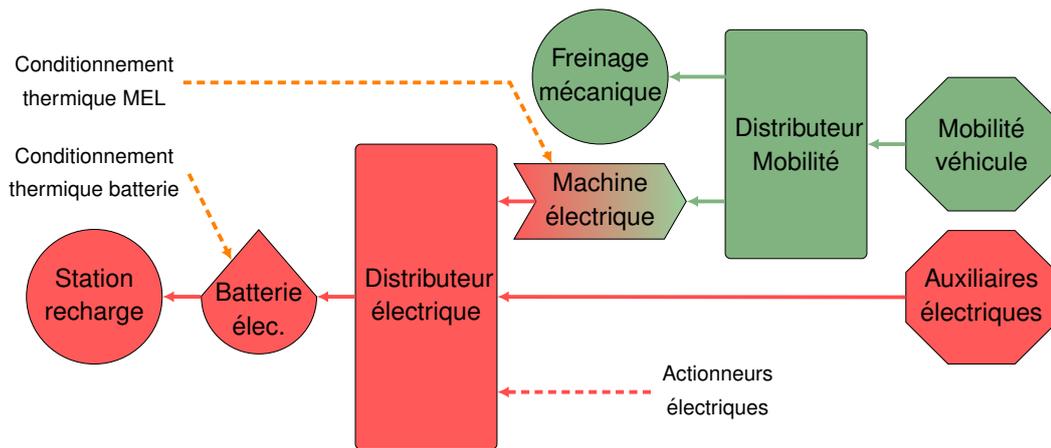


FIGURE 2.7 – Modèle fonctionnel du sous-système électromécanique d'un VE.

Les couleurs rouge et verte font référence respectivement aux domaines électrique et mécanique. Les flèches pointillées représentent des besoins de flux provenant du sous-système thermique qui sera présenté dans la partie 2.3.2.2. Les flèches orange représentent les besoins thermiques adressés respectivement à la batterie et à la machine électrique. Bien que ces besoins soient souvent nuls, les flèches englobent également implicitement les puissances fournies par la batterie et la MEL, qui sont elles toujours positives lors du fonctionnement de ces éléments.

Le freinage est assuré à la fois par la MEL, utilisée alors en générateur pour recharger la batterie, et un système de freinage purement mécanique. La stratégie de répartition du freinage est contenue dans le distributeur mécanique et consiste généralement à prioriser autant que possible la récupération par la MEL, en limitant l'usage du freinage dissipatif aux ralentissements importants et à l'arrêt du véhicule (en complément de la MEL).

2.3.2.2 Sous-système thermique

Comme cela a déjà été mentionné précédemment, les principaux consommateurs de ce sous-système sont la batterie électrique, la cabine et la MEL. Afin d'assurer à la fois les besoins de chaud et de froid du véhicule selon les périodes, de la manière la plus efficace d'un point de vue énergétique, l'utilisation d'une pompe à chaleur (PAC) réversible est une solution de plus en plus étudiée et c'est celle que nous retiendrons dans cette partie. L'essentiel des besoins thermiques du système est assuré par le biais de cette PAC.

Après plusieurs tests d'architectures, le modèle fonctionnel retenu pour ce sous-système est représenté sur la Figure 2.8. Nous retrouvons bien les trois effecteurs principaux en bleu qui reçoivent une température de consigne et émettent un besoin de puissance pour l'atteindre. Les blocs orange sont des échangeurs qui reçoivent un besoin thermique de la part de leurs voisins et émettent des besoins d'action pour les satisfaire. En violet, les circuits fluides sont des ensembles organico-fonctionnels contenant a minima un actionneur électrique (pompe, compresseur, etc.) et un distributeur énergétique (éventuellement mono-source, mono-consommateur). Ils peuvent aussi contenir notamment des transformateurs (résistance thermique pour le circuit d'eau batterie et le circuit d'air cabine par exemple). Pour exemple, l'EOF du circuit d'air cabine est détaillé dans la Figure 2.9 (le Coefficient de Température Positive

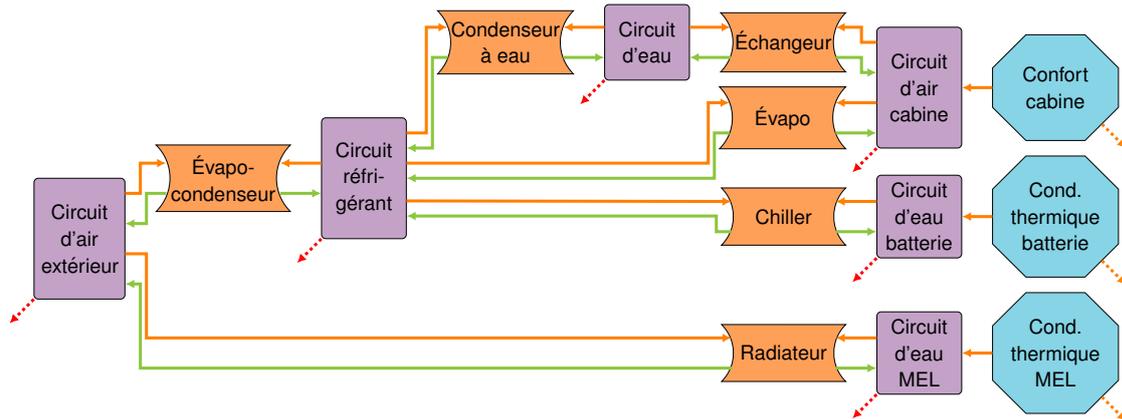


FIGURE 2.8 – Modèle fonctionnel du sous-système thermique du VE (Boyer et al., 2020).

(CTP) est une résistance thermique). Enfin, les flèches orange, rouges et vertes représentent respectivement les besoins thermiques, électriques et ceux d'action (débit ou température). Les flèches pointillées issues des conditionnements thermiques de la batterie et de la MEL ainsi que celles provenant des circuits fluides (après avoir été agrégées dans un distributeur qui n'est pas représenté ici) sont envoyées vers le sous-système électromécanique tandis que le besoin émis par la cabine est envoyé vers le soleil.

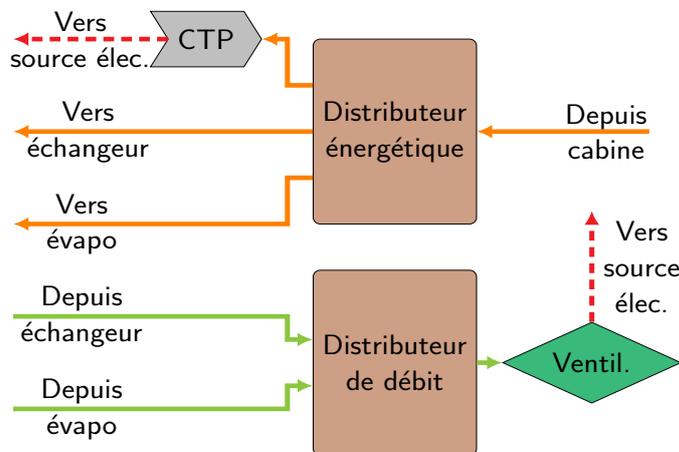


FIGURE 2.9 – Détail du circuit d'air cabine (Boyer et al., 2020).

L'architecture fonctionnelle est inspirée de l'architecture organique proposée par Zhang et al. (2020) avec quelques modifications. La première est l'ajout d'un circuit d'eau entre le circuit réfrigérant et le circuit d'air de la cabine qui a plusieurs intérêts. Le premier est économique car cet ajout permet d'intégrer la réversibilité de la PAC sans avoir à concevoir de nouveau le module HVAC (chauffage, ventilation et climatisation) du véhicule (Zhang et al., 2016). Un autre intérêt de ce circuit intermédiaire est d'éviter les fuites éventuelles de fluide frigorigène dans l'air de la cabine. En effet, celles-ci ont une plus grande probabilité d'intervenir à cet endroit où le fluide est sous haute pression (contrairement à la climatisation) et sont alors contenues dans le circuit intermédiaire.

L'architecture présentée par Zhang et al. (2020) a été élaborée pour des VE évoluant

dans des régions froides, dans lesquelles la batterie nécessite souvent d'être chauffée. D'après Ding et al. (2020), la plage de fonctionnement optimal d'une batterie lithium ion s'étend de 10 °C à 40 °C environ. Ainsi, dans les régions froides, l'utilisation de la PAC pour satisfaire les besoins de froid et de chaud de la batterie est une solution attractive, bien que cette double utilisation complexifie la conception du sous-système thermique. Dans les régions à température modérée, cette complexité supplémentaire n'apporte pas un avantage significatif et il est préférable d'ajouter une résistance pour les rares besoins de chauffage de la batterie comme cela sera considéré dans cette partie.

2.3.2.3 Couplage des deux sous-systèmes

Afin de traiter le VE dans son ensemble, il est nécessaire de coupler les sous-systèmes électromécanique et thermique présentés dans les parties précédentes. Ces connexions sont représentées sur la Figure 2.10.

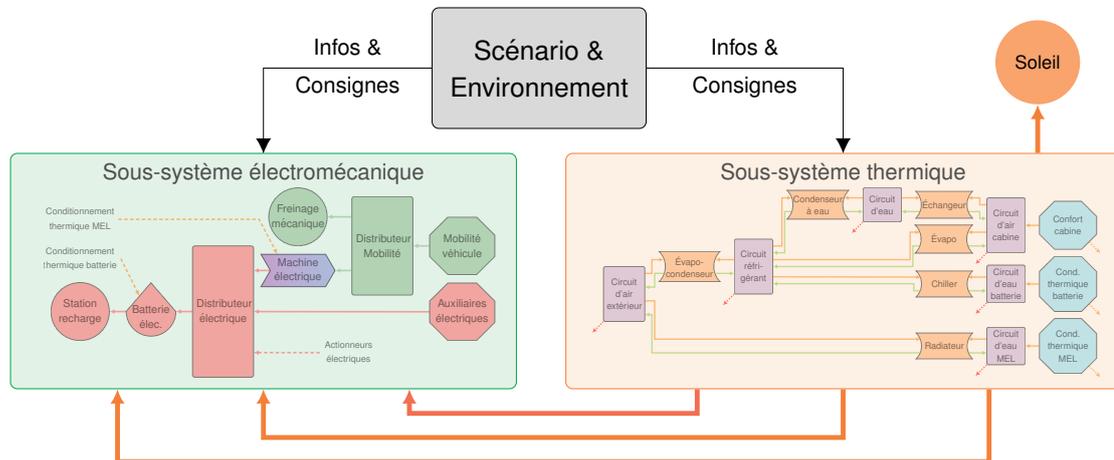


FIGURE 2.10 – Couplage entre les sous-systèmes électromécanique et thermique.

L'environnement envoie des informations à chaque sous-système, telles que la pente de la route ou la température extérieure tandis que les différentes consignes (vitesse véhicule, température cabine, batterie, MEL) sont définies par le scénario. Les besoins électriques des actionneurs et thermiques de la batterie et la MEL (et les fournitures implicites dans la direction opposée) entre les deux sous-systèmes sont représentés par les flèches rouge et orange.

Bien qu'il soit évidemment possible de simuler le modèle dans sa globalité, chaque sous-système peut également être simulé de manière indépendante en approchant le comportement de l'autre sous-système. Cela peut présenter un intérêt pour se focaliser sur l'étude d'un seul sous-système en travaillant avec un modèle réduit qui permet de diminuer les temps de simulation.

2.3.3 Stratégies d'arbitrage

Comme nous l'avons vu, il est possible de transmettre les contraintes, critères et objectifs globaux définis au niveau téléologique vers le modèle fonctionnel. Ils sont alors intégrés dans un superviseur global, qui reçoit les informations et consignes

de la part du scénario et de l'environnement mais également certaines données de sortie des éléments fonctionnels des deux sous-systèmes. À partir de ces informations et d'une stratégie d'arbitrage donnée, le superviseur peut éventuellement (en cas d'impossibilité de satisfaire toutes les missions) modifier les consignes avant de les transférer aux sous-systèmes – cela revient à modifier les missions initiales du système – de manière à ce que ces derniers puissent les atteindre. L'implémentation de ce superviseur global dans le modèle est représenté sur la Figure 2.11.

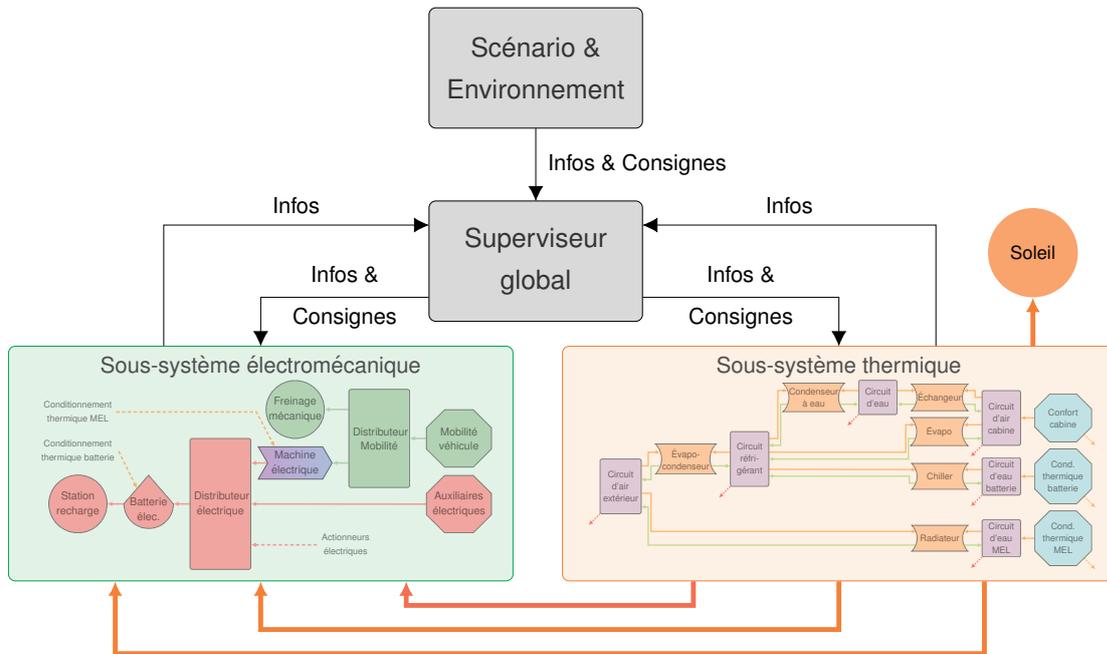


FIGURE 2.11 – Introduction d'un superviseur global pour le contrôle du véhicule électrique.

Deux problématiques d'arbitrage seront étudiées dans la suite. La partie 2.3.3.1 présentera une stratégie d'arbitrage entre les différents consommateurs du sous-système thermique et plus particulièrement entre les besoins thermiques de la batterie et ceux de la cabine tandis que la partie 2.3.3.2 étudiera la compétition entre les deux sous-systèmes afin d'atteindre la destination souhaitée dans les meilleures conditions possibles.

2.3.3.1 Arbitrage entre les besoins thermiques de la batterie et de la cabine

Dans cette section, l'arbitrage étudié est effectué uniquement au sein du sous-système thermique, qui sera donc le seul à être considéré. Dans le modèle de ce dernier, dans la plupart des cas, des stratégies d'arbitrage heuristique (par priorités) permettent de tendre vers l'optimisation énergétique du fonctionnement du système (par exemple, toutes choses égales par ailleurs, pour obtenir une certaine puissance de froid dans la cabine, l'augmentation de régime du ventilateur sera préférable, car moins énergivore, à l'augmentation du rapport de pression du compresseur). Cela signifie qu'en fonctionnement normal, le modèle n'a en général pas besoin de superviseur global pour minimiser le coût énergétique du système, des règles de bon sens sont souvent suffisantes.

Cependant, si les besoins thermiques viennent à être supérieurs à la disponibilité globale du système, des arbitrages moins évidents doivent être réalisés. Notamment – c’est le cas que nous étudierons ici – lorsque la cabine et la batterie doivent être refroidies simultanément et que les moyens de production de froid ne permettent pas d’y répondre (on parlera dans la suite de système saturé), la température de la cabine ou de la batterie (ou éventuellement les deux) sera obligatoirement dégradée par rapport à sa consigne idéale. Dans ce cas, une méthode est nécessaire pour gérer le niveau de dégradation de ces températures.

La première option consiste à implémenter directement une stratégie de répartition des fournitures dans le distributeur énergétique du circuit réfrigérant, qui sera appliquée dès que les besoins sont supérieurs aux fournitures. Cette méthode est relativement rapide à mettre en œuvre – quelques stratégies de base, comme celle fondée sur des priorités exclusives sont déjà incluses dans l’élément et peuvent être modifiées. L’inconvénient majeur de cette méthode est que la stratégie d’arbitrage est basée sur des considérations énergétiques et non sur l’écart de la température à sa consigne. D’autre part, le lien entre l’énergie fournie par le distributeur et la température est dépendante des éléments consommateurs mais également du scénario, ce qui limite la généralité de cette solution.

La seconde option consiste à introduire dans le modèle téléologique un nouveau critère correspondant à la non-saturation du système (les besoins sont toujours inférieurs ou égaux à la disponibilité totale). Pour être respectée dans les situations extrêmes, cette exigence nécessite de dégrader les températures de consigne en amont (dans le superviseur global), ce qui a pour effet de réduire les besoins de puissance émis par la cabine et la batterie. Un modèle très simplifié du sous-système doit être introduit dans le superviseur pour estimer le front de Pareto des températures de consigne de la batterie et de la cabine qui permettront d’éviter la saturation du système. Parmi les paires situées sur ou au nord du front, celle qui minimise (pour une valeur donnée du coefficient de pondération α introduit en (2.4)) une fonction de l’écart par rapport aux températures de consigne idéales est envoyée au modèle fonctionnel. La connexion entre la nouvelle contrainte téléologique et les exigences fonctionnelles est établie en résolvant le problème d’optimisation (2.3) :

$$\min_{\substack{T_{cab}^{ref}, T_{bat}^{ref} \\ T_{cab}^{ref}, T_{bat}^{ref}}} \delta(T_{cab}^{ref}, T_{bat}^{ref}) \quad \text{tel que} \quad 0 < P_{ratio} = \frac{P_{act}(H)}{P_{act}^{max}} < 1 \quad (2.3)$$

avec $\delta(T_{cab}^{ref}, T_{bat}^{ref})$ la fonction de coût à minimiser explicitée dans (2.4) et T_{cab}^{ref} et T_{bat}^{ref} les températures de consigne de la cabine et de la batterie respectivement, envoyées par le superviseur au modèle fonctionnel, qui sont des variables manipulables.

$$\delta(T_{cab}^{ref}, T_{bat}^{ref}) = (T_{cab}(H) - T_{cab}^{id})^2 + \alpha \cdot (T_{bat}(H) - T_{bat}^{id})^2 \quad (2.4)$$

avec α un coefficient de pondération qui permet de prioriser la dégradation d’une température de consigne par rapport à l’autre – c’est sa valeur qui détermine la combinaison du front de Pareto retenue –, H l’horizon temporel sur lequel le modèle simplifié (dans le superviseur) est simulé, $T_{cab}(H)$ et $T_{bat}(H)$ les températures de la cabine et de la batterie respectivement, estimées par le modèle simplifié à la fin de l’horizon temporel, T_{cab}^{id} et T_{bat}^{id} les températures de consigne idéales de la cabine et de la batterie respectivement (celle qui est fixée par l’utilisateur pour la cabine et par le constructeur pour la batterie), P_{ratio} le taux de saturation du système qui prend

des valeurs entre 0 (tous les actionneurs sont à l'arrêt) et 1 (système saturé) et P_{act} et P_{act}^{max} la puissance fournie par l'actionneur limitant et la puissance maximale qu'il peut fournir respectivement.

Les valeurs optimales des températures de consigne de la cabine et de la batterie, solutions du problème d'optimisation (2.3) seront notées respectivement $T_{cab}^{ref,*}$ et $T_{bat}^{ref,*}$ dans la suite. La forte non-linéarité de ce problème ne permet pas l'implémentation de commande prédictive classique comme ce sera le cas dans le chapitre 3. Le problème d'optimisation à résoudre ne dépendant que de 2 variables d'optimisation, sa résolution en ligne sera effectuée par une simple méthode de gridding dans l'espace de recherche, résumée ci-dessous :

1. Développement d'un modèle simplifié capable d'estimer le taux de saturation du modèle sur un horizon H à partir de données de sortie à $t = 0$ (températures de la cabine et de la batterie et taux de saturation du système).
2. Simulation du modèle sur un horizon H pour T_{cab}^{ref} dans $\{T_{c,1}^{ref}, T_{c,2}^{ref}, \dots, T_{c,n_c}^{ref}\}$ et T_{bat}^{ref} dans $\{T_{b,1}^{ref}, T_{b,2}^{ref}, \dots, T_{b,n_b}^{ref}\}$, avec n_c et n_b le nombre de valeurs de consigne testées pour la cabine et pour la batterie respectivement. Chaque vecteur de valeurs est centré autour de la consigne actuelle si c'est possible et minoré par la valeur de consigne idéale.
3. Détermination de deux matrices de taille $n_c \times n_b$: la première composée des valeurs du critère obtenues pour chaque paire $(T_{c,i}^{ref}, T_{b,j}^{ref})$ et la seconde composée de 1 et de 0 selon que la paire respecte la contrainte définie en (2.3) ou non.
4. Détermination de la paire $(T_{c,i}^{ref}, T_{b,j}^{ref})$ qui minimise le critère parmi celles qui respectent la contrainte, on note $(T_{cab}^{ref,*}, T_{bat}^{ref,*})$ cette paire optimale.
5. Envoi des nouvelles consignes $T_{cab}^{ref,*}$ et $T_{bat}^{ref,*}$ au modèle fonctionnel pour le prochain pas de temps T_e avant de réitérer les étapes 2 à 4 selon le principe de l'horizon fuyant. Pour éviter les variations brutales de consigne, un filtre du premier ordre est appliqué aux consignes.

L'avantage principal de cette méthode, bien qu'elle soit un peu fastidieuse, est d'être indépendante du scénario et focalisée uniquement sur les valeurs des températures de consigne. Cette approche peut être enrichie en prenant en compte d'autres paramètres que ces consignes (consommation par exemple) ainsi que d'autres contraintes que la saturation du système (confort sonore par exemple).

2.3.3.2 Atteinte de la destination finale

Dans cette section, nous considérons le système dans sa globalité et traitons le cas où la quantité d'énergie dans la batterie n'est pas suffisante pour assurer toutes les missions du véhicule pour un scénario (incluant notamment l'itinéraire, les consignes de vitesse et de température) et des conditions extérieures (température, puissance solaire, etc.) données. Afin de parcourir l'itinéraire souhaité par l'utilisateur jusqu'à la destination finale (qui est une exigence téléologique du système), nous étudions l'arbitrage entre les principaux critères de consommation énergétique (vitesse du véhicule et températures de la cabine et de la batterie). Dans ce cas, l'arbitrage n'est pas possible au sein du distributeur fonctionnel connecté à la batterie. En effet, celui-ci

peut procéder à des arbitrages de puissance si celle-ci est insuffisante pour satisfaire les besoins mais il ne contient pas de notions d'énergie ou de durée de simulation (ou de mission).

La stratégie d'arbitrage est donc définie, comme précédemment, dans un superviseur global. Au préalable, la première étape consiste à estimer la quantité d'énergie qui sera nécessaire pour parcourir l'itinéraire dans les conditions souhaitées à l'aide d'un modèle très simplifié des deux sous-systèmes qui sera détaillé ultérieurement. Dès lors que cette estimation est supérieure à la quantité d'énergie contenue dans la batterie, un compromis doit être fait entre les différentes missions du système. Il existe une différence majeure entre le cas présenté dans la partie 2.3.3.1, dans lequel le superviseur régulait les températures de consigne à chaque pas de temps pour satisfaire un objectif court terme (quelques secondes) avec des variations peu importantes par rapport à l'instant de résolution, et le cas présenté ici, où l'on cherche à satisfaire un objectif long terme avec de fortes incertitudes sur certains paramètres comme la vitesse du véhicule (affectée par la circulation des autres usagers et le comportement du conducteur).

Ces sources d'imprécisions laissent penser que les résultats obtenus par le modèle simplifié seront inévitablement affectés par des perturbations conséquentes. L'idée du modèle n'est donc pas de représenter précisément le comportement du système mais de fournir un ordre de grandeur des consommations énergétiques. Ainsi, quelques hypothèses simplificatrices seront introduites dans le modèle simplifié pour la suite :

- Nous supposons que le véhicule se déplace à la vitesse maximale autorisée pendant la durée totale de la simulation. Dans la réalité, des variations dues à la présence d'autres véhicules et au conducteur lui-même sont observées. Cependant, ces variations ont deux effets antagonistes sur la consommation énergétique. En effet, ces variations de vitesse entraînent une réduction de la vitesse moyenne du véhicule par rapport à la vitesse maximale autorisée donc une réduction de la consommation (liée à la diminution des frottements de l'air sur le véhicule). D'autre part, les variations de vitesse entraînent la dissipation d'énergie par freinage (bien qu'une partie soit récupérée par la machine électrique) et donc une hausse de l'énergie utilisée. L'impact de cette hypothèse est donc difficile à évaluer de manière générale (car il dépend du scénario de simulation) et moins important que ce qu'il pourrait laisser penser au premier abord (car elle entraîne deux effets antagonistes).
- Nous supposons que les consignes thermiques sont déjà atteintes au début du scénario, ce qui revient à considérer que l'énergie nécessaire pour atteindre l'équilibre thermique est négligeable devant la quantité utilisée pour maintenir cet équilibre pendant la durée totale de la simulation.

Bien que ces hypothèses soient assez fortes, leur impact est atténué car le superviseur reçoit, en temps réel, les données de sortie du modèle fonctionnel (valeur de l'état de charge de la batterie notamment), qui lui permettent de recalibrer les valeurs issues de son modèle simplifié lorsque son comportement est différent du modèle fonctionnel, et de déterminer de nouvelles consignes à partir des données actualisées.

Les équations (2.5) à (2.16) représentent le modèle simplifié, grâce auquel la quantité d'énergie nécessaire jusqu'à la fin de la simulation est calculée. Celle-ci est

divisée entre les trois pôles de consommation mécanique, thermique et électrique.

D'après Iglesias et Favrat (2013), les forces mécaniques principales qui s'appliquent à un véhicule en mouvement sont celle de roulage (frottements des pneus), la force aérodynamique (frottements de l'air) et la gravité dont l'impact dépend de la pente. L'expression des travaux respectifs W_{Froul} , W_{Faero} et W_{Fgrav} de ces forces est donnée dans (2.5), (2.6) et (2.7) respectivement. La force due à l'accélération du véhicule n'est pas prise en compte ici compte-tenu des hypothèses formulées.

$$W_{Froul} = - \int_0^{x_{fin}} m \cdot g \cdot k \cdot dx \quad (2.5)$$

avec x_{fin} la longueur de l'itinéraire en m, m la masse du véhicule en kg, g l'accélération de la pesanteur terrestre en m/s^2 et k le coefficient de frottement (ou de friction) entre la roue et la route.

$$W_{Faero} = - \int_0^{x_{fin}} \frac{1}{2} \cdot \rho_{air} \cdot S \cdot C_x \cdot V^2 \cdot dx \quad (2.6)$$

avec ρ_{air} la masse volumique de l'air en kg/m^3 , S le maître-couple du véhicule (section transversale maximale) en m^2 , C_x le coefficient de traînée aérodynamique et V la vitesse du véhicule par rapport à l'air – la vitesse du vent sera supposée nulle dans cette partie – en m/s.

$$W_{Fgrav} = - \int_0^{x_{fin}} m \cdot g \cdot \sin(\arctan(\theta)) \cdot dx \quad (2.7)$$

avec θ la pente de la route en %.

Le travail moteur nécessaire au véhicule pour maintenir une vitesse constante est égal à l'opposé de la somme des travaux explicités dans les équations précédentes. L'expression de l'énergie électrique nécessaire pour la mobilité du véhicule $E_{elec,meca}$ (exprimée en J), donnée dans (2.8), est obtenue en divisant le travail moteur par le rendement électrique η_{MEL} de la machine électrique.

$$E_{elec,meca} = \frac{1}{\eta_{MEL}} \cdot \int_0^{x_{fin}} \left(m \cdot g \cdot (k + \sin(\arctan(\theta))) + \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot S \cdot C_x \cdot V^2 \right) \cdot dx \quad (2.8)$$

Concernant l'énergie nécessaire pour les apports thermiques, les équations (2.9) et (2.10) donnent l'expression, en W, de la puissance reçue par la batterie P_{bat} et par la cabine P_{cab} respectivement (à partir de l'état d'équilibre thermique) en dehors des apports des systèmes de refroidissement et de chauffage.

$$P_{bat} = h_{bat} \cdot S_{bat} \cdot (T_{ext} - T_{ref,bat}) + (1 - \eta_{bat,dech}) \cdot P_{tot} + (1 - \eta_{bat,ch}) \cdot P_{ch} \quad (2.9)$$

avec h_{bat} le coefficient de transfert thermique de la batterie en $W/m^2/K$, S_{bat} la surface d'échange thermique de la batterie en m^2 , T_{ext} et $T_{ref,bat}$ les températures extérieure et de consigne de la batterie respectivement en K, $\eta_{bat,dech}$ et $\eta_{bat,ch}$ les rendements électriques de la batterie (qui englobe également l'électronique de puissance) respectivement lors de la décharge et lors de la charge, P_{tot} la puissance totale (positive) fournie par la batterie en W et P_{ch} la puissance (positive) reçue par celle-ci lors de la charge en W.

$$P_{cab} = [h_{cab} \cdot S_{cab} + c_p \cdot Q \cdot (1 - R)] \cdot (T_{ext} - T_{ref,cab}) + P_{soleil} \quad (2.10)$$

avec h_{cab} le coefficient de transfert thermique de la cabine en $W/m^2/K$, S_{cab} la surface d'échange thermique entre la cabine et l'air extérieur en m^2 , c_p la capacité thermique de l'air en $J/kg/K$, Q le débit massique d'air dans la cabine en kg/s , R le taux de recyclage de l'air dans l'habitacle (qu'on considère constant) en %, $T_{ref,cab}$ la température de consigne dans l'habitacle en K et P_{soleil} la puissance solaire reçue par la cabine en W.

En faisant l'hypothèse que les puissances P_{bat} et P_{cab} resteront constantes au cours du temps, l'énergie thermique E_{ther} nécessaire au maintien de l'équilibre thermique du véhicule est donnée par (2.11).

$$E_{ther} = (P_{bat} + P_{cab}) \cdot t_{fin} \quad (2.11)$$

avec t_{fin} la durée totale de la simulation en s, c'est-à-dire la durée nécessaire pour atteindre la destination finale, dépendante de la vitesse moyenne V_{moy} du véhicule en m/s, dont l'expression est donnée dans (2.12).

$$t_{fin} = \frac{x_{fin}}{V_{moy}} \quad (2.12)$$

Finalement, la quantité d'énergie électrique $E_{elec,ther}$ nécessaire à la satisfaction des besoins thermiques, est exprimée en (2.13) à partir des équations (2.11) et (2.12) et du coefficient de performance COP du système thermique (qui correspond à celui de la PAC pour les besoins de froid et à une moyenne pondérée approximativement du COP de la PAC et des rendements des autres moyens de chauffage pour les besoins de chaud).

$$E_{elec,ther} = \frac{(P_{bat} + P_{cab}) \cdot x_{fin}}{V_{moy}} \cdot COP \quad (2.13)$$

Les besoins des auxiliaires électriques $E_{elec,aux}$ du véhicule sont dépendants de leur puissance totale $P_{elec,aux}$ et de la durée pendant laquelle ils sont utilisés. Comme ils le sont pendant la totalité du trajet, leur expression donnée en (2.14) dépend, comme celle des besoins thermiques, de la vitesse moyenne du véhicule.

$$E_{elec,aux} = \frac{P_{elec,aux} \cdot x_{fin}}{V_{moy}} \quad (2.14)$$

La quantité totale d'énergie électrique $E_{est,tot}$ estimée nécessaire au bon fonctionnement du véhicule tout au long de son itinéraire est exprimée en (2.15) comme la somme des quantités d'énergie nécessaires à la satisfaction des besoins mécaniques, thermiques et électriques exprimés respectivement en (2.8), (2.13) et (2.14).

$$E_{est,tot} = E_{elec,meca} + E_{elec,ther} + E_{elec,aux} \quad (2.15)$$

Une fois cette quantité estimée, elle peut être comparée à la quantité totale d'énergie disponible dans la batterie $E_{disp,tot}$, dont l'expression, en J, est donnée en (2.16). Cette donnée dépend de l'état de charge (SOC) de la batterie, dont la valeur est actualisée en temps réel par le modèle fonctionnel, de son état de charge minimal SOC_{min} , de sa capacité totale E_{bat} en J et de son rendement électrique de décharge $\eta_{bat,dech}$.

$$E_{disp,tot} = E_{bat} \cdot \eta_{bat,dech} \cdot (SOC - SOC_{min}) \quad (2.16)$$

Lorsque l'énergie disponible est inférieure à l'énergie estimée pour satisfaire les besoins, l'idée est de dégrader les consignes de température et de vitesse envoyées aux sous-systèmes, de manière à ce que les énergies disponibles et estimées deviennent égales. La dégradation des consignes est faite selon une stratégie d'arbitrage détaillée ci-dessous et schématisée sur la Figure 2.12 :

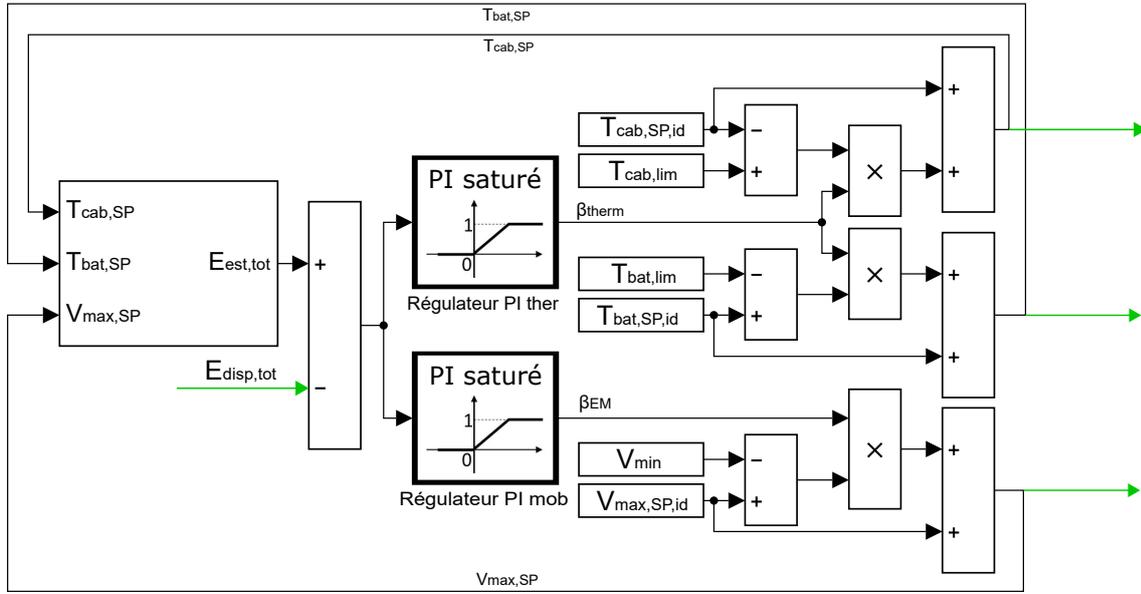


FIGURE 2.12 – Principe de la stratégie d'arbitrage entre les besoins de mobilité et de confort thermique.

1. La différence entre l'énergie disponible et l'énergie nécessaire à la satisfaction des besoins est exploitée pour alimenter deux régulateurs à action proportionnelle intégrale (PI) – un pour chaque sous-système. Les deux régulateurs ont la même constante d'intégration τ^1 et leur sortie est saturée entre 0 et 1. La seule différence entre les deux régulateurs concerne la valeur de leur gain, noté respectivement k_{therm} et k_{EM} .
2. Les valeurs de sortie des deux régulateurs PI sont notées respectivement β_{therm} et β_{EM} . Elles correspondent aux taux de dégradation des consignes de température (de la cabine et de la batterie, qui ont un taux de dégradation identique) et de vitesse du véhicule respectivement par rapport à leur valeur idéale (renseignée par l'utilisateur ou le constructeur). La valeur du taux de dégradation est comprise entre 0 (la consigne est égale à la valeur idéale) et 1 (la consigne est égale à la valeur extrême acceptable). Les nouvelles consignes de température et de vitesse sont déterminées respectivement à partir de (2.17) et de (2.18).

$$T_{eff,ref} = T_{eff,lim} \cdot (1 - \beta_{therm}) + \beta_{therm} \cdot T_{eff,ref,id} \quad (2.17)$$

1. La fonction de transfert des régulateurs est de la forme $H(p) = k \cdot \frac{1+\tau p}{\tau p}$ avec k le gain et τ la constante d'intégration.

avec $T_{eff,lim}$ la valeur de température maximale ou minimale acceptable (selon le scénario) de l'effecteur (cabine ou batterie) et $T_{eff,ref,id}$ sa température de consigne idéale.

$$V_{max,ref} = V_{min} \cdot (1 - \beta_{EM}) + \beta_{EM} \cdot V_{max,ref,id} \quad (2.18)$$

avec V_{min} la vitesse minimale acceptable et $V_{max,ref,id}$ la vitesse idéale souhaitée par le conducteur.

3. Les nouvelles consignes sont d'une part envoyées vers le contrôle des éléments fonctionnels concernés et d'autre part intégrées dans l'équation (2.15) pour actualiser le calcul de la quantité d'énergie nécessaire à la satisfaction des besoins et le processus est répété de manière continue.

Le principe de dégradation des consignes est représenté par un modèle Simulink sur la Figure 2.12. Les flèches vertes représentent les données envoyées vers le modèle fonctionnel (températures et vitesse de consigne) où reçues de la part de celui-ci (énergie disponible dans la batterie).

2.3.4 Modélisation multiphysique

L'une des dernières étapes de la conception consiste à développer le modèle multiphysique du système afin de valider plus finement son comportement à partir d'un ensemble de scénarios. Le modèle multiphysique du VE complet n'a pu être développé mais celui du sous-système thermique du VE a été élaboré par Sherpa Engineering et est brièvement présenté dans cette partie. Il a ensuite été couplé aux modèles fonctionnel et téléologique présentés dans les parties précédentes.

2.3.4.1 Architecture physique

L'architecture physique des circuits de chauffage et de refroidissement du sous-système thermique du VE, correspondant au modèle fonctionnel décrit dans la partie précédente, est représentée sur la Figure 2.13.

Nous retrouvons les trois consommateurs principaux schématisés par des rectangles, les différents circuits de fluide qui échangent de la chaleur entre eux au travers des échangeurs, et les éléments qui permettent d'assurer un certain débit dans chaque circuit (pompes, compresseur, vannes trois voies, etc.). Le circuit réfrigérant possède deux modes de fonctionnement (chauffage ou climatisation), dont le basculement est assuré par un ensemble de vannes classiques (quadrilatères croisés) qui modifient le parcours du fluide frigorigène et de vannes d'expansion électronique (EXV) qui font varier le débit dans chaque branche à refroidir. La Figure 2.14 détaille l'activation (trait normal) ou non (trait fin sans remplissage) des différents composants pour chaque mode de fonctionnement. Ces deux modes sont les principaux mais ne sont pas exclusifs : il peut par exemple arriver en hiver d'être amené à réchauffer l'habitacle et refroidir la batterie simultanément.

À partir de cette architecture physique, le modèle multiphysique peut être élaboré, il est représenté sur la Figure 2.15. Pour plus de clarté, les composants sont regroupés par ensembles qui correspondent à peu de choses près aux circuits de fluide auxquels ils appartiennent. Par exemple le bloc "Electric Machine" contient la MEL (d'un point de vue thermique uniquement), une vanne trois voies, une pompe et

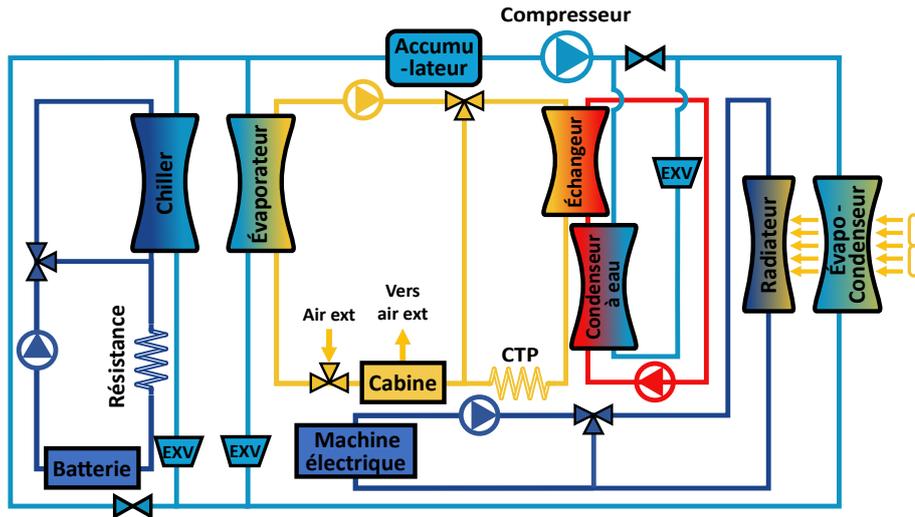


FIGURE 2.13 – Schéma de l'architecture physique des circuits de refroidissement et de chauffage du VE.

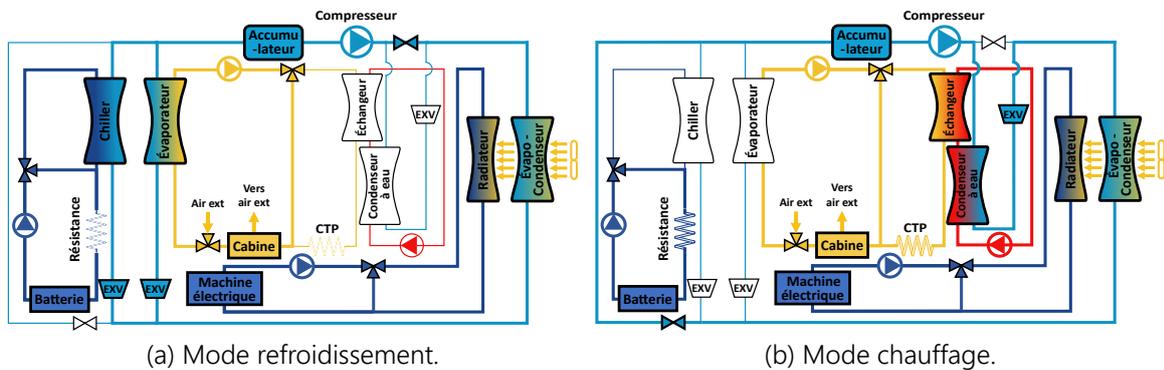


FIGURE 2.14 – Détail des deux modes de fonctionnement principaux du sous-système thermique.

le radiateur. Les flèches fines sur le graphique représentent des efforts et leur couleur détermine leur domaine énergétique (rouge – électrique, bleu – hydraulique, orange – thermique). Les flèches épaisses représentent, pour le domaine hydraulique, le sens de circulation du fluide.

2.3.4.2 Couplage avec les modèles fonctionnel et téléologique

Pour pouvoir simuler le modèle multiphysique, il faut définir et implanter le contrôle de chaque composant du modèle. Pour cela, nous pouvons réutiliser les données fournies par le modèle fonctionnel ainsi que les stratégies d'arbitrage développées au niveau téléologique. Les informations communiquées par le modèle fonctionnel sont les puissances demandées et fournies, les disponibilités et acceptances de chaque élément fonctionnel, ainsi que les actions requises et réalisées par les actionneurs (assurer un débit ou une température). Il faut traduire ces données pour pouvoir les transmettre au modèle multiphysique.

Par exemple, le bloc "Battery cooling" est composé d'une pompe volumétrique, une vanne trois voies et une résistance thermique. Le débit dans les deux branches

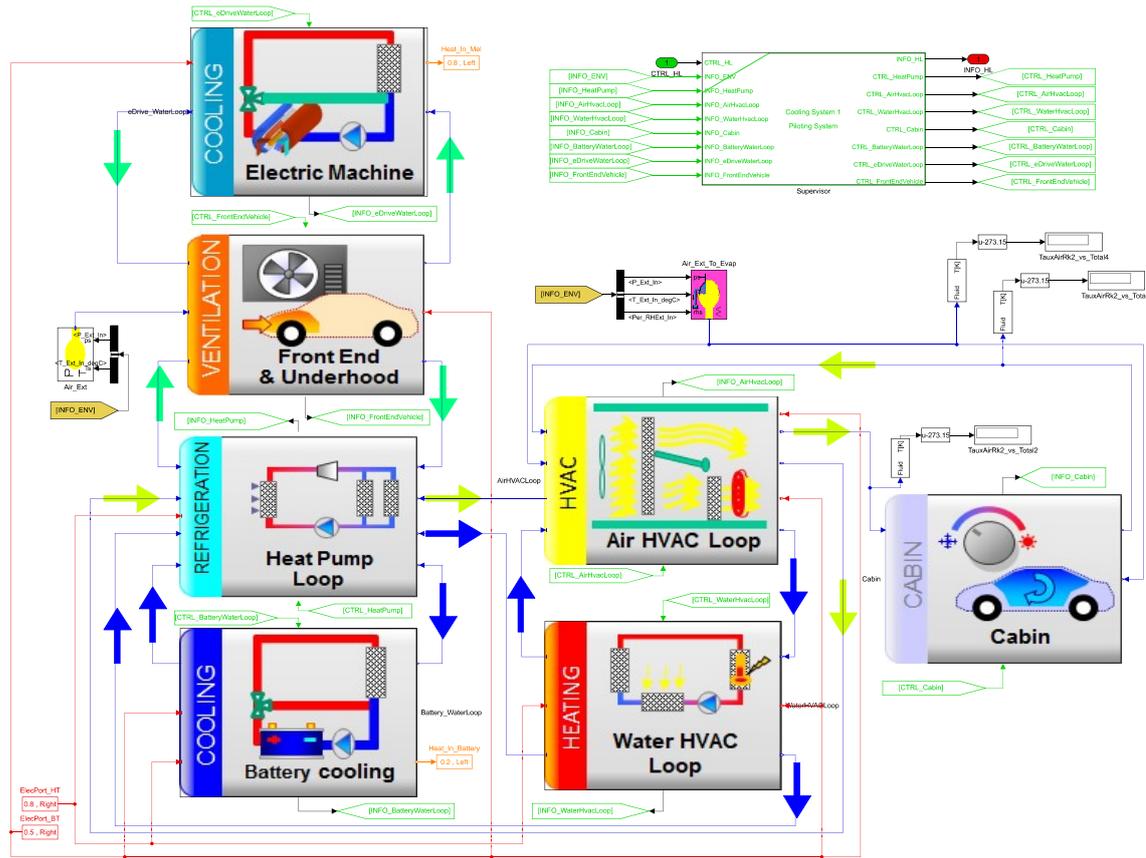


FIGURE 2.15 – Capture d’écran du modèle multiphysique du sous-système thermique du VE réalisé sur PhiSim.

du circuit est assuré par la pompe et la vanne. La première est à vitesse de rotation ω_{pompe} constante, elle est donc soit arrêtée lorsque la puissance demandée par l’élément fonctionnel “Cond. thermique batterie” (voir Figure 2.8) est nulle soit active à régime fixe le reste du temps (refroidissement ou chauffage). À l’arrêt, son couple τ_{pompe} et sa vitesse de rotation, qui sont ses variables multiphysiques, prennent une valeur nulle et lorsqu’elle est allumée, ces variables sont déterminées à partir de sa cylindrée constante Cyl_{pompe} , du différentiel de pression ΔP entre l’amont et l’aval, du rendement mécanique η_{meca} et de la masse volumique de l’eau ρ_{eau} selon (2.19).

$$\begin{cases} \omega_{pompe} = \frac{Q_{pompe}}{Cyl_{pompe} \cdot \rho_{eau}} \\ \tau_{pompe} = \frac{Cyl_{pompe} \cdot \Delta P}{2 \cdot \pi \cdot \eta_{meca}} \end{cases} \quad (2.19)$$

La variable de commande de la vanne trois voies est son angle de position θ . Celui-ci est déterminé à partir du débit demandé par l’échangeur et d’un régulateur PI – θ vaut 0° (branche contenant l’échangeur obstruée totalement) lorsque le débit demandé est nul et sa valeur augmente jusqu’à 90° lorsque ce dernier est maximal (branche contenant l’échangeur ouverte et autre branche obstruée). Le débit massique Q_{ech} passant par l’échangeur est donc donné par (2.20).

$$\begin{cases} Q_{ech} = Q_{pompe} \cdot d(\theta) \\ Q_{ech,max} = Q_{pompe} \\ Q_{ech,min} = 0 \end{cases} \quad \text{avec} \quad d \in [0 \ 1] \quad (2.20)$$

Enfin, les variables multiphysiques de la résistance thermique sont la tension U_{res} et l'intensité du courant i_{res} . La tension est déterminée par celle de la batterie U_{bat} (considérée comme un générateur de tension et le circuit étant en dérivation) et l'intensité (ainsi que ses bornes inférieure et supérieure) à partir de la puissance demandée au transformateur "électrique-thermique" $N_{transfo}$ (ainsi que sa disponibilité $D_{transfo}$ et son acceptation $A_{transfo}$) dans le modèle fonctionnel et son rendement η_{res} selon (2.21) (loi d'Ohm) :

$$\begin{cases} i_{res} = \frac{N_{transfo}}{U_{bat} \cdot \eta_{res}} \\ i_{res,max} = \frac{D_{transfo}}{U_{bat} \cdot \eta_{res}} \\ i_{res,min} = \frac{-A_{transfo}}{U_{bat} \cdot \eta_{res}} = 0 \end{cases} \quad (2.21)$$

2.4 Résultats de simulation

Les caractéristiques des sous-systèmes électromécanique et thermique du VE utilisées pour les simulations présentées dans cette partie sont résumées dans le Tableau 2.3.

La section 2.4.1 se focalise sur le sous-système thermique uniquement qui sera simulé pour des conditions climatiques difficiles, qui nécessitent un arbitrage entre les besoins de la batterie et ceux de la cabine. La section 2.4.2 présentera des simulations du modèle du VE complet avec des arbitrages entre les besoins mécaniques et les besoins thermiques pour suivre un itinéraire prédéfini jusqu'à sa destination finale.

2.4.1 Arbitrages thermiques

Dans cette partie sont étudiés les arbitrages entre les besoins des différents consommateurs thermiques, et plus particulièrement les besoins de refroidissement, dont les problématiques d'arbitrage sont plus importantes que dans le cas du chauffage. Dans un premier temps, nous considérons le modèle fonctionnel seul, puis nous ajouterons un superviseur global contenant les stratégies d'arbitrage définies au niveau téléologique et, enfin, cet ensemble sera couplé au modèle multiphysique.

2.4.1.1 Modèle fonctionnel seul

Le premier scénario S0 sur lequel le modèle fonctionnel est simulé, dont les caractéristiques sont données dans le Tableau 2.4, correspond aux conditions de fonctionnement du système lors d'une journée estivale ensoleillée sur un trajet de 40 minutes. Ce dernier est entrecoupé de 10 minutes de recharge rapide pendant laquelle les passagers restent dans le véhicule. La route est considérée horizontale tout

TABLE 2.3 – Caractéristiques du véhicule électrique.

Caractéristiques du sous-système thermique	Valeur
Masse de la batterie (kg)	500
Puissance thermique dissipée par la batterie en mouvement (W/(km/h))	23
Puissance thermique dissipée par la batterie en charge (W)	5000
Vitesse maximale du compresseur (tr/min)	6500
Vitesse d'air max. face avant – ventilateur à l'arrêt (m/s)	1,5
Vitesse d'air max. face avant – ventilateur à 130km/h (m/s)	3,9
Débit cabine max. (kg/s)	0,2
Débit pompe batterie max. (kg/s)	0,33
Débit pompe MEL max. (kg/s)	0,33
Caractéristiques du sous-système électromécanique	
Masse du véhicule (kg)	1500
Capacité de la batterie (kWh)	72
Puissance véhicule (kW)	100
Rendement de la MEL - sens direct (-)	0,9
Rendement de la MEL - sens indirect (-)	0,7
Coefficient aérodynamique $S \cdot C_x$ (-)	0,63
Coefficient de friction roue/route (-)	0,01

au long du trajet pour simplifier l'analyse des résultats – la puissance thermique dégagée par la MEL, proportionnelle à sa puissance fournie, est alors constante pour une vitesse donnée en régime permanent.

En outre, la température initiale de tous les éléments du système est prise égale à la température extérieure. Dans ce premier scénario, la stratégie de répartition de puissance incluse dans le contrôle du distributeur du circuit réfrigérant est une répartition "proportionnelle", c'est-à-dire que chaque consommateur est assuré de recevoir au moins un certain pourcentage de la puissance totale disponible s'il en a besoin. Il peut éventuellement recevoir plus si les autres consommateurs (en compétition avec lui) ne demandent pas toute la puissance qui leur est réservée. Dans ce cas, la priorité de chaque consommateur est fixée à 50 %.

La Figure 2.16 donne les résultats de la simulation du modèle fonctionnel selon le scénario S0, notamment les profils de température de la cabine et de la batterie, les débits assurés par les actionneurs, les puissances fournies par le compresseur et échangées au sein des échangeurs principaux et le niveau de saturation du système au cours du temps.

Le profil de la température cabine atteint sa température de consigne en 275 s avec un dépassement de 0,4 °C et s'y maintient jusqu'à la fin de la simulation. En début de simulation, la température de la batterie est dans sa plage de fonctionnement optimal et n'est donc pas refroidie (la puissance échangée au niveau du chiller est nulle). À 1200 s, nous constatons une rupture de pente au niveau de l'évolution de sa température jusqu'à 1800 s qui correspond au moment où la batterie est rechargée. En effet, les niveaux de puissance de charge rapide (supérieurs à 50 kW) sont bien

TABLE 2.4 – Paramètres du scénario S0.

Temps (min)	0-20	20-30	30-50
Vitesse véhicule (km/h)	70	0	70
Pente de la route (%)	0		
Température extérieure (°C)	28		
Recharge batterie	Non	Oui	Non
Puissance solaire (W)	1000		
Passagers dans le VE	Oui		
Température cabine de consigne (°C)	23		
Plage de température batterie de consigne (°C)	10-40		

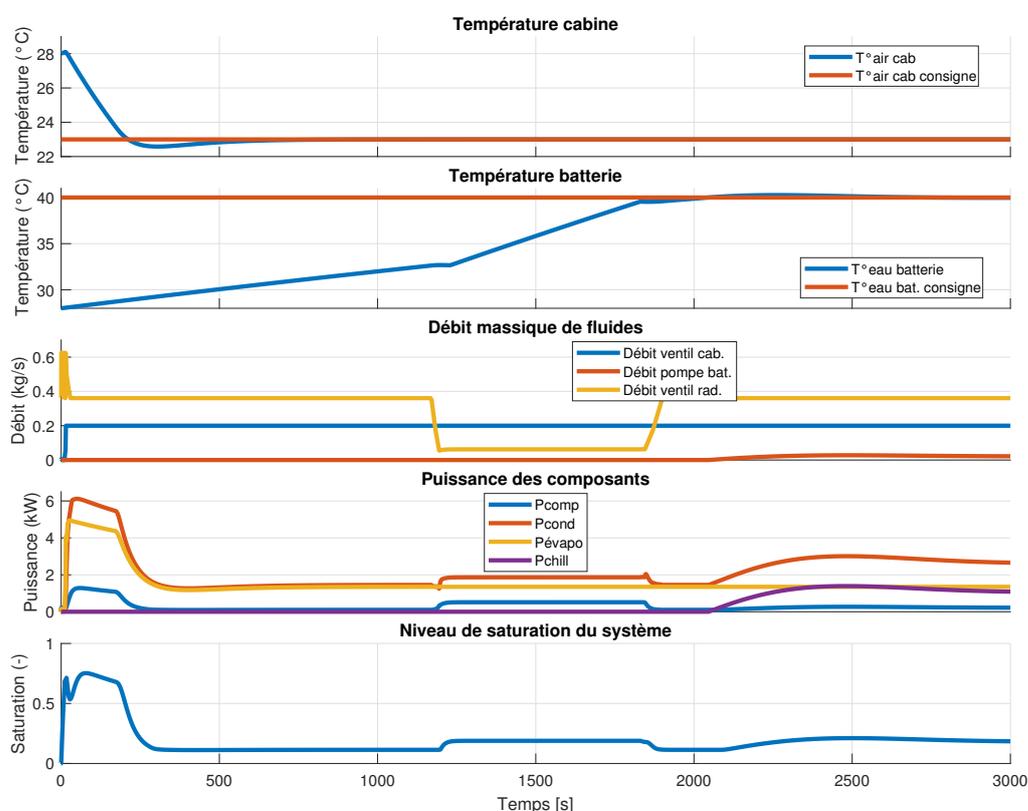


FIGURE 2.16 – Résultats de la simulation du modèle fonctionnel selon le scénario S0.

plus importants que les niveaux de puissance fournie par la batterie au cours du trajet (environ 14 kW à 70km/h), qui sont proportionnels à la puissance thermique dissipée. Vers 2000 s, la température de la batterie atteint la limite supérieure de sa plage de fonctionnement et y est maintenue avec un dépassement maximal de 0,2 °C.

Dans ce premier cas, le niveau de saturation du système est toujours strictement inférieur à 1, ce qui signifie que la puissance disponible est suffisante pour satisfaire à la fois les besoins de la cabine et de la batterie tout au long de la simulation. Par conséquent, le choix de stratégie de répartition de puissance présenté précédemment n'a aucun impact sur les résultats. Ce scénario permet uniquement de montrer le bon fonctionnement du sous-système thermique du VE pour des conditions courantes

et servira donc de scénario de référence.

Le modèle fonctionnel est maintenant simulé selon un scénario "extrême", noté S1 pour observer son comportement lorsque le circuit réfrigérant n'est pas capable de satisfaire tous les besoins. Les caractéristiques de ce scénario sont identiques au scénario S0 avec pour seules différences une température extérieure de 45 °C, une température initiale dans l'habitacle de 50 °C et une température initiale de la batterie de 34 °C. La stratégie de répartition des puissances dans le distributeur est également identique à celle présentée dans le scénario S0. Les résultats de la simulation sont présentés sur la Figure 2.17.

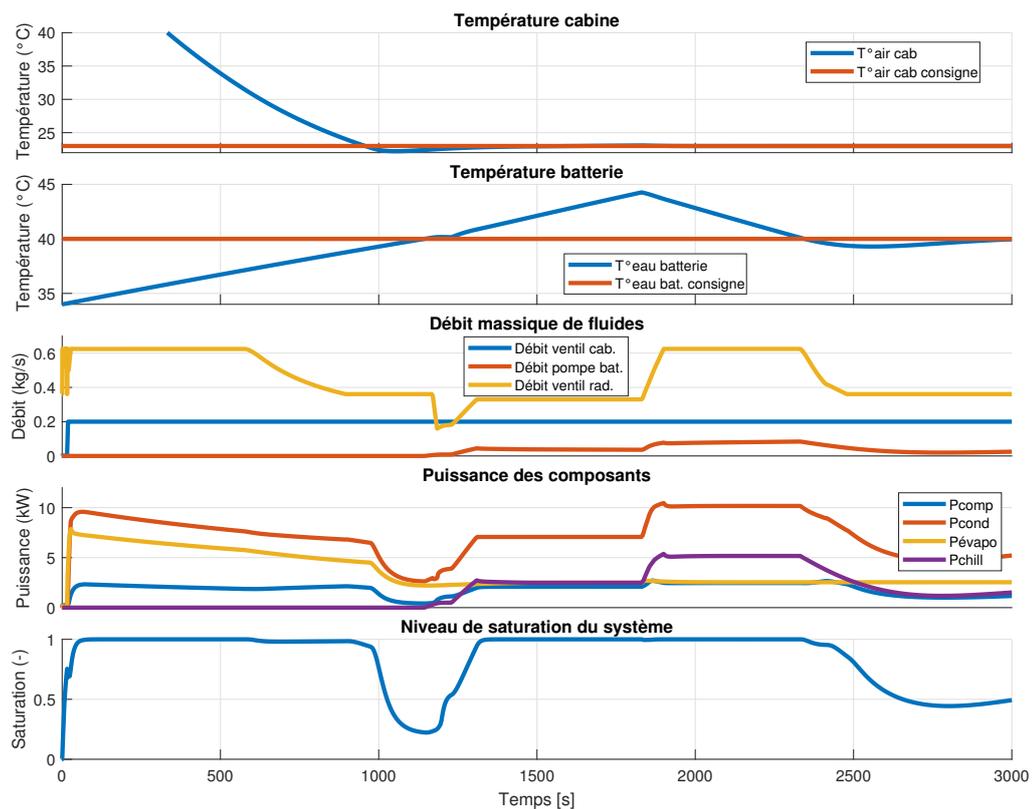


FIGURE 2.17 – Résultats de la simulation du modèle fonctionnel selon le scénario S1.

Pour ce second scénario, le niveau de saturation du système est égal à 1 ou très proche de cette valeur jusqu'à environ 900 s et l'atteinte de la température de consigne de la cabine. Pendant cette période, la température de la batterie est toujours dans sa plage de fonctionnement et ne nécessite pas de refroidissement jusqu'à 1200 s et son passage en mode recharge. Cette première phase de saturation est tout à fait normale et acceptable, elle correspond à une phase de régime transitoire pour que le système atteigne l'équilibre. En revanche, à 1200 s, le système (et plus particulièrement le circuit réfrigérant) n'est plus capable d'assurer les fournitures de puissance demandées par la batterie et la stratégie de répartition de puissance du distributeur est activée. La température de la batterie est alors fortement dégradée (4,5 °C) jusqu'à 1800 s et la fin de la période de charge tandis que celle de la cabine augmente de manière quasi-imperceptible (0,1 °C). Cette différence s'explique par la priorité de 50 % allouée à chaque consommateur, qui est suffisante pour la cabine pour maintenir sa température tandis qu'elle est très insuffisante pour la batterie, qui

émet une puissance thermique très importante lors de la charge. D'autres valeurs de coefficients pourraient évidemment être prises pour dégrader de manière similaire les deux températures, ou dégrader uniquement celle de la cabine mais comme cela a été expliqué dans la partie 2.3.3.1, la détermination de ces coefficients en fonction du comportement souhaité n'est pas immédiate et est surtout dépendante du scénario – par exemple, la puissance nécessaire à la cabine est très liée à la température extérieure ou à l'ensoleillement alors que ces paramètres affectent assez peu la température de la batterie.

À partir de 1800 s, la température de la batterie revient en une dizaine de minutes vers sa consigne et le système n'est plus saturé une fois cette consigne atteinte. Ce retour à la normale s'explique à la fois par la fin de la charge du véhicule et donc une puissance thermique dégagée beaucoup plus faible mais également par le déplacement du véhicule qui permet un débit d'air plus important au niveau du condenseur qui augmente l'acceptance (ou capacité de refroidissement) du circuit réfrigérant.

