



HAL
open science

Supervision, économie et impact sur l'environnement d'un système d'énergie électrique associé à une centrale photovoltaïque.

Firas Alkhalil

► **To cite this version:**

Firas Alkhalil. Supervision, économie et impact sur l'environnement d'un système d'énergie électrique associé à une centrale photovoltaïque.. Energie électrique. Arts et Métiers ParisTech, 2011. Français. NNT : 2011ENAM0031 . pastel-00652331

HAL Id: pastel-00652331

<https://pastel.hal.science/pastel-00652331>

Submitted on 15 Dec 2011

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.

École doctorale n° 432: Sciences des Métiers de l'Ingénieur

Doctorat ParisTech

THÈSE

pour obtenir le grade de docteur délivré par

l'École Nationale Supérieure d'Arts et Métiers

Spécialité " Génie électrique "

présentée et soutenue publiquement par

Firas ALKHALIL

le 24 Novembre 2011

Supervision, économie et impact sur l'environnement d'un système d'énergie électrique associé à une centrale photovoltaïque

Directeur de thèse : **Benoît ROBYNS**
Co-encadrement de la thèse : **Frédéric COLAS**

Jury

M. Bernard MULTON, Professeur des universités ENS Cachan Antenne de Bretagne
M. Pascal MAUSSION, Professeur, Université de Toulouse, INPT-ENSEEIH-UPS-CNRS
M. Daniel HISSEL, Professeur, Université de Franche-Comté
M. Bruno François, Professeur, L2EP, Ecole Centrale de Lille
M. Benoît ROBYNS, Professeur, L2EP, Ecole des Hautes Etudes d'Ingénieur
M. Frédéric COLAS, Ingénieur de recherche, L2EP, Arts et Métiers ParisTech

Président
Rapporteur
Rapporteur
Examineur
Examineur
Examineur

**T
H
È
S
E**

Ce travail de thèse a été effectué au sein du laboratoire **L2EP**
Laboratoire d'Electrotechnique et d'Electronique de Puissance de
Lille
Ecole d'Arts et Métiers ParisTech de Lille

*L2EP, ENSAM LILLE
8,Bd Louis XIV
59046 Lille France*

*Je dédie ce travail
A ma mère et à toute ma famille
A toi Ahlam
À mes deux petits anges Chahd et Haïdar
Et à la mémoire de mon père et de ma fille
Lamiaa.*

Remerciements

Le travail relatif à cette thèse s'est déroulé au sein du laboratoire L2EP sur le site de l'école d'Arts et Métiers ParisTech de Lille.

C'est un agréable plaisir pour moi d'exprimer mes remerciements à l'université d'Al-Baath en Syrie d'avoir financé cette thèse.

Au terme de cette recherche, il m'est très agréable d'exprimer toute ma gratitude, ma reconnaissance et mes très vifs remerciements à tous ceux qui ont attribué de près ou de loin à l'élaboration de ce sujet de thèse.

Je tiens à remercier très vivement et respectueusement Monsieur **Bernard MULTON**, Professeur des universités ENS Cachan Antenne de Bretagne, pour avoir accepté de présider mon jury de thèse et d'être examinateur de ce mémoire. Je remercie également Monsieur **Pascal MAUSSION**, Professeur, à l'université de Toulouse, INPT-ENSEEIH-UPS-CNRS, et Monsieur **Daniel HISSEL**, Professeur, à l'université de Franche-Comté, qui ont accepté de rapporter ce travail et de me faire profiter de leur expérience.

Parallèlement, je remercie Monsieur **Bruno François**, Professeur, à l'école Centrale de Lille, qui a bien voulu examiner ce travail. Je le remercie très sincèrement pour sa sympathie et ses précieux conseils.

J'ai eu l'honneur d'avoir comme directeur de thèse Monsieur **Benoît ROBYNS**, Professeur, à l'école des Hautes Etudes d'Ingénieur. Je lui suis très reconnaissant d'avoir partagé avec moi son énorme expérience, Je tiens à le remercier vivement pour ses conseils, son soutien, son encouragement et la confiance qu'il m'a accordée.

J'adresse mes vifs remerciements à Monsieur **Frédéric COLAS**, Ingénieur de recherche, à l'école d'Arts et Métiers ParisTech de Lille, qui a encadré aussi ma thèse, il était un directeur d'une grande écoute et d'une grande vigilance. Je tiens à le remercier infiniment pour sa disponibilité, sa sympathie, ses conseils, scientifiques et amicaux et pour les grandes qualités humaines qui m'ont permis de mener à bout cette thèse.

J'exprime ma profonde reconnaissance à Monsieur **Philippe DEGOBERT**, Maître de conférences à l'école d'Arts et Métiers ParisTech de Lille, aussi bien pour tout le temps qu'il m'a consacré que pour avoir guidé mes premiers pas scientifiques depuis mon stage de Master de Recherche E2D2. Je souhaite remercier Monsieur **Francis Piriou**, professeur à l'Université

des Sciences et des Technologies de Lille (USTL), de m'avoir accueilli dans le laboratoire. Je remercie à tous les docteurs et doctorants du laboratoire L2EP.

Je tiens à remercier vivement mes chers amis, **Fadi et Hanan**, avec qui j'ai partagé une tranche de ma vie en France. Leur amitié, et leur soutien permanent m'ont permis de surmonter toutes sortes de difficulté. Merci pour tous les innombrables moments que nous avons partagés pendant les cinq ans, remplies de nos petites et grandes histoires mais surtout de rires et de bonne humeur.

Je remercie infiniment mon ami **Fouad** pour toutes les discussions, suggestions et ses précieux conseils et surtout sa passion contagieuse pour la recherche. Je tiens à remercier tous mes compatriotes qui m'ont accompagné durant ces années et qui ont contribué à rendre cette période plus agréable et dont certains épisodes resteront des souvenirs inoubliables.

Je n'oublie pas dans mes remerciements les membres de l'ENSAM et tout particulièrement le Personnel du service AEE. Je commencerai par Bernard Détand pour ces innombrables coups de main et sa sympathie. Je remercie Luc Bulteau, Marc Suffys, Rodolphe Sory et Gérard Saillot pour leur bonne humeur et sans qui les réalisations pratiques n'auraient pas pu se concrétiser.

J'adresse mes remerciements à Madame **Danièle FABIS**, responsable du service international au CROUS de Lille, qui a géré avec patience et indulgence, tout au long des années, mon dossier de bourse.

J'adresse une pensée particulière et pleine de gratitude à mes parents et toute ma famille. Si j'ai réussi aujourd'hui c'est grâce à eux. Ce travail leur est dédié et leur appartient.

Je tiens à remercier tout spécialement mon épouse **Ahlam**, pour son soutien si important pour moi. Je voudrais enfin remercier le rayon du soleil de ma vie, pleine de couleur et joie, mes deux petits anges **Chahd et Haïdar**.

TABLE DES MATIERES

REMERCIEMENTS.....	3
TABLE DES MATIERES	5
LISTE D’ACRONYMES ET D’ABREVIATIONS	9
NOMENCLATURE	10
INTRODUCTION GENERALE.....	11
CHAPITRE I. : ETAT DE L’ART DE LA CENTRALE MULTISOURCE – ASPECT ECONOMIQUE	20
I.1 Introduction	21
I.2 Insertion de la production décentralisée	22
I.3 Apports environnementaux-économiques de la GED.....	23
I.4 Impact de la production décentralisée sur le réseau de distribution	25
I.5 Description de la centrale multisource étudiée	26
I.5.1 Système photovoltaïque (PV).....	27
I.5.1.1 Chaîne de conversion	29
I.5.1.2 Présentation du système PV installé au centre Arts et Métiers ParisTech de Lille	30
I.5.2 Système de stockage d’énergie.....	30
I.5.2.1 Stockage à court terme (Supercapacités).....	31
I.5.2.2 Modélisation du système de stockage dans le cadre de l’étude (SC).....	32
I.5.3 Microturbine à gaz (μ TAG).....	33
I.5.3.1 Etude technique de la microturbine C30.....	34
I.5.3.2 Caractéristiques de la μ TAG Capstone C30	35
I.5.3.3 Extraction des coefficients du coût du carburant pour la μ TAG.....	36
I.5.3.4 Extraction des coefficients du coût des émissions pour la μ TAG C30	38
I.5.3.5 Description du modèle de générateur de tension utilisé dans les travaux expérimentaux	43
I.6 Supervision multi-niveaux d’une centrale multisource.	44
I.6.1 Supervision long terme [COU, 2008].....	45
I.6.2 Supervision moyen terme	46
I.6.3 Supervision temps réel.....	46
I.7 Conclusion.....	48
CHAPITRE II. SUPERVISION A MOYEN TERME D'UNE CENTRALE MULTISOURCE -OPTIMISATION ECONOMIQUE ET ENVIRONNEMENTALE .	49
II.1 Introduction au problème d’engagement d’unité.....	50
II.2 Etat de l’art [CHA, 2008, a]	51

II.3	Description du problème d'optimisation à moyen terme	52
II.4	Algorithmes d'optimisation	55
II.4.1	Méthode de SQP (Sequential Quadratic Programming)	55
II.4.1.1	Description de la fonction Fmincon de Matlab	56
II.4.2	Algorithme génétique	56
II.4.2.1	Présentation de (Matrix Real-Coded Genetic Algorithm MRCGA) :	57
II.4.3	Méthode de la sécante combinée avec le tableau IPPD	58
II.4.3.1	Décision d'engagement d'unité	58
II.4.3.2	Décision de la répartition économique	60
II.5	Cas d'études.....	62
II.5.1	Détermination des données du système	63
II.5.2	Création du tableau IPPD	63
II.5.3	Engagement des unités :	65
II.5.4	Répartition économique par la méthode de la sécante.....	66
II.6	Optimisation multi-objectif (coût-émissions toxiques)	68
II.6.1	Applications à une petite centrale multimachines de 3 μ TAG	68
II.6.2	Application de la méthode de la sécante	69
II.6.3	Application de la méthode Fmincon	71
II.6.4	Comparaison des résultats (Coût carburant-Emissions toxiques)	72
II.7	Généralisation et comparaison de la méthode de la sécante	73
II.7.1	Exemples numériques :	73
II.8	Conclusion	78
CHAPITRE III. : SUPERVISION TEMPS REEL DE LA CENTRALE MULTISOURCE		79
III.1	Introduction.....	80
III.2	Problème de la supervision temps réel	80
III.2.1	Pourquoi la logique floue ?	80
III.2.2	Objectifs, contraintes et moyens de contrôle	80
III.3	Structuration du superviseur temps réel.....	81
III.3.1	Détermination du cahier des charges	82
III.3.2	Détermination de la structure de supervision	82
III.3.3	Méthodologie de détermination des règles floues.....	83
III.3.3.1	Détermination des graphes fonctionnels	83
III.3.3.2	Détermination des fonctions d'appartenance.....	87
III.3.3.3	Détermination des graphes opérationnels et les règles floues	89
III.3.3.4	Détermination des gains de normalisation	92
III.4	Méthodologie d'optimisation du superviseur flou	92
III.4.1	Introduction à la méthode des plans d'expériences (MPE)	92
III.4.2	Problème d'optimisation du superviseur flou au moyen de la MPE.....	98
III.4.2.1	Etat de l'art	98
III.4.2.2	Démarche d'optimisation du superviseur flou	99
III.4.2.3	Conclusions.....	118
III.5	Simulations et interaction temps réel-moyen terme	118
III.5.1	Présentation des profils d'entrée de la supervision.....	118
III.5.2	Influence de la période d'optimisation (f) à moyen terme sur l'indicateur de performance (τ).	121

III.5.3	Influence de la période d'optimisation à moyen terme sur le coût du carburant.....	122
III.5.4	Choix de la période d'optimisation à moyen terme.....	124
III.5.5	Résultats de simulation.....	125
III.5.5.1	Présentation des consignes de sortie de la supervision temps réel.....	125
III.5.5.2	Présentation des consignes de sortie de la supervision à moyen terme.....	128
III.5.6	Analyse des résultats.....	129
III.6	Conclusions.....	133
CHAPITRE IV. VALIDATION EXPERIMENTALE.....		134
IV.1	Introduction.....	135
IV.2	Présentation de la plateforme technologique Energies Reparties.....	135
IV.2.1	Supervision temps réel.....	136
IV.2.2	Supervision à moyen terme.....	138
IV.2.3	Système de surveillance PcVue.....	138
IV.2.4	Cas d'étude – Gestion multisource testée expérimentalement.....	140
IV.3	Résultats et discussion.....	141
IV.3.1	Scénario d'une journée nuageuse.....	141
IV.3.1.1	Présentation des profils d'entrée de la supervision.....	141
IV.3.1.2	Présentation des consignes de sortie du superviseur flou.....	143
IV.3.1.3	Présentation des consignes de sortie de la supervision à moyen terme.....	145
IV.3.1.4	Analyse des résultats.....	146
IV.3.2	Scénario d'une journée ensoleillée.....	148
IV.3.2.1	Présentation des profils d'entrée de la supervision.....	148
IV.3.2.2	Présentation des consignes de sortie du superviseur flou.....	150
IV.3.2.3	Présentation des consignes de sortie de la supervision à moyen terme.....	151
IV.3.2.4	Analyse des résultats.....	152
IV.4	Conclusions.....	154
CONCLUSION GENERALE ET PERSPECTIVES.....		155
CONCLUSIONS.....		156
PERSPECTIVES.....		159
RÉFÉRENCES BIBLIOGRAPHIQUES.....		161
ANNEXES.....		176
ANNEXE A.....		177
ANNEXE B.....		186
ANNEXE C.....		192

LISTE D'ACRONYMES ET D'ABREVIATIONS

UCP	Unit Commitment Problem (Problème d'Engagement d'Unité)
UC	Unit commitment
PV	Photovoltaïque
SC	Supercapacités
μ TAG	Microturbines A Gaz
IPPD	Improved Pre-prepared Power Demand
GED	Génération d'Energie Distribuée
NOME	Nouvelle Organisation du Marché de l'Electricité
HT	Haute Tension
PD	Production Décentralisée
MPPT	Maximum Power Point Tracking
GT	Générateur de Tension
SMT	Supervision Moyen Terme
SLT	Supervision Long Terme
ED	Economic Dispatch (Répartition Economique)
MRCGA	Matrix Real-Coded Genetic Algorithm
SQP	Sequential Quadratic Programming
GA	Genetic Algorithm
MPE	Méthode de Plan d'Expériences
DE	Domaine d'Etude
OPC	Open Process Control (Protocole de Communication Standard)
IHM	Interface Homme Machine
SCADA	Supervisory Control and Data Acquisition
λ	Dérivée de la fonction de coût de fonctionnement
PD	Power Demand
RIPPD	Reduced Improved Pre-prepared Power Demand
P	Power (Puissance)
k	critère d'optimisation (carburant-émissions)
OLE	Object Linking and Embedding
COM	Component Object Model
DCOM	Distributed Component Object Model
G_i	Gain de normalisation du superviseur flou
PE	Plan d'Expériences
$cf(P_i)$	Coût de fonctionnement
$em(P_i)$	Coût des émissions toxiques
$f_{global}(P_i)$	Fonction globale du coût (carburant-émissions toxiques)
a_i, b_i, c_i	Coefficients spécifiques du coût de fonctionnement
$\alpha_i, \beta_i, \gamma_i$	Coefficients spécifiques du coût des émissions toxiques
CO	Monoxyde de carbone
NOx	Oxyde d'azotes
Btu	British Thermal Unit
HSC_i	Hot Start Cost
CSC_i	Cold Start Cost
PRG	Potentiel de Réchauffement Global
<i>Tox.Equiv</i>	Equivalent Toxique (CO, NOx)
SMES	Superconducting Magnetic Energy Storage
RTW	Real-Time Workshop
PHIL	Power Hardware In the Loop

NOMENCLATURE

Symbole	Nom	Expression	Unité
τ	Indicateur de performance	$\tau = \sqrt{\sum (P_{ref} - P_{hyb})^2}$	kW
V, V_{min}	Tension, tension minimale du supercondensateur		V
E_{SC}	Energie des SC	$E_{SC} = 1/2.C.V^2 - 1/2.C.V_{min}^2$	kJ
ind_{SC}	Indicateur des supercapacités	$ind_{SC} = \sqrt{\sum (E_{SC})^2}$	kJ
ind_{PV}	Indicateur de la centrale PV	$ind_{PV} = \sqrt{\sum (E_{PV})^2}$	kJ
$ind_{\mu TAG}$	Indicateur des μTAG	$ind_{\mu TAG} = \sqrt{\sum (\Delta P_{\mu TAG})^2}$	kW
Niv_{sc}	Niveau de stockage des supercapacités		kJ
$P_{ref SmT}$	Puissance de référence la supervision moyen terme		kW
P_{ref}	Puissance de référence		kW
P_{hyb}	Puissance de la centrale multisource		kW
ΔP_{hyb}	Erreur de la puissance totale	$\Delta P_{hyb} = P_{ref} - P_{hyb}$	kW
$KP_{pv.ref}$	Référence du coefficient de la dégradation de PV		kW
$\Delta P_{\mu TAG ref}$	Ajustement de la production des μTAG		kW
$P_{sc ref}$	Référence de puissance des SC		kW
$P_{pv mes}$	Puissance photovoltaïque mesurée		kW
$P_{sc mes}$	Puissance mesurée des SC		kW
$P_{\mu TAG mes}$	Puissance mesurée de la μTAG		kW
D	Largeur pour la fonction d'appartenance		
f	Période d'optimisation à moyen terme		min

Introduction générale

La 3ème Conférence des Parties de la Convention Cadre des Nations Unies sur les changements climatiques qui s'est tenue à Kyoto en décembre 1997 a mis en place un protocole visant à réduire les émissions globales de gaz à effet de serre pour les ramener d'ici à 2012 à leur niveau de 1990 [NUN, 1998], à utiliser de sources d'énergie pauvres en carbone, ainsi qu'à séquestrer le carbone. La séquestration du carbone consiste à capter et emmagasiner du carbone émis par des sources diffuses ou ponctuelles [BEA, 2003].

Un recours systématique aux carburants fossiles, tels que le pétrole, le charbon et le gaz naturel pour les plus répandus, permet d'avoir des coûts de production faibles mais conduit à un dégagement massif de gaz polluant. Ainsi, la production électrique à partir de combustibles fossiles est à l'origine de 40 % des émissions mondiales de CO₂ [DGE, 2004]. En outre, la part du coût du combustible dans le coût de production est prépondérante ce qui engendre, compte tenu du caractère sensible de ces matières premières, des oscillations continues et une instabilité à long terme.

Les émissions toxiques (CO, NOx) ont des effets variés sur la santé et sur l'environnement. Le monoxyde de carbone (CO) est un gaz incolore et inodore. Sa présence résulte d'une combustion incomplète, et ce quel que soit le combustible utilisé : bois, butane, charbon, essence, fuel, gaz naturel, pétrole, propane. Il se diffuse très vite dans l'environnement. Une fois mélangé à l'air, il pénètre dans le sang par les poumons où il perturbe le transport de l'oxygène par les globules rouges. Les organes sont alors mal oxygénés, en particulier le cerveau qui est l'organe le plus sensible au manque d'oxygène. L'intoxication au monoxyde de carbone met rapidement la vie en danger. Le manque d'oxygénation de l'organisme entraîne des maux de tête, des vertiges pouvant aller jusqu'à des nausées et vomissements et dans les cas extrêmes, aller jusqu'au coma et à la mort [ENC, 2010].

Les enfants, les personnes âgées, les asthmatiques et les insuffisants respiratoires sont particulièrement sensibles à la pollution par les oxydes d'azote (NOx). Ils peuvent entraîner une altération de la fonction respiratoire, une hyperréactivité bronchique chez l'asthmatique et un accroissement de la sensibilité des bronches aux infections chez l'enfant. Les oxydes d'azote participent aux phénomènes des pluies acides, à la formation de l'ozone troposphérique, dont ils sont l'un des précurseurs, et à l'atteinte de la couche d'ozone stratosphérique comme à l'effet de serre [ENC, 2003].

L'énergie de fission nucléaire, qui ne rejette pas directement de gaz carbonique, souffre généralement d'une mauvaise image médiatique. Certes les risques d'accident lié à leur

exploitation sont très faibles (en France cette grande sûreté est notamment obtenue grâce à une standardisation élevée et à un très haut niveau de technicité) mais les conséquences d'un accident, même très peu probable, seraient désastreuses. Le traitement des déchets, issus de ce mode de production, est très coûteux et, pour une part, leur radioactivité reste élevée durant de nombreuses années. De plus, l'accès à cette ressource aux pays en voie de développement nécessite des investissements lourds et un niveau de technicité qu'ils sont souvent loin d'avoir. Enfin, contrairement à une idée couramment répandue, les réserves d'uranium sont, comme celles de pétrole, limitées (moins de 100 ans au rythme actuel de la consommation) [GER, 2007].

Cette évolution a engendré une accélération d'insertion de production décentralisée dans les réseaux électriques notamment la production éolienne et photovoltaïque. Les choix politiques des années qui viennent détermineront la situation écologique et économique mondiale pour de nombreuses décennies. Alors que les pays industrialisés doivent repenser leur stratégie énergétique, les pays en développement devraient construire leurs économies sur les fondations solides des énergies renouvelables.

Par ailleurs, la production d'électricité d'origine renouvelable, dont la source d'énergie primaire est difficilement prévisible et très fluctuante, est souvent associée à une source contrôlable ainsi qu'à un système auxiliaire de stockage afin d'assurer les besoins énergétiques immédiats. L'ensemble des systèmes associés constitue la centrale multisource. Les Turbines à Gaz font parties des dispositifs qui permettent une disponibilité de l'énergie produite, et une souplesse dans son utilisation grâce à une instantanéité de la mise en route sans préchauffage ni stockage. Actuellement, seules les installations équipées de moteur à gaz sont concurrentielles du point de vue économique en Europe par rapport à la production distincte de chaleur (pour des chaudières) et d'électricité (par des centrales électriques). De toutes les nouvelles technologies, celle des microturbines est ainsi considérée comme la plus proche de la commercialisation, ce qui la rend donc particulièrement attractive [PEN, 2009].

Le contexte général de cette étude est la minimisation de la consommation de carburant d'une centrale multisource, la minimisation des émissions toxiques et la maximisation des énergies renouvelables.

Au total, la puissance photovoltaïque installée cumulée dans le monde (y compris l'UE) a atteint près de 38000 MWc. « La montée en puissance des autres grands marchés (non européens) s'est confirmée en 2010 ». Le Japon a ainsi installé près d'1GWc en 2010 contre 483 MWc en 2009. Les Etats-Unis sont également passés de 473 MWc en 2009 à près de 800

MWc en 2010. La Chine mise aussi sur le développement solaire et a installé 400 MWc en 2010 contre environ 160 MWc en 2009. Si l'on inclut également les autres grands marchés australiens, sud-coréens ou indiens, environ 3 GWc auraient été installés hors d'Europe en 2010. Pour alimenter ce marché, plus de 27 GWc de cellules photovoltaïques ont été produits dans le monde. Soit plus du double de la production de l'année 2009 (+118%). Quant aux capacités de production, elles seraient passées de 20,4 GWc en 2009 à 36,6 GWc en 2010, selon une étude de Photon international réalisée auprès de 199 fabricants. Les cellules au silicium polycristallin représenteraient à nouveau plus de la moitié de la production mondiale, soit 52,9% en 2010 (43,2% en 2009) [BAR, 2010]. Les principaux pays producteurs sont la Chine (47,8%), devant Taïwan (12,7%), l'Allemagne (9,8%) et le Japon (8,5%). L'Asie concentre toujours la plus grande partie de la production mondiale avec 82,3% et devance largement la production européenne (13,1%) et américaine (4,6%) en 2010.

L'électricité est aujourd'hui la forme d'énergie la plus aisée à exploiter. Mais avant de la consommer, il aura fallu la produire, en général dans des unités de production de grande puissance, la transporter, puis la distribuer vers chaque consommateur. Dans les pays industrialisés, ce système est aujourd'hui très centralisé même si les évolutions de la réglementation conduisent à une amorce de décentralisation de la production.

En France, compte tenu de la Loi NOME (Nouvelle Organisation du Marché de l'Electricité) [SEA, 2010] et après 10 années d'ouverture du marché électrique, le paysage de la production d'électricité a bien évidemment changé - enchères, accords entre EDF et de nouveaux entrants, et développement de la production décentralisée à base d'énergies renouvelables. La question de l'accès à la production électrique est au cœur des débats énergétiques français. Bien que la France bénéficie d'un modèle industriel intégré basé sur l'énergie nucléaire, des changements ont eu lieu ces dernières années (même s'ils ont été insuffisants au regard de l'ouverture à la concurrence), et pourraient reconfigurer le marché électrique [SEA, 2010].

Poussée par un contexte favorable (volonté politique, intérêt économique et écologique...), la production décentralisée se développe dans de nombreux pays. L'observation des programmes de recherche et développement, des opérations de démonstration actuellement en cours met en évidence un développement commercial dans les prochaines années de petits moyens de production inférieurs à 100 kW [EVE, 1997] comme les systèmes photovoltaïque, les microturbines à gaz associées à différents systèmes de stockage tels que les batteries d'accumulateurs, les supercondensateurs ou le stockage inertiel. Un développement

significatif de ce type de production entraînerait un foisonnement important de points d'injection de puissance sur les réseaux basse tension, qui aurait pour conséquence de générer des difficultés de répartition, de fiabilité et de coût.

Beaucoup plus accessibles et très adaptées à la production décentralisée, les énergies renouvelables offrent la possibilité de produire de l'électricité proprement et surtout dans une moindre dépendance des ressources, à condition d'accepter leurs fluctuations naturelles et parfois aléatoires. En effet, à l'origine le réseau a été conçu pour faire transiter un flux de puissance provenant de sites de productions connectés sur le réseau de transport vers le réseau de distribution. Tandis que la production décentralisée est essentiellement connectée sur le réseau de distribution. Il y a donc une inversion de ce flux de puissance qui ne va pas être sans conséquence sur le réseau (notamment sur les appareils de protection).

Le problème majeur associé aux sources d'énergie décentralisées est qu'elles ne participent en général pas aux services système (réglage de la tension, de la fréquence, possibilité de fonctionner en îlotage,...). C'est particulièrement vrai pour les sources à base d'énergie renouvelable dont la source d'énergie primaire est difficilement prévisible et très fluctuante. L'intégration des unités de production décentralisée dans les réseaux pose un certain nombre de problèmes :

- productible aléatoire et difficilement prévisible (éolien, solaire)
- absence de réglage de tension, et de réglage fréquence/puissance
- sensibilité aux creux de tension [SAL, 2010].

La production d'énergie est un enjeu économique, industriel et politique très important, plus encore avec l'ouverture du marché de l'électricité. Malgré les essais de contrôler la consommation, la demande a plutôt tendance à croître, non seulement en quantité, mais aussi en qualité de service. Cependant la ressource disponible est au prix de très coûteux investissements. Tous ces critères poussent à contrôler au mieux les ressources disponibles. Parmi cette problématique générale, le problème d'engagement d'unité (Unit Commitment Problem UCP) consiste à coordonner la production d'unités génératrices, de façon à satisfaire une demande globale d'électricité prévisionnelle sur 24h.

La gestion des réseaux électriques recouvre des problématiques avec différentes échelles de temps, le dimensionnement et l'investissement [année]. La supervision sur le long terme qui a pour objectif de déterminer le plan de production pour maximiser les profits [journee]. La supervision sur le moyen terme qui a pour objectif la détermination des puissances de référence des sources pour maximiser les profits [1/2 heure, 1 heure] et enfin la

supervision en temps réel qui a pour objectif de fournir la puissance de référence tout en minimisant l'erreur sur la puissance totale [secondes, minutes] [COU, 2008], [KUN, 1993].

La centrale multisource a pour but de regrouper le contrôle des productions décentralisées et de les faire apparaître comme un producteur unique. Cette mutualisation des producteurs indépendants va a priori leur permettre de mieux valoriser leur production, que ce soit sur le marché de l'énergie électrique. La centrale multisource peut être considérée comme source de production dans un micro réseau connecté via une interface de l'électronique de puissance au réseau de distribution.

Cette étude s'est focalisée sur la gestion à moyen terme des générateurs prévisibles et sur la gestion en temps réel de toute la centrale multisource.

La démarche proposée dans cette thèse consiste à développer une méthodologie de supervision hiérarchique de la centrale multisource en vue de diminuer la consommation de carburant et les émissions toxiques (NO_x, CO). Les rejets de gaz CO₂, principal gaz à effet de serre émis lors de la combustion, sont strictement proportionnels à la consommation de carburant ce qui ne génère aucune recherche de compromis et peut simplement être pris en compte en augmentant le coût du combustible.

Cette centrale comporte des microturbines à gaz (μ TAG), un système de production d'énergie d'origine renouvelable tel qu'une centrale photovoltaïque (PV), et un système auxiliaire de stockage à base de supercapacités (SC), les différents éléments de cette centrale seront décrits dans la suite. La supervision à moyen terme, va permettre, à partir d'une prévision du marché électrique sur 24 heures, d'affiner la puissance de référence des générateurs prévisibles existant dans la centrale multisource. L'objectif de la supervision à moyen terme est de minimiser le coût de carburant et le coût des émissions toxiques (CO, NO_x) des sources prévisibles (μ TAG).

La supervision temps réel a pour but de déterminer instantanément la puissance de référence de chaque unité constituant la centrale multisource afin de tenir les engagements en termes de puissance délivrée.

Les éléments de base de la centrale multisource sont montrés à la Figure (1, a) et les différents niveaux de supervision sont illustrés sur la Figure (1, b).

Les méthodologies et les techniques de modélisation, en vue de la représentation et de la simulation des systèmes, ont fait l'objet de nombreux travaux. Les principaux problèmes posés par ces systèmes sont le choix et le dimensionnement du système de stockage, ainsi que

la détermination des stratégies de supervision afin d'optimiser la consommation énergétique tout en assurant la stabilité du réseau.

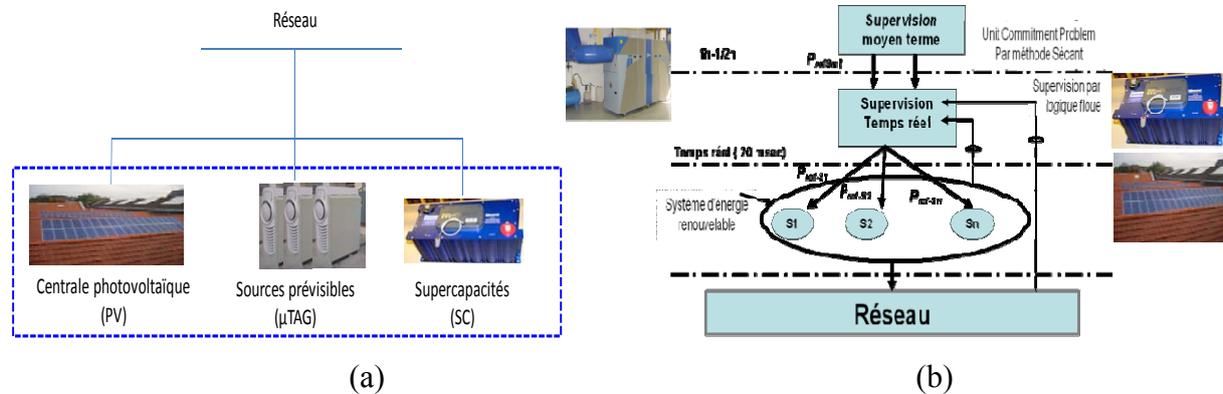


Figure 1. Les éléments de base de la centrale multisource choisie dans cette thèse et sa supervision hiérarchique.

Pour les méthodes de résolution implicites, on cherche à chaque pas de temps une solution en déplacement et en vitesse vérifiant le principe des puissances virtuelles. La présence de non-linéarités dans le problème oblige à une recherche itérative de cette solution (méthode de Newton). Les méthodes de résolution s'appuyant sur un schéma d'intégration explicite en temps expriment l'accélération à la fin du pas de temps en fonction de la solution (déplacements, vitesses et accélérations) au pas de temps précédent. La détermination de la solution à la fin du pas de temps repose donc sur la résolution de l'équation linéaire déterminant cette accélération. Avec ces méthodes, il n'y a donc pas de recherche d'équilibre, et donc pas d'itérations nécessaires pour obtenir cet équilibre.

La supervision à moyen terme se fera généralement par une application du Problème d'Engagement d'Unité (Unit Commitment Problem). Pour résoudre le problème d'engagement d'unité il y a des méthodes classiques telles que « Priority List », «Dynamic Programming », «Lagrangian Relaxation» et «Evolutionary Programming». La solution proposée par la suite est la méthode de la sécante combinée avec le tableau IPPD (Improved Pre-prepared Power Demand table) [ALK, 2009], [CHA, 2008a].

La supervision proposée doit répondre aux objectifs suivants :

- La détermination de la puissance de référence en moyen terme de chaque unité de production prévisible tout en minimisant :
 - Le coût du carburant des machines en termes de puissances délivrées,
 - Le coût des émissions toxiques (CO, NOx)
- L'implantation en moyen terme de ces fonctions objectifs nécessite de :

- Limiter les temps de calculs des algorithmes d'optimisation,
 - Limiter le nombre de démarrage des machines,
 - Garantir une précision suffisante sur les actions de réglage à réaliser.
- La détermination de la puissance de référence en temps réel de chaque unité de production de la centrale multisource afin de :
- Tenir les engagements en termes de puissances délivrées,
 - Minimiser le recours aux énergies fossiles,
 - Maximiser la production photovoltaïque.

La supervision en temps réel s'effectuera à l'aide d'une approche implicite. La détermination des algorithmes se base sur l'expertise du système et permet d'intégrer des notions d'optimisation implicite. La logique floue s'avère bien adaptée à la gestion de systèmes « complexes » dépendant de grandeurs ou d'états difficilement prévisibles, donc mal connus en temps réels (vent, ensoleillement, fréquence et état du réseau,...). Cependant, lorsque le nombre de variables devient important, cette méthode devient difficile à mettre en œuvre [COU, 2008]. A partir de ce constat, les objectifs seront de développer une méthodologie qui permettra de faciliter l'analyse et la détermination de l'algorithme flou.

Nous allons aborder une méthodologie graphique, développée au sein du laboratoire L2EP [COU, 2008], qui a été inspirée des grafjets qui ne sont que des cas particuliers des réseaux de pétri. Le grafjet est précisément un outil graphique pour la commande de processus industriels automatisés [DAV, 1989]. Le but principal de la méthodologie proposée est de proposer une démarche systématique de construction du superviseur flou.

Les paramètres du superviseur flou sont dans un premier temps obtenus par réglage empirique. Dans un deuxième temps, nous proposons de réaliser une étude qui vise à optimiser de façon systématique les différentes fonctions d'appartenance et les gains du superviseur flou.

L'application de la méthodologie classique pour mesurer la réponse du système implique un nombre considérable d'essais à cause de la dimension du problème. Afin de concrétiser les objectifs de la centrale multisource, c'est-à-dire le suivi de la puissance de référence, une fonction objectif basée sur l'erreur de la puissance est alors proposée comme un indicateur de performance. Pour la plupart des cas, il est compliqué d'effectuer un nombre très grand d'expérimentations. Dans ces conditions, la méthodologie des plans d'expériences (MPE) est un outil qui permet de réaliser un jeu de paramètres convenable pour le superviseur flou, et de minimiser le nombre de simulations [FAU, 2009], [MAU, 1998].

L'étude présentée dans cette thèse s'organise de la manière suivante :

Un premier chapitre est consacré à un état de l'art de la centrale multisource, il traite plus particulièrement de l'insertion de la production décentralisée dans les systèmes électriques (apports environnementaux-économiques, et impacts sur le réseau de distribution). L'objectif de cette première partie est de mettre en avant les bouleversements que rencontre le secteur de l'énergie électrique. En effet, les récentes évolutions dues à la libéralisation du marché de l'électricité ont transformé le système électrique conçu et dimensionné historiquement dans un cadre monopolistique et unidirectionnel en un système plus complexe qui a entraîné la multiplication des acteurs. En fin de ce chapitre, une extraction des coefficients du coût de carburant et des émissions toxiques pour une microturbine à gaz est réalisée comme préambule à une étude économique appliquée sur la centrale dans le chapitre suivant.

Une supervision à moyen terme faite par une application de la méthode de la sécante combinée avec un tableau appelé IPPD (Improved Pre-prepared Power Demand) sera présentée dans le chapitre-II. Cette méthode est considérée comme une des solutions du Problème d'Engagement d'Unité (Unit Commitment Problem) [ALK, 2009]. Cette méthode consiste à coordonner la production d'unités génératrices, de façon à satisfaire une demande globale d'électricité prévisionnelle sur 24h tout en minimisant le coût de fonctionnement et le coût des émissions toxiques. Cette méthode inspirée d'un travail fait par [CHA, 2008, a] a été programmée au sein de la thèse spécialement pour des microturbines à gaz non seulement pour minimiser le coût du carburant mais aussi pour minimiser les émissions toxiques (CO et NOx). Ensuite, j'ai généralisé avec mes propres programmations la méthode et je les ai comparées avec d'autres algorithmes d'optimisation déjà existants dans la littérature tels que (Matrix Real Coded Genetic Algorithm MRCGA) [LIY, 2005].

Ensuite, une application de l'étude économique sera réalisée à une petite centrale constituée de trois microturbines qui fait partie de la centrale virtuelle étudiée au sein de cette thèse. La dernière section de ce chapitre aborde une généralisation et une comparaison de cette méthode avec d'autres méthodes.

Un deuxième niveau de supervision, qui vise à développer une gestion intégrée et optimisée de l'énergie au sein de la conception de la centrale multisource, sera étudié dans le troisième chapitre. La supervision en temps réel s'effectuera à l'aide de la logique floue. L'objectif de ce chapitre est de déterminer les algorithmes de supervision temps réel de cette centrale. Pour atteindre cet objectif, nous allons développer et comparer trois superviseurs flous : le premier appelé classique utilise une approche empirique basée sur l'expérience, le

deuxième appelé méthodologique utilise une méthodologie et un outil graphique permettant de déterminer les algorithmes flous (développé au sein du laboratoire L2EP) [COU, 2008], et le troisième appelé optimisé utilise la méthode des plans d'expériences combinée avec un algorithme d'optimisation.

Un cas d'étude est également proposé sur lequel sera validé l'outil de supervision développé. Une plateforme a été mise en place par l'équipe Réseaux du L2EP de Lille et a pour objectif d'étudier le comportement des réseaux électriques du futur. Elle nous permet par exemple d'étudier le comportement du réseau face à la connexion de différents types de sources d'énergies renouvelables à tous les niveaux du réseau électrique. Elle est aussi utilisée dans le cadre de recherches portant sur la coordination de la production de sources d'énergie de natures différentes. Cette plateforme réunit un ensemble de dispositifs technologiques dédiés à la production, à la distribution et aux usages de l'énergie : des sources de production (centrale photovoltaïque de 17,3 kWc, cogénération en cours de montage), des sources de stockage d'énergie (supercapacités, batteries) ou des charges et des dispositifs d'émulation statique ou dynamique de différents types (émulateur éolien, etc.).

Une implantation expérimentale sur le simulateur temps réel RT-LAB® sera faite dans le dernier chapitre. Enfin, les résultats des simulations effectuées au cours de la thèse montrent l'amélioration d'intégration de production décentralisée dans les réseaux de distribution. Finalement, Des conclusions et des perspectives de ces travaux termineront ce mémoire.

CHAPITRE I. : Etat de l'art de la centrale multisource – Aspect économique

I.1 Introduction

Supposons une personne voulant se déplacer d'une ville *A* à une autre ville *B*. Elle va prendre tout d'abord une route à 110 km/h puis une route à 90 km/h et enfin une route limitée à 50 km/h. Le réseau électrique existant est à peu près semblable au réseau routier, l'arrivée se fait à des niveaux de plus en plus petits. Dans ce cas nous parlerons d'un réseau centralisé.

Les moyens de production classiques (à partir du pétrole, du gaz naturel, du charbon, de l'énergie nucléaire) fournissent de très fortes puissances, il en résulte une production d'énergie électrique fortement centralisée. Ces centrales sont réparties de manière intelligente sur le réseau pour être bien maillé. L'électricité produite par ces centrales est transportée à travers le réseau de transport, un réseau à haute tension. Des postes de transformation dispersés sur le réseau électrique peuvent faire baisser la tension jusqu'à un niveau de 230 volts pour les habitations. Le réseau de distribution fait partie du réseau qui permet d'acheminer cette électricité en basse tension jusqu'aux utilisateurs finaux.

Par définition simple, la production décentralisée est l'opposé de la production classique de grosse puissance connectée au réseau HT, laquelle est gérée de façon centralisée par les gestionnaires de réseau. La production décentralisée est la production d'énergie électrique avec des installations de petite capacité raccordées au réseau électrique à des niveaux de tension peu élevée : basse ou moyenne tension, souvent située sur les réseaux de distribution. Leur exploitation n'est pas planifiée de manière centralisée, ni coordonnée et n'apporte généralement pas de services système. De nombreuses technologies, utilisant des énergies primaires très variées, sont mises en œuvres [CRA, 2003].

Construit à partir de la littérature existante, ce premier chapitre comporte quatre objectifs principaux :

- Expliciter les apports environnementaux-économiques de la production décentralisée et son impact sur le réseau de distribution ;
- Présenter les trois types d'éléments de base de la centrale multisource étudiée dans cette thèse composée d'une source renouvelable (la centrale photovoltaïque PV), une source contrôlable (la microturbine à gaz μ TAG) et un système de stockage (SC) ;
- Définir les coefficients spécifiques du coût de carburant et des émissions toxiques de la source contrôlable (μ TAG). Ces coefficients vont être par la suite les éléments nécessaires à l'optimisation de la production fossile d'une centrale multisource ;

- Présenter les niveaux de supervision utilisés afin de superviser cette centrale multisource.

I.2 Insertion de la production décentralisée

Traditionnellement, le renforcement du système de production électrique se fait par l'insertion de nouvelles unités de production centralisée au réseau de transport. La loi NOME a favorisé ces derniers temps l'émergence de nombreux producteurs dans les réseaux électriques sur des niveaux de tensions inférieures [SEA, 2010]. On appelle ces nouveaux producteurs par plusieurs noms comme Production Décentralisée (PD), ou Génération d'Energie Distribuée (GED),... etc. Deux groupes de technologies pour les productions décentralisées peuvent être distinguées : sources conventionnelles et sources renouvelables [PHA, 2006]. Une description générale de ces différentes sources est mise en annexe A.

Du Protocole de Kyoto (1997), un ensemble de dispositifs ont été ressortis au niveau de l'Union Européenne et de la France, notamment pour encourager les énergies renouvelables (ENR), l'un des objectifs étant d'insérer 20 % d'ENR dans la consommation d'énergie. Ces évolutions ont véritablement créé un marché de la production à base d'ENR, avec des systèmes incitatifs à l'investissement, la production la plus développée étant aujourd'hui l'éolien. La Figure I-1 montre l'évolution de la production aux tarifs d'achats par an entre 2006 et 2009 (en GWh) [SEA, 2010].

Le premier enjeu du Projet de Loi NOME est d'ouvrir le marché en donnant d'une part aux nouveaux entrants – sous conditions – accès à l'électricité de base, et ce pour un volume de 100 TWh, soit un quart de la production d'origine nucléaire, et en supprimant les tarifs réglementés de vente aux entreprises d'ici 2015. Mais au-delà de cet objectif, les conséquences de la Loi NOME vont sans doute vers une reconfiguration en profondeur du marché français et marque le passage d'un modèle intégré amont aval globalement aux mains d'un seul acteur «EDF» à la constitution de plusieurs producteurs-fournisseurs dans une logique d'investissements demandés aux acteurs.

Les enjeux financiers et la politique énergétique des pays influencent fortement les évolutions des réseaux. Dans la plupart des cas, la distribution de l'électricité est concédée à un distributeur choisi par l'Etat. Ce distributeur a alors un monopole sur un territoire délimité. Ce monopole permet le développement d'un réseau de distribution optimal et l'obligation d'assurer un service public en respectant plusieurs règles comme [CAR, 1991] :

- la règle de l'impartialité de traitement entre clients,

- la règle de limitation des interruptions sauf cas exceptionnels.

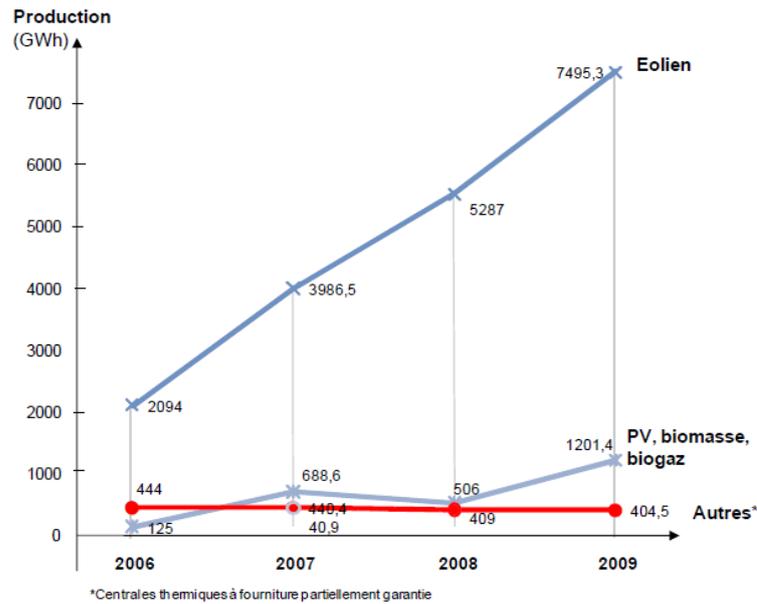


Figure I-1. Données de la commission de régulation de l'énergie (CRE) sur déclarations EDF pour calcul de la contribution au service public de l'électricité (CSPE) [SEA, 2010].

Dans ce contexte, les choix de dimensionnement du réseau par le distributeur tiennent donc compte de facteurs socio-économiques importants comme :

- 1) Eviter les dommages graves causés par une discontinuité de service (par exemple : perte de puissance) soit une qualité insuffisante [MAT, 2000].
- 2) Eviter d'avoir des coûts d'installation, de maintenance et de fonctionnement élevés.

Par exemple, diminuer les pertes qui représentent 30 TWh (soit 7,5% de la consommation vendue en France pour l'année 2001) et qui augmentent le prix de revient du kilowattheure facturé [GLO, 2003].

La question la plus importante à poser est alors :

- Quels sont les impacts et les apports de la production décentralisée sur le réseau de distribution?

I.3 Apports environnementaux-économiques de la GED

Les avantages de l'insertion des GED dans le système électrique se situent à trois niveaux : économique, écologique et opérationnel.

Aspect économique

Pour les centrales de productions centralisées, en dehors des coûts de la construction, il faut compter aussi le surcoût lié à des infrastructures spécialement construites nécessaires pour les travaux (les routes, les lignes dédiées, etc.). Par contre, le coût d'un projet de production

décentralisée peut être assuré par des petites entreprises, ce qui favorise la diversité dans la production électrique et active la concurrence.

Pour les installations de production centralisée il faut compter de 7 à 10 ans, voire plus dans le cas de construction des grandes centrales hydroélectriques ou nucléaires. Par contre, un projet d'installation de production décentralisée peut être assez court (jusqu'à moins de 6 mois).

Concernant le coût d'énergies primaires, dans le contexte actuel où il y a une menace d'épuisement de l'énergie fossile d'un côté et une augmentation incessante du prix de pétrole au cours de ces dernières années d'un autre côté, les productions décentralisées à base d'énergies renouvelables prennent l'avantage devant les productions à base d'énergie fossile.

Aspect écologique

Les productions décentralisées contiennent des productions à base d'énergie renouvelable, donc nous avons ici un impact écologiquement moins important que dans les productions à base d'énergie fossile ou nucléaire.

Aspect opérationnel

Les productions décentralisées sont beaucoup plus dynamiques et rapides pour mettre en service l'énergie au réseau car elles sont de capacité petite et moyenne.

La Figure I-2 montre, pour chacun des états membre de l'Union Européenne, l'évolution du taux de pénétration des GED relative à la production totale dans laquelle l'hydroélectrique et l'éolienne prennent la plus grande partie. On peut remarquer que le fort taux constaté pour différents pays tels que la Norvège, l'Autriche, la Suisse, la Suède est lié à des conditions climatiques plus appropriées dans ces pays [PHA, 2006]. La contribution inégale des GED, le non-transportabilité, les différents degrés de potentiel exploité et la part des ressources historiques comparativement à celles nouvelles, comptent des différents impacts (Figure I-2) sur les systèmes d'électricité à travers les 22 pays ETSO. Les supports durables et largement répandus mis en place devraient permettre d'améliorer la contribution à l'avenir prochain. Selon les meilleures évaluations, la part moyenne en l'année 2010 atteindra 24%, alors que la moitié des pays s'élève à 15% et seulement un cinquième restera au-dessous de la part de 5%. En termes de capacité, la part moyenne des sources renouvelables augmentera de 27% en l'année 2002 à 29% d'ici 2010 avec un mouvement ascendant de la moitié des pays de 23% à 27%.

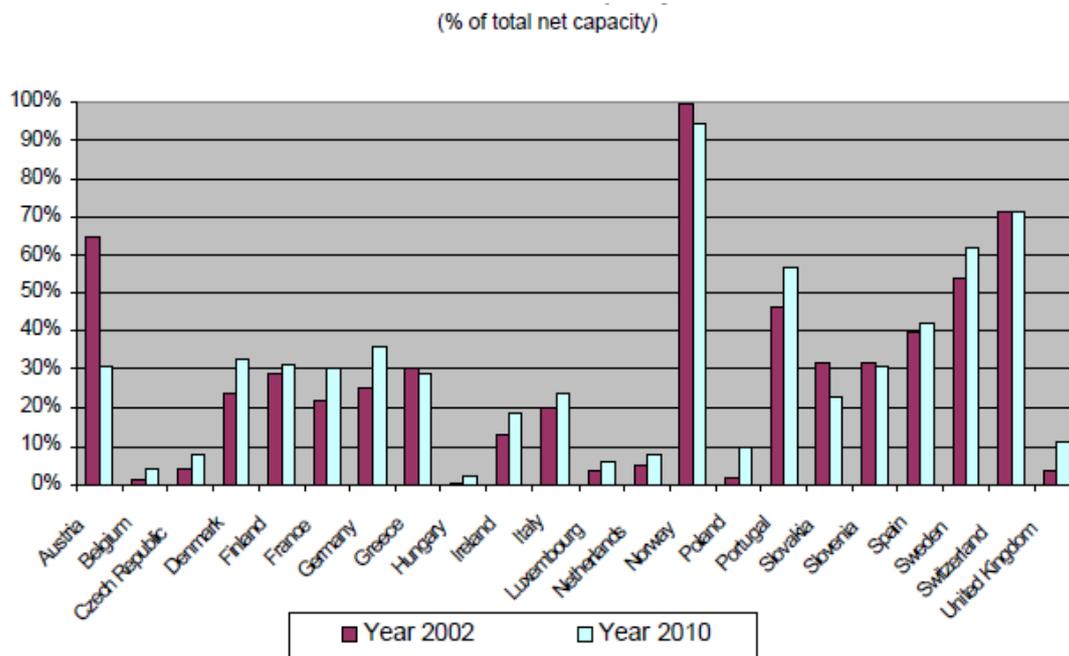


Figure I-2. Données de l'European Network of Transmission System Operators for Electricity (ENTSO-E) sur la capacité de production décentralisée relative à la production totale

I.4 Impact de la production décentralisée sur le réseau de distribution

Dans la littérature, plusieurs études ont été menées pour identifier les impacts de la production décentralisée (PD) ainsi que pour proposer des solutions : [SLO et al., 2002], [AZM et al., 2005], [ABB et al., 2006], [RIC, 2006], [PAN, 2004] et [PHA, 2006].

Nous allons, pour notre part, rappeler et définir succinctement les principaux impacts. A l'heure actuelle, la majorité des GED est raccordée au réseau de distribution. On s'intéressera donc à l'impact sur les réseaux de distribution. Cette étude est très importante pour l'opérateur du réseau surtout lors de la décision d'un projet de raccordement des GED.

Les principaux impacts à rappeler sont les suivants :

Impacts sur le sens de transit de puissance

Traditionnellement, les réseaux ont été conçus pour faire transiter des flux de puissance du réseau de transport vers le réseau de distribution. L'injection de puissance par les GED au niveau de la distribution va engendrer une inversion des flux. Les appareils de protection, à l'origine unidirectionnels, vont devoir alors être bidirectionnels. De plus, des problèmes de congestion locale peuvent apparaître et nécessiter un renforcement du réseau [BLA, 2003], [CRA, 2003].

Impacts sur le plan de tension

La production décentralisée va fatalement modifier le plan de tension près de son point de connexion. Cependant, le gestionnaire de réseau doit être capable de conserver la tension dans des plages définies. Il est demandé par exemple aux centrales d'une puissance supérieure à 1 MW de pouvoir ajuster la tension à leur point de connexion à la demande du gestionnaire [MOG, 2005], [RIC, 2006], [ROB, 2004a].

Impacts sur le plan de protection:

La connexion de nouveaux générateurs au réseau modifiera le système de coordination des protections. D'ailleurs, ce changement peut introduire une mauvaise sélectivité, des déclenchements intempestifs ou l'aveuglement du système de protection [MOG 2005].

Impacts sur l'observabilité et la contrôlabilité du système

L'intermittence des sources primaires des GED est la principale caractéristique. Cela sera difficile pour l'opérateur d'estimer la puissance de sortie de ces producteurs, donc la puissance fournie du système, par conséquent.

Impacts sur la continuité de service

En raison de l'intermittence des GED, leur indisponibilité lorsque le système les sollicite peut provoquer la rupture d'électricité par manque de puissance.

Impacts sur la qualité de service

Lors de la connexion des GED de type asynchrone au réseau celles-ci appellent un courant fort, ce qui contribue au creux de tension car les GED consomment de la puissance réactive afin de magnétiser leur circuit magnétique. D'ailleurs, la présence d'interfaces d'électronique de puissance peut faire augmenter le taux des harmoniques qui nuisent gravement à la qualité de service fournie [PHA, 2006]. Le fait que cette production décentralisée ne participe pas aux services système va à terme limiter son taux de pénétration. Cependant, une prise de conscience importante a été prise au niveau des régulateurs et des GRT, suite aux différents incidents. Des études ont montré que certaines technologies ont la possibilité d'apporter des services système [JOO et al., 2000].

I.5 Description de la centrale multisource étudiée

Une centrale électrique multisource est une combinaison des petites sources d'énergie, qui sont optimisées par un contrôle-commande. La différence entre l'opération seule et coordonnée de cette source d'énergie distribuée consiste en un réseau de communication et un poste de commande central. Les caractéristiques de la centrale multisource étudiée sont récapitulées

dans le Tableau I-1. La Figure I-3 montre le schéma de connexion de la centrale multisource étudiée.