2.4.1.2 Modèle fonctionnel contrôlé par un superviseur global

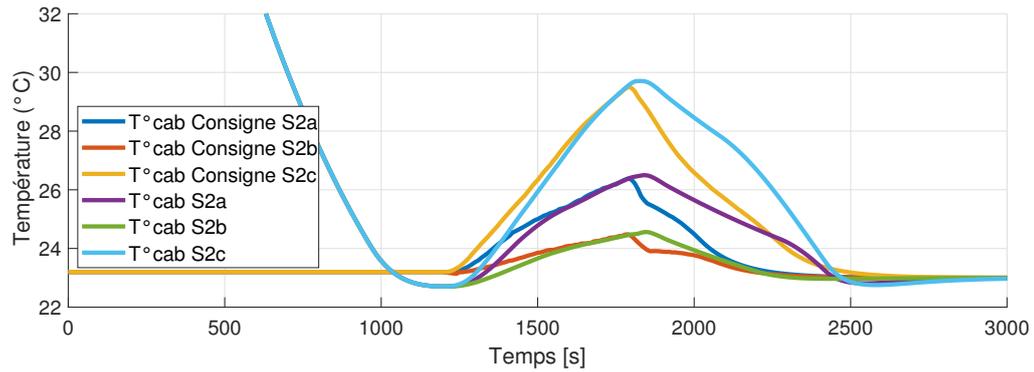
Afin de pallier les limitations d'arbitrages du distributeur soulevées dans la partie précédente, nous introduisons ici un superviseur global qui contiendra une stratégie d'arbitrage définie au niveau téléologique. Le modèle sera simulé selon trois scénarios S2a, S2b et S2c quasi-identiques où seul le paramètre α introduit dans l'équation (2.4) varie. Les valeurs des paramètres utilisés dans le superviseur global sont données dans le Tableau 2.5.

TABLE 2.5 – Paramètres du superviseur.

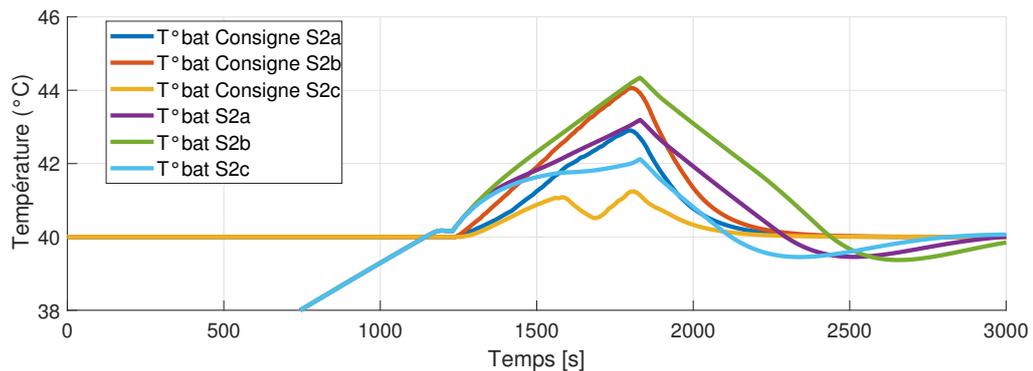
Paramètre	Valeur		
	S2a	S2b	S2c
Scénario	S2a	S2b	S2c
Horizon temporel H	60 s		
Pas de temps T_e	10 s		
Coefficient de pondération α	1	3	0.33

Le paramètre α détermine le poids entre la dégradation de la température de consigne de la cabine et celle de la batterie. Ainsi, dans le scénario S2a par exemple, on souhaite que les deux températures soient dégradées de manière similaire tandis que dans les deux autres scénarios, on souhaite qu'une des deux températures soit dégradée trois fois plus rapidement que l'autre. Les profils de température de la batterie et de la cabine obtenus selon les trois scénarios sont comparés sur la Figure 2.18.

Nous remarquons tout d'abord que les consignes de température de la cabine et de la batterie sont égales à leur valeur idéale pendant la première phase du scénario (jusqu'à 1200 s). En effet, l'arbitrage n'a de sens que lorsque les deux températures sont supérieures à leur valeur idéale et il n'est donc activé qu'à ce moment-là. Pour le scénario S2a, dans lequel on souhaite une dégradation similaire de chaque consigne, la dégradation maximale (à 1800 s) de la température de la cabine par rapport à sa consigne est de 3,5 °C contre 3,2 °C pour la batterie, les résultats obtenus sont donc satisfaisants par rapport à la stratégie choisie. Cependant, après 1800 s, nous observons un écart relativement important entre la consigne et la température calculée



(a) Température de l'air dans la cabine.



(b) Température de l'eau de refroidissement de la batterie.

FIGURE 2.18 – Profils de température de la cabine et de la batterie selon les scénarios S2a, S2b et S2c.

dans le modèle fonctionnel. Cela est dû aux approximations effectuées dans le modèle simplifié qui ne permettent pas d'estimer correctement le comportement du système à ce point singulier (arrêt de la charge et reprise de la conduite).

Pour les scénarios S2b et S2c, le rapport de la dégradation maximale de la température de la batterie sur celle de la cabine est respectivement de 3,2 et de 0,36 pour des objectifs de 3 et de 0,33 (cf. Tableau 2.5). Concernant la dégradation maximale, les résultats fournis par le modèle contrôlé par le superviseur global sont donc satisfaisants par rapport au comportement attendu. En revanche, le modèle simplifié est relativement imprécis autour des irrégularités et cette méthode pourrait montrer de moins bons résultats pour un scénario plus complexe.

2.4.1.3 Validation avec le modèle multiphysique

Le modèle multiphysique, contrôlé par le modèle fonctionnel et le superviseur global, est simulé selon le scénario S2a, c'est-à-dire pour une dégradation similaire des températures de consigne entre la batterie et la cabine. Les résultats de cette simulation sont présentés sur la Figure 2.19.

Le comportement général du système correspond à celui qui était prévu. Les dégradations maximales de température (2,6 °C pour la cabine et 2,3 °C pour la batterie) sont inférieures à celles obtenues avec le modèle fonctionnel et sont d'un ordre de grandeur similaire (13 % d'écart), ce qui était souhaité avec une valeur de 1 pour le paramètre α . Les dépassements de consigne dus au contrôle sont de 0,6 °C

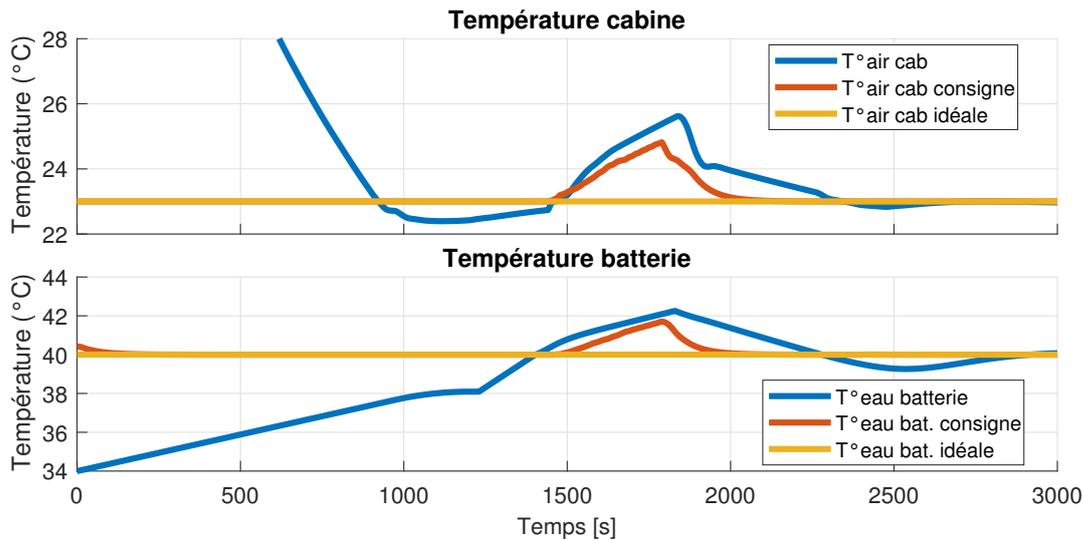


FIGURE 2.19 – Résultats de la simulation du modèle multiphysique contrôlé par le modèle fonctionnel selon le scénario S2a.

pour la cabine et la batterie.

Cette simulation permet de montrer premièrement que le modèle fonctionnel seul est capable de donner une estimation relativement correcte du comportement du système. De plus, le contrôle du modèle multiphysique par le modèle fonctionnel fournit des résultats satisfaisants.

2.4.2 Arbitrages entre besoins mécaniques et thermiques

Dans cette partie, nous nous proposons de simuler le modèle fonctionnel du VE complet, c'est-à-dire composé des deux sous-systèmes électromécanique et thermique, et de tester la stratégie d'arbitrage définie au niveau téléologique et détaillée dans la partie 2.3.3.2 pour que le véhicule atteigne sa destination finale dans les meilleures conditions possibles. Nous nous focaliserons donc ici sur le cas particulier où la batterie n'a pas assez d'énergie emmagasinée pour subvenir à tous les besoins pendant la durée totale du trajet. Le scénario de commande de vitesse utilisé pour les simulations est inspiré du cycle de conduite en milieu rural ARTEMIS présenté par Transport Research Laboratory (Great Britain) (1993) et construit à partir de profils de conduite réels représentatifs. Ce scénario de commande fournit également une estimation de la consommation et des émissions plus proches de la réalité que les cycles de conduite NEDC (New European Driving Cycle) ou WLTC (Worldwide harmonized Light-duty vehicles Test Cycles). Ce cycle est divisé en quatre phases différentes :

1. Une phase urbaine pour sortir de la ville.
2. Une portion constituée de routes rurales secondaires.
3. Une partie de conduite sur des routes principales.
4. Une phase urbaine pour rejoindre la destination finale.

Afin de considérer un trajet plus long que celui proposé par ce cycle de conduite et rendre ainsi la problématique d'autonomie plus intéressante, les phases 2 et 3 du cycle (conduite sur les routes principales et secondaires) ont été répliquées trois

fois alternativement. Ce cycle de conduite étendu est tracé sur la Figure 2.20 et ses caractéristiques techniques sont fournies dans le Tableau 2.6.

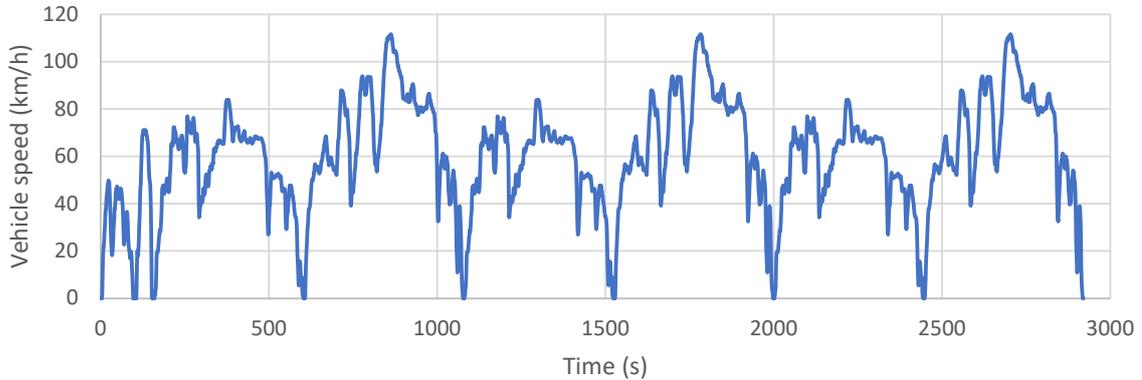


FIGURE 2.20 – Cycle de conduite en milieu rural ARTEMIS étendu (CCRAE).

TABLE 2.6 – Caractéristiques du cycle de conduite en milieu rural ARTEMIS étendu.

Caractéristiques	Valeur
Durée (s)	2860
Distance (km)	48,9
Vitesse moyenne (km/h)	61,6
Vitesse maximale (km/h)	111,1

Bien que la topographie du trajet puisse être intégrée dans le modèle électromécanique, nous considérerons ici un trajet sur une route plate pour limiter le nombre de paramètres qui ont un impact sur les résultats. Le modèle fonctionnel sera simulé trois fois selon un scénario identique S3 dont les caractéristiques sont données dans le Tableau 2.7 mais avec des stratégies d'arbitrage différentes entre les besoins thermiques et ceux de mobilité. En effet, dans chaque simulation, les coefficients k_{therm} et k_{EM} (gains des régulateurs PI introduits dans la partie 2.3.3.2), prennent des valeurs différentes. Pour la première simulation notée S3a, leur valeur est identique tandis que pour les deux autres simulations S3b et S3c, un facteur 10 est appliqué respectivement à k_{therm} et à k_{EM} .

Les résultats de ces simulations sont comparés sur la Figure 2.21 et quelques valeurs d'intérêt complémentaires sont détaillées dans le Tableau 2.8.

La première observation que nous pouvons faire est l'atteinte, dans chaque simulation, de la destination finale sans sortir de la plage d'état de charge imposée (0,1-1), qui était l'objectif prioritaire à satisfaire. D'autre part, il est intéressant de constater que l'état de charge final de la batterie a une valeur similaire pour chaque simulation, légèrement supérieure à la limite inférieure de la plage autorisée (une marge de sécurité de 3 km a été appliquée dans la distance à parcourir). En effet, comme l'énergie disponible est insuffisante pour satisfaire tous les besoins, on cherche à répartir le plus efficacement (selon une stratégie choisie) cette quantité totale d'énergie. Il est donc assez logique de constater que la quantité d'énergie consommée dans chaque cas est similaire.

Comme attendu, nous observons que la vitesse moyenne est la plus importante dans

TABLE 2.7 – Paramètres des scénarios S3.

Paramètre	Valeur		
	S3a	S3b	S3c
Scénario	S3a	S3b	S3c
Vitesse véhicule (km/h)	CCRAE		
Pente de la route (%)	0		
Température extérieure (°C)	45		
Puissance solaire (W)	1000		
État de charge initial de la batterie (-)	0,22		
État de charge minimal de la batterie (-)	0,1		
Température maximale idéale de la cabine T_{cab}^{id} (°C)	21		
Température de cabine maximale tolérable (°C)	35		
Température maximale idéale de la batterie T_{bat}^{id} (°C)	40		
Température de batterie maximale tolérable (°C)	46		
Besoins en puissance des auxiliaires électriques (W)	1000		
Gain du régulateur PI du sous-système thermique k_{therm}	10^{-4}	10^{-3}	10^{-4}
Gain du régulateur PI du sous-système électromécanique k_{EM}	10^{-4}	10^{-4}	10^{-3}

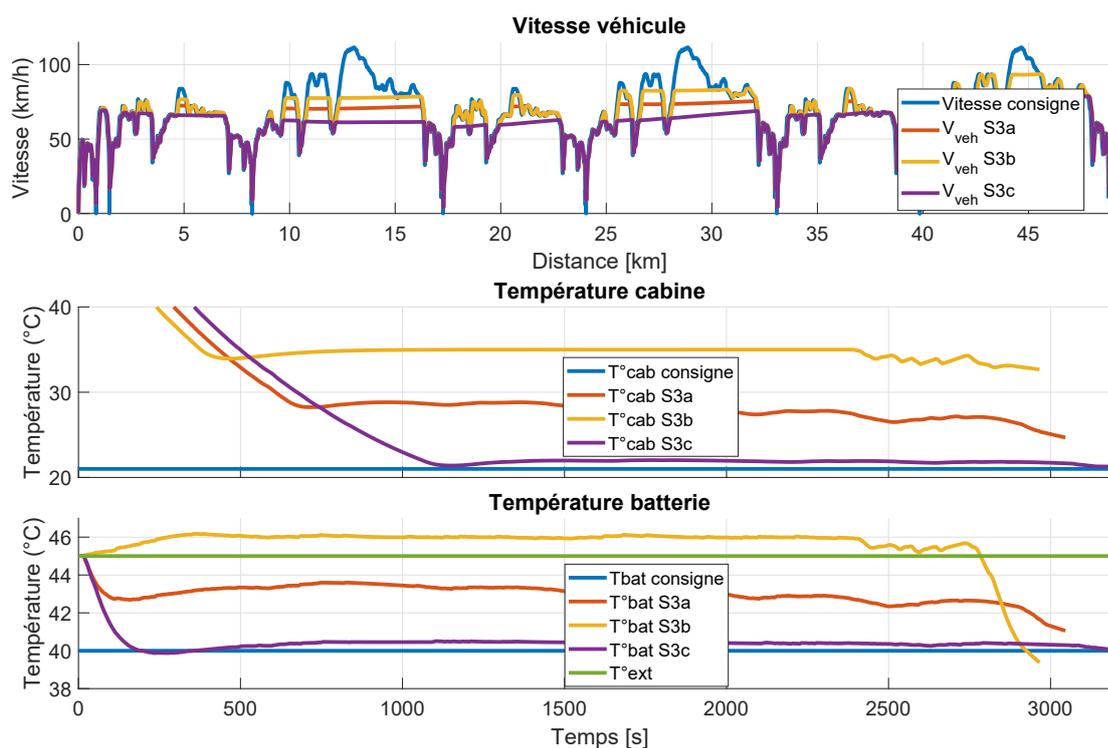


FIGURE 2.21 – Comparaison des différentes stratégies d'arbitrage entre les besoins électromécaniques et thermiques.

la simulation S3b et la plus faible dans S3c, à l'inverse du confort thermique qui est le meilleur dans S3c et le moins bon dans S3b. La simulation S3a donne des résultats intermédiaires vis-à-vis des deux objectifs.

Le temps gagné entre les simulations S3b (priorité donnée à la vitesse) et S3c (prio-

TABLE 2.8 – Résultats des simulations S3a, S3b et S3c.

Scénario	S3a	S3b	S3c
Temps de trajet (s)	3050	2950	3200
Valeur de l'état de charge final de la batterie (-)	0,103	0,104	0,102

rité au confort thermique) est d'environ 4 minutes, ce qui correspond à 8 % de la durée totale du trajet.

Au niveau thermique chaque température de consigne est dégradée de manière proportionnelle à sa valeur maximale tolérable, de manière à ce que la batterie et la cabine atteignent en même temps cette température maximale tolérable (si elles devaient être dégradées jusqu'à ce stade).

Dans ce cas présenté, l'arbitrage entre les besoins thermiques et électromécaniques est imposé par le manque d'énergie dans la batterie. Pour approfondir, nous pourrions introduire le coût de l'énergie (économique ou écologique) dans la stratégie d'arbitrage et éventuellement procéder quand même à des dégradations de vitesse ou de température malgré une quantité d'énergie suffisante.

2.5 Conclusions partielles

Dans cette partie, nous avons introduit une méthodologie de modélisation générique de systèmes complexes depuis les premières étapes de leur conception jusqu'à leur contrôle en temps réel. Cette méthodologie comporte trois niveaux d'abstraction du système interconnectés et capables d'échanger entre eux des informations et des paramètres de contrôle. Le niveau téléologique offre une vision globale du système, de ses missions et exigences principales. Plus tard dans le processus de conception, c'est également à ce niveau de forte abstraction que sont élaborées les stratégies d'arbitrage entre les différents objectifs du système, sous forme de simples priorités ou d'algorithmes d'optimisation. Le modèle fonctionnel est un niveau intermédiaire qui représente le système sous forme d'un ensemble d'éléments connectés qui possèdent chacun une fonction bien spécifique. Il permet, assez tôt dans le processus de conception, de simuler le comportement du système de manière rapide, avant même que l'architecture ne soit fixée ni qu'aucun choix technologique n'ait été réalisé. Grâce à sa bonne flexibilité, différentes architectures peuvent être mises en compétition, les éléments peuvent être dimensionnés et différentes stratégies de commande ou d'arbitrage peuvent être testées. Enfin, ce niveau donne une première estimation du comportement du système, de sa consommation ou de la rentabilité économique des choix réalisés. Enfin, le modèle multiphysique, de très faible abstraction doit fournir une représentation du système très proche de la réalité, son élaboration nécessite de ce fait une bonne expertise technique ainsi qu'une durée assez conséquente. Sa simulation permet d'avoir une bonne estimation du comportement du système réel et possède un intérêt certain pour la validation du système selon un ensemble de scénarios, avant même la réalisation du prototype. L'interconnexion des niveaux fournit une représentation du système à la fois précise et exhaustive. À chaque étape du processus de conception du système, l'utilisation de cette méthodologie permet de gagner du temps et de la flexibilité.

La méthodologie complète a été d'abord appliquée au sous-système thermique

d'un véhicule électrique, avec la mise en place au niveau téléologique d'une stratégie d'arbitrage entre les besoins de refroidissement de la batterie et ceux de la cabine lors d'une situation climatique extrême et a fourni des résultats satisfaisants qui ont fait l'objet d'un papier présenté lors de la conférence ICINCO (International Conference on INformatics in COntrol, automation and robotics) 2020 (Boyer et al., 2020).

Cette méthodologie a ensuite été appliquée au véhicule électrique complet (sous-systèmes thermique et électromécanique), sans effectuer toutefois la validation multiphysique. Une nouvelle stratégie d'arbitrage entre la vitesse et le confort thermique a été mise en place pour permettre d'atteindre la destination finale dans les meilleures conditions possibles lorsque la quantité d'énergie dans le véhicule ne permet pas de satisfaire toutes les demandes. Le couplage des modèles électromécanique et thermique et les stratégies d'arbitrage entre les missions de ces deux sous-systèmes ont été détaillés dans un chapitre du volume 793 de la série d'ouvrages LNEE (Lecture Notes in Electrical Engineering) publié par Springer en 2022 (Boyer et al., 2022).

Ce chapitre a introduit la méthodologie générale et a montré comment les trois niveaux d'abstraction pouvaient être utilisés dans un processus de conception d'un système. Cependant, le niveau fonctionnel possède quelques limitations que l'on souhaite lever : difficulté de prendre en compte les caractéristiques dynamiques des éléments fonctionnels, certaines contraintes (par exemple une contrainte de rampe pour une source) ou encore le coût de fonctionnement des éléments dans le processus d'allocation des ressources. Le chapitre 3 traitera l'implémentation d'algorithmes de commande prédictive au sein des éléments fonctionnels qui permettront de pallier ces limitations.

Références bibliographiques du chapitre 2

- Borutzky, W. *Bond Graph Methodology*. Springer London, London, 2010.
- Boyer, B., Fiani, P., Sandou, G., Godoy, E., et Vlad, C. Functional Model-Based Resource Management : An Application to the Electric Vehicle Thermal Control. In *17th International Conference on Informatics in Control, Automation and Robotics (ICINCO)*, Proceedings of the 17th International Conference on Informatics in Control, Automation and Robotics (ICINCO), Lieusaint, France, June 2020.
- Boyer, B., Fiani, P., Sandou, G., Godoy, E., et Vlad, C. Functional Model-Based Arbitration Strategies Between System Missions : An Application to the Electric Vehicle. In Gusikhin, O., Madani, K., et Zaytoon, J., editors, *Informatics in Control, Automation and Robotics*, volume 793, pages 519–543. Springer International Publishing, Cham, 2022.
- Brunet, J., Flambard, L., et Yazman, A. A hardware in the loop (HIL) model development and implementation methodology and support tools for testing and validating car engine electronic control unit (ECU). 2005.
- Ding, P., Wang, Z., Wang, Y., et Li, K. A distributed multiple-heat source staged heating method in an electric vehicle. *Renewable Energy*, 150 :1010–1018, May 2020.
- Fauvel, C. *Approche modulaire de l'optimisation des flux de puissance multi-sources et multi-clients, à visée temps réel*. PhD thesis, 2015.
- Fauvel, C., Claveau, F., et Chevrel, P. Energy Management in multi-consumers multi-sources System : A Practical Framework. *IFAC Proceedings Volumes*, 47(3) : 2260–2266, 2014.
- Fiani, P., Ait Taleb, L., Chavanne, S., et Mokukcu, M. Modélisation pour la conception et l'évaluation de systèmes complexes. *Revue Ingénieurs de l'automobile*, 841, 2016.
- Fiani, P., Boyer, B., Brunet, C., et Bruniquel, G. Utilisation de la modélisation énergétique fonctionnelle pour la synthèse thermique des véhicules hybrides et électriques. In *SIA Simulation Numérique : La Simulation Numérique Au Sein de l'innovation Automobile.*, Saint-Quentin en Yvelines, France, 2019.
- Gross, O. et Clark, S. Optimizing Electric Vehicle Battery Life through Battery Thermal Management. *SAE International Journal of Engines*, 4(1) :1928–1943, April 2011.
- Iglesias, A. et Favrat, D. Exergetic analysis and comparison between compressed air, liquid Nitrogen and classical thermal power cycle for urban vehicles. 2013.
- Le Moigne, J.-L. *La Théorie du système général : théorie de la modélisation*. Systèmes-décisions. Presses universitaires de France, Paris, 2e éd edition, 1984.
- Mokukcu, M., Fiani, P., Chavanne, S., Ait Taleb, L., Vlad, C., Godoy, E., et Fauvel, C. A New Concept of Functional Energetic Modelling and Simulation. In *Proceedings of The 9th EUROSIM Congress on Modelling and Simulation, EUROSIM 2016, The 57th SIMS Conference on Simulation and Modelling SIMS 2016*, pages 582–589, Oulu, Finland, September 2016.

Mokukcu, M., Fiani, P., Chavanne, S., Ait Taleb, L., Vlad, C., et Godoy, E. Control Architecture Modeling using Functional Energetic Method : Demonstration on a Hybrid Electric Vehicle. In *Proceedings of the 14th International Conference on Informatics in Control, Automation and Robotics*, pages 45–53, Madrid, Spain, 2017. SCITEPRESS - Science and Technology Publications.

Paynter, H. *Analysis and Design of Engineering Systems : Class Notes for M.I.T. Course 2,751*. M.I.T. Press, 1961.

SherpaEngineering. Multi Physics System Simulation Tool.

Transport Research Laboratory (Great Britain). Project report. *Project report*, 1993.

van Bertalanffy, L. *General System Theory : Foundations, Development, Applications*. Braziller, New York, rev. ed., 14. paperback print edition, 1968.

Zhang, K., Li, M., Yang, C., Shao, Z., et Wang, L. Exergy Analysis of Electric Vehicle Heat Pump Air Conditioning System with Battery Thermal Management System. *Journal of Thermal Science*, 29(2) :408–422, April 2020.

Zhang, Z., Wang, J., Feng, X., Chang, L., Chen, Y., et Wang, X. The solutions to electric vehicle air conditioning systems : A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 91 :443–463, August 2018.

Zhang, Z., Li, W., Shi, J., et Chen, J. A Study on Electric Vehicle Heat Pump Systems in Cold Climates. *Energies*, 9(11) :881, October 2016.

Chapitre 3

Commande prédictive au niveau fonctionnel

Sommaire

3.1 Commande prédictive	58
3.1.1 Principe général	58
3.1.2 Principales méthodes de commande prédictive	59
3.2 Mise en place d'une approche PFC dans la modélisation fonctionnelle	62
3.2.1 Formalisme de la méthode PFC	63
3.2.2 Résolution et implémentation de la commande prédictive dans les blocs fonctionnels	65
3.3 Application à un système de production électrique	70
3.3.1 Contexte	70
3.3.2 Présentation du cas d'étude	70
3.3.3 Simulation du modèle	74
3.4 Extension à un système MIMO avec prise en compte de retards de commande et de contraintes sur le réseau	77
3.4.1 Présentation du cas d'étude	77
3.4.2 Répartition des besoins au sein du distributeur	80
3.4.3 Prise en compte du retard de commande	85
3.4.4 Résultats de simulation	86
3.5 Conclusions partielles	91
Références bibliographiques du chapitre 3	93

Le chapitre 2 a introduit une méthodologie de modélisation d'un système complexe depuis sa conception jusqu'à son contrôle en temps réel. Dans ce chapitre, nous nous focaliserons uniquement sur le niveau fonctionnel de la méthodologie, dont nous essaierons d'étendre les champs d'application, notamment avec la prise en compte de la dynamique ou du retard de réponse des éléments fonctionnels, ainsi que de leurs contraintes. L'objectif est également de donner un niveau d'autonomie et d'intelligence supérieur à la modélisation fonctionnelle pour le contrôle du système et dans le processus d'allocation des ressources (arbitrage). Pour atteindre cet objectif, des fonctions de coût associées à l'utilisation de chaque élément fonctionnel seront introduites et des algorithmes de commande prédictive seront implémentés au sein des distributeurs.

3.1 Commande prédictive

La commande prédictive basée sur un modèle (MPC) ne fait pas référence à une technique de contrôle spécifique mais elle englobe un ensemble de méthodes avancées qui utilisent un modèle dynamique du procédé étudié pour prédire son comportement et déterminer la séquence de commande optimale permettant de minimiser une fonction objectif sous contraintes (Wang, 2009). Les premières méthodes ont été développées à la fin des années 1970, notamment les approches Model Predictive Heuristic Control (MPHC) par Richalet (1978) et le Dynamic Matrix Control par Cutler et Ramaker (1980). Ces méthodes, plus gourmandes en puissance de calcul que les méthodes plus classiques à cette époque (principalement régulateur proportionnel intégral dérivé), ont pu être envisagées grâce aux améliorations technologiques des microprocesseurs. Elles ont été appliquées dans un premier temps principalement aux procédés chimiques industriels avant d'être démocratisées et utilisées beaucoup plus largement.

3.1.1 Principe général

Selon Camacho et Bordons (2007), trois composantes sont essentielles et communes à toutes les méthodes de commande prédictive :

- L'utilisation d'un modèle dynamique pour prédire la sortie du procédé à des instants futurs (horizon de prédiction).
- La détermination d'une séquence de commande permettant de minimiser une fonction objectif.
- Une stratégie à horizon glissant, de manière à ce que l'horizon de prédiction soit déplacé dans le futur à chaque pas de temps, avec l'application du premier élément seulement de la commande optimale à chaque fois.

Les différentes méthodes s'appuient sur les mêmes principes mais peuvent présenter des divergences dans leur formulation (modèle utilisé, fonction objectif, résolution, etc.). Le principe général de la stratégie de commande prédictive, schématisé sur la Figure 3.1, peut être divisé en trois étapes décrites ci-dessous (Bordons et al., 2020).

1. À chaque pas de temps t , les sorties futures du processus sont prédites sur un horizon de prédiction H_p . Cette prédiction de la sortie est réalisée grâce à un modèle dynamique du procédé et dépend des valeurs de sortie mesurée jusqu'à l'instant t et de la séquence de commande future optimale qui sera calculée, et dont la première composante sera envoyée vers le système.
2. La séquence de commande future optimale est déterminée sur un horizon de contrôle H_c (qui peut être identique ou inférieur à l'horizon de prédiction) en minimisant une fonction objectif, qui consiste dans la plupart des cas à minimiser un critère pondérant l'écart (ou une fonction de l'écart) entre la sortie prédite et la consigne d'une part (ou une trajectoire de référence tendant vers cette consigne), et l'effort de commande d'autre part.
3. Seule la première composante de la séquence de commande ainsi calculée est envoyée vers le système et appliquée tandis qu'au pas de temps suivant, une nouvelle mesure de la sortie est disponible et prise en compte pour la détermination d'une nouvelle séquence de commande optimale en réitérant

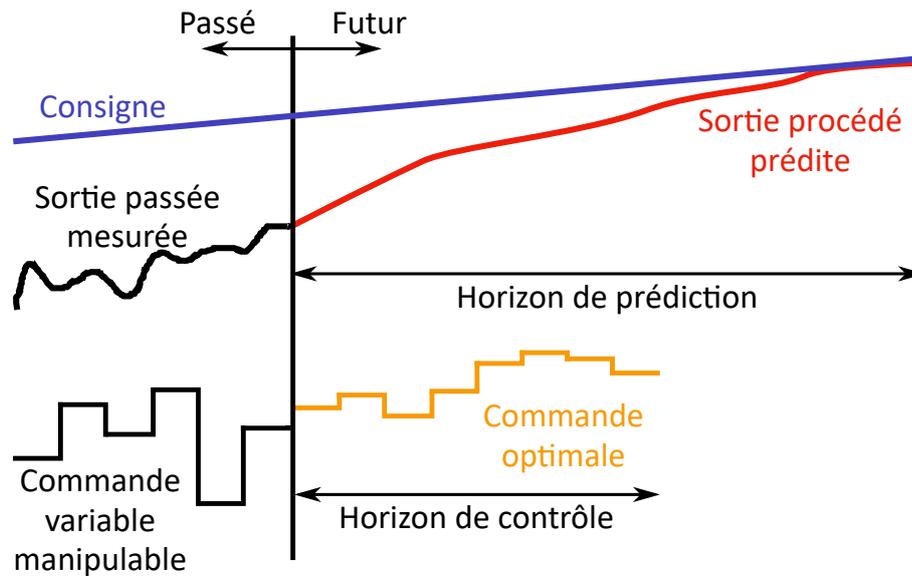


FIGURE 3.1 – Schéma du principe général de la commande prédictive.

les étapes 1 et 2 avec un horizon de prédiction décalé d'un pas de temps par rapport au précédent.

Le développement de ces méthodes a été favorisé par les nombreux avantages qu'elles possèdent (Camacho et Bordons, 2007), dont les principaux sont listés ci-dessous :

- Les concepts sont intuitifs et les réglages sont relativement simples à effectuer.
- Ces méthodes peuvent être utilisées pour une grande diversité de champs d'application, pour contrôler des systèmes avec des dynamiques plus ou moins complexes, présentant des non-linéarités ou des instabilités selon la méthode.
- L'extension aux problèmes multivariables est assez naturelle.
- C'est une méthodologie ouverte avec une forte modularité, qui fournit une formulation et des principes de base qui peuvent être facilement complétés pour traiter certaines problématiques spécifiques.

A contrario, la plus grande limitation de ces techniques est la nécessité en général (dans le cas de contraintes ou de non-linéarités) de résoudre en ligne un problème d'optimisation à chaque pas de temps. Ainsi, les approches de commande prédictive exigent en général un volume de calculs beaucoup plus important qu'un régulateur standard PID (proportionnel, intégral, dérivé).

3.1.2 Principales méthodes de commande prédictive

Depuis les années 1980, de nombreuses méthodes de commande prédictive ont été développées et les principales d'entre elles sont brièvement décrites dans cette section. Leur explication détaillée et la comparaison entre ces méthodes ont été traitées assez largement dans la littérature (Holkar et Waghmare, 2010 ; Camacho et Bordons, 2007 ; Qin et Badgwell, 2003 ; De Keyser et al., 1988 ; García et al., 1989 ; Morari et al., 1988). De nombreuses adaptations de ces méthodes, ainsi que des algorithmes hybrides et des méthodes plus avancées pour traiter des cas d'application spécifiques ont été répertoriés dans les travaux de Rakovic et Levine (2018) ; Zheng (2011).

3.1.2.1 Dynamic Matrix Control (DMC)

La méthode DMC (Cutler et Ramaker, 1980) est considérée comme la première implémentée avec succès dans des procédés industriels. L'approche DMC utilise un modèle de réponse indicielle linéaire, en ne prenant en compte que les N premiers éléments, pour prédire les valeurs de sortie du processus sur l'horizon de prédiction. La forme générale de la réponse indicielle est donnée dans (3.1) pour un système stable avec une seule entrée et une seule sortie (SISO).

$$y(t) = \sum_{i=1}^N s_i \cdot \Delta u(t-i) \quad (3.1)$$

où les termes s_i correspondent aux coefficients de la réponse indicielle du processus et $\Delta u(t) = u(t) - u(t-1)$ l'échelon appliqué en entrée du système. Ces valeurs sont stockées dans une matrice qui permet de prédire la sortie du processus en fonction de la séquence de commande (et qui a donné son nom à la méthode) et de l'erreur de prédiction \hat{e} . Dans la méthode DMC, cette dernière est prise constante tout au long de l'horizon de prédiction et égale à l'écart entre la sortie mesurée $y(t)$ et la sortie prédite $\hat{y}(t)$ à l'instant t . En ajoutant l'erreur de prédiction et en séparant les composantes passées de la variable manipulée des composantes futures, la sortie prédite est donnée par (3.2) :

$$\hat{y}(t+k) = \sum_{i=k+1}^N s_i \cdot \Delta u(t+k-i) + \sum_{i=1}^k s_i \cdot \Delta u(t+k-i) + \hat{e}(t) \quad (3.2)$$

avec le premier terme qui regroupe les composantes passées (connues) de la séquence de commande, le second terme ses composantes futures à optimiser et le dernier terme qui correspond à l'erreur de prédiction à l'instant t .

Dans le cas des problèmes non contraints, la minimisation de la fonction objectif est réalisée selon la méthode des moindres carrés. La prise en compte des contraintes nécessite de résoudre un problème d'optimisation quadratique sous contraintes pour minimiser la fonction objectif (Garcia et Morshedi, 1986). Dans ces cas-là, la méthode DMC est appelée QDMC (Quadratic Dynamic Matrix Control).

C'est une méthode intuitive, dans laquelle l'influence de chaque variable manipulée sur la sortie est claire. Aucune information sur le système n'est requise, ce qui simplifie le processus d'identification. Cependant, le nombre de variables manipulées N doit être pris suffisamment grand pour assurer l'atteinte de la consigne, ce qui entraîne une taille importante du modèle. D'autre part, cette méthode ne permet pas de contrôler les systèmes instables. De nombreuses variantes de cette méthode ont été développées comme MMAC (Multi-Model Adaptive Dynamic Matrix Control) ou NPMC (Non-Linear Regression Dynamic Matrix Control) pour l'améliorer dans certains cas spécifiques, notamment la prise en compte de comportements non-linéaires, dont les principales sont détaillées par Parrott et al. (2020).

3.1.2.2 Model Algorithmic Control (MAC)

La méthode MAC est le nom qui a finalement été retenu pour l'algorithme MPMC mentionné dans la partie précédente (Richalet, 1978), et dont le logiciel associé est connu sous le nom IDCOR (Identification and Command). Cette technique est similaire à celle de DMC avec quelques différences notables :

- Un modèle de réponse impulsionnelle du processus est utilisé à la place du modèle de réponse indicielle. Sa formulation est donnée dans (3.3).

$$y(t+k) = \sum_{i=1}^N h_i \cdot u(t+k-i) \quad (3.3)$$

où les termes h_i correspondent aux coefficients de la réponse impulsionnelle du processus et $u(t)$ l'impulsion appliquée en entrée du processus.

- L'introduction d'une trajectoire de référence utilisée dans la fonction objectif : la minimisation de la sortie du procédé est réalisée par rapport à cette trajectoire plutôt que par rapport à la consigne. Le réglage de cette trajectoire est un paramètre important qui permet d'influencer naturellement la vitesse de convergence de la sortie vers la consigne (Qin et Badgwell, 2003).
- L'horizon de contrôle est confondu avec l'horizon de prédiction.

La prise en compte des erreurs de prédiction est traitée de la même manière que dans l'approche DMC. Une variante du logiciel IDCOM, nommée IDCOM-M, a été élaborée pour traiter de manière plus pertinente les problèmes MIMO (multi-input multi-output). Les avantages et inconvénients du modèle de réponse impulsionnelle sont les mêmes que ceux du modèle de réponse indicielle (systèmes stables, taille du problème importante mais simplicité d'identification du processus), avec toutefois une meilleure robustesse face aux erreurs d'identification.

3.1.2.3 Predictive Functional Control (PFC)

Cette méthode a été développée par Richalet (1993) et la société ADERSA, notamment pour réguler les processus rapides. À la différence des deux premières méthodes, un modèle sous forme de représentation d'état discrète ("state-space") est utilisé pour prédire les sorties futures du système et permet de prendre en compte des modèles instables ou non linéaires (Qin et Badgwell, 2003). Une formulation du modèle est donnée dans (3.4)

$$\begin{cases} x_m(t) = F_m \cdot x_m(t-1) + G_m \cdot u(t-1) \\ y_m(t) = C_m^T \cdot x_m(t) \end{cases} \quad (3.4)$$

avec u le vecteur de variables manipulées de taille n_{VM} , x_m le vecteur d'état de taille n_x et y_m la sortie du modèle.

Deux caractéristiques sont assez spécifiques à l'approche PFC (Camacho et Bordons, 2007) :

- La considération d'un ensemble de seulement quelques points le long de l'horizon de prédiction, en lesquels la minimisation de l'écart entre la sortie prédite et la trajectoire de référence est réalisée, ce qui permet de simplifier les calculs. Ces points sont appelés points de coïncidence.
- La commande future est structurée sous la forme d'une combinaison linéaire de fonctions choisies au préalable appelées fonctions de base. Le calcul de la séquence de commande optimale revient alors à déterminer, à chaque instant, les coefficients de cette combinaison linéaire.

L'approche PFC se veut relativement simple et accessible, mais aussi la plus ouverte et modulaire possible pour être adaptable au plus grand nombre de champs d'application. La performance des résultats est fortement dépendante du modèle, dont l'élaboration peut nécessiter un certain effort.

Cette méthode sera décrite de manière plus détaillée dans la section 3.2.1.

3.1.2.4 Les méthodes de commande prédictive adaptative

Plusieurs méthodes adaptatives ont été développées et elles ont pour point commun d'utiliser un modèle de prédiction basé sur une fonction de transfert, de la forme (3.5) :

$$y = \frac{B(z^{-1})}{A(z^{-1})} \cdot u \quad (3.5)$$

avec A et B des fonctions polynomiales. Cette formulation permet de prendre en considération certains processus instables et possède peu de paramètres à régler mais elle nécessite d'avoir une bonne connaissance initiale du processus à modéliser.

Krämer et Unbehauen (1992) fournit une revue des différentes méthodes de commande prédictive adaptative détaillant les caractéristiques de chacune et précisant leurs domaines d'application. Parmi les principales méthodes, nous pouvons citer EPSAC (Extended Prediction Self-Adaptive Control) qui propose une résolution simplifiée et analytique en utilisant un prédicteur sub-optimal, EHAC (Extended Horizon Adaptive Control) qui se distingue par sa simplicité d'implémentation avec pour seul paramètre de réglage l'horizon de prédiction et la méthode GPC (Generalized Predictive Control) détaillée dans la section 3.1.2.5.

3.1.2.5 Generalized Predictive Control (GPC)

La méthode GPC introduite par Clarke et al. (1987) est l'une des plus utilisées dans les applications de commande prédictive. Elle utilise un modèle de type CARIMA (Controlled AutoRegressive Integrated Mean Average) pour déterminer les sorties futures du processus, dont la forme est explicitée dans (3.6).

$$A(z^{-1}) \cdot y(t) = B(z^{-1}) \cdot u(t-1) + C(z^{-1}) \cdot \frac{\xi(t)}{1-z^{-1}} \quad (3.6)$$

avec A , B et C des fonctions polynomiales et ξ un bruit blanc.

L'algorithme GPC utilise le plus souvent une fonction de coût de forme quadratique et la séquence optimale de commande est obtenue en résolvant des équations diophantiennes à l'aide d'un algorithme récursif.

La technique GPC est plus complexe de par sa formulation et la méthode de résolution du problème, il faut également une bonne connaissance initiale du processus pour élaborer le modèle. En revanche, elle est applicable à une très large variété de systèmes. Elle montre également de bonnes performances de robustesse mais quelques problèmes de stabilité dans certains cas. Pour pallier cette dernière lacune, la variante SGPC (Stable Generalized Predictive Control) a été développée par Kouvaritakis et al. (1992).

3.2 Mise en place d'une approche PFC dans la modélisation fonctionnelle

Parmi les méthodes de commande prédictive présentées dans la section précédente, la technique "Predictive Functional Control" (PFC) présente certains avantages particulièrement appréciables dans le cadre de son implémentation au sein de la modélisation fonctionnelle, notamment sa forte modularité et sa simplicité de mise en

œuvre. D'autre part, la minimisation de la fonction objectif uniquement sur un ensemble de points de coïncidence plutôt que sur la totalité de l'horizon de prédiction permet d'alléger les calculs et gagner en rapidité de résolution, ce qui peut s'avérer utile pour contrôler un système rapide en temps réel. Cette partie s'attache à détailler le formalisme de l'approche PFC et son implémentation dans les éléments fonctionnels.

3.2.1 Formalisme de la méthode PFC

Les caractéristiques du PFC présentées dans la suite sont détaillées de manière exhaustive par Richalet et O'Donovan (2009). Dans un premier temps, nous rappelons que le modèle du processus est structuré sous forme de représentation d'état discrète, comme explicité dans (3.4).

$$\begin{cases} x_m(t) = F_m \cdot x_m(t-1) + G_m \cdot u(t-1) \\ y_m(t) = C_m \cdot x_m(t) \end{cases} \quad (3.7)$$

avec u le vecteur de variables de commande, x_m le vecteur d'état, y_m la sortie du modèle et F_m , G_m et C_m des matrices de dimensions définies par les tailles des trois premiers vecteurs de variables.

Il est à noter que l'état et la sortie du modèle sont indépendants du processus et de son évolution. Pour ajuster le modèle avec la sortie mesurée du processus, une variable d'auto-compensation \hat{e} sera ajoutée par la suite. Le modèle doit être défini et validé, ce qui peut se révéler difficile et coûteux en temps et représenter un risque, car un modèle de prédiction mal défini pourra affecter les performances de la commande.

On se restreint dans un premier temps à des systèmes MISO (multi-input single-output) car nous nous intéressons particulièrement à la problématique d'allocation des besoins. Tous les systèmes MIMO (multi-input multi-output) qui peuvent être ramenés à une combinaison d'un système MISO et d'un système SIMO (single-input multi-output) ne présentent pas de difficulté supplémentaire pour être traités. Dans la suite, il est également considéré que les variables manipulées ont des actions indépendantes sur la sortie du modèle. Cela signifie que le processus global peut être divisé en n_{VM} sous-processus SISO (single-input single-output) distincts (un par variable manipulée) qui peuvent être structurés de la manière décrite dans (3.4) avec u composé d'un seul élément. La sortie mesurée du processus global y_p et la sortie du modèle associé y_m sont égales à la somme respective des sorties mesurées et des sorties des modèles de tous ces sous-processus.

Comme nous l'avons vu, une trajectoire de référence est définie dans l'approche PFC. Celle-ci est initialisée avec la valeur mesurée actuelle de la sortie du processus et correspond à la trajectoire selon laquelle on souhaite que la sortie du processus atteigne la consigne à la fin de l'horizon de prédiction H_p . Bien que sa forme ne soit pas imposée, nous considérerons une dynamique du premier ordre dans ces travaux. La trajectoire de référence y_r est ainsi définie par l'équation (3.8) :

$$y_r(t+i) - c(t+i) = \alpha^i \cdot (y_p(t) - c(t)) \quad \forall i \in [0, H_p] \quad (3.8)$$

avec y_p la sortie mesurée du processus global, c la consigne et α un paramètre pris dans $[0, 1]$ qui détermine la rapidité avec laquelle la consigne est atteinte.

La Figure 3.2 schématise le principe de l'approche PFC. Elle est adaptée de la Figure 3.1 avec la prise en compte d'une trajectoire de référence et de points de coïncidence (deux dans cet exemple). Seules deux fonctions de base sont considérées sur cet exemple, ainsi la séquence optimale de commande est recherchée sous la forme d'une droite.

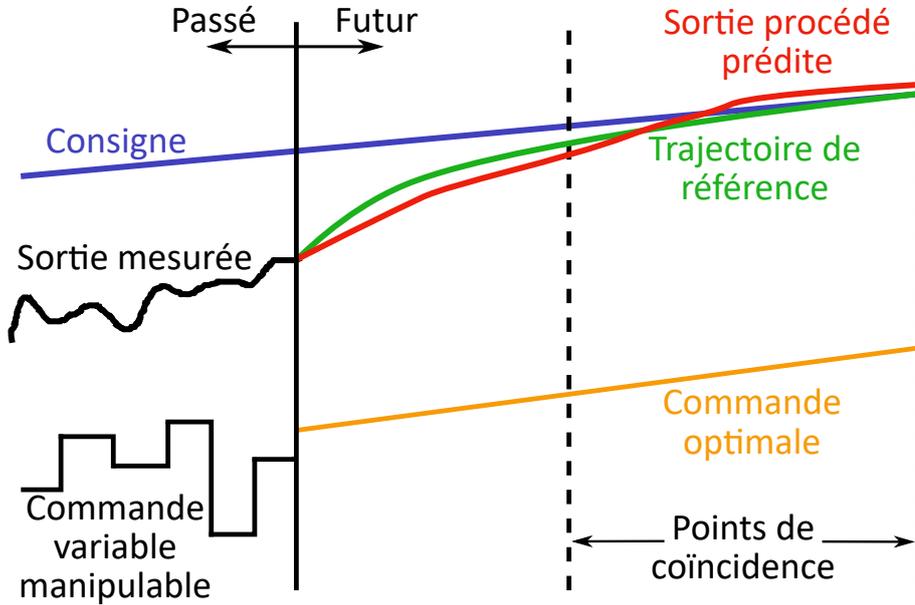


FIGURE 3.2 – Schéma du principe du PFC.

La fonction objectif (ou critère d'optimalité) à minimiser correspond à la somme des écarts quadratiques entre la trajectoire de référence y_r précédemment définie et la sortie prédite du processus global \hat{y}_p sur l'ensemble des points de coïncidence $h = (h_j)_{1 \leq j \leq n_h}$, avec n_h le nombre de points de coïncidence. La formulation de cette fonction est donnée dans (3.9) :

$$\delta(t) = \sum_{j=1}^{n_h} (\hat{y}_p(t+h_j) - y_r(t+h_j))^2 \quad (3.9)$$

Un terme de pénalisation lié à l'effort de commande peut être ajouté à cette fonction qui devient alors :

$$\delta(t) = \sum_{j=1}^{n_h} (\hat{y}_p(t+h_j) - y_r(t+h_j))^2 + \lambda \cdot f_{cu}(u, h) \quad (3.10)$$

avec f_{cu} une fonction de coût d'utilisation des variables manipulées et λ un coefficient de pondération entre ce coût et la performance du contrôle.

Afin d'ajuster la prédiction en fonction de la sortie mesurée du processus, une variable compensatoire \hat{e} entre la sortie prédite \hat{y}_p et la sortie du modèle y_m est introduite. Elle doit être estimée sur l'horizon de prédiction puis ajoutée à la sortie prédite selon (3.11).

$$\hat{y}_p(t+i) = y_m(t+i) + \hat{e}(t+i) \quad \forall i \in [0, H_p] \quad (3.11)$$

Pour cela, l'écart e entre la sortie du modèle y_m et la sortie mesurée y_p est calculé à chaque pas de temps selon (3.12) :

$$e(t) = y_p(t) - y_m(t) \quad (3.12)$$

À l'instant t , on a $\hat{e}(t) = e(t)$. En supposant que l'écart puisse être approché par un développement polynomial, on a :

$$\hat{e}(t+i) = e(t) + \varepsilon(t, i) \quad \forall i \in [0, H_p] \quad (3.13)$$

avec ε défini par (3.14). Dans les cas les plus simples, on réalise une compensation plate, c'est-à-dire que le terme ε est pris nul, la variable \hat{e} est ainsi constante sur l'horizon de prédiction.

$$\varepsilon(t, i) = \sum_{p=1}^{d_p} e_p(t) \cdot i^p \quad \forall i \in [0, H_p] \quad (3.14)$$

avec d_p le degré du développement polynomial et e_p le coefficient de chaque fonction de la base polynomiale.

3.2.2 Résolution et implémentation de la commande prédictive dans les blocs fonctionnels

Comme nous l'avons évoqué précédemment, l'introduction d'une commande prédictive au niveau fonctionnel doit permettre de prendre en compte une plus large variété de caractéristiques des éléments fonctionnels et de donner un degré d'autonomie supplémentaire au modèle fonctionnel dans le processus d'allocation de ressources réalisé par l'élément "Distributeur" introduit dans le chapitre 2. Concrètement, dans un modèle fonctionnel, les variables manipulables dont on cherche à déterminer la séquence de commande optimale sont les variables de pilotage des sources (et plus généralement les ports sources des éléments fonctionnels). Chaque source correspond donc à un sous-processus du processus global. Cette séquence doit minimiser l'écart entre la sortie prédite de cette source et la trajectoire de référence permettant d'atteindre la consigne (ou le besoin) fixée par les consommateurs (et plus généralement les ports consommateurs des éléments fonctionnels). Dans la suite, nous parlerons de sources et de consommateurs pour faire référence aux ports sources et aux ports consommateurs respectivement. L'implémentation d'un algorithme PFC dans la modélisation fonctionnelle ne va affecter que les flux de besoins entre deux éléments (qui seront déterminés en minimisant la fonction objectif) mais les flux de fournitures seront traités de manière inchangée par rapport au chapitre 2.

Malgré les avantages que doit apporter cette implémentation, celle-ci doit affecter le moins possible les caractéristiques qui constituent les forces de la modélisation fonctionnelle, à savoir principalement sa grande modularité et sa capacité à être simulée rapidement. Dans le but de conserver la meilleure généralité possible, chaque élément doit être facilement remplaçable et les informations échangées doivent toujours être de nature identique entre deux éléments et aussi limitées que possible afin de ne pas surcharger le modèle ni ralentir les simulations. Ainsi, notamment, le modèle interne de chaque élément fonctionnel n'est pas connu par les autres éléments

et la fonction objectif doit être reformulée de manière à faire apparaître la contribution de chaque élément et définir les informations utiles qui transiteront entre les éléments. Dans l'équation (3.10), y_r est exprimée en fonction de la sortie mesurée y_p et de la consigne c à partir de (3.8), la sortie prédite \hat{y}_p et l'estimation de l'erreur \hat{e} sont remplacées par leurs expressions respectives données dans (3.11)-(3.13). La nouvelle formulation de la fonction objectif est explicitée dans (3.15).

$$\delta(t) = \sum_{j=1}^{n_h} \left[\left(y_m(t+h_j) + y_p(t) - y_m(t) + \varepsilon(t, h_j) - c(t+h_j) - \alpha^{h_j} \cdot (y_p(t) - c(t)) \right)^2 + \lambda \cdot \sum_{k=1}^{n_{VM}} f_{cu,k}(u_k, h_j) \right] \quad (3.15)$$

avec n_{VM} le nombre de variables manipulées.

Dans un procédé réel, les variables de commande sont souvent contraintes par des limitations physiques, des problématiques de sécurité, etc. Ces limitations concernent principalement la valeur des variables ou leur variation et sont exprimées dans (3.16).

$$\begin{cases} u_{min} \leq u \leq u_{max} \\ \Delta u_{min} \leq \Delta u \leq \Delta u_{max} \end{cases} \quad (3.16)$$

avec u_{min} et u_{max} les limitations inférieure et supérieure de la commande u et Δu_{min} et Δu_{max} celles de la variation de commande $\Delta u = u(t+1) - u(t)$. Ces limitations peuvent éventuellement dépendre du temps. Des contraintes peuvent également intervenir au niveau des variables d'état du processus. La prise en compte de ces dernières est possible mais accroît la complexité de la méthode de manière significative. Elle ne sera pas traitée dans ces travaux.

Dans l'équation (3.15), les termes $y_m(t+h_j)$, $y_m(t)$, $y_p(t)$ et u sont relatifs aux sources tandis que les termes de consigne $c(t+h_j)$ et $c(t)$ ainsi que le paramètre α sont fournis par les consommateurs. Afin de limiter la quantité d'informations échangées entre les éléments, nous introduirons la variable $X_m(t, i)$ dont l'expression est donnée dans (3.17) et qui, comme nous le verrons par la suite, peut être exprimée en fonction de u .

$$X_m(t, i) = y_m(t+i) - y_m(t) + \varepsilon(t, i) \quad (3.17)$$

D'autre part, la variable $d(t, i)$, définie par (3.18), est également introduite afin de simplifier la formulation. Ce terme ne comporte que des données connues à l'instant t qui ne dépendent pas du modèle de chaque source.

$$d(t, i) = c(t+i) - y_p(t) - \alpha^i \cdot (c(t) - y_p(t)) \quad (3.18)$$

Avec l'introduction de ces deux variables, l'équation (3.15) peut être reformulée en (3.19). Nous rappelons que le processus global peut être décomposé en n_{VM} sous-processus distincts, dont chacun possède une variable manipulable. Dans la formulation proposée, nous introduisons les variables $X_{m,k}$ correspondant à la variable X_m de chaque sous-processus k pour faire apparaître tous les degrés de liberté du problème.

$$\delta(t) = \sum_{j=1}^{n_h} \left[\left(\sum_{k=1}^{n_{VM}} X_{m,k}(t, h_j) - d(t, h_j) \right)^2 + \lambda \cdot \sum_{k=1}^{n_{VM}} f_{cx,k}(X_{m,k}, h_j) \right] \quad (3.19)$$

tel que :

$$X_{m,k,min}(t, h_j) \leq X_{m,k}(t, h_j) \leq X_{m,k,max}(t, h_j) \quad \begin{cases} \forall k \in [1, n_{VM}] \\ \forall j \in [1, n_h] \end{cases} \quad (3.20)$$

Dans ces travaux, la fonction de coût $f_{cx,k}$ de chaque source k est toujours prise quadratique convexe de manière à avoir un problème quadratique convexe. Si une fonction de coût plus complexe est envisagée, il est possible soit d'approcher le problème par une fonction quadratique convexe autour d'un point de fonctionnement, soit d'utiliser un autre solveur ou une approche d'intelligence artificielle pour résoudre le problème, avec a priori une augmentation des temps de calcul et donc de simulation, ainsi que la perte de garantie de l'obtention d'un minimum global.

Comme nous travaillons sur un système MISO, la fonction objectif est minimisée au niveau du consommateur (qui échange des informations avec une ou plusieurs sources). Afin de pouvoir minimiser la fonction objectif, chaque source doit fournir quatre types d'information à chaque pas de temps : le flux $y_{p,k}(t)$ effectivement fourni au consommateur, les limitations inférieure $X_{m,k,min}(t, h_j)$ et supérieure $X_{m,k,max}(t, h_j)$ de la variable $X_{m,k}$ en chaque point de coïncidence et son coût d'utilisation $f_{cx,k,j}$. Grâce à ces informations, les variables $X_{m,k,opt}$ optimales sont déterminées et envoyées vers chaque source. Ces interactions sont représentées sur la Figure 3.3 pour un système possédant une source et un consommateur.

Dans chaque source k , la variable $X_{m,k,opt}$ reçue doit être traduite, à partir du modèle du processus, en variable de commande interne. Il convient alors de distinguer deux types différents de ports sources : ceux possédant une variable manipulable (les éléments "source" par exemple) et ceux qui n'en possèdent pas (comme dans un "distributeur" ou un "transformateur" classique). Dans le premier cas, la variable $X_{m,k,opt}$ est traduite en la variable de commande u_k de la source qui permettra de piloter le processus. Pour ce faire, la sortie du modèle $y_{m,k}$ peut être décomposée en deux :

- Une sortie lâchée $y_{m,k,l}$ correspondant au comportement du système pour une commande future nulle avec pour conditions initiales les conditions actuelles. Son expression peut être déterminée en prenant $u = 0$ dans le système (3.4) et par récurrence :

$$y_{m,k,l}(t+i) = C_{m,k} \cdot F_{m,k}^i \cdot x_{m,k}(t) \quad (3.21)$$

- Une sortie forcée $y_{m,k,f}$ représentant la réponse du système à la commande future avec des conditions initiales nulles. Dans l'approche PFC, la séquence de commande future de chaque variable manipulée est exprimée comme une combinaison linéaire de fonctions de base, qui correspondent en général (et dans ces travaux) à la base polynomiale. Leur expression est donnée dans (3.22) :

$$u_k(t+i) = \mu_k(t) \cdot B_{n_B}(i) \quad \forall i \in [0, H_p] \quad (3.22)$$

avec $B_{n_B} = (1, X, X^2, \dots, X^{n_B})^T$ la base canonique de l'ensemble $\mathbb{R}_{n_B}[X]$ des polynômes de degré inférieur ou égal à n_B , qui correspond au nombre de fonctions de base utilisées. La variable $\mu_k(t)$ est un vecteur qui contient les n_B coefficients polynomiaux de la séquence de commande future à déterminer à l'instant t pour minimiser la fonction objectif.

La sortie forcée peut être exprimée en fonction de ces coefficients $\mu_k(t)$:

$$y_{m,k,f}(t+i) = \mu_k(t) \cdot Yb_k(i) \quad (3.23)$$

avec $Yb_k(i)$ le vecteur contenant les réponses forcées du modèle pour les différentes entrées polynomiales (B_{n_B}) échantillonnées au même instant i .

Finalement, la sortie du modèle peut être exprimée comme la somme de ces deux composantes :

$$y_{m,k}(t+i) = C_{m,k} \cdot F_{m,k}^i \cdot x_{m,k}(t) + \mu_k(t) \cdot Yb_k(i) \quad (3.24)$$

Par suite, l'expression de la variable $X_{m,k}(t, i)$ a la forme suivante :

$$X_{m,k}(t, i) = C_{m,k} \cdot F_{m,k}^i \cdot x_{m,k}(t) + \mu_k(t) \cdot Yb_k(i) - C_{m,k} \cdot x_{m,k}(t) + \varepsilon_k(t, i) \quad (3.25)$$

Pour déterminer la combinaison optimale des coefficients de $\mu_k(t)$, on cherche à minimiser la somme des écarts quadratiques entre la variable $X_{m,k}$ et la variable $X_{m,k,opt}$ reçue pour chaque point de coïncidence, comme exprimé dans (3.26) :

$$\delta_\mu(t) = \sum_{j=1}^{n_h} \left(C_{m,k} \cdot F_{m,k}^{h_j} \cdot x_{m,k}(t) + \mu_k(t) \cdot Yb_k(h_j) - C_{m,k} \cdot x_{m,k}(t) + \varepsilon_k(t, h_j) - X_{m,k,opt}(t, h_j) \right)^2 \quad (3.26)$$

En posant $y_{m,k,f,opt}(t, i) = X_{m,k,opt}(t, i) - C_{m,k} \cdot F_{m,k}^i \cdot x_{m,k}(t) + C_{m,k} \cdot x_{m,k}(t) - \varepsilon_k(t, i)$, on reformule (3.26) en (3.27) :

$$\delta_\mu(t) = \sum_{j=1}^{n_h} \left(\mu_k(t) \cdot Yb_k(h_j) - y_{m,k,f,opt}(t, h_j) \right)^2 \quad (3.27)$$

La décomposition du problème décrite précédemment est illustrée sur la Figure 3.3 qui représente l'exemple minimaliste d'un système composé d'une source et d'un consommateur.

Dans le cas où les ports sources de l'élément fonctionnel (notons le A) ne possèdent pas de variable manipulable (distributeur par exemple), cet élément possède aussi au moins un port consommateur. La sortie peut également être décomposée en une sortie lâchée et une sortie forcée (avec pour entrée le flux reçu y_p par le(s) port(s) consommateur(s) de l'élément A). Ainsi, la fonction à minimiser est identique à $\delta_\mu(t)$ mais au lieu de rechercher le profil u_k optimal, on détermine le profil de consigne $c(t+i)_{0 \leq i \leq h_{max}}$ optimal (sous forme d'un développement polynomial également) et par suite la variable $d(t+h)$. Cette dernière sera envoyée vers le(s) port(s) consommateur(s) de l'élément A pour minimiser la fonction objectif $\delta(t)$ et déterminer la ou les variables $X_{m,k,opt}$ qui seront envoyées vers le port source des éléments connectés à l'élément A.

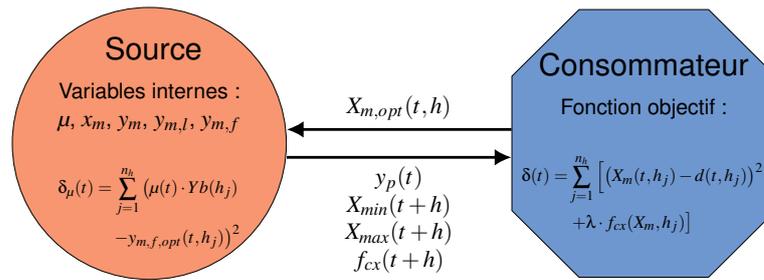


FIGURE 3.3 – Introduction d’une approche PFC dans le modèle d’un système composé d’une source et d’un consommateur.

Pour illustrer le cas de ces éléments et ouvrir sur l’allocation de ressource qui est un objectif majeur de l’introduction de commande prédictive dans la modélisation fonctionnelle, une seconde source et un distributeur sont ajoutés à l’exemple présenté sur la Figure 3.3. Ce nouvel exemple est illustré sur la Figure 3.4. Les sources et les consommateurs se comportent de la même manière que dans l’exemple précédent. Aussi, par souci de simplification du schéma, certaines informations ont été retirées de ces éléments pour se focaliser sur l’élément distributeur.

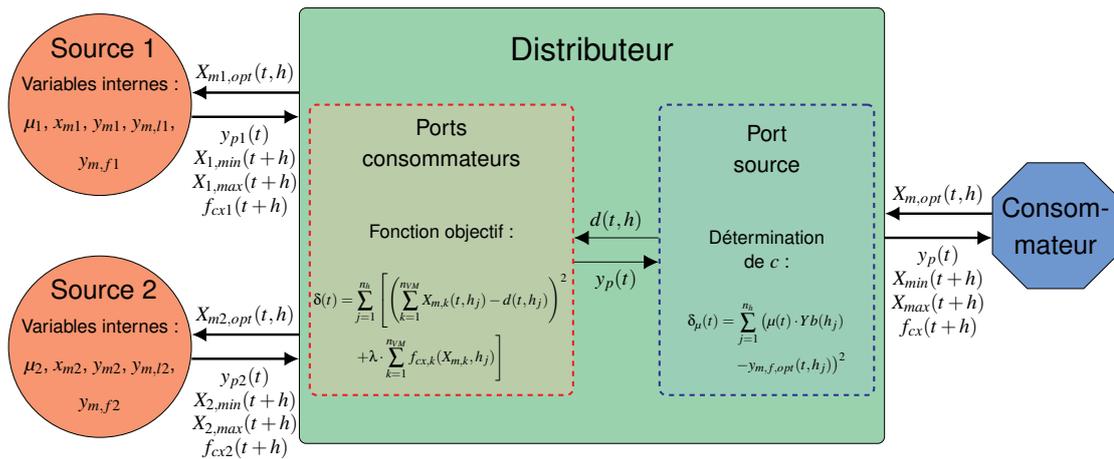


FIGURE 3.4 – Décomposition de la méthode PFC dans un distributeur connecté à deux sources et un consommateur.

La minimisation de la fonction objectif introduite en (3.10) est donc scindée en deux problèmes distincts :

- Le premier, exprimé en (3.19), est minimisé au niveau des ports consommateurs et permet d’allouer les besoins de manière optimale vers les différentes sources en fonction de leur coût respectif et de la consigne. Ce besoin est envoyé vers chaque source sous forme de variable $X_{m,k,opt}$.
- Le second, exprimé dans (3.26), est minimisé dans chaque source afin de déterminer sa séquence de commande optimale permettant de fournir le besoin demandé par le consommateur.

Cette décomposition du problème garantit une bonne généricité du modèle, dans lequel les éléments peuvent être remplacés ou réorganisés sans avoir à modifier les éléments voisins.

3.3 Application à un système de production électrique

Dans cette section et la suivante, l'objectif est d'appliquer la modélisation fonctionnelle avec commande prédictive à la représentation et au contrôle d'un système de production électrique. Dans cette section, nous considérerons un système assez minimaliste composé d'un nombre réduit d'acteurs (un parc éolien, un système de stockage électrique (SSE) et des consommateurs électriques) et certaines hypothèses simplificatrices seront adoptées. À partir de cet exemple de base qui sera complexifié, la méthode sera appliquée à une zone de production électrique réelle dans la section 3.4.

3.3.1 Contexte

Le fort développement actuel des réseaux électriques intelligents ("smart grids") s'accompagne de son lot de nouveaux enjeux. L'un des plus importants concerne le déploiement massif de parcs de production électrique à partir de sources d'énergie renouvelable (éoliens et solaires principalement) pour accroître significativement leur contribution dans la production totale. L'intégration de ces parcs, dont la production est intermittente mais aussi difficilement prédictible, soulève de nouvelles problématiques dans le contrôle du réseau. Des moyens de stockage additionnels sont souvent nécessaires pour garantir l'équilibre entre la demande et la production et donc assurer la stabilité du réseau. Il existe une littérature assez riche mettant en évidence les problématiques de l'intégration dans le réseau d'un parc éolien et les possibilités offertes par son couplage avec un moyen de stockage électrique, comme l'amortissement des oscillations de puissance, le lissage de la puissance produite, la régulation de fréquence ou encore une meilleure capacité de mobilisation ("dispatchability"). Une revue bibliographique du traitement de ces problématiques (et des références associées) a été réalisée par Abhinav et Pindoriya (2016) et plusieurs états de l'art des moyens de stockage utilisés pour un couplage avec des sources d'énergie intermittentes et de leur caractéristiques sont également disponibles (Faisal et al., 2018; Gao, 2015).

3.3.2 Présentation du cas d'étude

3.3.2.1 Description

Comme mentionné précédemment, le système étudié dans cette partie se compose d'un parc éolien, d'un SSE et de consommateurs. Le système est considéré comme étant isolé et non connecté à un réseau électrique global, comme cela peut être le cas sur une île (Suul et al., 2008). Le parc éolien fournit de l'énergie à plusieurs consommateurs locaux qui seront agrégés ici en un unique consommateur. L'objectif principal du contrôle de ce système est d'assurer en permanence l'équilibre entre la demande de ce consommateur et la puissance fournie par l'ensemble formé par le parc et la batterie. Cet exemple permet d'illustrer la méthode présentée dans la première partie de ce chapitre mais n'a pas vocation à représenter un système réel. En général, il est d'ailleurs très rare d'observer un tel système (isolé du réseau principal) alimenté uniquement par une source intermittente (et un SSE). Ces installations

sont le plus souvent suppléées par une ou plusieurs sources conventionnelles qui permettent d'assurer un certain niveau de production quelles que soient les conditions météorologiques.

Dans ce cas d'étude, nous ne prendrons pas en compte de phénomène de retard de commande (ni pour le parc ni pour le SSE) et ne considérerons pas de contraintes ou limitations liées au réseau électrique interne. Ces deux hypothèses seront levées pour l'étude du système dans la section 3.4.

3.3.2.2 Modélisation

D'un point de vue fonctionnel, le système peut être modélisé par une source (le parc éolien), un stockage (le SSE) et un consommateur (agrégat de tous les consommateurs électriques) et un distributeur, dans lequel seront gérées la répartition des besoins du consommateur vers les sources, la concaténation des flux fournis par les sources et leur transmission au consommateur. Une représentation schématique de ce système est fournie sur la Figure 3.5, les flèches rouges représentant les besoins de flux électriques (les flux fournis sont implicitement dans la direction opposée).

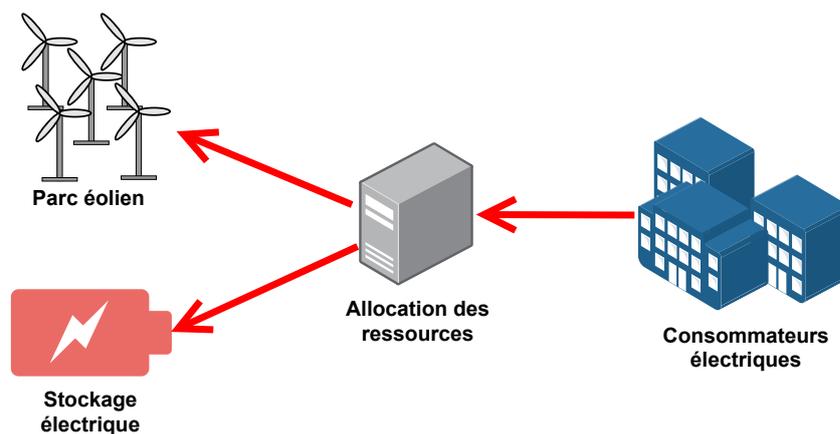


FIGURE 3.5 – Représentation schématique du système étudié.

Le SSE doit satisfaire un certain nombre d'exigences pour ce cas d'étude :

- Sa densité de puissance doit être élevée pour permettre de compenser les écarts entre les prédictions de puissance éolienne et la puissance effectivement produite.
- Il doit posséder une densité énergétique également importante pour pouvoir suppléer la production du parc éolien sur des périodes de moyen terme (quelques heures).
- Sa réponse dynamique doit être la plus rapide possible pour éviter des problématiques de déviation de fréquence.

En se référant à l'étude de Gao (2015), les types de SSE les mieux adaptés à ce système sont une batterie au plomb ("Lead-acid") ou une batterie Lithium-ion. Dans les deux cas, et comme le modèle ne requiert pas une précision trop importante, le comportement de la batterie peut être approché par un modèle du premier ordre avec une constante de temps τ associée. Les paramètres retenus pour le modèle de la batterie sont détaillés dans le Tableau 3.1.

Le parc éolien (WPP) est composé de turbines avec un angle de pale variable, qui peut être continuellement ajusté pendant l'utilisation. Cette technique a été développée dans un premier temps pour optimiser la puissance produite par une éolienne (Vitulli et al., 2019; Menezes et al., 2018) mais son usage a été depuis étendu à la régulation de la puissance de sortie, principalement pour des problématiques d'évitement de congestion ou de régulation de fréquence (Abouzeid et al., 2019; Wu et al., 2018). Cette nouvelle utilisation permet également d'éviter de devoir couper totalement le fonctionnement d'une éolienne quand la production est trop élevée par rapport à la demande, action qui peut impacter la durée de vie de l'installation si elle est répétée trop fréquemment. Dans ce chapitre, nous considérons que toutes les éoliennes d'un même parc fonctionnent de manière synchrone, c'est-à-dire que l'angle de rotation des pales est identique pour toutes les éoliennes.

La relation entre la variation d'angle des pales (par rapport à leur angle de référence θ_0) et le pourcentage de réduction de puissance n'est pas linéaire mais certaines hypothèses sont prises pour simplifier cette relation. La puissance électrique P_e fournie par l'éolienne est exprimée en (3.28) (Schmitz, 2019) :

$$P_e = P_v \cdot c_p \quad (3.28)$$

avec c_p le coefficient de puissance dont l'expression est fournie en (3.29) et P_v la puissance en W fournie par le vent définie par (3.30)

$$c_p = \eta_{elec} \cdot \eta_{meca} \cdot \eta_{pales} \quad (3.29)$$

avec η_{elec} le rendement électrique global de l'éolienne (génératrice et électronique), η_{meca} le rendement mécanique des différentes transmissions et η_{pales} le rapport entre la puissance récupérée par les pales et la puissance incidente du vent. La valeur de ce dernier paramètre est plafonnée, pour tout type d'éolienne, par la limite de Betz qui vaut $\frac{16}{27}$ soit environ 59 % (Huleihil et Mazor, 2012).

$$P_v = \frac{1}{2} \cdot \rho_{air} \cdot A \cdot v^3 \quad (3.30)$$

où ρ_{air} représente la masse volumique de l'air en kg/m^3 , A l'aire balayée par le rotor en m^2 et v la vitesse locale du vent en m/s . Une expression empirique du coefficient aérodynamique de puissance, introduite par Lubosny (2003) est donnée dans (3.31) :

$$c_p = c_1 \cdot (c_2 \cdot Z - c_3 \cdot \Lambda - c_4 \cdot \beta^x - c_5) \cdot e^{-c_6 \cdot Z} \quad (3.31)$$

où β correspond à l'angle de rotation des pales et Λ représente le rapport entre la vitesse linéaire de l'extrémité des pales et la vitesse du vent arrivant sur l'hélice appelé communément tip-speed ratio (TSR) en anglais. Les coefficients c_1 à c_6 et x dépendent du type de rotor et l'expression de Z est explicitée dans (3.32) :

$$Z = \frac{1}{\Lambda + 0,08 \cdot \beta} - \frac{0,035}{1 + \beta^3} \quad (3.32)$$

D'après les équations précédentes, la puissance de sortie d'une éolienne est donc dépendante à la fois de l'angle de rotation des pales et du TSR. En se focalisant uniquement sur les éoliennes à trois pales qui sont le plus couramment utilisées, nous pouvons considérer que la valeur du TSR se situe le plus souvent entre 5 et 10 (Lubosny, 2003). L'influence de l'angle de rotation sur le rapport entre la valeur du coefficient de puissance c_p et sa valeur maximale (rapport que nous appellerons taux

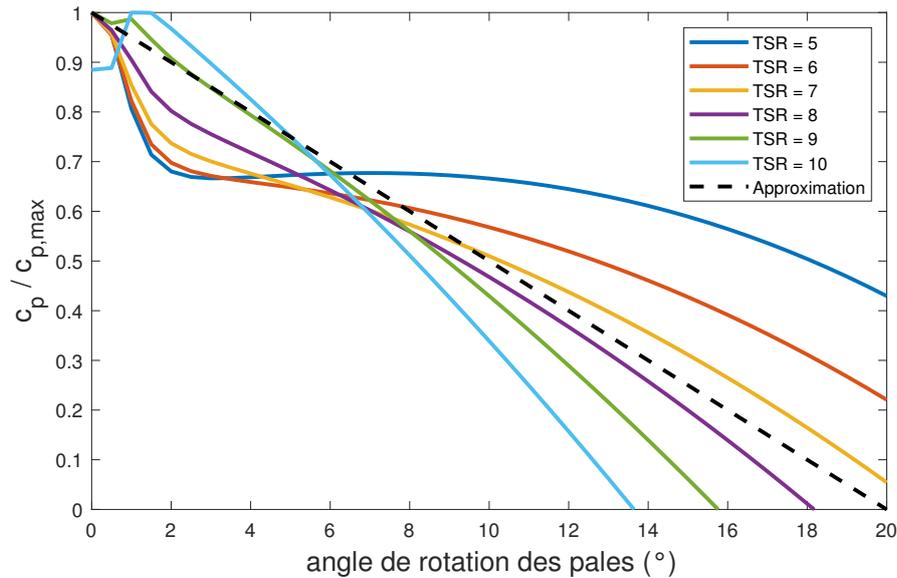


FIGURE 3.6 – Influence de l'angle de rotation des pales sur le coefficient de puissance.

d'exploitation de l'éolienne τ_{exp} , et par extension du parc, dans la suite) est représentée sur la Figure 3.6 pour différentes valeurs de TSR. La valeur des coefficients c_1 à c_6 est reprise de Lubosny (2003) pour une turbine de type E-40 de 500 kW, à savoir : $c_1 = 0,5$, $c_2 = 116$, $c_3 = 0,4$, $c_4 = 0$, $c_5 = 5$, $c_6 = 21$.

Comme nous pouvons le voir, les courbes produites ne sont pas linéaires mais dans la suite, nous approcherons la relation entre le taux d'exploitation et l'angle de rotation par une fonction affine (tracée en pointillés noirs sur la Figure 3.6), qui annule la puissance de sortie pour un angle de 20° et optimise cette dernière pour un angle nul. En d'autre terme, pour chaque degré de rotation supplémentaire, la puissance produite est réduite de 5 % par rapport à sa valeur maximale. L'hypothèse formulée ici est relativement forte mais, étant donné la faible précision des prédictions du profil de vent au niveau de l'éolienne, des imprécisions dans le modèle peuvent également être tolérées.

Les caractéristiques du parc éolien ainsi que celles de la batterie sont détaillées dans le Tableau 3.1.

TABLE 3.1 – Caractéristiques de la batterie et du parc éolien.

Paramètre	Valeur	Unité
Puissance nominale du parc éolien	50	MW
Vitesse maximale de variation de l'angle de rotation	2	$^\circ/s$
Puissance de charge maximale de la batterie	15	MW
Puissance de décharge maximale de la batterie	15	MW
Capacité de la batterie	40	MWh
Constante de temps τ de la batterie	0,5	s

L'intérêt majeur de ce cas d'étude consiste à observer la capacité du distributeur

à assurer l'équilibre entre production et demande en prenant en compte :

- La dynamique de réponse de la source (limitation de la variation de l'angle de rotation) et du stockage.
- Des erreurs de prédiction au niveau du profil de puissance éolienne.
- La disponibilité et le coût de chaque source (batterie et parc éolien) pour répartir de manière optimale les besoins des consommateurs entre ces deux sources.

3.3.3 Simulation du modèle

3.3.3.1 Définition du scénario

Le modèle est simulé selon un scénario donné, dont les caractéristiques sont détaillées dans le Tableau 3.2 afin d'observer l'intérêt de l'intégration de commande prédictive dans les éléments fonctionnels. L'objectif du scénario est d'assurer l'équilibre demande-production avec une résolution temporelle fine (quelques secondes) pour un profil de vent singulier (avec de larges variations d'amplitude en peu de temps) sur une plage temporelle relativement courte (~ 30 min). Le profil de production maximale (mesurée) normalisée par rapport à la puissance nominale du parc, ainsi qu'une prédiction de ce profil en amont (utilisée comme modèle pour le parc éolien), sont représentés sur la Figure 3.7. Les besoins des consommateurs subissent des variations assez faibles sur une plage de cette durée et nous les considérerons constants dans la suite.

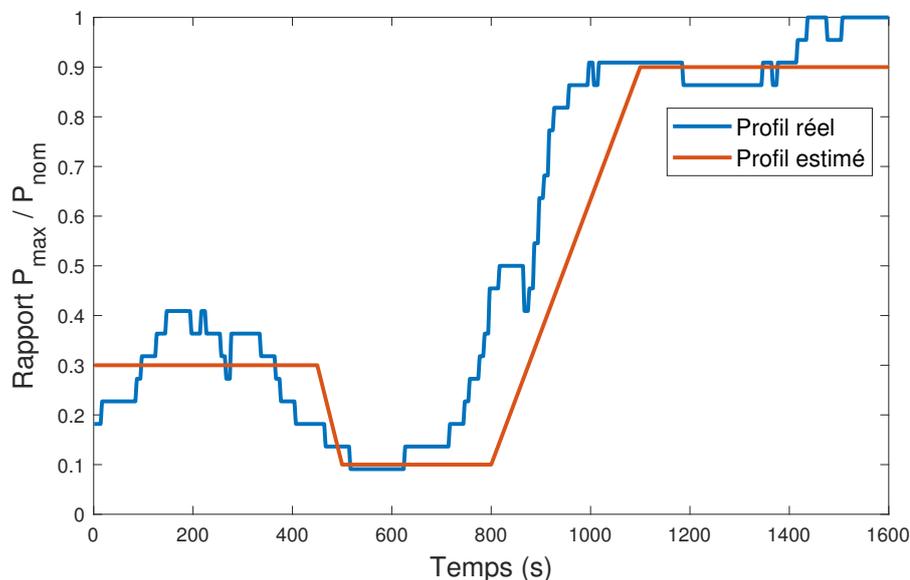


FIGURE 3.7 – Profils de production maximale réel (Source : RTE) et estimé.

Étant donné la simplicité des modèles dynamiques de la batterie et du parc éolien et leur temps caractéristique similaire de l'ordre de la seconde, un seul point de coïncidence sera considéré pour résoudre le problème de minimisation (3.19) introduit dans l'approche PFC. Afin de définir le mieux possible les fonctions de coût de la batterie et du parc, quelques exigences sont formulées ci-dessous :

- L'équilibre entre la demande et la production doit être assuré quel qu'en soit le coût (la performance est priorisée vis-à-vis du coût).
- Pour des problématiques de durée de vie, il est déconseillé de faire varier l'angle de rotation des pales de manière intempestive.
- L'état de charge (SOC) de la batterie doit rester, autant que possible, assez proche de sa valeur cible de 50 %. Cela permet à la fois d'absorber une puissance imprévue (provoquée par une rafale de vent par exemple) et de subvenir aux besoins du réseau en cas de production plus faible ou de défaillance du parc.
- Dans une moindre mesure, les variations incessantes de la puissance fournie par la batterie sont à éviter (notamment autour de la valeur cible).

La première exigence peut être satisfaite en assignant au paramètre λ (voir (3.10)) une valeur très faible. Dans le but de satisfaire autant que possible les autres objectifs, les fonctions de coût du parc et de la batterie sont définies respectivement en (3.33) et en (3.34).

$$f_{c,WPP} = \alpha_{WPP} \cdot X_{m,WPP}^2(t, h) \quad (3.33)$$

$$f_{c,bat} = \alpha_{bat} \cdot X_{m,bat}^2(t, h) + \gamma_{bat} \cdot (SOC_{tg} - SOC) \cdot (X_{m,bat}(t, h) + y_m(t)) \quad (3.34)$$

avec α_{WPP} , α_{bat} et γ_{bat} des coefficients de réglage qui n'ont pas d'impact sur la performance mais seulement sur la répartition des besoins entre la source et le stockage. Le paramètre SOC_{tg} correspond à la valeur cible de l'état de charge de la batterie. Dans (3.34), le second terme favorise la charge ou la décharge de la batterie selon que la valeur du SOC est respectivement inférieure ou supérieure à la valeur cible. En effet le terme $(X_{m,bat}(t, h) + y_m(t))$ correspond à la puissance algébrique fournie par la batterie en $t + h$ qui a tout intérêt à être négative lorsque $SOC_{tg} - SOC$ est positif et inversement.

TABLE 3.2 – Paramètres de simulation.

Paramètre	Valeur	Unité
h	5	s
SOC_{tg}	0,5	-
SOC_{init}	0,5	-
λ	10^{-4}	-
α_{WPP}	1	-
α_{bat}	0,01	-
γ_{bat}	2	-
Besoin des consommateurs	20	MW

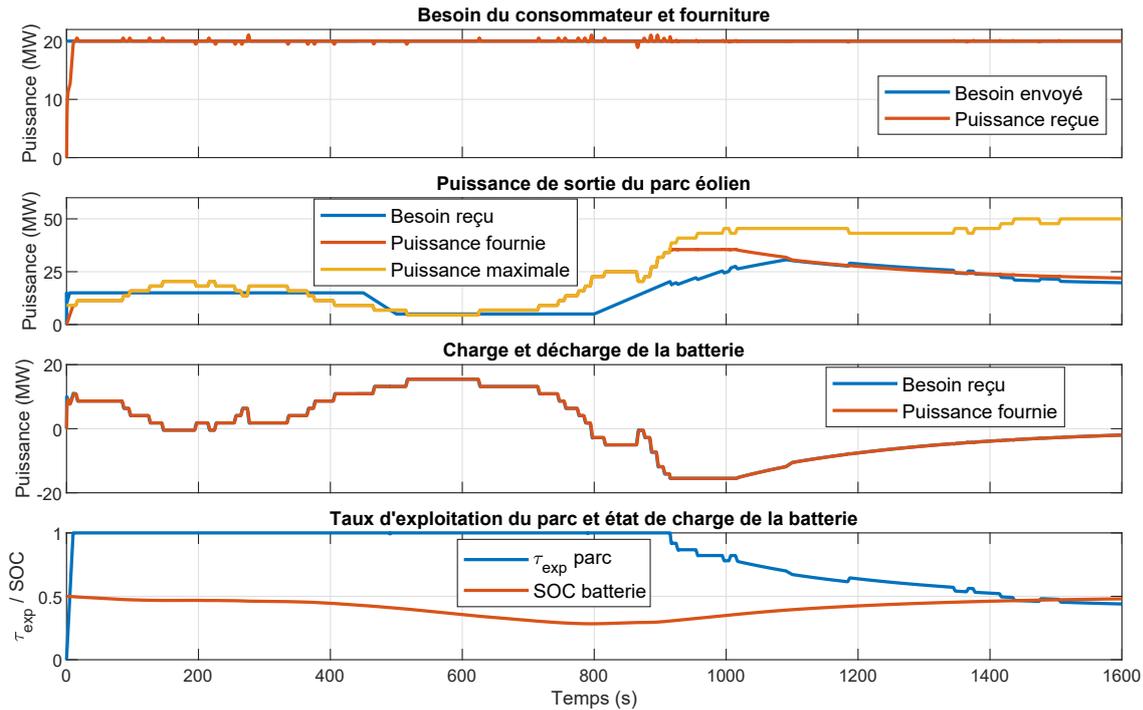


FIGURE 3.8 – Résultats de simulation.

3.3.3.2 Résultats de simulation

Les valeurs des paramètres pour cette simulation sont données dans le Tableau 3.2 et les résultats sont tracés sur la Figure 3.8. Dans le premier graphe, représentant la puissance demandée par les consommateurs et celle effectivement reçue, on constate que les deux courbes sont très proches tout au long de la simulation. Le dépassement maximal est d'environ 1 MW en amplitude et de 6 s en durée. Dans la première partie de simulation entre 0 et 800 s, la puissance maximale éolienne n'est pas suffisante pour satisfaire les besoins des consommateurs et la batterie se décharge pour compléter cette production. Dès que le parc éolien génère une puissance supérieure à la demande, la batterie stoppe la décharge et entame une recharge pour que son état de charge remonte vers sa valeur cible de 50 %, qui est presque atteinte en fin de simulation. Conformément aux exigences, la variation d'angle de rotation (proportionnelle au taux d'exploitation) est relativement douce tout au long de la simulation.

L'influence du paramètre γ_{bat} intervenant dans la fonction de coût de la batterie est également étudiée. Le modèle est simulé pour trois valeurs différentes de ce paramètre : 0,2 ; 2 et 20. Les résultats obtenus sont comparés sur la Figure 3.9, à partir de laquelle deux observations principales peuvent être faites :

- Plus la valeur du paramètre γ_{bat} est élevée, plus l'état de charge de la batterie converge rapidement vers sa valeur cible et plus les variations de taux d'exploitation et donc d'angle de rotation sont importantes (la somme des valeurs absolues des variations de taux d'exploitation $\sum_{t=1}^{n_{step}} |\tau_{exp}(t) - \tau_{exp}(t-1)|$ est respectivement de 0,76, 0,83 et 0,91 pour γ_{bat} allant de 0,2 à 20).
- À l'inverse, plus la valeur de γ_{bat} est faible, plus l'état de charge de la batterie converge lentement vers sa valeur cible et moins les variations d'angle de

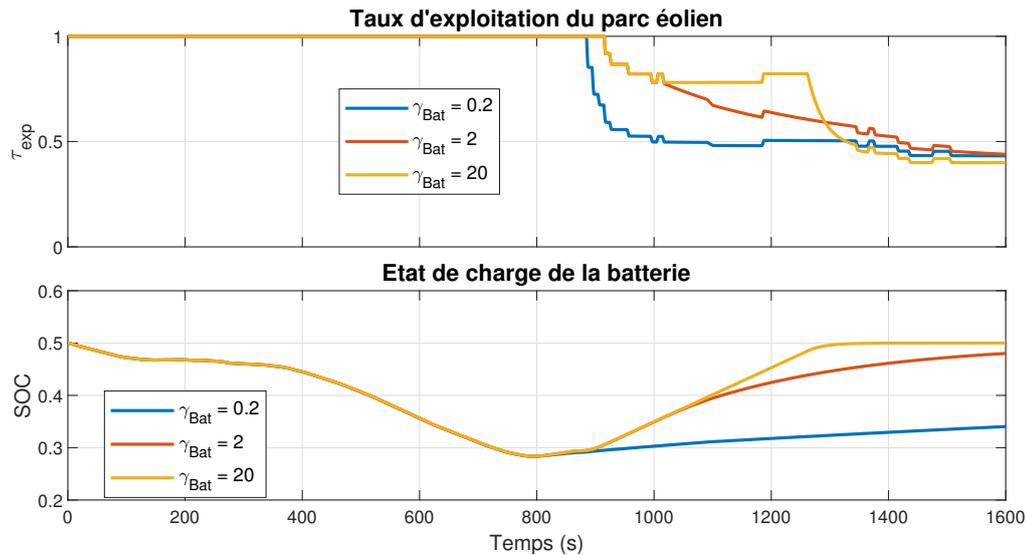


FIGURE 3.9 – Influence de la valeur de γ_{Bat} sur le taux d'exploitation et l'état de charge de la batterie.

rotation sont nombreuses.

Ce paramètre, ainsi que la valeur cible de l'état de charge de la batterie peuvent être modifiés au cours de la simulation en fonction des prédictions long terme (par exemple, on fixe la valeur cible à 90 % lorsqu'un épisode de vent très faible est prévu). La puissance reçue par les consommateurs n'est pas tracée sur la Figure 3.9 car son profil est quasi-identique à celui de la Figure 3.8, les changements au sein de la fonction de coût n'affectant pas les performances. L'affectation d'une fonction de coût intrinsèque à chaque source permet de conserver la modularité de l'approche, dont la complexité n'est pas sensiblement augmentée avec l'ajout d'une nouvelle source.

3.4 Extension à un système MIMO avec prise en compte de retards de commande et de contraintes sur le réseau

Dans cette section, nous étudierons un système de production électrique inspiré d'un cas réel dans l'est de la France fourni par RTE (Réseau de Transport d'Électricité), l'unique gestionnaire du réseau public de transport d'électricité en France.

3.4.1 Présentation du cas d'étude

Le système étudié, comme celui traité dans la section 3.3, est constitué de moyens de production d'énergie éolienne, d'une unité de stockage et de consommateurs. Toutefois, nous pouvons noter plusieurs différences majeures :

- Plusieurs parcs de production éolienne à différents endroits sont reliés à plusieurs consommateurs au moyen d'un réseau maillé représenté sur la Figure 3.10.
- Des contraintes liées aux puissances circulant sur le réseau (lignes électriques) sont prises en compte.

- La commande de l'angle de rotation des pales pour réduire le taux d'exploitation se fait par le réseau téléphonique et entraîne un certain retard pur (auquel vient s'ajouter le modèle dynamique de l'éolienne) qui sera pris en considération.

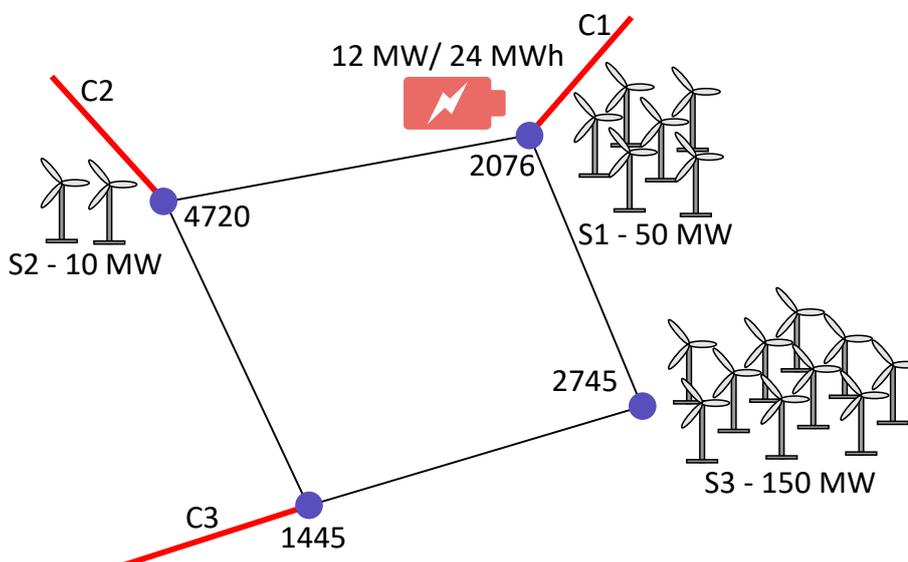


FIGURE 3.10 – Schéma du système étudié.

La Figure 3.10 propose un schéma du système étudié. Celui-ci est composé de trois parcs éoliens d'une puissance respective de 10, 50 et 150 MW, d'une batterie de 24 MWh pouvant délivrer ou absorber une puissance maximale de 12 MW et trois connexions au réseau national représentées par des traits rouges, auxquelles les puissances sont imposées. Les nombres affectés à chaque nœud (disque bleu) correspondent à leur identifiant dans la numérotation anonymisée de RTE.

3.4.1.1 Objectifs

L'équilibrage entre la production et la demande à tout instant, déjà traité dans la section précédente, reste un objectif prioritaire.

Un autre objectif majeur spécifique à ce cas d'étude sera l'évitement de congestions sur les lignes, qui correspondent à l'atteinte de la capacité physique maximale de transit sur une ligne. En effet, plus la puissance transportée par une ligne est importante, plus cette dernière s'échauffe (dissipation thermique par effet Joule), se dilate et sa flèche (affaissement de la ligne par rapport à l'horizontale) augmente. La limitation de transit sur une ligne est fixée par des normes de sécurité, elle assure une distance minimale entre la ligne et son environnement (végétation, habitations, etc.) en-deçà de laquelle un arc électrique pourrait se produire. Lorsque cette limitation est dépassée, la ligne doit être déconnectée et la puissance qui circulait dessus est reportée sur d'autres lignes, ce qui peut entraîner de nouvelles congestions ailleurs par effet d'emballement et éventuellement des black-outs.

Un dernier objectif consistera à faire deux études de sensibilité respectivement sur le temps d'échantillonnage des mesures de la puissance produite par les parcs éoliens et sur la précision de la prédiction de puissance éolienne disponible. Concernant la première étude, la puissance produite est subie – l'angle de rotation des pales est pilotable mais permet seulement de contrôler le rapport entre la

puissance de sortie et la puissance maximale, qui elle dépend de la vitesse du vent qui varie en permanence – et la seule façon de la connaître est de la mesurer. Le temps d'échantillonnage de ces mesures revêt un enjeu économique (capteur utilisé, transmission des données) pour RTE et les différents prestataires qui fournissent ces valeurs.

La précision de la prédiction représente également un certain enjeu économique car un modèle plus précis est généralement plus complexe et son utilisation nécessite un investissement de départ plus important et une puissance de calcul accrue. Cependant, une prédiction trop imprécise peut mener à des perturbations importantes que le réseau n'est pas capable de gérer avec des conséquences dangereuses (black-outs notamment) et coûteuses.

Ces études de sensibilité permettront de quantifier l'importance des mesures et des prédictions dans le bon fonctionnement du réseau.

Enfin, le développement d'un modèle thermique des lignes électriques sera envisagé pour déterminer de manière dynamique les puissances de transit minimales et maximales sur les lignes. L'impact de l'implémentation d'un tel modèle sera également évalué dans cette partie.

3.4.1.2 Représentation fonctionnelle du système

Dans un premier temps, l'idée a été de modéliser chaque nœud électrique par un distributeur mais cette idée s'est heurtée à plusieurs problématiques :

- À la différence d'un réseau hydraulique dans lequel les flux peuvent être orientés à l'aide de vannes, la répartition des flux dans un réseau électrique en courant alternatif est imposée par les puissances générées par les sources et celles absorbées par les consommateurs à chaque nœud et les impédances des lignes.
- La modélisation fonctionnelle est une approche locale où chaque élément est en contact uniquement avec ses voisins. Or dans ce cas, la répartition des besoins ou des fournitures ne peut se faire qu'avec une connaissance globale du maillage. D'autre part, la circularité des quatre nœuds entraîne un bouclage dans la transmission d'informations. En effet, celles-ci sont transmises de proche en proche et reviennent au nœud initial sans que celui-ci ne puisse déterminer qu'une partie de ces informations provient de lui-même, ce qui est notamment impactant pour la détermination de la disponibilité en chaque nœud. Ce problème peut être résolu au prix d'un alourdissement des informations transmises ou d'une perte de généralité.
- Les contraintes sur les lignes sont également difficiles à prendre en compte.

Pour pallier ces problématiques, les quatre nœuds représentés sur la Figure 3.10 ainsi que les lignes qui les relient sont modélisés par un unique distributeur connecté à trois consommateurs (points de connexions avec le réseau), trois sources (parcs éoliens) et un stockage (batterie électrique) comme le montre la Figure 3.11. Le distributeur reçoit en données d'entrée l'architecture du réseau (liaisons entre les différents nœuds), les caractéristiques des lignes (impédance, limitations, etc.) et les informations de connexion entre les éléments et les nœuds (sur quel nœud chaque élément fonctionnel vient se brancher).

À partir des données d'entrée et des informations provenant des éléments voisins (coût et limitations), le distributeur détermine la combinaison optimale de besoins

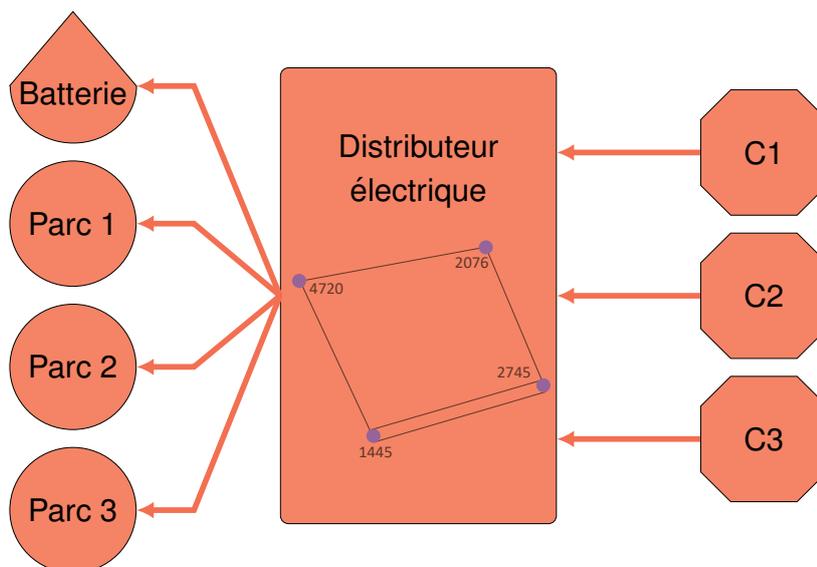


FIGURE 3.11 – Modèle fonctionnel du système étudié.

à envoyer vers les sources et le stockage en résolvant un algorithme d'OPF (Optimal Power Flow) qui sera détaillé dans la section suivante. Réciproquement, à partir des puissances fournies par chaque source, le distributeur détermine la puissance circulant sur chaque ligne et celle délivrée à chaque consommateur.

3.4.2 Répartition des besoins au sein du distributeur

Nous allons détailler dans cette section la méthode de détermination de la combinaison optimale des besoins vers les sources.

L'Optimisation des Flux de Puissance (Optimal Power Flow en anglais) a été introduite pour la première fois par Carpentier (1962) dans les années 1960. La résolution d'un problème d'OPF permet de déterminer la combinaison de puissances fournies par les sources qui minimise une fonction de coût tout en respectant l'équilibre entre la demande et la production et les contraintes du réseau (limitations de puissance sur les lignes notamment). De nombreuses méthodes de résolution de problèmes d'OPF ont vu le jour depuis et une riche littérature répertorie ces techniques, les compare et en détaille les caractéristiques (Huneault et Galiana, 1991; Frank et al., 2012a,b; Moghheghi et al., 2018; Khamees et al., 2016). Ces dernières années, les algorithmes conventionnels ont été complétés par de nouvelles méthodes dont l'optimisation est réalisée à partir de procédés d'intelligence artificielle. Ebeed (2018) propose une revue exhaustive de ces nouvelles techniques et de leurs applications.

Parmi les méthodes conventionnelles, deux méthodes sont principalement utilisées. La première, connue sous le nom de AC-OPF, est celle qui fournit la représentation la plus précise des flux de puissance dans le système, à condition que les paramètres du modèle soient corrects. Cependant, elle nécessite de résoudre un problème non-linéaire et non-convexe, difficile à résoudre de manière exacte et coûteux en temps de calcul. Pour ces raisons et parce que la modélisation fonctionnelle ne requiert pas un tel niveau de précision, nous opterons dans cette partie pour la seconde méthode, appelée DC-OPF. Celle-ci correspond à une forme linéarisée de AC-OPF obtenue en formulant quelques hypothèses qui seront détaillées dans la section 3.4.2.1. La mé-

thode DC-OPF tient son nom de la ressemblance de son système d'équations avec celui d'un système en courant continu mais nous travaillons bien dans la suite dans un système en courant alternatif.

3.4.2.1 Formulation du problème DC-OPF

Dans un premier temps, nous définissons en (3.35) et en (3.36) l'impédance z_{ik} et l'admittance y_{ik} de la ligne reliant les nœuds i et k :

$$z_{ik} = r_{ik} + j \cdot x_{ik} \quad (3.35)$$

$$y_{ik} = \frac{1}{z_{ik}} = g_{ik} + j \cdot b_{ik} \quad (3.36)$$

avec r_{ik} , x_{ik} , g_{ik} et b_{ik} respectivement la résistance, la réactance, la conductance et la susceptance de la ligne reliant les nœuds i et k .

Afin d'établir le système d'équations de la méthode DC-OPF, nous partons de la formulation des puissances active P_{ik} et réactive Q_{ik} (émises par le nœud i vers le nœud k) du problème AC-OPF donnée en (3.37) (Sun et Tesfatsion, 2010) :

$$\begin{cases} P_{ik} = V_i^2 \cdot g_{ik} - V_i \cdot V_k \cdot [g_{ik} \cdot \cos(\delta_i - \delta_k) + b_{ik} \cdot \sin(\delta_i - \delta_k)] \\ Q_{ik} = -V_i^2 \cdot b_{ik} - V_i \cdot V_k \cdot [g_{ik} \cdot \sin(\delta_i - \delta_k) - b_{ik} \cdot \cos(\delta_i - \delta_k)] \end{cases} \quad (3.37)$$

avec V_i et δ_i respectivement la tension et l'angle de tension au nœud i , qui correspond au déphasage de tension par rapport au nœud de référence.

Trois hypothèses principales sont ensuite formulées pour linéariser le système précédent et obtenir la formulation DC-OPF (Kirschen et Strbac, 2004) :

- La valeur de la résistance r_{ik} est négligeable devant celle de la réactance x_{ik} , on considère donc $r_{ik} \approx 0$ et par suite $g_{ik} \approx 0$. L'admittance y_{ik} est purement imaginaire : $y_{ik} = j \cdot \frac{1}{x_{ik}} = j \cdot b_{ik}$.
- La différence d'angle de tension δ entre deux nœuds adjacents est faible et on peut faire les approximations suivantes :

$$\begin{cases} \sin(\delta_i - \delta_k) \approx \delta_i - \delta_k \\ \cos(\delta_i - \delta_k) \approx 1 \end{cases} \quad (3.38)$$

- La tension en chaque nœud est identique et nominale. Ainsi, on a $V_i = 1$ pu pour tout nœud i appartenant au système.

Avec cet ensemble d'hypothèses, la puissance réactive Q_{ik} est nulle et la puissance active P_{ik} peut être exprimée selon (3.39) :

$$P_{ik} = \frac{\delta_i - \delta_k}{x_{ik}} = b_{ik} \cdot (\delta_i - \delta_k) \quad (3.39)$$

À partir de cette équation, nous pouvons former la matrice de susceptance B_{sys} qui permettra d'exprimer les contraintes du problème d'optimisation. La puissance P_i en chaque nœud i peut être exprimée comme la somme des puissances échangées par ce nœud avec tous les nœuds adjacents comme exprimé en (3.40) :

$$\begin{aligned}
P_i &= \sum_{k=1}^{N_n} P_{ik} & \forall i \in N_n \\
&= \sum_{k=1}^{N_n} b_{ik} \cdot (\delta_i - \delta_k) & \forall i \in N_n \\
&= \sum_{k=1}^{N_n} b_{ik} \cdot \delta_i - \sum_{k=1}^{n_{k,i}} b_{ik} \cdot \delta_k & \forall i \in N_n \quad (3.40)
\end{aligned}$$

avec N_n le nombre de nœuds dans le système, en considérant que les variables P_{ik} et b_{ik} sont définies même lorsqu'aucune ligne ne relie les nœuds i et k et prennent alors la valeur 0.

En notant P_{noeuds} et δ_{noeuds} les vecteurs contenant respectivement les puissances P_i et les angles de tension δ_i en chaque nœud i du système, l'équation (3.40) peut être reformulée matriciellement en (3.41) :

$$P_{noeuds} = B_{noeuds} \cdot \delta_{noeuds} \quad (3.41)$$

avec la matrice B_{noeuds} définie par l'expression (3.42) (en gardant à l'idée que b_{ik} vaut 0 quand les nœuds i et k ne sont pas reliés) :

$$B_{noeuds} = \begin{pmatrix} \sum_{k=1}^{N_n} b_{1k} \cdot \delta_1 & -b_{12} & \cdots & -b_{1N_n} \\ -b_{12} & \sum_{k=1}^{N_n} b_{2k} \cdot \delta_2 & \cdots & -b_{2N_n} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ -b_{1N_n} & -b_{2N_n} & \cdots & \sum_{k=1}^{N_n} b_{kN_n} \cdot \delta_{N_n} \end{pmatrix} \quad (3.42)$$

L'équation (3.41) représente une contrainte d'égalité que le problème d'optimisation doit satisfaire. Deux contraintes supplémentaires sous forme d'inégalités doivent être prises en compte. La première, vérifiant que la puissance fournie $P_{Src,i}$ par chaque source i est bien comprise entre l'opposé de son acceptation $A_{Src,i}$ et sa disponibilité $D_{Src,i}$, est exprimée en (3.43). La seconde, formulée en (3.44), traduit le fait que la puissance P_{ik} transitant sur chaque ligne ik doit être supportée par celle-ci sans occasionner de congestion (c'est-à-dire qu'elle est comprise entre ses limitations inférieure $P_{ik,min}$ et supérieure $P_{ik,max}$).

$$-A_{Src,i} \leq P_{Src,i} \leq D_{Src,i} \quad \forall i \in [1, n_{Src}] \quad (3.43)$$

avec n_{src} le nombre de sources dans le système.

$$P_{ik,min} \leq \frac{\delta_i - \delta_k}{x_{ik}} \leq P_{ik,max} \quad \forall ik \in [1, n_L] \quad (3.44)$$

avec n_L le nombre de lignes électriques dans le système.

Afin d'éliminer la variable δ_{noeuds} de cet ensemble de contraintes (pour ne pas avoir à la calculer à chaque pas de temps), ce dernier est reformulé en introduisant le paramètre PTDF (Power Transfer Distribution Factor). Celui-ci représente le changement incrémental de puissance active ΔP_{ik} sur la ligne ik pour une augmentation d'un incrément de puissance ΔP_l injecté au nœud l et absorbé au nœud de référence r . Ainsi, pour un couple {ligne ik , nœud l }, l'expression du PTDF est donné en (3.45) :

$$\Delta P_{ik} = PTDF_{ik,l} \cdot \Delta P_l \quad (3.45)$$

La définition d'un nœud de référence permet de former la matrice $PTDF$ contenant N_L lignes et N_n colonnes (avec N_n le nombre de nœuds). Toutefois, ce choix n'a aucun impact sur les résultats car, compte-tenu de la linéarité des équations, une puissance injectée à un nœud l et absorbée à un nœud m quelconques peut être vue comme la somme d'une puissance injectée en l et absorbée en r et d'une puissance injectée en r et absorbée en m (quel que soit le nœud de référence r) avec l'incrément de puissance ΔP_{ik} exprimé en (3.46) :

$$\Delta P_{ik} = (PTDF_{ik,l} - PTDF_{ik,m}) \cdot \Delta P_l \quad (3.46)$$

La matrice $PTDF$ est obtenue par produit de la matrice de susceptance des lignes B_{lignes} et celle de réactance des nœuds X_{noeuds} , comme exprimé en (3.47).

$$PTDF = B_{lignes} \cdot X_{noeuds} \quad (3.47)$$

La matrice de susceptance des lignes est formée de N_L lignes et N_n colonnes et contient les coefficients qui relient les puissances transitant sur chaque ligne avec l'angle de tension en chaque nœud. Chaque ligne de B_{lignes} correspond à une ligne ik du système et contient seulement deux éléments non nuls : b_{ik} en $i^{\text{ième}}$ colonne et $-b_{ik}$ en $k^{\text{ième}}$ colonne, ce qui correspond à l'équation (3.39). En notant P_{lignes} le vecteur contenant la puissance circulant sur chaque ligne, B_{lignes} peut être exprimée en (3.48) :

$$P_{lignes} = B_{lignes} \cdot \delta_{noeuds} \quad (3.48)$$

La matrice X_{noeuds} est calculée en "inversant" la matrice B_{noeuds} définie en (3.42). Cette dernière étant singulière, on supprime de celle-ci sa $r^{\text{ième}}$ ligne et sa $r^{\text{ième}}$ colonne pour obtenir une matrice \hat{B}_{noeuds} de taille $(N_n - 1) * (N_n - 1)$ inversible. Après avoir inversé \hat{B}_{noeuds} , on insère une ligne et une colonne de 0 en $r^{\text{ième}}$ ligne et $r^{\text{ième}}$ colonne de \hat{B}_{noeuds}^{-1} pour obtenir la matrice X_{noeuds} de taille $(N_n * N_n)$. Avec l'introduction du PTDF, l'équation (3.48) devient :

$$\begin{aligned} P_{lignes} &= B_{lignes} \cdot \delta_{noeuds} \\ &= PTDF \cdot X_{noeuds}^{-1} \cdot \delta_{noeuds} \\ &= PTDF \cdot P_{noeuds} \\ &= PTDF \cdot (M_{S2N} \cdot P_{Src} - M_{C2N} \cdot P_{Cns}) \end{aligned} \quad (3.49)$$

avec M_{S2N} et M_{C2N} les matrices de changements qui permettent de déterminer les puissances respectivement produites et consommées en chaque nœud du système à partir des puissances respectivement produites par les sources et absorbées par les consommateurs et P_{Cns} le vecteur des puissances absorbées par chaque consommateur.

Finalement, l'ensemble de contraintes défini en (3.41), (3.43) et (3.44) peut être reformulé en (3.52) :

$$\begin{cases} \sum_{i=1}^{n_{Src}} P_{Src,i} - \sum_{i=1}^{n_{Cns}} P_{Cns,i} = 0 \\ -A_{Src} \leq P_{Src} \leq D_{Src} \\ P_{lignes,min} \leq PTDF \cdot (M_{S2N} \cdot P_{Src} - M_{C2N} \cdot P_{Cns}) \leq P_{lignes,max} \end{cases} \quad (3.50)$$

avec n_{Cns} le nombre de consommateurs dans le système et en considérant le PTDF constant quel que soit les niveaux de puissance.

Le système de contraintes est désormais explicité, nous pouvons définir la fonction objectif à minimiser. On retrouve dans celle-ci les deux composantes détaillées dans la méthodologie générale : la première liée à la performance dont le but est de minimiser l'écart entre la puissance demandée $P_{Cns,d,i}$ et celle effectivement reçue $P_{Cns,i}$ par chaque consommateur i (ou l'écart entre leurs sommes) et la seconde qui vise la minimisation du coût global des différentes sources exprimée par les fonctions $f_{cp,i}$. L'expression de la fonction objectif est donnée en (3.51) :

$$\delta = \left(\sum_{i=1}^{n_{Cns}} P_{Cns,d,i} - \sum_{i=1}^{n_{Src}} P_{Src,i} \right)^2 + \lambda \cdot \sum_{i=1}^{n_{Src}} f_{cp,i}(P_{Src,i}) \quad (3.51)$$

en respectant le système de contraintes défini en (3.52) et avec en général une petite valeur pour λ (une différence trop importante entre la puissance demandée et reçue par les points de connexion avec le réseau peut causer des problèmes de fréquence ou générer des black-outs).

3.4.2.2 Implémentation dans le distributeur

Afin d'introduire le problème DC-OPF dans le distributeur, il est nécessaire de le traduire en fonction des variables X_m , X_{min} , X_{max} et f_{cx} des sources et de la batterie introduites plus tôt dans le chapitre. Ces variables représentent ici des vecteurs contenant n_{Src} composantes dont chacune est relative à une source (ou stockage) différente. La fonction objectif peut être formulée avec l'expression donnée en (3.19) et rappelée ci-dessous :

$$\delta(t) = \sum_{j=1}^{n_h} \left[\left(\sum_{k=1}^{n_{Src}} X_{m,k}(t, h_j) - d(t, h_j) \right)^2 + \lambda \cdot \sum_{k=1}^{n_{Src}} f_{cx,k}(X_{m,k}, h_j) \right]$$

Dans le système de contraintes exprimé en (3.52), la première contrainte (équilibre entre production et consommation) n'est pas utilisée pour l'allocation des besoins mais seulement pour la répartition des fournitures (qui se fait de la même manière que dans le Chapitre 2 et n'est pas détaillée ici). Les deux autres contraintes peuvent être réécrites comme suit (on considère dans ce cas d'étude que la puissance absorbée par un consommateur n'est pas amenée à varier sur l'horizon de prédiction H_p , bien que cela puisse être pris en compte) :

$$\begin{cases} X_{min}(t, h_j) \leq X_m(t, h_j) \leq X_{max}(t, h_j) \\ \Delta P_{lignes,min}(t) + \epsilon_{secu} \leq PTDF \cdot M_{S2N} \cdot X_m(t, h_j) \leq \Delta P_{lignes,max}(t) - \epsilon_{secu} \end{cases} \quad \forall j \in [1, n_h] \quad (3.52)$$

avec $\Delta P_{lignes,min}$ et $\Delta P_{lignes,max}$ les vecteurs de variation de puissance minimale et maximale tolérée sur chaque ligne, réactualisés à chaque pas de temps en fonction de la puissance circulant sur la ligne à l'instant t ou à l'aide d'un modèle plus détaillé de température de la ligne intégré dans le distributeur (ce cas sera traité dans la partie 3.4.4.3) et ε_{secu} une marge de sécurité.

3.4.3 Prise en compte du retard de commande

Comme mentionné dans la présentation du cas d'étude, nous prenons ici en considération le retard de commande τ_{ret} (la période d'échantillonnage est choisie de manière à être un diviseur de τ_{ret}) qui s'applique au contrôle de l'angle de rotation des pales des éoliennes. La prise en compte de ce retard n'impacte que la structure des éléments 'sources' modélisant les parcs mais pas les autres éléments. La différence avec le cas sans retard provient du fait que la sortie mesurée du processus $y_p(t)$ à l'instant t ne correspond pas physiquement à la sortie du modèle $y_m(t)$ au même instant.

Pour pallier cette problématique, une variable $y_{m,ret}$ est introduite dans la représentation d'état discrète du modèle du processus définie en (3.4) qui devient alors :

$$\begin{cases} x_m(t) = F_m \cdot x_m(t-1) + G_m \cdot u(t-1) \\ y_m(t) = C_m \cdot x_m(t) \\ y_{m,ret}(t) = y_m(t - \tau_{ret}) \end{cases} \quad (3.53)$$

Ainsi, toutes les variables définies dans la section 3.2 à partir de la variable y_m sont redéfinies en remplaçant cette dernière par $y_{m,ret}$. Ainsi, par exemple, la prédiction de l'écart \hat{e} est désormais calculée à partir de la sortie retardée $y_{m,ret}$ et de la sortie mesurée y_p et peut être exprimée selon (3.54) :

$$\hat{e}(t+i) = y_p(t) - y_{m,ret}(t) + \varepsilon(t, i) \quad \forall i \in [0, H_p] \quad (3.54)$$

Pour déterminer la séquence de commande optimale, la source reçoit de la part du distributeur une consigne $X_{m,opt}(t+h)$. Les points de coïncidence dont la valeur est inférieure au retard τ_{ret} ne sont pas pris en compte car la sortie du processus entre les instants t et $t + \tau_{ret}$ est déjà déterminée par la séquence de commande passée et la commande future n'aura aucune influence dessus. Ainsi, la fonction objectif à minimiser pour déterminer cette séquence de commande optimale, définie initialement en (3.27) est transformée en (3.55) pour prendre en considération le retard :

$$\delta_{\mu}(t) = \sum_{j=1}^{n_{h,ret}} (\mu_k(t) \cdot Yb_k(h_j - \tau_{ret}) - y_{m,k,f,opt}(t, h_j - \tau_{ret}))^2 \quad (3.55)$$

avec $n_{h,ret}$ le nombre de points de coïncidence dont la valeur est supérieure au retard τ_{ret} .

Lors de la définition des points de coïncidence, il faut donc choisir au moins un point dont la valeur est supérieure au retard de commande des éoliennes. D'autre part, la dynamique de la batterie étant très rapide, un point de coïncidence avec une position temporelle de l'ordre de quelques secondes doit également être choisi pour que tout le potentiel de la batterie puisse être exploité (et notamment pour

contrebalancer les perturbations à très court terme). Pour ce cas d'étude, deux points de coïncidence seront donc considérés.

3.4.4 Résultats de simulation

La simulation du système piloté possède plusieurs objectifs. Le premier est de vérifier que le système est capable de fournir la puissance demandée par les consommateurs (points de connexion avec le réseau) tout en évitant les congestions sur les lignes. Le second objectif est de réaliser des études de sensibilité sur deux paramètres d'importance : la précision de la prédiction du profil de production éolienne et le temps d'échantillonnage de la mesure de la production éolienne.

Comme dans la partie 3.3, le modèle est simulé sur un horizon temporel relativement court (environ une demi-heure) avec un profil de vent non constant et contraignant présenté sur la Figure 3.7. De plus, on fait l'hypothèse que le profil de vent est identique dans chaque parc, sans déphasage temporel. On considère également que les demandes des consommateurs sont constantes sur la durée de la simulation.

3.4.4.1 Scénario de référence

Dans un premier temps, on se place dans un cas idéal, c'est-à-dire que la prédiction du profil de vent est parfaite (elle est identique au profil réel) et la mesure de la production électrique de chaque parc est disponible à chaque pas de temps. En première approximation, les limitations de puissance transitant sur chaque ligne sont prises constantes. Les paramètres de simulation sont détaillés dans le Tableau 3.3 et les fonctions de coût de la batterie et des parcs éoliens sont celles définies en (3.33) et (3.34). Les résultats de cette simulation sont représentés sur la Figure 3.12.

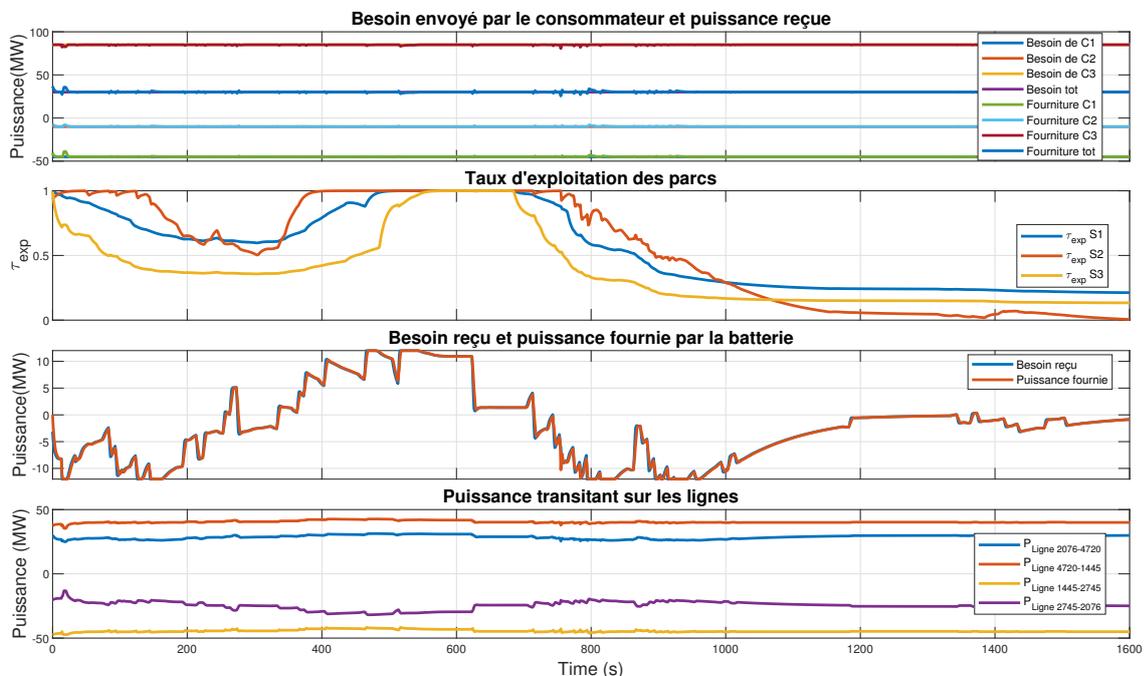


FIGURE 3.12 – Résultats de la simulation de référence.

Nous constatons que, pour chaque point de connexion avec le réseau, la puissance fournie est très proche de celle demandée avec un écart moyen de 0,05 MW

TABLE 3.3 – Paramètres de la simulation de référence.

Paramètre	Valeur			
Instants associés aux points de coïncidence (s)	[5 30]			
Pas de temps (s)	1			
Puissance maximale de charge/ décharge de la batterie (MW)	12			
Capacité batterie (MWh)	24			
Valeur cible du SOC batterie	0,5			
Branches	2076-4720	4720-1445	1445-2745	2745-2076
Puissance minimale (MW)	-45			
Puissance maximale (MW)	45			
Marge de sécurité ε_{secu} (MW)	3			
Réactance (Ω)	22	25,5	19,5	28
Sources	S1	S2	S3	
Puissance nominale (MW)	50	10	150	
Retard de commande τ_{ret} (s)	20			
Points de connexion	C1	C2	C3	
Puissance demandée (MW)	-45	-10	85	

(soit environ 0,2 %) et un écart maximal de 3,0 MW au point de connexion C1 sur la durée totale de simulation. Une autre observation importante est que la contrainte de congestion sur les lignes est bien satisfaite pendant toute la simulation, le taux d'exploitation des parcs est ajusté par le distributeur pour que la répartition n'occasionne pas le dépassement de ces limites.

Entre 500 et 600 s, le système fonctionne à son potentiel maximal (le taux d'exploitation des parcs et la puissance délivrée par la batterie sont maximaux). Pour une puissance de vent plus faible ou une demande plus forte à un des points de connexion pendant cette période, le système n'aurait pas été capable de satisfaire la demande et la puissance manquante aurait dû être compensée par le reste du réseau. On a donc une première idée de l'importance de la prédiction du profil de vent à court terme (quelques minutes) qui permet de reporter les éventuelles demandes supplémentaires sur d'autres sources du réseau en cas de saturation comme c'est le cas ici. L'anticipation de ces reports permet en général de trouver une option de production moins coûteuse que lors d'un report subi (non anticipé).

3.4.4.2 Études de sensibilité des paramètres

La première étude de sensibilité porte sur la précision de la prédiction du profil de vent. Nous considérerons quatre profils de prédiction représentés sur la Figure 3.13 : le profil réel, un profil linéaire par morceaux (LPM), un profil constant par morceaux et enfin un profil constant sur toute la durée de simulation.

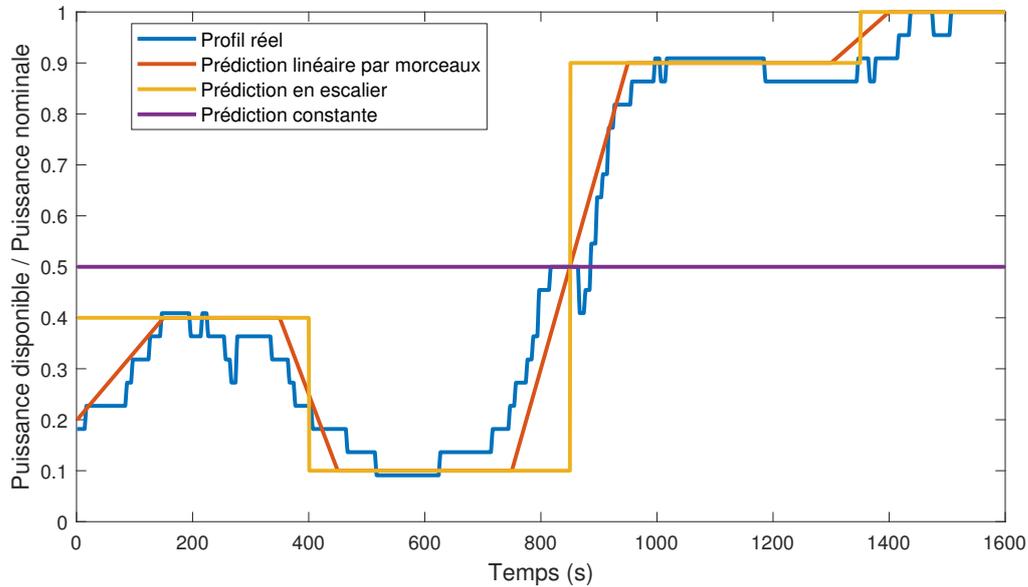


FIGURE 3.13 – Profils de prédiction utilisés dans le modèle des parcs.

Le système piloté est simulé pour chaque profil de prédiction, les paramètres des simulations sont identiques à ceux présentés dans le Tableau 3.3 à part le temps d'échantillonnage de la mesure de la puissance de sortie des parcs qui est ici de 10 s. Les résultats de ces simulations sont confrontés sur la Figure 3.14 et les performances du système (écarts moyen et maximal entre la demande et la fourniture) pour chaque simulation sont comparées dans le Tableau 3.4.

TABLE 3.4 – Performances du système en fonction du modèle de prédiction utilisé.