Tableau I-1. Les caractéristiques du système multisource

	PV 	μ TAG 	SC 
P	[0 ; 17,3] kWc	[0 ; 30] kW	[-5 ; 5] kW
Q	-	[-30 ; 30] kVar	[-5 ; 5] kVar
Temps de réponse	-	15 à 25 s	5 ms
Autres	Onduleur : dynamique de 4 s	96000 rpm : 1600 Hz et 400 V	$E_{\min} = 184,6$ kJ $C = 160$ F $U = 48$ V

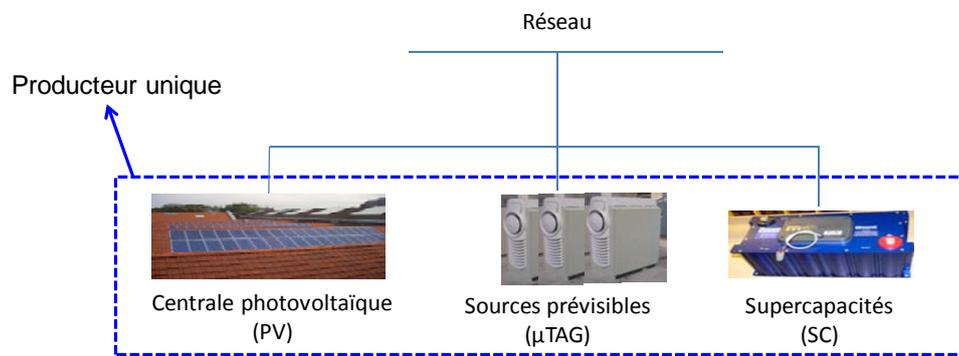


Figure I-3. Schémas de la centrale multisource étudiée

I.5.1 Système photovoltaïque (PV)

L'énergie solaire est une source renouvelable très importante. En France, l'énergie reçue à la surface de la terre varie de 3 kWh à 5 kWh par m^2 par jour. Le panneau photovoltaïque permet une conversion de la lumière du soleil en électricité. Le rendement de conversion énergétique est environ de 10 à 14 % selon la technologie des modules photovoltaïques. Pour un éclairement de 1000 W/ m^2 , la puissance électrique disponible par m^2 de capteur est de l'ordre de 140 Wc. Par conséquent, la production journalière est comprise entre 0,25 à 0,4 kWh/ m^2 [LIP, 2009].

La transformation du rayonnement solaire en électricité par le processus photovoltaïque est un des moyens d'exploitation du gisement solaire. Elle est réalisée par des cellules photovoltaïques (PV). Il est à noter qu'en dépit de cette terminologie, aucune énergie n'est stockée dans une cellule, ni sous forme chimique ni sous aucune autre forme. Ce n'est pas une pile, mais un convertisseur instantané, qui ne pourra fournir une énergie sous forme électrique que s'il reçoit une énergie sous forme de rayonnement. Une cellule dans l'obscurité totale va se comporter comme un composant passif. La cellule solaire ne peut être assimilée à aucun autre générateur classique d'énergie électrique de type continu. Elle n'est ni une source de

tension constante ni une source de courant constant. Elle possède des caractéristiques électriques non linéaires dépendant de l'éclairement solaire.

Actuellement, le rendement de conversion d'énergie solaire en énergie électrique est encore faible (souvent inférieur à 12%) et sous un ensoleillement nominal de 1000 W/m^2 , 12 m^2 de panneaux PV sont nécessaires pour fournir 1kW crête. Ce rendement faible ainsi que le coût élevé de la source photovoltaïque ont incité les utilisateurs à exploiter le maximum de puissance électrique disponible au niveau du générateur PV. On obtient ce maximum en assurant une bonne adaptation entre le générateur PV et le récepteur associé. Cette adaptation est effectuée par l'intermédiaire de convertisseurs statiques contrôlés pour différents modes de fonctionnement.

Un panneau photovoltaïque est formé de plusieurs cellules photovoltaïques mises en parallèle afin d'augmenter le courant et, ou, en série afin d'obtenir la tension désirée. La tension de circuit ouvert d'une cellule est d'environ 0,5 à 0,6 volts.

La production d'électricité par générateur photovoltaïque est liée à l'éclairement, à la température, à la durée de l'éclairement et à l'orientation du panneau par rapport au soleil.

La Figure I-4 et la Figure I-5 montrent l'influence de la température et de l'éclairement sur le courant, la tension et par conséquent sur la puissance. Sans influence de la température, on peut dire que l'éclairement est une image de la puissance.

On présente dans la Figure I-4 quelques caractéristiques statiques du panneau, tracées pour différentes valeurs d'éclairement, pour une valeur constante de la température ambiante ($T = 20 \text{ }^\circ\text{C}$). La courbe en verte représente la courbe de puissance maximale correspondante aux différentes valeurs d'éclairement [MOG, 2005].

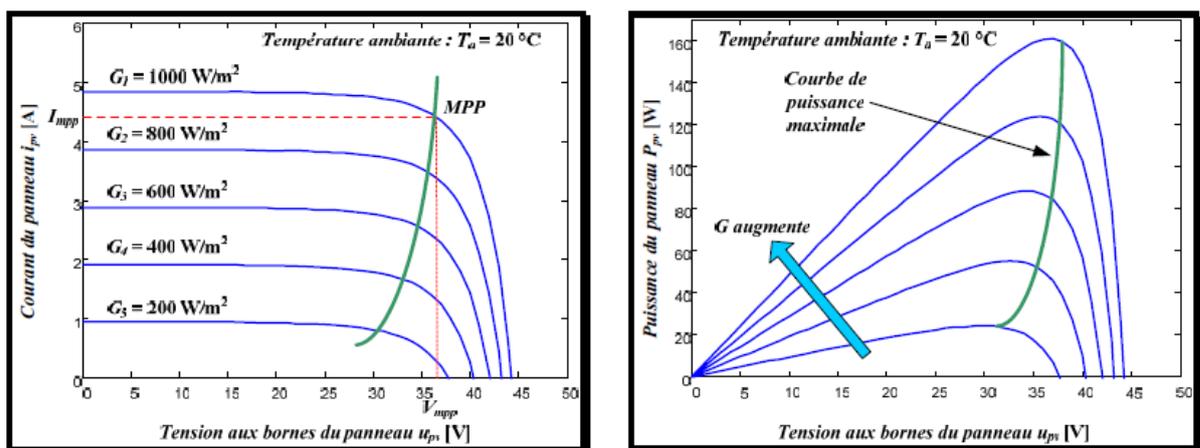


Figure I-4. Caractéristiques statiques du panneau pour une variation de l'éclairement

La Figure I-5 présente les mêmes caractéristiques, tracées cette fois-ci pour différentes valeurs de la température ambiante, la valeur de l'éclairement restant constante ($G = 1000 \text{ W/m}^2$) [MOG, 2005].

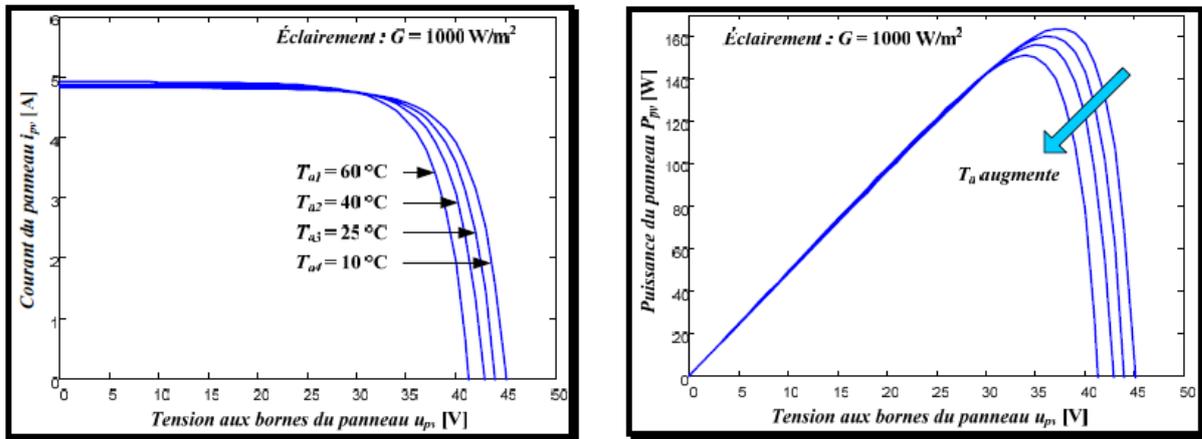


Figure I-5. Les caractéristiques statiques lors d'une variation de la température ambiante

Le photo-courant I_{ph} est pratiquement proportionnel à l'éclairement ou au flux lumineux G . Il est aussi proportionnel à la surface S de la jonction soumise au rayonnement solaire, par contre la tension de circuit ouvert n'en dépend pas et n'est fonction que de la qualité du matériau et du type de jonction considérée.

La température est un paramètre très important dans les comportements des photopiles. En effet, si elle augmente, le photo-courant augmente à peu près de $3.10^{-3} \text{ mA/K}^{-1}$ par cm^2 de cellule. Par contre, le courant I augmente très rapidement avec T . L'augmentation de la température se traduit aussi par une diminution de la puissance maximale disponible, de l'ordre de 5.10^{-5} W/K par cm^2 de cellule.

I.5.1.1 Chaîne de conversion

Les convertisseurs statiques permettent de transformer le courant continu en courant alternatif. Afin d'obtenir la puissance maximale, la stratégie MPPT (Maximum Power Point Tracking) peut être adoptée. Les différentes méthodes MPPT ainsi que les structures d'interface des convertisseurs statiques sont présentées par [MOG, 2005]. La Figure I-6 représente un exemple d'une chaîne de conversion du système photovoltaïque.

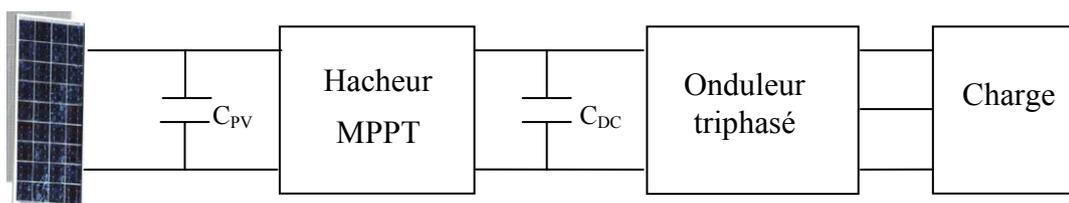


Figure I-6. Exemple d'une chaîne de conversion d'un système photovoltaïque (Hacheur et onduleur)

I.5.1.2 Présentation du système photovoltaïque installé au centre Arts et Métiers ParisTech de Lille

Depuis 2005, dans le cadre du projet Universol [UNI, 2005], un système photovoltaïque d'une puissance de 17,3 kWc a été installé sur le toit de l'école de l'ENSAM de Lille. Ce système fait partie du mini réseau qui est réalisé sur la plateforme énergies réparties. Ce système se compose de 108 panneaux PV de BP Solar - BP3160 avec les caractéristiques générales consultées à la Figure A- 4 en annexe A. Ces panneaux sont couplés au réseau triphasé EDF par l'intermédiaire de 6 onduleurs MPPT de la marque FRONIUS – IG30 ayant une puissance nominale de 2,5 kW. Le schéma du système photovoltaïque est montré à la Figure A- 5 en annexe A.

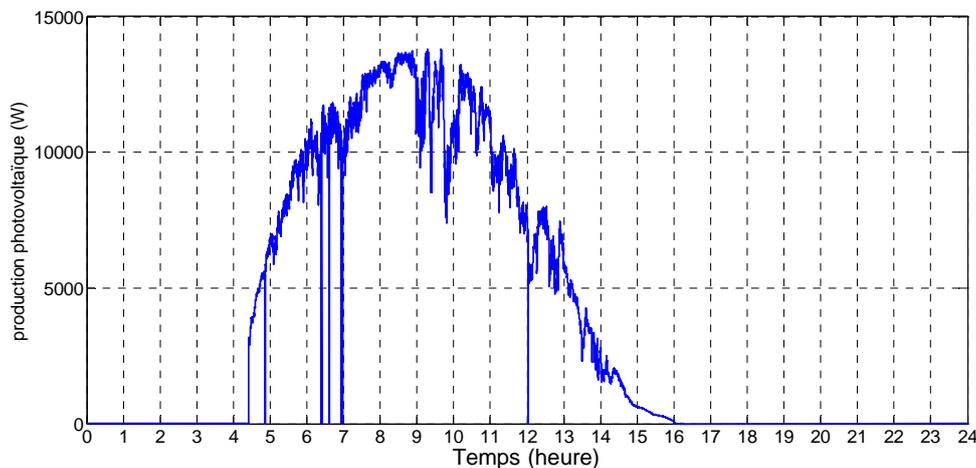


Figure I-7. Puissance des panneaux photovoltaïques suite à la mesure de l'éclairement le 25 Mai 2010 au centre Arts et Métiers ParisTech de Lille pendant 24h.

Lors des simulations effectuées dans ce rapport, pour des raisons de rapidité, nous considérons les panneaux photovoltaïques comme source de puissance. Pour cela, nous utilisons la puissance des panneaux photovoltaïques mesurée pendant 24 heures au centre Arts et Métiers ParisTech de Lille le 25 Mai 2010. La Figure I-7 montre ce profil pendant 24 heures de production photovoltaïque.

I.5.2 Système de stockage d'énergie

Les systèmes de stockage d'électricité peuvent se décomposer en deux grandes familles, les systèmes de stockage à long terme et les systèmes de stockage à court terme. L'électricité ne se stocke pas directement, mais elle peut se convertir en d'autre forme elle même stockables (potentielle, cinétique, chimique, magnétique ...).

Le stockage de l'énergie dans le cadre de l'utilisation de l'énergie électrique prend un relief particulier avec le développement des Energies Renouvelables (ENR). Les moyens de stockage sont nombreux, mais leurs efficacités et leurs importances économiques dépendent étroitement des conditions d'exploitation et de leur facilité de mise en œuvre. Les progrès en électronique de puissance contribuent actuellement à l'amélioration des systèmes de stockage.

Dans cette thèse, on s'intéressera au stockage à court terme. L'utilisation du stockage dans le système électrique sera évoquée en se focalisant sur son utilisation dans les réseaux et dans les systèmes de production à Energie Renouvelable.

I.5.2.1 Stockage à court terme (Supercapacités)

Ces dispositifs, dont le principe est connu depuis le 19^{ème} siècle, ont fait l'objet de recherches dès les années 1960 (Standard Oil Company). Des avancées notables ont été rapportées durant les années 1990 (cellules de 500 F en 1992 à 5000 F en 2000 [INV, 2004]) pour aboutir à une mise sur le marché significative à partir du début des années 2000.

En termes de puissance et d'énergie massiques, les supercondensateurs sont des composants intermédiaires entre les condensateurs diélectriques et les accumulateurs. Dans un supercondensateur, l'énergie emmagasinée est liée à la valeur C de la capacité et à la tension V aux bornes du dispositif via la relation (I-1)

$$E_{SC} = 1/2.C.V^2 - 1/2CV_{min}^2 \quad (I-1)$$

C est proportionnelle à la permittivité relative du diélectrique et au rapport entre la surface des électrodes et l'épaisseur du diélectrique et V_{min} est la tension minimale du supercondensateur. Le principe des supercondensateurs repose sur cette seconde propriété, les charges s'accumulent sur de très grandes surfaces d'électrodes poreuses : par exemple, les dépôts « activés » de poudre de graphite utilisés par certains fabricants conduisent à une surface utile de 3000 m²/g [COM, 2005], [RIZ, 2006].

Les deux électrodes baignent dans un électrolyte organique (le plus souvent un sel dissous dans un solvant organique –acétonitrile–) ou aqueux (acide sulfurique ou potasse) et sont séparées par un film perméable aux ions. Deux zones de charges d'espace sont obtenues (une au voisinage de chaque électrode : double couche), ce qui mène au modèle classique simplifié des supercondensateurs : deux capacités associées en série, séparées par une résistance représentant l'électrolyte [COM, 2005], [RIZ, 2006].

Ils offrent des performances supérieures à celles des batteries en densité de puissance et des densités énergétiques plus élevées que les condensateurs. Cette technologie impose l'utilisation des convertisseurs d'électronique de puissance.

Pour notre application, un système de supercondensateurs est utilisé pour lisser les variations de puissance en régime transitoire au sein d'une centrale multisource. Dans ce chapitre, la conception et la modélisation du système de stockage à base de supercondensateurs seront présentées.

I.5.2.2 Modélisation du système de stockage dans le cadre de l'étude (SC)

Dans le cadre de ces travaux, un modèle mathématique simplifié et générique du système de stockage a été choisi afin de faire abstraction de la technologie choisie.

Deux modèles de stockage peuvent être identifiés [ABO, 2005] :

Un modèle physique de son fonctionnement qui permet d'étudier le comportement du système de stockage,

Un modèle économétrique du système qui permet d'étudier les aspects économiques.

D'un point de vue technique un système de stockage peut être caractérisé par [ABO, 2005]

P_{max} : puissance maximale de charge/décharge

W_{max} : énergie stockée maximale

η : rendement du système de stockage

τ_{ch} : constante de temps de charge

τ_{dch} : constante de temps de décharge

P_{chmax} : puissance maximale de charge

P_{dchmax} : puissance maximale de décharge

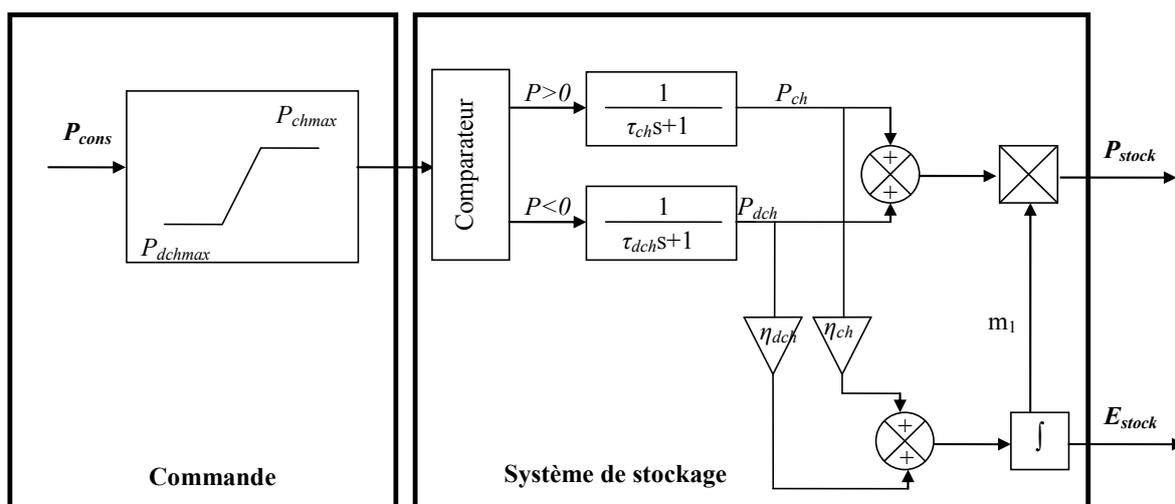


Figure I-8. Modélisation du système de stockage [MOR, 2005]

Pour simplifier au maximum le modèle, l'interfaçage réseau ainsi que la commande ont été occultés. Le modèle obtenu est représenté à la Figure I-8.

Finalement la puissance du système de stockage (P_{stock}) échangée avec le réseau sera :

$$P_{stock} = m_1 \left(\left(\frac{1}{\tau_{ch}s + 1} P_{cons} \right) + \left(\frac{1}{\tau_{dch}s + 1} P_{cons} \right) \right) \quad (I- 2)$$

Et l'énergie stockée dans le système de stockage (W_{stock}) sera :

$$E_{stock} = \int P_{ch} \eta_{ch} dt + \int P_{dch} \eta_{dch} dt \quad (I- 3)$$

Avec $P_{dchmax} < P_{cons} < P_{chmax}$ et $m_1=0$ si $E_{stock} = E_{max}$ et $P_{cons} < 0$
 ou si $E_{stock} = 0$ et $P_{cons} > 0$

Sachant que la convention de signe de la puissance est comme suite :

- La puissance est négative lorsque le système fournit la puissance (se décharger).
- La puissance est positive lorsque le système absorbe la puissance (se charger).

Le Tableau I-2 présente les paramètres du système de stockage étudié (4 modules connectés en série).

Tableau I-2. Paramètres du système de stockage - Supercapacité

Paramètres	Valeurs
V_{max}	48 V
$P_{chmax_stor_sht}$	+5 kW
$P_{dchmax_stor_sht}$	-5 kW
$\tau_{ch_stor_sht}$	0,5 s
$\tau_{dch_stor_sht}$	0,5 s
$E_{max_stor_sht}$	737,3 kJ
$E_{min_stor_sht}$	184,3 kJ
$\eta_{ch} = \eta_{dch}$	1
C	160 F

I.5.3 Microturbine à gaz (μ TAG)

Dans la majorité des cas, les sources d'énergie connectées au réseau par des convertisseurs d'électronique de puissance se comportent comme des injecteurs de courant. Nous allons utiliser dans notre centrale multisource le cas de sources qui contrôlent leur tension en amplitude et fréquence. Pour que ce Générateur de Tension (GT) soit capable de fournir une tension constante, il est obligé d'avoir une source d'énergie primaire contrôlable. Afin de contrôler les deux paramètres du GT (la fréquence et l'amplitude), le système de contrôle du générateur est décomposé en deux parties [SAL, 2010]:

- Contrôle de la tension de l'onduleur connecté au réseau.

- Contrôle de la source d'énergie primaire, ici choisie comme (μ TAG).

Nous allons décrire le modèle de GT sans se préoccuper des détails car notre thèse s'intéresse à la puissance d'entrée et de sortie de ce générateur de tension à base de μ TAG.

I.5.3.1 Etude technique de la microturbine C30

Nous commencerons par présenter brièvement le fonctionnement d'une microturbine à gaz, l'un des moteurs dont le principe est le plus simple. Il se base sur celui de la turbine à gaz, le cycle de Joule ou de Brayton. C'est une machine thermique qui est actuellement en vogue, compte tenu de ses excellentes performances (rendement supérieur à 35 % utilisée seule et à 55% en cycle combiné) [DEG, 2006a], [MOG, 2005].

Dans sa forme la plus simple et la plus répandue, cette machine est la plus petite turbine à grande vitesse au gaz naturel, elle se caractérise par des puissances qui s'échelonnent entre 30 et 500kW. On peut l'utiliser pour la génération d'électricité ou pour la cogénération « Combined Heat and Power, 'CHP' ». Grâce à la simplicité du « design » et au nombre limité des parties en mouvement, elles disposent d'une simplicité d'installation, d'une fiabilité supérieure et d'un niveau réduit de bruit.

Les composantes d'une microturbine sont les suivantes :
(Compresseur, Turbine, Chambre de combustion, Récupérateur, et Générateur : machine synchrone à aimant permanent).

Une microturbine à un seul axe est présentée à la Figure I-9 où se trouvent les principaux composants de l'unité génératrice.

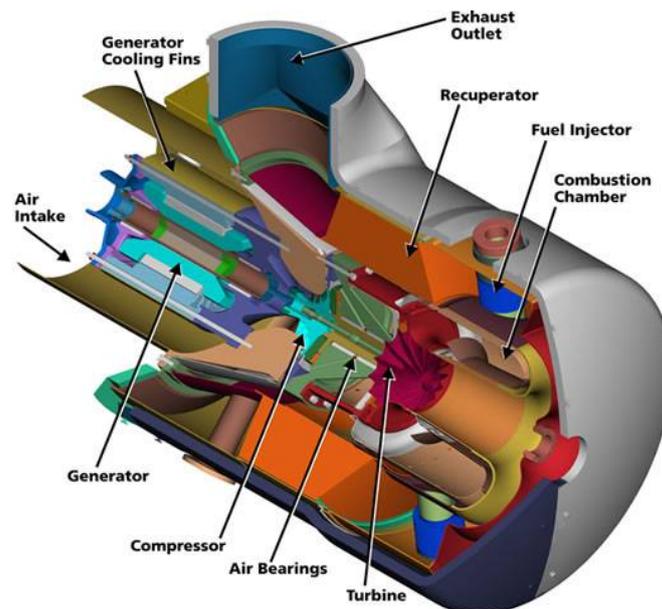


Figure I-9. Les composants d'une microturbine

En général, la vitesse de rotation est de l'ordre de 45000 à 100000 tr/min. L'électronique de puissance est utilisée afin d'obtenir une fréquence constante.

Le principe général de fonctionnement de la microturbine, est que l'air soit comprimé par un compresseur centrifuge radial, préchauffé dans un récupérateur dont le rôle est d'augmenter le rendement électrique de la microturbine, mélangé au gaz naturel et brûlé après dans la chambre de combustion. Par la suite, le gaz de combustion entre dans la turbine pour se détendre en produisant un couple mécanique qui entraîne le compresseur et le générateur électrique situés sur le même axe que la turbine.

I.5.3.2 Caractéristiques de la μ TAG Capstone C30

La Figure I-10 montre le modèle de Capstone Turbine C30 μ TAG qui est une machine composée d'un compresseur à flux radial et d'une turbine dont l'axe est coaxial à celui de la génératrice. Le moteur fonctionne à une vitesse normale de 96.000 tr/min. L'onduleur est un onduleur à 3 bras de tension entre phase de 480V (nominale, alternative). Ce modèle de Capstone est équipé d'un combusteur de NOx et d'un compresseur à gaz naturel interne. Le compresseur accroît la pression nominale de 34-238 kPa (5-35 psia) à 340-354 kPa (50-52 psia) qui sont nécessaires pour un fonctionnement à un débit moyen à pleine charge de 0,2 m³/min [TEC, 2006].



Figure I-10. Capstone Model 330, connecté au réseau, gaz naturel à basse pression

Les caractéristiques techniques du modèle C30

- 1) Puissance maximum de sortie 30 kW
- 2) 400-480 VAC, 3 phases, 50 ou 60 Hz
- 3) Connecté au réseau
- 4) Système de compression de carburant
- 5) Contrôleur numérique de puissance

Les avantages du modèle C30 :

- Émissions très faibles,

- Maintenance minimum,
- Aucuns lubrifiants liquides,
- Aucun liquide de refroidissement,
- Faible bruit.

Les enregistrements des courants, qui ont été réalisés durant le démarrage de la μ TAG pendant diverses étapes de l'expérimentation [EDF, 2006], sont reportés en annexe A. nous pouvons trouver également en annexe A les principales références techniques de la Capstone C30. Nous allons nous intéresser aux références à charge partielle comme suit;

Performances à charge partielle

Le Tableau A- 1 en Annexe A représente les performances à charge partielle conformément aux normes ISO pour une microturbine C30 à haute pression [EDF, 2006], [TEC, 2006]. Ces valeurs sont estimées à partir des courbes de performances nominales. La Figure I-11 confirme la relation linéaire entre la puissance et le débit du carburant.