Profil	Réel	LPM	Escalier	Constant
Écart moyen (MW)	0,048	0,32	0,50	0,82
Écart maximal (MW)	3,0	8,0	25,4	15,6

Seules les puissances demandées et reçues par les consommateurs sont représentées sur la Figure 3.14. Le premier graphe (prédiction égale au profil réel) fournit des résultats très proches de ceux obtenus lors de la simulation de référence (la seule différence est le temps d'échantillonnage de 10 s au lieu de 1 s). Les écarts moyen et maximal sont d'ailleurs identiques. Le modèle de prédiction linéaire par morceaux propose des résultats légèrement dégradés par rapport au précédent mais tout à fait acceptables (les écarts sont facilement repris par le reste du réseau). Si les deux autres modèles provoquent des écarts moyens raisonnables entre la demande et la fourniture, les écarts maximaux constatés sont assez critiques et peuvent

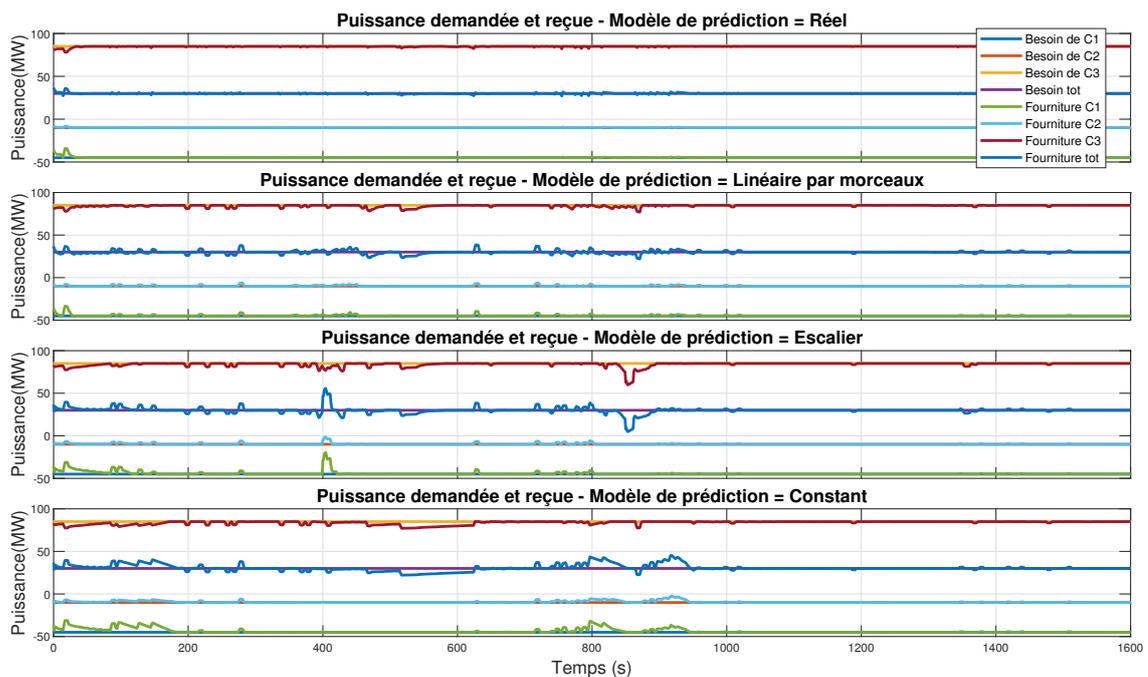


FIGURE 3.14 – Puissances demandées et reçues par les consommateurs selon le profil de prédiction utilisé.

avoir des répercussions dommageables sur le réseau. Pour le modèle de prédiction en escalier, les écarts les plus forts interviennent lors des changements de palier (notamment à 400 et à 850 s). En dehors de ces changements de palier, l'écart maximal est de 8,9 MW qui est une valeur raisonnable. Pour le modèle de prédiction constant, l'écart maximal plus faible que dans le cas précédent s'explique par l'absence de changements de palier. En revanche, de forts écarts constatés dans la zone de forte variation de la puissance éolienne (700 à 950 s) sont maintenus pendant plusieurs minutes, ce qui aggrave leur impact sur le reste du réseau. Lorsque les variations de vent sont peu importantes cependant, ce type de modèle peut être suffisant.

La seconde étude de sensibilité porte sur le temps d'échantillonnage de la mesure de la puissance de sortie des parcs éoliens. Cette donnée est très variable en fonction des capteurs utilisés et du prestataire chargé de réaliser la mesure. Pour évaluer son impact sur les performances du système, nous simulerons le modèle pour différentes valeurs de temps d'échantillonnage T_e : 1, 10, 30, 60 et 120 s. Les paramètres de simulation sont identiques à ceux présentés dans le Tableau 3.3 et nous considérerons encore le profil de vent représenté sur la Figure 3.13 et son modèle de prédiction linéaire par morceaux. Les résultats des différentes simulations sont représentés sur la Figure 3.15 et les performances du système sont comparées dans le Tableau 3.5.

De la même manière que pour l'étude de sensibilité précédente, le premier graphique représente en quelque sorte la référence et présente de très bons résultats, assez proches de ceux obtenus dans la simulation de référence. Ensuite, comme on pouvait s'y attendre, plus le temps d'échantillonnage est important, plus les écarts moyens et maximaux sont élevés. De manière assez prévisible également les écarts les plus conséquents sont constatés lorsque les variations de vent sont importantes (entre 600 et 1000 s). Peu après 400 s, les écarts significatifs observés peuvent s'expliquer

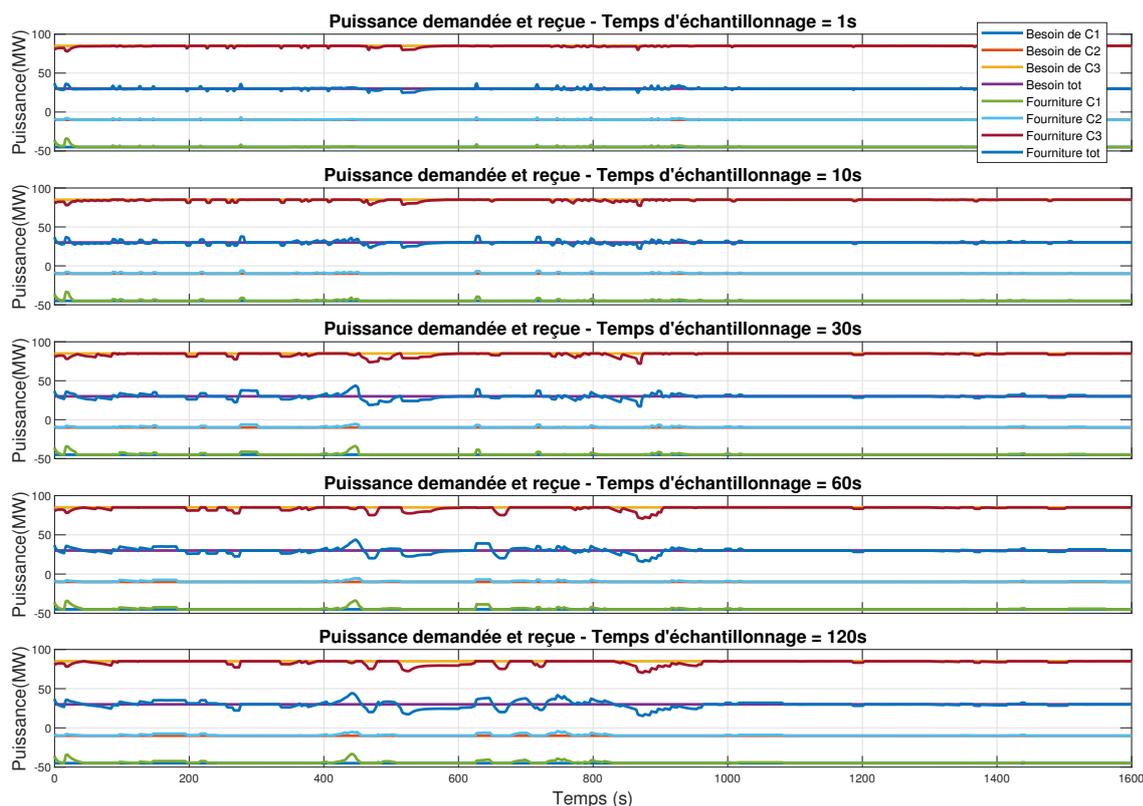


FIGURE 3.15 – Puissances demandées et reçues par les consommateurs en fonction du temps d'échantillonnage de la mesure de puissance de sortie des parcs.

TABLE 3.5 – Performances du système en fonction du temps d'échantillonnage de la mesure de puissance de sortie des parcs.

Temps d'échantillonnage	1	10	30	60	120
Écart moyen (MW)	0,17	0,32	0,56	0,67	0,87
Écart maximal (MW)	5,3	8,0	13,2	14,4	14,8

par le fait que la batterie doit fournir sa puissance maximale pour satisfaire les besoins et ne permet pas de compenser les erreurs de prédiction de puissance éolienne.

3.4.4.3 Utilisation d'un modèle de température pour les lignes

Nous avons jusqu'à maintenant utilisé des limitations constantes pour la puissance transitant sur les lignes électriques. Comme expliqué dans la section 3.4.1.1, ces limites ont pour but d'assurer une distance de sécurité minimale entre la ligne et son environnement, distance directement liée à la flèche de la ligne et donc à sa température. L'utilisation de limites de puissance constantes assure que la température critique ne soit jamais atteinte mais n'est pas optimale et laisse peu de flexibilité au système face aux perturbations.

Le développement et l'introduction d'un modèle de température de ligne dans le

distributeur permet de dépasser temporairement les limites en puissance tant que la température est inférieure au seuil critique. La contrainte en température est une contrainte évolutive beaucoup plus douce (la température évolue lentement) qu'une limite en puissance et permet d'encaisser plus facilement les perturbations du système.

Un tel modèle de température, explicité en détail dans l'annexe A, a été implémenté dans le distributeur et le modèle a été simulé pour les quatre modèles de prédiction différents avec un temps d'échantillonnage de 10 s. Une comparaison entre ces résultats et ceux obtenus dans la simulation de référence est effectuée dans le Tableau 3.6.

TABLE 3.6 – Comparaison des performances du système avec des limitations de la puissance transitant sur les lignes fixes ou déterminées à partir d'un modèle de température.

Critère	Limites constantes				Modèle de température			
	Profil	Réel	LPM	Esc.	Const.	Réel	LPM	Esc.
Écart moyen (MW)	0,048	0,32	0,50	0,82	0,044	0,29	0,45	0,68
Écart maximal (MW)	3,0	8,0	25,4	15,6	2,1	8,2	25,2	16,3

L'écart maximal entre la demande et la fourniture semble comparable avec l'utilisation du modèle de température de ligne. En effet, l'écart maximal dépend de la stratégie choisie en amont (sans avoir connaissance des perturbations), par exemple si la batterie a une grande disponibilité (en cours de charge) au moment où intervient une perturbation importante, elle pourra absorber une grande partie de cette perturbation.

En revanche, l'écart moyen est légèrement réduit, cela peut s'expliquer par le fait que le modèle de température confère une plus grande résilience au système face aux petites perturbations (ou ici erreurs de prédiction) qui peut dépasser ponctuellement les limites de puissance sur les lignes sans atteindre leur température critique avant de revenir à l'équilibre.

3.5 Conclusions partielles

En s'appuyant sur la méthodologie introduite dans le chapitre précédent, celui-ci avait pour objectif principal l'extension des concepts initiaux en permettant la prise en compte notamment de la dynamique et du retard de réponse et en conférant au modèle fonctionnel une plus grande autonomie dans le processus d'allocation des ressources grâce à l'introduction d'une fonction de coût associée à chaque source. Afin d'atteindre ces objectifs, des algorithmes de commande prédictive ont été développés et implémentés au sein des éléments fonctionnels. La méthode "Predictive Functional Control" (PFC), présentant de nombreux atouts vis-à-vis de la modélisation fonctionnelle – relativement simple à implémenter, présentant une forte modularité et demandant une faible puissance de calcul – a été retenue et adaptée pour être intégrée dans les éléments fonctionnels.

Cette extension de la méthodologie initiale a été appliquée dans un premier temps à un système de production électrique de faible complexité (composé d'un parc éolien, d'une batterie et de consommateurs électriques) pour mettre en évidence le comportement des nouveaux éléments et notamment leur réponse face aux erreurs de prédiction. Ce cas d'étude a permis de mettre en évidence quelques résultats intéressants qui ont été présentés lors de la conférence Smart Energy Grid Engineering 2021 (Boyer et al., 2021).

Le cas d'application a ensuite été étendu à une section du réseau électrique national plus complexe, avec la prise en compte de retards de commande pour les parcs éoliens et de contraintes liées à la sécurité du réseau (évitement des congestions) qui a entraîné des modifications au niveau de l'algorithme de répartition des besoins au sein de l'élément distributeur. Des études de sensibilité sur la précision du modèle de prédiction du profil de vitesse du vent et sur le temps d'échantillonnage de la mesure de puissance en sortie des parcs éoliens ont été réalisées pour quantifier l'influence de ces paramètres sur les performances générales du système. Enfin, un modèle thermique des lignes électriques a été introduit dans le distributeur pour conférer une plus grande flexibilité au processus d'allocation des ressources et une certaine résilience face aux perturbations sur le réseau.

Les prochains chapitres se focaliseront sur le pilotage et l'optimisation de réseaux multi-énergies à partir de la modélisation fonctionnelle. La gestion de ces réseaux soulève de nouvelles problématiques (variables discrètes, horizon temporel élevé, couplage entre différents domaines énergétiques), dont une solution par décomposition du problème d'optimisation sera présentée au chapitre 4.

Références bibliographiques du chapitre 3

- Abhinav, R. et Pindoriya, N. M. Grid integration of wind turbine and battery energy storage system : Review and key challenges. In *2016 IEEE 6th International Conference on Power Systems (ICPS)*, pages 1–6, New Delhi, India, March 2016. IEEE.
- Abouzeid, S. I., Guo, Y., et Zhang, H.-C. Dynamic control strategy for the participation of variable speed wind turbine generators in primary frequency regulation. *Journal of Renewable and Sustainable Energy*, 11(1) :013304, January 2019.
- Bordons, C., Garcia-Torres, F., et Ridao, M. A. *Model Predictive Control of Microgrids*. Advances in Industrial Control. Springer International Publishing, Cham, 2020.
- Boyer, B., Fiani, P., Sandou, G., Godoy, E., et Vlad, C. Model Predictive Control Modular Approach for Multi-Source System Management. In *2021 IEEE 9th International Conference on Smart Energy Grid Engineering (SEGE)*, pages 88–93, August 2021.
- Camacho, E. F. et Bordons, C. *Model Predictive Control*. Advanced Textbooks in Control and Signal Processing. Springer London, London, 2007.
- Carpentier, J. Contribution à l'étude du dispatching économique. *Bulletin de la Societe Francaise des Electriciens*, 3(1) :431–447, 1962.
- Clarke, D., Mohtadi, C., et Tuffs, P. Generalized predictive control—Part I. The basic algorithm. *Automatica*, 23(2) :137–148, March 1987.
- Cutler, C. R. et Ramaker, B. L. Dynamic matrix control : A computer control algorithm. In *Joint Automatic Control Conference*, number 17, page 72, 1980.
- De Keyser, R., Van de Velde, P., et Dumortier, F. A comparative study of self-adaptive long-range predictive control methods. *Automatica*, 24(2) :149–163, March 1988.
- Ebeed, M. Chapter 7 - Optimal Power Flow Using Recent Optimization Techniques. page 27, 2018.
- Faisal, M., Hannan, M. A., Ker, P. J., Hussain, A., Mansor, M. B., et Blaabjerg, F. Review of Energy Storage System Technologies in Microgrid Applications : Issues and Challenges. *IEEE Access*, 6 :35143–35164, 2018.
- Frank, S., Steponavice, I., et Rebennack, S. Optimal power flow : A bibliographic survey I : Formulations and deterministic methods. *Energy Systems*, 3(3) :221–258, September 2012a.
- Frank, S., Steponavice, I., et Rebennack, S. Optimal power flow : A bibliographic survey II : Non-deterministic and hybrid methods. *Energy Systems*, 3(3) :259–289, September 2012b.
- Gao, D. W. Basic Concepts and Control Architecture of Microgrids. In *Energy Storage for Sustainable Microgrid*, pages 1–34. Elsevier, 2015.
- Garcia, C. E. et Morshedi, A. Quadratic programming solution of Dynamic Matrix Control (QDMC). *Chemical Engineering Communications*, 46(1-3) :73–87, July 1986.

- García, C. E., Prett, D. M., et Morari, M. Model predictive control : Theory and practice—A survey. *Automatica*, 25(3) :335–348, May 1989.
- Holkar, K. S. et Waghmare, L. M. An Overview of Model Predictive Control. *International Journal of Control and Automation*, 3(4) :18, 2010.
- Huleihil, M. et Mazor, G. Wind Turbine Power : The Betz Limit and Beyond. In Carri-veau, R., editor, *Advances in Wind Power*. InTech, November 2012.
- Huneault, M. et Galiana, F. A survey of the optimal power flow literature. *IEEE Transactions on Power Systems*, 6(2) :762–770, May 1991.
- Khamees, A. K., Badra, N. M., et Abdelaziz, A. Y. Optimal Power Flow Methods : A Comprehensive Survey. 7(4) :13, 2016.
- Kirschen, D. S. et Strbac, G. *Fundamentals of Power System Economics*. John Wiley & Sons, Chichester, West Sussex, England, 2004.
- Kouvaritakis, B., Rossiter, J., et Chang, A. Stable generalised predictive control : An algorithm with guaranteed stability. *IEE Proceedings D Control Theory and Applications*, 139(4) :349, 1992.
- Krämer, K. et Unbehauen, H. Aspects selecting predictive adaptive control algorithms. 1992.
- Lubosny, Z. *Wind Turbine Operation in Electric Power Systems : Advanced Modeling*. Power Systems. Springer Berlin Heidelberg, Berlin, Heidelberg, 2003.
- Menezes, E. J. N., Araújo, A. M., et da Silva, N. S. B. A review on wind turbine control and its associated methods. *Journal of cleaner production*, 174 :945–953, 2018.
- Mohagheghi, E., Alramlawi, M., Gabash, A., et Li, P. A Survey of Real-Time Optimal Power Flow. *Energies*, 11(11) :3142, November 2018.
- Morari, M., Garcia, C. E., et Prett, D. M. Model predictive control : Theory and practice. *IFAC Proceedings Volumes*, 21(4) :1–12, June 1988.
- Parrott, E., Chevarie, B., Ellis, K., Versloot, J., et Dubay, R. A Survey of Advanced Dynamic Matrix Control Algorithms for Improved Performance. In *Progress in Canadian Mechanical Engineering. Volume 3*. University of Prince Edward Island. Robertson Library, September 2020.
- Qin, S. et Badgwell, T. A. A survey of industrial model predictive control technology. *Control Engineering Practice*, 11(7) :733–764, July 2003.
- Rakovic, S. V. et Levine, W. S. *Handbook of Model Predictive Control*. Springer Science, Business Media, New York, NY, 2018.
- Richalet, J. Model Predictive Heuristic Control : Applications to Industrial Processes. 1978.
- Richalet, J. et O'Donovan, D. *Predictive Functional Control : Principles and Industrial Applications*. Advances in Industrial Control. Springer, New York ; London, 2009.

- Richalet, J. Pratique de la commande prédictive. *Traité des nouvelles technologies*, 1993.
- Schmitz, S. *Aerodynamics of Wind Turbines : A Physical Basis for Analysis and Design*. Wiley, Hoboken, first edition edition, 2019.
- Sun, J. et Tesfatsion, L. DC Optimal Power Flow Formulation and Solution Using QuadProgJ. 2010.
- Suul, J. A., Uhlen, K., et Undeland, T. Wind power integration in isolated grids enabled by variable speed pumped storage hydropower plant. In *2008 IEEE International Conference on Sustainable Energy Technologies*, pages 399–404, Singapore, Singapore, November 2008. IEEE.
- Vitulli, J., Larsen, G., Pedersen, M., Ott, S., et Friis-Møller, M. Optimal open loop wind farm control. *Journal of Physics : Conference Series*, 1256 :012027, July 2019.
- Wang, L. *Model Predictive Control System Design and Implementation Using MATLAB*. Advances in Industrial Control. Springer, London, 2009.
- Wu, Z., Gao, W., Gao, T., Yan, W., Zhang, H., Yan, S., et Wang, X. State-of-the-art review on frequency response of wind power plants in power systems. *Journal of Modern Power Systems and Clean Energy*, 6(1) :1–16, January 2018.
- Zheng, T. *Advanced Model Predictive Control*. 2011.

Chapitre 4

Optimisation de niveau supérieur d'un réseau

Sommaire

4.1	Système multi-énergies	98
4.1.1	Qu'est-ce qu'un SME ?	98
4.1.2	Flexibilité du SME	98
4.1.3	Extension du concept aux symbioses industrielles	101
4.2	Gestion d'un SME	101
4.2.1	La production énergétique	102
4.2.2	La distribution énergétique	103
4.3	Optimisation dans un SME	104
4.3.1	Critère d'évaluation	104
4.3.2	Champ d'application	105
4.3.3	Modélisation	105
4.3.4	Formulation mathématique du problème d'optimisation	106
4.3.5	Résolution du problème d'optimisation	109
4.3.6	Les outils existants	111
4.4	Méthodologie à trois niveaux d'optimisation et de contrôle d'un SME	113
4.4.1	Optimisation de la structure du système	113
4.4.2	Planification optimale de la production	121
4.4.3	Contrôle dynamique du système	125
4.4.4	Coordination des trois niveaux	126
4.5	Cas d'application à un système électrique	129
4.5.1	Description du cas d'application	130
4.5.2	Détermination de la configuration optimale	130
4.5.3	Détermination des plannings de charge	135
4.6	Conclusions partielles	142
	Références bibliographiques du chapitre 4	144

Dans le chapitre précédent, nous avons présenté l'intégration d'une commande prédictive dans la modélisation fonctionnelle afin de prendre en compte les différentes caractéristiques, notamment dynamiques, des éléments fonctionnels, de gérer

l'allocation des ressources de manière optimale grâce à l'introduction de fonctions de coût et enfin de répondre le mieux possible aux perturbations. Cependant, l'approche précédente présente quelques limitations :

- Un horizon de prédiction trop grand par rapport au pas de temps de simulation ou un trop grand nombre de points de coïncidence à prendre en compte peuvent donner des résultats non satisfaisants (temps de calcul élevés et impossibilité de satisfaire tous les points de coïncidence).
- Les variables qui interviennent dans le processus d'allocation des ressources sont des variables continues uniquement. Les sources qui possèdent des comportements discrets ne peuvent être prises en compte de manière simple.

L'objectif de ce chapitre est de proposer une méthode de gestion optimisée des systèmes multi-énergies SME, depuis leur conception jusqu'à leur contrôle en temps réel. Nous nous restreignons dans ces travaux à l'étude des SME centralisés (ou que nous supposons comme tel), c'est-à-dire que toutes les sources d'énergie sont situées dans un même lieu et connectées au réseau par un unique point d'entrée.

4.1 Système multi-énergies

4.1.1 Qu'est-ce qu'un SME?

Un système ou réseau multi-énergies est un système dans lequel sont considérés plusieurs types d'énergie qui peuvent interagir, souvent électrique, thermique et chimique à différentes échelles spatiales et temporelles. Un tel système comprend aussi bien la génération de l'énergie, sa ou ses transformations, son éventuel stockage, son réseau de distribution et sa consommation finale ou son commerce. Le schéma d'un exemple de SME est représenté sur la Figure 4.1.

Le large développement actuel de ces systèmes s'explique par les nombreux avantages qu'ils possèdent (Mancarella, 2014) :

- L'efficacité accrue des moyens de production et de conversion de l'énergie grâce à la taille des infrastructures.
- La répartition optimale de ressources à la fois centralisées et décentralisées permet d'interagir de manière optimale avec les marchés de l'énergie et de minimiser les coûts du système.
- La flexibilité du réseau permet une intégration importante d'énergie renouvelable.
- Les nombreux moyens de production et transformation et leur grande diversité confèrent au système une fiabilité et une résilience importantes.

Malgré ces différents avantages, les SME sont des systèmes complexes dont la conception et la gestion posent certaines problématiques sur lesquelles nous reviendrons dans ce chapitre.

4.1.2 Flexibilité du SME

Le récent rapport de l'IPCC (2021) met en évidence que le facteur principal du réchauffement climatique observé depuis le début de l'ère industrielle (+1,09 °C) est très probablement l'émission de gaz à effet de serre (GES) dans l'atmosphère, avec

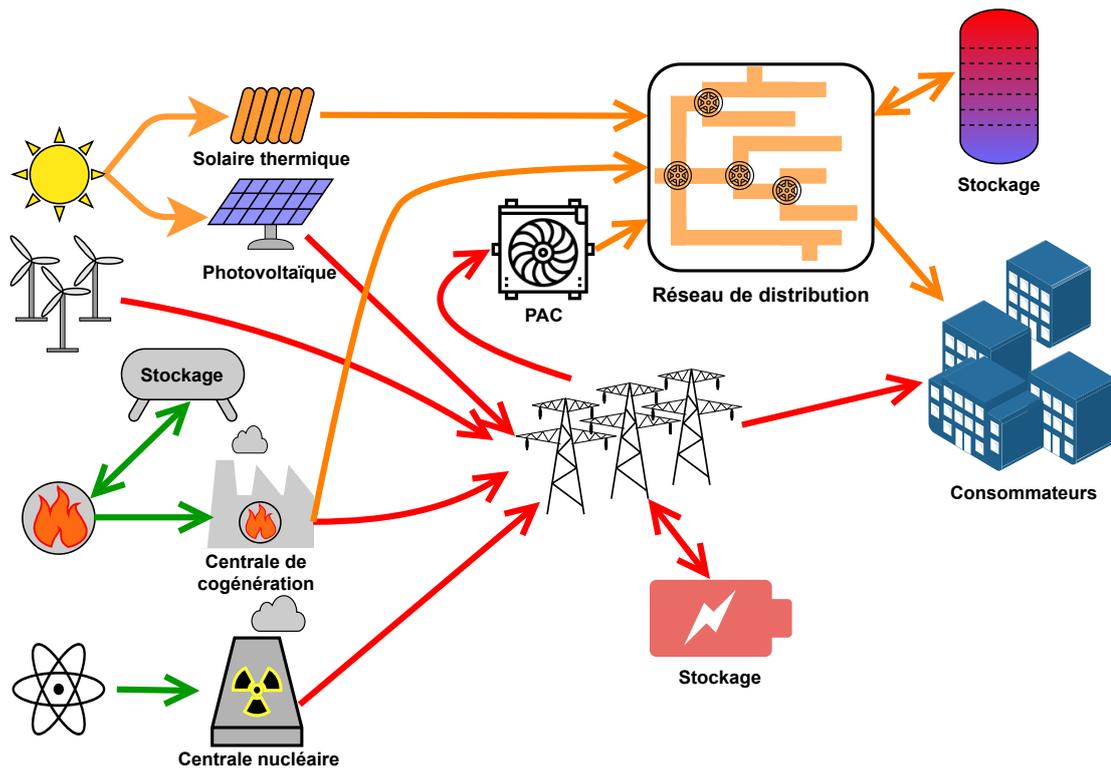


FIGURE 4.1 – Schéma d'un système multi-énergies.

un impact de l'activité humaine probable de 0,8 °C à 1,3 °C. La combustion d'énergie fossiles est la première cause d'émission de GES, avec une part de responsabilité qui est passée de 64 % à 86 % au cours de la dernière décennie. L'une des solutions pour contenir le réchauffement climatique en dessous du seuil de 2 °C suggéré dans les accords de Paris consiste à décarboner la production d'énergie, avec notamment l'introduction massive de sources d'énergie renouvelable dans le mix énergétique (que ce soit à l'échelle continentale, nationale ou du quartier). Ce fort développement d'énergies intermittentes dont la production est difficile à anticiper précisément, couplé à une demande énergétique susceptible de varier significativement par rapport aux prédictions, font de la flexibilité des systèmes énergétiques un enjeu majeur pour les SME (IRENA, 2018).

Pour répondre à cette nouvelle problématique, plusieurs solutions ont été apportées, dont les principales sont la maîtrise de la demande en énergie (MDE), l'installation d'unités de stockage et la flexibilité opérationnelle (Babatunde et al., 2020). La MDE, introduite dans les années 1990 aux États-Unis, vise à modifier la demande en énergie du consommateur via des incitations financières et une sensibilisation sur les bonnes pratiques à adopter. Elle agit à la fois sur le long terme (programmes de rénovation énergétique, sensibilisation) et sur le court terme (heures pleines-heures creuses, effacement de certains acteurs lors de pics, etc.). La MDE a deux objectifs principaux. Le premier est que les utilisateurs limitent leur consommation, notamment lors des pics, et la décalent autant que possible sur des périodes moins tendues comme la nuit et le week-end, ce qui permet d'éviter l'allumage ponctuel, pendant ces périodes de pics, de moyens de production coûteux financièrement ainsi que d'un point de vue environnemental. Le second objectif est de limiter autant que possible la construction de nouvelles infrastructures de production, transformation

et distribution (Lund et al., 2015; Babatunde et al., 2019b).

Le développement d'unités de stockage est le second levier de la flexibilité d'un SME. Elles permettent de pallier des écarts entre la production et la consommation d'énergie. Les moyens de stockage possédant un temps de réponse rapide sont particulièrement adaptés à la régulation rapide du réseau (quelques secondes à quelques minutes). Les volants d'inertie, les super-condensateurs et les SMES (Superconducting Magnetic Energy Storage) sont ainsi largement utilisés pour répondre aux perturbations ponctuelles sur le réseau (Sundararagavan et Baker, 2012). Les moyens de stockage de grande capacité pouvant délivrer une grande puissance de manière rapide (quelques minutes) comme les stations de transfert d'énergie par pompage (STEP), les stockages d'hydrogène ou d'air comprimé, ont d'autres utilisations. Ils permettent de répondre à des événements inattendus comme des pannes majeures de production ou de transmission (Kirby, 2012), d'alléger les pics de consommation en se déchargeant (la recharge étant assurée lorsque la demande est faible) ou simplement de lisser la variabilité des sources intermittentes (Lund et al., 2015).

Enfin, une dernière source de flexibilité concerne la flexibilité opérationnelle des moyens de production. Gonzalez-Salazar et al. (2018) classe les sources énergétiques dans trois catégories en fonction de leur flexibilité opérationnelle :

- Les technologies de production inflexibles qui englobent notamment les centrales nucléaires, à charbon et à lignite de grande puissance mais aussi la plupart des centrales géothermiques et dans une certaine mesure certaines turbines à gaz en cycle combiné. Ces technologies ont des processus de démarrage et d'arrêt coûteux en temps et en argent ainsi que de fortes contraintes sur les variations du niveau de puissance. Le fonctionnement de ces centrales est souvent planifié plusieurs jours à plusieurs mois à l'avance.
- Les moyens de production flexibles comprennent certaines turbines à gaz en cycle combiné, les centrales à biomasse, à biogaz et les centrales solaires à concentration. Le démarrage et l'arrêt de ces sources possèdent également un coût, bien moindre que les sources inflexibles mais non négligeable. Cependant, elles peuvent ajuster leur niveau de puissance fournie assez rapidement.
- Les sources très flexibles comme les STEP, les moteurs à combustion, les turbines à gaz aéro-dérivées ou en cycle ouvert. Ces moyens de production possèdent une grande souplesse au niveau de la variation de leur niveau de puissance et présentent des coûts opérationnels faibles.

Des revues exhaustives des coûts fixes et variables de ces différents moyens de production sont proposées par Vithayasrichareon et al. (2017) et Gonzalez-Salazar et al. (2018). Les sources renouvelables ne sont pas incluses dans cette classification. Leur fonctionnement et leur variabilité dépendent des conditions climatiques et on cherche souvent à tirer la puissance maximale de ces sources. Cependant, il est parfois utile, le plus souvent pour répondre à des problèmes de congestion sur le réseau ou pour lisser la production, de réduire la puissance de ces moyens de production, c'est ce qu'on appelle le "curtailment" (Iovine et al., 2020).

4.1.3 Extension du concept aux symbioses industrielles

Les SME visent également à favoriser au maximum les synergies entre les différents acteurs. Ceci permet notamment, d'un point de vue énergétique, la récupération de chaleurs fatales industrielles à un moindre coût. Le concept de SME peut être étendu aux flux de matières avec le développement de symbioses industrielles dans lesquelles les déchets de certains acteurs sont revalorisés en matières premières pour d'autres acteurs. La ville de Kalundborg au Danemark est une pionnière dans ce domaine puisque les entreprises ont commencé la mutualisation de certaines ressources et la fourniture de déchets/matières premières inter-entreprises dès les années 1960. Elle a continué de se construire en favorisant au maximum les interactions entre les différents acteurs et elle intègre aujourd'hui dans son réseau plus de 20 flux différents qui sont représentés sur la Figure 4.2 (Jacobsen, 2008). La symbiose industrielle de Kalundborg est aujourd'hui un exemple qui inspire de nombreuses initiatives au sein des collectivités ou des régions.

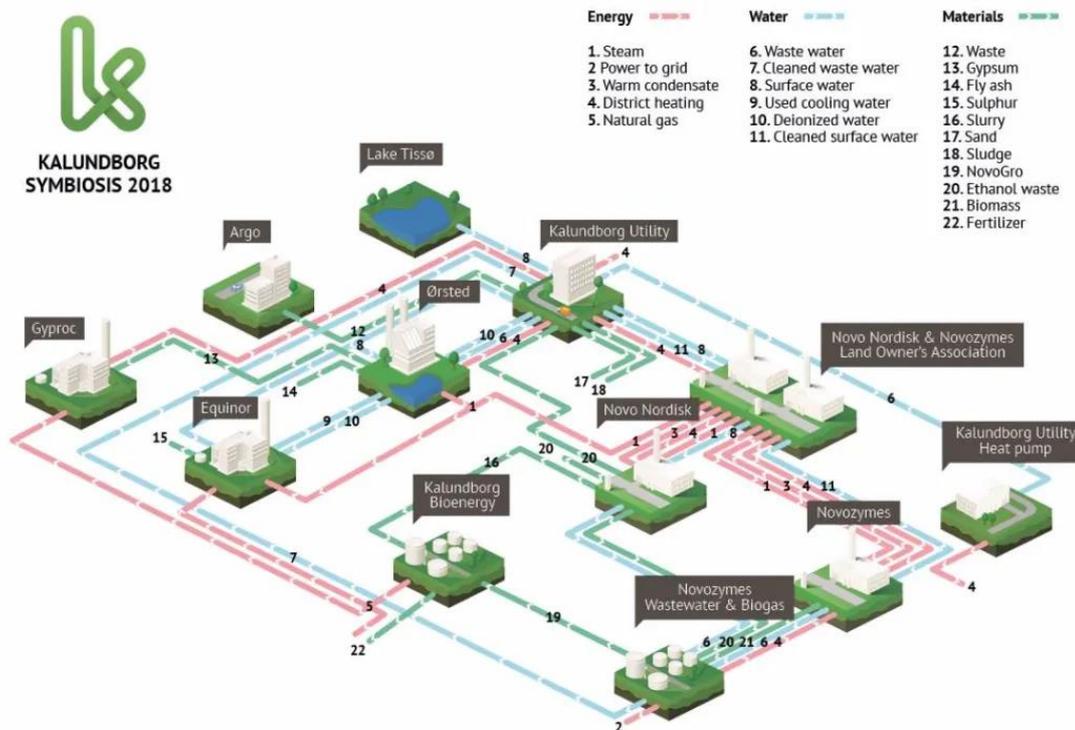


FIGURE 4.2 – Energy and matter flows in Kalundborg industrial symbiosis (Kal, 2021).

4.2 Gestion d'un SME

Les premiers modèles de systèmes énergétiques sont apparus après la crise du pétrole des années 1970 avec pour objectif d'assurer la stabilité du réseau. À cette époque, la diversité et la flexibilité des moyens de production étaient faibles et les moyens de stockage limités. Mais la prise de conscience progressive des enjeux environnementaux et les avancées technologiques majeures ont mené à une forte diversification des moyens de production avec une intégration importante d'énergies

renouvelables intermittentes, une meilleure flexibilité des technologies conventionnelles et des possibilités de stockage énergétique accrues. D'autre part, l'hybridation énergétique de nombreux moyens de production a ajouté une nouvelle touche de complexité. Toutes ces modifications ont entraîné un vif intérêt pour le développement de nouvelles méthodes permettant de contrôler le plus efficacement possible ces systèmes.

La gestion d'un SME englobe toutes les techniques permettant d'assurer que la demande énergétique de chaque consommateur soit satisfaite à chaque instant. Elle peut être divisée en deux tâches distinctes : la production énergétique et sa distribution via un réseau dédié. Dans certains cas, lorsque la production énergétique est centralisée ou qu'elle peut être considérée comme telle (comme c'est le cas dans ces travaux), ces deux problématiques peuvent être traitées de manière complètement indépendantes.

4.2.1 La production énergétique

La gestion de la production énergétique consiste à garantir l'équilibre entre la puissance produite et la puissance demandée : une production trop forte entraîne des pertes énergétiques, financières et des impacts climatiques inutiles tandis qu'une production trop faible peut par exemple mener à des black-outs (électricité), ou ne pas assurer un confort thermique suffisant (chaleur). Dans certains cas comme les réseaux électriques, cet équilibre est nécessaire pour des raisons de contraintes techniques. Cette gestion se décline à plusieurs échelles de temps : de la planification des investissements (qui inclut le démantèlement et la construction des unités de production et de stockage) jusqu'au pilotage temps réel. Ce dernier peut être effectué par diverses méthodes, plus ou moins complexes.

La plus simple et intuitive d'entre elles est la méthode d'empilement (ou par ordre de mérite) qui consiste à répartir la demande de puissance vers les sources avec une priorisation hiérarchisée. Un degré de priorité, basé sur un ou plusieurs critères d'évaluation (voir partie 4.3.1) qui peuvent être pondérés, est alloué à chaque source. La répartition de la demande se fait en commençant par la source de plus haut degré jusqu'à atteindre sa disponibilité, puis successivement jusqu'à la source de plus bas degré (Sheble, 1989). Les degrés de priorité peuvent éventuellement évoluer dynamiquement au cours de la simulation. Cette méthode, rapide à mettre en place mais ne permettant pas de prendre en compte la complexité des sources, est surtout appropriée pour des systèmes de faible dimension avec un nombre restreint de sources.

Lorsque la répartition est fondée sur plusieurs critères, il existe plusieurs variantes de la méthode d'empilement qui sont détaillées par Pohekar et Ramachandran (2004). Ces méthodes ont pour point commun de comparer les options possibles deux à deux plutôt que toutes ensemble. L'analyse multi-critères hiérarchique décompose le problème en sous-problèmes puis classe les éléments selon leur importance relative au sein de chaque niveau. Les méthodes PROMETHEE et ELECTRE comparent successivement toutes les paires possibles d'éléments selon chaque critère. La première quantifie l'intérêt de chaque solution (qu'on peut ensuite classer) tandis que la seconde permet seulement d'éliminer rapidement des candidats de faible intérêt.

La gestion de l'allocation des ressources peut également être fondée sur des règles. Un ensemble d'états ou de modes du système est défini ainsi que toutes les

transitions possibles entre ces différents modes et leurs conditions associées (qui dépendent aussi bien de paramètres extérieurs au système que de l'évaluation de variables internes). Cette approche peut être représentée graphiquement par un diagramme états-transitions ou par un arbre de décisions. Cette approche offre une grande flexibilité car chaque mode correspond à un comportement spécifique du système et le nombre de modes n'est pas limité. Cependant, dès que le nombre d'états commence à être significatif, cela peut vite devenir laborieux de définir tous les modes, et toutes les stratégies de transition associées, tous les cas de figures devant être anticipés et traités.

En dehors de ces deux méthodes, l'allocation des ressources est faite de plus en plus à l'aide d'algorithmes qui permettent souvent de réduire les coûts de production mais qui sont souvent plus coûteux en temps de calcul. Il existe une large variété de ces algorithmes dont les principaux seront présentés dans la partie 4.3.4.

4.2.2 La distribution énergétique

La gestion de la distribution énergétique assure que l'énergie produite est bien acheminée vers les consommateurs conformément à leur demande. Lorsque l'équilibre entre la production et la demande n'est pas respecté, un arbitrage est alors effectué entre les différents consommateurs quand cela est techniquement possible. Deux méthodes d'arbitrage sont principalement utilisées :

- Une priorisation hiérarchique des consommateurs, notamment dans le cas où certains consommateurs font partie d'un programme d'effacement.
- La minimisation de la somme des carrés des écarts entre la demande et la fourniture d'énergie à chaque consommateur.

Des approches hybrides à ces deux méthodes, consistant à ranger les consommateurs par catégories, appliquer la première méthode sur les catégories et la seconde au sein des différentes catégories, peuvent également être considérées.

Pour la plupart des vecteurs énergétiques (électricité, gaz, hydrogène par exemple), la puissance distribuée peut être considérée proportionnelle à leur variable de flux dans le formalisme Bond Graph (la variable d'effort est souvent prise constante), on peut alors raisonner uniquement en puissances. Cependant, les variables d'effort (température) et de flux (flux enthalpique) de l'énergie thermique sont généralement toutes deux manipulables. La puissance fournie peut donc être obtenue par différentes combinaisons de ces deux variables, combinaisons qui peuvent avoir des coûts différents. Pour supprimer une des deux variables et pouvoir continuer de travailler uniquement en puissance, le flux est souvent pris constant dans le réseau principal et la température de départ est donc proportionnelle à la puissance fournie. Pour déterminer la température de départ, l'approche la plus simple consiste à utiliser une loi d'eau qui détermine cette température de départ uniquement en fonction de la température extérieure et de la longueur du réseau. L'optimisation de cette température de départ a également fait l'objet de nombreuses études (Benny, 1995 ; Bavière et Vallée, 2018). L'optimisation simultanée de la température et la pression différentielle (proportionnelle au flux enthalpique) a été très peu traitée dans la littérature (Giraud, 2016 ; Jie et al., 2015) et dans la majorité des cas, l'optimisation revient à minimiser la température de départ et déterminer la valeur de débit en conséquence.

Dans cette partie, on raisonnera uniquement en puissance pour tous les vecteurs

énergétiques. Ainsi, pour l'énergie thermique notamment, le contrôle des variables de température et de flux n'est pas étudié mais on supposera qu'il est réalisé de manière à obtenir les puissances distribuées.

4.3 Optimisation dans un SME

Le processus d'optimisation d'un SME est relativement complexe. Il dépend de nombreux paramètres et nécessite de réfléchir à un certain nombre de questions sur le système, notamment le(s) critère(s) d'évaluation à minimiser et le champ d'application du système qui sont détaillés dans les parties 4.3.1 et 4.3.2. Le système est ensuite représenté par un modèle comportant un niveau de détail plus ou moins important (voir partie 4.3.3). Cette modélisation permet ensuite de formuler le problème mathématique que l'on cherche à optimiser. Les formes les plus courantes de problème d'optimisation ainsi que les différentes méthodes permettant de les résoudre sont présentées dans les parties 4.3.4 et 4.3.5.

4.3.1 Critère d'évaluation

Le critère d'évaluation est le paramètre que l'on souhaite minimiser lors de la simulation du système. Historiquement, le critère d'évaluation le plus répandu est le critère financier qui consiste à déterminer le scénario qui minimise le bilan financier du système. Ce critère peut prendre en compte des coûts globaux d'investissements et opérationnels pour la conception ou l'expansion d'un système (Dorfner et Hamacher, 2014) ou bien des coûts de fonctionnement plus précis lorsque le système existe déjà (Buoro et al., 2014). Certaines approches considèrent également d'autres critères d'évaluation :

- Le critère environnemental est de plus en plus étudié dans la littérature. Sa prise en compte se fait le plus souvent en assignant un coût à la tonne de carbone (réel ou fictif), ce qui ramène le problème à la minimisation du coût financier (Cheng et al., 2020). L'étude récente de Mayer et al. (2020) est l'une des rares à prendre en compte dans son critère une analyse du cycle de vie des installations en plus des émissions directes.
- Le niveau d'autonomie d'un système permet de minimiser sa dépendance par rapport à son environnement extérieur. Shi et al. (2007) cherche à dimensionner un système hybride photovoltaïque/éolien/batteries dans une zone isolée des réseaux de distribution de manière à maximiser son niveau d'autonomie.
- Le LPSP (Loss of Power Supply Probability) détermine le niveau de fiabilité du système. Sa minimisation est étudiée par Wang et Singh (2009).
- De nombreux autres critères comme des paramètres sociaux, techniques, technologiques, ou encore politiques, plus difficiles à quantifier et fortement dépendant du cas d'étude, sont toutefois plus rares. Stein (2013) fournit une revue bibliographique de ces critères plus marginaux et leurs cas d'application.

Les critères présentés ci-dessus sont le plus souvent étudiés dans une optimisation multi-objectifs prenant en compte un ou plusieurs de ces critères ainsi que le coût financier qui reste la préoccupation principale lors de la conception et du fonctionnement d'un système.

4.3.2 Champ d'application

Le champ d'application du modèle définit le cadre dans lequel il doit représenter le système. Ce cadre contient de nombreux paramètres, détaillés de manière exhaustive par Klemm et Vennemann (2021) et dont les principaux peuvent être catégorisés en deux groupes :

- Les paramètres géographiques : couverture, résolution et couverture sectorielle et demande sectorielle.
- Les paramètres temporels : couverture et résolution.

La couverture géographique définit l'étendue de la zone prise en considération. Elle peut varier de l'échelle locale avec un quartier, voire un immeuble à l'échelle régionale, nationale ou continentale. La résolution géographique correspond au raffinement avec lequel on souhaite mailler le système. Par exemple, la consommation d'un pays peut être observée à l'échelle du pays lui-même, de la région, des villes ou encore de chaque consommateur final. La couverture sectorielle définit les types de flux énergétiques (voire de matière) considérés dans le système, les principaux étant les énergies électrique, thermique (chaleur et froid) et chimique (gaz, charbon, fioul). La demande sectorielle décrit quels types de consommateurs sont pris en compte (résidentiel, tertiaire, industriel, etc). Logiquement, la complexité du modèle et donc les temps de simulation, augmentent avec le raffinement de ces paramètres.

La couverture temporelle correspond à l'horizon sur lequel le modèle doit être simulé. Elle est très variable, de quelques heures à plusieurs années selon les besoins du problème considéré. La résolution temporelle définit le pas de temps avec lequel le modèle est simulé. Elle varie de moins d'une seconde (stockage, dynamique moteur) à plusieurs mois (programme de développement de la production énergétique). Ces deux paramètres ont également un effet important sur les temps de simulation. De la même manière que pour les paramètres géographiques, des compromis sont souvent nécessaires entre la couverture temporelle, la résolution temporelle et la complexité (ou niveau de détail) du modèle.

4.3.3 Modélisation

La modélisation d'un système énergétique (et particulièrement d'un SME) fournit une aide nécessaire dans les processus de conception et de gestion du système. Certains modèles proposent un niveau de détails techniques assez profond et sont capables de fournir des résultats relativement précis quant à l'implémentation d'une nouvelle technologie ou l'impact de faibles perturbations sur le système. D'autres modèles, basés sur des considérations macro-économiques, permettent d'évaluer rapidement les coûts et gains de nouveaux projets ou d'évaluer les stratégies d'expansion à moyen-long terme d'un système existant. Ces derniers modèles sont dits "top-down" par opposition aux premiers cités qui sont dits "bottom-up".

4.3.3.1 Modèles "Top-Down"

Le principe de l'approche "Top-Down" consiste à partir d'une vision globale du système puis de raffiner peu à peu pour faire apparaître des sous-systèmes. Cependant, le niveau de détail est souvent peu élevé et le modèle se base souvent sur des paramètres historiques pour prédire le comportement futur du système (Klinge Jacobsen, 1998). L'horizon de simulation des modèles "Top-down" est généralement

de l'ordre d'une à plusieurs années, voire décennies. Syed (2010) utilise le modèle E4cast ("Top-Down") pour fournir des indications de production, consommations et stratégies commerciales à un horizon de 20 ans tandis que Vögele et al. (2009) étudie l'impact des politiques environnementales et énergétiques en Allemagne sur les plans économique et technologique.

4.3.3.2 Modèles "Bottom-Up"

Dans l'approche "Bottom-up", des éléments de bases ou un petit ensemble d'éléments sont modélisés avec un niveau de détails technologiques relativement élevé. Puis ils sont connectés les uns aux autres pour former le système global. Contrairement aux modèles "Top-Down", l'horizon de simulation des modèles "Bottom-Up" ne dépasse pas un an, privilégiant souvent une résolution temporelle élevée. Herbst et al. (2012) classe ces modèles en quatre catégories distinctes :

- Les modèles à équilibre partiel qui se focalisent sur un seul secteur énergétique ou un ensemble très restreint.
- Les modèles d'optimisation qui visent à déterminer la combinaison optimale de technologies énergétiques.
- Les modèles de simulation dont l'objectif est de fournir une représentation du comportement des éléments du système et de leurs interactions.
- Les modèles multi-agents qui sont des modèles de simulation particuliers qui prennent en compte les imperfections du marché, le caractère asymétrique du niveau d'information ainsi que d'autres critères non-économiques.

Afin d'atténuer les inconvénients de chaque approche tout en conservant leurs points forts, de nombreux modèles hybrides ont été développés. Ces modèles peuvent être dits faiblement liés si un modèle "Top-Down" et un modèle "Bottom-Up" sont conçus indépendamment et quelques informations sont échangées manuellement entre les deux. Ils sont en revanche dits fortement liés lorsque des interactions automatisées existent entre les deux (Dai et al., 2016; Catenazzi, 2009). Selon Hourcade et al. (2006), trois composantes sont essentielles à un modèle économique de qualité : la précision technologique (caractéristiques des modèles "Bottom-up"), le réalisme micro-économique et l'exhaustivité macro-économique (assurée par l'approche "Top-Down"). La coordination entre les sous-modèles d'un modèle hybride est essentielle pour assurer sa cohérence et sa pertinence.

4.3.4 Formulation mathématique du problème d'optimisation

Tous les problèmes d'optimisation peuvent être décrits par des formulations standards. Elles contiennent toutes certains éléments indispensables :

- Les variables de décision qu'on regroupera dans un vecteur noté x et qui correspondent aux variables qui peuvent être manipulées par l'utilisateur.
- La fonction objectif ou fonction de coût que l'utilisateur cherche à minimiser.
- Les éventuelles contraintes et limitations qui viennent fixer un cadre au problème.

Cette section présente les formulations principales pour représenter un problème d'optimisation : la programmation linéaire (PL), la programmation non-linéaire (PNL), la programmation en nombre entier (PNE), la programmation stochastique et les approches basées sur de l'intelligence artificielle.

4.3.4.1 Programmation linéaire

La formulation et la résolution d'un problème d'optimisation linéaire ont été accomplies par George B. Dantzig en 1947, qui inventa à cette occasion la méthode du simplexe, encore largement utilisée aujourd'hui (Dantzig, 1983) pour ce type de problèmes. Le comportement du système est alors décrit par des fonctions linéaires, c'est l'approche la moins complexe des méthodes présentées et elle est relativement simple à implémenter. La forme canonique d'un problème d'optimisation linéaire est donnée par le système d'équations (4.1).

$$\min_x f^T x \quad \text{tel que} \quad \begin{cases} A \cdot x \leq b \\ Aeq \cdot x = beq \\ lb \leq x \leq ub \end{cases} \quad (4.1)$$

avec f , x , b , beq , lb et ub des vecteurs et A et Aeq des matrices. Ce problème de minimisation peut être transformé en problème de maximisation en résolvant $\min_x -f^T x$. La PL, par sa simplicité, est particulièrement adaptée à la résolution de systèmes de grande taille qui sont linéaires ou peuvent être facilement linéarisés. Les temps de calculs et les coûts de simulation sont réduits en comparaison des autres méthodes.

4.3.4.2 Programmation non-linéaire

La programmation non-linéaire correspond à la résolution d'un problème dont la fonction à minimiser ou les contraintes ne sont pas linéaires. Cet ensemble regroupe une large diversité de problèmes, notamment les problèmes convexes avec de nombreuses techniques permettant de les résoudre. La formulation du cas particulier d'une fonction objectif quadratique avec des contraintes linéaires est donnée dans (4.2).

$$\min_x \frac{1}{2} x^T H x + f^T x \quad \text{tel que} \quad \begin{cases} A \cdot x \leq b \\ Aeq \cdot x = beq \\ lb \leq x \leq ub \end{cases} \quad (4.2)$$

avec H une matrice définie positive.

Les problèmes non-convexes sont plus complexes. Certaines méthodes permettent de les résoudre, le plus souvent en se ramenant par des découpages ou approximation à un problème linéaire ou convexe.

4.3.4.3 Optimisation en nombre entier

Dans les problèmes précédents, seules des variables continues étaient considérées. Cependant, de nombreux problèmes possèdent des variables discrètes comme un nombre d'articles vendus ou le régime de fonctionnement discret de certains appareils. Cette catégorie de problèmes englobe à la fois des problèmes linéaires (PLNE) et non-linéaires (PNLNE). La formulation des problèmes PLNE, donnée dans (4.3) est presque identique à (4.1) avec l'ajout d'une contrainte sur les variables discrètes.

$$\min_x f^T x \quad \text{tel que} \quad \begin{cases} A \cdot x \leq b \\ Aeq \cdot x = beq \\ lb \leq x \leq ub \\ x_i \in \mathbb{Z} \quad \forall i \in VE \end{cases} \quad (4.3)$$

avec VE un vecteur définissant quelles composantes de x sont entières.

4.3.4.4 Programmation stochastique

Les problèmes précédents sont basés sur une approche déterministe, c'est-à-dire que toutes les données d'entrée du modèle sont connues et les perturbations qui pourraient affecter ces données, si elles existent, sont négligées. Cependant, de nombreux cas d'application possèdent des données d'entrée incertaines (qui peuvent dépendre du climat, d'un comportement d'utilisateurs, de l'occurrence de certains incidents, etc.) qui peuvent mener à des résultats d'optimisation non désirés si leur caractère imprévu n'est pas pris en compte. L'approche stochastique avec recours fixe permet de répondre à cette problématique en intégrant un terme d'incertitude dans la formulation. Celle-ci peut être décomposée en deux niveaux différents explicités dans (4.4) et (4.5).

$$\min_x c^T \cdot x + E_{\xi}(Q(x, \xi)) \quad \text{tel que} \quad \begin{cases} A \cdot x = b \\ x \geq 0 \end{cases} \quad (4.4)$$

avec A , b et c une matrice et deux vecteurs déterministes, ξ un vecteur de variables aléatoires, E_{ξ} l'espérance mathématique relativement à ξ et $Q(x, \xi)$ la fonction de recours qui correspond à la valeur optimale de la fonction objectif du problème de deuxième étape.

Ce premier niveau correspond à la minimisation de la somme de deux termes : le premier comportant des données bien connues et le second dépendant d'une variable aléatoire, dont la description probabiliste est supposée connue (distribution, densité ou mesures).

$$Q(x, \xi) = \min_y q(\xi)^T \cdot y \quad \text{tel que} \quad \begin{cases} T(\xi) \cdot x + W(\xi) \cdot y = h(\xi) \\ y \geq 0 \end{cases} \quad (4.5)$$

avec y la variable de décision du second niveau, $q(\xi)$ le vecteur stochastique des coûts unitaires de pénalité, W la matrice de recours stochastique et $h(\xi) - T(\xi)x$ la mesure de violation des contraintes. Ce second niveau permet de minimiser le coût des actions correctives qui devront être effectuées pour remédier à la décision du problème déterministe.

La formulation d'un problème linéaire est présentée ici mais cette approche permet également de résoudre des problèmes non-linéaires. Les développements algorithmiques et théoriques dans le domaine de l'optimisation stochastique sont répertoriés par Birge et Louveaux (2011) et Shapiro et al. (2021). Dans leurs travaux, de nombreux cas applicatifs viennent illustrer ces concepts.

Bien que l'approche stochastique permette de prendre en compte les incertitudes d'un point de vue probabiliste, il est à noter que ces méthodes se révèlent beaucoup plus coûteuses en temps de calcul qu'une approche déterministe qui approcherait ces incertitudes (Brohus et al., 2012).

4.3.4.5 Autres méthodes

Une large part des études réalisées aujourd'hui sont basées sur les méthodes présentées ci-dessus. Elles bénéficient d'ailleurs d'une littérature très riche et d'un recul important puisque utilisées depuis plus de 50 ans. En dehors de ces méthodes classiques peuvent être citées la programmation dynamique qui consiste à découper les problèmes en sous-problèmes pour les résoudre. En combinant les diverses solutions, on obtient la solution du problème global (Bellman, 1966). Certains problèmes spécifiques comme celui du voyageur de commerce, sont formulés et résolus à l'aide de l'optimisation combinatoire.

Ces méthodes ont été présentées dans le cas d'une optimisation simple objectif mais la plupart d'entre elles peuvent être étendues à des objectifs multiples, de manière simple en minimisant une somme pondérée de ces objectifs, ce qui revient à se ramener à une seule fonction objectif (Steuer, 1986) ou en optimisant l'objectif principal et en traitant les autres en tant que contraintes.

Toutes les méthodes présentées partagent un point commun : elles utilisent des modèles basés sur des équations mathématiques. Cependant, d'autres méthodes se distinguent aujourd'hui de cette approche. C'est notamment le cas des modèles multi-agents, composés d'agents autonomes (dotés d'un degré plus ou moins complexe d'intelligence) qui interagissent les uns les autres. Plutôt que de définir un système d'équations reliant les variables d'intérêt, un modèle multi-agents définit le comportement que va adopter chaque agent lors de ses différentes interactions (Van Dyke Parunak et al., 1998). Anvari-Moghaddam et al. (2017) utilise un modèle multi-agents pour le contrôle d'un micro-réseau et la gestion de l'énergie qui donne de meilleures performances que le même système contrôlé par un modèle basé sur des équations.

4.3.5 Résolution du problème d'optimisation

Une grande variété d'algorithmes permet de résoudre les problèmes présentés ci-dessus. Chacun présente des caractéristiques qui lui permettent de pouvoir répondre à des problématiques bien spécifiques. Il existe deux grandes catégories d'algorithmes qui possèdent des approches différentes : les algorithmes déterministes et ceux dits stochastiques, détaillés respectivement dans les sections 4.3.5.1 et 4.3.5.2.

4.3.5.1 Les algorithmes déterministes

Les problèmes PL et PQ (programmation quadratique) convexes sont relativement peu complexes et sont le plus souvent résolus avec des algorithmes déterministes qui donnent une solution optimale avec des temps de calculs raisonnables. L'algorithme le plus utilisé pour les problèmes PL est la méthode historique du simplexe, avec un intérêt croissant pour la méthode du point intérieur, notamment pour les problèmes très grands. Une extension de cette dernière méthode et des algorithmes

ditions d'ensemble actif décrits par Gill et al. (2021) sont les plus utilisés pour résoudre des problèmes PQ convexes. La non-convexité de problèmes PQ peut être résolue par des algorithmes à régions de confiance sous certaines conditions.

Les principales méthodes déterministes permettant de résoudre les problèmes plus complexes sont présentées par Kronqvist et al. (2019) et Bernatavičienė et al. (2014) :

- Les algorithmes par séparation et évaluation ("Branch and bound"), introduits par Land et Doig (1960), consistent d'une part à diviser récursivement le problème en un certain nombre de sous-problèmes qui sont résolus indépendamment. D'autre part, les différents nœuds sont évalués à partir des propriétés du problème pour éliminer ceux qui ne peuvent pas contenir le minimum du problème global. Le processus de l'algorithme est détaillé par Nemhauser et Wolsey (1999).
- La méthode des plans sécants (pour les problèmes PLNE qui a été étendue pour les PNLNE par Westerlund et Pettersson (1995)) consiste à ajouter des contraintes au problème pour exclure les solutions optimales dans lesquelles les variables entières ne le sont pas.
- L'approximation extérieure (Grossmann, 1986) et la décomposition généralisée de Benders (Geoffrion, 1972) sont deux approches similaires consistant à ramener un problème PNLNE à une succession de problèmes PLNE et ONL. Ils utilisent ensuite une méthode d'ajouts de contraintes similaire à la méthode des plans sécants.

Les solveurs utilisent le plus souvent plusieurs techniques qui leur permettent d'améliorer leur précision et d'abaisser leurs temps de calcul. Andersen et Andersen (1995) introduit le pré-traitement du modèle qui permet la suppression de toute variable ou contrainte redondante, la calibration du modèle, la transformation de certaines matrices en matrices creuses. Ces étapes réduisent la taille du problème et permettent de détecter en amont l'insolubilité du problème. Les solveurs peuvent aussi inclure des heuristiques qui incluent une grande variété d'algorithmes et techniques qui permettent d'obtenir de bonnes solutions admissibles avec un temps de calcul réduit. Elles peuvent être utilisées aussi bien pour déterminer un point initial que pour améliorer une solution admissible existante.

4.3.5.2 Les techniques méta-heuristiques

Contrairement aux méthodes déterministes, les techniques méta-heuristiques n'assurent pas de déterminer la solution optimale globale du problème à résoudre (Blum et Roli, 2003). Cependant, ces méthodes suscitent un intérêt croissant dans la littérature. En effet, Katsigiannis et al. (2010) souligne les difficultés d'algorithmes déterministes face aux spécificités de certains problèmes : non-linéarités, perturbations aléatoires, contraintes non standard ou définition du système incomplète. D'autre part, la résolution de problèmes de grande dimension par des algorithmes déterministes peut nécessiter des temps de calculs non acceptables. Les algorithmes méta-heuristiques permettent de pallier la plupart de ces problèmes.

Il existe une très grande variété de méthodes méta-heuristiques. Certaines se focalisent sur la recherche d'optimums locaux comme le recuit simulé, la recherche avec tabous ou encore le GRASP qui sont décrites et comparées par (Blum et Roli, 2003). D'autres s'intéressent à la recherche d'un optimum global au problème. Parmi

les plus célèbres, nous pouvons citer les algorithmes génétiques et l'optimisation par essaims particulaires qui sont particulièrement utilisées dans l'optimisation de SME (Babatunde et al., 2019a). Mayer et al. (2020) et Wang et Singh (2009) proposent tous deux l'optimisation multi-critères d'un système hybride de production d'énergie avec intégration de sources d'énergie renouvelable, l'un avec un algorithme génétique et l'autre avec une approche par essaims particulaires.

4.3.6 Les outils existants

Les parties précédentes ont mis en évidence la grande diversité de paramètres et de problèmes possibles pour l'optimisation d'un SME. De nombreux outils ont été développés pour pouvoir traiter ces problèmes et plusieurs études comparatives de ces outils sont disponibles dans la littérature (Lyden et al., 2018 ; Hall et Buckley, 2016 ; Ringkjøb et al., 2018). La revue la plus récente et la plus exhaustive a été réalisée par Klemm et Vennemann (2021) qui a analysé 145 outils différents avant de les filtrer selon les cinq critères suivants :

1. Le domaine d'application : l'outil doit être appliqué aux systèmes énergétiques et ne doit pas être spécifique à un seul en particulier.
2. L'outil inclut au moins une méthode d'optimisation.
3. La couverture spatiale doit englober la taille d'un quartier.
4. L'outil doit pouvoir prendre en compte plusieurs secteurs énergétiques et au moins les énergies électrique et thermique.
5. La résolution temporelle doit pouvoir inclure des pas de temps d'une heure.

Ces cinq exigences-là sont également des critères que nous souhaitons prendre en compte dans nos travaux. Parmi les 145 outils analysés, seuls 13 satisfont les exigences précédemment citées et sont comparés par Klemm et Vennemann (2021) selon une large variété de paramètres, dont ceux présentés dans les parties précédentes (champ d'application, critère, formulation possible, etc.). Parmi les treize outils restants, on peut en distinguer cinq qui sont open source et huit qui sont privés.

4.3.6.1 Les outils privés

Un outil privé est développé par une entreprise ou un individu qui le possède et bride souvent son accessibilité et sa transparence. En général, il ne partage pas le code source, les données ni certaines hypothèses utilisées, et son utilisation est souvent payante. Les motivations principales, outre financières, à développer un outil privé sont données par Pfenninger et al. (2017) :

- Certaines données utilisées peuvent être sensibles ou privées et nécessitent de rester confidentielles.
- La mise à disposition publique du code source peut exposer au discrédit des auteurs si des morceaux de codes ou certaines données sont erronés.
- Le partage du code source implique l'écriture d'une documentation et de commentaires permettant à tous de comprendre, utiliser et modifier le code ainsi que la création d'une procédure de remontées de bugs. Ce processus est relativement chronophage.

Le plus célèbre et le plus utilisé dans la littérature selon Hall et Buckley (2016) est le modèle MARKAL (MARKet ALlocation) développé pendant près de vingt ans par l'Agence Internationale de l'Énergie. Basé sur de la programmation linéaire et dynamique, il est surtout destiné à une optimisation financière long terme d'un système multi-régional. Il est notamment particulièrement intéressant pour évaluer l'impact de stratégies politiques dans le domaine de l'énergie (ETSAP). Cet outil a donné lieu à de nombreuses variantes plus spécifiques à certaines problématiques (MATTER pour représenter les flux de matière, MARKAL-Stochastics pour prendre en compte les incertitudes), dont TIMES (The Integrated MARKAL-EFOM System) qui est une version évoluée et plus souple de l'outil initial. Il est à noter que le code source de TIMES est en libre accès mais que cet outil est développé sur le logiciel GAMS, dont la licence est payante.

4.3.6.2 Les outils Open Source

Une minorité d'outils sont développés en open source : ils sont gratuits et leur code et les données utilisées sont complètement transparents et modifiables par l'utilisateur (Hilpert et al., 2018). Les avantages principaux des outils en open source sont également listés par Pfenninger et al. (2017) :

- L'amélioration de la qualité scientifique par une vérification des travaux facilitée, une meilleure reproductibilité et traçabilité.
- La transparence des données permet aux politiques de chiffrer de manière sûre et vérifiable certaines décisions ou orientations énergétiques.
- Le partage des données et des codes évite la duplication de travaux similaires et favorise ainsi la productivité scientifique.

Les outils open source tendent à se développer de plus en plus, sous l'effet d'avancées législatives en ce sens en Europe, et notamment la recommandation ou l'obligation de transparence dans les projets financés par l'Union Européenne (European Commission).

Parmi les outils Open Source les plus complets, on peut citer notamment Open Energy Modelling Framework (*oemof*) (Hilpert et al., 2018) et *ficus* (Atabay, 2017). Ils permettent tous deux de prendre en compte des problèmes de type PNE et offrent une certaine flexibilité à l'utilisateur quant à la définition du champ d'application. La première méthode possède un mode investissement et un mode allocation qui permettent de traiter ces deux problématiques tandis que *ficus* ne traite que l'allocation des ressources dans un système déjà existant.

Il existe un nombre important d'outils qui peuvent être utilisés dans le processus d'optimisation d'un SME. Certains ont des approches similaires mais des champs d'application différents et inversement. Face au fort développement des SME et à leur diversité, les outils intègrent une part de flexibilité de plus en plus large. Cependant, si l'optimisation d'investissement et d'allocation est beaucoup traitée dans ces outils, rares sont ceux qui s'intéressent au contrôle dynamique du SME. D'ailleurs, il n'existe a priori aucun outil accessible qui traite à la fois les deux types d'optimisation précédemment citées et le contrôle dynamique du système. Un des objectifs de ces travaux est de proposer une méthodologie répondant à ces critères. Celle-ci est décrite dans la partie 4.4.

4.4 Méthodologie à trois niveaux d'optimisation et de contrôle d'un SME

La partie précédente a montré la grande variété de problématiques d'optimisation liées aux SME. Il n'existe aujourd'hui aucun outil permettant de traiter toutes ces problématiques. Il faut soit se focaliser sur certains aspects de l'optimisation, soit coupler plusieurs outils qui interviennent à différents niveaux. C'est cette seconde approche qui sera proposée dans ce chapitre. Elle consiste en un processus d'optimisation du SME depuis la conception jusqu'à son contrôle en temps réel. Cette méthodologie a pour objectif d'être la plus générique possible et de s'adapter facilement à n'importe quel SME, voire n'importe quelle symbiose (voir partie 4.1.3).

Cette méthodologie s'articule autour de trois niveaux qui seront détaillés dans les parties 4.4.1, 4.4.2 et 4.4.3.

- Le niveau supérieur, appelé optimisation de la structure du système, correspond à la conception optimale à long-terme (plusieurs années ou décennies) du système avec la détermination de l'ensemble des infrastructures et leur dimensionnement dans le respect des exigences principales du projet.
- Au niveau intermédiaire (optimisation de la production), le planning d'allumages et d'arrêts des différentes installations ainsi que leur charge prévisionnelle sont calculés.
- Un modèle fonctionnel du système permet de simuler son comportement au niveau inférieur (contrôle dynamique du système). Le contrôle du système soumis aux perturbations et erreurs de prévision est réalisé à l'aide de commande prédictive.

Ces différents niveaux sont interconnectés et le mécanisme de leurs interactions est explicité dans la partie 4.4.4

4.4.1 Optimisation de la structure du système

Ce premier niveau d'optimisation concerne la conception du système. Il comporte les principales exigences du système et prend en compte des données macroscopiques du système, dont la détermination nécessite souvent une analyse technico-économique préalable globale du système.

Le premier objectif de ce niveau supérieur est de quantifier l'intérêt et de la mise en place d'un SME dans la zone d'intérêt en fonction du ou des critères considérés (voir partie 4.3.1). La meilleure combinaison d'infrastructures (et leur configuration optimale dans le cas d'un problème décentralisé) permettant de répondre aux exigences du système ainsi que leur dimensionnement sont également déterminés lors de cette phase. A ce niveau, des hypothèses fortes et des approximations sont faites. Le but n'est pas ici de fournir des résultats précis sur le fonctionnement du système mais seulement de donner des ordres de grandeur qui permettent d'arbitrer entre différentes stratégies et d'avoir une première idée du niveau de satisfaction des critères pris en compte.

4.4.1.1 Les données d'entrée du problème

Les données d'entrée appartiennent à différentes catégories. Elles peuvent tout d'abord être relatives à la géographie du système :

- L'ensoleillement et la puissance éolienne moyens de la zone permettent d'évaluer le potentiel et l'intérêt de ces ressources.
- Le relief de la zone et sa topographie permettent d'évaluer la pertinence de certaines installations (STEP, géothermie, etc.) ou de déterminer un ordre de grandeur des coûts de construction des divers réseaux de distribution.
- La présence de source ou de cours d'eau offre des possibilités de génération d'électricité ou de froid.

D'autres sont liées au comportement des utilisateurs, aux politiques locales et nationales, ou encore à certains facteurs internationaux :

- La consommation énergétique des utilisateurs par secteur énergétique et les pics de consommation.
- Les actions politiques avantageuses (certificats verts, subventions, etc.) ou prohibitives (taxes, amendes).
- Le cours des énergies fossiles, de l'électricité et l'estimation de leur évolution sur les prochaines années.

Enfin, certaines données concernent les différentes technologies existantes de production, transformation et distribution de l'énergie, leur coût et leurs caractéristiques.

4.4.1.2 Gestion de la variabilité de la consommation énergétique

Parmi les données d'entrée présentées dans la partie précédente, nombreuses d'entre elles sont fixes ou peuvent être facilement annualisées (relief et topographie, cours des énergies fossiles, etc.). D'autres variables fluctuent de manière significative sur l'année : c'est notamment le cas des énergies renouvelables et de la consommation des utilisateurs. Les premières ne sont prédictibles que quelques jours à l'avance, ce qui est loin de la temporalité de ce niveau de modélisation. Elles sont le plus souvent estimées par une approche stochastique (Schwarz et al., 2018) ou simplement en leur affectant un taux d'indisponibilité (forced outage rate) basé sur l'expérience en fonction de la zone géographique (Bakirtzis et al., 2012) comme c'est le cas dans ces travaux. Concernant le besoin en énergie des utilisateurs, c'est une donnée très variable selon la saison et surtout au sein d'une même journée mais elle peut être estimée de manière relativement précise longtemps à l'avance.

Le choix et le dimensionnement des moyens de production et de stockage nécessitent d'avoir une idée à la fois de l'énergie totale fournie mais aussi de la courbe de charge (représentant la variabilité de la puissance demandée), sans quoi le système pourrait ne pas pouvoir répondre techniquement aux pics ou aux creux de demande. Considérer une valeur journalière moyenne n'est donc pas judicieux pour la résolution du problème. Une solution consisterait à prendre plusieurs valeurs caractéristiques par jour (minimum, maximum et moyenne par exemple) mais cette approche nécessiterait une grande résolution temporelle, non compatible avec une simulation sur plusieurs années.

Pour répondre à cette problématique, on privilégiera pour ce niveau supérieur l'utilisation d'une courbe monotone de puissance. Cette courbe s'obtient en classant les valeurs de la courbe de charge par ordre décroissant. Avec cet outil, le profil temporel de la demande est remplacé par une information sur la durée de chaque niveau de charge au cours de la période considérée. Une courbe de charge et sa monotone de puissance, tracées au pas horaire sur un an, sont représentées sur la Figure 4.3 (respectivement (a) et (b)).

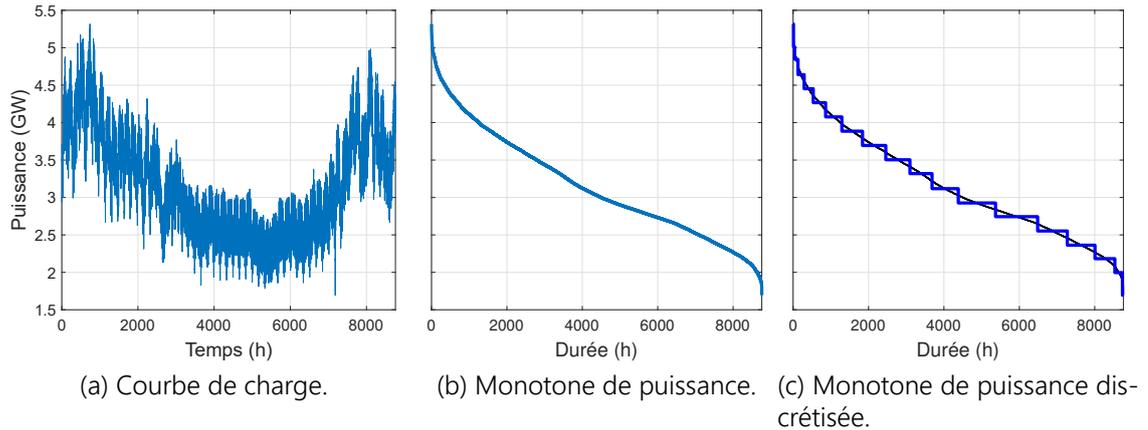


FIGURE 4.3 – Différentes représentations d'un profil de charge annuel.

Une approximation constante par morceaux de la courbe monotone obtenue permet de diminuer drastiquement la résolution temporelle tout en conservant des informations importantes sur les différents niveaux de puissance et leur occurrence. Une approximation de la monotone est présentée sur la Figure 4.3c avec 20 divisions. Le découpage des plages est fait de manière égale dans le sens des ordonnées. Cela permet de représenter plus finement les zones dans lesquelles la variation est forte et inversement. Les valeurs constantes correspondent à la valeur moyenne de la plage, sauf pour le premier et le dernier pas de temps où les valeurs maximale et minimale respectivement sont considérées. Cela permet de dimensionner le système même pour les pics extrêmes de demande.

4.4.1.3 La formulation du problème

Le problème d'optimisation de la conception du SME consiste à minimiser une fonction de coût f_{obj1} , dont l'expression est donnée dans (4.6), et qui peut être découpée en trois parties distinctes. Les variables d'action du problème seront introduites au fur et à mesure et résumées à la fin de cette section. Pour rester générique vis-à-vis du critère, le coût est exprimé en unité du critère considéré (UCC). Cette unité peut être par exemple l'euro pour un critère financier, la tonne de CO₂ pour un critère environnemental, etc. Si plusieurs critères sont considérés, ils doivent être normalisés par rapport à une valeur de référence avant d'être sommés (une éventuelle pondération permet d'affecter une importance relative à chaque critère).

$$f_{obj1} = c_{inv} + c_{E\&M} + c_{ech} \quad (4.6)$$

avec c_{inv} et $c_{E\&M}$ représentant respectivement le coût annualisé d'investissement (ou coût de construction des infrastructures et de leur raccordement au réseau de distribution) et le coût annualisé d'exploitation et de maintenance qui sont détaillés dans (4.7) et (4.10). Le terme c_{ech} introduit le coût des échanges d'énergie avec d'autres systèmes, il est détaillé dans (4.11). Ces trois termes sont exprimés en UCC/an.

Quel que soit le ou les critères pris en compte pour l'optimisation, ce découpage du problème reste valable : les étapes de construction des infrastructures, les étapes opérationnelles et les échanges avec des acteurs extérieurs au système ont chacun des impacts sur la plupart des critères mentionnés dans la partie 4.3.1.

$$c_{inv} = \sum_{k=1}^{n_{Src}} \sum_{i=1}^{n_k} P_{nom,k,i} \cdot c_{inv,k} + C_0 \quad (4.7)$$

avec n_{Src} le nombre de types différents de sources (unités de production mais aussi de stockage), n_k le nombre de sources de type k , $P_{nom,k,i}$ la puissance nominale de la i ème source de type k en kW qui est la première variable d'action, $c_{inv,k}$ le coût d'investissement annualisé d'une source de type k en UCC/kW/an qui est explicité dans (4.8) et C_0 un coût lié à la construction, l'entretien et la maintenance du réseau de distribution en UCC/an. Nous rappelons que nous travaillons avec l'hypothèse d'un système centralisé, ce coût est donc indépendant du parc de production choisi et peut être déterminé en résolvant un problème d'optimisation distinct. Ce paramètre pourrait éventuellement dépendre des différentes sources et de leur emplacement dans un réseau à production décentralisée, ce qui accroîtrait la complexité du problème de manière significative. L'optimisation du réseau de distribution, difficilement généralisable car fortement dépendant du cas d'application, de la topographie de la zone et des différentes contraintes locales, n'est pas traitée dans cette partie.

$$c_{inv,k} = \frac{c_{inst,k} + c_{dem,k}}{A_k} \quad (4.8)$$

avec $c_{inst,k}$ et $c_{dem,k}$ correspondant respectivement aux coûts d'installation et de démantèlement de l'unité de production de type k en UCC/kW et A_k un facteur d'annuités défini dans (4.9).

$$A_k(r, DDV_k) = \begin{cases} \frac{1 - \frac{1}{(1+r)^{DDV_k}}}{r} & \text{pour } r > 0 \\ DDV_k & \text{pour } r = 0 \end{cases} \quad (4.9)$$

avec r le taux d'intérêt annuel et DDV_k la durée de vie estimée de la source de type k en années. Le facteur r n'a de sens que lorsque on considère un critère financier. Lorsque r est suffisamment faible, le facteur d'annuité correspond à la durée de vie de la source.

Le modèle d'annuité peut éventuellement être complexifié pour prendre en compte l'inflation des différentes technologies et de leurs composants lors de leur remplacement (Adefarati et Bansal, 2019; Kaabeche et al., 2011). On ne considère pas non plus ici les possibles améliorations d'efficacité des technologies avec le temps qui pourraient contrebalancer en partie l'inflation.

Le coût d'exploitation et de maintenance correspond, comme son nom l'indique, aux coûts liés au fonctionnement et à l'entretien des différents moyens de production et de stockage.

$$c_{E\&M} = \sum_{k=1}^{n_{Src}} \sum_{i=1}^{n_k} \left(\sum_{t=1}^{n_{Per}} \left(\frac{c_{ep,k}}{\eta_{k,i,moy}} + c_{E\&M,var,k} \right) \cdot P_{prod,k,i}(t) \cdot T_t \right) + c_{E\&M,fix,k} \cdot P_{nom,k,i} \quad (4.10)$$

avec n_{Per} le nombre de périodes qui découpent la monotone de puissance, $c_{ep,k}$ le coût de l'énergie primaire pour la source de type k en UCC/kWh, $\eta_{k,i,moy}$ et $P_{prod,k,i}(t)$ respectivement le rendement moyen (dépendant du fonctionnement prévu) de la i ème source de type k et la puissance moyenne qu'elle produit sur la période t en kW (cette puissance est positive pour les unités de production mais algébrique pour

les moyens de stockage) qui est une variable d'action du problème, T_t la durée de la période t et $c_{E\&M,var,k}$ et $c_{E\&M,fix,k}$ les autres coûts de maintenance et d'exploitation respectivement variables en UCC/kWh (dépendant de la production d'énergie) et fixes en UCC/kW/an (quelle que soit l'énergie fournie au réseau). Ils incluent notamment – mais pas uniquement – le remplacement de pièces, l'acheminement et le stockage de l'énergie primaire, les salaires ou encore les assurances. A l'image du coût d'investissement, un facteur lié à l'inflation peut également être inclus dans le calcul du coût d'exploitation et maintenance.

Enfin, le coût d'échange dépend à la fois de la puissance moyenne vendue $P_{vente,l}(t)$ (négative) et achetée $P_{ach,l}(t)$ à d'autres systèmes en kW mais également la puissance non distribuée grâce au mécanisme d'effacement $P_{RD,l}(t)$ en kW. Ces trois variables sont également des variables d'action du problème.

$$c_{ech} = \sum_{t=1}^{n_{Per}} \sum_{l=1}^{n_{SecEner}} (c_{vente,l} \cdot P_{vente,l}(t) + c_{ach,l} \cdot P_{ach,l}(t) + c_{RD,l} \cdot P_{RD,l}(t)) \cdot T_t \quad (4.11)$$

avec $c_{vente,l}$, $c_{ach,l}$, $c_{RD,l}$ les coûts (positifs) de vente pour le secteur énergétique l , d'achat et de dédommagement respectivement en UCC/kWh et $n_{SecEner}$ le nombre de secteurs énergétiques considérés.

4.4.1.4 Les contraintes

L'objectif est de minimiser la fonction de coût définie dans la partie précédente en respectant un ensemble de contraintes qui permettent de satisfaire les exigences du système et d'assurer la validité technique de la solution obtenue. À ce niveau-là, l'introduction de contraintes trop précises (temps d'arrêt minimal, vitesse de variation du taux de charge, etc.) entraînerait à la fois la multiplication du nombre de variables mais aussi l'obligation de choisir un pas de résolution temporelle très fin. Ces deux facteurs feraient exploser la taille du problème et rendraient sa résolution à minima très coûteuse en puissance, mémoire et temps de calculs pour des systèmes simples et impossible pour des systèmes plus complexes.

La contrainte la plus importante, définie dans (4.12), est la satisfaction des besoins des consommateurs pour chaque secteur énergétique considéré et chaque période considérée.

$$\sum_{j=1}^{n_{Cns,l}} P_{bes,j}(t) - P_{RD}(t) = \sum_{k=1}^{n_{Src,l}} \sum_{i=1}^{n_k} P_{prod,k,i}(t) \quad \begin{array}{l} \forall l \in [1, n_{SecEner}] \\ \forall t \in [1, n_{Per}] \end{array} \quad (4.12)$$

avec $n_{Cns,l}$ et $n_{Src,l}$ le nombre de consommateurs et de sources respectivement pour le secteur énergétique l , $P_{bes,j}(t)$ le besoin moyen en puissance du consommateur j pour la période t en kW et $P_{RD}(t)$ la réponse à la demande moyenne éventuelle (correspondant à l'effacement d'un ou plusieurs consommateurs) sur la période t en kW. Ces périodes ne sont pas des périodes réelles mais des périodes de la monotone de puissance annuelle discrétisée (voir Figure 4.3c).

Des contraintes peuvent être ajoutées pour prendre en considération l'indisponibilité des sources (maintenance ou panne) ou d'éventuels épisodes de consommation plus intenses que prévu. Deux contraintes sont principalement utilisées. La première consiste à appliquer une marge de sécurité ξ_{secu} sur la consommation estimée et la seconde, dite du "n-1", a pour objectif que le système puisse satisfaire

la demande malgré l'indisponibilité de n'importe quel moyen de production faisant partie du système. L'équation (4.12) est transformée par l'ajout de ces deux contraintes éventuelles en (4.13).

$$\begin{aligned} \sum_{j=1}^{n_{Cns,l}} (1 + \xi_{secu}) \cdot P_{bes,j}(t) - P_{RD}(t) &\leq & \forall l \in [1, n_{SecEner}] \\ & & \forall t \in [1, n_{Per}] \\ \sum_{k=1}^{n_{Src,l}} \sum_{i=1}^{n_k} P_{nom,k,i}(t) \cdot U_{activ,k,i}(t) \cdot \delta_{m,n}(k,i) & & \forall m \in [1, n_{k,max}] \\ & & \forall n \in [1, n_{Src,l}] \end{aligned} \quad (4.13)$$

avec $\delta_{m,n}(k,i)$ qui vaut 0 si le couple (m,n) est égal à (k,i) et 1 sinon et $n_{k,max}$ le nombre maximal de sources d'un même type. La variable $U_{activ,k,i}(t)$ est une variable manipulable binaire qui indique si la i ème source de type k est activée ou non sur la période t , elle vaut alors respectivement 1 ou 0.

Des contraintes techniques sont également imposées pour chaque source, dont les expressions sont données dans (4.14).

$$\begin{cases} P_{prod,k,i}(t) \leq (1 - TI_k) \cdot P_{nom,k,i} \cdot U_{activ,k,i}(t) \\ P_{prod,k,i}(t) \geq (1 - TI_k) \cdot P_{min,k,i} \cdot U_{activ,k,i}(t) \end{cases} \quad \begin{aligned} &\forall k \in [1, n_{Src}] \\ &\forall i \in [1, n_k] \\ &\forall t \in [1, n_{Per}] \end{aligned} \quad (4.14)$$

avec $P_{min,k,i}$ la puissance minimale de fonctionnement de la source en kW qui est le plus souvent proportionnelle à $P_{nom,k,i}$. On considèrera que c'est le cas dans la suite et on notera τ_{gen}^{min} le coefficient de proportionnalité qui correspond au taux de charge minimal de la source. Cette contrainte empêche notamment une source de produire une puissance non nulle inférieure à sa puissance minimale. On introduit également un taux d'indisponibilité TI_k correspondant à la probabilité que le moyen de production ne soit pas disponible au moment où il reçoit une demande. Il correspond au ratio du nombre d'heures d'indisponibilité pendant l'année sur le nombre d'heures total dans l'année. Le système (4.14) n'est pas linéaire du fait de la multiplication des variables d'action $P_{nom,k,i}$ et $U_{activ,k,i}(t)$. Il est toutefois possible de préserver sa linéarité en le transformant en un système de quatre équations explicité en (4.15).

$$\begin{cases} P_{prod,k,i}(t) \leq U_{activ,k,i}(t) \cdot M \\ P_{prod,k,i}(t) \leq (1 - TI_k) \cdot P_{nom,k,i} + (1 - U_{activ,k,i}(t)) \cdot M \\ P_{prod,k,i}(t) \geq -U_{activ,k,i}(t) \cdot M \\ P_{prod,k,i}(t) \geq (1 - TI_k) \cdot \tau_{gen}^{min} \cdot P_{nom,k,i} - (1 - U_{activ,k,i}(t)) \cdot M \end{cases} \quad \begin{aligned} &\forall k \in [1, n_{Src}] \\ &\forall i \in [1, n_k] \\ &\forall t \in [1, n_{Per}] \end{aligned} \quad (4.15)$$

avec M un nombre positif très grand devant $P_{nom,k,i}$ de manière à ce que la première et la troisième équations du système soient toujours vérifiées lorsque la source est activée et que les deux autres soient toujours vraies lorsque elle est désactivée.

La puissance nominale $P_{nom,k,i}$ doit également respecter les limites technologiques inférieure et supérieure de chaque source, notées respectivement $P_{nom,k}^{min}$ et $P_{nom,k}^{max}$ et exprimées en kW. Logiquement, une source non retenue dans la configuration a une puissance nominale nulle. Ces contraintes sont traduites mathématiquement dans (4.16).

$$Y_{k,i} \cdot P_{nom,k}^{min} \leq P_{nom,k,i} \leq Y_{k,i} \cdot P_{nom,k}^{max} \quad \begin{aligned} &\forall k \in [1, n_{Src}] \\ &\forall i \in [1, n_k] \end{aligned} \quad (4.16)$$

avec $Y_{k,i}$ une variable d'action binaire qui vaut 1 si la i ème source de type k est effectivement incluse dans le système ou non.

À ces contraintes communes à tous les éléments viennent s'ajouter des contraintes plus spécifiques :

- La capacité des moyens de stockage peut difficilement être prise en compte à ce niveau, compte tenu de la considération d'une monotone de puissance à la place de la courbe de charge réelle. Cependant, on peut forcer le moyen de stockage à être neutre d'un point de vue énergétique sur l'année (4.17), ce qui signifie que le niveau de charge du stockage est identique au début et à la fin de l'année.

$$\sum_{t=1}^{n_{Per}} \left(\eta_{stock} \cdot P_{stock,k,i}(t) + \frac{P_{destock,k,i}(t)}{\eta_{destock}} \right) \cdot T_t = 0 \quad \begin{array}{l} \forall k \in [1, n_{stock}] \\ \forall i \in [1, n_k] \end{array} \quad (4.17)$$

avec n_{stock} le nombre de types de moyens de stockage différents, η_{stock} et $\eta_{destock}$ les rendements moyens de stockage et de déstockage et $P_{stock,k,i}(t)$ et $P_{destock,k,i}(t)$ les puissances stockée (négative) et déstockée (positive) respectivement. Afin de limiter le nombre de variables d'action, on introduit également la variable $P_{prod,k,i}(t)$ pour les moyens de stockage qui est égale à la somme des puissances stockée et déstockée (dont au moins l'une des deux est nulle sur chaque période).

- Le couplage de plusieurs secteurs énergétiques comme les centrales de cogénération (ou polygénération) ou encore les pompes à chaleur sur lesquelles nous reviendront plus en détail dans la partie 5.3.2 nécessite la définition de contraintes liant les puissances des différents secteurs énergétiques. Ces contraintes d'égalité ou d'inégalité sont formulées sous leur forme générique présentée en (4.18) qui doit être précisée au cas par cas.

$$\begin{cases} A_{k,i} \cdot x_{k,i} \leq b_{k,i} & \forall k \in [1, n_{stock}] \\ A_{eq,k,i} \cdot x_{k,i} = beq_{k,i} & \forall i \in [1, n_k] \end{cases} \quad (4.18)$$

avec $x_{k,i}$ un vecteur contenant toutes les variables manipulables de la i ème source de type k , c'est-à-dire $Y_{k,i}$, $U_{activ,k,i}$ et pour chaque secteur énergétique l dans lequel intervient la source, les variables $P_{nom,k,i,l}$ et $P_{prod,k,i,l}$.

- L'effacement des consommateurs $P_{RD}(t)$ est limité par une puissance maximale P_{RD}^{max} en kW mais aussi le plus souvent en quantité d'énergie sur l'année E_{RD}^{max} en kWh, ce qui est traduit dans les équations (4.19) et (4.20).

$$P_{RD}(t) \leq P_{RD}^{max} \quad \forall t \in [1, n_{Per}] \quad (4.19)$$

$$\sum_{t=1}^{n_{Per}} P_{RD}(t) \cdot T_t \leq E_{RD}^{max} \quad (4.20)$$

- Compte-tenu de considérations techniques (dimensionnement des infrastructures d'échange) mais aussi de marché (demande ou offre limitée), la puissance échangée avec d'autres systèmes est contrainte par les équations (4.21) et (4.22).

$$0 \leq P_{ach}(t) \leq P_{ach}^{max} \quad \forall t \in [1, n_{Per}] \quad (4.21)$$

$$-P_{vente}^{max} \leq P_{vente}(t) \leq 0 \quad \forall t \in [1, n_{Per}] \quad (4.22)$$

avec P_{ach}^{max} et P_{vente}^{max} les puissances maximales positives d'achat et de vente d'énergie aux autres systèmes.

- Le réseau doit rester le plus fiable possible. Ainsi, il doit rester flexible pour réagir rapidement face aux éventuelles perturbations. Ceci se traduit par deux mesures : le système doit comporter une part minimale τ_{flex}^{min} de sources très flexibles (voir partie 4.1.2) et tolérer une pénétration maximale d'énergies renouvelables τ_{ER}^{max} . Ces deux contraintes sont respectivement exprimées dans les équations (4.23) et (4.24).

$$\sum_{k=1}^{n_{Src,flex,l}} \sum_{i=1}^{n_k} (1 - TI_k) \cdot P_{nom,k,i} \geq \tau_{flex}^{min} \cdot \sum_{j=1}^{n_{Cns,l}} P_{bes,j}(t) \quad \begin{array}{l} \forall l \in [1, n_{SecEner}] \\ \forall t \in [1, n_{Per}] \end{array} \quad (4.23)$$

avec $n_{Src,flex,l}$ le nombre de types de sources très flexibles pour le secteur énergétique l .

$$\sum_{k=1}^{n_{Src,ER,l}} \sum_{i=1}^{n_k} P_{prod,k,i}(t) \leq \tau_{ER}^{max} \cdot \sum_{j=1}^{n_{Cns,l}} P_{bes,j}(t) \quad \begin{array}{l} \forall l \in [1, n_{SecEner}] \\ \forall t \in [1, n_{Per}] \end{array} \quad (4.24)$$

avec $n_{Src,ER,l}$ le nombre de types de sources d'énergie renouvelable pour le secteur énergétique l . Les politiques environnementales peuvent également exiger une contribution minimale des énergies renouvelables au réseau (qui sera alors plutôt exprimée en énergie annuelle et non en puissance).

Ces contraintes sont les principales que l'on peut retrouver dans les SME mais ne sont évidemment pas exhaustives. D'autres contraintes peuvent venir s'ajouter au problème en fonction du cas d'application.

Dans ce problème, les variables n_{Src} et n_k ($\forall k \in [1, n_{Src}]$) sont fixées afin de pouvoir exprimer la fonction de coût et les contraintes sous forme de matrices de taille finie. n_{Src} est déterminé par l'utilisateur en fonction des possibilités offertes par le système, son environnement et les technologies existantes. Les variables n_k peuvent être laissées relativement grandes pour ne pas être contraindre, le pire cas étant celui où l'optimisation choisit uniquement des sources de même type (ce qui est souvent incompatible avec les contraintes).

Les variables d'action du problème sont les variables entières $Y_{k,i}$ et $U_{activ,k,i}$ qui correspondent respectivement au choix ou non d'intégrer la i ème source de type k dans la configuration du système et son activation ou non à chaque période, et de nombreuses variables continues : la puissance nominale $P_{nom,k,i}$ de chaque source, la puissance fournie par chaque source $P_{prod,k,i}$ et la réponse à la demande P_{RD} au cours de chaque période. Les puissances achetées et vendues sur chaque période sont également des variables d'action mais elles sont incluses dans $P_{prod,k,i}$ (en considérant les réseaux d'échange avec l'extérieur comme des sources).

Le problème détaillé possède des variables entières et réelles. La fonction de coût définie dans (4.6) ainsi que toutes les contraintes explicitées dans cette partie sont linéaires. Il s'agit donc d'un problème PLNE dont la résolution est expliquée dans la partie suivante.

4.4.1.5 Résolution

La résolution du problème présenté dans la partie précédente permet de déterminer la configuration et la taille optimales des moyens de production et de stockage d'un SME. Le solveur choisi pour cette résolution est l'outil *intlinprog* de la bibliothèque "Optimization Toolbox" du logiciel MATLAB qui permet de traiter des problèmes de type PLNE sous contraintes. Le fonctionnement de l'algorithme est brièvement détaillé ci-dessous :

1. Le problème est réduit grâce à un prétraitement PL qui supprime les redondances vis-à-vis des variables et des contraintes.
2. La résolution d'un problème PL avec relaxation de contraintes (celles qui imposent à certaines variables d'être entières) donne une borne inférieure de la fonction objectif.
3. Un second prétraitement PLNE est réalisé pour détecter d'éventuelles infaisabilités, redondances, renforcer certaines contraintes et écarter certains mauvais candidats à la solution.
4. Plusieurs méthodes des plans sécants (voir partie 4.3.5) sont appliquées successivement pour réduire la région admissible.
5. Des approches heuristiques sont utilisées pour tenter de trouver une borne supérieure de la fonction objectif la plus petite possible. Ces heuristiques interviennent avant l'algorithme par séparation et évaluation (prochaine étape) mais aussi pendant certaines de ses itérations.
6. La dernière étape est l'application d'un algorithme par séparation et évaluation qui part d'une solution admissible PL. Celui-ci divise successivement, pour chaque variable dont la contrainte d'entiereté est violée, chaque problème en deux sous-problèmes dans lesquels cette variable est arrondie à l'entier supérieur et inférieur respectivement. Ces étapes permettent d'abaisser la valeur de la borne supérieure et d'augmenter celle de la borne inférieure jusqu'à ce que leur différence soit inférieure au seuil de tolérance.

Cette partie a détaillé le processus de détermination optimale de la configuration du système et du dimensionnement des infrastructures dans un SME. Il se veut le plus générique possible et peut facilement être modifié pour prendre en compte certaines contraintes ou coûts spécifiques au problème.

4.4.2 Planification optimale de la production

Le niveau intermédiaire d'optimisation s'appuie sur un SME déjà existant et concerne la planification court et moyen terme de fonctionnement des infrastructures qui composent le système. Bøhm (2002) divise cette planification en deux sous-catégories :

- le problème d'affectation des unités qui consiste à déterminer le statut des moyens de production et stockage (activé ou arrêté) à chaque pas de temps.
- la répartition des charges qui correspond à l'allocation du besoin en puissance à chaque source.

Contrairement au niveau supérieur, le dimensionnement de chaque source est fixé. En revanche, le niveau de détail des infrastructures est plus fin et les estimations de certaines données sont bien meilleures. À ce niveau, la résolution temporelle est souvent de l'ordre de l'heure, ce qui fournit une assez bonne précision tout en gardant des temps de calculs raisonnables. Le comportement du système peut être évalué sur un ou plusieurs jours, semaines, voire mois selon les besoins.

4.4.2.1 Les données d'entrée du problème

Certaines données d'entrée comme l'ensoleillement, la puissance éolienne et la consommation des utilisateurs intervenaient déjà au niveau supérieur. Cependant, alors que l'on regardait seulement les valeurs annuelles moyennes pour les deux premiers, on considère une estimation de leur profil à ce niveau (possible uniquement pour des horizons relativement courts). Concernant la consommation des utilisateurs, on considérera ici le profil de charge estimé (courbe (a) de la Figure 4.3) et non plus la courbe monotone de puissance discrétisée.

En plus de ces données, le niveau intermédiaire nécessite la connaissance complète du système : nombre de sources n'_k de chaque type n'_{src} faisant effectivement partie du système, leurs caractéristiques (puissance nominale, minimale de fonctionnement, capacité pour les stockages et autres limitations à l'échelle horaire) et leurs coûts de fonctionnement. Les unités de production et de stockage pour lesquelles le problème d'optimisation du niveau supérieur a déterminé une variable d'existence $Y_{k,i}$ nulle ont été retirées de ce nouveau problème. Les variables n_k et n_{src} ont été transformées respectivement en n'_k et n'_{src} pour prendre en compte cette suppression.

4.4.2.2 Formulation du problème

La fonction de coût f_{obj2} qu'on cherche à minimiser à ce niveau est donnée dans (4.25). Elle est relativement proche de celle définie dans la partie 4.4.1 avec deux différences principales : le terme correspondant à l'investissement disparaît et les valeurs ne sont plus annualisées.

$$f_{obj2} = \sum_{t=1}^{n_{step}} c_{exp}(t) + c_{ech}(t) \quad (4.25)$$

avec n_{step} le nombre de pas de temps qui découpent l'horizon de simulation, c_{exp} les coûts d'exploitation en UCC détaillés dans (4.26).

$$c_{exp}(t) = \sum_{k'=1}^{n'_{src}} \sum_{i=1}^{n'_k} c_{ep} \cdot \frac{P_{prod,k',i}(t)}{\eta_{moy,k',i}} \cdot T_s + c_{allu,k',i} \cdot U_{allu,k',i}(t) + c_{arr,k',i} \cdot U_{arr,k',i}(t) \quad (4.26)$$

$$+ c_{var,k',i} \cdot (P_{prod,k',i}(t) - P_{prod,k',i}(t-1)) + c_{exp,k',autres}$$

avec $P_{prod,k',i}(t)$ la puissance produite par la i ème source de type k' en kW, T_s la durée d'un pas de temps en h, $c_{allu,k',i}$ et $c_{arr,k',i}$ les coûts respectifs d'allumage en UCC/allumage et d'arrêt en UCC/arrêt de la i ème source de type k' . Ces coûts peuvent être raffinés en distinguant les démarrages à froid et à chaud (Dimoukias et al., 2017). Les variables $U_{allu,k',i}(t)$ et $U_{arr,k',i}(t)$ sont des variables binaires qui valent 1 si la i ème

source de type k' est allumée – respectivement éteinte – au pas de temps t et 0 dans les autres cas. La variable $c_{var,k',i}$ représente le coût éventuel de la variation de puissance (ramping cost) entre deux pas de temps de la source i en UCC/kW. On suppose que les autres coûts d'exploitation notés $c_{exp,k',autres}$ sont proportionnels à la puissance produite de la source de type k' . La prise en compte d'un rendement moyen $\eta_{moy,k',i}$ constant (par rapport à la puissance produite) à ce niveau est une hypothèse simplificatrice non négligeable mais qui permet de conserver la linéarité du problème et donc une complexité du problème raisonnable ainsi qu'une puissance de calcul nécessaire relativement faibles.

L'expression des coûts d'échange intervenant dans (4.25) est identique à celle donnée en (4.11) mis à part que les énergies d'achat, de vente et non distribuée ne sont pas annualisées et sont donc exprimées ici en kWh.

4.4.2.3 Expression des contraintes

Cette partie présente la formulation des différentes contraintes qui s'appliquent au système à une échelle court/moyen terme. Ainsi, comme au niveau supérieur, il n'est pas judicieux de prendre en compte les contraintes qui affectent le très court terme (de quelques secondes à quelques dizaines de minutes) comme les dynamiques des sources et leurs limitations de variation en puissance. Quant aux contraintes macroscopiques, elles ont déjà été intégrées lors de la phase de conception et plus aucun impact sur celles-ci n'est possible à ce niveau.

De la même manière qu'au niveau supérieur, la contrainte principale est l'équilibre entre la demande et la production qui a la même expression que dans la partie précédente (4.12). Les seules différences sont que la période considérée t correspond cette fois à un pas de temps réel (et non une période fictive de la monotone de puissance) et le besoin des consommateurs $P_{bes,j}(t)$ est représenté par sa courbe de charge (et non plus sa monotone de puissance).

Le taux d'indisponibilité TI_k introduit dans la partie précédente permettait de surdimensionner un peu le réseau afin de pouvoir pallier l'indisponibilité non planifiée d'une source, mais ce paramètre n'a plus vraiment de sens à ce niveau. L'équation (4.14) est transformée en (4.27) qui est présentée sous sa forme non-linéaire par simplicité mais peut être exprimée sous forme d'un système linéaire de la même manière que (4.15).

$$P_{min,k',i} \cdot U_{activ,k',i}(t) \leq P_{prod,k',i}(t) \leq P_{nom,k',i} \cdot U_{activ,k',i}(t) \quad \begin{array}{l} \forall k' \in [1, n'_{Src}] \\ \forall i \in [1, n'_k] \\ \forall t \in [1, n_{step}] \end{array} \quad (4.27)$$

La relation entre $U_{activ,k',i}(t)$ et les variables de démarrage $U_{allu,k',i}(t)$ et d'arrêt $U_{arr,k',i}(t)$ est explicitée dans (4.28).

$$U_{activ,k',i}(t) = U_{activ,k',i}(t-1) + U_{allu,k',i}(t) - U_{arr,k',i}(t) \quad \begin{array}{l} \forall k' \in [1, n'_{Src}] \\ \forall i \in [1, n'_k] \\ \forall t \in [1, n_{step}] \end{array} \quad (4.28)$$

Outre le coût que cela représente, les sources ne peuvent techniquement pas être allumées et éteintes de manière intempestive. Elles doivent souvent respecter

des périodes minimales de repos après arrêt $U_{off,k'}^{min}$ en h et de fonctionnement après allumage $U_{on,k'}^{min}$ en h ou ne pas dépasser une certaine fréquence d'allumage $f_{allu,k'}$ en h^{-1} . Ces trois contraintes sont exprimées dans les équations (4.29), (4.30) et (4.31).

$$U_{allu,k',i}(t) + \sum_{t=1-U_{off,k'}^{min}}^1 U_{arr,k',i}(t) \leq 1 \quad \begin{array}{l} \forall k' \in [1, n'_{Src}] \\ \forall i \in [1, n'_k] \\ \forall t \in [1, n_{step}] \end{array} \quad (4.29)$$

$$U_{arr,k',i}(t) + \sum_{t=1-U_{on,k'}^{min}}^1 U_{allu,k',i}(t) \leq 1 \quad \begin{array}{l} \forall k' \in [1, n'_{Src}] \\ \forall i \in [1, n'_k] \\ \forall t \in [1, n_{step}] \end{array} \quad (4.30)$$

$$\sum_{t=1}^{n_{step}} U_{allu,k',i}(t) \leq f_{allu,k'} \cdot H_{simu} \quad \begin{array}{l} \forall k' \in [1, n'_{Src}] \\ \forall i \in [1, n'_k] \end{array} \quad (4.31)$$

avec H_{simu} la couverture temporelle ou horizon de simulation en h.

Les contraintes sur les moyens de stockage prennent en compte à ce niveau leur capacité $Ca_{k',i}$ en kWh ainsi que leurs états de charge minimal $SOC_{k',i}^{min}$ et maximal $SOC_{k',i}^{max}$ auxquels est ajoutée une marge de sécurité ϵ_{stock} pour garder une certaine latitude face aux éventuelles perturbations. Ces contraintes sont traduites dans (4.32) et (4.33).

$$SOC_{k',i}(t) = (1 - \xi_{stock} \cdot T_s) \cdot SOC_{k',i}(t-1) - \left(\frac{P_{destock,k',i}(t)}{\eta_{destock} \cdot Ca_{k',i}} + \frac{\eta_{stock} \cdot P_{stock,k',i}(t)}{Ca_{k',i}} \right) \cdot T_s \quad \begin{array}{l} \forall k' \in [1, n_{stock}] \\ \forall i \in [1, n_k] \\ \forall t \in [1, n_{step}] \end{array} \quad (4.32)$$

avec $SOC_{k',i}$ l'état de charge du moyen de stockage et ξ_{stock} le coefficient de pertes du stockage en h^{-1} .

$$SOC_{k',i}^{min} + \epsilon_{stock} \leq SOC_{k',i}(t) \leq SOC_{k',i}^{max} - \epsilon_{stock} \quad \begin{array}{l} \forall k' \in [1, n_{stock}] \\ \forall i \in [1, n_k] \\ \forall t \in [1, n_{step}] \end{array} \quad (4.33)$$

La contrainte de neutralité énergétique du stockage sur la période considérée, exprimée dans (4.17), est conservée à ce niveau. Le stockage n'est ainsi pas considéré comme un moyen de production mais comme un tampon qui peut absorber ou générer ponctuellement de l'énergie mais revient toujours à son niveau d'équilibre.

Enfin, les contraintes sur l'effacement des consommateurs, données en (4.19) et (4.20), sont reconduites à ce niveau avec pour différence la variable E_{RD}^{max} qui correspond à l'énergie maximale sur la période considérée et non plus sur l'année.

Dans ce problème, les variables manipulables sont composées des variables entières $U_{allu,k',i}$, $U_{arr,k',i}$ et $U_{activ,k',i}$ qui correspondent respectivement à l'allumage, l'arrêt et l'activation ou non de chaque source au pas de temps t et des variables continues $P_{prod,k',i}$, puissances produites par chaque source au pas de temps t .

4.4.2.4 Résolution

Comme dans la partie 4.4.1, les fonctions de coût et les contraintes présentées dans la partie précédente sont linéaires et le système est composé à la fois de variables réelles et entières. Le problème se traduit donc sous la forme d'un problème PLNE. La résolution se fait de manière identique à celle présentée dans la partie 4.4.1.5.

4.4.3 Contrôle dynamique du système

Le contrôle dynamique est une étape essentielle du processus d'optimisation du SME. Son objectif principal est d'ajuster en temps réel la commande des moyens de production et de stockage afin d'assurer au mieux la satisfaction des besoins.

4.4.3.1 Les enjeux

Contrairement à la planification qui se base sur des prédictions et estimations, le contrôle dynamique est confronté aux évolutions réelles du système. Cette caractéristique soulève de nombreuses problématiques auxquelles il faut apporter une solution :

- La prise en compte des contraintes et limitations dynamiques des différents acteurs (moyens de production, de transformation, de stockage, de distribution, consommateurs).
- Les perturbations qui peuvent affecter les acteurs (aléas climatiques, pannes, erreurs de prédiction, etc.).
- La coordination de plusieurs secteurs énergétiques qui peuvent avoir des dynamiques de propagation radicalement différentes comme l'électricité (quasi-instantanée) et la thermique (quelques mètres par seconde) et le fort couplage entre les différents secteurs (CHP, PAC, etc.).
- Une problématique logistique qui provient du nombre d'acteurs différents (producteurs, fournisseurs, consommateurs, industries, etc.) et leur coordination.

Comme mentionné dans la partie 4.2, nous raisonnerons uniquement en puissance à ce niveau et ne traiterons pas notamment le contrôle en température et en pression différentielle du réseau de distribution dans le cas de l'énergie thermique.

4.4.3.2 Les données d'entrée

Les données d'entrée à ce niveau ne sont pas de la même nature qu'aux deux niveaux précédents. Alors que l'optimisation était basée jusque-là sur des prédictions, on considère ici les données réelles du système et de son environnement, notamment la production des énergies renouvelables et la demande des consommateurs. De même, à ce niveau peuvent être simulées les désactivations de certains acteurs, programmées (maintenance) ou fortuites (panne, déconnexion du réseau).

Comme au niveau précédent, la connaissance complète du système est nécessaire à ce niveau (nombre et types de sources) mais va un plus loin dans le niveau de détail. En effet, en plus des caractéristiques des sources déjà prises en compte au niveau intermédiaire, on considère notamment l'activation ou non au temps t , les limitations de variation de puissance et les dynamiques de réponse.

4.4.3.3 Le processus d'allocation des ressources

À ce niveau, le système est représenté par un modèle fonctionnel qui permet de simuler son comportement en temps réel. L'allocation des ressources se fait au sein de chaque distributeur fonctionnel (au moins un par secteur énergétique) selon la méthode détaillée dans le chapitre 3 :

1. Une trajectoire de référence, correspondant au profil souhaité de puissance fournie, est définie par les consommateurs.
2. Une fonction de coût quadratique est allouée à chaque source en chaque point de coïncidence.
3. Une fonction objectif (contenant un critère de performance et un de coût) est minimisée aux points de coïncidence au sein de chaque distributeur pour allouer le besoin aux différentes sources.
4. À partir du besoin reçu, chaque source met à jour ses variables internes, sa fonction de coût et ses limitations.
5. La puissance fournie est allouée aux consommateurs de manière à minimiser la somme des carrés des écarts entre la demande et la fourniture de puissance.

La méthode est répétée à chaque pas de temps jusqu'à la fin de la simulation.

Dans ce dernier niveau, les seules variables manipulables sont les puissances $P_{prod,k,i}(t)$ fournies par chaque source à chaque pas de temps.

4.4.4 Coordination des trois niveaux

Les trois niveaux d'optimisation ont été présentés distinctement dans les parties précédentes et sont d'ailleurs indépendants : ils peuvent tout à fait être simulés de manière autonome selon le cas considéré, il suffit alors d'intégrer pour chacun ses données d'entrée définies dans chaque partie. Cependant, tout l'intérêt de l'approche réside dans l'interconnexion de ces trois niveaux et les données qu'ils peuvent échanger entre eux.

4.4.4.1 Du niveau supérieur au niveau intermédiaire

Au niveau supérieur est déterminée notamment la configuration globale du système : nombre de sources de chaque type composant le système ainsi que leur dimensionnement. Cette détermination est relativement rapide mais comporte des hypothèses assez fortes (notamment la prise en compte d'une monotone de puissance au lieu du profil de charge). Afin de valider la configuration sélectionnée, elle peut être intégrée dans les données d'entrée du problème de planification optimale de la production (niveau intermédiaire). La résolution de ce problème sur une longue période (un an par exemple), certes coûteuse en temps de calcul, a plusieurs objectifs :

1. Vérifier, sans prendre en compte les perturbations dans un premier temps, que cette configuration satisfait les contraintes définies au niveau intermédiaire. Identifier les zones critiques éventuelles où ces contraintes ne sont pas respectées.

2. En cas de légères violations des contraintes, de petites modifications (taille stockage, augmentation d'une puissance nominale, etc.) peuvent être effectuées au niveau intermédiaire directement. En cas d'anomalies significatives, redéfinir certaines contraintes du niveau supérieur (taux de pénétration des énergies renouvelables, taux d'indisponibilité, etc.) pour le simuler à nouveau. Si malgré tout le problème demeure insoluble, cela signifie que le projet envisagé n'est pas réalisable (non compatible avec l'ensemble des contraintes).
3. Si plusieurs configurations sont équivalentes au niveau supérieur, ce niveau permet d'arbitrer entre les différents candidats.
4. Quelques scénarios faisant intervenir des anomalies (indisponibilité d'une source, etc.) sont élaborés et simulés pour observer le comportement du système face à ces perturbations. Ces scénarios permettent d'une part d'évaluer en amont les coûts de telle ou telle perturbation sur le système et de procéder à d'éventuels nouveaux ajustements (cf étape 2) en fonction de l'occurrence et de l'impact de ces perturbations. Dans un souci de gain de temps, la plupart de ces scénarios peuvent être simulés sur des périodes spécifiques et critiques plus courtes (semaine hivernale par exemple).

Une fois ces étapes effectuées, la configuration du système est définitivement fixée et intégrée en entrée du niveau intermédiaire qui pourra simuler le comportement du système sur des horizons court et moyen terme. Le niveau supérieur ne sera plus utilisé. Il pourra éventuellement être transformé pour traiter le plan d'expansion de la production du système mais cette problématique n'est pas traitée dans ces travaux.

4.4.4.2 Du niveau intermédiaire au niveau inférieur

Les niveaux intermédiaire et inférieur sont assez complémentaires, les avantages de l'un correspondent aux limites de l'autre et vice versa. D'un côté, le niveau intermédiaire a une vision du système sur une grande plage horaire qui lui permet de prendre des décisions en ayant une bonne connaissance du comportement futur du système et de son environnement (profils de prédiction). Cette vision sur un horizon étendu nécessite de prendre en compte des prédictions au lieu de données réelles et lui interdit une résolution temporelle importante.

De l'autre côté, le niveau inférieur et sa modélisation fonctionnelle sont faits pour la simulation en temps réel et la commande prédictive permet la prise en compte de prédictions mais aussi celle des perturbations. Cependant, les discontinuités (variables discrètes) et la considération d'un horizon trop important sont assez mal gérées. L'idée est donc d'interconnecter ces deux niveaux afin de tirer le meilleur des avantages de chacun.

Principe Le niveau intermédiaire est utilisé pour déterminer les plannings d'allumages, d'arrêts et de charge des différents moyens de production et de stockage à court et moyen terme. L'objectif est d'utiliser ces plannings comme des points de fonctionnement pour chaque source au niveau inférieur, tout en leur laissant une certaine flexibilité pour répondre aux éventuelles perturbations. Ces données interviennent à deux endroits différents au niveau inférieur : l'activation d'une source et sa fonction de coût. On distingue deux cas de figure pour l'activation :

- Pour les sources inflexibles ou peu flexibles, le planning d'activation du niveau intermédiaire leur est appliqué tel quel : les sources participent obligatoirement au mix énergétique lorsqu'elles sont activées (avec la possibilité d'adapter leur niveau de charge) et ne peuvent pas y contribuer lorsqu'elles sont désactivées.
- Pour les sources très flexibles, le planning d'activation intervient au niveau de leur fonction de coût : celle-ci est classique pendant les périodes d'activation et multipliée par un facteur $\lambda_{act,k',i}(t)$ très grand lors des phases de désactivation et qui vaut 1 en dehors de ces phases – il vaut 1 en permanence pour les autres sources. Cela permet de garder une certaine flexibilité par rapport à certaines perturbations exceptionnelles mais assure de n'utiliser ces sources désactivées qu'en dernier recours (i.e. quand toutes les sources activées fournissent le maximum de leur puissance).

Concernant la fonction de coût de chaque moyen de production, un terme de pénalisation $f_{pf,k',i}$ est ajouté dans l'équation (3.10) introduite au chapitre 3 dont la nouvelle expression est donnée dans (4.34).

$$f'_{c,k',i}(P_{prod,k',i}(h)) = \lambda_{act,k',i}(t) \cdot (f_{pf,k',i}(P_{prod,k',i}(h)) + f_{c,k',i}(P_{prod,k',i}(h))) \quad (4.34)$$

Le terme f_{pf} , détaillé dans (4.35), pénalise l'éloignement de la puissance produite par la source par rapport à son point de fonctionnement $P_{opt,k',i}(t+h)$ déterminé au niveau intermédiaire.

$$f_{pf,k',i}(P_{prod,k',i}(h)) = \alpha_{pen,k',i} \cdot (P_{opt,k',i}(t+h) - P_{prod,k',i}(h))^2 \quad (4.35)$$

avec $\alpha_{pen,k',i}$ le coefficient de pénalisation de la source (k', i) qui dépend du niveau de flexibilité de chaque source. Pour certaines sources, dont on souhaite qu'elles suivent scrupuleusement le planning de charge défini précédemment, on peut évidemment imposer ce profil dans les contraintes de la source qui se comportera alors comme une source fatale dont le comportement est connu.

Mise à jour des plannings Au niveau intermédiaire, les plannings de démarrages, d'arrêts et de charge sont déterminés sur un horizon fini. Pour le contrôle dynamique du système au niveau inférieur, ces plannings doivent être rafraîchis. On utilise pour cela un horizon fuyant qui présente plusieurs avantages :

- Un recouvrement entre les périodes d'optimisation de la production permet d'être optimal aussi aux frontières de l'horizon.
- Les prédictions utilisées évoluent avec le temps et sont meilleures à court terme. La mise à jour des plannings permet d'intégrer ces nouvelles prédictions.
- La nouvelle optimisation prend en compte l'évolution réelle du système et des perturbations (pannes / réparations éventuelles) depuis la dernière optimisation.

On définit un pas de temps de l'horizon fuyant T_{MAJ} qui est un multiple du temps d'échantillonnage T_S utilisé pour résoudre le problème d'optimisation de la planification de production. Ainsi, tous les T_{MAJ} , ce problème est résolu à nouveau à partir de l'état actuel du système et de prédictions récentes. Les plannings de démarrages, d'arrêts et de charge actualisés sont alors transmis au modèle fonctionnel au travers des fonctions de coût et d'activation de chaque source.

4.4.4.3 Résumé de la méthode

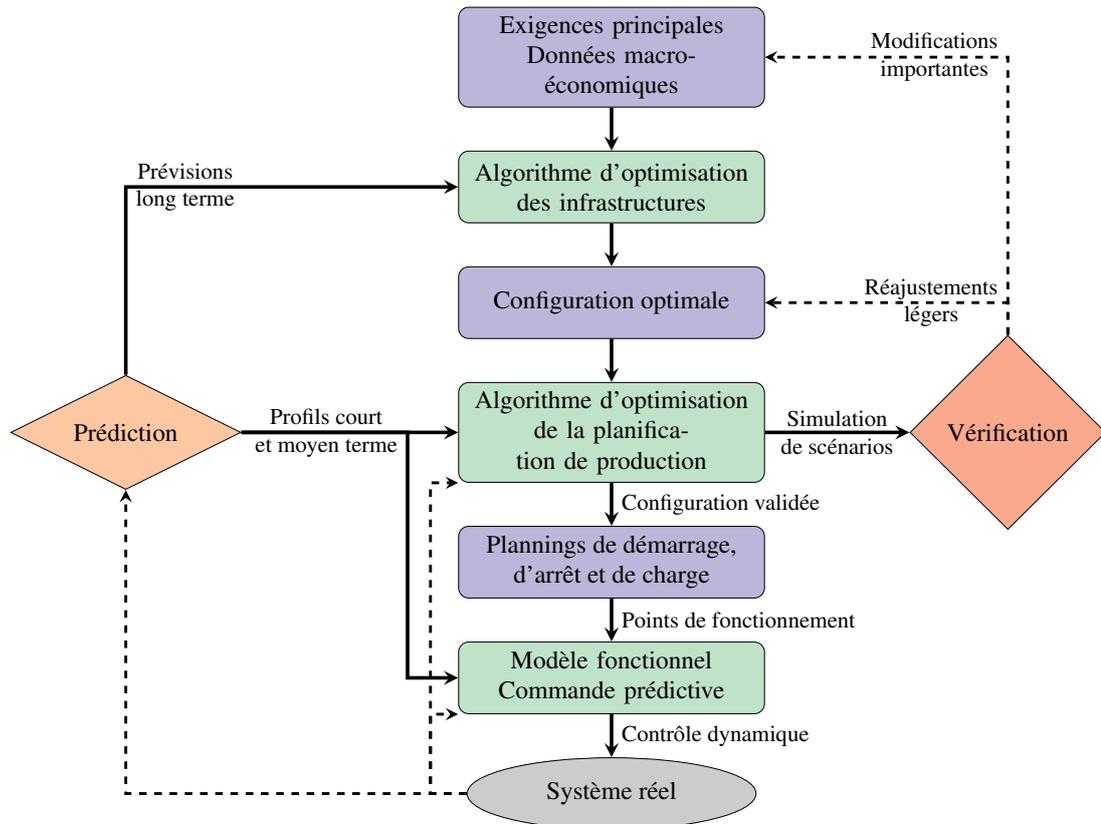


FIGURE 4.4 – Schéma de la méthodologie d'optimisation d'un SME.

La méthode présentée dans cette partie est schématisée sur la Figure 4.4. Elle consiste dans un premier temps, à partir d'exigences, de données globales et d'hypothèses fortes sur le système, à déterminer la configuration optimale du système. Celle-ci est ensuite validée sur un ensemble de scénarios, pouvant inclure notamment des perturbations, grâce à un modèle de niveau intermédiaire. Cette étape permet d'évaluer les coûts et limitations du système, et d'identifier quelques ajustements de configuration qui permettraient d'améliorer le système. Une fois la configuration validée, la production d'énergie à court et moyen terme peut être optimisée. Les plannings optimaux sont transmis à un modèle fonctionnel et réactualisés régulièrement selon un horizon glissant. Ce dernier, en échange permanent avec le système réel, a pour mission d'optimiser l'allocation de ressources en temps réel à l'aide d'un algorithme de commande prédictive.

4.5 Cas d'application à un système électrique

La méthodologie d'optimisation d'un SME depuis la conception jusqu'à son contrôle en temps réel a été détaillée dans la partie 4.4. L'objectif de cette partie est d'illustrer les trois niveaux de cette méthodologie et leurs interconnexions au moyen d'un cas d'application de complexité raisonnable.

4.5.1 Description du cas d'application

Dans cette partie, on prend pour exemple un système à l'échelle régionale inspiré de la Normandie. Son exigence principale est d'assurer à chaque instant l'équilibre entre la demande énergétique des consommateurs et la production. Tout en respectant cette exigence, l'objectif sera de minimiser le coût financier de construction et de fonctionnement du système. Un critère d'émissions de CO₂ sera également étudié mais au travers d'un coût financier. Afin de limiter la complexité du cas d'étude, un certain nombre d'hypothèses sont prises en compte :

- Un seul secteur énergétique est considéré : l'électricité.
- Seule l'allocation des ressources est optimisée : les problématiques liées au réseau de distribution (construction des lignes, évitement des congestions, etc.) ne sont pas traitées.
- Seul un nombre restreint de technologies détaillées plus tard est considéré. On ne considérera notamment aucune source d'énergie renouvelable.
- Tous les consommateurs sont agrégés en un consommateur unique.

Cette liste sera complétée avec d'autres hypothèses plus spécifiques aux différentes étapes de la méthodologie.

L'objectif premier de ce cas d'étude est d'illustrer la méthodologie présentée, il n'a pas la prétention d'être parfaitement réaliste (choix des installations réduit et arbitraire, hypothèses simplificatrices, etc.) ni de présenter un réel intérêt applicatif.

4.5.2 Détermination de la configuration optimale

4.5.2.1 Données d'entrée

La réalisation de cette première étape nécessite de définir un certain nombre de paramètres : le nombre de technologies de production et de stockage considérées, leurs caractéristiques et le nombre de sources maximal dans chaque catégorie, la demande de puissance électrique des consommateurs (ou seulement sa monotone de puissance), le taux de flexibilité du parc. Une partie des paramètres introduits dans la partie 4.4.1 ne sont pas pertinents pour ce cas d'application compte tenu des hypothèses formulées précédemment.

Les technologies considérées pour ce cas d'application sont les suivantes : centrale nucléaire, centrale à charbon ultra supercritique (CCUSC), turbine à gaz en cycle combiné (TGCC), turbine à gaz en cycle ouvert (TGCO) et station par transfert d'énergie potentielle (STEP). Leurs caractéristiques sont données dans le Tableau 4.1. Elles correspondent à des moyennes observées dans la littérature (Shirizadeh et Quirion, 2021; Kan et al., 2020; Schröder et al.; Hentschel et al., 2016; Gonzalez-Salazar et al., 2018), complétées par des identifications à partir de données brutes.

Concernant la prédiction du besoin des consommateurs, on considère que la monotone de puissance énergétique est identique d'une année sur l'autre. Les données régionales de consommation électrique sont publiées gratuitement par RTE avec un pas horaire de 30 minutes. Le profil utilisé dans ce cas d'étude correspond à celui de la région Normandie pour l'année 2019. Pour ce premier niveau de la méthodologie, le profil réel de consommation est transformé en monotone de puissance, puis discrétisé en vingt périodes pondérées selon la méthode présentée dans la partie 4.4.1.2. Le profil ainsi obtenu est tracé sur la Figure 4.5.

TABLE 4.1 – Caractéristiques des technologies de production et de stockage d'électricité.

Caractéristiques	Centrale Nucléaire	CCUSC	TGCC	TGCO	STEP
P_{nom}^{max} (MW)	1650	1000	500	300	200
τ_{gen}^{min} (% P_{nom})	50	50	20	10	-100
c_{inv} (\$/MWh/an)	4,5	1,4	0,8	0,5	2,3
DDV (an)	60	60	30	30	80
$c_{E\&M,fix}$ (\$/MW/an)	120	40	20	17	25
$c_{E\&M,var}$ (\$/kWh/an)	8	4	6	5	2
c_{ep} (\$/MWh)	2	15	30	30	-
η_{moy}	0,4	0,48	0,58	0,36	0,8
Taux d'indisponibilité TI	0,04	0,04	0,03	0,02	0,03
Émissions de CO ₂ (t/MWh)	-	0,8	0,35	0,6	-
Flexibilité	-	-	+/-	++	++

De manière à ne pas restreindre l'ensemble des solutions possibles, le nombre de sources maximal de chaque type de technologie présenté dans le Tableau 4.1 est défini dans (4.36) comme le rapport entre la puissance maximale demandée (première période de la monotone de puissance $P_{bes,mon}$) et la puissance nominale maximale de chaque type de source arrondi à l'entier supérieur (fonction $Rsup$).

$$n_k = Rsup \left(\frac{P_{bes,mon}(1)}{P_{nom,k}^{max}} \right) \quad (4.36)$$

Toutefois, le nombre de STEP possibles est limité par la topologie du terrain et cette limite sera prise égale à 1. Nous souhaitons que le système soit autonome en électricité, donc nous ne considérons pas pour ce niveau la possibilité d'acheter de l'énergie. En revanche, il est possible de revendre un excédent d'électricité via le réseau à un prix qui correspond au prix moyen constaté sur l'année 2019 auquel est ajouté un terme de pénalisation. Ce dernier permet de refléter le fait que pendant les périodes où l'énergie produite est excédentaire, les prix de reventes sont souvent inférieurs à la moyenne. En outre, le système d'effacement de certains consommateurs n'est pas pris en compte. Le nombre maximal de chaque type de source ainsi que les caractéristiques générales du modèle sont donnés dans le Tableau 4.2.