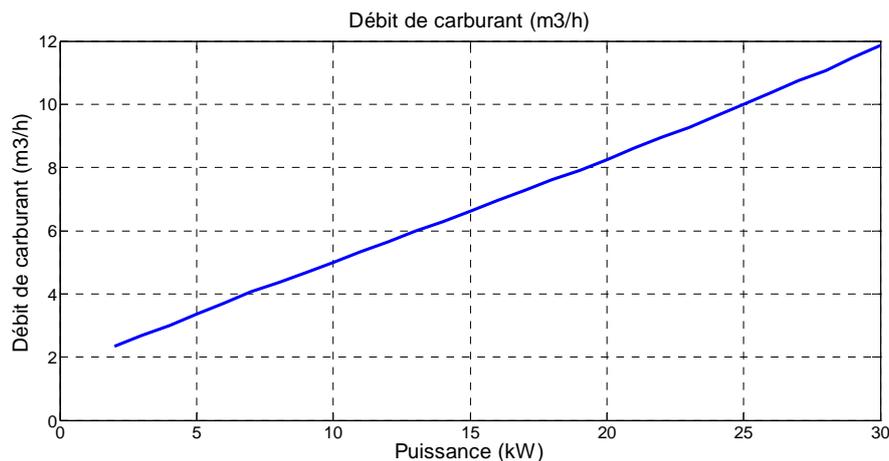


Figure I-11. Le débit du carburant en fonction de la puissance de la μ TAG

I.5.3.3 Extraction des coefficients du coût du carburant pour la μ TAG

Nous faisons la conversion du débit du carburant à l'unité Wh_{PCI} par la relation :

$$BTU = 1/3,4 Wh_{PCI} = 0,3 Wh_{PCI} = 293.10^{-6} kWh_{PCI}$$

A partir des tarifs de base selon Gaz de France à Lille, on voit que le tarif du kWh_{PCI} de gaz naturel est de l'ordre de $5,97.10^{-02}$ €, voir le Tableau I-3.

Pour tracer la courbe du coût en fonction de la puissance produite on recrée le tableau des performances, Tableau I-4 ci-dessous en appliquant les conversions suivantes :

On multiplie les éléments de la deuxième colonne par ceux de la troisième colonne pour avoir la quatrième colonne, le débit du carburant en (kWh_{PCI}/h), puis on multiplie le dernier

par le prix de kWh_{PCI} du gaz pour obtenir le coût du carburant à toute valeur de la puissance produite par la microturbine C30 en régime permanent.

Tableau I-3. Les tarifs de base à Lille (France)

Tarif	Base	B0	B1	B2I
Usage	Cuisine	Eau chaude, chauffage de petits locaux	Chauffage, eau chaude et/ou cuisine individuelle	Chauffage et/ou eau chaude dans les chaufferies moyennes, process.
Consommation annuelle indicative	Jusqu'à 1 000 kWh	De 1 000 à 6 000 kWh	De 6 000 jusqu'à 100 000 kWh à 250 000 kWh*	
Type de tarif	Tarif binôme	Tarif binôme	Tarif binôme	Tarif binôme
Prix de l'abonnement (EUR/an) hors CTA	33	45,84	146,4	146,4
Prix du gaz naturel (cEUR / kWh) différents niveaux de prix sont applicables selon votre commune	7,01	5,97	3,94	3,94

Tableau I-4. Performances à charge partielle conformément aux normes ISO

Puissance (kW)	Rendement (%)	Le débit du carburant (Btu/ h LHV)	Facteur de conversion Btu=293.10 ⁻⁶ kWh _{PCI}	Le débit du carburant (kWh _{PCI} / h)	Coût de kWh _{PCI} (€)	Coût du carburant (€/ h)
2	8,8	77900	293.10 ⁻⁶	22,83	5,97.10 ⁻⁰²	1,36
3	11,5	89000	293.10 ⁻⁶	26,08	5,97.10 ⁻⁰²	1,56
4	13,6	100000	293.10 ⁻⁶	29,31	5,97.10 ⁻⁰²	1,75
5	15,2	112000	293.10 ⁻⁶	32,82	5,97.10 ⁻⁰²	1,96
6	16,6	123000	293.10 ⁻⁶	36,05	5,97.10 ⁻⁰²	2,15
7	17,7	135000	293.10 ⁻⁶	39,56	5,97.10 ⁻⁰²	2,36
8	18,8	145000	293.10 ⁻⁶	42,50	5,97.10 ⁻⁰²	2,54
9	19,8	155000	293.10 ⁻⁶	45,43	5,97.10 ⁻⁰²	2,71
10	20,6	166000	293.10 ⁻⁶	48,65	5,97.10 ⁻⁰²	2,90
11	21,2	177000	293.10 ⁻⁶	51,87	5,97.10 ⁻⁰²	3,10
12	21,8	188000	293.10 ⁻⁶	55,10	5,97.10 ⁻⁰²	3,29
13	22,3	199000	293.10 ⁻⁶	58,32	5,97.10 ⁻⁰²	3,48
14	22,8	209000	293.10 ⁻⁶	61,25	5,97.10 ⁻⁰²	3,66
15	23,2	220000	293.10 ⁻⁶	64,48	5,97.10 ⁻⁰²	3,85
16	23,6	231000	293.10 ⁻⁶	67,70	5,97.10 ⁻⁰²	4,04
17	24	242000	293.10 ⁻⁶	70,92	5,97.10 ⁻⁰²	4,23
18	24,3	253000	293.10 ⁻⁶	74,15	5,97.10 ⁻⁰²	4,43
19	24,6	263000	293.10 ⁻⁶	77,08	5,97.10 ⁻⁰²	4,60
20	24,9	274000	293.10 ⁻⁶	80,30	5,97.10 ⁻⁰²	4,79
21	25,1	286000	293.10 ⁻⁶	83,82	5,97.10 ⁻⁰²	5,00
22	25,3	297000	293.10 ⁻⁶	87,04	5,97.10 ⁻⁰²	5,20
23	25,4	308000	293.10 ⁻⁶	90,27	5,97.10 ⁻⁰²	5,39
24	25,6	320000	293.10 ⁻⁶	93,78	5,97.10 ⁻⁰²	5,60
25	25,7	332000	293.10 ⁻⁶	97,30	5,97.10 ⁻⁰²	5,81
26	25,8	344000	293.10 ⁻⁶	100,82	5,97.10 ⁻⁰²	6,02
27	25,8	357000	293.10 ⁻⁶	104,63	5,97.10 ⁻⁰²	6,25
28	25,9	368000	293.10 ⁻⁶	107,85	5,97.10 ⁻⁰²	6,44
29	26	381000	293.10 ⁻⁶	111,66	5,97.10 ⁻⁰²	6,67
30	26	394000	293.10 ⁻⁶	115,47	5,97.10 ⁻⁰²	6,89

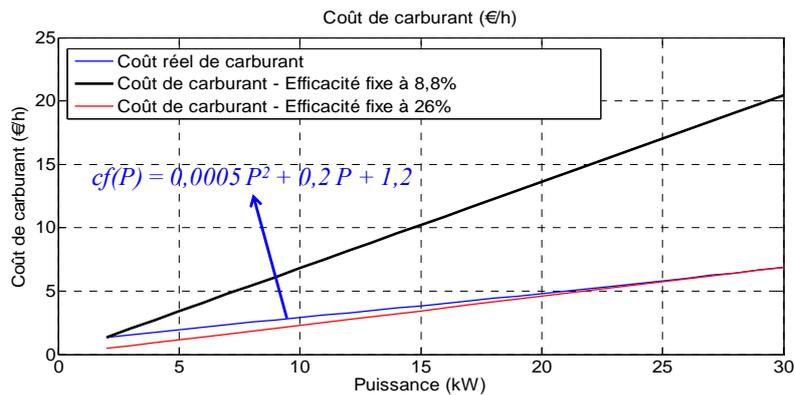


Figure I-12. Le coût du carburant en fonction de la puissance générée

La Figure I-12 montre la courbe du coût du gaz naturel en fonction de la puissance générée par une microturbine à gaz. On trouve la courbe de tendance de cette courbe et son équation quadratique pour obtenir en fin de compte les coefficients spécifiques du coût de fonctionnement de la microturbine à gaz C30 (Tableau I-5).

$$cf_i(P_{i,t}) = a_i + b_i * P_{i,t} + c_i * P_{i,t}^2 \tag{I- 4}$$

Tableau I- 5. Coefficients spécifiques du coût de fonctionnement pour μ TAG C30kW

a (€/h)	b (€/ kWh)	c (€/ kW ² h)
1,2	0,2	0,0005

I.5.3.4 Extraction des coefficients du coût des émissions pour la μ TAG C30

Les rejets de gaz à effet de serre (CO₂) sont strictement proportionnels à la consommation de carburant ce qui ne génère aucune recherche de compromis. Ils pourraient simplement être pris en compte en augmentant le prix du combustible [EDF, 2006], [CAP, 2000], mais cela n'a pas été fait.

Le Tableau A-1 en Annexe A représente les performances à charge partielle conformément aux normes ISO pour une microturbine C30 à haute pression [EDF, 2006], [TEC, 2006]. Ces valeurs sont estimées à partir des courbes de performances nominales. Parmi ces performances, nous distinguons le rendement de la μ TAG en fonction de la puissance produite, voir la Figure I-13. Nous remarquons que le rendement a une évolution rapide dans une gamme de puissance (2-15 kW), et a une évolution lente dans l'autre gamme (15-30 kW). En fait, Brûler 1 kWh_{PCI} de méthane rejette environ 200 grammes de CO₂ [CAP, 2000].

Au Tableau I-13, les rejets de CO₂ s'échelonnaient entre (200/0,088=2273 et 200/0,26=769 g/kWh_e).

Pour illustrer le coût des GES, on pourrait prendre 100 €/tonne, les coûts de GES s'échelonnaient entre (7,7 et 22,7 c€/kWh_e). Le coût de combustible, en supposant 4

c€/kWh_{PCI} s'échelonnerait alors entre 14 c€ et 45 c€/kWh_e. Le CO₂ accroîtrait alors simplement de 55% le coût du combustible. Ce genre d'émissions ne sera pris en compte dans le niveau moyen terme de la supervision.

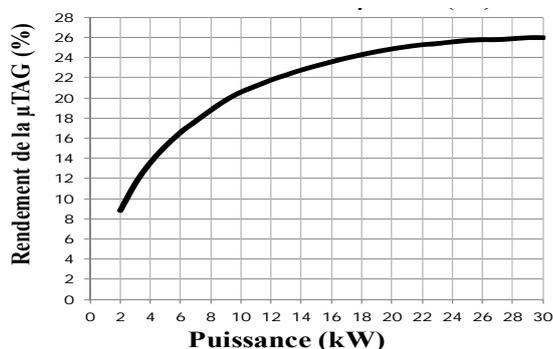


Figure I-13. Le rendement de la μTAG en fonction de la puissance générée [TEC, 2006].

Tableau I- 6. Illustration des coûts des GES (c€/kWh_e)

Puissance (kW _e)	Rendement (%)	Rejet CO ₂ (g/kWh _e)	Coût des GES (c€/kWh _e)
2	8,8	2273	22,7
3	11,5	1739	17,4
4	13,6	1471	14,7
5	15,2	1316	13,2
6	16,6	1205	12,0
7	17,7	1130	11,3
8	18,8	1064	10,6
9	19,8	1010	10,1
10	20,6	971	9,7
11	21,2	943	9,4
12	21,8	917	9,2
13	22,3	897	9,0
14	22,8	877	8,8
15	23,2	862	8,6
16	23,6	847	8,5
17	24	833	8,3
18	24,3	823	8,2
19	24,6	813	8,1
20	24,9	803	8,0
21	25,1	797	8,0
22	25,3	791	7,9
23	25,4	787	7,9
24	25,6	781	7,8
25	25,7	778	7,8
26	25,8	775	7,8
27	25,8	775	7,8
28	25,9	772	7,7
29	26	769	7,7
30	26	769	7,7

Les mesures d'émissions toxiques ont été réalisées par EDF R&D/SPE. Ces mesures concernent les concentrations d'échappement des gaz : O₂, CO, et NO_x à différents régimes de fonctionnement électrique de la microturbine C30 [EDF, 2006], [TEC, 2006].

Les résultats des mesures, dans le Tableau I-7, sont exprimés sur gaz sec en ppm à l'oxygène mesuré ramenées à 15% d'O₂.

Tableau I-7. Résultats des mesures des CO, NO_x

puissance (kWe)	2,5	5	7,5	10	15	20	22,5	25	27,5	28,5	30
CO (ppm)	329	148	45,7	26,7	9,8	4,5	2,2	1,7	1,7	1,6	1,6
NO _x (ppm)	402	153	51,4	53,3	68,6	11,3	6,7	8,6	8,3	10,2	12,3

Les seuls impacts qui ont été considérés dans cette thèse sont les deux familles de gaz toxiques : les oxydes d'azotes (NO_x) et le monoxyde de carbone (CO). Le CO et les NO_x sont traités comme des gaz toxiques et non pas comme des gaz à effet de serre. Les gaz à effet de serre ont un pouvoir de réchauffement climatique global (PRG) quantifié par des coefficients, en équivalent CO₂, par exemple 1 g de NO_x est équivalent à 40 g CO₂ [FER, 2003], [RIA, 2010]. Les gaz toxiques sont nuisibles à la santé humaine : le CO est un poison direct et les NO_x contribuent, via le rayonnement solaire, à la création d'ozone troposphérique nocif pour les êtres vivants.

Le constructeur de la turbine Capstone annonce moins de 9 ppm NO_x à 15% d'O₂. Ce seuil est maintenu pour des puissances électriques comprises entre 22,5 et 27,5 kWe. Pour des puissances à 7 kWe, les teneurs en CO varient fortement (61 à 264 ppm à 15% de O₂) [EDF, 2006]; ce qui caractérise une mauvaise combustion. On remarque qu'à moins de 15kW (50% de la puissance) la microturbine émet au maximum, donc pour minimiser les émissions on a intérêt à travailler dans les grandes puissances en avoisinant les 100 % de la capacité de la microturbine. Un Contrôle rapide et précis du processus de combustion est nécessaire pour atteindre de faibles émissions globales de la Capstone. La formation de NO_x est réduite au minimum à la plus basse température de combustion, mais par contre, cette température de combustion inférieure conduit à une formation élevée des émissions CO. Pour résoudre ce conflit et réaliser de basses émissions de NO_x simultanément avec de basses émissions de CO, la combustion du carburant doit se produire à la plus basse possible température tandis que le mélange d'air et de carburant doit demeurer dans la chambre de combustion assez longtemps pour brûler la majeure partie du carburant [CAP, 2000].

Pour convertir les émissions de ppm en mg/kWh on multiplie les émissions CO (ppm) par 1,092 et les émissions NO_x (ppm) par 1,795 [DON, 2009], [FER, 2003]. Il en résulte le Tableau I-8.

Tableau I-8. Les émissions toxiques en (mg/kWh) pour μTAG C30kW.

puissance (kW)	2,5	5	7,5	10	15	20	22,5	25	27,5	28,5	30
CO (mg/kWh PCI)	359,3	161,6	49,9	29,2	10,7	4,9	2,4	1,9	1,9	1,7	1,7
NO _x (mg/kWh PCI)	721,6	274,6	92,3	95,7	123,1	20,3	12	15,4	14,9	18,3	22,1

Pour passer à des mg/h (et même directement des grammes par heure), il faut tenir compte du rendement PCI, il en résulte le Tableau I-9.

Tableau I-9. Les émissions toxiques en (mg/h) pour μTAG C30kW.

puissance (kW)	2,5	5	7,5	10	15	20	22,5	25	27,5	28,5	30
CO (g/h)	10,21	5,32	2,11	1,42	0,69	0,39	0,21	0,18	0,20	0,19	0,20
NOx (g/h)	20,50	9,03	3,91	4,64	7,96	1,63	1,07	1,50	1,59	2,01	2,55

Pour avoir la toxicité équivalente, on applique la relation suivante :

$$Tox.Equiv (g/h) = [Nox (g/h) + CO (g/h)] \quad (I- 6)$$

Pour obtenir la toxicité équivalente en (g/h), on divise par 1000. On obtient finalement le Tableau I-10.

Tableau I-10. La toxicité équivalente (mg/h) pour μTAG C30kW

puissance (kW)	2,5	5	7,5	10	15	20	22,5	25	27,5	28,5	30
Tox.Equiv (g/h)	30,71	14,35	6,02	6,06	8,65	2,02	1,28	1,68	1,79	2,21	2,75

Actuellement, seules les émissions de gaz à effet de serre ont fait l'objet de quantification monétaire, afin de quantifier les émissions toxiques, nous proposons d'introduire une unité spécifique le *gToxEquiv* (gramme équivalent toxique) en pondérant, de façon totalement arbitraire, la masse de CO et la masse de NOx (voir expression (I-6). La pénalité économique d'un gramme de l'équivalent toxique est choisie arbitrairement à 16 c€/g) (ou 16 k€/tonne) afin que l'ordre de grandeur des émissions toxiques bénéficie d'une pénalisation dont l'ordre de grandeur est proche de celui du coût de carburant (presque 1/5 du coût du carburant). Finalement, pour avoir la courbe du coût des émissions toxiques, on multiplie les Tox.Equiv en (g/h) par la quantification supposée, voir la Figure I-14.

La Figure I-14 représente la courbe du coût des émissions toxiques réelles (en trait bleu) pour la μTAG C30 kW et la courbe de tendance du 2^{ème} ordre (en trait noir) avec son équation quadratique.

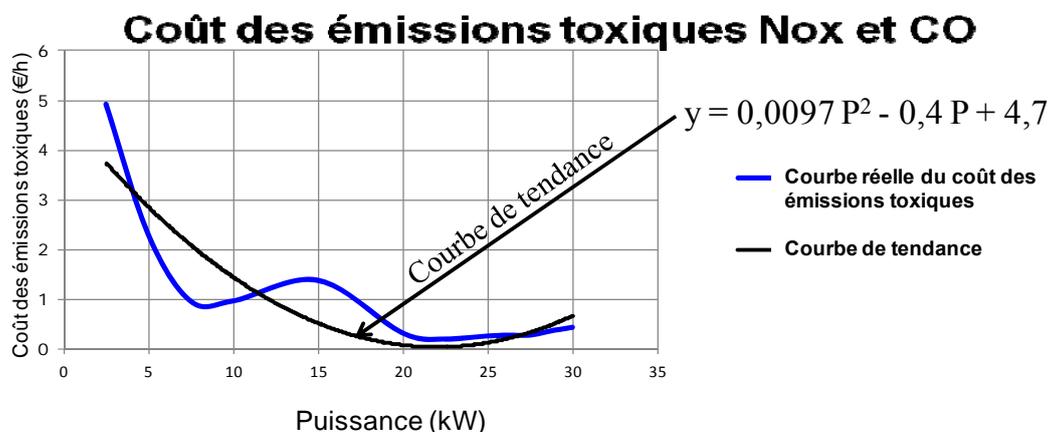


Figure I-14. Le coût des émissions toxiques pour la μTAG C30kW et sa courbe de tendance

L'évolution de la courbe du coût des émissions toxiques (en trait bleu) montre que le coût des émissions toxiques a tendance à diminuer avec la production de la μ TAG. Nous remarquons un écart entre la courbe de tendance qui sera utilisée par la suite et la courbe réelle surtout en dessous de 15kW de production. Cependant, la tendance globale est respectée. Le coût des émissions toxiques selon la courbe réelle à 15 kW est égal à deux fois de celui selon la courbe de tendance, alors que le coût des émissions toxiques selon la courbe de tendance à 7,5 kW est égal à deux fois de celui selon la courbe réelle. Ces écarts ne seront pas traités dans cette méthodologie d'optimisation, car l'objectif est ici de trouver un moyen de minimisation des émissions plutôt que de préciser le coût des émissions, surtout que nous avons choisi dès le départ une pénalité économique d'un gramme de l'équivalent toxique de façon arbitraire. Néanmoins, nous allons voir l'influence de ces écarts sur les résultats de l'optimisation des émissions toxiques en comparant le coût des émissions toxiques réelles avec celui obtenu par l'optimisation.

En fait, nous avons choisi la forme quadratique de la fonction du coût des émissions toxiques pour deux raisons :

- Nous appliquons cette fonction quadratique dans des algorithmes appropriés spécialement à la minimisation du coût de carburant dont l'équation est légèrement quadratique (selon la définition de la fonction objectif du problème d'engagement d'unité) [ANT, 2002], [PRE, 2ED], [RAJ, 2003], [RAJ, 2004], [MAN, 1998] et [CHA, 2006].
- Pour des raisons de simplicité de calcul.

Donc, les émissions toxiques exprimées par la toxicité équivalente d'une μ TAG peuvent être approximées et modélisées par l'intermédiaire d'une fonction quadratique $em_i(p_{i,t})$ en fonction de la puissance ($P_{i,t}$) produite.

$$em_i(P_{i,t}) = \alpha_i + \beta_i * P_{i,t} + \gamma_i * P_{i,t}^2 \quad (I- 8)$$

Ces émissions sont donc définies par trois coefficients spécifiques comme montré dans le Tableau I- 11.

Tableau I- 11. Coefficients spécifiques des émissions toxiques pour μ TAG C30kW.

α (€/h)	β (€/ kWh)	γ (€/ kW ² h)
4,7	- 0,4	0,0097

Le Tableau I-11 montre que le coefficient spécifique (γ) est très petit en comparaison de α et β . Cependant, Nous verrons que ce coefficient est très important dans la répartition économique appliquée dans le chapitre II.

I.5.3.5 Description du modèle de générateur de tension utilisé dans les travaux expérimentaux

Introduction

La source d'énergie primaire est ici une microturbine à gaz. Il faut lui ajouter une machine synchrone à aimants permanents, et une interface d'électronique de puissance avec le filtre LC pour la connecter au réseau (Figure I-15).

La grande vitesse de rotation de la microturbine à gaz induit une tension à la sortie de machine synchrone de haute fréquence (1600 Hz). Comme nous sommes obligés de nous ramener à une tension de fréquence 50 Hz, nous utilisons une interface d'électronique de puissance dans ce but. Cette interface consiste en deux éléments principaux, redresseur qui convertit la puissance de la machine synchrone en une puissance continue. Le deuxième élément est l'onduleur qui permet de connecter le bus continu au réseau de fréquence 50 Hz.

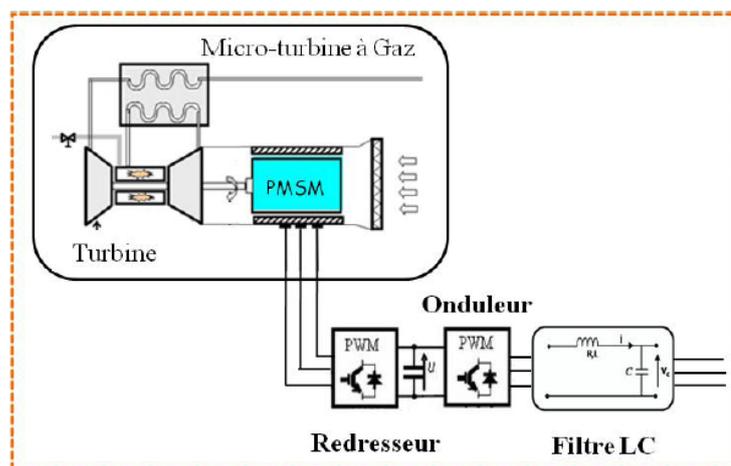


Figure I-15. Schéma bloc général du générateur à base de μ TAG [SAL, 2010]

Le modèle de la Microturbine à Gaz

Nous nous intéressons à la micro turbine de type Capstone M330 (Figure I-16), de puissance 30 kW et de vitesse plus de 96000 tr/min (soit 1600 Hz) soit un débit massique du gaz égal à 0,13 kg/s et un couple nominal égal à 2,98 Nm. Cette micro turbine comprend trois composants : le compresseur, la chambre de combustion et la turbine, ainsi qu'un récupérateur de la chaleur qui profite de la température du gaz d'échappement pour préchauffer l'air entrant dans la chambre de combustion. Ce dernier processus a pour objectif d'accélérer l'opération de combustion, par conséquent, de réduire le gaz consommé par la turbine.

Dans la référence [SAL, 2010], nous trouvons la modélisation des composants du générateur de tension utilisé dans nos travaux expérimentaux.

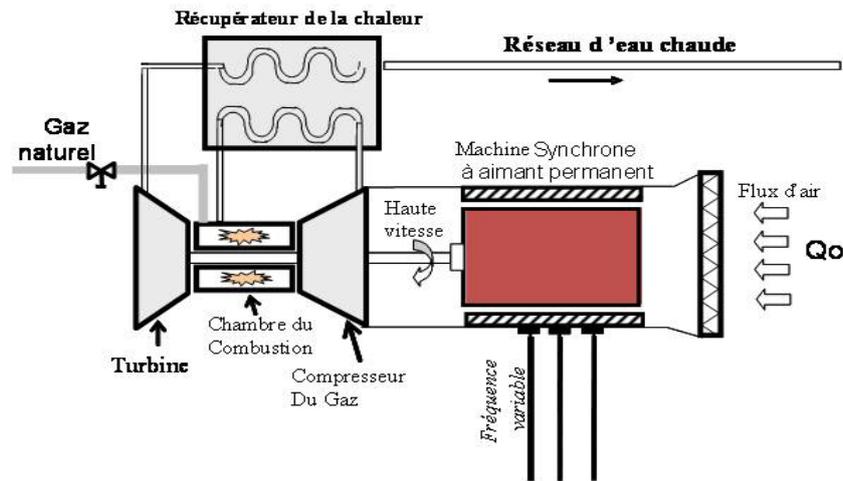


Figure I-16. Microturbine à gaz avec le générateur synchrone

I.6 Supervision multi-niveaux d'une centrale multisource.

Le concept de centrale multisource a pour objectif de mutualiser la gestion de groupes décentralisés afin qu'ils soient économiquement plus rentables et mieux contrôlables par les gestionnaires du réseau. Ce type de centrale peut être constitué de différentes catégories de générateurs (par exemple : éolien, photovoltaïque, microturbine hydraulique, microturbine à gaz, pile à combustible,...) pouvant être associés à différents systèmes de stockage (par exemple : batterie, volant d'inertie, stockage électromagnétique ou SMES, supercondensateur, pompage hydraulique, compression d'air,...). Les générateurs et les systèmes de stockage peuvent être localisés en différents points du réseau, mais sont gérés par un opérateur industriel unique. Du point de vue des gestionnaires des réseaux de transport et de distribution, une centrale multisource doit pouvoir se comporter comme une centrale classique. Elle doit donc participer pleinement aux services système et le gestionnaire de la centrale doit pouvoir s'engager 24h à l'avance sur la quantité d'énergie électrique qu'il pourra produire. Le concept de centrale multisource permettra à moyen et long terme un développement significatif de la production décentralisée, ainsi qu'un accroissement du taux de pénétration des énergies renouvelables et en particulier du solaire. L'objectif de cette étude est l'augmentation du taux de pénétration de la production photovoltaïque en vue de diminuer la consommation du carburant. Les principaux problèmes posés par ces systèmes sont le choix et le dimensionnement du système de stockage, ainsi que la détermination des stratégies de supervision afin d'optimiser la consommation énergétique tout en assurant la stabilité du réseau.

La supervision d'une centrale multisource peut être généralement divisée en plusieurs niveaux selon l'échelle de temps considérée, voir le Tableau I-12 [KUN, 1993].

Tableau I- 12. Echelles de temps de différents niveaux de supervision.

Niveau de supervision	Supervision très long terme	Supervision long terme	Supervision moyen terme	Supervision temps réel
Echelle de temps	Année	Journée	Heures	Secondes

I.6.1 Supervision long terme [COU, 2008]

La supervision à long terme permet de planifier la production journalière voire hebdomadaire en fonction des technologies considérées pour la centrale multisource.

La planification de la production sera alors basée sur la :

- la prévision de la charge / prix du marché,
- la prévision météorologique (à 24 h cas de l'éolien),
- la structure du marché,
- la capacité à jouer sur la demande.