Le problème est ensuite formulé matriciellement : pour chaque type de sources, les matrices A et Aeq ainsi que les vecteurs b , beq , lb , ub , f et VE sont écrits de manière à traduire les contraintes, la fonction de coût et le vecteur de variables entières (cf. système 4.3). Il est ensuite résolu à l'aide du solveur *intlinprog* de MATLAB.

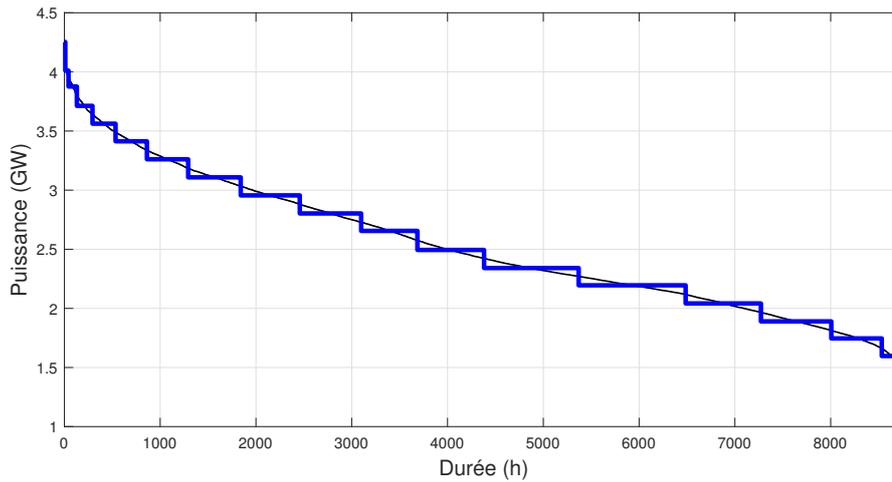


FIGURE 4.5 – Monotone de puissance de consommation de la région Normandie discrétisée en vingt périodes.

TABLE 4.2 – Caractéristiques du modèle.

Caractéristiques	Valeur	
Nombre maximal de sources par technologie	Nucléaire	3
	CCUSC	5
	TGCC	9
	TGCO	14
	STEP	1
τ_{flex}^{min} (% $\sum P_{nom}$)	10	
P_{RD}^{max} (MW)	0	
Puissance maximale vendue au réseau (MW)	500	
Prix de l'électricité (\$/MWh)	42-10	

4.5.2.2 Résultats

Dans un premier temps, on ne considère que l'aspect financier du problème d'optimisation et les émissions de carbone ne sont pas pénalisées. La configuration optimale obtenue (notée configuration 1 dans la suite) est donnée dans le Tableau 4.3 et la répartition de charge prévisionnelle en fonction des périodes est tracée dans la Figure 4.6, sur laquelle les puissances positives sont représentées en couleurs pleines et les puissances négatives (pompage pour recharger la STEP et vente d'électricité) sont hachurées : la puissance effectivement produite est située en-dessous de la zone hachurée.

Nous constatons que la majeure partie de la puissance installée concerne les centrales à charbon, suivie de près par l'énergie nucléaire. Les turbines à gaz en cycle ouvert viennent simplement satisfaire la contrainte liée à la flexibilité du réseau. Elles sont utilisées, tout comme la STEP, uniquement lors des pics de consommation. Cette configuration basée principalement sur le charbon entraîne un niveau d'émissions de CO₂ du système relativement important, et difficilement acceptable dans un contexte de transition énergétique.

TABLE 4.3 – Configuration 1 et caractéristiques du système minimisant son coût financier annuel.

	Cent. Nuc.	CCUSC	TGCC	TGCO	STEP	Total
Nombre de sources	1	3	0	2	1	7
Puissance nominale (MW)	1650	401 1000 731	-	300 300	200	4582
Énergie produite (TWh/an)	13,9	9,1	0	0,04	0	23,0
Émissions de CO ₂ (kt/an)	0	7253	0	24	0	7277
Coût financier (M\$/an)	467	400	0	27	11	905
<i>dont investissement</i>	321	117	0	23,5	11	472,5
<i>dont opérationnel</i>	146	283	0	3,5	0	432,5
Coût normalisé (\$/MWh)	34	44	-	675	-	39

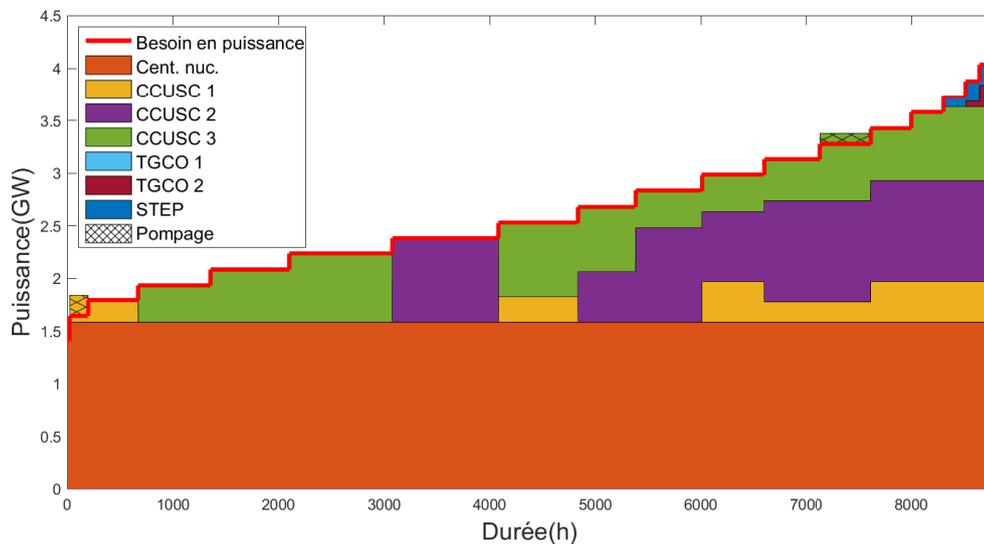


FIGURE 4.6 – Répartition de charge entre les moyens de production et de stockage dans la configuration 1.

Un terme de pénalisation financière des émissions est donc introduit : une taxe carbone qui est un outil politique incitant financièrement à investir dans des infrastructures faiblement émettrices de CO₂. Cet outil a été mis en place dans les années 1990 par quelques pays puis largement démocratisé aujourd'hui avec plus de 60 mé-

canismes à travers le monde. Le coût de cette taxe est très variable selon chaque pays ou groupement de pays, il oscille entre moins de 1 \$ et 137 \$ par tonne de carbone émise (World Bank, 2021). Pour ce cas d'application, la valeur de cette taxe est prise égale à celle proposée par l'Union Européenne, soit 50 \$ par tonne. En appliquant cette pénalisation financière sur la configuration précédente, le coût carbone s'élèverait à près de 364 millions de dollars soit environ 40 % du coût financier calculé. Afin de déterminer une configuration plus acceptable, le modèle est de nouveau simulé avec la prise en compte de cette taxe carbone. La nouvelle configuration optimale du système est détaillée dans le Tableau 4.4 tandis que le profil de la répartition de charge est représenté sur la Figure 4.7.

TABLE 4.4 – Configuration 2 et caractéristiques du système minimisant son coût financier annuel avec prise en compte d'une taxe carbone.

	Cent. Nuc.	CCUSC	TGCC	TGCO	STEP	Ré-seau élec.	Total
Nombre de sources	2	0	2	2	1	1	8
Puissance nominale (MW)	1650 1650	-	327 150	300 300	200	0	4577
Énergie produite (TWh/an)	26.2	0	0.3	0,04	0	-3,4	23,0
Émissions de CO ₂ (kt/an)	0	0	100	24	0	-	124
Coût financier (M\$/an)	919	0	46	28	11	-75	929
<i>dont investissement</i>	644	0	24	23,3	11	-	702,3
<i>dont opérationnel</i>	275	0	17	3,5	0	-75	220,5
<i>dont taxe carbone</i>	0	0	5	1,2	0	0	6,2
Coût normalisé (\$/MWh)	35	-	137	670	-	32	40

Dans cette configuration (désignée configuration 2), l'essentiel de la production est assurée par deux centrales nucléaires qui fonctionnent toute l'année. Leur puissance cumulée est souvent supérieure au besoin des consommateurs, la puissance excédentaire est en grande partie revendue et en partie utilisée pour remplir la STEP (pompage) qui est ensuite déchargée durant les pics de consommation. En complément de la STEP et des deux centrales, les turbines à gaz sont également allumées uniquement pendant ces périodes de très forte demande. À ce niveau, l'intérêt des moyens de production très flexibles n'est pas visible. En effet, ils sont très peu utilisés et affichent un coût de 700 \$/MWh. Ils sont cependant nécessaires pour assurer la variabilité journalière de la consommation comme nous le verrons dans les parties suivantes.

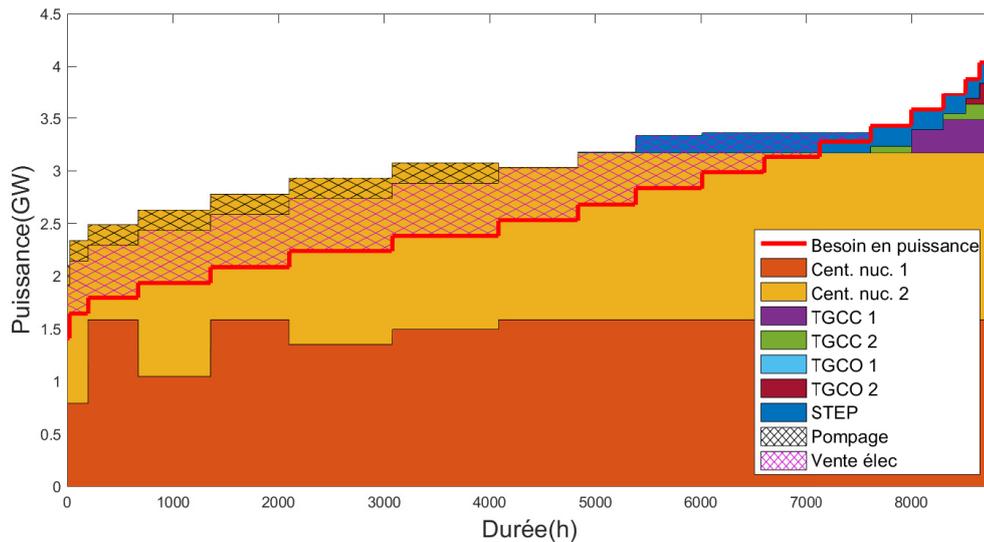


FIGURE 4.7 – Répartition de charge entre les moyens de production et de stockage dans la configuration 2.

4.5.3 Détermination des plannings de charge

Pour la suite de l'étude du système, la seconde configuration déterminée dans la partie précédente (correspondant aux deux premières lignes du Tableau 4.3) sera considérée. Nous rappelons que le but de cette partie est de planifier à court et moyen terme (voire long terme pour valider une configuration) les plannings de démarrages, d'arrêts et de charge des différentes infrastructures. Plusieurs différences significatives au niveau des données d'entrée sont à noter par rapport à la partie précédente :

- Un profil de prédiction temporel de la consommation sera utilisé en remplacement de la courbe monotone de puissance.
- Le coût de l'électricité sera également dépendant du temps et de son prix sur les marchés de gros.
- Les coûts de démarrage et d'arrêt des différentes installations sera pris en compte.

Le Tableau 4.5 détaille les caractéristiques des acteurs du système choisi, et rappelle certaines valeurs qui sont reprises de la partie précédente.

Comme exposé dans la partie 4.4, le modèle mésoscopique développé au niveau intermédiaire a deux fonctions principales : l'aide au choix de la meilleure configuration possible et sa validation au travers de scénarios et la planification court et moyen terme des plannings pour faciliter le contrôle du système.

4.5.3.1 Validation de la configuration

Nous nous intéressons dans un premier temps à la validation de la configuration obtenue. Le premier objectif est de vérifier, avec un niveau de précision plus fin, qu'elle permet bien d'assurer l'équilibre entre la demande des consommateurs et la production et d'affiner les prospections quant au coût de fonctionnement du système. Le modèle présenté dans le Tableau 4.5 est donc traduit matriciellement en tenant compte du nouvel ensemble de contraintes décrit dans la partie 4.4.2 et simulé sur

TABLE 4.5 – Configuration 2 et caractéristiques du système retenu.

Caractéristique	Cent. Nuc.1	Cent. Nuc.2	TGCC 1	TGCC 2	TGCO 1	TGCO 2	STEP	Réseau élec.
Puissance nominale (MW)	1650		327	150	300		200	0
Puissance minimale (MW)	825		65,4	30	30		-200	-500
Rendement (-)	0,4		0,58		0,36		0,8	-
Temps de démarrage (h)	24		2		0,15		-	-
Coût de démarrage/arrêt (\$/MW _{nom})	100 / 20		33 / 0		20 / 0		-	-
Coût opérationnel (\$/MW)	10		58		88		2	variable
Capacité (MWh)	-		-		-		2000	-

une période d'un an (du 1^{er} janvier au 31 décembre) avec un pas de temps de 12 h. Les résultats sont représentés sur la Figure 4.8 et le Tableau 4.6 fournit les données chiffrées des plannings déterminés.

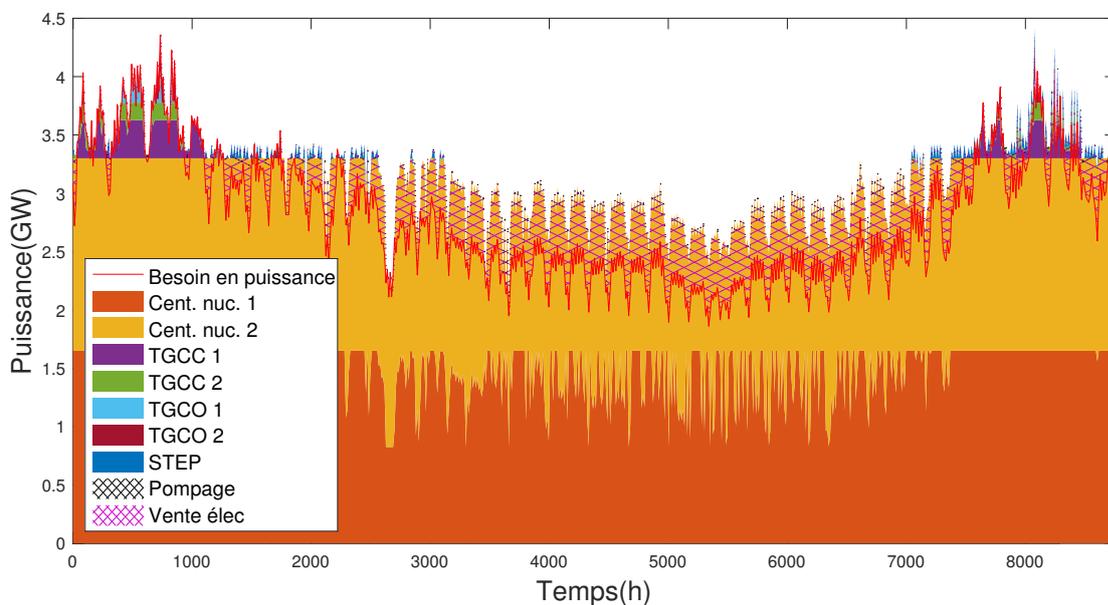


FIGURE 4.8 – Plannings de démarrages, d'arrêts et de charge des installations du système pendant un an.

La grande taille du problème requiert une mémoire et des temps de calculs importants. La taille des matrices A et A_{eq} sont de $\left(\sum_{i=1}^{n_{Src}} n_{cstr,i} * n_{step} \right) * \left(\sum_{i=1}^{n_{Src}} n_{var,i} * n_{step} \right)$

avec n_{cstr} le nombre de contraintes (égalité ou inégalité selon la matrice) et n_{var} le nombre de variables manipulables pour chaque source (soit environ 13000*20000). La résolution nécessite près de 9000 s avec un processeur Intel Core i7 2 GHz avec 8 GB de mémoire vive (RAM) et 4 coeurs. Ce temps de calcul conséquent pour un modèle de taille modeste montre les limites de l'utilisation de profils de consommation temporels pour une optimisation annuelle. On constate que l'équilibre entre la production et la demande est bien satisfait tout au long de l'année. Les centrales à gaz sont très peu utilisées pendant l'année, seulement entre les mois de décembre et mars ($t=0$ au 1^{er} janvier) tandis que les centrales nucléaires fournissent l'essentiel de la puissance pendant le reste de l'année.

TABLE 4.6 – Résultats de l'optimisation des plannings de démarrages, d'arrêts et de charge du système retenu.

Caractéristique	Cent. Nuc	TGCC	TGCO	STEP	Réseau élec.	Total
Énergie produite (TWh/an)	26,70	0,54	0,07	-0,15 / 0,15	-2,89	24,4
Émissions de CO ₂ (kt/an)	0	186	42	0	0	228
Coût opérationnel (M\$/an)	267	28	6	0	-96	205
<i>dont dém/arr</i>	0	0,09	0,11	0	-	0,2

Certains scénarios spécifiques peuvent être simulés à ce niveau. Il est notamment possible de planifier la maintenance des infrastructures, estimer le coût de ces interventions et vérifier le bon fonctionnement du système lors de ces périodes. La criticité provient surtout de la maintenance des réacteurs nucléaires. En effet, ceux-ci nécessitent une mise à l'arrêt de 30 jours consécutifs tous les 12 à 18 mois pour notamment recharger une partie du combustible. Les autres moyens de production ne sont utilisés que quelques mois pendant l'année, leur maintenance peut donc être faite lorsqu'ils sont à l'arrêt. Nous introduisons donc cette nouvelle contrainte de maintenance, traduite dans les équations (4.37) et (4.38), dans le problème.

$$U_{activ,i}(T) \leq 1 - U_{maintenance,i}(t) \quad \begin{array}{l} \forall T \in [t, t + \frac{\tau_{maintenance}}{T_s}] \\ \forall t \in [1, n_{step}] \\ \forall i \in [1, n_{CentNuc}] \end{array} \quad (4.37)$$

$$\sum_{t=1}^{n_{step}} U_{maintenance,i}(t) = 1 \quad \forall i \in [1, n_{CentNuc}] \quad (4.38)$$

avec $U_{maintenance,i}$ une variable binaire qui vaut 1 au début de la maintenance et 0 sinon, $\tau_{maintenance}$ la durée de la maintenance en h (ici 720), T_s la durée d'un pas de temps en h (ici 12) et $n_{CentNuc}$ le nombre de centrales nucléaires dans le modèle (ici 2). Le problème PLNE est résolu en intégrant cette nouvelle contrainte et les nouveaux plannings de charge sont représentés sur la Figure 4.9.

La prise en compte de ces maintenances modifie sensiblement les plannings des installations mais permet toujours d'assurer l'équilibre entre la demande et la production tout au long de l'année. Les maintenances ont lieu en été pendant des pé-

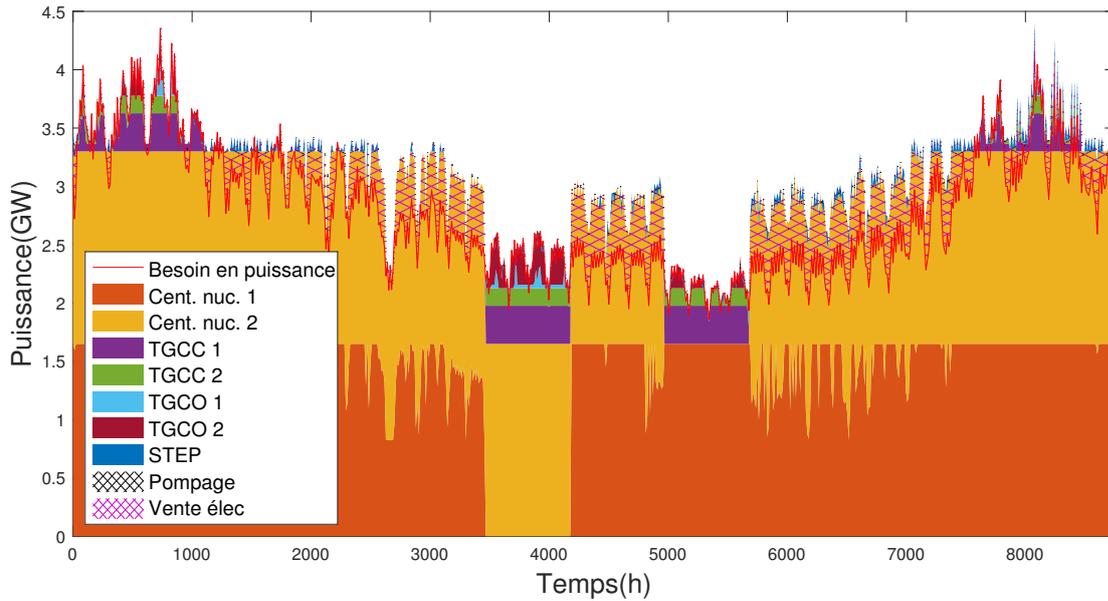


FIGURE 4.9 – Plannings de démarrages, d'arrêts et de charge des installations du système pendant un an avec maintenance annuelle des centrales nucléaires.

riodes de faible demande mais nécessitent tout de même de rallumer toutes les autres installations disponibles. Le report de production sur ces moyens, plus coûteux, entraîne une hausse significative des coûts opérationnels de 205 M\$ à près de 261 M\$, soit un écart de 56 M\$ dont près de 29 M\$ dus uniquement à la taxe carbone supplémentaire par rapport au premier cas (les émissions de CO_2 ont plus que doublé).

4.5.3.2 Planification et contrôle en temps réel

Nous nous intéressons maintenant à la planification court terme (quelques jours) et son implémentation dans le contrôle en temps réel. Pour cela, nous prendrons l'exemple de la production d'électricité sur une période d'une semaine en hiver. La faible plage de temps considérée permet de raffiner la résolution temporelle, nous prendrons un pas de temps d'une demi-heure. Les plannings de charge, d'arrêts et de démarrages des infrastructures obtenus par la résolution du problème PLNE sont représentés dans la Figure 4.10. Le prix de l'électricité sur les marchés de gros est également tracé sur l'axe des ordonnées.

Les deux centrales nucléaires fonctionnent presque à plein régime pendant la simulation. La puissance de la seconde est réduite à deux endroits lorsque les prix de l'électricité sont trop bas pour que sa vente soit rentable. Comme on pouvait s'y attendre, la STEP est déchargée pendant les périodes de pic de consommation afin de ne pas devoir allumer d'unité supplémentaire et elle est rechargée lorsque la demande est la plus faible.

Nous souhaitons maintenant simuler le processus d'allocation des ressources en temps réel au moyen d'un modèle fonctionnel. Celui-ci est représenté sur la Figure 4.11, il est composé d'un seul consommateur (qui correspond à l'agrégat de tous les consommateurs électriques), d'un distributeur où est déterminée l'allocation des ressources, un stockage, une source électrique et six transformateurs correspondant

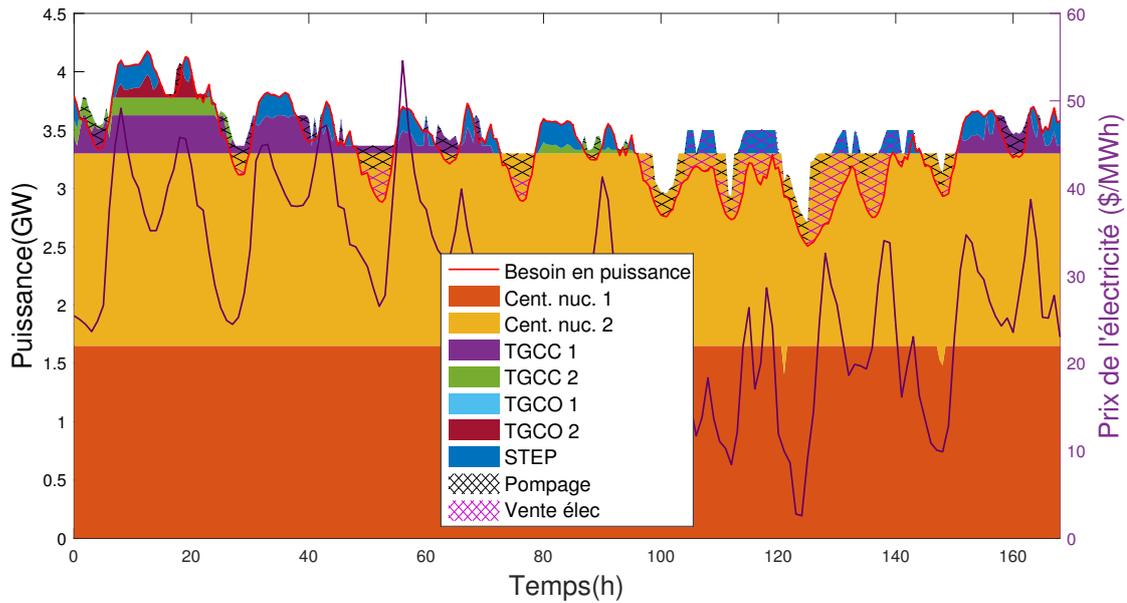


FIGURE 4.10 – Plannings de démarrages, d’arrêts et de charge des installations du système pendant une semaine hivernale.

aux moyens de production d’électricité à partir de deux sources fossiles.

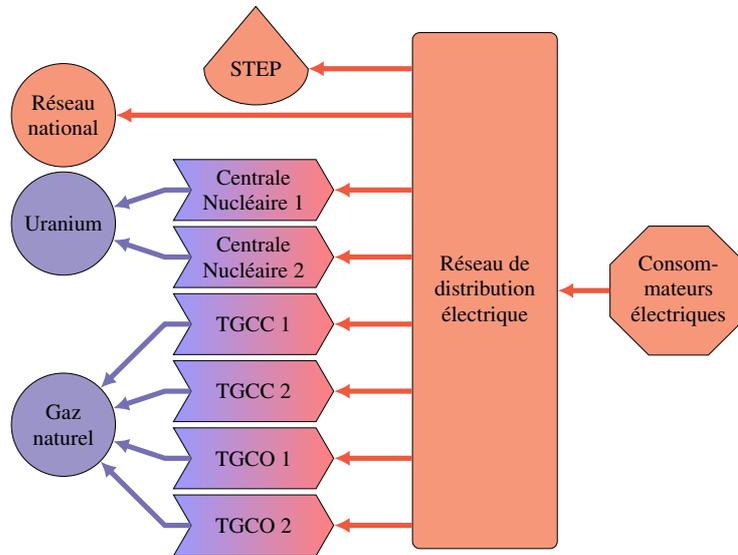


FIGURE 4.11 – Modèle fonctionnel du système.

En plus des caractéristiques définies dans le Tableau 4.5, les éléments fonctionnels ont pour données d’entrée des limitations de vitesse de variation de puissance produite τ_{ramp} et une fonction de coût prenant en compte le coût opérationnel réel et un terme de pénalisation de l’éloignement à son point de fonctionnement (voir équation (4.34)) qui correspond aux plannings obtenus avec la résolution du problème PLNE. De plus, la dynamique de réponse des moyens de production est considérée et elle est assimilée à un système du premier ordre de constante de temps τ_{dyn} . Les nouveaux paramètres introduits dans les éléments fonctionnels sont détaillés dans le Tableau 4.7.

TABLE 4.7 – Caractéristiques des éléments fonctionnels.

Caractéristique	Cent. Nuc.	TGCC	TGCO	STEP	Réseau élec.
τ_{ramp} ($\%P_{nom}/\text{min}$)	2	6	10	20	-
α_{pen}	1	0,02	0,01	0,01	0,01
τ_{dyn}	200	30	10	10	0
λ_{act}	-	-	1e10	-	-

On considère dans un premier temps que le profil de consommation réel est identique au profil de prédiction. Le modèle fonctionnel est simulé selon le même scénario que le problème PLNE précédent et les résultats sont tracés dans la Figure 4.12.

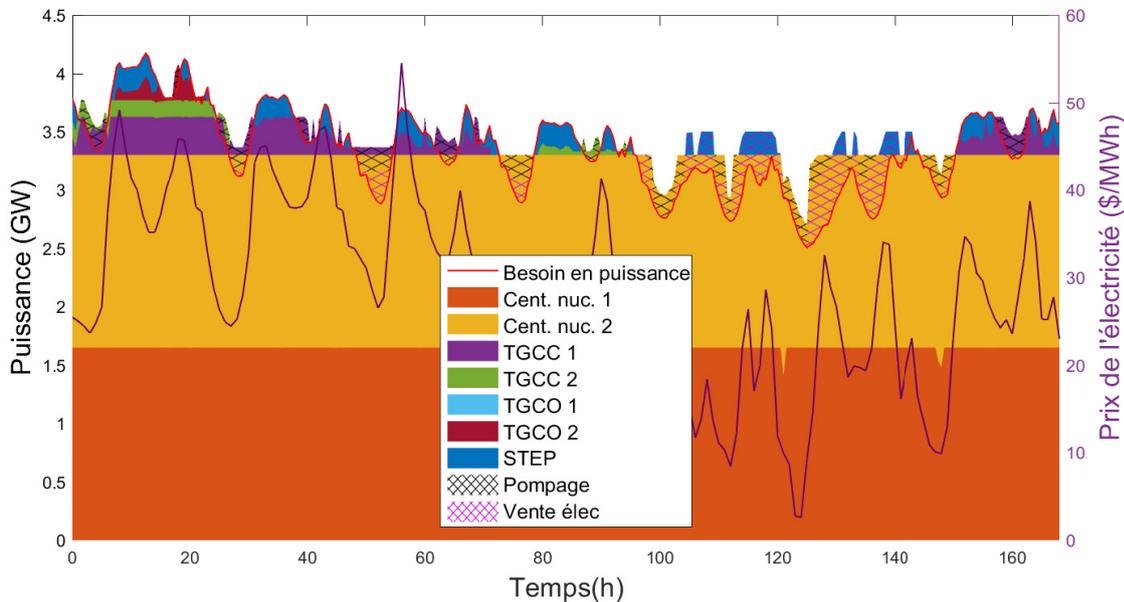


FIGURE 4.12 – Simulation de l'allocation de ressources en temps réel au moyen d'un modèle fonctionnel.

Comme on pouvait s'y attendre, cette simulation propose des résultats très proches de la résolution du problème PLNE. En effet, comme le profil réel correspond exactement au profil utilisé pour l'établissement optimal des plannings, les moyens de production peuvent suivre leurs points de fonctionnements tout en assurant l'équilibre entre la demande et la production. Ce cas permet seulement de valider le bon comportement du modèle fonctionnel en l'absence de perturbation.

Pour observer son comportement en présence de perturbations, une erreur de prédiction est appliquée au profil de demande de puissance des consommateurs. Makarov et al. (2010) montre que la distribution de cette erreur peut souvent être représentée par une fonction gaussienne. Une erreur gaussienne aléatoire d'écart-type de 5 % est donc introduite avec une fréquence d'une demi-heure dans le profil de prédiction pour modéliser un profil réel possible. Le modèle fonctionnel est de nouveau simulé avec ce nouveau profil de consommation et l'allocation des ressources est représentée sur la Figure 4.13.

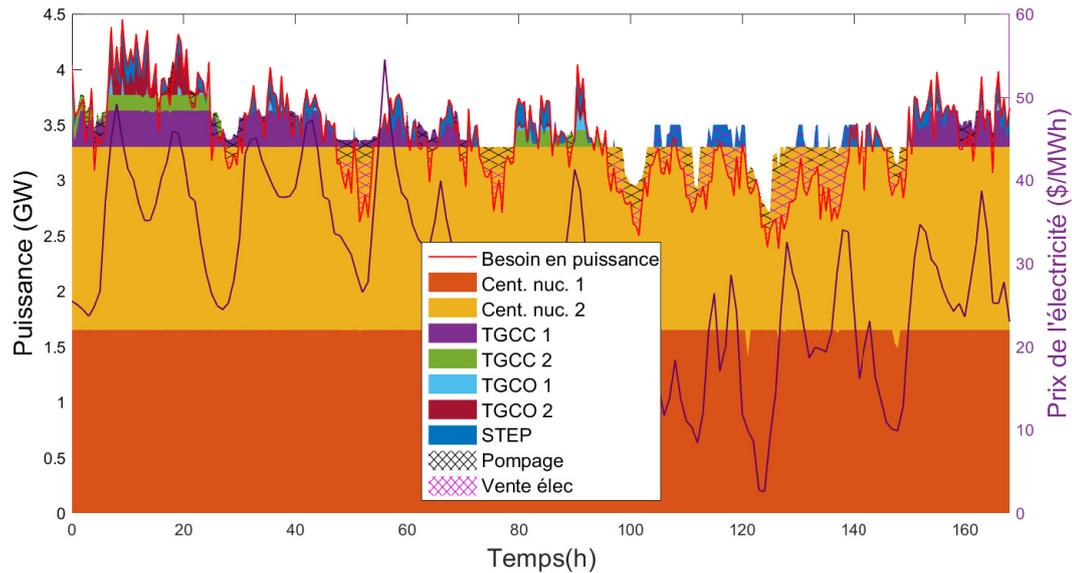


FIGURE 4.13 – Simulation de l'allocation de ressources en temps réel au moyen d'un modèle fonctionnel avec prise en compte d'une erreur de prédiction gaussienne.

TABLE 4.8 – Caractéristiques et performances des différentes simulations.

Grandeur caractéristique	Résolution PLNE	Simulation sans erreur de prédiction	Simulation avec erreur de prédiction
Pas de temps (s)	1800	10	10
Horizon de prédiction (s)	-	25	25
Écart moyen (%)	0	0,010	0,025
Écart maximal (%)	0	5,3	8,6
Temps de simulation (s)	20,2	24,9	25,0
Coût (\$/MWh)	6,6	6,1	6,3
Proportion TGCO (% P_{tot})	0,3	0,3	0,7

Le Tableau 4.8 propose une comparaison des résultats de la résolution du problème PLNE, et des simulations du modèle fonctionnel avec et sans erreur de prédiction pour quelques grandeurs caractéristiques.

Concernant la performance, l'écart entre la demande et la production est nul par définition pour le problème PLNE, tandis que des écarts sont logiquement constatés pour le modèle fonctionnel et accrus en présence de perturbations, les écarts moyens restent toutefois très faibles.

Concernant le coût, il est légèrement abaissé (6 %) avec le modèle fonctionnel, cela est probablement dû à la flexibilité accrue grâce au faible pas de temps utilisé. La prise en compte des perturbations engendre une hausse de coût peu significative. On remarque que le temps de simulation des trois modèles est similaire bien que le pas de temps utilisé soit très différent entre le problème PLNE et la simulation

fonctionnelle. Ce temps est toutefois très dépendant de la complexité du modèle et peut rapidement exploser lorsque le modèle est plus complexe, surtout pour la résolution du problème PLNE. Dans les cas précédents, ce problème n'était simulé qu'une fois en début de simulation afin de comparer aisément les résultats mais dans la pratique, le problème est résolu régulièrement afin de mettre à jour les plannings à partir de données actualisées. La fréquence de résolution de ce problème est dépendante de la complexité du modèle : elle peut être très élevée (une demi-heure ou une heure) dans des systèmes simples ou relativement faible (24 ou 48 heures) lorsque la résolution est plus coûteuse en temps et en argent.

Enfin, la dernière ligne du tableau quantifie l'utilisation des TGCO qui sont les seuls moyens de production très flexibles. On constate que leur production a plus que doublé avec l'ajout de perturbations. L'absence de ces moyens très flexibles, bien que leur coût soit plus élevé et leur utilisation occasionnelle, empêcherait par moment de satisfaire l'équilibre entre la production et la demande, ce qui entraînerait des coupures de courant. D'autre part, ces sources sont très peu utilisées dans ce cas d'application car un stockage important est disponible et réactif et tous les moyens de production sont conventionnels. Leur intérêt est d'autant plus visible que le taux de pénétration d'énergies renouvelables est élevé.

4.6 Conclusions partielles

Dans ce chapitre, nous avons présenté les systèmes multi-énergies et les problématiques liées à leur gestion qui se répartissent en deux catégories : la production énergétique sur laquelle nous nous focalisons dans ces travaux et la distribution de l'énergie. L'optimisation de la production d'énergie est une problématique complexe qui dépend de nombreux paramètres : le choix du ou des critères d'évaluation, la délimitation du champ d'application (cadre géographique et temporel), le type d'approche de modélisation, d'optimisation et sa résolution.

Ce chapitre vise à proposer une méthodologie d'optimisation d'un SME la plus générique possible. Cette approche se décompose en trois différents niveaux traitant chacun une problématique bien spécifique. Le premier niveau, qui adopte une vision macroscopique long-terme, est consacré à la conception du système, le choix de sa configuration et le dimensionnement des installations de manière à satisfaire les exigences et contraintes principales. Le second niveau, qui intègre une description plus fine des éléments grâce notamment à une résolution temporelle plus élevée, a deux objectifs distincts. Dans un premier temps, il a pour but de valider la conception réalisée au niveau supérieur, en évaluant le système sur certains scénarios spécifiques, et d'identifier les modifications éventuelles à apporter au système. Dans un second temps, ce niveau détermine, sur un horizon court ou moyen terme, les plannings de démarrages, d'arrêts et de charge des différentes infrastructures. Enfin, le dernier niveau propose une modélisation fonctionnelle du système, qui permet de le simuler beaucoup plus précisément et d'adapter son contrôle en temps réel. Ce niveau permet d'intégrer la prise en compte de perturbations et d'observer le comportement dynamique du système face à ces anomalies. La vision très court terme de ce niveau lui confère une très bonne réactivité mais le limite grandement dans la connaissance des événements à moyen terme. Des interactions régulières avec le niveau intermédiaire permettent de gommer cet inconvénient.

La méthodologie a été appliquée au cas d'un ensemble de production électrique régional. La conception et la gestion du système ont été optimisées selon un critère financier et un critère environnemental. Les trois niveaux de la méthodologie ont été appliqués au système et les résultats ont souligné les apports de chacun d'entre eux et ont permis de valider le bon fonctionnement de cette approche. Ce cas d'application, volontairement simplifié, s'est focalisé uniquement sur le secteur énergétique de l'électricité. Le caractère multi-énergies sera traité dans le chapitre suivant avec l'application de la méthodologie aux réseaux électrique et thermique de la commune de Bolbec.

Références bibliographiques du chapitre 4

Kalundborg Industrial Symbiosis. <http://www.symbiosis.dk/en/>.

Adefarati, T. et Bansal, R. C. Reliability, economic and environmental analysis of a microgrid system in the presence of renewable energy resources. *Applied Energy*, 236 :1089–1114, February 2019.

Andersen, E. D. et Andersen, K. D. Presolving in linear programming. *Mathematical Programming*, 71(2) :221–245, December 1995.

Anvari-Moghaddam, A., Rahimi-Kian, A., Mirian, M. S., et Guerrero, J. M. A multi-agent based energy management solution for integrated buildings and microgrid system. *Applied Energy*, 203 :41–56, October 2017.

Atabay, D. An open-source model for optimal design and operation of industrial energy systems. *Energy*, 121 :803–821, February 2017.

Babatunde, O. M., Munda, J. L., et Hamam, Y. A comprehensive state-of-the-art survey on power generation expansion planning with intermittent renewable energy source and energy storage. *International Journal of Energy Research*, 43(12) : 6078–6107, 2019a.

Babatunde, O. M., Munda, J. L., et Hamam, Y. Decarbonisation of Electricity Generation : Efforts and Challenges. In Muthu, S. S., editor, *Carbon Footprints*, pages 47–77. Springer Singapore, Singapore, 2019b.

Babatunde, O. M., Munda, J. L., et Hamam, Y. Power system flexibility : A review. *Energy Reports*, 6 :101–106, February 2020.

Bakirtzis, G. A., Biskas, P. N., et Chatziathanasiou, V. Generation Expansion Planning by MILP considering mid-term scheduling decisions. *Electric Power Systems Research*, 86 :98–112, May 2012.

Bavière, R. et Vallée, M. Optimal Temperature Control of Large Scale District Heating Networks. *Energy Procedia*, 149 :69–78, September 2018.

Bellman, R. Dynamic Programming. *Science*, 153(3731) :34–37, July 1966.

Benny, I. Operational optimization in a district heating system. 1995.

Bernatavičienė, J., Kurasova, O., Marcinkevičius, V., Medvedev, V., Podgórni, P., et Treigys, P. Deterministic methods for a production effectiveness navigator. 2014.

Birge, J. R. et Louveaux, F. *Introduction to Stochastic Programming*. Springer Series in Operations Research and Financial Engineering. Springer New York, New York, NY, 2011.

Blum, C. et Roli, A. Metaheuristics in combinatorial optimization : Overview and conceptual comparison. *ACM Computing Surveys*, 35(3) :268–308, September 2003.

- Bøhm, B., editor. *Simple Models for Operational Optimisation*. Number 2002,S1 in IEA District Heating and Cooling. NOVEM, Netherlands Agency for Energy and the Environment, Sittard, 2002.
- Brohus, H., Frier, C., Heiselberg, P., et Haghghat, F. Quantification of uncertainty in predicting building energy consumption : A stochastic approach | Elsevier Enhanced Reader. 2012.
- Buoro, D., Pinamonti, P., et Reini, M. Optimization of a Distributed Cogeneration System with solar district heating. *Applied Energy*, 124 :298–308, July 2014.
- Catenazzi, G. *Advances in Techno-Economic Energy Modeling : Costs, Dynamics and Hybrid Aspects*. PhD thesis, ETH Zurich, 2009.
- Cheng, Y., Zhang, N., Zhang, B., Kang, C., Xi, W., et Feng, M. Low-Carbon Operation of Multiple Energy Systems Based on Energy-Carbon Integrated Prices. *IEEE Transactions on Smart Grid*, 11(2) :1307–1318, March 2020.
- Dai, H., Mischke, P., Xie, X., Xie, Y., et Masui, T. Closing the gap? Top-down versus bottom-up projections of China's regional energy use and CO2 emissions. *Applied Energy*, 162 :1355–1373, January 2016.
- Dantzig, G. B. Reminiscences About the Origins of Linear Programming. In Bachem, A., Korte, B., et Grötschel, M., editors, *Mathematical Programming The State of the Art*, pages 78–86. Springer Berlin Heidelberg, Berlin, Heidelberg, 1983.
- Dimoukias, I., Amelin, M., et Levihn, F. District heating system operation in power systems with high share of wind power. *Journal of Modern Power Systems and Clean Energy*, 5(6) :850–862, November 2017.
- Dorfner, J. et Hamacher, T. Large-Scale District Heating Network Optimization. *IEEE Transactions on Smart Grid*, 5(4) :1884–1891, July 2014.
- ETSAP. MARKAL. <https://iea-etsap.org/index.php/etsaptool/model-generators/markal>.
- European Commission. Horizon 2020. <https://ec.europa.eu/programmes/horizon2020/en>.
- Geoffrion, A. M. Generalized Benders decomposition. page 39, 1972.
- Gill, P. E., Murray, W., et Wright, M. H. *Numerical Linear Algebra and Optimization*. Siam edition, 2021.
- Giraud, L. Presentation and evaluation of an optimal control method of District Heating systems. 2016.
- Gonzalez-Salazar, M. A., Kirsten, T., et Prchlik, L. Review of the operational flexibility and emissions of gas- and coal-fired power plants in a future with growing renewables. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 82 :1497–1513, February 2018.
- Grossmann, I. E. Department of Chemical Engineering, Carnegie-Mellon University, Pittsburgh, PA 15213, USA. 1986.

- Hall, L. M. H. et Buckley, A. R. A review of energy systems models in the UK : Prevalent usage and categorisation. *Applied Energy*, 169 :607–628, May 2016.
- Hentschel, J., Babić, U., et Spliethoff, H. A parametric approach for the valuation of power plant flexibility options. *Energy Reports*, 2 :40–47, November 2016.
- Herbst, A., Toro, F., Reitze, F., et Jochem, E. Introduction to Energy Systems Modelling. *Swiss Journal of Economics and Statistics*, 148(2) :111–135, April 2012.
- Hilpert, S., Kaldemeyer, C., Krien, U., Günther, S., Wingenbach, C., et Plessmann, G. The Open Energy Modelling Framework (oemof) - A new approach to facilitate open science in energy system modelling. *Energy Strategy Reviews*, 22 :16–25, November 2018.
- Hourcade, J.-C., Jaccard, M., Bataille, C., et Gherzi, F. Hybrid Modeling : New Answers to Old Challenges Introduction to the Special Issue of The Energy Journal. *The Energy Journal*, S12006(01), September 2006.
- Iovine, A., Hoang, D.-T., Olaru, S., Maeght, J., Panciatici, P., et Ruiz, M. Modeling the Partial Renewable Power Curtailment for Transmission Network Management. 2020.
- IPCC. Climate Change 2021 : The Physical Science Basis. Contribution of working Group I to the Sixth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change. Technical report, 2021.
- IRENA. Power system flexibility for the energy transition, Part 1 : Overview for policy makers. 2018.
- Jacobsen, N. B. Industrial Symbiosis in Kalundborg, Denmark : A Quantitative Assessment of Economic and Environmental Aspects. *Journal of Industrial Ecology*, 10(1-2) :239–255, February 2008.
- Jie, P., Zhu, N., et Li, D. Operation optimization of existing district heating systems. *Applied Thermal Engineering*, 78 :278–288, March 2015.
- Kaabeche, A., Belhamel, M., et Ibtouen, R. Sizing optimization of grid-independent hybrid photovoltaic/wind power generation system. *Energy*, 36(2) :1214–1222, February 2011.
- Kan, X., Hedenus, F., et Reichenberg, L. The cost of a future low-carbon electricity system without nuclear power – the case of Sweden. *Energy*, 195 :117015, March 2020.
- Katsigiannis, Y., Georgilakis, P., et Karapidakis, E. Multiobjective genetic algorithm solution to the optimum economic and environmental performance problem of small autonomous hybrid power systems with renewables. *IET Renewable Power Generation*, 4(5) :404, 2010.
- Kirby, B. Ancillary services : Technical and commercial insights. 2012.
- Klemm, C. et Vennemann, P. Modeling and optimization of multi-energy systems in mixed-use districts : A review of existing methods and approaches. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 135 :110206, January 2021.

- Klinge Jacobsen, H. Integrating the bottom-up and top-down approach to energy–economy modelling : The case of Denmark. *Energy Economics*, 20(4) : 443–461, September 1998.
- Kronqvist, J., Bernal, D. E., Lundell, A., et Grossmann, I. E. A review and comparison of solvers for convex MINLP. *Optimization and Engineering*, 20(2) :397–455, June 2019.
- Land, A. H. et Doig, A. G. An Automatic Method of Solving Discrete Programming Problems. *Econometrica*, 28(3) :497, July 1960.
- Lund, P. D., Lindgren, J., Mikkola, J., et Salpakari, J. Review of energy system flexibility measures to enable high levels of variable renewable electricity. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 45 :785–807, May 2015.
- Lyden, A., Pepper, R., et Tuohy, P. G. A modelling tool selection process for planning of community scale energy systems including storage and demand side management. *Sustainable Cities and Society*, 39 :674–688, May 2018.
- Makarov, Y. V., Etingov, P. V., Huang, Z., Ma, J., Chakrabarti, B. B., Subbarao, K., Loutan, C., et Guttromson, R. T. Integration of wind generation and load forecast uncertainties into power grid operations. In *IEEE PES T&D 2010*, pages 1–8, New Orleans, LA, USA, 2010. IEEE.
- Mancarella, P. MES (multi-energy systems) : An overview of concepts and evaluation models. *Energy*, 65 :1–17, February 2014.
- Mayer, M. J., Szilágyi, A., et Gróf, G. Environmental and economic multi-objective optimization of a household level hybrid renewable energy system by genetic algorithm. *Applied Energy*, 269 :115058, July 2020.
- Nemhauser, G. et Wbese, L. Integer and Combinatorial Optimization. 1999.
- Pfenninger, S., DeCarolis, J., Hirth, L., Quoilin, S., et Staffell, I. The importance of open data and software : Is energy research lagging behind ? *Energy Policy*, 101 :211–215, February 2017.
- Pohekar, S. D. et Ramachandran, M. Application of multi-criteria decision making to sustainable energy planning—A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 8(4) :365–381, August 2004.
- Ringkjøb, H.-K., Haugan, P. M., et Solbrekke, I. M. A review of modelling tools for energy and electricity systems with large shares of variable renewables. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 96 :440–459, November 2018.
- RTE. Données éCO2mix régionales temps réel. <https://opendata.reseaux-energies.fr/explore/dataset/eco2mix-regional-tr/>.
- Schröder, A., Kunz, F., Meiss, J., et Mendelevitch, R. Current and Prospective Costs of Electricity Generation until 2050. page 105.
- Schwarz, H., Bertsch, V., et Fichtner, W. Two-stage stochastic, large-scale optimization of a decentralized energy system : A case study focusing on solar PV, heat pumps and storage in a residential quarter. *OR Spectrum*, 40(1) :265–310, January 2018.

- Shapiro, A., Dentcheva, D., et Ruszczyński, A. P. *Lectures on Stochastic Programming : Modeling and Theory*. Number 28 in MOS-SIAM Series on Optimization. Society for Industrial and Applied Mathematics; Mathematical Optimization Society, Philadelphia, third edition edition, 2021.
- Sheble, G. Real-time economic dispatch and reserve allocation using merit order loading and linear programming rules. *IEEE Transactions on Power Systems*, 4(4) : 1414–1420, November 1989.
- Shi, J.-H., Zhu, X.-J., et Cao, G.-Y. Design and techno-economical optimization for stand-alone hybrid power systems with multi-objective evolutionary algorithms. *International Journal of Energy Research*, 31(3) :315–328, 2007.
- Shirizadeh, B. et Quirion, P. Low-carbon options for the French power sector : What role for renewables, nuclear energy and carbon capture and storage? *Energy Economics*, 95 :105004, March 2021.
- Stein, E. W. A comprehensive multi-criteria model to rank electric energy production technologies. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 22 :640–654, June 2013.
- Steuer, R. *Multiple Criteria Optimization : Theory, Computation, and Application*. (WILEY SERIES IN PROBABILITY AND MATHEMATICAL STATISTICS). Wiley, 1986.
- Sundararagavan, S. et Baker, E. Evaluating energy storage technologies for wind power integration. *Solar Energy*, 86(9) :2707–2717, September 2012.
- Syed, A. *Australian Energy Projections to 2029-30*. ABARE, Canberra, A.C.T., 2010.
- Van Dyke Parunak, H., Savit, R., et Riolo, R. L. Agent-Based Modeling vs. Equation-Based Modeling : A Case Study and Users' Guide. In Goos, G., Hartmanis, J., van Leeuwen, J., Sichman, J. S., Conte, R., et Gilbert, N., editors, *Multi-Agent Systems and Agent-Based Simulation*, volume 1534, pages 10–25. Springer Berlin Heidelberg, Berlin, Heidelberg, 1998.
- Vithayasrichareon, P., Riesz, J., et MacGill, I. Operational flexibility of future generation portfolios with high renewables. *Applied Energy*, 206 :32–41, November 2017.
- Vögele, S., Kuckshinrichs, W., et Markewitz, P. A Hybrid IO Energy Model to Analyze CO2 Reduction Policies : A Case of Germany. In Tukker, A. et Suh, S., editors, *Handbook of Input-Output Economics in Industrial Ecology*, volume 23, pages 337–356. Springer Netherlands, Dordrecht, 2009.
- Wang, L. et Singh, C. Multicriteria Design of Hybrid Power Generation Systems Based on a Modified Particle Swarm Optimization Algorithm. *IEEE Transactions on Energy Conversion*, 24(1) :163–172, March 2009.
- Westerlund, T. et Pettersson, F. An extended cutting plane method for solving convex MINLP problems. *Computers & Chemical Engineering*, 19 :131–136, June 1995.
- World Bank. *State and Trends of Carbon Pricing 2021*. The World Bank, May 2021.

Chapitre 5

Application à la modélisation et au contrôle optimal d'un réseau urbain multi-énergies

Sommaire

5.1	Présentation du cas d'application	150
5.1.1	Contexte général	150
5.1.2	Caractéristiques	150
5.2	Couplage de la chaleur et de l'électricité	154
5.2.1	La cogénération	154
5.2.2	Autres sources de couplage	158
5.3	Optimisation de la composition du RUME	160
5.3.1	Données d'entrée du problème	160
5.3.2	Formulation du problème d'optimisation	165
5.3.3	Résultats	168
5.4	Optimisation des plannings de charge du RUME	172
5.5	Contrôle dynamique du RUME	174
5.5.1	Modèle fonctionnel du RUME	174
5.5.2	Simulation du modèle	177
5.5.3	Résultats	178
5.6	Conclusions partielles	183
	Références bibliographiques du chapitre 5	184

Le Chapitre 4 a présenté une méthodologie d'optimisation d'un système multi-énergies basée sur trois niveaux interconnectés correspondant à des objectifs et des échelles de temps différents. Cette approche, permettant d'optimiser le SME depuis sa conception jusqu'à son contrôle en temps réel, a été appliquée sur un système électrique de faible complexité dans le chapitre précédent. La généralisation aux SME, dont notamment le couplage entre les différents secteurs énergétiques, soulève de nouvelles problématiques qui seront abordées dans ce chapitre. Le cas d'application de la ville de Bolbec sera traité pour illustrer la méthode.

5.1 Présentation du cas d'application

5.1.1 Contexte général

Le cas d'application présenté dans ce chapitre concerne la commune de Bolbec située dans l'agglomération de Caux-Seine en Normandie. C'est une commune de 11 000 habitants, dont la zone urbaine est concentrée sur près de 3 km carrés, qui se prête bien à la mise en œuvre d'un réseau multi-énergies. L'étude consiste à évaluer l'intérêt de la mise en place d'un tel réseau spécifique à la ville. Le périmètre d'étude se limite aux seuls secteurs énergétiques thermique et électrique et aux consommateurs des domaines résidentiel et tertiaire. Les besoins des industries et du secteur agricole ne sont notamment pas pris en compte car ils ont des profils très spécifiques et les données associées sont souvent confidentielles. En revanche, cette étude prend en compte la récupération de chaleurs fatales industrielles, en particulier celles de l'entreprise ORIL (spécialisée dans la fabrication de produits pharmaceutiques) qui possède une usine proche du centre-ville de Bolbec. Une première étude de réseau de chaleur urbain dans la ville de Bolbec a été réalisée par l'entreprise SETEC (2021) qui s'est principalement focalisée sur la problématique du réseau de distribution de chaleur : tracé optimal et dimensionnement des conduites d'eau chaude, répartition et dimensionnement des sous-stations. Une partie des résultats sera reprise dans ce chapitre, dans lequel nous rappelons que les problématiques de distribution de l'énergie ne sont pas étudiées. La Figure 5.1 montre une carte de la ville de Bolbec sur laquelle apparaît en rouge le tracé des plus grosses artères du réseau de distribution thermique proposé par SETEC. Les bâtiments sont représentés en bleu et l'usine ORIL apparaît en orange. Dans cette étude, nous considérons que tous les moyens de production et de stockage envisagés seront installés à proximité de l'usine ORIL, de manière à ce que le système puisse être assimilé à un réseau centralisé.

5.1.2 Caractéristiques

Afin de pouvoir optimiser le RUME de Bolbec, il faut connaître ou estimer un certain nombre de caractéristiques. Celles qui sont les plus impactantes sur la conception et la gestion du système sont les consommations énergétiques des différents acteurs du système. Les données concernant les bâtiments publics sont généralement accessibles mais il est plus difficile de se procurer les données relatives aux bâtiments privés. Avec le développement des politiques de partage et de transparence des données, de nombreuses informations sont accessibles librement, mais elles restent suffisamment globales et anonymisées pour garantir un certain niveau de confidentialité. Elles sont cependant suffisantes pour établir des estimations des profils recherchés.

Pour la consommation électrique, nous considérons que le profil des besoins de la commune de Bolbec est proportionnel à celui de la région Normandie, déjà utilisé dans le Chapitre 4 (avec un pas horaire de 30 minutes). D'autre part, l'état fournit par le biais de l'Agence ORE (2021) les consommations annuelles d'électricité et de gaz par commune et par secteur d'activité (industrie, agriculture, tertiaire et résidentiel) et notamment celles de la commune de Bolbec. Ces données permettent de recalculer le profil de puissances par rapport à la consommation annuelle réelle selon (5.1). Le profil de demande électrique ainsi estimé est représenté avec les profils de demande



FIGURE 5.1 – Ville de Bolbec et tracé du réseau de distribution d'énergie thermique proposé par SETEC.

thermique explicités ci-après sur la Figure 5.3.

$$P_{bes,Bolbec}(t) = P_{bes,Nor}(t) \cdot \frac{E_{elec,ann,Bolbec}}{E_{elec,ann,Nor}} \quad \forall t \in [0, n_{step}] \quad (5.1)$$

Le profil de consommation thermique de zones géographiques n'est malheureusement pas facilement accessible. Pour déterminer une estimation du profil de besoin thermique, on se basera sur des profils de consommation typiques donnés par le logiciel COGENcalc (2021) pour la région wallonne. Ces profils sont donnés pour différentes temporalités (jour, semaine, année) et pour de nombreux types de consommateurs (écoles, bureaux, logements collectifs, commerces, administrations, etc.). Pour établir nos estimations, nous considérerons que le secteur résidentiel correspond uniquement aux logements collectifs et que le secteur tertiaire correspond à une moyenne des bureaux et des commerces. Ces différents profils sont représentés sur la Figure 5.2. Les profils de puissance journaliers représentés sur les Figures (a), (b) et (c), sont donnés pour une consommation journalière de 1 kWh, c'est-à-dire que l'intégrale de chaque profil est égale à 1. Les Figures (d) à (f) représentent le poids de la consommation de chaque jour dans la consommation totale hebdomadaire pour une consommation journalière moyenne de 1 kWh, tandis que les Figures (g) à (i) représentent le poids de la consommation de chaque jour dans la consommation annuelle totale. Ce dernier est obtenu par interpolation au pas journalier du profil du poids de chaque mois dans la consommation annuelle dans le but d'éviter les discontinuités de consommation entre deux mois.

D'autre part, l'Agence ORE (2021) fournit les données de consommation annuelle de gaz de la commune et nous considérons que le taux de conversion en chaleur $\tau_{gaz,chaueur,sec}$ (proportion de gaz utilisée pour le chauffage ou l'eau chaude sanitaire)

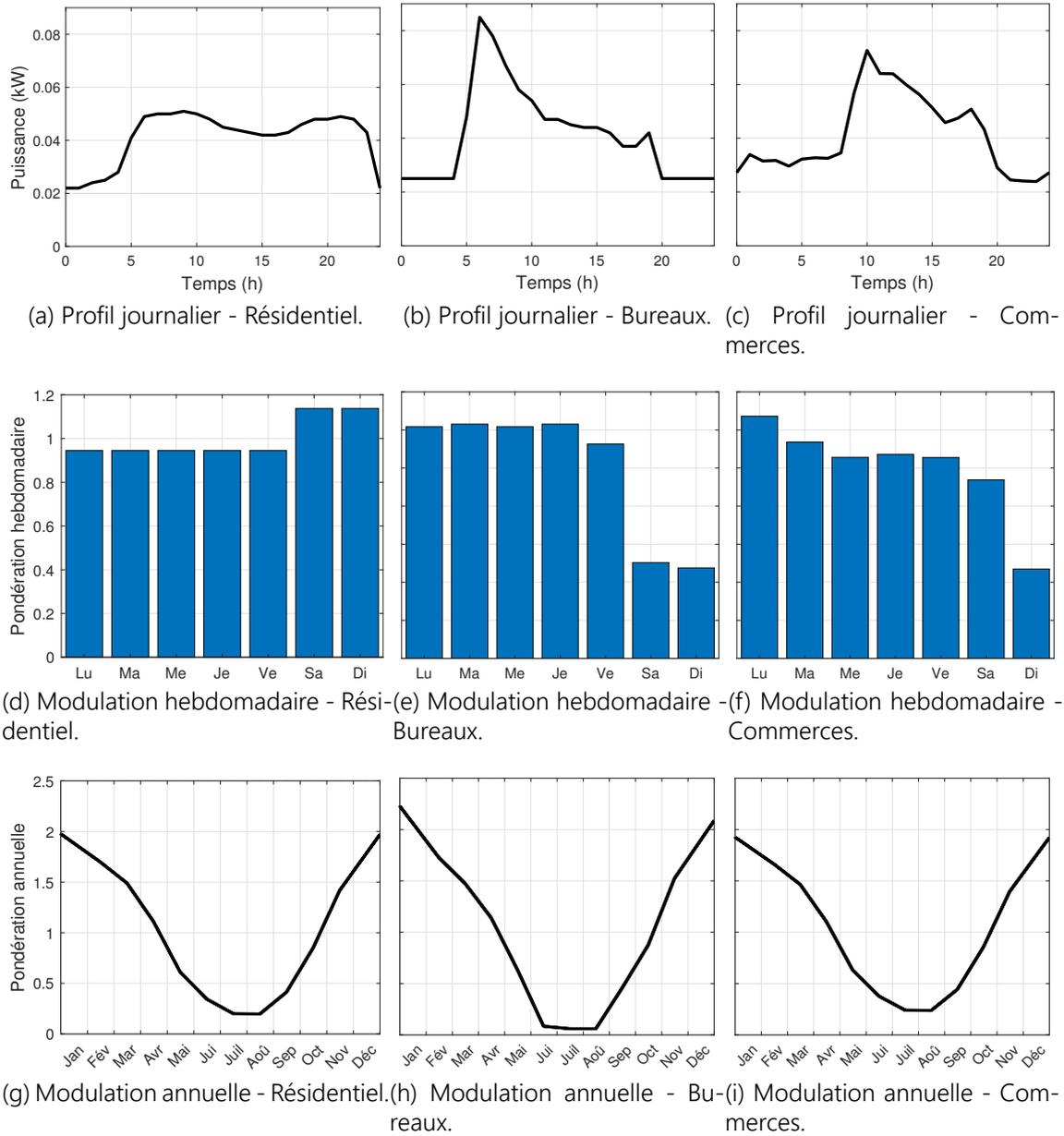


FIGURE 5.2 – Profils de consommation en fonction du secteur et de la période.

vaut environ 93 % pour le secteur résidentiel (et 100 % pour le tertiaire), le reste étant utilisé pour la cuisine (SELECTRA, 2017). En nous basant sur les données géographiques fournies par SETEC, nous estimons à 80 % le taux de couverture τ_{cov} , c'est-à-dire le pourcentage des consommateurs de la commune de Bolbec (en puissance demandée) qui peuvent être reliés au réseau de distribution thermique. Enfin, le rendement moyen η_{moy} des chaudières à gaz actuellement installées est évalué à 85 %. Ainsi, l'estimation du profil de demande thermique est donnée par (5.2).

$$Q_{bes,Bolbec}(t) = \sum_{sec=1}^{n_{sec}} P_{j,sec}(t) \cdot \xi_{h,sec}(t) \cdot \xi_{a,sec}(t) \cdot \frac{E_{eff,ther,sec,ann,Bolbec}}{365} \quad \forall t \in [0, n_{step}] \quad (5.2)$$

avec $P_{j,sec}(t)$ la puissance demandée par les consommateurs en kW pour une consom-

mation journalière de 1 kWh pour le secteur sec , $\xi_{h,sec}$, $\xi_{a,sec}$, les coefficients de pondération permettant de rendre compte de la modulation de la consommation respectivement au sein d'une semaine calendaire et au cours de l'année pour le secteur de consommation sec . Les secteurs considérés sont le résidentiel et le tertiaire comme mentionné précédemment. Les relations vérifiées par les puissances demandées $P_{j,sec}(t)$ et les coefficients $\xi_{h,sec}$ et $\xi_{a,sec}$ sont explicitées dans (5.3). Le terme $E_{eff,ther,sec,ann,Bolbec}$ exprimé en kWh correspond à l'énergie thermique annuelle effectivement consommée par les futurs utilisateurs du réseau urbain appartenant au secteur de consommation sec dont l'expression est donnée dans (5.4) et dont le profil est représenté sur la Figure 5.3 (pour les secteurs résidentiel et tertiaire).

$$\left\{ \begin{array}{l} \int_0^{24} P_{j,sec}(t) \cdot dt = 1 \\ \sum_{j=1}^7 \xi_{h,sec} = 7 \\ \sum_{j=1}^{365} \xi_{a,sec} = 365 \end{array} \right. \quad (5.3)$$

$$E_{eff,ther,sec,ann,Bolbec} = E_{ther,sec,ann,Bolbec} \cdot \tau_{couv} \cdot \tau_{gaz,cha\text{leur},sec} \cdot \eta_{moy} \quad (5.4)$$

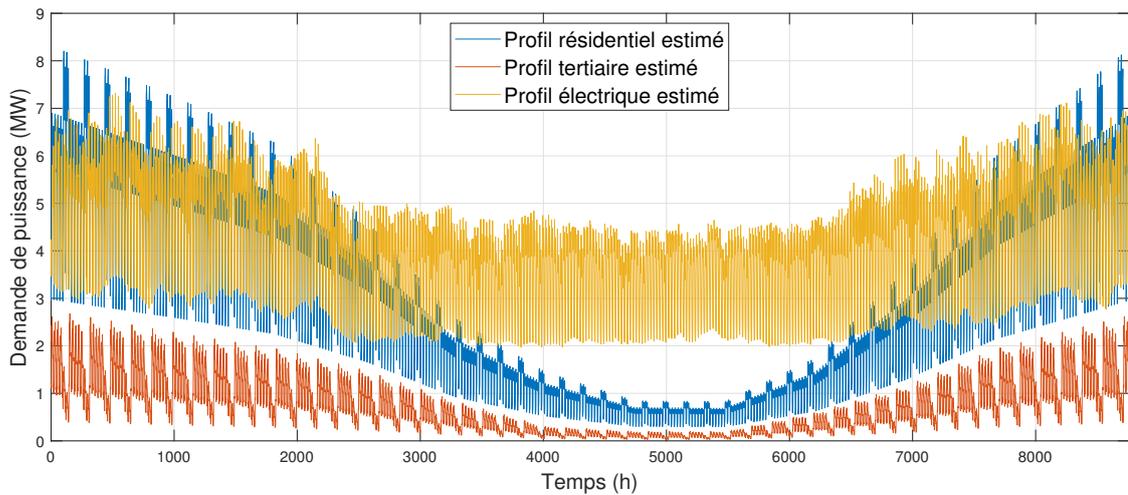


FIGURE 5.3 – Estimation du profil annuel de consommations thermique et électrique pour la ville de Bolbec pour un pas d'une heure.