En effet, à ce niveau de supervision, la structure de marché devient capitale et deux types de marché peuvent être dégagés :

- Le marché pool obligatoire (marché spot type Californien),
- Le marché pool + contrat bilatéral (NORDEL, BELPEX, NORDPOOL).

Dans un marché pool obligatoire, toute la production doit obligatoirement passer par le marché, l'objectif de la planification de la production sera alors de produire un maximum quand le prix est au plus haut, ce qui doit correspondre au moment où la demande est la plus importante. Par exemple, les centrales hydrauliques vont produire un maximum lorsque les prix sont hauts et les réserves d'eau seront remplies lorsque les prix sont bas.

Dans un marché pool non obligatoire, le producteur est libre de vendre sa production sur un marché spot ou/et de passer des contrats bilatéraux avec un fournisseur. Dans ce type de marché la détermination du plan de production devient plus subtile. Dans ce cas, le producteur établit des contrats de fourniture avec un client qui lui garantit de racheter une partie de sa production à un certain prix. Le prix est souvent légèrement inférieur au prix moyen du marché spot. Le plan de production doit être établi de manière à garantir la fourniture d'énergie contractuelle et de vendre ou acheter de l'énergie sur le marché afin de maximiser son profit.

Les fournisseurs peuvent proposer des contrats incitant le client à s'effacer à certains moments grâce à des tarifs d'incitation ou des closes inscrites dans le contrat. Cela leur permet de dégager des capacités de production pendant les périodes de pointes et vendre leur production à un meilleur prix. Par contre de façon décentralisée, le management de la charge

peut être plus fin et plus subtil pour s'adapter à la technologie des moyens de production du fournisseur associé.

L'optimum économique va être pour un producteur de produire suffisamment pour honorer ses clients tout en produisant un maximum en période de pointe. Ces leviers d'actions sont alors, la flexibilité de ses moyens de production, de ses contrats bilatéraux, et des charges qu'il a sous sa responsabilité.

I.6.2 Supervision moyen terme

A partir des propositions obtenues par la supervision à long terme, des prévisions réactualisées à plus court terme, du marché court terme (intraday) s'il existe, des offres d'ajustement du gestionnaire de réseau et des contraintes du réseau, il faut déterminer la puissance de référence de la centrale multisource.

I.6.3 Supervision temps réel

L'objectif de la supervision temps réel est de déterminer en temps réel la puissance de référence de chaque unité constituant la centrale multisource afin de tenir les engagements en termes de puissance délivrée, et de garantir les services système pour lesquels la centrale multisource s'est engagée (perspectives). La supervision temps réel implique de limiter les temps de calcul des algorithmes de supervision et de limiter au maximum le nombre de grandeurs à mesurer [KUN, 1993].

[DES, 2008] a constaté que dans la littérature de nombreux articles traitent des aspects dimensionnements sous un regard économique. Finalement l'aspect supervision temps réel n'est que peu traité. Cependant, trois méthodes émergent de la littérature afin de développer ce type de supervision.

L'approche causale [DEG, 2006a] et [ESK, 2006] : Cette méthode consiste à modéliser l'ensemble multisource à l'aide d'un bilan de puissance et de déterminer les puissances de références à l'aide d'une inversion de ce bilan de puissance. Ce type de supervision à l'avantage d'être simple, cependant elle ne prend pas en compte la notion d'énergie. Par contre il faut disposer d'un modèle complet de l'ensemble qu'on inverse, ce qui devient rapidement complexe pour les systèmes multisource.

L'approche explicite [CAL, 2004] : Cette approche est nécessaire pour assurer le choix optimum permettant de garantir la maximisation, par exemple de l'énergie produite d'origine renouvelable. La minimisation d'une fonction de coût bien formulée est cependant difficile à mettre en œuvre en temps réel.

L'approche implicite [ESK, 2006], [CIM, 2006], [BOU, 2007] et [ABB, 2006] : La supervision à l'aide d'algorithmes basés sur la logique floue s'avère être un outil bien adapté pour traiter ce genre de problèmes. Cependant, lorsque le nombre de variables devient important, cette méthode devient difficile à mettre en œuvre. A partir de ce constat, une méthodologie et un outil graphique qui permettent de faciliter l'analyse et la détermination de l'algorithme flou ont été proposés dans [COU, 2008] et [COU, 2010].

La Figure I-17 représente une synthèse des différents niveaux de supervision d'une centrale multisource avec : P_{ref_SLT} la puissance de référence de la supervision long terme, P_{ref_SMT} la puissance de référence de la supervision moyen terme et P_{ref_Sn} la puissance de référence de la source n . La supervision à long terme doit permettre de planifier la production journalière voire hebdomadaire en fonction des technologies considérées pour la centrale multisource; cette échelle de supervision ne sera pas étudiée dans notre thèse. La supervision à moyen terme détermine une puissance de référence qui sera affinée par la supervision temps réel.

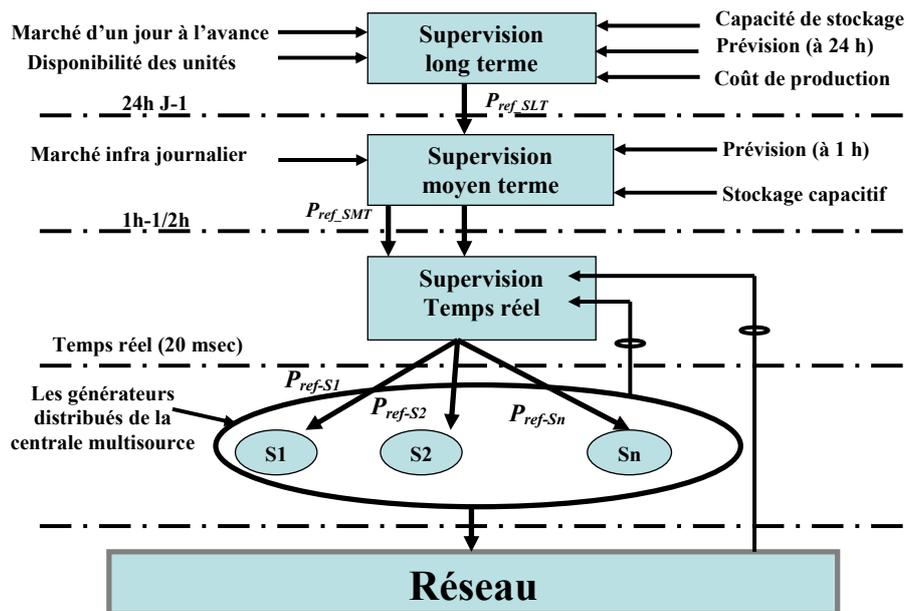


Figure I-17. Différents niveaux de supervision [KUN, 1993], [COU, 2008]

A partir de cette puissance affinée et de mesures effectuées sur le réseau et les unités de production, la supervision temps réel doit déterminer la puissance de référence de chaque unité. La supervision à moyen terme se fait par une application de la méthode de la sécante combinée avec le tableau IPPD (Improved Pre-prepared Power Demand) [CHA, 2008a].

La supervision temps réel se fait par un outil à base de logique floue. Le schéma global de la supervision qui est présenté à la Figure I-18 montre que la supervision en temps réel agit

sur celle à moyen terme, d'un côté par l'action sur la puissance de la centrale photovoltaïque (soit en mode MPPT, soit en mode dégradé), et de l'autre côté par l'action sur les puissances de références des microturbines à gaz.

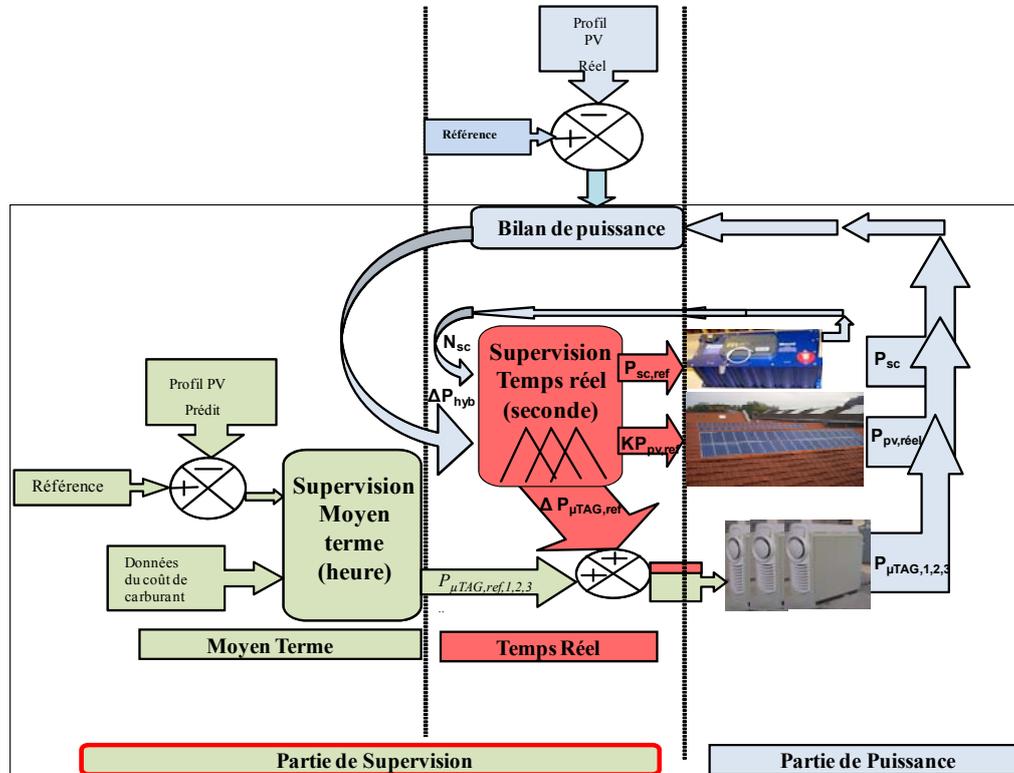


Figure I-18. Le schéma global de la supervision

I.7 Conclusion

Nous avons rappelé dans ce chapitre d'un côté les avantages environnementaux-économiques de l'insertion des GED dans le système électrique et de l'autre côté les principaux impacts de cette insertion sur les réseaux de distribution. Ensuite, un état de l'art de la centrale multisource étudiée a été fait. Dans l'objectif de minimiser la consommation de carburant et les émissions toxiques, une extraction des coefficients spécifiques du coût du carburant et des émissions toxiques (CO et NOx) a été faite pour la μ TAG C30.

Le résultat le plus important qu'on peut tirer en fin de ce chapitre, c'est que l'augmentation du taux de pénétration de la production photovoltaïque en vue de diminuer la consommation de carburant nécessiterait une détermination des stratégies de supervision des groupes décentralisés afin qu'ils soient économiquement plus rentables et mieux contrôlable par les gestionnaires du réseau.

**CHAPITRE II. Supervision à moyen terme d'une centrale
multisource -optimisation économique et environnementale**

II.1 Introduction au problème d'engagement d'unité

La production d'énergie est un enjeu économique, industriel et politique très important, plus encore avec l'ouverture du marché de l'électricité. Malgré un souhait collectif de contrôler la consommation, la demande a plutôt tendance à croître, non seulement en quantité, mais aussi en qualité de service. Cependant la ressource disponible n'est extensible qu'au prix de très coûteux investissements. Tous ces critères conduisent à gérer au mieux les ressources disponibles. Parmi cette problématique générale, le problème d'engagement d'unité (Unit Commitment Problem, UCP) consiste à coordonner la production d'unités génératrices, de façon à satisfaire une demande globale d'électricité prévisionnelle sur 24h. La fonction de coût d'un générateur comprend un coût de fonctionnement légèrement quadratique auquel s'ajoute un coût de démarrage dépendant de la durée d'arrêt d'une centrale que l'on allume.

Il est admis que l'UCP est un problème très complexe à résoudre en raison de ses énormes dimensions, de sa fonction objectif non linéaire et des contraintes de couplage. Le problème global peut se diviser notamment en deux problèmes secondaires d'engagement d'unité et de répartition économique. La décision d'engagement d'unité comporte la détermination des unités d'alimentation fonctionnant pendant chaque heure de l'horizon de planification en prenant en compte la capacité du système. Et la décision de la répartition économique (Economic Dispatch ED) comporte la détermination de la puissance que chaque unité d'alimentation devrait fournir pour satisfaire l'ensemble des deux contraintes globales (demande prévisionnelle et réserve de 10% modélisant l'incertitude de la prévision) et de trois contraintes techniques propres à chaque générateur : puissance bornée, temps minimum d'arrêt avant redémarrage, temps minimum de fonctionnement avant extinction.

Nous proposons comme solution de l'UCP, la méthode de la sécante combinée avec un tableau de la puissance de demande pré-préparée et améliorée (Improved Pre-prepared Power Demand table IPPD). L'algorithme, que nous avons programmé, réduit au minimum le coût de production du système pendant la période prévue tout en satisfaisant la demande de charge simultanément, les contraintes de réserve tournante, physiques et opérationnelles des différentes unités. La méthode de la sécante proposée a été appliquée à un système d'alimentation ayant 3 unités d'alimentation comme un exemple de démonstration, et a été généralisée à des systèmes ayant 30,40,...100 unités d'alimentation. Finalement, ces applications sont comparées aux autres méthodes performantes.

II.2 Etat de l'art [CHA, 2008, a]

Des efforts sont faits pour résoudre le problème d'engagement d'unité en utilisant des méthodes classiques telles que « Priority List [BUR, 1975], [SEN, 2003], [WOO, 1984] », «Dynamic Programming [WAL, 1987], [SNY, 1987] », «Integer Programming [DIL, 1977] », «Mixed Integer Programming, Branch and Bound Method [COH, 1983] » et «Lagrangian Relaxation Method [WOO, 1996], [ZHU, 1988] ». Parmi ces méthodes, la méthode de «Priority List» est une méthode simple mais la qualité de la solution est brutale. De même, la méthode de «Dynamic Programming», qui est basée sur la «Priority List Method», est une méthode flexible pour donner une solution optimale, mais le temps de calcul est énorme. La méthode de «Branch and Bound» adopte une fonction linéaire pour représenter la consommation de carburant, le temps dépendant du coût de démarrage et l'obtention des limites inférieure et supérieure. Le problème principal associé à cet algorithme est que le temps de calcul est très élevé pour atteindre la solution précise en cas de problème d'engagement d'unité à grande échelle. Les méthodes «Integer and Mixed Integer Methods» adoptent des techniques de programmation linéaires pour résoudre et vérifier la solution de nombre entier. Cependant, ces méthodes sont bien appropriées à de petits problèmes (UCP). La méthode de «Lagrangian Relaxation» fournit une solution rapide mais elle peut souffrir de la convergence numérique et de la qualité brutale de la solution. Récemment, les techniques «meta-heuristic» telles que la méthode «Evolutionary Programming (EP) [ATT, 2003], [JUS, 1999] », «Particle Swarm Optimization (PSO) [TIN, 2006] », «Ant Colony Searching Algorithm (ACSA) [SIS, 2002] » et « tabu search algorithm (TSA) [MAN, 1998] » et «hybrid methods such as fuzzy-DP [CSU, 1991] », le LRGA [CHA, 2000] et le EP-TSA [RAJ, 2004] ont été employées par beaucoup de chercheurs grâce à leur capacité de résolution des problèmes UCP plus efficacement. «Tabu Search Algorithm» est une méthode stochastique puissante d'optimisation qui peut théoriquement converger asymptotiquement pour obtenir la solution optimale globale avec la probabilité unique, mais cela prend un temps de calcul énorme pour donner la solution optimale. L'efficacité de la méthode proposée a été examinée sur 3, 10, 20, ...100 unités d'alimentation pour résoudre le problème d'engagement d'unité sur plus de 24 heures dans [CHA, 2008]. Les études étendues dans cette partie ont été réalisées pour le système d'alimentation à grande échelle en considérant N unités d'alimentation. En outre les résultats de l'algorithme proposé ont été comparés en termes de qualité de solution aux méthodes conventionnelles telles que la programmation dynamique, la

méthode lagrangienne de relaxation, les méthodes heuristiques telles que MRCGA, SA et EP [LIY, 2005].

La supervision à moyen terme se fait par une application de la méthode de la sécante combinée avec le tableau IPPD (Improved Pre-prepared Power Demand). Cette méthode est considérée comme solution au Problème d'Engagement d'Unité (Unit Commitment Problem) [ALK, 2009], [CHA, 2008a].

Le schéma global de la supervision qui est présenté à la (Cf. Figure I-17) montre qu'il y a une interaction entre les deux niveaux de supervision. La supervision en temps réel agit sur celle à moyen terme, d'un côté par l'action sur la puissance de la centrale photovoltaïque (soit en mode MPPT, soit en mode dégradé), et de l'autre côté par l'action sur les puissances de références des microturbines à gaz, cela veut dire que le superviseur temps réel peut dégrader la production des μ TAG ou solliciter leur production.

Pour évaluer les performances de la méthode de la sécante proposée, il faut les comparer avec celles d'autres méthodes performantes telles que «Fmincon» et «Algorithme Génétique codé par une matrice réelle (A Matrix Real-Coded Genetic Algorithm MRCGA)» [LIY, 2005] qui a déjà confirmé son efficacité par rapport aux autres méthodes telles que Priority List (PL) [BUR, 1975], Dynamic Programming (DP) [LOW, 1966], Integer Programming [TAK, 2000], Band-And-Bound [CHE, 1993] et Lagrangian Relaxation (LR) [WAN, 1995], [BAK, 2000]...etc.

Dans la littérature, ces méthodes sont appliquées sur des systèmes multimachines jusqu'à 100 machines. Cela implique une généralisation de notre méthode proposée en vue de la comparer économiquement avec ces méthodes.

II.3 Description du problème d'optimisation à moyen terme

Les moyens de contrôle du problème d'optimisation sont les puissances de référence des différents éléments dans le cas à étudier (μ TAG, PV, SC), voir la Figure I-18.

La fonction objectif [ALK, 2009] du problème (UCP) s'exprime comme la somme du coût de carburant, du coût de démarrage et celui d'arrêt de chacune des unités pour une période donnée soumise à diverses contraintes. Mathématiquement, elle peut se formuler comme suit :

$$F_{\min} = \sum_{t=1}^{nt} \sum_{i=1}^{ng} c_i(p_{i,t}) I_{i,t} + SU_{i,t} + SD_{i,t} \quad (\text{II- 1})$$

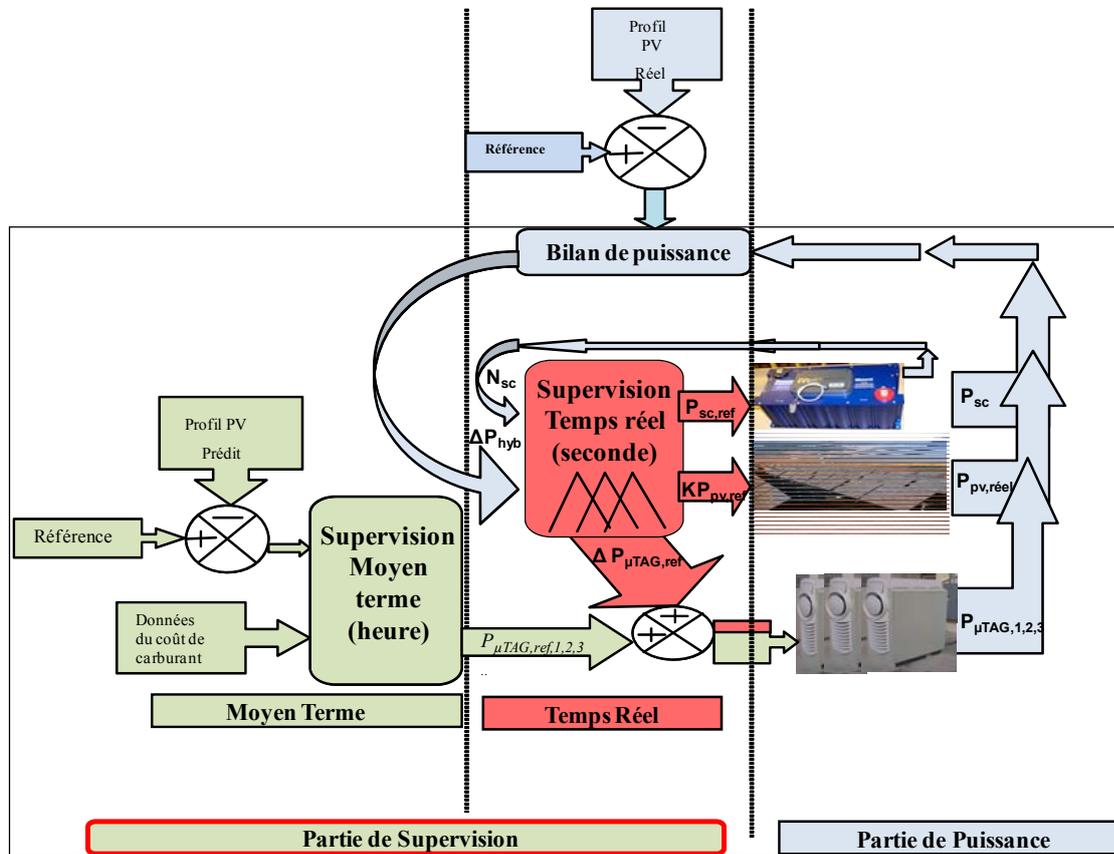
$c_i(p_{i,t})$: la fonction de coût de carburant de l'unité d'alimentation i à l'heure t .

$I_{i,t}$: la statut de l'unité de génération i à l'heure t .

$SU_{i,t}$: le coût de démarrage de l'unité i à l'heure t .

$SD_{i,t}$: le coût d'arrêt de l'unité i à l'heure t .

t : nombre de l'heure, n_g : nombre des unités.



Cf. Figure I-18. Le schéma global de la supervision

Le coût de fonctionnement d'une unité peut être modélisé par une fonction non linéaire $cf_i(P_{i,t})$ de la puissance ($P_{i,t}$) produite (légèrement quadratique dans sa plage de fonctionnement). Ce coût est pour nous défini par trois coefficients spécifiques à chaque unité

$$cf_i(P_{i,t}) = a_i + b_i P_{i,t} + c_i P_{i,t}^2 \quad (II- 2)$$

Le coût de démarrage n'est compté qu'une seule fois à chaque démarrage. Sa valeur dépend de l'état de refroidissement de la centrale : une centrale chaude coûtera moins cher à démarrer qu'une centrale ayant eu le temps de se refroidir (mais il est nécessaire de respecter le temps minimum d'extinction t_{down}). Ce coût est modélisé par une fonction exponentielle indépendante du temps pour chaque unité d'alimentation et l'équation correspondante est :

$$SU_{i,t} = SO_i \cdot [1 - D_i \cdot (e^{(-t_{off} / t_{down})})] \quad (II- 3)$$

Où t_{off} : durée d'extinction de la centrale,

SO_i : coût de démarrage à froid,

D_i ; coefficient du coût de démarrage de l'unité (i).

L'algorithme proposé ne traite spécialement pas le coût de démarrage dans sa programmation, mais le coût de démarrage à froid ou à chaud doit être fourni dans le tableau des données du système étudié. Ce coût se rajoute donc au coût de fonctionnement d'une façon manuelle et non pas dans la programmation.

Il existe plusieurs types de contraintes. Deux contraintes globales de demande et de réserve liées au besoin, et des contraintes techniques liées aux caractéristiques individuelles de chaque unité, à savoir : ses limites de production et l'inertie des changements d'état pour l'allumage ou pour l'extinction. Les six contraintes de notre problème sont:

1. Équation d'équilibre de puissance

La somme des puissances de sortie de chaque générateur en fonctionnement, doit être égale à une puissance de référence que l'on s'est engagé à fournir à un réseau pour chaque période.

$$\sum_{i=1}^{ng} P_{i,t} U_{i,t} = PD_t \quad (\text{II- 4})$$

Où PD_t : représente la demande prévue des charges à une heure quelconque t .

$P_{i,t}$: puissance fournie par l'unité i à l'heure t .

$U_{i,t}$: le statut de l'unité i à l'heure t .

2. Limites de production des unités

La capacité de production d'une centrale allumée est bornée entre deux valeurs extrêmes $P_{i, \min}$ et $P_{i, \max}$.

$$P_{i, \min} < P_{i,t} < P_{i, \max} \quad (\text{II- 5})$$

3. Contraintes de réserve

L'incertitude inhérente à toute prévision est prise en compte par l'obligation de garantir, pour chaque date, une réserve de capacité de production, disponible sans délai (donc sans avoir à démarrer de nouvelles centrales). Cette réserve est de l'ordre de 10% de la demande prévue pour chaque heure. Lorsqu'une centrale est démarrée, sa contribution à la réserve est égale à la différence entre sa production actuelle et la production maximale qu'elle peut fournir.

$$\sum_{i=1}^N P_{i, \max} U_{i,t} \geq PD_t + R_t \quad (\text{II- 6})$$

Où R_t : la réserve

4. Contraintes thermiques

La commande de mise en route d'un générateur est soumise à des contraintes d'inertie.

Elles sont classées en deux genres:

a) Le temps minimum de démarrage

L'extinction d'une centrale ne peut pas se faire immédiatement après un démarrage : pour des raisons de fiabilité, elle doit rester démarrée au minimum pendant le temps minimum de démarrage.

$$T_{on_i} \geq T_{MU_i} \quad (\text{II- 7})$$

Où T_{on_i} est la durée de fonctionnement. Le T_{MU_i} est le temps minimum de démarrage de l'unité i .

b) Le temps minimum d'arrêt

De même, une durée minimale d'arrêt T_{MDi} doit être respectée avant un nouveau démarrage.

$$T_{off_i} \geq T_{MD_i} \quad (\text{II- 8})$$

Où T_{off_i} est la durée de temps d'arrêt de l'unité i .

Où T_{MDi} est le temps minimum d'arrêt pour l'unité i .

5. Unités qui doivent être toujours en fonctionnement

Ces unités comprennent des unités préprogrammées qui doivent être en service sous des conditions économiques et de fiabilité.

II.4 Algorithmes d'optimisation

II.4.1 Méthode de SQP (Sequential Quadratic Programming)

La recherche d'un minimum, en imposant des limites et à partir d'un point initial, peut être réalisée avec une fonction pré-programmée en Matlab : `fmincon`. Pour les problèmes généraux d'optimisation nonlinéaire, `fmincon` utilise la méthode SQP (programmation Quadratique Successive). SQP est un des plus populaires et robustes algorithmes pour l'optimisation non linéaire et continue. La méthode vise à résoudre une série de sous-problèmes conçus pour minimiser un modèle quadratique de l'objectif soumis à une linéarisation des contraintes. Si le problème est sans contrainte, la méthode `Fmincon` est réduite à la méthode Newton pour

trouver un point où le gradient de l'objectif disparaît. L'utilisation des points initiaux est indispensable pour faciliter la convergence vers un optimum.

II.4.1.1 Description de la fonction Fmincon de Matlab

Le but de cette fonction est de minimiser une fonction f sur un ensemble S . Si l'on se trouve en un point x_k , on cherche à se diriger vers un point y dont l'image par f est plus petite. Pour cela, on approxime f par une fonction relativement simple q , qui reproduit « assez bien » la fonction f dans un voisinage N de x . Ce voisinage est appelé la région de confiance.

On minimise alors q sur N , ce qui nous donne le point y . Ensuite, on pose $x_{k+1} = y$ si $f(y) < f(x_k)$ (puisque l'on cherche à minimiser f), et sinon on rétrécit la région de confiance et on approxime à nouveau f par une fonction q , sur le nouveau voisinage N .

Dans le cas présent, q est une approximation quadratique définie par les deux premiers termes de la série de Taylor de f en x :

$$q(s) = \frac{1}{2} \cdot s^T \cdot H \cdot s + s^T \cdot g \quad (\text{II- 9})$$

Où g et H sont respectivement le gradient et la matrice hessienne de f en x . Quant à N , il a la forme d'un ellipsoïde.

Du point de vue de l'implémentation, le gradient g est approximé partiellement dans toutes les directions, et la matrice hessienne H est calculée récursivement par une méthode de type quasi-Newton, en l'occurrence l'algorithme BFGS (Broyden-Fletcher-Goldfarb-Shanno).

Ainsi, chaque itération de la routine fmincon « coûte » de l'ordre de n évaluations de la fonction f , si n est la dimension du problème. En effet, l'approximation du gradient se fait par la méthode des différences.

II.4.2 Algorithme génétique

Les algorithmes génétiques sont des algorithmes d'optimisation s'appuyant sur des techniques dérivées de la génétique et de l'évolution naturelle: croisements, mutations, sélection, etc. [ALL, 2010].

La Figure II- 1 représente le principe général du fonctionnement d'un algorithme génétique.

On commence par générer une population d'individus de façon aléatoire. Pour passer d'une génération k à la génération $k+1$, les trois opérations suivantes sont répétées pour tous les éléments de la population k . Des couples de parents $P1$ et $P2$ sont sélectionnés en fonction de

leurs adaptations. L'opérateur de croisement leur est appliqué avec une probabilité P_c (généralement autour de 0,6) et génère des couples d'enfants $E1$ et $E2$. D'autres éléments P sont sélectionnés en fonction de leur adaptation. L'opérateur de mutation leur est appliqué avec la probabilité P_m (P_m est généralement très inférieur à P_c) et génère des individus mutés P' . Le niveau d'adaptation des enfants ($E1$, $E2$) et des individus mutés P' sont ensuite évalués avant insertion dans la nouvelle population.

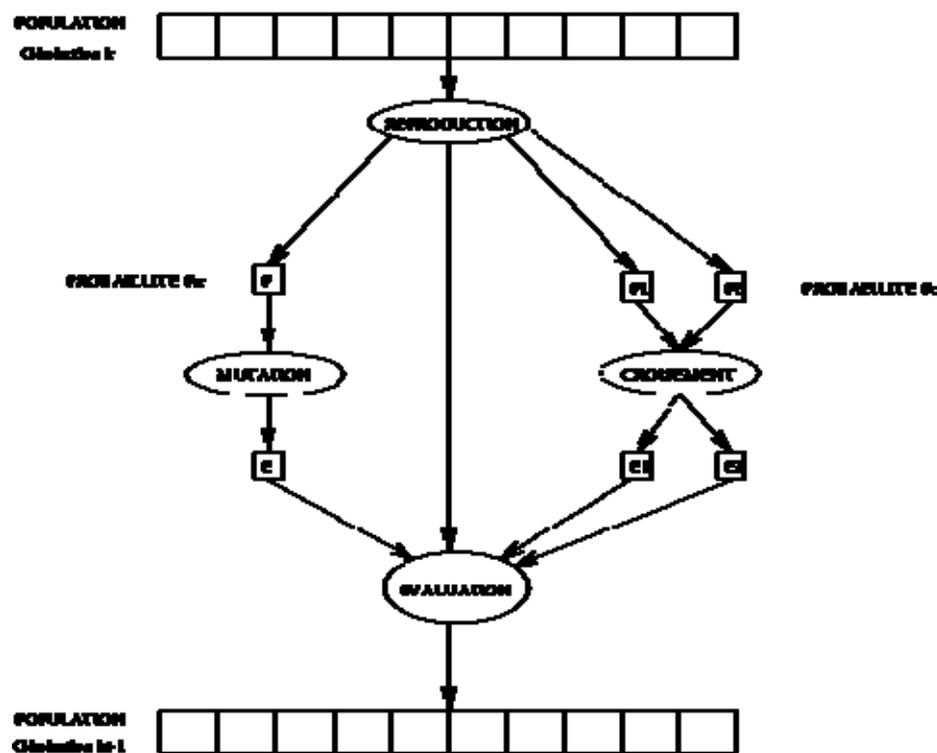


Figure II- 1. Schéma de fonctionnement d'un algorithme génétique [ALL, 2010]

Différents critères d'arrêt de l'algorithme peuvent être choisis :

- 1) Le nombre de générations que l'on souhaite exécuter peut être fixé a priori. C'est ce que l'on est tenté de faire lorsque l'on doit trouver une solution dans un temps limité.
- 2) L'algorithme peut être arrêté lorsque la population n'évolue plus ou plus suffisamment rapidement.

En ce qui concerne l'utilisation de cette méthode, on va utiliser la toolbox «Genetic Algorithm and Direct Search». Celle-ci contient la fonction «GA» qui permet d'avoir le minimum d'une fonction sous des contraintes linéaires et/ou non linéaires.

II.4.2.1 Présentation de (Matrix Real-Coded Genetic Algorithm MRCGA) :

Une approche pour résoudre le problème d'engagement d'unité (UCP) se présente et se base sur un algorithme génétique codé par une matrice réelle (Matrix Real-Coded Genetic Algorithm MRCGA) avec un nouveau mécanisme de répartition et la mutation de la fenêtre.

Le chromosome MRCGA consiste en une matrice réelle représentant le planning de production [LIY, 2005].

En utilisant le codage proposé, le MRCGA peut résoudre le problème UCP à travers des opérations génétiques et éviter de faire face au problème sous-optimal de la répartition économique (Economic Dispatch ED). Le nouveau mécanisme de répartition garantit que le planning de production répond à des contraintes du système et de l'unité. La mutation de fenêtre améliore les performances de la recherche de MRCGA. Les résultats numériques montrent une amélioration du coût de la solution par rapport aux résultats obtenus à partir d'autres algorithmes [LIY, 2005].

II.4.3 Méthode de la sécante combinée avec le tableau IPPD

La solution du problème d'engagement d'unité est obtenue en suivant deux étapes. La décision d'engagement d'unité et la répartition économique. Pour la décision d'engagement d'unité, nous créons le tableau IPPD (Improved Pre-prepared Power Demand table IPPD) qui donne les informations du statut d'unité (marche, arrêt). Une fois que nous avons les unités qui sont en marche, nous appliquons la méthode de la sécante comme solution pour la décision de la répartition économique qui fait que la dérivée soit nulle. Au départ, l'objectif est de trouver le minimum de la fonction objectif qui exprime le coût du carburant des générateurs prévisibles. Il faut donc trouver le minimum de la dérivée de la fonction objectif pour se rapprocher du minimum souhaité. La logique qui est employée pour obtenir le tableau IPPD est qu'à toute demande de puissance, les unités d'alimentation ayant le lambda minimum (λ_{\min}) ; λ étant la dérivée de la fonction de coût de fonctionnement, participent à satisfaire la demande, et les unités d'alimentation restantes sont maintenues en arrêt jusqu'à ce que la demande de puissance soit satisfaite.

II.4.3.1 Décision d'engagement d'unité

L'engagement d'unité à chaque heure est obtenu par le tableau de prévision améliorée de la demande de puissance (IPPD).

II.4.3.1.1 Création du Tableau IPPD :

La méthodologie utilisée pour élaborer le tableau IPPD est la suivante :

- 1) Trouver les valeurs minimales et maximales de λ qui représente la dérivée de la fonction de coût de fonctionnement, pour tous les générateurs à leurs valeurs minimales et maximales de puissance de sortie.

$$\begin{aligned} \lambda_{i,\min} &= b_i + 2c_i p_{i,\min} \\ \lambda_{i,\max} &= b_i + 2c_i p_{i,\max} \end{aligned} \quad (\text{II- 10})$$

2) Ordonner toutes les valeurs de lambda par ordre croissant.

Trouver les valeurs de puissance de sortie pour (II- 11)

tous les générateurs pour toutes les valeurs de

$$\text{lambda } P_i = \frac{\lambda - b_i}{2c_i}$$

Le fait que le coefficient (c) est doublé et se trouve dans le dénominateur de l'équation de la répartition économique de la sécante, la sensibilité de ce coefficient s'exprime en jouant un rôle important dans la décision de la répartition des machines. La valeur de puissance répartie est importante puisque la valeur de (c) est petite. Il faut donc bien identifier ce coefficient sur les différentes machines considérées.

Les contraintes de générateur sont considérées comme suit :

$$\text{si } \lambda_{i,t} < \lambda_{i,\min} \dots \dots \text{alors } P_{i,t} = 0 \quad (\text{II- 12})$$

Pour les générateurs qui doivent être en permanence en fonctionnement si pour des raisons économiques, nous avons :

$$\text{si } \lambda_{i,t} < \lambda_{i,\min} \dots \dots \text{alors } P_{i,t} = P_{i,\min} \quad (\text{II- 13})$$

- a. Ordonner les valeurs du lambda, des puissances, et la somme des puissances dans un tableau appelé le tableau IPPD. Ce tableau comme déjà expliqué, fournit les informations sur toutes les prévisions de demande de puissance et les informations d'engagement d'unité.

II.4.3.1.2 Engagement d'unité (Unit Commitment UC)

À une demande indiquée de puissance, les lignes supérieures et inférieures du tableau IPPD sont choisies telles que la demande de puissance à cette heure se trouve en dessous des limites IPPD. Chaque colonne représente les informations concernant le statut des unités d'alimentation.

Si toute valeur de la colonne est nulle, le cas correspondant de l'unité d'alimentation est en arrêt et celui des unités restantes est en fonctionnement.

Par conséquent à l'aide du tableau IPPD, l'information du statut de l'unité est déterminée. Par suite, lorsque l'information d'engagement d'unité est connue, la répartition économique est utilisée pour trouver la solution optimale.

II.4.3.2 Décision de la répartition économique

Pour illustrer certains dispositifs de stratégies de partage de la puissance choisie, un exemple simple de deux générateurs à moteur à gaz est considéré. Ces générateurs sont reliés à un jeu de barre alimentant une charge, montré schématiquement à la Figure B- 1 en Annexe B. Nous allons détailler ici la répartition faite par la méthode de la sécante.

II.4.3.2.1 Répartition économique par la méthode de la sécante

À chaque demande de puissance au cours des 24 heures, le tableau IPPD fournit les informations du statut d'unité. Maintenant, la répartition économique est utilisée pour trouver la solution optimale pour toutes les demandes prévues de puissance sur une journée. Alors que la méthode de la sécante est utilisée pour trouver la solution optimale à chaque heure.

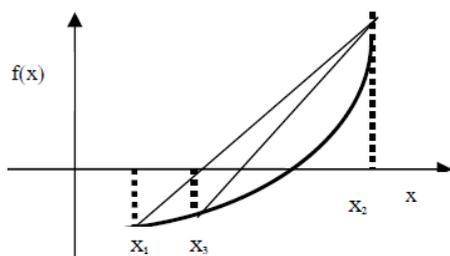
La méthode de la sécante est un algorithme de recherche de la racine qui utilise une succession des racines des lignes sécantes pour trouver une valeur approchée de la racine d'une fonction. Cette méthode suppose que la fonction est approximativement linéaire dans la région locale d'intérêt et utilise le passage par zéro de la ligne reliant les limites de l'intervalle comme nouveau point de référence. L'itération suivante commence après avoir évalué la fonction au nouveau point de référence et ainsi de suite pour former une autre ligne [ALK, 2009], [ANT, 2002], [PRE, 2ED], [RAJ, 2003].

Le processus est répété jusqu'à ce que la racine soit trouvée. Géométriquement, la méthode de Newton emploie la tangente et la méthode de la sécante approche la tangente d'un point par la ligne sécante. La méthode de la sécante a une très bonne convergence linéaire. Moins de cinq itérations seront nécessaires si la valeur de départ est correcte.

A la Figure II- 2 pour trouver la racine de l'équation $f(x)=0$ dans l'intervalle de (x_1, x_2) avec la condition $f(x_1).f(x_2) < 0$, il faut appliquer la formule (II-18).

$$\frac{x_3 - x_2}{x_2 - x_1} = \frac{0 - f(x_2)}{f(x_2) - f(x_1)} \quad (\text{II- 14})$$

$$x_3 = x_2 - f(x_2) \frac{x_2 - x_1}{f(x_2) - f(x_1)} \quad (\text{II- 15})$$



x	x_1	x_3	x_2
$f(x)$	$f(x_1)$	0	$f(x_2)$

Figure II- 2. Représentation graphique de la méthode de la sécante

La prochaine approximation est alors obtenue à partir de la ligne droite par deux points $[x_2, f(x_2)]$ et $[x_3, f(x_3)]$. Généralement la nouvelle valeur de l'approximation est calculée à partir des deux points précédents $[x_{k-1}, f(x_{k-1})]$ et $[x_k, f(x_k)]$ comme suit :

$$x_{k+1} = x_k - \frac{x_k - x_{k-1}}{f(x_k) - f(x_{k-1})} f(x_k) \quad (\text{II- 16})$$

L'application de la méthode de la sécante pour le problème de la répartition économique s'écrit comme suit : l'équation d'équilibre de puissance est écrite comme une fonction de lambda.

$$f(\lambda) = \sum_{i=1}^{ng} P_i(\lambda) - PD_t \quad (\text{II- 17})$$

Pour la méthode de la sécante, les valeurs de $x_{k-1}, x_k, f(x_{k-1})$ et $f(x_k)$ sont choisies comme suit

À une demande indiquée de puissance, deux lignes sont choisies parmi le tableau IPPD tels que la demande de puissance se trouve en dessous des limites de SOP (où : SOP est la somme des puissances à chaque valeur de lambda.) et ces deux lignes forment un tableau appelé le tableau réduit d'IPPD (RIPPD), le Tableau II- 1.

Tableau II- 1. Tableau RIPPD

N	λ \$/kWh	$P_i(\lambda)$ kW	$SOP = \sum_{i=1}^{ng} P_i$
1	λ_{min}	$P_i(\lambda_{min})$	SOP_{min}
2	λ_{max}	$P_i(\lambda_{max})$	SOP_{max}

$$x_{k-1} = \lambda_{min} \ \& \ f(x_{k-1}) = \sum_{i=1}^{ng} P_i(\lambda_{min}) - PD_t \quad (\text{II- 18})$$

$$x_k = \lambda_{max} \ \& \ f(x_k) = \sum_{i=1}^{ng} P_i(\lambda_{max}) - PD_t \quad (\text{II- 19})$$

Si P_i dépasse les limites du générateur, alors il faut fixer les limites de génération comme suit :

- Si P_i est inférieur à la puissance minimale de l'unité, la valeur de P_i est fixée à zéro.
- Si P_i est supérieur à la puissance maximale de l'unité, la valeur de P_i fixée à P_{max} .

Si l'unité d'alimentation doit être en route pour des raisons économiques, l'unité fonctionne ainsi toujours entre les deux valeurs extrêmes de la plage de fonctionnement ($P_{i,min}$ et $P_{i,max}$). A partir de l'équation (II-17), la valeur optimale de lambda est évaluée par la méthode de la

sécante pour une puissance demandée. Le principal avantage de cette méthode est qu'elle converge linéairement pour trouver la racine du polynôme. La Figure II- 4 montre l'algorithme de principe de cette méthode proposée pour le niveau moyen de supervision. Le script de l'algorithme est présenté en annexe B.

II.5 Cas d'études

L'algorithme, que nous avons programmé, réduit au minimum le coût de production du système pendant la période prévue tout en satisfaisant la demande des charges simultanément, les contraintes de réserve tournante, physiques et opérationnelles des différentes unités.

Cet algorithme a été mis en application dans MATLAB version 7.5 r2007b et son script est mis en annexe B. L'efficacité de la méthode proposée a été appliquée à trois unités d'alimentation sur une durée de 24 heures.

Nous allons présenter les simulations numériques par un exemple d'implémentation de l'algorithme de cette méthode.

Dans cet exemple, les données ont été obtenues à partir de [CHA, 2000]. Les données concernant les coûts de carburant de trois unités thermiques sont données au Tableau II- 2.

Tableau II- 2. Les données de coût des trois unités

Unité	a_i (\$/h)	b_i (\$/ kWh)	c_i (\$/ kW ² .h)	$P_{i,min}$ (kW)	$P_{i,max}$ (kW)
1	500	10	0,002	100	600
2	300	8	0,0025	100	400
3	100	6	0,005	50	200

Les données de demande de la puissance [PAD, 2004] sont dans la Figure II- 3. Et l'algorithme de principe de la méthode proposée est présenté à la Figure II-4.

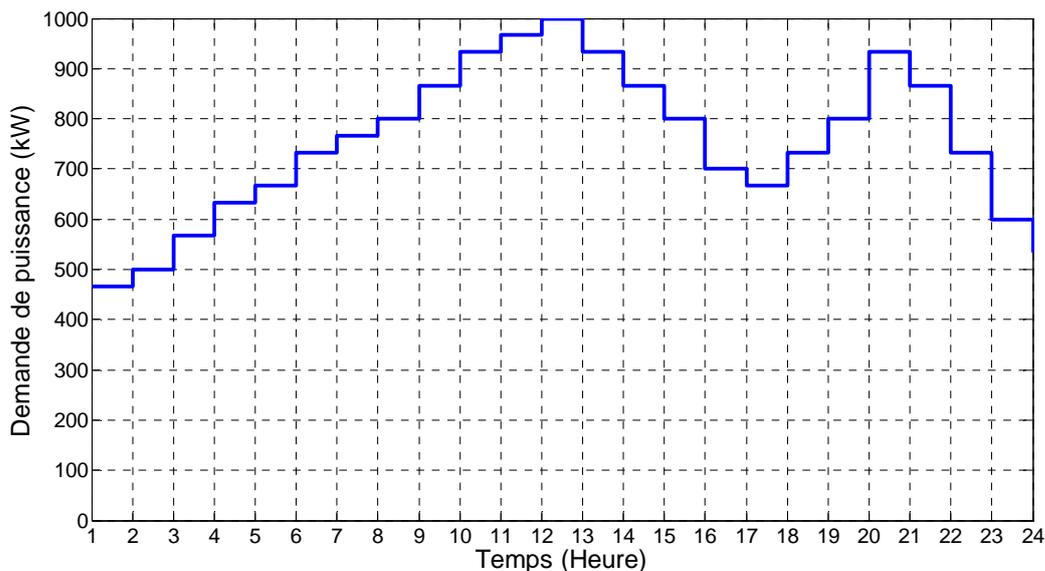


Figure II- 3. Demande de la puissance pour 24 heures

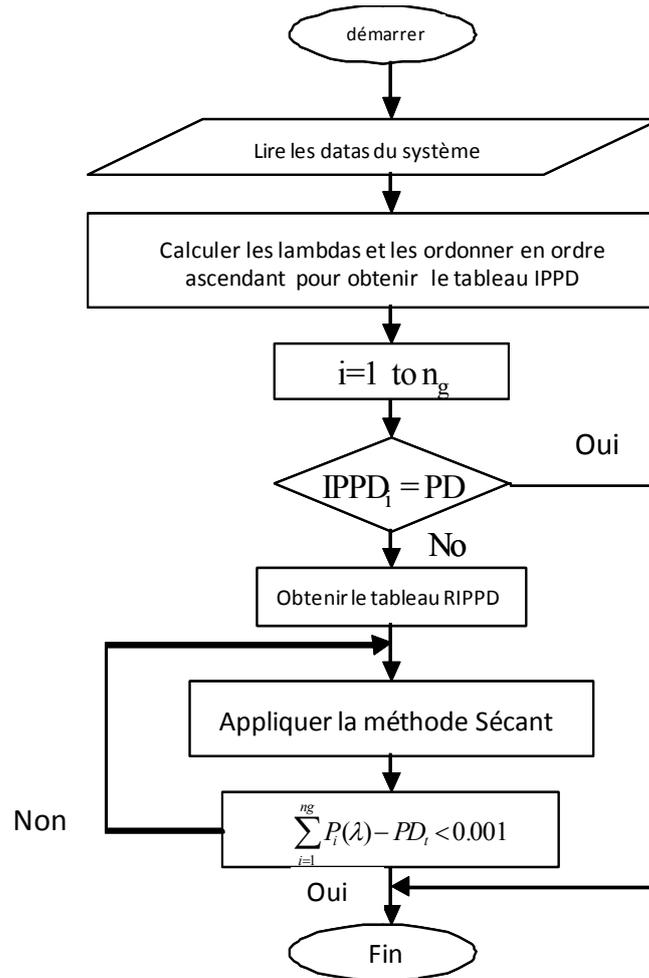


Figure II- 4.Algorithme de principe de la méthode proposée

Cet exemple montre les résultats de la méthode proposée quand le coût de démarrage n'est pas considéré.

II.5.1 Détermination des données du système

Lire les données du système, les données concernant les coûts de carburant, et la demande de puissance pour 24 heures.

II.5.2 Création du tableau IPPD

- 1) Trouver les valeurs de lambda pour tous les générateurs à leurs valeurs maximum et minimum de puissance en utilisant l'équation (II-10).

$$\lambda_{i,\min} = b_i + 2c_i p_{i,\min}$$

$$\lambda_{i,\max} = b_i + 2c_i p_{i,\max}$$

2) Ordonner les valeurs de lambda [CHA, 2006] par ordre croissant.

Tableau II- 3. Valeurs de lambda.

λ (\$/kWh)	valeur
$\lambda_{3,min}$	6,5
$\lambda_{3,max}$	8
$\lambda_{2,min}$	8,5
$\lambda_{2,max}$	10
$\lambda_{1,min}$	10,4
$\lambda_{1,max}$	12,4

3) Les puissances de sortie sont calculées pour toutes les valeurs de lambda en utilisant l'équation (II-11).

$$P_i = \frac{\lambda - b_i}{2c_i}$$

Pour étudier succinctement la sensibilité de (c), nous prenons un petit exemple: faisons changer la valeur de (c_i) de 0,0005 à 0,005 pour $b_i=10$ et $\lambda_{i,max}=10,4$. Ensuite, nous trouvons l'évolution de la puissance de la machine en fonction du coefficient (c)

Le Tableau II-4 présente un exemple de démonstration de la sensibilité du coefficient (c) sur la décision de la répartition économique dans le problème d'engagement d'unité. Cette démonstration est présentée à la Figure II-5.

Tableau II- 4. Démonstration de la sensibilité du coefficient (c) sur la répartition de la puissance

c_i (\$/ kW ² .h)	b_i (\$/ kWh)	$\lambda_{i,max}$ (\$/kWh)	P_i (kW)
0,0005	10	10,4	400
0,0006	10	10,4	333
0,0007	10	10,4	286
0,0008	10	10,4	250
0,0009	10	10,4	222
0,001	10	10,4	200
0,002	10	10,4	100
0,003	10	10,4	67
0,004	10	10,4	50
0,005	10	10,4	40

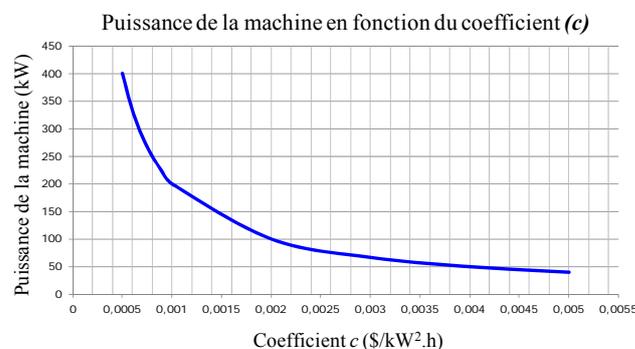


Figure II- 5. Changement de la puissance de machine (P) en fonction du coefficient (c)

Nous remarquons à la Figure II-5 que la puissance varie entre (40 kW) lorsque $c=0,005$ et (400 kW) lorsque $c=0,0005$. Le coefficient (c) a donc une sensibilité non négligeable comparant avec les autres coefficients du coût de carburant sur la décision de la répartition de la puissance de l'unité participant à satisfaire la demande de charge. En fait, la valeur spécifique de (c) et sa place dans le dénominateur de la relation de la répartition de la puissance sont deux raisons qui peuvent expliquer la sensibilité de ce coefficient par rapport aux autres coefficients spécifiques du coût de carburant.

Les contraintes des générateurs sont considérées comme suit,

$$\text{si } P_{i,t} < P_{i,min} \text{ alors } P_{i,t} = 0 \quad \text{(II- 20)}$$

$$\text{si } P_{i,t} \leq 0 \text{ alors } P_{i,t} = 0 \quad \text{(II- 21)}$$

$$\text{si } P_i \geq P_{i,max} \text{ alors } P_i = P_{i,max} \quad \text{(II- 22)}$$

Par contre, pour les générateurs qui doivent être en service si nécessaire pour des questions économiques (coût de démarrage très important par exemple) :

$$\text{si } P_{i,t} \leq P_{i,min} \text{ alors } P_{i,t} = P_{i,min} \quad \text{(II- 23)}$$

$$\text{si } P_{i,t} \leq 0 \text{ alors } P_{i,t} = P_{i,min} \quad \text{(II- 24)}$$

- 4) Toutes les valeurs de lambda, les valeurs de puissance de sortie au lambda et la somme des puissances de sortie sont rangées dans un tableau appelé le tableau IPPD (Improved Pre-prepared Power Demand table), le Tableau II- 5. Ici la dimension du tableau IPPD est (6x5) et le statut d'engagement d'unité peut être obtenu à partir du tableau d'IPPD, où SOP est la somme des puissances à chaque valeur de lambda.

Tableau II- 5. Tableau IPPD

Valeurs de λ (\$/kWh)	P_1 (kW)	P_2 (kW)	P_3 (kW)	SOP (kW)
6,5	0	0	50	50
8	0	0	200	200
8,5	0	100	200	300
10	0	400	200	600
10,4	100	400	200	700
12,4	600	400	200	1200

II.5.3 Engagement des unités :

A partir du tableau IPPD, on peut créer un nouveau Tableau II- 7 qui montre clairement le statut des unités d'alimentation. Chaque valeur de puissance différente de zéro dans le tableau IPPD est remplacée par 1 ; Si la valeur de colonne est zéro, alors cela signifie que l'unité correspondante est hors service et les unités restantes qui ont la valeur (1) sont en service.

Pour une puissance de référence telle que 500 kW, on voit que cette valeur se trouve dans la plage (200-600), ce qui veut dire dans la ligne 3 que ce sont les machines 2 et 3 qui sont engagées pour satisfaire cette demande alors que la machine 1 est hors service. En général, Les lignes supérieures et inférieures du tableau IPPD sont choisies et disposées dans un tableau connu sous le nom du tableau réduit de tableau IPPD (RIPPD).