La quantification des chaleurs fatales produites par l'entreprise ORIL présentent également un vif intérêt pour le dimensionnement des installations complémentaires. Ces puissances disponibles proviennent de trois sources :

- Le refroidissement des eaux industrielles génère 3,5 MW à 18 °C de manière continue.
- La chaleur des effluents des laveurs à près de 60 °C représente un potentiel de 1,7 MW disponible à 50 % du temps (les laveurs sont utilisés en continu une semaine sur deux et à l'autre semaine).
- Le refroidissement des eaux usées peut fournir près de 50 kW en continu à 40 °C.

La dernière source ne sera pas considérée du fait de la très faible puissance disponible qui ne rentabiliserait pas les coûts d'installation et d'opération des moyens de récupération. Les deux premières sources ont en revanche un intérêt certain mais nécessitent d'être couplées à une pompe à chaleur, la température de départ du réseau de chaleur étant de l'ordre de 70 °C.

Les autres caractéristiques principales à prendre en compte concernent les données climatiques, qui permettent d'évaluer l'intérêt du déploiement d'énergies renouvelables. Le facteur de charge des dernières années de plusieurs sources renouvelables (hydraulique, éolien et solaire) en fonction du temps est mis à disposition en accès libre sur la plateforme Open Data Réseaux Énergies.

5.2 Couplage de la chaleur et de l'électricité

La prise en compte de plusieurs domaines énergétiques (ici chaleur et électricité) ajoute un degré de complexité, principalement du fait du couplage entre les deux domaines. En effet, si les deux domaines étaient indépendants, la méthodologie pourrait être appliquée de manière distincte à chacun des deux domaines. Cependant, l'interconnexion de ces derniers permet le plus souvent un gain de performance significatif par rapport à deux systèmes indépendants.

5.2.1 La cogénération

5.2.1.1 Principe général

La cogénération consiste à produire simultanément au moins deux types différents d'énergie (généralement thermique et électrique) à partir d'un unique vecteur énergétique. Le principe de la cogénération est né à la fin du XIX^e siècle. L'électricité produite dans les industries l'était alors majoritairement par combustion du charbon et des ingénieurs ont commencé à utiliser la chaleur résiduelle du procédé de production électrique pour chauffer les bâtiments ou pour améliorer certains processus. Réservé dans un premier temps aux industries avec des besoins en puissance importants, le principe s'est peu à peu étendu aux installations de plus faible puissance avec la réduction des coûts d'investissement, une meilleure flexibilité ainsi qu'un rendement accru (Beith, 2011). Enfin, depuis le début du XXI^e siècle se sont développées de nombreuses applications de micro-génération à partir de quelques kilowatts de puissance pour de petites industries, des immeubles ou hôtels. Ainsi, en plus des évolutions d'échelle, la cogénération s'est aussi ouverte aux secteurs résidentiels et tertiaires, avec une intégration de plus en plus importante dans les réseaux de chaleur urbain. Contrairement à l'électricité, la vitesse de déploiement de la puissance thermique ainsi que les pertes importantes (en comparaison avec l'électricité) dans le réseau de distribution empêchent un développement de ces réseaux à des échelles supérieures à celle de la ville.

Le principe de cogénération a été prolongé et les concepts de trigénération et polygénération ont ainsi vu le jour. Le premier consiste à produire du froid, en supplément de la chaleur et de l'électricité, à l'aide d'une machine frigorifique à absorption. Celle-ci est composée de quatre éléments : un évaporateur et un condenseur dans lesquels le fluide frigorigène (souvent de l'eau) change de phase, ainsi que d'un

absorbant et un concentrateur (ou bouilleur) contenant un mélange de liquide réfrigérant et de liquide absorbant (souvent du bromure de lithium) et dont le but est de stabiliser le niveau de vapeur dans le condenseur et l'évaporateur. La trigénération trouve un intérêt particulier dans les industries dont certains procédés ont des besoins de froid tandis que d'autres nécessitent de la chaleur. Dans le cadre de réseaux urbains dans les zones où l'amplitude annuelle de température est élevée, l'usage de la cogénération peut être limité aux mois les plus froids. La trigénération permet d'alimenter en froid le réseau de distribution pendant les périodes chaudes.

La polygénération est la généralisation des concepts de co- et tri-génération. Elle permet de générer au moins trois produits énergétiques différents (chaleur, électricité, hydrogène, lumière, biodiesel, engrais, eau potable, etc.) à partir d'une ressource (Amidpour et Manesh, 2020). Ce concept est principalement utilisé dans l'industrie et sa mise en place est assez spécifique.

5.2.1.2 Avantages et limites de la cogénération

Le principal moteur favorisant le développement d'installations de cogénération provient des économies d'énergie primaire qu'elles permettent de réaliser par rapport à une production distincte de chaleur et d'électricité.

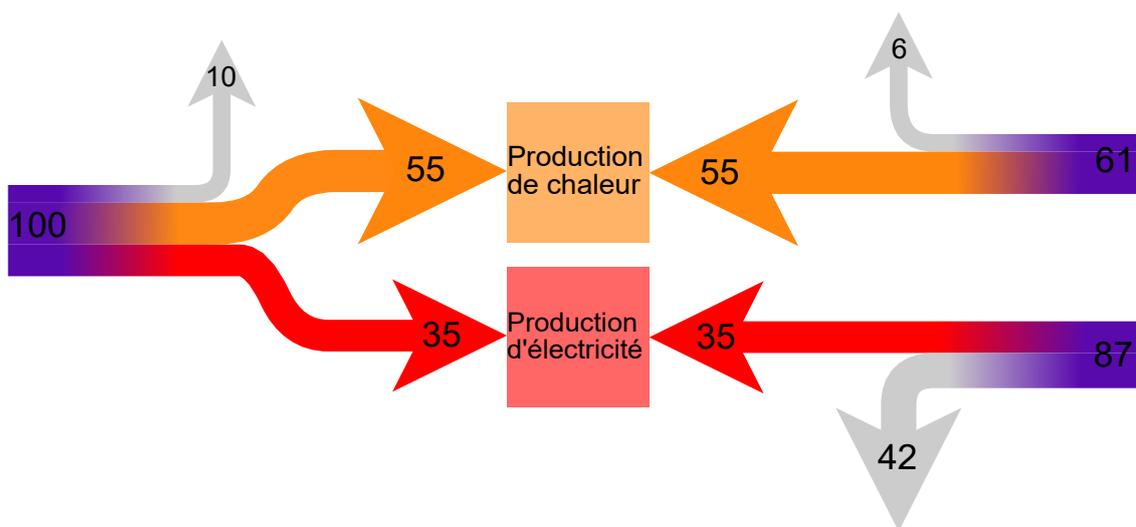


FIGURE 5.4 – Comparaison de consommation d'énergie primaire pour la production d'électricité et de chaleur avec et sans cogénération.

Ce gain est illustré sur la Figure 5.4 avec à gauche la production au moyen d'une centrale de cogénération avec un rendement de 90 % et à droite la production distincte d'électricité et de chaleur respectivement au moyen d'une turbine à gaz (rendement de 40 %) et d'une chaudière (rendement de 90 %), les pertes étant représentées en gris. Sur cet exemple, l'usage d'une installation de cogénération permet une réduction de plus de 30 % de la consommation d'énergie primaire et la même quantité d'émissions de CO₂ en considérant que le facteur d'émission est similaire. En réalité, cette réduction est inférieure à 30 % car la centrale de cogénération doit adapter son ratio chaleur/électricité par rapport au ratio optimal pour répondre à la demande et abaisser ainsi son rendement.

Concernant l'aspect financier, le coût d'investissement d'une centrale de cogénération est plus élevé que celui de moyens de production séparés. Cependant, plu-

sieurs mécanismes d'incitations fiscales ont été mis en place dans de nombreux pays pour favoriser leur développement (ADEME, 2020; Chartered Institution of Building Services Engineers, 2013) : garantie de prix de rachat, subvention pour l'investissement, exemption de taxe CO₂, etc. D'autre part, les coûts opérationnels et de maintenance de ces centrales sont moins importants que dans une production séparée (American Society of Heating, Refrigerating and Air-Conditioning Engineers, 2015). Comme mentionné précédemment, l'usage des centrales de cogénération est principalement local (à l'échelle d'une usine, d'une ville, d'un bâtiment). Leur développement accroît le maillage des moyens de production électriques et abaisse les puissances échangées sur le réseau national. Ceci a pour effet de limiter les risques de congestion sur le réseau, de nécessiter la construction de nouvelles lignes et de diminuer les pertes en ligne dues à l'acheminement de l'électricité. Le pendant de cet avantage est que l'unité de cogénération doit être construite à proximité des consommateurs pour limiter les pertes thermiques de distribution, cela peut causer des problèmes de place ou entraîner des nuisances (pollution atmosphérique locale, pollution visuelle ou sonore).

Outre leur investissement onéreux, les centrales de cogénération présentent également quelques inconvénients. Elles présentent notamment une flexibilité moins importante que les moyens de production classiques. En effet, elles possèdent des temps de démarrage et d'arrêt plus élevés et leur production d'électricité et de chaleur ne sont pas indépendantes. Le ratio de production des deux types d'énergie est contraint voire constant selon les infrastructures, ce qui implique qu'une variation pour suivre le profil de charge électrique aura un impact immédiat sur la production thermique et inversement. Enfin, leurs arrêts (pannes éventuelles ou maintenances prévues) affectent simultanément les deux plannings de production et sont donc plus complexes à gérer.

5.2.1.3 Unités de cogénération

Il existe une grande variété de centrales de cogénération électrique et thermique. Elles fonctionnent majoritairement en cycle classique (topping cycle) par opposition au cycle de fond (bottoming cycle) dans lequel la production de chaleur est la priorité et la chaleur résiduelle est utilisée dans un second temps pour entraîner une turbine et produire de l'électricité. Ce cycle-là est principalement utilisé pour les procédés industriels. En cycle classique, la centrale est en premier lieu utilisée pour produire de l'électricité et la chaleur résiduelle en sortie de procédé est valorisée (Isa et al., 2018). Elles sont toutes composées au moins d'un moteur principal, d'un alternateur et d'un système de récupération de chaleur (auxquels peuvent éventuellement être ajoutés une machine frigorifique à absorption pour la trigénération ou d'autres éléments pour la polygénération). Les moteurs principaux les plus courants ainsi que leurs caractéristiques principales sont détaillés dans les paragraphes suivants.

Les turbines à vapeur (TV) fonctionnent à partir d'une grande diversité de ressources primaires : déchets, biomasse, gaz naturel, charbon, etc. Celles-ci sont brûlées afin de générer de la vapeur à haute pression qui va entraîner une turbine reliée à un alternateur pour produire de l'électricité. Il existe deux types principaux de turbines à vapeur : celles à extraction-condensation (TVEC) et celles à contre-pression (TVCP). Les premières extraient plus d'énergie de la vapeur avant la récupération de

chaleur et produisent donc un peu plus d'électricité par unité d'énergie primaire que les secondes. Leurs plages de fonctionnement respectives sont représentées sur la Figure 5.5. Les TVCP fonctionnent avec un ratio puissance-sur-chaleur (PSC) constant et possèdent souvent un mode de dérivation qui leur permet de faire passer la vapeur dans un échangeur à la place de la turbine reliée à l'alternateur et de produire ainsi uniquement de la chaleur (Dimoukias et al., 2017). Les TVEC ont la possibilité de récupérer une puissance variable de la vapeur entrante et possèdent de ce fait une plage de fonctionnement plus importante qui leur confère une plus grande flexibilité. Cependant, leur rendement global décroît à mesure qu'on s'éloigne de la droite de contre-pression (limite inférieure ascendante). Les turbines à vapeur possèdent un très bon rendement (80-90 %) avec un rendement électrique pouvant aller jusqu'à plus de 40 % et leur capacité couvre une large plage de 500 kW à plusieurs centaines de mégawatts (Wang et al., 2019b).

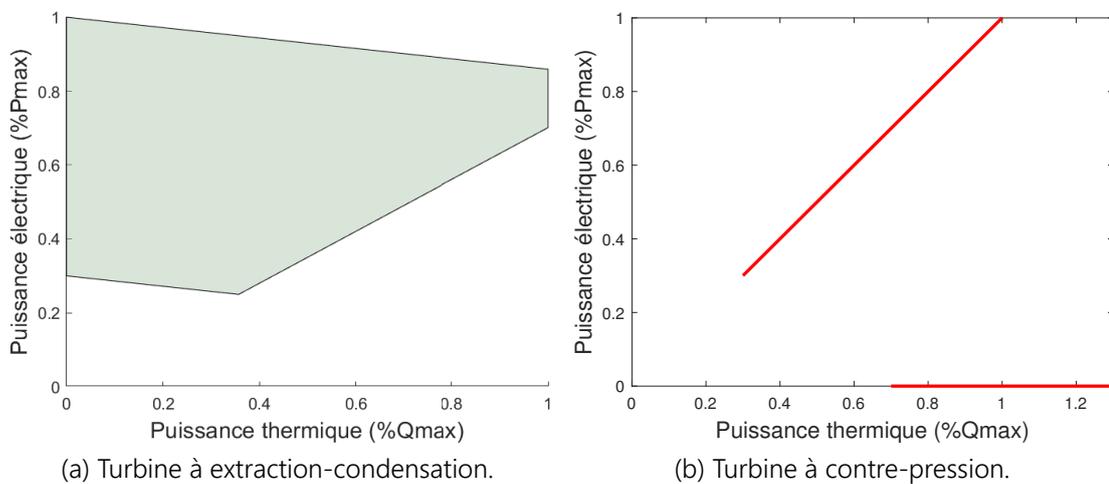


FIGURE 5.5 – Plage de fonctionnement des turbines à vapeur.

Les turbines à gaz en cogénération (TGC) ont un fonctionnement similaire aux turbines à vapeur : la combustion de gaz naturel provoque une augmentation brutale de pression qui entraîne les pales de la turbine. À l'instar des TVCP, les TGC opèrent également avec un ratio PSC constant et produisent une chaleur résiduelle à très haute température (près de 500 °C) qui peut être particulièrement utile pour certains procédés (séchage, réfrigération par absorption, etc.) (Liu et al., 2014). Leur capacité varie sur la même plage que les TV, bien que leur intérêt économique reste faible en-deçà de 5 MW (U.S. Environmental Protection Agency, 2017) et leur rendement atteint environ 70 % (avec un rendement électrique de 35 %). Les turbines à gaz à cycle combiné (en cogénération) permettent d'obtenir un rendement électrique beaucoup plus important mais elles ne sont utilisées que dans des systèmes à grande échelle (>100 MW).

Les moteurs alternatifs à combustion interne (MCI) brûlent du carburant pour entraîner des pistons et créer une énergie mécanique rotative. Cette catégorie comprend les moteurs à allumage par étincelle qui peuvent utiliser du gaz naturel, du gazole ou du propane et les moteurs à allumage par compression qui fonctionnent

avec du diesel ou du pétrole. Ces moyens de production sont particulièrement adaptés pour les systèmes de petite échelle avec des puissances nominales comprises entre 10 kW et 5 MW. Leur flexibilité est un de leurs atouts majeurs avec des démarrages, arrêts et variations de charge particulièrement rapides (Isa et al., 2018). Ce sont des systèmes éprouvés et robustes qui ont un rendement global de l'ordre de 80 % avec un rendement électrique allant jusqu'à 45 %.

Les micro-turbines (MT) ont un fonctionnement similaire à celui des TGC mais sont dimensionnées pour de petits systèmes. En effet, leur plage de puissance couvre de quelques kilowatts à quelques centaines de kilowatts. Malgré leur taille, elles ont un rendement similaire à celui des TGC mais un rendement électrique plus faible (inférieur à 28 %). À l'image des MCI, elles possèdent également une très grande flexibilité.

Les piles à combustibles (PC) génèrent de l'électricité à partir d'hydrogène (qui peut être remplacé par du gaz naturel ou de méthanol pour certaines technologies avec un reformeur embarqué) et d'oxygène. Leur utilisation dans le domaine de la cogénération est assez récente et motivée par l'absence d'émission de gaz à effet de serre lors de son fonctionnement. Cependant, la production d'hydrogène est encore aujourd'hui énergivore et émettrice d'une quantité importante de GES, près de 95 % de l'hydrogène étant obtenu par reformage d'hydrocarbures (IEA, 2019). Il existe deux types principaux de piles à combustible dont le choix dépend du besoin de l'application : celles à oxyde solide qui sont opérées à haute température (800 °C à 1000 °C) et celles à membrane électrolyte polymère qui fonctionne à faible température (inférieure à 80 °C). La plage de puissance de ces technologies (1 kW à 2000 kW) restreint leur utilisation aux systèmes de faible dimension. Elles présentent un certain nombre d'avantages : un rendement global très intéressant (90 %) avec un rendement électrique de 40 à près de 60 % selon la technologie utilisée (Cigolotti et al., 2021), l'absence de pièce mobile (certaines PC possèdent toutefois un compresseur) qui limite la fréquence de maintenance et le risque de panne et un fonctionnement complètement silencieux. En revanche, son coût d'investissement très élevé par rapport aux autres solutions ainsi que les problématiques liées à la production d'hydrogène mentionnées précédemment sont les principaux freins à leur développement (Rodionova et al., 2017).

Les principales technologies de cogénération sont présentées ci-dessus bien que cette liste ne soit pas exhaustive. La possibilité de combiner plusieurs technologies dans une même unité de production a également été étudiée. Isa et al. (2018) proposent une revue de travaux dans lesquels la cogénération est réalisée à partir d'unités hybrides.

5.2.2 Autres sources de couplage

Les unités de cogénération sont les principaux acteurs d'un RUME. D'autres éléments comme les pompes à chaleur (PAC), les chaudières électriques (CE) ou encore les accumulateurs thermiques (AT) ont un impact à la fois sur la production d'électricité et de chaleur. L'association de ces éléments avec les unités de cogénération a tendance à fournir une plus grande flexibilité au système dans son ensemble. D'autre part, la

distribution d'énergie thermique a également un impact (très faible) sur la production électrique car la chaleur est acheminée au moyen de pompes et de vannes électriques.

5.2.2.1 Pompes à chaleur

Les PAC sont des installations qui consomment de l'énergie mécanique (le plus souvent par le biais d'électricité) pour transférer de la chaleur depuis un milieu froid vers un milieu chaud. Leur intérêt provient de leur coefficient de performance (COP), qui correspond au rapport de l'énergie utile récupérée (chaud en hiver ou froid en été) sur l'énergie dépensée, qui est supérieur à 1, ce qui signifie qu'elles sont plus efficaces que tous les systèmes traditionnels. Il existe trois technologies principales de PAC (Maddah et al., 2020; IEA-ETSAP et IRENA, 2013) :

- Les PAC géothermiques puisent la chaleur du sol (ou des nappes phréatiques) dont la température fluctue très peu tout au long de l'année. Elles présentent un COP assez élevé majoritairement entre 3,5 et 4,5 mais des coûts d'installation importants compte-tenu notamment des travaux de forage à réaliser.
- Les PAC aérothermiques sont les plus répandues aujourd'hui du fait des faibles coûts d'investissement qu'elles présentent, elles sont principalement utilisées pour des installations domestiques de faible dimension. Leur COP, de l'ordre de 2,5, est le plus faible parmi les technologies existantes.
- Les PAC à eau ont un principe similaire aux PAC géothermiques mais puisent la chaleur d'une source différente (par exemple un lac ou la mer). Pour les applications de chauffage, elles peuvent également être utilisées comme source froide des eaux usées domestiques ou industrielles (chaleur fatale) qui ont des températures plus élevées que les sources mentionnées précédemment et accroissent ainsi leur COP (de 4 à plus de 10 en fonction de la température de la source froide).

5.2.2.2 Chaudières électriques (CE)

Une CE produit de l'énergie thermique à partir d'électricité. Elle possède un excellent rendement de l'ordre de 99 %, mais reste moins intéressante qu'une PAC qui a la même fonction et un COP supérieur à 2,5. Cependant, les coûts d'investissement pour une chaudière électrique sont beaucoup moins importants que ceux pour une PAC (environ trois fois moins que pour une PAC aérothermique). Dans un SME, l'intérêt d'une chaudière électrique est avant tout d'accroître la flexibilité du système : lorsque l'électricité est produite en trop grande quantité (énergies renouvelables très actives) ou que le prix de l'électricité est faible, l'utilisation de la CE se révèle avantageuse.

5.2.2.3 Accumulateurs thermiques

L'objectif d'un AT est de stocker de l'énergie thermique (chaud ou froid) pour une période plus ou moins importante. Il existe trois types de technologies pour le stockage thermique détaillées et comparées par l'ADEME (2013) :

- Le stockage thermique sensible (STS) est la technologie la plus simple, la plus mature et la moins onéreuse aujourd'hui. Il consiste à stocker de l'éner-

gie sous forme de chaleur sensible, généralement de l'eau chaude dans une grande cuve calorifugée et stratifiée. Lors de décharges, l'eau chaude soutirée de la partie supérieure du réservoir est remplacée par de l'eau à température ambiante injectée dans la partie inférieure. Le phénomène de stratification à l'intérieur du stockage (l'eau froide, plus dense, a tendance à rester au fond du stockage, tandis que l'eau chaude, moins dense, forme les couches supérieures) limite la convection au sein du réservoir, et donc le refroidissement de l'eau chaude. Le stockage peut être pressurisé moyennant un coût supplémentaire pour augmenter la densité énergétique du stockage. Les pertes thermiques sont généralement compensées par une résistance électrique plongée dans la cuve. L'impact de cette action sur la production électrique est toutefois négligeable.

- Le stockage thermique latent (STL) consiste à stocker de l'énergie thermique dans un matériau en le faisant changer de phase (par exemple le stockage de froid en transformant l'eau en glace ou le stockage de chaleur en faisant fondre de la paraffine). Cette méthode permet de stocker une quantité d'énergie beaucoup plus importante et sur des périodes plus longues que le STS mais présente des coûts plus élevés.
- Le stockage thermique thermo-chimique (STT) utilise la réversibilité d'une réaction chimique très exothermique/endothémique. En fonction des réactifs utilisés, la quantité d'énergie stockée peut être encore supérieure au STL. Cette technologie de stockage est la plus récente et la plus onéreuse des méthodes existantes. L'application principale envisagée avec ce type de dispositif est le stockage thermique inter-saisonnier.

5.3 Optimisation de la composition du RUME

Dans cette section, le niveau supérieur de la méthodologie présentée dans la partie 4.4 sera appliqué au cas d'application du système multi-énergies de Bolbec dans le but de déterminer sa composition optimale (c'est-à-dire le nombre et le dimensionnement de chaque type d'installations) selon le critère choisi.

5.3.1 Données d'entrée du problème

Par rapport au cas d'application présenté dans le Chapitre 4, les données d'entrée nécessaires à la formulation matricielle du problème diffèrent du fait du couplage des secteurs thermique et électrique et de la prise en compte d'hypothèses moins restrictives.

5.3.1.1 Moyens de production et de stockage

Dans ce cas d'application, nous prenons en considération une plus large variété de technologies que dans le chapitre précédent. Parmi toutes les unités de cogénération présentées, nous considérons ici des TVEC et des TVCP, certaines alimentées en biomasse (biom) et d'autres en gaz naturel (GN), des TGC, des MCI et des PC. Le dimensionnement des micro-turbines n'est pas adapté à notre cas d'application. Des PAC hydrauliques permettant de récupérer les chaleurs fatales de l'entreprise

ORIL sont prises en compte, ainsi que des chaudières électriques. En plus de ces technologies hybrides (couplage électricité et chaleur) sont pris en compte un parc éolien (WPP), des TGCO, des chaudières à gaz naturel (CGN) et des moyens de stockage électriques (batteries lithium-ion) et thermiques (STS). Les caractéristiques de ces éléments détaillées dans le Tableau 5.1 proviennent de valeurs moyennes observées dans la littérature (Gerbaulet et Lorenz, 2017; Wang et al., 2019b; Isa et al., 2018; Liu et al., 2014; Schröder et al.; U.S. Environmental Protection Agency, 2017; U.S. Department of Energy, 2016).

Les émissions de CO_2 de l'énergie biomasse bois sont considérées nulles si le bois provient d'une forêt correctement gérée, c'est-à-dire dont la quantité de carbone stockée est constante ou positive au cours du temps, ce qui est le cas dans la quasi-totalité des forêts françaises (CITEPA, 2020).

Certaines installations, notamment les pompes à chaleur et les centrales de cogénération alimentées en biomasse peuvent bénéficier de certificats d'économie d'énergie (CEE). Ils correspondent à la quantité d'énergie primaire supplémentaire qui aurait été nécessaire pour obtenir les mêmes résultats avec des installations conventionnelles. Ces certificats sont ensuite revendus aux grands producteurs d'électricité pour un coût avoisinant les 7 €/MWh évité. Pour les centrales de cogénération à biomasse, il est considéré que leur utilisation permet d'éviter en moyenne 20 % de leur production et pour les PAC, le nombre de certificats est égal à la différence entre le nombre de MWh thermiques produits et le nombre de MWh électriques consommés.

5.3.1.2 Établissement des courbes monotones de puissance discrétisées

Concernant l'estimation des besoins de consommateurs, il faut établir une courbe monotone de puissance pour chaque secteur énergétique à partir de la consommation réelle estimée représentée sur la Figure 5.3. Deux problématiques spécifiques se posent par rapport au cas classique.

Le premier concerne le couplage des secteurs thermique et électrique. Une première solution consiste à réaliser une courbe monotone de puissance discrétisée par secteur énergétique. Cependant, cette méthode fait disparaître la corrélation temporelle entre les consommations thermique et électrique. Compte-tenu du couplage entre ces deux secteurs, cette approximation pourrait donner des résultats aberrants. D'autre part, les paliers de chaque courbe obtenue n'auront pas les mêmes durées et nécessiteront des modifications pour que la résolution soit possible. Afin de conserver la corrélation temporelle entre les deux courbes, trois solutions sont possibles :

- Générer la monotone de puissance du secteur thermique. On note M_{T2M} la matrice de transformation entre le vecteur de consommation thermique temporelle et celui de sa monotone de puissance. Cette monotone est discrétisée selon la méthode détaillée dans la partie 4.4.1.2, on note $v_{morceaux}$ le vecteur contenant les durées de chaque palier. On applique ensuite la transformation M_{T2M} sur le vecteur de consommation électrique temporelle et on en déduit sa "monotone de puissance" (les valeurs ne sont a priori pas classées par ordre décroissant), qu'on discrétise en moyennant sa valeur sur des tronçons de durée $v_{morceaux}$.
- L'inverse de la solution précédente : on identifie la monotone de puissance électrique selon la méthode classique à partir de laquelle on détermine la

TABLE 5.1 – Caractéristiques des technologies de production et de stockage d'énergie thermique et électrique.

Caractéristiques	TVEC biom	TVEC GN	TVCP biom	TVCP GN	TGC	MCI	PC	PAC 1	PAC 2	CE	WPP	TGCO	CGN	Batt. élec.	STS	Rés. élec.
P_{nom}^{max} (MW)	500	500	500	500	200	5	2	-	-	-	18	6	-	2	-	20
P_{nom}^{min} (MW)	1	1	1	1	5	0,01	0	-	-	-	1	1	-	0	-	20
Q_{nom}^{max} (MW)	-	-	-	-	-	-	-	1,7	3,5	5	-	-	50	-	2	-
Q_{nom}^{min} (MW)	-	-	-	-	-	-	-	0	0	0,01	-	-	0,05	-	0	-
τ_{gen}^{min} (%)	25	25	25	25	30	20	20	0	0	0	5	10	10	-100	-100	-100
P_{nom}/Q_{nom}	0,74	0,74	0,7	0,7	1	1,2	1,6	-	-	-	-	-	-	-	-	-
$\alpha_{cogé}$	0,14	0,14	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
$\beta_{cogé}$	-	-	1,4	1,4	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
γ	3,2	1,3	3,2	1,3	1,3	1,5	5,5	0,8	0,8	0,15	1,1	0,6	0,2	0,8	0,1	-
c_{inv} (M€/MW)	30	30	30	30	30	20	20	15	15	10	20	20	15	10	25	-
DDV (an)	40	22	40	22	25	18	30	12	12	1	35	17	10	5	2	-
$CE&M_{,fix}$ (k€/MW/an)	7	4	7	4	5	9	12	0	0	1	0	5	17	0	0	-
$CE&M_{,var}$ (€/MWh)	0,44	0,44	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
η_{cond}	-	-	0,85	0,85	0,7	0,8	0,8	6	2,5	0,99	1	0,4	0,9	0,9	0,9	-
η_{glob} / COP	1,4	0	1,4	0	0	0	0	5,8	4,2	0	0	0	0	0	0	0
CEE (€/MWh)	0,04	0,04	0,04	0,04	0,05	0,03	0,02	0,02	0,02	0,01	0,75	0,03	0,02	0,02	0,01	-
Taux d'indisponibilité TI	0	0,3	0	0,3	0,35	0,3	0	0	0	0	0	0,6	0,3	0	0	-
Émissions de CO ₂ (t/MWh)	-	-	-	-	-	+/-	-	++	++	++	+/-	++	++	++	++	++
Flexibilité	-	-	-	-	-	-	-	++	++	++	+/-	++	++	++	++	++

courbe discrétisée de consommation thermique.

- On applique la méthode explicitée dans la partie 4.4.1.2 à la somme des consommations électriques et thermiques, puis on sépare la monotone de puissance de manière à en obtenir une par secteur énergétique.

Chacune de ces solutions présente des approximations non négligeables et le choix de l'utilisation de l'une d'elles doit être effectué au cas par cas. Les deux premières solutions peuvent mener à des variations assez importantes au sein de chaque palier pour le secteur énergétique dont la courbe a été déduite de l'autre. Ici, nous utiliserons donc la troisième solution pour déterminer les courbes de monotone de puissance thermique et électrique discrétisées.

La deuxième problématique qui se pose est la prise en compte des chaleurs fatales industrielles de l'entreprise ORIL (voir partie 5.1.2). En effet, celle provenant du refroidissement des eaux industrielles est générée de manière continue et sa prise en compte ne pose pas de problème. En revanche, celle issue des effluents n'est disponible qu'une semaine sur deux. Comme l'aspect temporel est masqué par l'utilisation d'une courbe monotone de puissance, il est difficile de prendre en compte cette contrainte. Une solution consisterait à affecter à cette source un facteur d'indisponibilité de 50 %, mais cela représente une hypothèse forte qui ne reflète pas la réalité et qui pourrait entraîner une sous-estimation des pics de consommation et donc un mauvais dimensionnement des installations.

La solution retenue consiste à considérer une utilisation maximale de cette chaleur fatale par le biais d'une PAC et à l'intégrer directement dans les profils de consommation. Pour ce faire, on retranche la puissance nominale de la PAC du profil de consommation thermique temporel (avec une limite inférieure à 0) avant de générer la courbe monotone de puissance discrétisée. De la même manière, on ajoute la puissance électrique consommée par la PAC en fonctionnement nominal au profil électrique. L'hypothèse d'exploitation de cette chaleur fatale à son potentiel maximum est tout à fait raisonnable compte-tenu de la valeur du COP de la PAC (estimé à 6).

Enfin, les pertes sur le réseau de distribution de chaleur doivent être compensées par une puissance fournie plus importante. À ce niveau, nous considérons un niveau moyen de pertes thermiques ξ_{pertes} de 10 %. Nous considérons également une augmentation de la consommation sur les prochaines années et une marge de sécurité permettant de répondre à la demande même lors d'hivers particulièrement froids notamment. Ces deux composantes sont représentées par le facteur ξ_{secu} qu'on prendra aussi égal à 10 %. Ainsi, le profil de consommation obtenu est multiplié par un coefficient $\xi_{tot} = (1 + \xi_{pertes}) \cdot (1 + \xi_{secu})$ afin de contrebalancer les pertes thermiques, la hausse de consommation et les événements climatiques extrêmes.

Les monotones de puissance discrétisées finalement obtenues après les opérations détaillées ci-dessus sont représentées sur la Figure 5.6.

5.3.1.3 Autres données d'entrée

Parmi les données d'entrée restantes, on retrouve notamment celles relatives aux énergies renouvelables. À ce niveau, nous prenons simplement en compte les facteurs de charge de ces technologies (c'est-à-dire le rapport entre la puissance produite par l'ensemble des installations et la somme de leurs puissances nominales), dont les profils entre juillet 2017 et juin 2020, ainsi que leur moyenne annuelle (re-

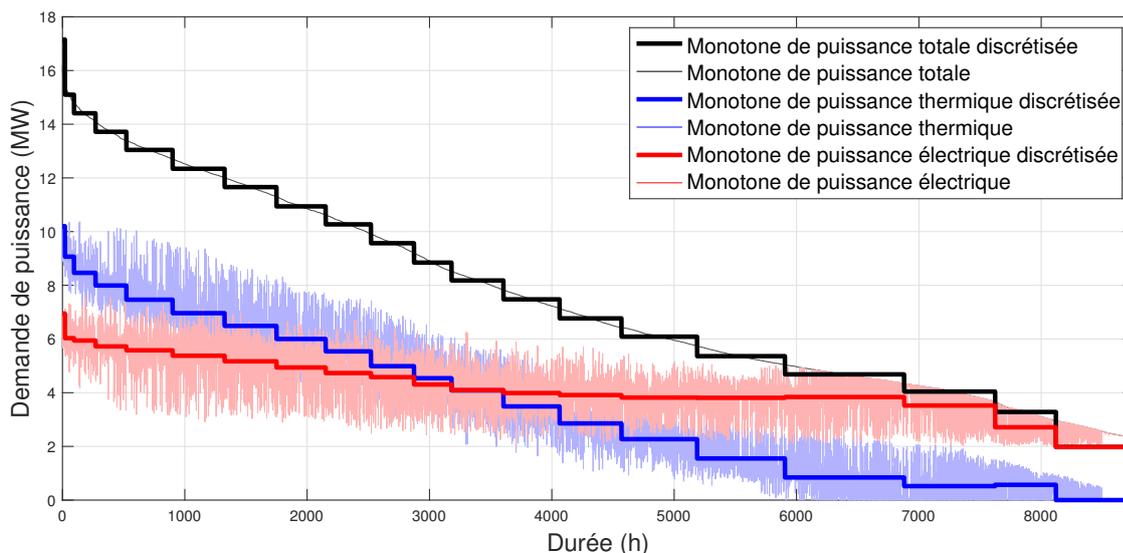
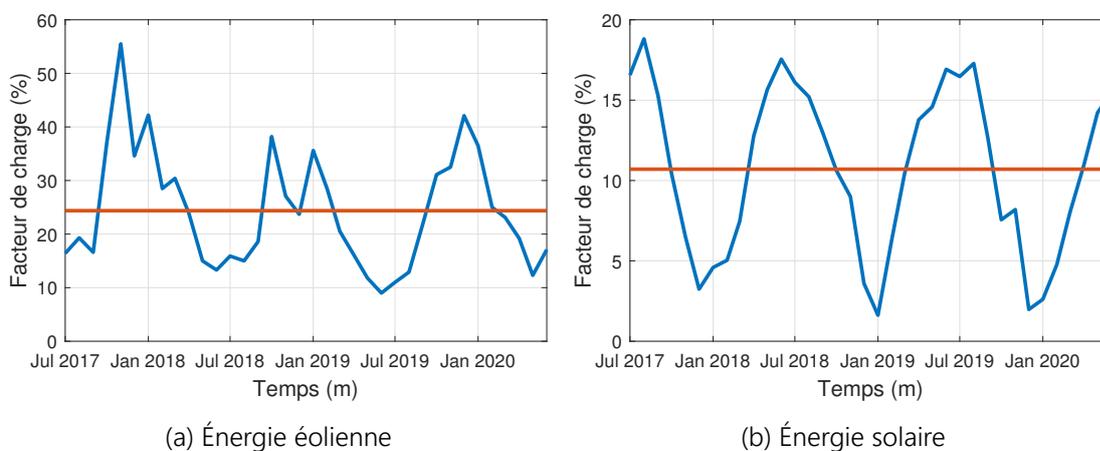


FIGURE 5.6 – Courbes monotones de puissance discrétisées pour les secteurs électrique et thermique.

présentée en rouge) sont tracés sur la Figure 5.7.



(a) Énergie éolienne

(b) Énergie solaire

FIGURE 5.7 – Facteur de charge des énergies renouvelables.

L'énergie éolienne possède un facteur de charge annuel de près de 25 % avec une production accrue pendant la saison hivernale qui correspond à la période critique en terme de consommation. Cette technologie présente donc un intérêt réel et sera prise en compte pour la conception du RUME. À l'inverse, l'énergie solaire fait état d'un faible facteur de charge dans cette région (11 %) qui descend en-dessous des 5 % pendant la période hivernale. D'autre part, la construction de panneaux solaires par une collectivité est limitée aux bâtiments publics (ou éventuels accords avec les propriétaires), dont la superficie n'offrirait qu'une faible puissance installée. Pour ces raisons, l'énergie solaire est considérée comme négligeable pour le projet de RUME et ne sera pas considérée dans ces travaux.

5.3.2 Formulation du problème d'optimisation

Le couplage des énergies thermique et électrique impose également quelques modifications de formulation du coût et des contraintes pour les installations qui ont un impact sur les deux secteurs énergétiques. Ainsi, bien que la plupart des équations définies dans la partie 4.4.1.3 restent valables, quelques-unes nécessitent de petites précisions.

5.3.2.1 Fonction de coût

Pour les installations de cogénération, les puissances nominales électrique et thermique sont presque toujours proportionnelles et le coût d'investissement de ces structures est exprimé uniquement en fonction de l'une des deux (généralement la puissance électrique) selon l'équation 4.7 avec pour variables manipulables les puissances nominales électriques $P_{nom,k,i}$ de chaque source. Concernant les coûts opérationnels, le rendement des unités de production avec un ratio PSC variable (en particulier les TVEC) est dépendant de la valeur de ce ratio. Ainsi, dans l'équation 4.10, les termes $\eta_{k,i,moy}$, $c_{E\&M,var,k}$ et $E_{prod,k,i}$ sont ici des vecteurs qui contiennent une valeur par secteur énergétique, ce qui permet de dissocier le coût de chaque production. On notera $c_{E\&M,var,k,ther}$ et $c_{E\&M,var,k,elec}$ les composantes thermique et électrique des coûts opérationnels variables et $\eta_{k,i,ther}$ et $\eta_{k,i,elec}$ celles du rendement qui sont variables en fonction du temps et exprimées en fonction du ratio PSC dans l'équation (5.5) (Wang et al., 2019a). En effet, pour une même quantité d'énergie primaire dépensée, on peut choisir d'utiliser une partie de la vapeur pour produire soit de l'électricité, soit de la chaleur.

$$\begin{cases} \eta_{k,i,ther} = \frac{\eta_{cond}}{PSC + \beta_{coge}} \\ \eta_{k,i,elec} = \frac{\eta_{cond}}{1 + \frac{\beta_{coge}}{PSC}} \end{cases} \quad (5.5)$$

avec η_{cond} le rendement électrique de la TVEC sans extraction de vapeur (et donc sans production de chaleur) et β_{coge} l'opposé du coefficient de la pente des droites supérieure et inférieure sur la Figure 5.5a. Lorsque la production est exclusivement électrique, le facteur PSC tend vers l'infini et en conséquence le rendement thermique est nul et le rendement électrique est maximal et vaut η_{cond} . En revanche, maximiser le rendement global de l'installation, c'est-à-dire la somme des rendements proportionnelle à $\frac{1+PSC}{PSC+\beta_{coge}}$, revient à minimiser le PSC et donc à se placer sur la courbe de contre-pression de leur plage de fonctionnement (bord inférieur droit sur la Figure 5.5a).

Les installations à PSC constant seront caractérisées uniquement par les composantes électriques du rendement, des coûts opérationnels et de la production d'énergie pour le calcul du coût. Le cas particulier des TVCP possédant un mode de fonctionnement en cogénération et un en production exclusive de chaleur sera traité en considérant deux unités de production distinctes (une par mode) liées par des contraintes explicitées dans la partie 5.3.2.2.

D'autre part, la fonction de coût est également affectée par la composition du système global. Une première composante concerne la part d'énergie renouvelable utilisée dans le mix du réseau de chaleur urbain (biomasse et récupération de chaleur dans notre cas). En effet, si le seuil de 50 % est dépassé, la taxe sur la valeur ajoutée

(TVA) pour le client final passe de $\tau_{TVA} = 20\%$ à $\tau_{TVA, \text{réduit}} = 5,5\%$, ce qui représente un avantage financier significatif. Une variable binaire ξ_{seuil} globale au système est introduite et prendra la valeur 1 si le seuil est atteint et 0 sinon. La fonction de coût f_{seuil} liée à ce paramètre est donnée dans (5.6). Elle est nulle ou négative car l'économie de TVA (en cas de dépassement du seuil) est considérée comme une rentrée d'argent.

$$f_{\text{seuil}} = \xi_{\text{seuil}} \cdot (\tau_{TVA, \text{réduit}} - \tau_{TVA}) \cdot \frac{E_{\text{ther}, \text{prod}}}{1 + \xi_{\text{pertes}}} \cdot c_{MWh, \text{ther}} \quad (5.6)$$

avec $E_{\text{ther}, \text{prod}}$ l'énergie thermique totale produite en MWh et $c_{MWh, \text{ther}}$ le coût du MWh thermique payé par le consommateur en €/MWh.

La seconde composante est liée aux exonérations de taxes dans le cas d'autoconsommation individuelle électrique. Cela ne concerne pas la production d'électricité distribuée à la population (autoconsommation collective qui est encore soumise à des taxes) mais celle permettant d'alimenter notamment les PAC ou chaudières électriques dont l'énergie thermique produite est injectée dans le réseau de chaleur urbain. L'introduction de la variable globale ξ_{exo} permet de prendre en compte cette exonération et la fonction de coût f_{exo} qui lui est associée est explicitée dans (5.7).

$$f_{\text{exo}} = \sum_{t=1}^{n_{\text{Per}}} \xi_{\text{exo}}(t) \cdot T_t \quad \text{tel que} \quad \begin{cases} \xi_{\text{exo}}(t) \leq \sum_{i=1}^{n_{\text{Src}, \text{loc}}} P_{\text{el}, \text{prod}, \text{pos}}(t) \\ \xi_{\text{exo}}(t) \leq - \sum_{i=1}^{n_{\text{Src}, \text{loc}}} P_{\text{el}, \text{prod}, \text{neg}}(t) \end{cases} \quad (5.7)$$

avec T_t la durée de la période t en h et $P_{\text{el}, \text{prod}, \text{pos}}(t)$ et $P_{\text{el}, \text{prod}, \text{neg}}(t)$ les puissances électriques respectivement produites (positives) et consommées (négatives) localement au sein de la commune et moyennées sur la période t , c'est-à-dire toutes les sources à l'exception du réseau national.

5.3.2.2 Contraintes

Concernant les contraintes du problème, celles liées au couplage de plusieurs secteurs énergétiques ont été introduites au chapitre précédent dans l'équation 4.18 sous leur forme générique. Nous allons les expliciter pour les moyens de production considérés dans ce cas d'application. En plus des variables manipulables introduites dans le chapitre précédent, à savoir $Y_{k,i}$ l'existence d'une source, $U_{\text{activ}, k, i}$ son utilisation ou non sur la période considérée, $P_{\text{nom}, k, i}$ la puissance nominale électrique de la source et $P_{\text{prod}, k, i}$ la puissance électrique moyenne qu'elle produit sur la période considérée, s'ajoute la variable $Q_{\text{prod}, k, i}$ qui correspond à la puissance thermique moyenne que la source produit.

Les contraintes les plus complexes sont celles s'appliquant aux TVEC qui ont une plage de fonctionnement bien spécifique (voir Figure 5.5a). L'expression des contraintes qui délimitent cette plage est donnée par le système d'équations (5.8) qui s'ajoute aux autres contraintes classiques (l'indice k est omis car seule les installations de type TVEC sont considérées).

$$\begin{cases} P_{prod,i}(t) + \beta_{coge,i} \cdot Q_{prod,i}(t) \leq P_{nom,i} \cdot U_{activ,i}(t) \\ P_{prod,i}(t) + \beta_{coge,i} \cdot Q_{prod,i}(t) \geq P_{min,i} \cdot U_{activ,i}(t) \\ P_{prod,i}(t) \geq \alpha_{coge,i} \cdot Q_{prod,i}(t) \\ Q_{prod,i}(t) \leq Q_{nom,i} \end{cases} \quad \begin{array}{l} \forall t \in [1, n_{step}] \\ \forall i \in [1, n_{TVEC}] \end{array} \quad (5.8)$$

avec $\alpha_{coge,i}$ et $\beta_{coge,i}$ des coefficients caractéristiques qui définissent la plage de fonctionnement de la source i et n_{TVEC} le nombre de TVEC considérées. Les deux premières inéquations du système ne sont pas linéaires mais on peut les transformer en un système de quatre inéquations linéaires de la même manière qu'en 4.15.

Pour les unités fonctionnant à ratio PSC constant telles que les TVCP en mode cogénération, les TGC ou les PC, la seule contrainte supplémentaire qui s'applique est la relation entre les puissances électrique et thermique explicitée en (5.9).

$$P_{prod,k,i}(t) = \alpha_{coge,k,i} \cdot Q_{prod,k,i}(t) \quad \begin{array}{l} \forall t \in [1, n_{step}] \\ \forall k \in [1, n_{PSCcst}] \\ \forall i \in [1, n_k] \end{array} \quad (5.9)$$

avec n_{PSCcst} le nombre de sources de cogénération à PSC constant considérées. Les pompes à chaleur, dont on considère le COP constant, ainsi que les chaudières électriques entrent également dans cette catégorie mais avec un coefficient α_{coge} négatif.

Pour représenter les deux modes de fonctionnement des TVCP, une des solutions consiste à ajouter des variables manipulables à celles de base pour avoir un vecteur x_{TVCP} composé des huit variables $\{Y, P_{nom}, Q_{nom,coge}, Q_{nom,cs}, P_{prod}, Q_{prod,coge}, Q_{prod,cs}, U_{activ,coge}, U_{activ,cs}\}$ avec le mode *coge* correspondant à la cogénération et le mode *cs* à une production thermique uniquement. Cette solution présente cependant l'inconvénient de perdre la généralité de composition du vecteur $x_{k,i}$. Afin de la conserver, les TVCP seront modélisées par deux sources distinctes – l'une, Y_{cs} , produisant de la chaleur seule et l'autre, Y_{coge} fonctionnant en cogénération à PSC constant – dont certaines variables sont liées par le système (5.10).

$$\begin{cases} Y_{i,coge} = Y_{i,cs} \\ Q_{nom,i,cs} = \gamma_i \cdot Q_{nom,i,coge} \\ U_{activ,i,coge}(t) + U_{activ,i,cs}(t) \leq Y_{i,coge} \end{cases} \quad \begin{array}{l} \forall t \in [1, n_{step}] \\ \forall i \in [1, n_{TVCP}] \end{array} \quad (5.10)$$

avec γ_i un coefficient de proportionnalité caractéristique de la source i et n_{TVCP} le nombre de TVCP considérées. Cette solution permet d'avoir une structure de solution identique pour chaque moyen de production, c'est-à-dire que tous les vecteurs $x_{k,i}$ ont la même dimension et les mêmes composantes, ce qui présente un réel intérêt pour l'automatisation du processus d'optimisation.

Enfin, le couplage électrique-thermique de l'AT n'est pas représenté à ce niveau car les pertes thermiques ne peuvent être estimées, elles nécessitent de connaître la courbe monotone d'état de charge de l'AT et cela n'est possible qu'avec une approche temporelle.

Le problème est ensuite formulé matriciellement à partir de ces nouvelles équations ajoutées à celles de base. Les matrices A et A_{eq} ainsi que les vecteurs b , beq , lb , ub , f et VE peuvent être déterminés et le problème résolu.

5.3.3 Résultats

Les résultats d'optimisation du RUME à ce niveau dépendent des hypothèses prises en compte. Celles-ci dépendent notamment de l'évolution des prix des matières premières et des différentes mesures politiques adoptées au cours des prochaines années. Bien que la trajectoire globale de ces deux paramètres soit assez largement partagée, leur ampleur est loin de faire consensus. Ainsi, plusieurs scénarios sont formulés afin d'observer quel impact ces paramètres peuvent avoir sur la solution choisie. Dans le premier scénario (appelé A), l'hypothèse est faite que les paramètres constatés aujourd'hui (principalement prix des vecteurs énergétiques, politique climat) resteront identiques sur la durée de vie du système (environ 30 ans). Les deux autres scénarios (B et C) prennent en compte une estimation de l'évolution du cours des vecteurs énergétiques. Le scénario C considère en plus l'évolution des politiques de limitations des émissions de GES (augmentation de la taxe carbone). Pour chaque scénario, deux solutions optimales sont recherchées : une qui interdit le couplage des secteurs électrique et thermique (qui servira de point de comparaison) et l'autre dans lequel tous les moyens de production et de stockage présentés dans la partie 5.3.1.1 sont considérés. Les paramètres utilisés pour ces différents scénarios sont présentés dans le Tableau 5.2. Les prix des différents vecteurs énergétiques correspondent à leur coût d'achat réel (fourniture, acheminement, taxes et éventuelles exonérations pour la cogénération notamment). L'évolution du cours des vecteurs énergétiques est issue de Duic et al. (2017) pour le gaz naturel et la biomasse, basée sur l'évolution constatée ces dernières années pour l'électricité (+40 % en dix ans) et sur la volonté politique pour la taxe carbone.

TABLE 5.2 – Paramètres des scénarios pour lesquels la configuration optimale est déterminée.

Paramètre	Scénario A		Scénario B		Scénario C	
	A1	A2	B1	B2	C1	C2
Couplage ther & élec	Non	Oui	Non	Oui	Non	Oui
Prix moyen de l'électricité (€/MWh)	170		240			
Prix moyen du gaz naturel (€/MWh)	60		70			
Prix moyen de la biomasse (€/MWh)	70		70			
Prix de la tonne carbone (€/tCO ₂)	50		50		100	
Distribution et taxes élec. (€/MWh él)	70		90			
<i>pour autoconsommation</i>	0		0			
τ_{flex}^{min} (% $\sum P_{nom}$)			10			
τ_{ER}^{max} (% $\sum P_{nom}$)			20			
P_{RD}^{max} (kW)			0			

Les résultats correspondant au scénario A1 sont représentés sur la Figure 5.8.

L'impossibilité de couplage entre les secteurs thermique et électrique limite grandement les possibilités. L'essentiel de la production électrique est assurée par le réseau national et l'éolien tandis que la chaleur est produite uniquement par deux chaudières à gaz. Un accumulateur de chaleur est installé mais utilisé seulement quelques heures dans la tranche des pics de consommation thermique.

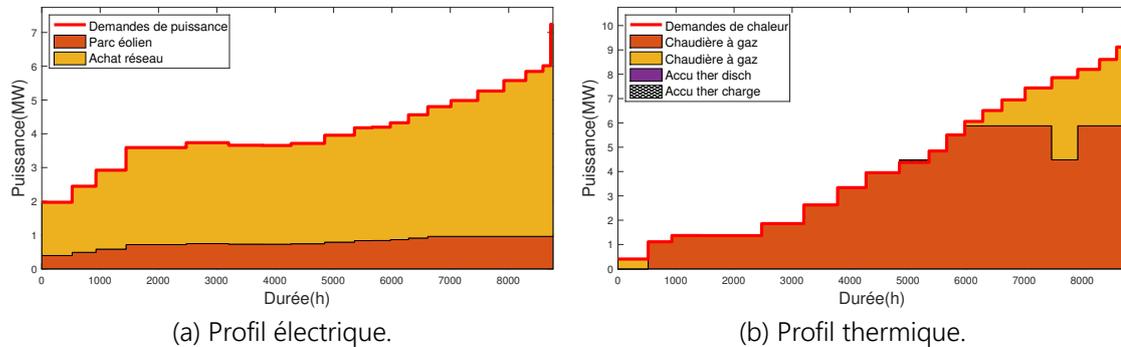


FIGURE 5.8 – Répartitions de charge électrique et thermique pour le scénario A1.

Pour le scénario A2, tous les équipements de cogénération, ainsi que les PAC et les chaudières électriques, sont disponibles. Les profils de charge obtenus dans ce second scénario sont représentés sur la Figure 5.9. Nous rappelons que les puissances moyennes représentées par des couleurs unies sont positives (fournies au système) tandis que les données représentées par des hachures sont négatives (retranchées au système).

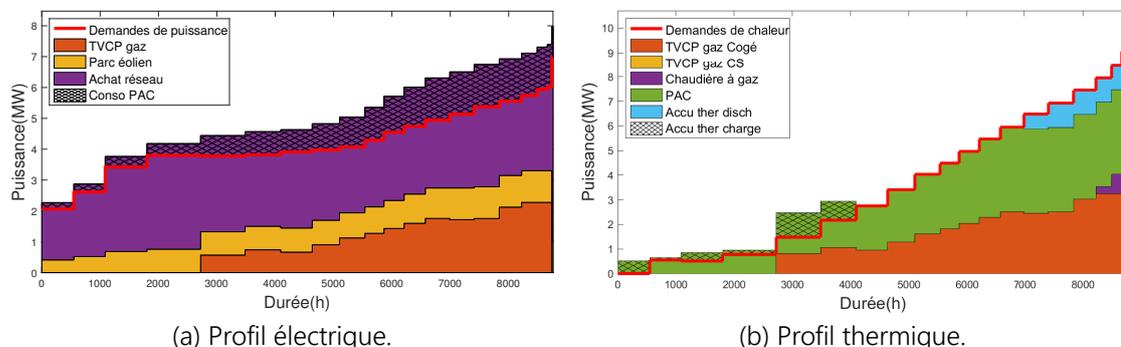


FIGURE 5.9 – Répartitions de charge électrique et thermique pour le scénario A2.

Par rapport au scénario A1, une turbine à vapeur à contre-pression est ajoutée pour la production électrique. Elle assure également avec les deux PAC (seul le profil de la PAC 2 est représenté, celui de la PAC 1 est directement affecté aux profils de charge électrique et thermique comme expliqué dans la partie 5.3.1.2) l'essentiel de la fourniture de chaleur. Une chaudière à gaz est utilisée marginalement lors des pics de demande thermique et assure une certaine flexibilité opérationnelle du système. Cette composition s'explique par le prix relativement faible de l'électricité en France aujourd'hui par rapport aux autres vecteurs énergétiques considérés et des mesures politiques qui ne favorisent pas l'autoconsommation collective. Cependant, le parc nucléaire français vieillissant et la volonté européenne de lisser les prix de l'électricité à l'échelle continentale entraînent une hausse du prix de l'électricité importante par

rapport aux autres vecteurs énergétiques qui sera prise en compte dans les scénarios B et C.

Les coûts déterminés pour chaque scénario correspondent uniquement aux coûts de production et de distribution électrique auxquels il faut ajouter ceux de distribution thermique. Ceux-ci se décomposent en coûts d'investissement évalués par SETEC à près de 15 M€ étalés sur 20 ans et en coûts opérationnels et de maintenance de l'ordre de 500 k€/an. Les coûts du RUME pour les scénarios A1 et A2 sont présentés dans le Tableau 5.3, on considère plusieurs niveaux de subventions à l'investissement de 0 à 75 % et on suppose que les tarifs finaux d'achat d'électricité sont alignés sur les tarifs règlementés, soit environ 170 €/MWh en février 2022. Afin d'avoir la même composition entre les différents niveaux de subventions et pouvoir comparer plus facilement les résultats, les subventions ne sont pas intégrées directement dans le problème d'optimisation : le problème est d'abord résolu pour un niveau de subventions de 0 % et le gain des subventions est calculé a posteriori sur la composition déterminée. Cela signifie que les coûts calculés pour des niveaux de subventions supérieurs à 0 % sont des limites hautes qui peuvent éventuellement être plus faibles.

TABLE 5.3 – Coûts du RUME pour les scénarios A1 et A2.

Paramètre	Scénario A1				Scénario A2			
Coûts totaux (M€/an)	10,2				8,9			
<i>dont investissement</i>	1,5				2			
Niveaux subventions investissement (%)	0	25	50	75	0	25	50	75
Coûts totaux avec subventions (M€)	10,2	9,8	9,5	9,1	8,9	8,5	8,1	7,7
<i>dont électricité</i>	5,9							
Coût final chaleur (€/MWh ther)	132	120	108	96	113	97	81	65

Les coûts obtenus pour le scénario A2 varient entre 65 €/MWh et 113 €/MWh en fonction du niveau de subventions, ce qui est légèrement supérieur aux prix moyens de vente de la chaleur dans les réseaux de chaleur urbains (environ 75 €/MWh). Le couplage de l'électricité et de la chaleur et notamment la récupération des chaleurs fatales industrielles permet d'économiser entre 14 % et 32 % du coût total au minimum par rapport au scénario A1, d'autant plus que la part de subventions sera généralement plus importante pour un réseau vertueux.

Les profils de charge électrique et thermique des scénarios B2 et C2 sont représentés sur la Figure 5.10, les profils obtenus avec les scénarios B1 et C1 sont très proches de ceux correspondant au scénario A1 et ne seront pas représentés.

Dans les scénarios B2 et C2, le prix de l'électricité subit une forte hausse de près de 40 % bien supérieure à l'évolution du gaz (17 %) et de la biomasse (0 %) (Duic et al., 2017). La production d'électricité est assurée en grande partie par une TVCP et une TVEC respectivement alimentées en gaz et en biomasse, le parc éolien et le réseau national désormais minoritaire. La turbine alimentée en biomasse est plus coûteuse qu'une turbine similaire alimentée au gaz mais elle permet d'atteindre (avec la PAC

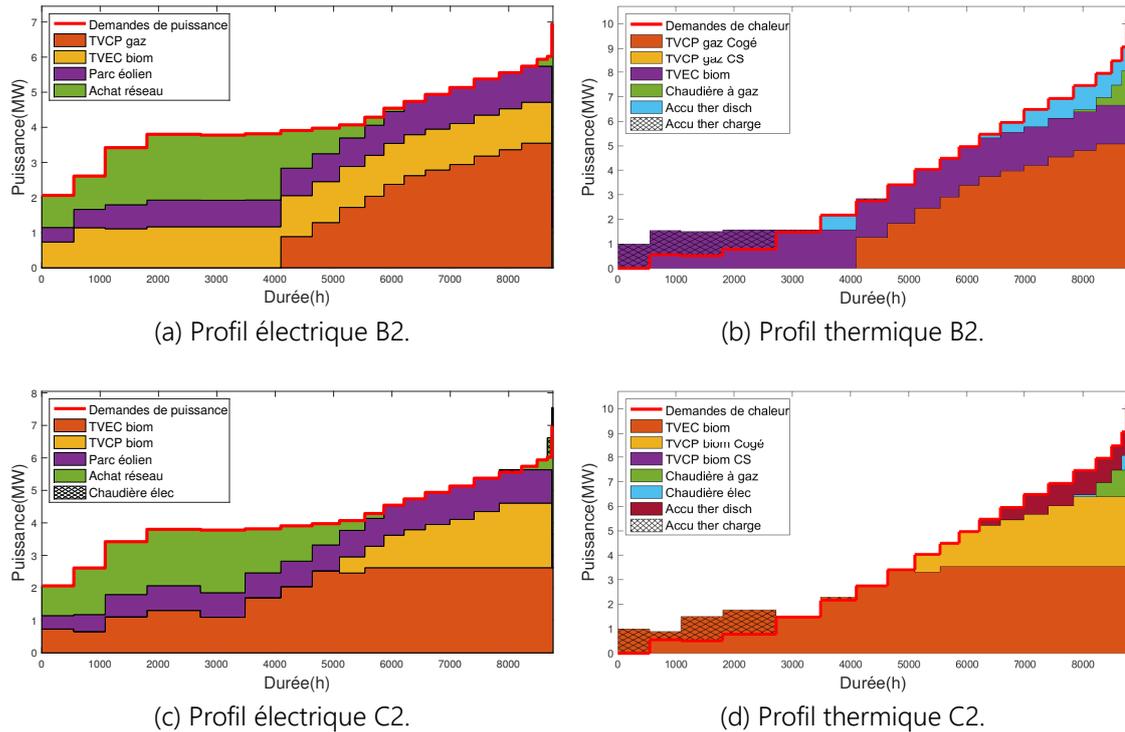


FIGURE 5.10 – Répartitions de charge électrique et thermique pour les scénarios B2 et C2.

1 qui n'est toujours pas représentée) le seuil de 50 % de chaleur produite à partir d'énergie renouvelable et donc de réaliser d'importantes économies de TVA sur la chaleur finale délivrée aux consommateurs. La TVCP permet d'assurer une partie de la production de manière efficace et a la possibilité de passer en mode chaleur seule pour les pics de demande thermique importants tandis que la TVEC, bien que présentant un rendement plus faible, permet de conserver un certain découplage entre électricité et chaleur et donc une meilleure flexibilité.

Pour le scénario C2, le prix de la taxe carbone passe de 50 à 100 €/tCO₂, valeur ciblée par le gouvernement à l'horizon 2030 pour respecter ses engagements en terme de réductions des émissions de GES. De plus, on considère qu'une subvention de 40 % est accordée spécifiquement pour la construction d'unités de cogénération biomasse et prise en compte dans le calcul de la composition optimale (incluse dans le niveau de subventions). Cette subvention ainsi que l'augmentation de la taxe carbone entraîne le remplacement de la turbine alimentée au gaz naturel dans le scénario B2 par une turbine similaire alimentée en biomasse.