Tableau II- 6. Le statut des unités commutées

N°	P_1 (kW)	P_2 (kW)	P_3 (kW)	Puissance de sortie disponible (kW)
1	0	0	1	50-200
2	0	0	1	50-200
3	0	1	1	200-600
4	0	1	1	200-600
5	1	1	1	600-1200
6	1	1	1	600-1200

Néanmoins, on aura pour chaque demande de puissance un tableau RIPPD. Chaque colonne du tableau RIPPD représente les informations sur le statut des unités d'alimentation pour une demande quelconque. Par conséquent, à l'aide du tableau RIPPD, l'information du statut de l'unité est déterminée, alors que la répartition économique est employée pour trouver la solution optimale à la demande de puissance indiquée. Par exemple pour la même demande 500 kW le Tableau II- 7 (RIPPD) est formé comme suite :

- 1) en regardant le tableau IPPD dans la dernière colonne (SOP), on trouve que la demande de puissance s'est située entre les lignes correspondant à 300kW et 600kW.
- 2) le tableau RIPPD se forme de ces deux lignes

Tableau II- 7. Tableau RIPPD pour la demande de 500 kW.

n°	λ (\$/kWh)	P_1 (kW)	P_2 (kW)	P_3 (kW)	$SOP = \sum P_i$ (kW)
3	8.5	0	100	200	300
4	10	0	400	200	600

II.5.4 Répartition économique par la méthode de la sécante

- 1) À une demande de puissance telle que 500kW, $f(x_{k-1})$ & $f(x_k)$ sont évalués à l'aide du Tableau II- 7 en appliquant les équations (II-18) et (II-19).

$$x_{k-1} = \lambda_{\min} \text{ \& } f(x_{k-1}) = \sum_{i=1}^{ng} P_i(\lambda_{\min}) - PD_t \quad \text{Où : } \lambda_{\min} = 8,5$$

$$\sum_{i=1}^3 P_i(8,5) = 0 + 100 + 200 = 300$$

$$f(x_{k-1}) = f(8,5) = 300 - 500 = -200$$

$$x_k = \lambda_{\max} = 10 \text{ \& } f(x_k) = f(10) = \sum_{i=1}^3 P_i(\lambda_{\max}) - PD_t$$

$$x_k = \lambda_{\max} = 10 \text{ \& } f(x_k) = f(10) = (0 + 400 + 200) - 500 = 100$$

On voit que la condition $(f(x_{k-1}), f(x_k) < 0)$ est validée.

L'application de l'algorithme (II-16) sera faite pour la même demande de puissance pour trouver le lambda optimal.

$$x_{k+1} = x_k - \frac{x_k - x_{k-1}}{f(x_k) - f(x_{k-1})} f(x_k)$$

- 2) On recalcule les valeurs de puissance pour cette nouvelle valeur de lambda à partir de l'équation (II-11).

$$P_i = \frac{x_{k+1} - b_i}{2c_i}$$

- 3) On calcule $f(x_{k+1})$ en utilisant (II-17) :

$$f(x_{k+1}) = \sum_{i=1}^3 P_i(x_{k+1}) - 500$$

- 4) Les contraintes du choix des valeurs de l'algorithme sont :

$$\text{Si } f(x_{k+1}) < 0 \text{ alors } f(x_{k-1}) = f(x_{k+1}); x_{k+1} = x_{k-1} \quad (\text{II- 25})$$

$$\text{Si } f(x_{k+1}) > 0 \text{ alors } f(x_k) = f(x_{k+1}); x_k = x_{k+1} \quad (\text{II- 26})$$

- 5) L'itération de l'algorithme se fait jusqu'à ce que $f(x_{k+1})$ soit égale à 0.000
 6) En trouvant le bon lambda, on applique à nouveau l'équation de puissance (II-11) pour calculer les références de puissance que chaque machine devra fournir.

$$P_i = \frac{\lambda_{\text{bon}} - b_i}{2c_i}$$

Les références de puissance pour la demande de 500 kW sont :

$$P_{ref1} = 0, P_{ref2} = 300\text{kW}, P_{ref3} = 200\text{kW}.$$

Les résultats obtenus par notre méthode pour toutes les demandes de puissance sont dans le Tableau II-8.

Finalement, le temps de calcul total est de l'échelle de 30 msec.

Tableau II- 8. Les résultats obtenus par notre méthode

L'heure	La demande (kW)	P1 (kW)	P2 (kW)	P3 (kW)	Coût de carburant (\$)
1	466.7	0	266.7	200	4111
2	500	0	300	200	4425
3	566.7	0	366.7	200	5070
4	633.3	100	400	200	6920
5	666.7	100	400	200	6920
6	733.3	133.3	400	200	7269
7	766.7	166.7	400	200	7623
8	800	200	400	200	7980
9	866.7	266.7	400	200	8709
10	933.3	333.3	400	200	9455
11	966.7	366.7	400	200	9836
12	1000	400	400	200	10220
13	933.3	333.3	400	200	9455
14	866.7	266.7	400	200	8709
15	800	200	400	200	7980
16	700	100	400	200	6920
17	666.7	100	400	200	6920
18	733.3	133.3	400	200	7269
19	800	200	400	200	7980
20	933.3	333.3	400	200	9455
21	866.7	266.7	400	200	8709
22	733.3	133.3	400	200	7269
23	600	0	400	200	5400
24	533	0	333	200	4741
Coût total					179344.9

II.6 Optimisation multi-objectif (coût-émissions toxiques)

II.6.1 Applications à une petite centrale multimachines de 3 μ TAG

Comme nous avons déjà vu dans le chapitre I, la fonction du coût de fonctionnement (I-4) et la fonction du coût des émissions toxiques (I-7) s'écrivent comme suit:

$$cf_i(P_{i,t}) = a_i + b_i * P_{i,t} + c_i * P_{i,t}^2$$

$$em_i(P_{i,t}) = \alpha_i + \beta_i * P_{i,t} + \gamma_i * P_{i,t}^2$$

Nous rappelons ici que la fonction de coût du carburant pour le problème d'engagement d'unité est légèrement quadratique [ANT, 2002], [RAJ, 2003], [MAN, 1998] et [CHA, 2006]. La méthode de la sécante est compatible à ce genre d'équations pour l'objectif de minimiser le coût du carburant. Mais lorsque nous avons voulu minimiser le coût des émissions toxiques, nous avons trouvé que l'allure du coût des émissions toxiques est plus complexe et sa courbe de tendance est d'un ordre supérieur à 2. La forme quadratique de la courbe de tendance est indispensable pour qu'elle soit compatible à la fonction objectif de la méthode proposée a priori pour la minimisation de coût de fonctionnement.

Cette approximation à la forme quadratique engendre un écart entre la courbe réelle du coût des émissions toxiques et la courbe de tendance à forme quadratique.

La fonction globale qu'on doit chercher à minimiser prend la forme suivante :

$$f_{global}(P_{i,t}) = k * cf_i(P_{i,t}) + (1 - k) * em_i(P_{i,t}) \quad (II- 27)$$

Où : k est un critère d'optimisation (carburant-émissions) qui exprime l'objectif de la fonction globale à optimiser par la méthode de la sécante ou Fmincon et qui prend dans cet exemple les valeurs suivantes

($k=1$) : lorsqu'on veut minimiser le coût seulement,

($k=0$) : lorsqu'on veut minimiser les émissions seulement.

k peut prendre d'autres valeurs selon la proportion que l'on souhaite :

($k=0,8$) : lorsqu'on veut minimiser le coût plutôt que les émissions toxiques.

($k=0,5$) : lorsqu'on veut minimiser le coût ainsi que les émissions toxiques.

($k=0,3$) : lorsqu'on veut minimiser les émissions plutôt que le coût.

La fonction globale prend la forme quadratique finale suivante :

$$f_{global}(P_{i,t}) = A_i + B_i * P_{i,t} + C_i * P_{i,t}^2$$

Où :

$$A_i = k * a_i + \alpha_i - k * \alpha_i$$

$$B_i = k * b_i + \beta_i - k * \beta_i$$

$$C_i = k * c_i + \gamma_i - k * \gamma_i$$

(II- 28)

Pour minimiser cette fonction globale on va appliquer deux méthodes d'optimisation: de la sécante et de Fmincon, sur une petite centrale constituée de trois μ TAG C30 de façon à satisfaire une demande de charge discrétisée sur 24 heures. Et comme on a déjà signalé il faut a priori choisir la valeur de k avec laquelle on précise l'objectif de l'optimisation.

Pour commencer, on choisit les valeurs extrêmes de k [0 ; 1], puis on observe l'évolution du coût final du carburant et des émissions toxiques correspondant aux valeurs situées entre ces deux valeurs extrêmes.

II.6.2 Application de la méthode de la sécante

Lorsque $k=1$, la méthode de la sécante optimise sous l'objectif coût carburant seulement. Les résultats de l'optimisation sont récapitulés dans le Tableau II- 9. D'un simple regard sur ce tableau, on peut voir que cette méthode a une sélectivité performante des microturbines mises en service. Lorsque la charge est relativement petite, la microturbine (3) peut entièrement couvrir cette charge et les autres sont bien évidemment arrêtées. Lorsque la demande excède l'estimation de la troisième microturbine, un procédé de passation a lieu et la deuxième microturbine se met en route et la microturbine (1) reste arrêtée. Enfin lorsque la demande excède la capacité des deux microturbines, la microturbine (1) sera connectée pour

fournir la puissance manquante. Cette stratégie ne privilégie la mise en route toutes les microturbines qu'en cas de besoin puisque la relation puissance-début du carburant est linéaire.

Tableau II- 9. La méthode de la sécante, 3 μ TAG, objectif coût carburant $k=1$

Heure	Demande kWe	$P(1)$ kWe	$P(2)$ kWe	$P(3)$ kWe	Production kWe	Coût de Carburant	Coût des Emissions
1	42,43	0	12,43	30	42,43	6,21	1,48
2	45,45	0	15,45	30	45,45	6,65	1,02
3	51,52	0	21,52	30	51,52	7,56	0,63
4	58,21	0	28,21	30	58,21	8,59	0,97
5	60,61	0,61	30	30	60,61	10,21	5,70
6	66,66	6,66	30	30	66,66	11,33	3,54
7	69,70	9,70	30	30	69,70	11,90	2,72
8	72,73	12,73	30	30	72,73	12,48	2,09
9	76,97	16,97	30	30	76,97	13,31	1,49
10	78,85	18,85	30	30	78,85	13,68	1,34
11	80,79	20,79	30	30	80,79	14,08	1,26
12	81,79	21,79	30	30	81,79	14,28	1,25
13	80,85	20,85	30	30	80,85	14,09	1,26
14	78,79	18,79	30	30	78,79	13,67	1,35
15	72,73	12,73	30	30	72,73	12,48	2,09
16	63,64	3,64	30	30	63,64	10,76	4,53
17	60,61	0,61	30	30	60,61	10,21	5,70
18	66,66	6,66	30	30	66,66	11,33	3,54
19	72,73	12,73	30	30	72,73	12,48	2,09
20	75,75	15,75	30	30	75,75	13,07	1,63
21	78,79	18,79	30	30	78,79	13,67	1,35
22	66,66	6,66	30	30	66,66	11,33	3,54
23	54,55	0	24,55	30	54,55	8,02	0,68
24	48,45	0	18,45	30	48,45	7,1	0,74
Coût du carburant en fin de la journée (€)						268,5	
Coût des émissions toxiques en fin de la journée (€)							52

Lorsque $k=0$, la méthode de la sécante optimise sous l'objectif coût d'émissions toxiques seulement. Les résultats de l'optimisation sont récapitulés dans le Tableau II-10. On peut noter que cette méthode a cette fois-ci une répartition différente de celle obtenue lorsque $k=1$, de façon que la microturbine fonctionne la plupart du temps dans la plage où son efficacité est relativement élevée. Cela correspond à la plage de production étendue de 15 à 30 kW où comme nous avons déjà vu que la microturbine pollue moins.

Tableau II- 10. La méthode de la sécante 3 μ TAG objectif coût émissions toxiques $k=0$

Heure	Demande kWe	$P(1)$ kWe	$P(2)$ kWe	$P(3)$ kWe	Production kWe	Coût de Carburant	Coût des Emissions
1	42,43	15,05	14,16	13,22	42,43	8,77	1,83
2	45,45	16,01	15,17	14,28	45,45	9,21	1,42
3	51,52	17,92	17,19	16,41	51,52	10,10	0,76
4	58,21	20,04	19,41	18,75	58,21	11,09	0,30
5	60,61	20,80	20,21	19,60	60,61	11,44	0,20

6	66,66	22,72	22,23	21,72	66,66	12,35	0,11
7	69,70	23,68	23,24	22,78	69,70	12,81	0,15
8	72,73	24,63	24,25	23,84	72,73	13,27	0,24
9	76,97	25,98	25,66	25,33	76,97	13,92	0,47
10	78,85	26,57	26,29	25,99	78,85	14,20	0,60
11	80,79	27,19	26,93	26,67	80,79	14,50	0,77
12	81,79	27,50	27,27	27,02	81,79	14,66	0,86
13	80,85	27,20	26,95	26,69	80,85	14,51	0,77
14	78,79	26,55	26,27	25,97	78,79	14,20	0,60
15	72,73	24,63	24,25	23,84	72,73	13,27	0,24
16	63,64	21,76	21,22	20,66	63,64	11,90	0,13
17	60,61	20,80	20,21	19,60	60,61	11,44	0,20
18	66,66	22,72	22,23	21,72	66,66	12,35	0,11
19	72,73	24,63	24,25	23,84	72,73	13,27	0,24
20	75,75	25,59	25,26	24,91	75,75	13,73	0,39
21	78,79	26,55	26,27	25,97	78,79	14,20	0,60
22	66,66	22,72	22,23	21,72	66,66	12,35	0,11
23	54,55	18,88	18,19	17,47	54,55	10,54	0,52
24	48,45	16,95	16,17	15,33	48,45	9,65	1,07
Coût du carburant en fin de la journée (€)						297,73	
Coût des émissions toxiques en fin de la journée (€)							12,7

II.6.3 Application de la méthode Fmincon

Les résultats économiques de la stratégie utilisée par la méthode de la sécante apparaissent clairement en la comparant avec d'autre stratégie telle que fmincon. La stratégie suivie par fmincon est de répartir la demande entre les trois microturbines de manière identique. Donc, fmincon met en service toutes les microturbines, ce qui implique un coût supérieur à celui provenant de la stratégie de la méthode de la sécante. De plus, fmincon ne change pas sa répartition en changeant le critère k , c'est-à-dire que cette répartition consiste sur une division de la demande sur le nombre des microturbines sans tenir compte de l'objectif défini par le critère k . Les résultats de fmincon pour toute valeur de $k = [0 \text{ et } 1]$ sont récapitulés dans le Tableau II- 11.

Tableau II- 11. Fmincon 3 μ TAG, objectif coût carburant et émissions $k = [0 \text{ et } 1]$

Heure	Demande kWe	$P(1)$ kWe	$P(2)$ kWe	$P(3)$ kWe	Production kWe	Coût de Carburant	Coût des Emissions
1	42,43	14,14	14,14	14,14	42,43	8,73	1,8
2	45,45	15,15	15,15	15,15	45,45	9,18	1,4
3	51,52	17,17	17,17	17,17	51,52	10,07	0,8
4	58,21	19,40	19,40	19,40	58,21	11,07	0,3
5	60,61	20,20	20,20	20,20	60,61	11,43	0,2
6	66,66	22,22	22,22	22,22	66,66	12,35	0,1
7	69,70	23,23	23,23	23,23	69,70	12,82	0,1
8	72,73	24,24	24,24	24,24	72,73	13,28	0,2
9	76,97	25,66	25,66	25,66	76,97	13,94	0,5
10	78,85	26,28	26,28	26,28	78,85	14,23	0,6

11	80,79	26,93	26,93	26,93	80,79	14,53	0,8
12	81,79	27,26	27,26	27,26	81,79	14,69	0,9
13	80,85	26,95	26,95	26,95	80,85	14,54	0,8
14	78,79	26,26	26,26	26,26	78,79	14,22	0,6
15	72,73	24,24	24,24	24,24	72,73	13,28	0,2
16	63,64	21,21	21,21	21,21	63,64	11,89	0,1
17	60,61	20,20	20,20	20,20	60,61	11,43	0,2
18	66,66	22,22	22,22	22,22	66,66	12,35	0,1
19	72,73	24,24	24,24	24,24	72,73	13,28	0,2
20	75,75	25,25	25,25	25,25	75,75	13,75	0,4
21	78,79	26,26	26,26	26,26	78,79	14,22	0,6
22	66,66	22,22	22,22	22,22	66,66	12,35	0,1
23	54,55	18,18	18,18	18,18	54,55	10,52	0,5
24	48,45	16,15	16,15	16,15	48,45	9,62	1,1
Coût du carburant en fin de la journée (€)						297,77	
Coût des émissions toxiques en fin de la journée (€)							12,72

II.6.4 Comparaison des résultats (Coût carburant-Emissions toxiques)

Le résultat le plus remarquable qu'on peut tirer des résultats numériques de ces deux cas extrêmes du critère k (0 et 1), c'est que la diminution survenue sur le coût des émissions [52-12,7=39,3€], obtenue lors de l'optimisation dernière où $k=0$, est accompagnée d'une augmentation du coût de carburant [297,7-268,5=29,2]. C'est-à-dire que la diminution du coût des émissions toxiques se fait toujours au détriment du coût du carburant et inversement (ce paradoxe est provoqué spécialement par les émissions NOx). Cette dernière remarque est bien claire dans le tableau récapitulatif Tableau II- 12 pour l'optimisation effectuée par la méthode de la sécante multi-objectif ($k=1 ; 0,8 ; 0,5 ; 0,3$ et 0).

Tableau II- 12. Résultats de la méthode de la sécante multi-objectif (carburant –émissions toxiques).

Objectif	Coût de carburant (€)		Coût des émissions (€)		Coût total (€)
fonction objectif coût carburant où $k=1$	268,5	⬇	52	⬆	320,5
fonction objectif carburant -émission où $k=0,8$	281,4	⬇	38,2	⬆	319,6
fonction objectif carburant -émission où $k=0,5$	291,4	⬇	15,8	⬆	307,2
fonction objectif carburant -émission où $k=0,3$	294,9	⬇	13,3	⬆	308,2
fonction objectif émission où $k=0$	297,7	⬇	12,7	⬆	310,4

Nous prenons la troisième colonne (coût total) pour trouver un compromis entre deux objectifs (carburant et émission toxique). Nous constatons que le critère (k) peut prendre la valeur (0,5) pour atteindre ce compromis.

Concernant le temps de calcul, il est pour la méthode de la sécante de l'ordre de 0,03 seconds, alors que pour Fmincon il est de l'ordre de 3,81 seconds.

Maintenant, nous allons faire le choix du critère d'optimisation selon le calcul des émissions toxiques réelles (CO, NOx). Le Tableau II-13, basé sur les coûts réels et non approximatés, montre cette fois-ci que le meilleur compromis est obtenu pour k égal à un (où la fonction

objectif à minimiser correspond au coût de carburant seulement). Il est important de noter que les tendances sont respectés, les coûts d'émissions diminuent en effet avec la diminution de k comme précédemment. L'approximation faite au chapitre I permet donc de respecter une tendance globale de diminution des coûts d'émissions avec l'augmentation de la production. Elle n'est cependant pas assez précise pour calculer a posteriori ces coûts d'émissions toxiques.

Tableau II- 13. Résultats de la méthode de la sécante (carburant –émissions toxiques réelles).

Objectif	Coût de carburant (€)	Coût des émissions réelles (€)	Coût total réel(€)
fonction objectif coût carburant où $k=1$	268,5 ↓	54 ↑	322,5
fonction objectif carburant -émission où $k=0,8$	281,4 ↓	42 ↑	323,4
fonction objectif carburant -émission où $k=0,5$	291,4 ↓	32 ↑	324,4
fonction objectif carburant -émission où $k=0,3$	294,9 ↓	31 ↑	325,9
fonction objectif émission où $k=0$	297,7 ↓	30 ↑	327,7

Nous avons déjà vu que l'écart est positif dans une gamme de puissance et négatif dans d'une autre gamme. Cette différence de signe et le paradoxe (carburant-émission) expliquent le décalage survenu sur le choix du caractère k . Après avoir analysé l'écart (modèle/réel), il y a en gros un écart dû à l'approximation faite, mais la tendance de minimisation du coût des émissions réelles reste valable et l'algorithme minimise encore le coût des émissions toxiques réelles même si basé sur une approximation quadratique ($54-30=24€$).

II.7 Généralisation et comparaison de la méthode de la sécante

Les méthodes d'optimisation comparées traitent le problème d'engagement d'unité sous la même fonction objectif ainsi que sous les mêmes contraintes que la méthode de la sécante, ce qui consolide la crédibilité de la comparaison économique.

II.7.1 Exemples numériques :

La MRCGA a été mise en œuvre dans Visual C++ et a été testée avec deux exemples. Ces expériences ont été effectuées sur un ordinateur avec un processeur Intel Pentium 4 1.4 GHz et 256 Mo de RAM. Considérant la nature stochastique de GA [LIY, 2005]. Alors que notre méthode de la sécante a été mise en œuvre dans Matlab version 7.5 r2007b. Les tests ont été effectués sur un ordinateur personnel avec un processeur Intel Pentium 4, core (TM) 2 cpu, 1.66 GHz, 1.00 Go de RAM.

Dans cet exemple, les solutions du problème d'engagement d'unité pour des systèmes de 10 à 100 machines sont déterminées par notre méthode proposée et comparé à MRCGA (A

matrix real-coded genetic algorithm MRCGA) [LIY, 2005], LR, GA1 [KAZ, 1996], EP [JUS, 1999], GA2 [SEN, 2002] et ICGA [DAM, 2004].

Les données du système de 10 unités sont présentées dans le Tableau II- 14. Dans ce tableau il y a les limites de puissance P_i^{min} et P_i^{max} , les coefficients spécifiques du coût de fonctionnement (a_i, b_i, c_i), les temps minimums de démarrage et d'arrêt (T_i^{on}, T_i^{off} , respectivement), et le coût de démarrage à chaud et à froid (HSC_i, CSC_i , respectivement) de chaque machine. La demande des charges sur 24 heures est présentée à la Figure II- 6.

Les résultats obtenus par la méthode de la sécante sont récapitulés dans le Tableau II-15.

.Nous remarquons qu'à l'heure 8, nous avons un coût de démarrage ($CSC_5=1800$ \$) qui vient du démarrage de la machine 5 à froid et elle s'éteint à l'heure 15. Le processus remet en route la même machine à l'heure 19. Le temps pendant lequel cette machine est restée arrêtée est égale à 3h <6h (le temps pendant lequel la machine peut redémarrer à chaud) c'est pourquoi nous avons considéré cette fois-ci un coût de démarrage à chaud ($HSC_5=900$ \$). Par contre la machine (6) s'est mis en route à l'heure 10 et elle s'est arrêté à l'heure 13. Dans ce cas nous avons un coût de démarrage à froid ($CSC_6=340$ \$), ensuite le processus a remis cette machine en route à l'heure 20. Le temps pendant lequel cette machine est restée arrêtée est égale à 7h >3h (le temps pendant lequel la machine peut redémarrer à chaud), c'est pourquoi nous avons un coût de démarrage à froid à nouveau ($CSC_6=340$ \$), et ainsi de suite pour les autres machines. Le coût total en fin de la journée est la somme des coûts de fonctionnement et les coûts de démarrages.

Tableau II- 14. Paramètres des 10 unités [LIY, 2005]

Unit no.	P_i^{max} (MW)	P_i^{min} (MW)	a_i (\$)	b_i (\$/MW)	c_i (\$/MW ²)	T_i^{on} (h)	T_i^{off} (h)	HSC _i (\$)	CSC _i (\$)	CST _i (\$)	Initial hour
1	455	150	1000	16.19	0.00048	8	8	4500	9000	5	8
2	455	150	970	17.26	0.00031	8	8	5000	10000	5	8
3	130	20	700	16.6	0.002	5	5	550	1100	4	-5
4	130	20	680	16.5	0.00211	5	5	560	1120	4	-5
5	162	25	450	19.7	0.00398	6	6	900	1800	4	-6
6	80	20	370	22.26	0.00712	3	3	170	340	2	-3
7	85	25	480	27.74	0.00079	3	3	260	520	2	-3
8	55	10	660	25.92	0.00413	1	1	30	60	0	-1
9	55	10	665	27.27	0.00222	1	1	30	60	0	-1
10	55	10	670	27.79	0.00173	1	1	30	60	0	-1

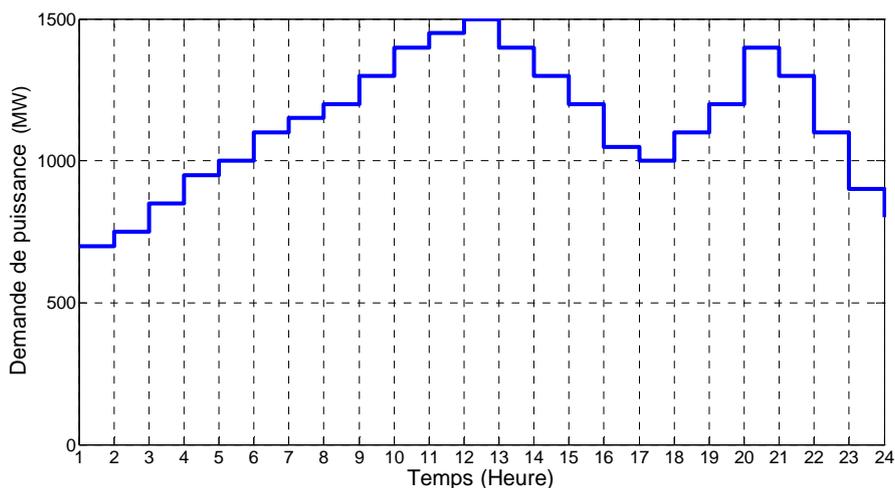


Figure II- 6. Demande de charge pour 24 heures [LIY, 2005]

Tableau II- 15. Résultats de la répartition économique selon la méthode de la sécante pour 10 unités.

heure	p_1 (MW)	p_2 (MW)	p_3 (MW)	p_4 (MW)	p_5 (MW)	p_6 (MW)	p_7 (MW)	p_8 (MW)	p_9 (MW)	p_{10} (MW)	(MW) demande	(\$) coût carburant	(\$) coût démarrage	(\$) coût total
1	455	150	26,61	52,39	0	0	0	0	0	0	700	14892		
2	455	150	62,28	82,72	0	0	0	0	0	0	750	15633		
3	455	150	115	130	0	0	0	0	0	0	850	17526		
4	455	285	130	130	0	0	0	0	0	0	890	18282		
5	455	285	130	130	0	0	0	0	0	0	1000	20133		
6	455	385	130	130	0	0	0	0	0	0	1100	21679		
7	455	435	130	130	0	0	0	0	0	0	1150	22755		
8	455	455	130	130	30	0	0	0	0	0	1200	24150	1800	
9	455	455	130	130	130	0	0	0	0	0	1300	26184		
10	455	455	130	130	162	68	0	0	0	0	1400	28768	340	
11	455	455	130	130	162	80	0	28	0	0	1450	30689	60	
12	455	455	130	130	162	80	0	55	33	0	1500	32713	60	
13	455	455	130	130	162	68	0	0	0	0	1400	28768		
14	455	455	130	130	130	0	0	0	0	0	1300	26184		
15	455	455	130	130	30	0	0	0	0	0	1200	24150		
16	455	335	130	130	0	0	0	0	0	0	1050	21005		
17	455	285	130	130	0	0	0	0	0	0	1000	20133		
18	455	385	130	130	0	0	0	0	0	0	1100	21679		
19	455	455	130	130	30	0	0	0	0	0	1200	24150	900	
20	455	455	130	130	162	68	0	0	0	0	1400	28768	340	
21	455	455	130	130	130	0	0	0	0	0	1300	26184		
22	455	385	130	130	0	0	0	0	0	0	1100	21679		
23	455	185	130	130	0	0	0	0	0	0	900	16392		
24	455	150	87,944	107,056	0	0	0	0	0	0	800	14678		
												559067	3500	556567

Alors que les résultats obtenus par Fmincon sont présentés dans le Tableau II-16. De la même façon, le coût total en fin de la journée est la somme des coûts de fonctionnement et les coûts de démarrages.