Une comparaison des coûts d'installation et d'opération du RUME est présentée dans le Tableau 5.4 en fonction des scénarios B et C. Les scénarios B1 et C1 ne sont pas économiquement envisageables et sont présentés à titre indicatif pour évaluer le gain réalisé pour une production couplée d'électricité et de chaleur par rapport à deux productions distinctes.

Les résultats présentés mettent en évidence l'intérêt économique et écologique réel d'un tel RUME dans la commune de Bolbec pour des évolutions du prix des vecteurs énergétiques comparables à celles considérées dans les scénarios B et C. En effet, le coût de la chaleur est inférieur au prix moyen pour un niveau de subventions

TABLE 5.4 – Coûts du RUME pour les scénarios B et C.

Paramètre	Scénario B1				Scénario B2			
Coûts totaux (M€/an)	12,7				10,6			
<i>dont investissement</i>	1,6				2,1			
Niveaux subventions investissement (%)	0	25	50	75	0	25	50	75
Coûts totaux avec subventions (M€)	12,7	12,3	11,9	11,5	10,6	10,1	9,6	9,1
<i>dont électricité</i>	8,4							
Coût final chaleur (€/MWh ther)	131	119	107	95	84	66	48	29
	Scénario C1				Scénario C2			
Coûts totaux (M€/an)	13,2				11,7			
<i>dont investissement</i>	1,6				3,4			
Niveaux subventions investissement (%)	0	25	50	75	0	25	50	75
Coûts totaux avec subventions (M€)	13,2	12,8	12,4	12	11,7	10,9	10	9,2
<i>dont électricité</i>	8,4							
Coût final chaleur (€/MWh ther)	148	136	124	112	124	93	63	32

supérieur à 15 % pour le scénario B2 et 40 % pour C2, ce qui est tout à fait raisonnable pour un projet vertueux (fort taux d'énergie renouvelable ou de récupération) dans un territoire rural dense comme celui de Bolbec. Le scénario C étant le plus probable, c'est celui que nous considérerons dans la suite.

5.4 Optimisation des plannings de charge du RUME

Dans ce second niveau d'optimisation, l'objectif est de déterminer les plannings optimaux d'allumage, d'arrêt et de charge des différentes installations du RUME. Le choix et le dimensionnement de celles-ci ont été réalisés dans la partie précédente et sont explicités dans le Tableau 5.5 dans lequel sont également données les caractéristiques de ces infrastructures prises en compte pour ce niveau (coûts opérationnels, temps et coûts de démarrage et d'arrêt).

Le but premier de ce niveau est de vérifier que la composition du RUME déterminée est réellement capable de satisfaire les besoins énergétiques des consommateurs et d'affiner les premières estimations de coût évaluées dans la partie précédente. Pour ce faire, nous remplaçons les monotones de puissance par les profils temporels estimés de consommation thermique et électrique représentés sur la Figure 5.3. De la même manière, nous considérons un profil temporel estimé du facteur de charge éolien au pas semi-horaire (profil réel d'une année précédente). D'autre part, la contrainte de fonctionnement à 50 % (une semaine sur deux) de la pompe

TABLE 5.5 – Caractéristiques des moyens de production et de stockage retenus dans la conception du RUME.

Caractéristique	TVEC biom	TVCP biom	PAC	CE	WPP	CGN	STS	Rés. élec.
P_{nom} / Q_{nom} (MW)	3	2,3	1,7	0,7	4	1,2	1	20
τ_{gen}^{min} (% P_{nom}/Q_{nom})	25	25	0	0	5	10	-100	-100
α_{coge}	0,74	0,7	-	-	-	-	-	-
β_{coge}	0,14	-	-	-	-	-	-	-
γ	-	1,4	-	-	-	-	-	-
c_{start} (€/start)	171	131	0	0	150	18	-	-
$c_{E\&M,var}$ (€/MWh)	7	7	0	1	0	17	0	-
$\eta_{cond} / \eta_{glob} / COP$	0,44	0,85	6	0,99	1	0,9	1	-
Temps de démarrage (h)	3	2	0	0	0,1	0,05	-	-
Capacité (MWh)	-	-	-	-	-	-	10	-

à chaleur permettant de récupérer la chaleur industrielle est directement intégrée dans le problème d'optimisation et l'hypothèse de son utilisation à 100 % est donc supprimée. Enfin, le prix de revente de l'électricité utilisé dans cette partie est le prix du marché de gros estimé (profil réel d'une année précédente majoré de la hausse de prix estimée à l'horizon 2030). Les coûts d'acheminement et les taxes sont additionnés à ce prix pour obtenir le prix d'achat de l'électricité.

Le problème d'optimisation est tout d'abord résolu sur l'année entière avec un pas de temps de 2 h, les résultats principaux sont présentés dans le Tableau 5.6. Le pas de temps est contraint par la taille du problème, nous rappelons que les matrices A et A_{eq} ont des tailles respectives de $\left(\sum_{i=1}^{n_{src}} n_{cstr,i} * n_{step}\right) * \left(\sum_{i=1}^{n_{src}} n_{var,i} * n_{step}\right)$ avec n_{cstr} le nombre de contraintes (égalité ou inégalité selon la matrice), n_{step} le nombre de pas de temps (ici $365 * 24/2 = 4380$) et n_{var} le nombre de variables manipulables pour chaque source, soit dans ce cas environ $57000 * 105000$ pour la matrice A .

Tout d'abord, le problème possède des solutions, ce qui signifie que la composition déterminée dans la partie précédente permet de satisfaire les besoins énergétiques des consommateurs, ce qui est l'objectif principal du RUME.

L'hypothèse d'une utilisation à 100 % de la pompe à chaleur intermittente formulée dans la partie précédente est à nuancer. En effet, dans cette simulation, elle est seulement utilisée à 70 % de son potentiel, notamment lorsque l'électricité est chère et les éoliennes à l'arrêt où il est plus intéressant de faire fonctionner les centrales de cogénération.

Une autre différence importante avec le niveau supérieur est la plus forte utilisation de la TVCP en mode "Chaleur seule", qui offre une flexibilité appréciable face à un profil de consommation variable.

Enfin, concernant l'aspect économique du RUME, les coûts opérationnels avaient été estimés à 8,3 M€ par an (11,7 M€ totaux dont 3,4 M€ d'investissement) pour cette configuration. Cette simulation donne des coûts d'un ordre de grandeur similaire, l'impact économique des approximations établies au niveau précédent est donc re-

TABLE 5.6 – Résultats de la résolution du problème d'optimisation des plannings de charge sur 365 jours avec un pas de temps de 2 h.

Critère	TVEC biom	TVCP biom	PAC	CE	WPP	CGN	STS	Rés. élec.	Total
Électricité produite (GWh)	16,1	5,7	-0,8	-0,2	9,6	0	0	6,5 -1,9	35
Chaleur produite (GWh)	17,2	8,2 5,9	4,6	0,2	0	0,8	2,8 -3,1	0	36,4
Coûts opérationnels (M€)	4,77	2,35	- 0,03	0	0	0,10	0	1,17	8,36
<i>dont démarrage</i>	0,02	0,01	0	0	0	0	0	0	0,03

lativement faible. Le prix du MWh thermique final payé par le consommateur est augmenté de 1,6 € par rapport à celui présenté dans le Tableau 5.4.

5.5 Contrôle dynamique du RUME

Cette partie s'attache à la modélisation fonctionnelle du système et sa simulation qui permet de déterminer les valeurs des variables de contrôle en temps réel, en s'appuyant sur les plannings de démarrage, d'arrêt et de charge des différentes installations.

5.5.1 Modèle fonctionnel du RUME

Le modèle fonctionnel est réalisé à partir des éléments fonctionnels de base présentés dans le chapitre 2. Une attention particulière est portée aux éléments de cogénération et aux pompes à chaleur qui sont modélisés par des transformateurs respectivement mono-source multi-consommateurs et multi-sources mono-consommateur, représentés sur la Figure 5.11.

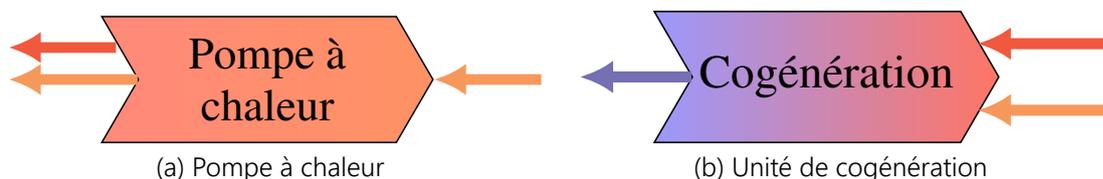


FIGURE 5.11 – Modèles fonctionnels d'éléments de couplage entre plusieurs secteurs énergétiques.

À l'intérieur de ces blocs, les équations qui lient les besoins et les fournitures des sources et des consommateurs sont des équations analogues aux équations chimiques stœchiométriques dont la forme générique est donnée dans (5.11).

$$\sum_{i=1}^{n_{Src}} a_i \cdot P_i \rightarrow \sum_{j=1}^{n_{Cns}} b_j \cdot P_j \quad (5.11)$$

avec a_i et b_j les coefficients stœchiométriques respectivement de la source i et du consommateur j et P représentant aussi bien le besoin en puissance (dans le sous-système "Contrôle" de l'élément fonctionnel) que la puissance fournie (dans le sous-système "opérant"). Ainsi, l'expression du besoin N_i envoyé à la source i est donnée en fonction des besoins des consommateurs j dans (5.12) et la puissance S_j fournie au consommateur j en fonction des puissances fournies par les sources est déterminée à partir de (5.13).

$$N_i = \max \left(\min \left(\max_{j \in Cns} \frac{a_i \cdot N_j}{b_j}, \min_{k \in Src} \frac{D_k}{a_k} \right), \max_{k \in Src} \frac{-A_k}{a_k} \right) \quad (5.12)$$

$$S_j = \max \left(\min \left(\max_{i \in Src} \frac{b_j \cdot S_i}{a_i}, \min_{l \in Cns} \frac{A_l}{a_l} \right), \max_{l \in Cns} \frac{-D_l}{b_l} \right) \quad (5.13)$$

avec A et D respectivement l'acceptance (puissance minimale fournie/maximale acceptée) et la disponibilité (puissance maximale fournie/minimale acceptée) d'une source ou d'un consommateur. Ces équations mettent en évidence la relation étroite entre tous les éléments intervenant dans la réaction, ce qui implique deux conséquences :

- Du côté consommateur, le besoin est déterminé uniquement par le consommateur limitant, c'est-à-dire celui qui présente le plus fort besoin (par rapport à son coefficient stœchiométrique), ce qui implique que pour satisfaire son besoin, les autres consommateurs peuvent éventuellement recevoir plus que prévu. Par exemple, si une TVCP reçoit une forte augmentation de la demande électrique, la puissance thermique va également augmenter même si le besoin thermique est resté constant.
- Du côté des sources, la puissance totale fournie dépend de celle qui a la plus faible disponibilité (par rapport à son coefficient stœchiométrique) ou la plus faible acceptance (si le besoin est négatif). Cela signifie notamment que si une source impliquée ne produit rien, l'ensemble des consommateurs reçoit une puissance nulle. Par exemple, si une pompe à chaleur n'est pas alimentée en électricité, aucune puissance thermique ne sera produite et la chaleur fatale sera perdue.

Ces contraintes peuvent se révéler relativement fortes sur le système. En réalité, dans ce cas d'application, elles sont fortement atténuées par plusieurs caractéristiques des éléments et de la composition du système :

- La TVEC considérée possède une plage de fonctionnement qui n'est pas réduite à une simple droite. Ainsi, les coefficients stœchiométriques peuvent être variables dans une certaine mesure. Par suite, les variations de demande d'un secteur énergétique affectent moins la fourniture de puissance pour les autres.
- La TVCP possède deux modes de fonctionnement et peut commuter de manière rapide entre les deux, produisant soit un mix électricité+chaleur, soit uniquement de la chaleur. Dans la suite, la TVCP sera représentée par un simple transformateur comme celui présenté sur la Figure 5.11b dans un souci de li-

sibilité des schémas mais en réalité, son modèle fonctionnel qui tient compte de ses deux modes de fonctionnement, est représenté sur la Figure 5.12.

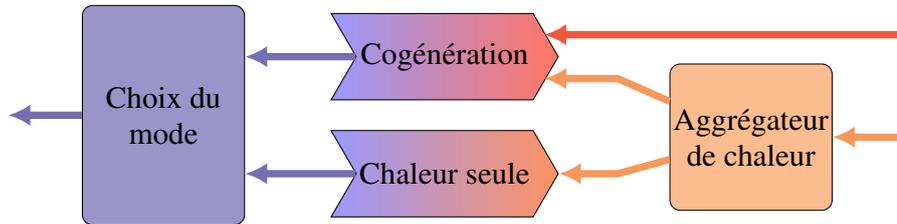


FIGURE 5.12 – Modèle fonctionnel d'une turbine à contre-pression à deux modes de fonctionnement.

- Lors de la modélisation fonctionnelle des éléments, un terme de pénalisation est ajouté à la fonction de coût lors de l'éloignement du fonctionnement de la source par rapport à celui qui avait été anticipé par l'optimisation des plannings. Cette pénalisation peut être établie assez forte pour les unités de cogénération de manière à ce qu'en cas de variations de la demande par rapport aux prédictions, ce soit prioritairement des installations moins contraignantes qui compensent les écarts constatés.
- Le système possède de nombreux éléments de flexibilité. Il peut acheter ou vendre de l'énergie au réseau national en cas de surproduction ou de déficit. De la même manière, le stockage thermique peut absorber les écarts ponctuels entre la production et la demande. Enfin, les chaudières électriques et à gaz peuvent être allumées et arrêtées rapidement, ce qui confère une flexibilité supplémentaire au système.
- Ces contraintes deviennent beaucoup plus importantes dans des procédés impliquant de nombreux consommateurs et de nombreuses sources. Ici, nous ne traitons que des cas avec deux sources et un consommateur ou l'inverse.

Le stockage thermique est représenté par un élément de stockage classique avec un rendement de 1 (il n'y a pas de pertes sur les flux entrant et sortant du stockage ou elles sont négligeables dans un système centralisé). Un modèle de pertes thermiques dépendant du niveau de stockage et de la température extérieure est intégré dans l'élément pour estimer la température du stock. Une résistance électrique de 100 kW est activée de manière hystérétique pour contenir la température entre ses bornes $T_{min,stock}$ et $T_{max,stock}$ qui peuvent être variables (en fonction de la température de départ d'eau souhaitée notamment).

Les conduites du réseau de distribution thermique sont représentées par un transformateur avec un rendement η_{pertes} (possiblement variable en fonction des températures extérieure et d'entrée) ainsi qu'une dynamique de réponse et un retard. Nous ne nous intéressons pas ici à la distribution de chaleur et prendrons donc ces deux derniers paramètres nuls. Si cette problématique était étudiée, un ensemble de conduites pourrait être considéré et celles-ci pourraient être représentées par un modèle plus complexe avec un distributeur et des échangeurs (avec l'extérieur et des sous-stations) avec prise en compte de la température comme dans le chapitre 2 qui fournirait des résultats plus précis au prix d'une complexité accrue.

Le modèle fonctionnel global du RUME de Bolbec dans la configuration déterminée dans la partie 5.3.3 et détaillée dans le Tableau 5.5 est représenté sur la Figure 5.13.

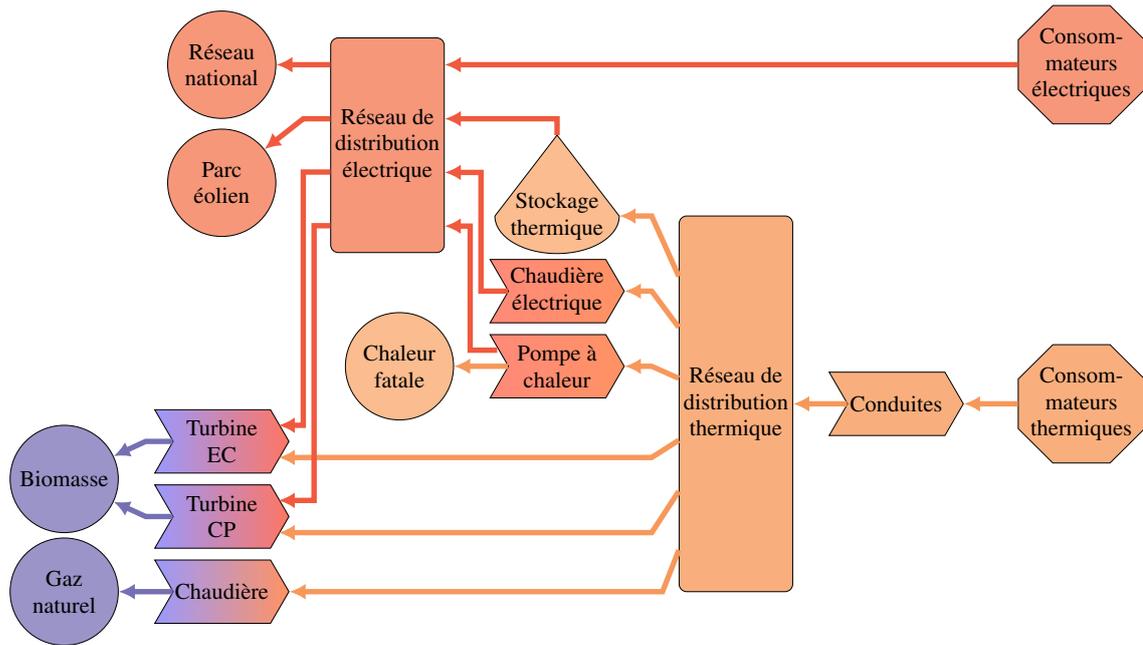


FIGURE 5.13 – Modèle fonctionnel global du RUME de Bolbec.

5.5.2 Simulation du modèle

Une fois le modèle réalisé, sa simulation a plusieurs objectifs. Le premier est d'observer le bon fonctionnement du système à un niveau de détail plus avancé que précédemment. Ce niveau permet également de tester le comportement du système en situation réelle avec la prise en compte d'erreurs de prédiction et de perturbations et d'évaluer ses performances. Une fois validé, ce niveau peut servir de contrôle pour un modèle multi-physique ou le système réel, à partir d'une interface d'échange dans laquelle les variables de sortie du modèle fonctionnel sont traduites en variables manipulables pour le niveau multi-physique.

À ce niveau sont intégrées dans le modèle certaines caractéristiques dynamiques des éléments, notamment des limitations de rampe et leur dynamique de réponse. Les éléments sont ici assimilés à des systèmes du premier ordre de constante de temps τ_{dyn} . Les caractéristiques des éléments fonctionnels, basées en partie sur (Guo et al., 2018; Beiron et al., 2020), sont données dans le Tableau 5.7. Le terme λ_{mode} est introduit pour représenter le coût d'un changement de mode non planifié de la TVCP. Les coefficients λ_{act} de la chaudière et λ_{mode} de la TVCP ont des valeurs très élevées pour que celles-ci ne soient allumées ou changées de mode que lorsque toutes les installations fonctionnent à leur régime maximal. Le temps de démarrage de la chaudière à gaz est considéré comme négligeable dans le modèle fonctionnel et sera donc pris nul. Une constante de temps τ_{dyn} élevée lui est affectée, ce qui minimise l'impact de cette hypothèse.

Les coefficients de pénalisation α_{pen} sont volontairement choisis d'ordres de grandeur différent, car comme expliqué dans les paragraphes précédents, on souhaite restreindre au maximum les variations des unités de cogénération par rapport au planning initial, compte tenu d'une part de leur faible flexibilité (modification du niveau de charge coûteuse) et d'autre part de leur production simultanée d'électricité et de chaleur qui rend leur intervention complexe.

Nous nous proposons de simuler le système pour plusieurs scénarios permet-

TABLE 5.7 – Caractéristiques des éléments fonctionnels du RUME.

Caractéristique	TVEC biom	TVCP biom	PAC	CE	WPP	CGN	STS	Rés. élec.
τ_{ramp} (% P_{nom} /min)	4	4	20	100	100	20	100	100
α_{pen}	0,1	0,2	10^{-3}	10^{-3}	10^{-4}	$2 \cdot 10^{-3}$	10^{-4}	10^{-3}
τ_{dyn} (s)	100	100	10	10	10	100	10	0
λ_{act}	-	-	0	0	-	10^8	-	-
λ_{mode}	-	10^9	-	-	-	-	-	-

tant de mettre en évidence son comportement. Chaque scénario est réalisé sur une même période temporelle de 4 jours du 5 au 8 janvier. C'est une période qui présente un intérêt pour plusieurs raisons :

- Elle est à cheval entre une période de marche et une d'arrêt du laveur industriel qui fournit de la chaleur fatale à la pompe à chaleur.
- C'est une période hivernale et qui présente donc des pics de consommation importants.
- La puissance éolienne disponible est très faible en début de période et relativement élevée à la fin, ce qui permet de donner une idée de l'adaptation du système selon la contribution de cette source.

Pour le premier scénario, le système est simulé dans les mêmes conditions que l'optimisation des plannings de démarrage, d'arrêt et de charge sans, puis avec prise en compte d'erreurs de prédiction des besoins énergétiques et de la puissance éolienne. Le second scénario permet d'observer le comportement du système face à une hausse importante et imprévue du niveau de consommation thermique. Enfin, le dernier scénario propose la simulation d'une panne majeure au sein du système lors d'une période de forte consommation pour évaluer la résilience du système face à ce genre d'incidents.

5.5.3 Résultats

Dans un premier temps, l'optimisation du niveau intermédiaire (plannings de charge) est réalisée pour le premier scénario de référence et le modèle fonctionnel est simulé à partir des plannings obtenus. Les profils de charge obtenus pour l'optimisation et lors de la simulation sont tracés sur la Figure 5.14. Compte-tenu de sa faible valeur (100 kW par intermittence) par rapport aux autres installations, la consommation électrique de la résistance de l'accumulateur thermique n'est pas représentée sur les graphes.

Aucune perturbation n'est considérée, il est donc assez normal de constater que les profils obtenus par résolution du problème PLNE et par simulation sont très proches. La TVCP est allumée pendant toute la simulation mais elle change de mode de fonctionnement seulement une à deux fois par jour. Elle est très peu utilisée pour produire uniquement de la chaleur lorsque la pompe à chaleur est disponible. La TVEC est utilisée pendant la quasi-totalité de la période considérée, elle est arrêtée seulement pendant un creux de demande lorsque la puissance éolienne est relativement forte. La production de chaleur est alors assurée en grande partie par la TVCP

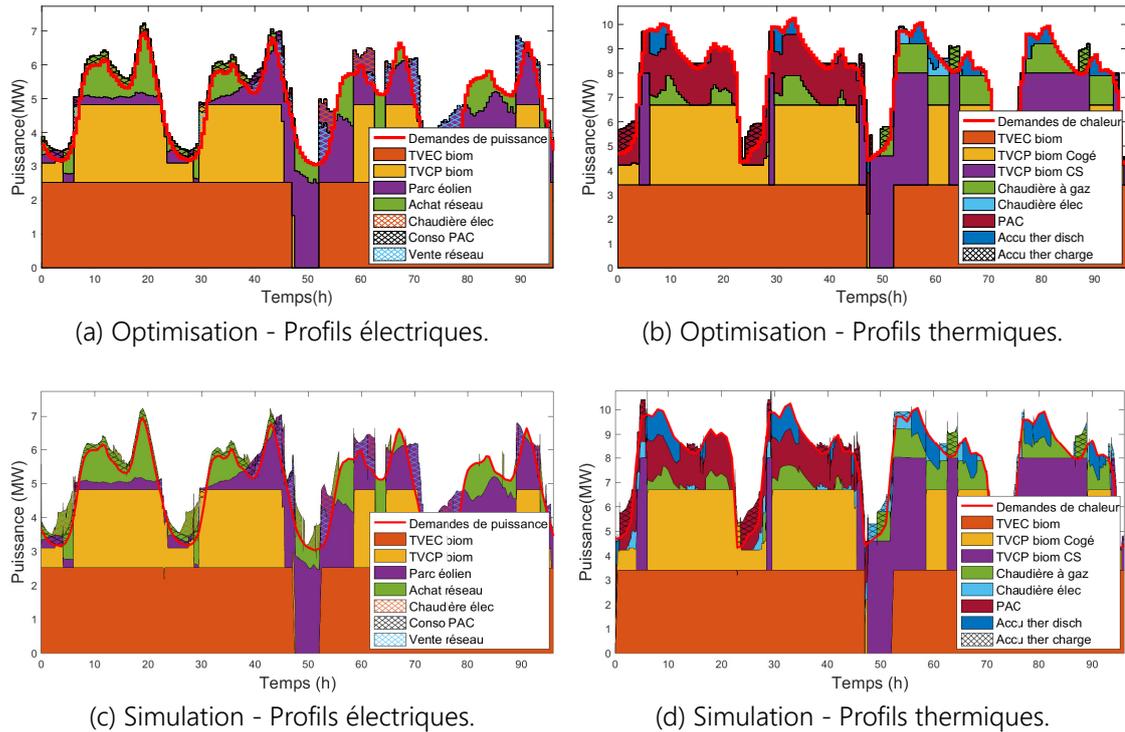


FIGURE 5.14 – Profils de charge électriques et thermiques obtenus par optimisation et par simulation du modèle fonctionnel.

en mode "chaleur seule". L'accumulateur thermique est rempli pendant les périodes de creux (nuit) et déchargé lors de pics de consommation (matinée). Avec la variation de puissance éolienne, les achats et reventes d'électricité au réseau national permettent d'équilibrer la demande et la fourniture. Ces possibilités sont beaucoup plus utilisées que dans l'optimisation de niveau supérieur (avec la monotone de puissance) et pourraient amener à reconsidérer l'intégration d'une ou plusieurs batteries électriques dans le système (malgré leur coût initial très élevé), ce qui ne sera pas traité dans cette partie.

Ce scénario est également simulé en ajoutant des erreurs de prédiction gaussiennes identiques à celles présentées dans la partie 4.5.3.2 pour les demandes de puissance thermique et électrique. Une erreur gaussienne similaire mais avec un écart-type de 20 % et une fréquence de 60 secondes (Bludszweit et al., 2008) est également appliquée au profil de puissance éolienne. Cette erreur de grande fréquence est principalement absorbée par le réseau national. Souvent, un parc éolien est couplé avec une batterie pour lisser la production et ainsi atténuer les effets de cette erreur de prédiction, c'est même nécessaire dans un système isolé du réseau national. Certaines caractéristiques des résultats sont présentées dans le Tableau 5.8.

L'impact de l'horizon temporel de la commande prédictive est également évalué à l'aide de trois nouvelles simulations. Pour chacune d'entre elles, le pas de temps est pris 5 fois inférieur à l'horizon de prédiction car en-deçà de ce rapport, sa réduction n'apporte pas d'amélioration significative sur la précision des résultats mais elle a en revanche un impact quasi-linéaire sur le temps de résolution. La réduction de l'horizon temporel semble améliorer l'écart moyen entre la demande et la puissance fournie (notamment avec prise en compte de perturbations) ainsi que l'écart maximal

TABLE 5.8 – Caractéristiques et performances des résultats obtenus.

Grandeur caractéristique	Problème PLNE	Simulation sans erreur de prédiction		Simulation avec erreur de prédiction		
		5	10	2	5	10
Pas de temps (s)	1800	5	10	2	5	10
Horizon de prédiction (s)	-	25	50	10	25	50
Écart moyen (%)	0	0,082	0,19	0,20	0,41	0,97
Écart maximal (%)	0	14,2	19,8	11,2	13,1	20,1
Temps de simulation (s)	24	122	65	235	119	63
Coût opérationnel (€/MWh ther)	31,6	32,8	32,8	33,6	34,2	34

constaté entre ces grandeurs mais son influence sur le coût final semble difficile à analyser. La prise en compte d'erreurs de prédiction ne paraît pas dans ce scénario avoir d'effet significatif sur l'écart maximal mais semble provoquer une hausse de l'écart moyen et du coût par MWh. En effet, la charge des différentes installations n'est plus optimale avec la prise en compte de perturbations.

Le second scénario permet d'observer le comportement du système face à une perturbation importante non prévue : une augmentation subite de la consommation thermique. Son profil est pris constant au cours de la simulation (avec une valeur de 70 % de la consommation maximale) et un échelon de 40 % lui est appliqué après 90 minutes. Le modèle est simulé sur une durée de trois heures avec un pas de temps de 10 s et un horizon de prédiction de 50 s. Les réponses électrique et thermique du système face à cet échelon de demande sont représentées sur la Figure 5.15.

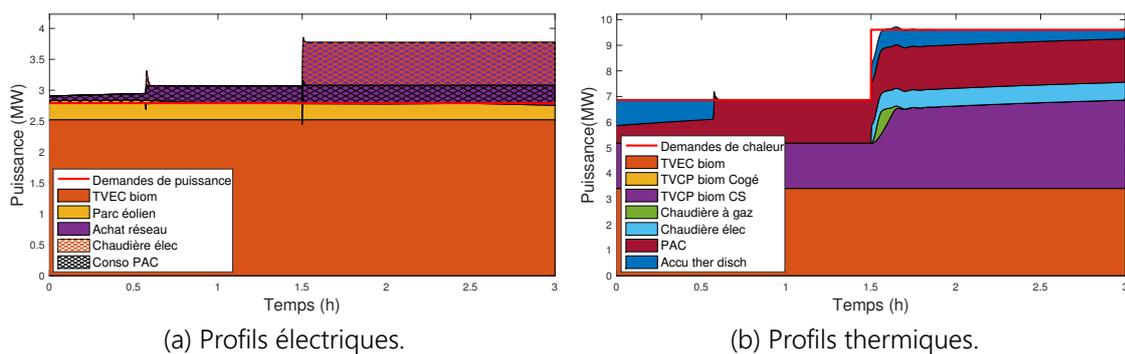


FIGURE 5.15 – Réponses électrique et thermique du système à une augmentation subite de la consommation thermique.

La première observation, et la plus importante, est que le système réussit à fournir le surplus de puissance demandée en quelques minutes (50 % du surplus en 30 secondes et 100 % en 5 minutes) avec un dépassement de 3 % environ. Ces performances sont relativement bonnes et il faut garder à l'esprit que les temps d'acheminement de la chaleur sont également de quelques minutes pour un système de la

taille de Bolbec, donc de meilleures performances de production n'auraient qu'un effet réduit sur la fourniture finale aux consommateurs.

Afin de répondre à la perturbation, le niveau de charge de la TVCP est augmenté, la chaudière électrique est allumée et l'accumulateur thermique déchargé. Compte-tenu des limitations de variations du niveau de charge de la TVCP, la chaudière à gaz est allumée ponctuellement pendant quelques minutes pour satisfaire le besoin pendant la phase transitoire.

L'allumage de la chaudière électrique affecte dans une moindre mesure les profils de production électriques puisque la totalité du surplus demandé par la chaudière est fournie par le réseau national.

Le troisième scénario se propose de simuler la panne d'une installation de cogénération principale pour observer la résilience du système face à cette perturbation majeure. Le modèle est simulé dans les mêmes conditions que le premier scénario avec un arrêt forcé de la TVEC intervenant à $t = 10000$ s et un redémarrage de la turbine après une durée de sept heures. Les résultats de la simulation sont tracés sur la Figure 5.16.

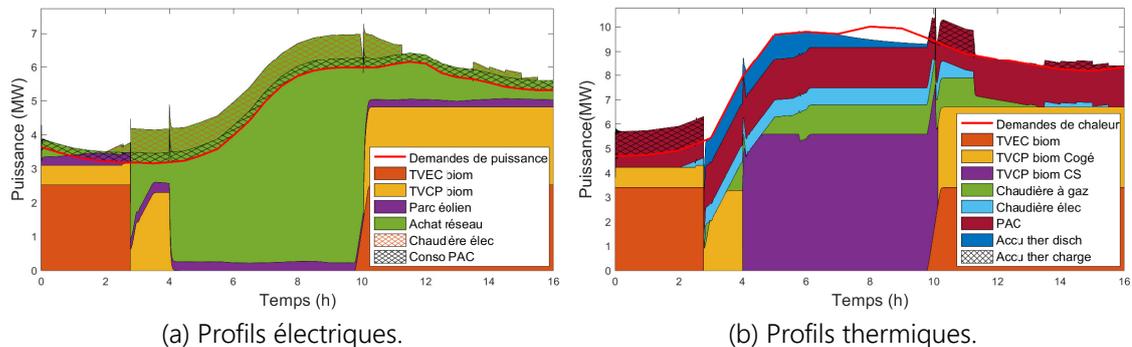


FIGURE 5.16 – Profils de production électrique et thermique des installations du système suite à une panne majeure.

La perte de la production électrique de la TVEC est compensée principalement par le réseau national et de manière quasi-instantanée, qui va aussi couvrir les besoins électriques supplémentaires permettant d'assurer la fourniture de chaleur demandée. Concernant la production de chaleur, toutes les sources disponibles vont être allumées (chaudière à gaz et stockage thermique) ou voir leur niveau de charge augmenté à leur maximum (chaudière électrique et TVCP). De la même manière que pour le second scénario, le système assure à nouveau le besoin environ cinq minutes après la survenue de la panne. À 4 h, le mode de fonctionnement de la TVCP bascule pour fournir uniquement de la chaleur (comme prévu dans les plannings) mais reste dans ce mode de fonctionnement à 6 h. Vers 7 h, le stockage thermique atteint son minimum et la fourniture de chaleur n'est plus assurée entièrement. Quelques minutes après le redémarrage de la TVEC, la TVCP rebasculé en mode cogénération, le stockage est en partie régénéré (il s'est fortement éloigné de son état de charge de consigne et son terme de pénalisation favorise son remplissage) et les chaudières sont éteintes.

Afin de pouvoir satisfaire le besoin pendant la durée totale de la panne, ou au moins, lorsque ce n'est pas possible, de réduire au maximum l'écart entre le besoin et la fourniture, plusieurs solutions sont envisageables. La première consiste à prendre

d'autres points de coïncidence éloignés de quelques heures mais les performances du modèle seraient alors dégradées (précision à court terme et temps de calcul). Une seconde solution consiste à réhausser l'état de charge minimal du stockage en permanence pour pouvoir faire face à ce genre d'incidents, ce qui entraînerait des pertes plus importantes et une flexibilité moins importante. Une dernière possibilité consiste à introduire un mode "panne" dans le contrôle de l'accumulateur thermique, il faut pour cela avoir accès à l'information qu'il y a une panne. Lorsque ce mode est activé, la valeur cible de l'état de charge du stockage devient sa valeur maximale et le terme de pénalisation de l'écart à son état de charge consigne devient très élevé (supérieur à la valeur de λ_{mode}), ce qui a pour effet d'empêcher le déstockage et de favoriser le stockage lorsqu'une panne est détectée et que les disponibilités des autres installations sont suffisantes pour fournir la puissance demandée. Les résultats obtenus avec l'introduction de ce mode sont présentés sur la Figure 5.17.

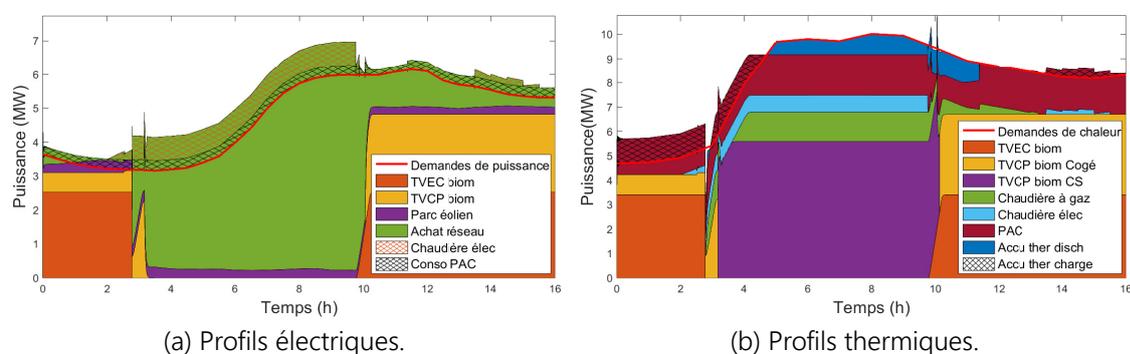


FIGURE 5.17 – Profils de production électrique et thermique des installations du système suite à une panne majeure avec gestion intelligente du stockage thermique.

Les profils de production électrique sont très peu influencés par l'ajout de ce mode. Pour la partie thermique, dès que la panne est constatée, toutes les installations fonctionnent à leur puissance maximale et permettent de remplir le stockage à partir de 3 h. Quelques minutes plus tard, la TVCP passe en mode "chaleur seule" pour continuer d'assurer un remplissage maximal de l'accumulateur. Vers 5 h, la décharge du stockage est requise pour maintenir la satisfaction des besoins et elle est capable dans ce cas de l'assurer jusqu'à la résolution de la panne. L'introduction d'un tel mode nécessite néanmoins l'intervention d'un opérateur (ou d'un superviseur global qui puisse détecter la panne) qui transmette l'information de panne à l'accumulateur alors que le modèle fonctionnel est autonome dans le premier cas. D'autre part, l'activation de ce mode en cas de panne n'est pas automatiquement pertinent (période estivale ou panne de courte durée notamment).

Les exemples précédents mettent en évidence l'assez bonne résilience du système et de son contrôle face à des perturbations ponctuelles de grande ampleur. En effet, le scénario proposé se déroule sur une période où la puissance thermique demandée correspond à l'un des pics les plus importants de l'année (matinée hivernale) et l'installation de plus grande puissance installée subit une panne. Grâce aux installations très flexibles, le système peut compenser, en quelques dizaines de secondes, plus de la moitié de la perte occasionnée et la situation retourne à la normale pour le consommateur en quelques minutes.

Ces exemples mettent également en avant les limites du système : si un scénario si-

miltaire avait été simulé lors de la semaine d'indisponibilité de la pompe à chaleur, la fourniture n'aurait pu atteindre la demande pendant toute la durée de la panne. C'est un risque qui peut être toléré du fait de sa faible probabilité d'occurrence, de l'inertie du réseau de chaleur et du fait que celui-ci peut continuer de fonctionner (à un niveau de charge inférieur) si l'équilibre n'est pas satisfait (contrairement au réseau électrique dans lequel un déséquilibre mène à des black-outs). Une autre limite tient au fait qu'une grande part de la flexibilité du système qui lui offre sa résilience est permise par le réseau national. Pour un système isolé du réseau national, de grandes précautions doivent être prises lors de la conception, notamment la considérations de contraintes "n-1" permettant au système de fonctionner malgré l'indisponibilité de n'importe quelle source, en plus de considérations de marge de sécurité.

5.6 Conclusions partielles

Dans ce chapitre, nous avons appliqué la méthodologie présentée au chapitre 4 à un système multi-énergies dans la commune de Bolbec. Dans ce système, plusieurs sources de couplage ont été identifiées entre les deux secteurs énergétiques étudiées (électricité et chaleur), notamment les installations de cogénération, et ont soulevé de nouvelles problématiques. La prise en compte de ce couplage a nécessité de formuler de nouvelles hypothèses et de procéder à quelques ajustements par rapport à la méthode initiale, par exemple l'ajout de contraintes aux problèmes PLNE et l'adaptation d'éléments fonctionnels. Les trois niveaux de la méthodologie du chapitre 4 ont permis de déterminer la configuration optimale du système, les plannings de charge, de démarrage et d'arrêts des installation et le contrôle en temps réel des installations.

Différents scénarios de simulation ont permis de mettre en évidence le bon fonctionnement du système en condition normale et d'observer son comportement face à des perturbations importantes et non anticipées. Les résultats obtenus soulignent l'intérêt du modèle fonctionnel qui est capable d'opérer le système dans ces conditions et offre ainsi une certaine résilience au système en limitant les répercussions des perturbations sur les consommateurs finaux.

Références bibliographiques du chapitre 5

- ADEME. Étude sur le potentiel du stockage d'énergies. Technical report, 2013.
- ADEME. La cogénération biomasse. <https://www.ademe.fr/expertises/energies-renouvelables-enr-production-reseaux-stockage/passer-a-laction/produire-lelectricite/cogeneration-biomasse>.
- Agence ORE. Consommation annuelle d'électricité et gaz par commune et par secteur d'activité. <https://www.data.gouv.fr/fr/datasets/consommation-annuelle-delectricite-et-gaz-par-commune-et-par-secteur-dactivite/>.
- American Society of Heating, Refrigerating and Air-Conditioning Engineers, editor. *Combined Heat and Power Design Guide*. ASHRAE, Atlanta, 2015.
- Amidpour, M. et Manesh, M. H. K. *Cogeneration and Polygeneration Systems*. Elsevier, Waltham, first edition, 2020.
- Beiron, J., Montañés, R. M., Normann, F., et Johnsson, F. Combined heat and power operational modes for increased product flexibility in a waste incineration plant. *Energy*, 202 :117696, July 2020.
- Beith, R. *Small and Micro Combined Heat and Power (CHP) Systems*. Woodhead Publishing Limited, 2011.
- Bludszweit, H., Dominguez-Navarro, J. A., et Llombart, A. Statistical Analysis of Wind Power Forecast Error. *IEEE Transactions on Power Systems*, 23(3) :983–991, August 2008.
- Chartered Institution of Building Services Engineers. *Combined Heat and Power for Buildings*. Chartered Institute of Arbitrators, London, 2013.
- Cigolotti, V., Genovese, M., et Fragiaco, P. Comprehensive Review on Fuel Cell Technology for Stationary Applications as Sustainable and Efficient Poly-Generation Energy Systems. *Energies*, 14(16) :4963, August 2021.
- CITEPA. La biomasse énergie est-elle neutre en carbone? Technical report, 2020.
- COGENcalc. Guide Bâtiment Durable.
- Dimoukias, I., Amelin, M., et Levihn, F. District heating system operation in power systems with high share of wind power. *Journal of Modern Power Systems and Clean Energy*, 5(6) :850–862, November 2017.
- Duic, N., Stefanic, N., Lulic, Z., Krajacic, G., Puksec, T., et Novosel, T. Heat Roadmap Europe : A low carbon heating and cooling strategy. Technical report, 2017.
- Gerbaulet, C. et Lorenz, C. dynELMOD : A Dynamic Investment and Dispatch Model for the Future European Electricity Market. 2017.
- Guo, Y., Wu, Q., et Zeng, Q. WP3 : Flexibility and Ramping Requirements. August 2018.
- IEA. The Future of Hydrogen. page 203, 2019.

- IEA-ETSAP et IRENA. Heat Pumps. Technical report, 2013.
- Isa, N. M., Tan, C. W., et Yatim, A. H. M. A comprehensive review of cogeneration system in a microgrid : A perspective from architecture and operating system. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 81 :2236–2263, January 2018.
- Liu, M., Shi, Y., et Fang, F. Combined cooling, heating and power systems : A survey. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 35 :1–22, July 2014.
- Maddah, S., Deymi-Dashtebayaz, M., et Maddah, O. 4E analysis of thermal recovery potential of industrial wastewater in heat pumps : An invisible energy resource from the iranian casting industry sector. *Journal of Cleaner Production*, 265 :121824, August 2020.
- Open Data Réseaux Énergies. Facteurs de charge et taux de couverture régionaux annuels des énergies renouvelables (2014 à 2020) - data.gouv.fr. <https://www.data.gouv.fr/fr/datasets/facteurs-de-charge-et-taux-de-couverture-regionaux-annuels-des-energies-renouvelables-2014-a-2020/>.
- Rodionova, M., Khrestianovskaia, M., et Kukolev, M. Primary energy sources of cogeneration units. 2017.
- Schröder, A., Kunz, F., Meiss, J., et Mendeleevitch, R. Current and Prospective Costs of Electricity Generation until 2050. page 105.
- SELECTRA. Consommation moyenne en gaz d'une maison. <https://selectra.info/energie/guides/conso/consommation-moyenne-gaz/maison>.
- SETEC. Etude de valorisation des énergies fatales sur le territoire de Caux Seine Agglo. 2021.
- U.S. Department of Energy. Combined Heat and Power Technology. Technical report, 2016.
- U.S. Environmental Protection Agency. Catalog of CHP Technologies. Technical report, 2017.
- Wang, J., You, S., Zong, Y., Cai, H., Træholt, C., et Dong, Z. Investigation of real-time flexibility of combined heat and power plants in district heating applications. *Applied Energy*, 237 :196–209, March 2019a.
- Wang, J., You, S., Zong, Y., Træholt, C., Dong, Z. Y., et Zhou, Y. Flexibility of combined heat and power plants : A review of technologies and operation strategies. *Applied Energy*, 252 :113445, October 2019b.

Chapitre 6

Conclusion et perspectives

6.1 Conclusion

Face aux nombreux enjeux (économiques, environnementaux, sociétaux, etc.) auxquels doivent faire face les ingénieurs pour répondre à une problématique, ces derniers sont amenés à concevoir des systèmes de complexité croissante, dont le pilotage doit être optimisé. L'utilisation de modèles dans les phases du cycle de développement du système (depuis sa conception jusqu'à son pilotage) permet une meilleure compréhension du système, une communication efficace entre les parties prenantes et un gain de temps significatif, notamment lors des étapes de validation. Dans ce contexte, ces travaux de thèse proposent une méthodologie de modélisation générique et modulaire pour le développement d'un système complexe multi-sources et l'optimisation du processus d'allocation des ressources au sein de ce dernier.

La méthodologie générale a été introduite dans le chapitre 2. Elle est composée de trois niveaux d'abstraction hiérarchisés et interconnectés :

- Le niveau téléologique, focalisé sur les exigences et les objectifs du système, offre une vision globale de ce dernier. C'est également à ce niveau que peuvent être définies les stratégies d'arbitrage entre les différentes missions du système.
- Le niveau fonctionnel est le point central de ces travaux. Le système est décomposé en ensembles fonctionnels interconnectés pour définir une première architecture (fonctionnelle) du système et de son contrôle. De premières simulations du comportement du système sont possibles avant que les choix technologiques ne soient fixés. Les résultats permettent de valider les choix architecturaux, de dimensionner les ensembles fonctionnels et ils donnent une première estimation des performances du système.
- Le niveau multi-physique doit fournir une représentation du système très précise et présenter des résultats de simulation proches de ceux observés sur le système réel. Ce niveau est particulièrement intéressant lors des phases de validation.

Ces trois niveaux sont complémentaires et leur interconnexion fournit une représentation du système à la fois précise et exhaustive. L'approche générale a été appliquée à un véhicule électrique avec des résultats plutôt satisfaisants. Plusieurs stratégies d'arbitrage entre les différentes missions du véhicule (vitesse, confort thermique et intégrité des composants) ont été formalisées dans un superviseur global et testées.

La suite des travaux s'est concentrée sur le niveau fonctionnel. Le chapitre 3 a présenté les solutions retenues pour répondre à deux objectifs :

- La prise en compte de la dynamique de réponse, du retard, de perturbations et des contraintes de chaque élément pour le pilotage des variables manipulables.
- L'introduction d'un problème d'optimisation pour gérer le processus d'allocation des ressources dans les systèmes multi-sources et conférer un certain degré d'autonomie au modèle fonctionnel.

Dans le but d'atteindre ces objectifs, l'introduction d'algorithmes de commande prédictive au sein des éléments fonctionnels a été envisagée. Après une revue des méthodes de commande prédictive existantes, c'est l'approche "Predictive Functional Control" (PFC) qui a été retenue, de par sa simplicité de mise en œuvre, sa forte modularité et la faible puissance de calcul requise. Pour le second objectif, la notion de fonction de coût associée à chaque variable manipulable a également été introduite. Afin de conserver la modularité de la modélisation fonctionnelle, le problème d'optimisation de l'approche PFC a été scindé en deux sous-problèmes traités distinctement par un port source et un port consommateur.

Ces développements ont été illustrés dans un premier temps de manière assez générale pour le pilotage d'un système de production intermittente d'électricité (et difficilement prédictible) de faible complexité. Dans un second temps, ce cas a été étendu à une section du réseau national français avec la prise en compte notamment de contraintes de congestions sur les lignes, qui a nécessité l'introduction d'algorithmes d'Optimal Power Flow (OPF) au sein de l'élément "distributeur".

Les systèmes multi-énergies (SME) sont des systèmes dans lesquels sont considérés plusieurs types d'énergie qui peuvent interagir. Leur pilotage et leur optimisation font intervenir de nouvelles problématiques :

- D'une part, l'équilibre entre les puissances demandées et celles fournies doit être assuré avec une résolution temporelle fine (notamment pour l'électricité). D'autre part, l'optimisation du pilotage nécessite d'avoir une vision long terme car l'allumage, l'arrêt ou le changement de niveau de charge des installations de production sont des processus coûteux qui doivent être anticipés. L'approche PFC n'est pas très performante pour ce genre de problèmes (horizon temporel élevé et résolution temporelle fine).
- L'allumage, l'arrêt et parfois le changement de niveau de charge des moyens de production font intervenir des variables discrètes dans le problème d'optimisation qui ne peuvent pas être prises en compte de manière simple dans les algorithmes PFC.

Afin de répondre à ces problématiques, le chapitre 4 a proposé une décomposition du problème en trois niveaux différents.

Le premier adopte une vision macroscopique long-terme pour déterminer l'architecture fonctionnelle optimale du SME (nombre et dimensionnement de chaque type d'installation considéré et éventuellement leur configuration spatiale) qui satisfasse les exigences et objectifs définis.

Le second intègre une description plus fine des éléments et de leurs caractéristiques pour déterminer les plannings de démarrages, d'arrêts et de charge de chaque élément sur un horizon à moyen terme. Il permet aussi éventuellement de valider le niveau précédent.

Le dernier niveau correspond au modèle fonctionnel du SME qui permet de simu-

ler le comportement du système avec une résolution temporelle fine. Les plannings de démarrages, d'arrêts et de charge définis au niveau précédent (et régulièrement actualisés) lui sont transmis sous forme de points de fonctionnement avec une pénalisation, dans la fonction de coût, de l'éloignement à ces points. Cependant, le modèle fonctionnel garde toute sa flexibilité, notamment pour répondre aux éventuelles perturbations ou erreurs de prédiction.

Cette méthode a été appliquée dans le chapitre 4 à un ensemble régional de moyens de production et de stockage électriques, puis dans le chapitre 5, au développement d'un réseau urbain multi-énergies (RUME) dans la ville de Bolbec, dans lequel deux types d'énergies (électricité et chaleur) sont considérés. Afin de prendre en compte le couplage de ces énergies dans certains moyens de production et de stockage (cogénération, PAC, etc.), le chapitre 5 a détaillé les quelques ajustements qui ont été apportés au niveau de l'architecture des éléments fonctionnels et de l'approche présentée dans le chapitre 4.

Différents scénarios ont permis de mettre en évidence le bon fonctionnement du système en conditions normales et d'observer le comportement et le niveau de résilience du RUME face à de fortes perturbations.

6.2 Perspectives

Les résultats obtenus tout au long de ces travaux ont fait émerger un ensemble de perspectives qui pourraient donner lieu à des développements futurs.

Les premiers développements envisagés à court et moyen terme concernent le cas du réseau multi-énergies :

- En complément de l'optimisation de la production d'énergie, la distribution d'énergie, notamment de chaleur, via un réseau dédié, pourrait également être optimisée.
- L'application à un réseau décentralisé (suppression de l'hypothèse que tous les moyens de production et de stockage sont situés au même endroit géographique) pose également de nouvelles problématiques, notamment la prise en compte de la distance entre les consommateurs et les sources (proportionnelle aux pertes) dans le problème d'optimisation de la production.
- La taille du RUME étudié est relativement modeste. Une perspective intéressante serait d'appliquer la méthodologie à un système comportant un nombre d'éléments élevé pour vérifier que le changement d'échelle n'impacte pas trop fortement les performances de la méthode.
- Intégrer un plan d'expansion du parc de production au niveau supérieur ("optimisation de la structure du système"), plutôt que de fixer la composition et l'architecture du RUME de manière définitive. Cela revient à autoriser des changements d'architecture dans le temps (une installation en fin de vie peut être remplacée par une technologie différente) dans le problème d'optimisation.

De manière plus générale, nous n'avons traité dans ces travaux que des systèmes énergétiques. Comme mentionné dans le chapitre 2, la méthodologie présentée se veut la plus générique possible et une perspective serait de l'appliquer à des systèmes faisant intervenir des flux de matières ou d'informations, voire un couplage énergie-matière. Un projet de modélisation des flux de carbone sur Terre à partir de

cette méthodologie est d'ailleurs en cours d'étude.

Dans la modélisation fonctionnelle, l'optimisation est traitée de manière locale au sein de l'élément "Distributeur", c'est-à-dire que dans un système composé de plusieurs distributeurs, plusieurs problèmes d'optimisation sont résolus localement indépendamment les uns des autres. Une comparaison des performances avec une méthode d'optimisation globale du système, lorsque cela est possible, constitue une perspective intéressante.

Au cours de ces travaux, les problématiques de robustesse du contrôle n'ont pas été abordées mais peuvent faire l'objet de développements futurs.

En outre, l'implémentation du contrôle du modèle fonctionnel sur un système réel est une étape nécessaire pour valider les résultats obtenus par simulation.

Enfin, dans les systèmes constitués de nombreux acteurs de natures diverses, la prédiction du comportement de ces acteurs est une composante majeure pour optimiser le système. Une dernière perspective, plus ouverte, consiste à intégrer des algorithmes d'intelligence artificielle dans les éléments fonctionnels afin d'anticiper au mieux leur comportement.

Annexe A

Modèle thermique d'une ligne électrique

A.1 Modèle général

La modélisation thermique des lignes électriques a été l'objet de nombreux travaux avec le développement de deux modèles majeurs : Cigré (CIGRE, 2014) et IEEE (IEE, 2013) qui sont comparés par Staszewski et Rebizant (2010). Le modèle Cigré est le plus complet et prend en compte sept puissances différentes s'appliquant à la ligne électrique :

- La dissipation thermique P_J d'une partie de la puissance électrique par effet Joule.
- Le flux magnétique induit par le courant provoque également un dégagement de chaleur P_M .
- La puissance P_S reçue par le rayonnement solaire.
- L'effet corona ou couronne entraîne un échauffement P_{Coro} dû à une décharge électrique partielle entraînée par l'ionisation du milieu environnant.
- Le refroidissement P_R provoqué par les émissions radiatives de la ligne vers son environnement.
- Le refroidissement P_C par convection de l'air extérieur sur la ligne.
- Le refroidissement P_E par évaporation.

Un bilan d'énergie sur la ligne permet de lier sa température avec les flux mentionnés comme traduit dans l'équation (A.1)

$$m_l \cdot L \cdot c_p \cdot \frac{dT}{dt} = P_J + P_M + P_S + P_{Coro} - (P_R + P_C + P_E) \quad (A.1)$$

avec m la masse linéique de la ligne en kg/m, L sa longueur en m, T sa température en K et c_p sa capacité calorifique en J/kg/K.

Parmi les termes présentés, certains sont assez spécifiques et leur prise en compte se cantonne à des situations bien particulières. C'est le cas notamment du refroidissement par évaporation, du terme lié au champ magnétique (souvent inclus dans l'effet Joule) et de l'effet corona (impactant par grand vent avec un fort taux d'humidité). La suppression de ces termes dans l'équation (A.1) mène au modèle thermique IEEE défini dans (A.2) et représenté schématiquement sur la Figure A.1 :

$$m \cdot c_p \cdot \frac{dT}{dt} = P_J + P_S - (P_R + P_C) \quad (A.2)$$

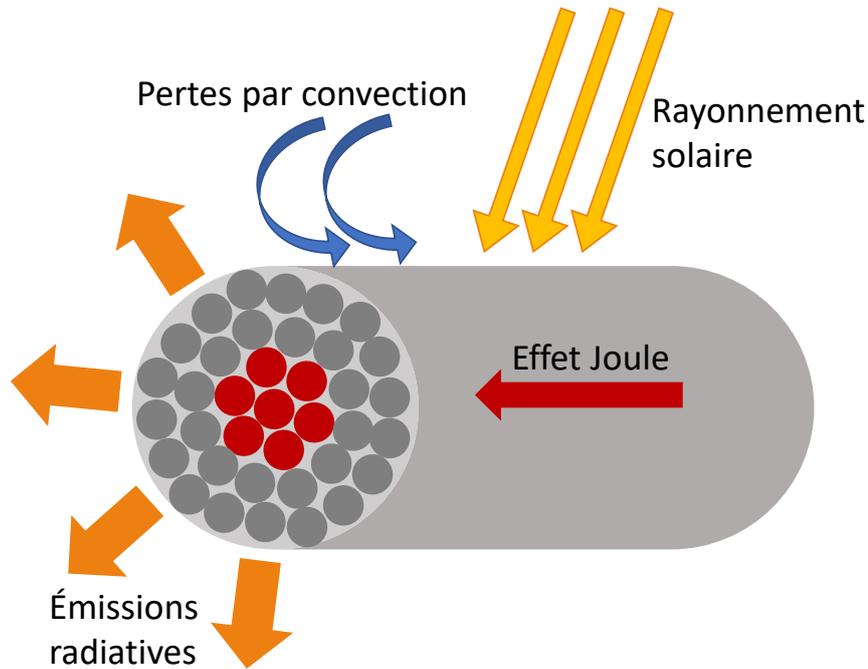


FIGURE A.1 – Schéma d'une ligne électrique et bilan des principales puissances thermiques qui s'y appliquent.

A.2 Expression de la température de la ligne

Plusieurs études présentées par CIGRE (2014) montrent un faible impact du refroidissement par les émissions radiatives de la ligne, ce terme sera donc négligé dans le modèle utilisé dans ces travaux.

La dissipation thermique par effet Joule peut être exprimée par l'équation (A.3) :

$$\begin{aligned}
 P_J &= k_{peau} \cdot R_{dc} \cdot I^2 \\
 &\approx k_{peau} \cdot R_{dc} \cdot \frac{P_l^2}{3 \cdot V^2}
 \end{aligned}
 \tag{A.3}$$

avec k_{peau} un coefficient légèrement supérieur à 1 permettant de prendre en compte les effets de peau de la ligne, R_{dc} la partie réelle de l'impédance linéique en Ω/m , I le courant effectif en A, P_l la puissance transitant sur la ligne et V la tension effective phase à phase.

La puissance issue du rayonnement solaire est donnée par (A.4) :

$$P_S = \alpha_S \cdot I_T \cdot D \tag{A.4}$$

avec α_S le coefficient de vieillissement de la ligne (compris entre 0,2 et 0,9), I_T l'intensité de radiation incidente en W/m^2 et D le diamètre de la ligne en m.

Enfin, l'expression de la puissance évacuée par convection est donnée en (A.5) :

$$P_C = \Pi \cdot \lambda_f \cdot Nu \cdot (T_l - T_{air}) \tag{A.5}$$

avec λ_f la conductivité thermique de l'air en $W/K/m^2$, Nu le nombre de Nusselt dépendant notamment de la vitesse et de la direction du vent, et T_l et T_{air} la température de la ligne et celle de l'air respectivement.

À partir des expressions (A.3), (A.4) et (A.5) et de la température actuelle d'une ligne, nous pouvons déterminer les limites de la puissance de transit acceptée sur cette ligne. La variation de température de la ligne au cours de l'horizon de prédiction H_p , en supposant la puissance de transit constante sur cet horizon, est formulée en (A.6) :

$$\Delta T = \frac{H_p}{m \cdot c_p} \cdot \left(R_{dc} \cdot \frac{P_l^2}{3 \cdot V^2} + \alpha_S \cdot I_T \cdot D + \Pi \cdot \lambda_f \cdot Nu \cdot (T_l(t) - T_{air}) \right) \quad (A.6)$$

en considérant que la température évolue peu au cours de l'horizon de prédiction et que sa température peut être approchée par sa température actuelle. Finalement, en notant T_{max} la température de ligne maximale admissible, les limitations de puissance sur cette ligne sont données par le système (A.7) :

$$\begin{cases} P_{l,max} = \sqrt{\frac{3 \cdot V^2}{R_{dc}} \cdot \left(\frac{m \cdot c_p \cdot T_{max}}{H_p} - T_l(t) \right) \cdot \left(\frac{m \cdot c_p}{H_p} - \Pi \cdot \lambda_f \cdot Nu \right) - \alpha_S \cdot I_T \cdot D + \Pi \cdot \lambda_f \cdot Nu \cdot T_{air}} \\ P_{l,min} = -P_{l,max} \end{cases} \quad (A.7)$$

Ces limites sont réactualisées à chaque pas de temps avec la nouvelle température de ligne. Dans ces travaux, le paramètre Nu est pris constant en prenant une valeur de vent quasi-nulle – les limites supérieure et inférieure sont donc respectivement minorée et majorée – mais ce paramètre peut être calculé plus précisément à chaque pas de temps si les données et la puissance de calcul le permettent.

Références bibliographiques des annexes

IEEE Std 738-2012 (Revision of IEEE Std 738-2006 - Incorporates IEEE Std 738-2012 Cor 1-2013). IEEE., Place of publication not identified, 2013.

CIGRE. *Guide for Thermal Rating Calculations of Overhead Lines*. CIGRÉ, Paris, 2014.

Staszewski, Ł. et Rebizant, W. *The Differences between IEEE and CIGRE Heat Balance Concepts for Line Ampacity Considerations*. January 2010.

Titre : Optimisation des ressources dans un système énergétique complexe au moyen de modèles fonctionnels

Mots clés : Modélisation fonctionnelle, Optimisation de ressources, Commande prédictive, Systèmes multi-énergies, Stratégies d'arbitrage

Résumé : Pour faire face à la complexité croissante des systèmes développés, cette thèse propose une approche méthodologique multi-vues permettant d'accompagner les étapes du cycle de développement de systèmes complexes, dont notamment les systèmes multi-énergies, depuis leur conception jusqu'à leur pilotage en temps réel. Un niveau d'arbitrage entre les différentes missions du système est également intégré et permet de tester plusieurs stratégies dans le cas du véhicule électrique. La méthodologie développée est centrée autour de la modélisation fonctionnelle, sur laquelle ces travaux se concentrent. Celle-ci décrit de manière modulaire et au moyen de modèles mathématiques juste nécessaires et de liens énergétiques le comportement des éléments du système et leurs interactions. Afin de prendre en compte au mieux la réponse dynamique des éléments, leurs contraintes et les perturbations, des algorithmes de commande prédictive "PFC" sont développés puis implémentés au

sein des éléments fonctionnels. Ces algorithmes servent également de support pour l'introduction d'un problème d'optimisation pour gérer le processus d'allocation des ressources dans un système multi-sources. Enfin, l'application de cette méthodologie à l'optimisation des systèmes multi-énergies soulève de nouvelles problématiques, avec notamment le couplage entre plusieurs domaines énergétiques, la prise en compte de variables manipulables discrètes et un conflit entre la nécessité d'avoir à la fois un horizon de prédiction long et une résolution temporelle fine. Pour répondre à cette problématique, le modèle fonctionnel est couplé à deux niveaux d'optimisation supérieurs qui permettent de déterminer respectivement l'architecture optimale du système et le planning d'engagement des sources. Cette approche est validée sur la conception et le pilotage d'un réseau urbain multi-énergies dans la commune de Bolbec.

Title: Resources optimization in a complex energy system based on functional models

Keywords: Functional modeling, Resources optimization, Model predictive control, Multi-energy systems, Arbitration strategies

Abstract: In order to face the increasing complexity of the developed systems, this thesis proposes a multi-view methodological approach that accompanies the stages of the development cycle of complex systems, including multi-energy systems, from their design to their real time control. A level of arbitration between the different missions of the system is also integrated and enables to test several strategies in the case of the electric vehicle. Functional modeling, on which this work focuses, is the cornerstone of the methodology. This describes in a modular way and through the use of just necessary mathematical models and energy links the behavior of the elements of the system and their interactions. In order to take into account the dynamic response of the elements, their constraints and disturbances, some predictive control algorithms "PFC" are developed

and implemented within the functional elements. These algorithms are also used to introduce an optimization problem to manage the resources allocation process in a multiple source system. Finally, the application of this methodology to the optimization of multi-energy systems raises new issues, including the coupling between several energy fields, the consideration of discrete manipulable variables and a conflict between the need for both a high prediction horizon and a fine temporal resolution. To address this issue, the functional model is coupled to two higher levels of optimization that determine respectively the optimal system architecture and the source commitment schedule. This approach is validated on the design and the control of a multi-energy urban network in the town of Bolbec.