Tableau II- 16. Les résultats de la répartition économique selon la méthode fmincon pour 10 unités

heure	p1(MW)	p2(MW)	p3(MW)	p4(MW)	p5(MW)	p6(MW)	p7(MW)	p8(MW)	p9(MW)	p10(MW)	demande(pmw)	coût (\$)
1	455	0	115	130	0	0	0	0	0	0	700	17256,88
2	455	35	130	130	0	0	0	0	0	0	750	19087,76
3	455	135	130	130	0	0	0	0	0	0	850	20819,08
4	455	295	130	130	0	0	0	0	0	0	950	22550,50
5	455	385	130	130	0	0	0	0	0	0	1000	23427,56
6	455	385	130	130	0	0	0	0	0	0	1100	24724,38
7	455	435	130	130	0	0	0	0	0	0	1150	25601,04
8	455	455	130	130	30	0	0	0	0	0	1200	26385,34
9	455	455	130	130	130	0	0	0	0	0	1300	28659,02
10	455	455	130	130	162	88	0	0	0	0	1400	31248,21
11	455	455	130	130	162	80	0	38	0	0	1480	32513,50
12	455	455	130	130	162	80	0	55	33	0	1500	33383,40
13	455	455	130	130	162	88	0	0	0	0	1400	31248,21
14	455	455	130	130	130	0	0	0	0	0	1300	28659,02
15	455	455	130	130	30	0	0	0	0	0	1200	26385,34
16	455	335	130	130	0	0	0	0	0	0	1000	24300,17
17	455	285	130	130	0	0	0	0	0	0	1000	23427,56
18	455	385	130	130	0	0	0	0	0	0	1100	24724,38
19	455	455	130	130	30	0	0	0	0	0	1200	26385,34
20	455	455	130	130	162	88	0	0	0	0	1400	31248,21
21	455	455	130	130	130	0	0	0	0	0	1300	28659,02
22	455	385	130	130	0	0	0	0	0	0	1100	24724,38
23	455	185	130	130	0	0	0	0	0	0	900	21686,59
24	455	85	130	130	0	0	0	0	0	0	800	19852,62
										temps de calcul = 13 sec	coût de fonctionnement	618878,18
											coût démarrage	3160,00
											coût total	622038,18

Le Tableau II- 17 compare le coût en fin de journée pour 10 unités entre les méthodes : la méthode de la sécante, MRCGA [LIY, 2005] et Fmincon.

Tableau II- 17. Comparaison des coûts finals

Méthode	Coût total (\$)
Méthode de la sécante	556567
Méthode MRCGA [LIY, 2005]	564244
Méthode de Fmincon	622038

Pour la configuration du système de 20 unités, les premières données du système de 10 unités ont été dupliquées. Les systèmes de 40 et 100 unités ont été créés de la même manière. L'application est exécutée dans les mêmes conditions prises par les références [JUS, 1999], [SEN, 2002] et [DAM, 2004].

Les solutions de MRCGA pour chaque système sont présentées au Tableau II- 18, avec les solutions des autres algorithmes. La supériorité de MRCGA est évidente, ce qui indique que le MRCGA est plus performant que d'autres algorithmes [LIY, 2005]. Par contre, nous avons appliqué la méthode de la sécante et de Fmincon sur les systèmes indiqués ci-dessus et avons inséré les résultats dans deux nouvelles colonnes dans le même tableau de comparaison. Ce tableau, montre que la méthode de la sécante a réparti la production des machines en respectant les contraintes et avec un gain supplémentaire du coût de carburant et de démarrage. Par conséquent, ce tableau valorise économiquement notre méthode dans l'objectif essentiel de minimiser la consommation de carburant.

Nous avons vu ci-dessus par des chiffres que le coût total généré par Fmincon est supérieur à celui généré par MRCGA, ce résultat peut être confirmé clairement en traçant les courbes comme montré à la Figure II- 7.

Tableau II- 18. Récapitulation des résultats finaux des algorithmes comparés

N° unité	LR \$	EP \$	GA1 [LIY, 2005] \$	GA2 [LIY, 2005] \$	ICGA \$	MRCGA [LIY, 2005] \$.	Fmincon \$	Sécant \$
10	565825	565352	565825	563977	566404	564244	622039	556567
20	1130660	1127257	1126243	1125516	1127244	1125035	1395113	1112760
40	2258503	2252612	2251911	2249715	2254123	2246622	2519593	2228720
60	3394066	3376255	3376625	3375065	3378108	3367366	3759450	3340600
80	4526022	4505536	4504933	4505614	4498943	4489964	5022243	4454300
100	5657277	5633800	5627437	5626514	5630838	5610031	6262872	5554400

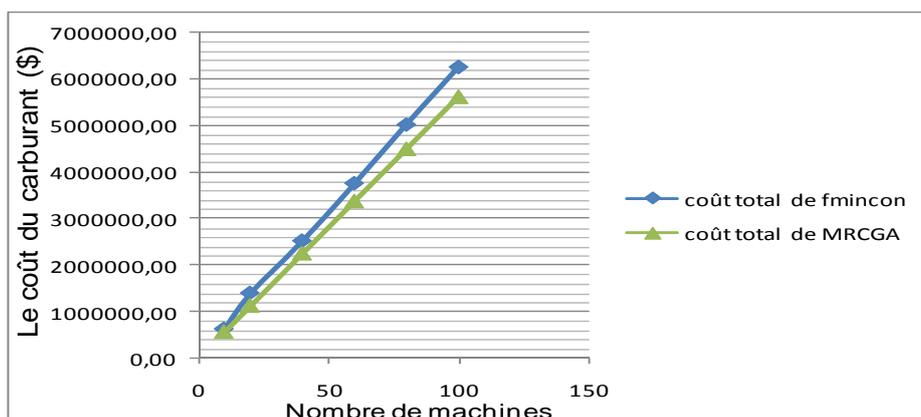


Figure II- 7. Comparaison de coût (Fmincon-MRCGA)

En ce qui concerne le temps de calcul, on a tracé la courbe (temps de calcul-nombre des unités) selon la méthode de la sécante et on l’a comparé avec celles tracées selon les méthodes MRCGA [LIY, 2005] et Fmincon à la Figure II- 8. On remarque clairement dans le Tableau II- 19 que le temps de calcul pris de la méthode de la sécante est inférieur à celui des autres méthodes (MRCGA et Fmincon).

Tableau II- 19. Comparaison du temps de calcul

N° d’unités	10	20	40	60	80	100
Temps de calcul (sec) pour la Méthode de MRCGA	10	20	48	102	173	260
Temps de calcul (sec) pour la Méthode de Fmincon	13,3	19,4	27,9	65,2	102,7	145,4
Temps de calcul (sec) pour la Méthode de la sécante	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1

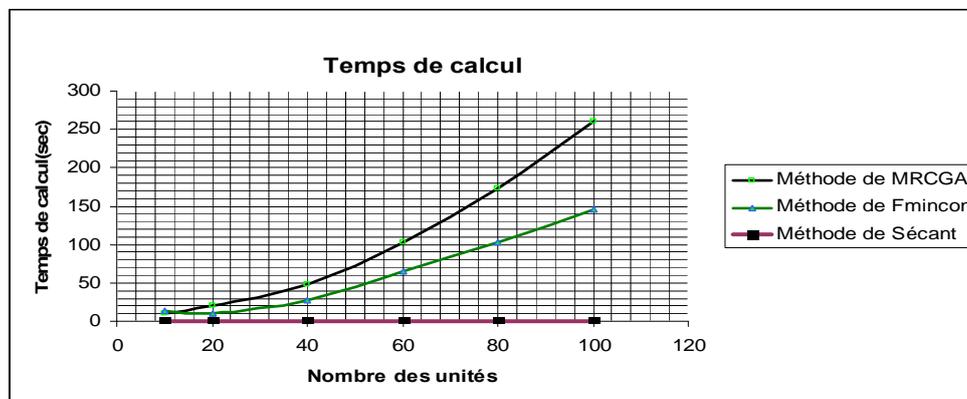


Figure II- 8. Temps de calcul des algorithmes comparés

II.8 Conclusion

Nous avons abordé dans ce chapitre le niveau moyen terme de la supervision de la centrale multisource étudiée. Dans ce niveau de supervision nous avons traité le problème d'engagement d'unité (UCP) par une application de la méthode de la sécante combinée avec le tableau d'IPPD. Ce chapitre a consisté en sa totalité en une étude économique-environnemental dont l'objectif était de réduire au minimum le coût du combustible et le coût des émissions d'une centrale multimachines composée de trois microturbines à gaz.

Au commencement pour chaque demande de puissance, le statut d'unité est déterminé par le tableau d'IPPD alors que la solution optimale est obtenue par la méthode de la sécante. Les avantages de la méthode de la sécante étaient :

- 1) La robustesse et la flexibilité remarquables.
- 2) L'algorithme proposé peut obtenir les solutions faisables et satisfaisantes de différents problèmes d'engagement d'unité, indépendamment de la taille du système.
- 3) La minimisation du coût de carburant en utilisant la méthode de la sécante est plus remarquable que celle en utilisant d'autres méthodes telles que Fmincon et MRCGA.
- 4) Le temps de calcul de l'algorithme est inférieur à celui des autres méthodes.

L'algorithme généralisé proposé a été généralisé et appliqué à des systèmes de 10-100 machines pendant 24 heures de l'horizon de planification. Les résultats obtenus confirment que l'algorithme proposé (méthode de la sécante) réalise une excellente répartition économique.

Par contre, le seul inconvénient de la méthode de la sécante, c'est que la fonction objectif n'accepte qu'une seule forme, celle quadratique. Ce qui provoque une perte de précision surtout lorsqu'on minimise les émissions toxiques, car elles ont une équation polynomiale d'ordre quatre ou plutôt cinq, ce qui n'est pas compatible avec la fonction objectif de la méthode de la sécante.

**CHAPITRE III. : Supervision temps réel de la centrale
multisource**

III.1 Introduction

L'objectif de la supervision temps réel est principalement de déterminer instantanément la puissance de référence de chaque unité constituant la centrale multisource afin de tenir les engagements pour lesquels la centrale multisource s'est engagée en termes de puissance à délivrer. La supervision temps réel implique de limiter les temps de calcul des algorithmes de supervision et de limiter au maximum le nombre de grandeurs à mesurer.

Il a été choisi d'utiliser un contrôleur basé sur la logique floue pour effectuer cette supervision temps réel. La logique floue est un outil bien adapté à la gestion de systèmes « complexes » dépendant de grandeurs ou d'états difficilement prévisibles, donc mal connus en temps réels.

III.2 Problème de la supervision temps réel

III.2.1 Pourquoi la logique floue ?

La logique floue est une méthodologie puissante de résolution de problème qui a de nombreuses applications en contrôle embarqué et en gestion d'information. Elle permet de tirer des conclusions précises à partir d'informations vagues, ambiguës ou imprécises. Dans un sens, la logique floue imite la prise de décision humaine avec sa capacité de trouver des solutions précises à partir de données approximatives.

L'avantage de cette méthode est qu'elle ne nécessite pas de modèles détaillés du système et permet d'obtenir des transitions « douces » entre les états du système. Par contre, l'inconvénient de cette méthode est que le réglage flou reste généralement empirique. Afin de limiter la partie empirique dans le réglage d'un contrôleur flou, nous proposons dans ce chapitre de développer et d'améliorer la méthode graphique proposée dans [COU, 2008] et [COU, 2010] permettant de limiter le nombre de lois de l'algorithme en ne gardant que les lois pertinentes tenant compte des limites physiques du système (gain en temps de calcul).

III.2.2 Objectifs, contraintes et moyens de contrôle

Comme dans le cas de la supervision à moyen terme, nous proposons de définir le problème de supervision temps réel en trois points : objectifs, contraintes et moyens de contrôle. Cette définition est résumée dans le Tableau III-1 et comparée avec celle du moyen terme. Les caractéristiques de la supervision temps réel sont résumées également dans le Tableau III-1:

Le Tableau-1 récapitule les caractéristiques des niveaux de supervision. Ce tableau a pour intérêt de montrer quels sont les objectifs à atteindre; par exemple dans un premier temps le superviseur étudié ne visera qu'un objectif « suivre une consigne de référence » et par la suite, on peut rajouter d'autres objectifs tels que les services système, en sachant que cet objectif ne sera pas traité au sein de cette thèse et pourra être envisagé dans les perspectives.

Tableau III- 1. Tableau récapitulatif des caractéristiques des niveaux de supervision

<i>Niveau de supervision</i>	<i>Objectifs</i>	<i>Contraintes</i>	<i>Moyens d'action</i>	<i>Outils</i>
<i>Moyen terme</i>	-Déterminer les puissances de référence de chaque source prévisible pour minimiser le coût de carburant et les émissions toxiques.	Équation d'équilibre de puissance. Contraintes de réserve. Limites de production des unités Contraintes thermiques	-puissances de référence des différents éléments dans le cas à étudier (μ TAG).	-Fonction objectif -Méthode de la sécante
<i>Temps réel</i>	-Assurer la puissance de référence déterminée par le gestionnaire de réseau -Maximiser l'énergie solaire -Services système (en perspectives)	-Fluctuation d'énergie solaire. -capacité de stockage. -La source prévisible a une puissance minimale au-dessous de laquelle elle ne devra pas fonctionner.	-Puissance de référence des systèmes de stockage. -Ajustement de la Puissance de référence des unités prévisibles. -Puissance de référence des panneaux photovoltaïques	-Logique floue. - Plan d'expériences et algorithmes d'optimisation

III.3 Structuration du superviseur temps réel

L'objectif de cette partie est de déterminer les algorithmes de supervision temps réel de la centrale présentée à la Figure III-1. Pour atteindre cet objectif, nous allons développer et comparer trois superviseurs flous, le premier que nous appelons classique, basé sur une détermination empirique du superviseur flou, le deuxième appelé méthodologique, utilisant une méthodologie et un outil graphique permettant de déterminer les algorithmes flous et le troisième appelé optimisé, utilisant la méthode des plans d'expériences combinée avec un algorithme d'optimisation pour améliorer le superviseur méthodologique. La section suivante aura pour objectif d'exposer ces méthodologies une par une. Dans un premier temps, nous

allons aborder la méthodologie graphique qui a été inspirée des grafquets et des Réseaux de Petri. Le grafquet est précisément un outil graphique pour la commande de processus industriels automatisés [DAV, 1989]. Le but principal de la méthodologie est de proposer une démarche systématique de construction du superviseur flou et d'utiliser un minimum de lois floues.

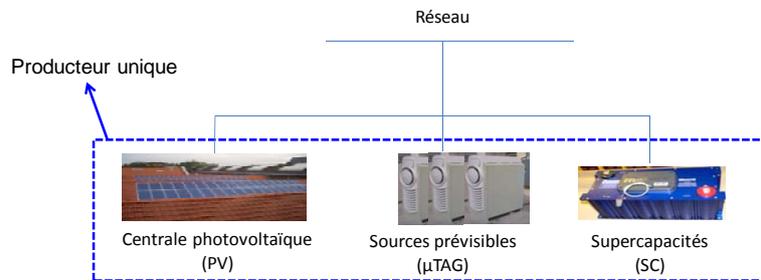


Figure III- 1. La centrale multisource considérée

Afin de déterminer la structure globale du superviseur flou, nous allons d'abord nous préoccuper de déterminer le cahier des charges qui va permettre de déterminer les objectifs, les contraintes et les moyens d'actions du système considéré. Ensuite, nous allons pouvoir identifier les variables d'entrées et de sorties du système. Il est ainsi possible de déterminer la structure du superviseur flou.

III.3.1 Détermination du cahier des charges

L'objectif de la supervision de la centrale multisource est de déterminer les puissances de référence en temps réel afin de :

- Fournir la puissance de référence déterminée par la supervision à moyen terme,
- Maximiser l'énergie photovoltaïque,
- Minimiser l'ajustement des référence des sources prévisibles, en particulier si elles sont basées sur des combustibles fossiles.

Les contraintes du système sont les limites des capacités des différents groupes de production et le niveau de stockage.

Les moyens d'action à notre disposition sont les puissances de référence du système de stockage, l'ajustement des références des sources prévisibles ainsi que le coefficient de dégradation de la production photovoltaïque.

III.3.2 Détermination de la structure de supervision

La Figure III- 2 résume les différentes entrées et sorties du système considéré.

P_{pv} représente la puissance photovoltaïque transmise au réseau, P_{sc} la puissance du système de stockage échangée avec le réseau, $P_{\mu TAG1}$ la puissance de la première microturbine transmise au réseau, $P_{\mu TAG2}$ la puissance de la deuxième microturbine transmise au réseau, $P_{\mu TAG3}$ la puissance de la troisième microturbine transmise au réseau, P_{pv_mes} la puissance photovoltaïque mesurée, P_{sc_mes} la puissance mesurée du système de stockage, $P_{\mu TAG1_mes}$ la puissance mesurée de la première microturbine, $P_{\mu TAG2_mes}$ la puissance de la deuxième microturbine mesurée, $P_{\mu TAG3_mes}$ la puissance de la troisième microturbine mesurée, P_{hyb} la puissance mesurée de la centrale multisource qui est la somme des puissances des éléments constituant la centrale multisource, Niv_{sc} qui est le niveau de stockage des supercapacités, P_{ref_SmT} puissance de référence du superviseur provenant de la supervision moyen terme, P_{pv_ref} la puissance photovoltaïque de référence, P_{sc_ref} la puissance du système de stockage court terme de référence, $\Delta P_{\mu TAG1_ref}$ la puissance de la première microturbine de référence, $\Delta P_{\mu TAG2_ref}$ la puissance de la deuxième microturbine de référence, $\Delta P_{\mu TAG3_ref}$ la puissance de la troisième microturbine de référence.

Le schéma bloc du superviseur flou est présenté à la Figure III- 3. Ce superviseur aura pour objectif de déterminer la référence du coefficient de la dégradation de PV (KP_{pv}), la référence de l'ajustement sur la production des sources prévisibles ($\Delta P_{\mu TAG_ref}$), et la référence de puissance du système de stockage à court terme (P_{sc_ref}).

Les entrées du superviseur seront, ΔP_{hyb} qui est l'écart entre la puissance de référence (P_{ref}) et la puissance de la centrale multisource (P_{hyb}), et le niveau du système de stockage à court terme (Niv_{sc}).

Dans l'objectif de normaliser les fonctions d'appartenance des entrées et des sorties du superviseur, les gains G_1 , G_2 , G_3 , G_4 et G_5 sont introduits. Le gain G_1 , appliqué à l'entrée ΔP_{hyb} du superviseur sera utilisé comme un paramètre de réglage du superviseur. Ce gain agissant sur une erreur va, en effet, influencer la dynamique de réglage du superviseur.

III.3.3 Méthodologie de détermination des règles floues

Après avoir déterminé la structure du superviseur flou, nous allons faire appel à une méthodologie graphique développée dans [COU, 2008], [COU, 2010] et [SPR, 2009] en suivant les étapes présentées dans la suite.

III.3.3.1 Détermination des graphes fonctionnels

Au Vu de la complexité du système, le graphe fonctionnel est composé d'un graphe principal présenté à la Figure III- 4a et d'un sous graphe présenté en Figure III- 4b. La

représentation en graphe principal et sous graphe permet une meilleure lisibilité du fonctionnement.

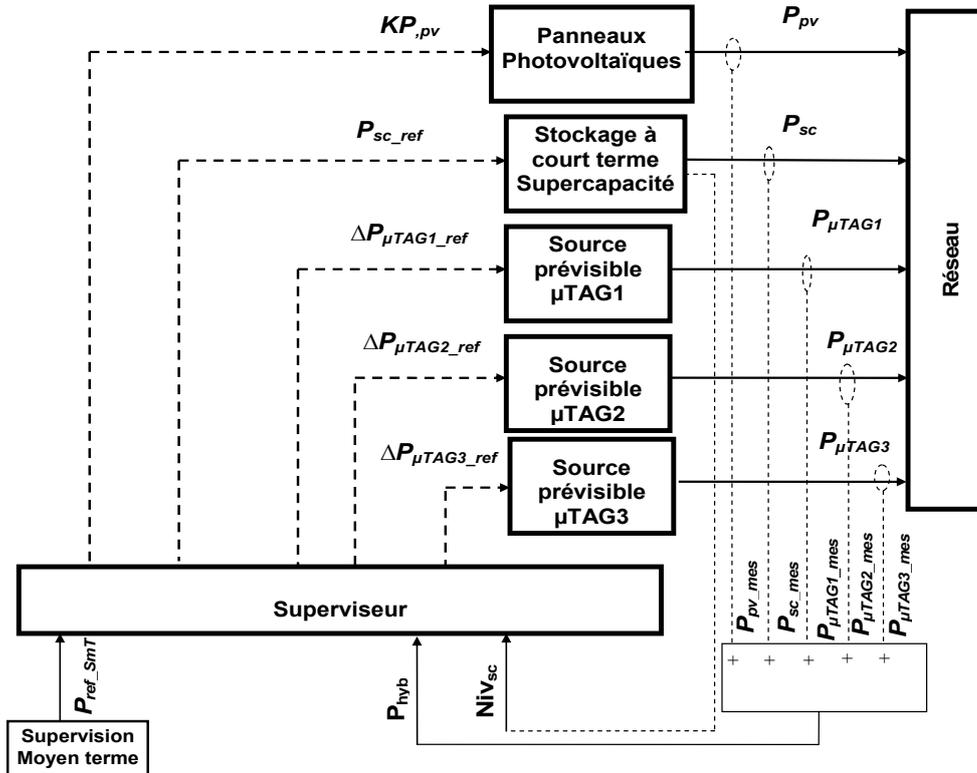


Figure III- 2. Le schéma block de la supervision de la centrale multisource considérée

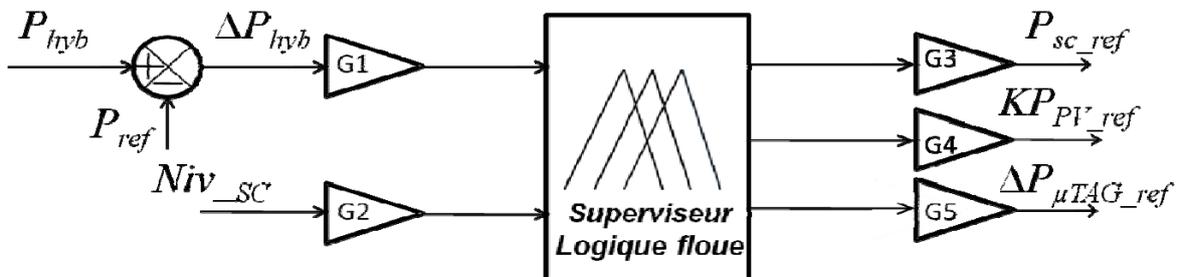
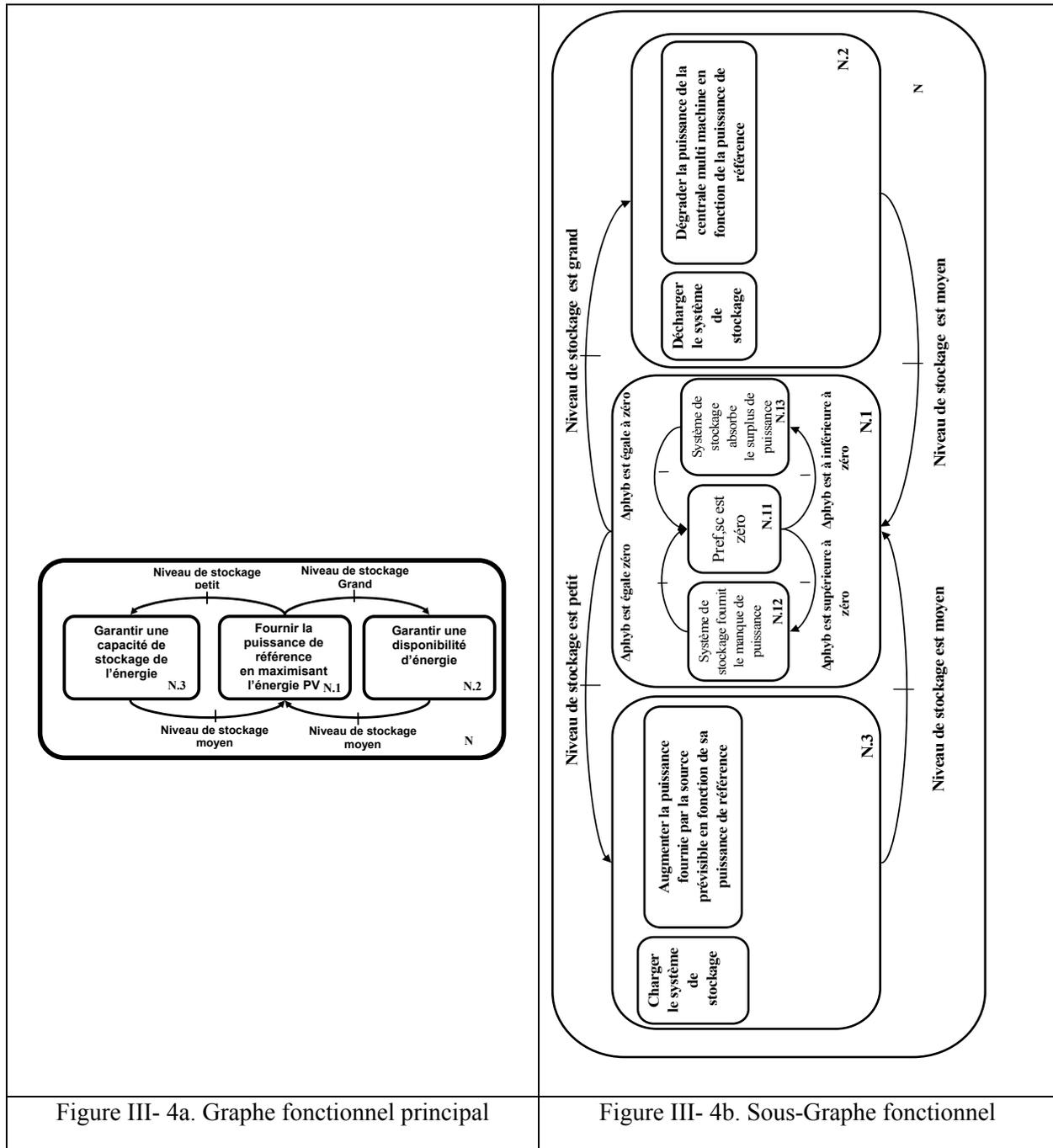


Figure III- 3. Schéma bloc du superviseur flou

Le graphe principal N a pour but de garantir la fourniture de puissance de référence en maximisant la puissance photovoltaïque et de garantir une disponibilité d'énergie ainsi qu'une capacité d'absorption d'énergie. La stratégie de supervision est basée sur la gestion du système de stockage. Ce système de stockage constitue le premier niveau d'action. En effet, le passage d'un graphe à l'autre dépend du niveau de stockage.

La Figure III- 4b présente les graphes détaillés des modes de fonctionnement $N.1$, $N.2$, et $N.3$.



La Figure III- 5 montre le graphe fonctionnel du mode de fonctionnement *N.1*. Comme le montre la Figure III- 4, le mode de fonctionnement (*N.1*) est activé lorsque le niveau de stockage est moyen. De part la dynamique du stockage, celui-ci aura tendance à filtrer les fluctuations rapides de puissance. Quand le niveau de stockage est moyen, le système de stockage a pour objectif de compenser les fluctuations de puissance photovoltaïque qui fonctionne en MPPT. Lorsque l'erreur sur la puissance de référence (ΔP_{hyb}) est égale à zéro, alors la puissance de référence du système de stockage doit être nulle (*N.11*). Si l'erreur ΔP_{hyb} est négative, alors le système de stockage doit fournir le manque de puissance (*N.13*) afin de

fournir la puissance de référence. Si l'erreur ΔP_{hyb} est positive, alors le système de stockage doit absorber le surplus de puissance (N.12).

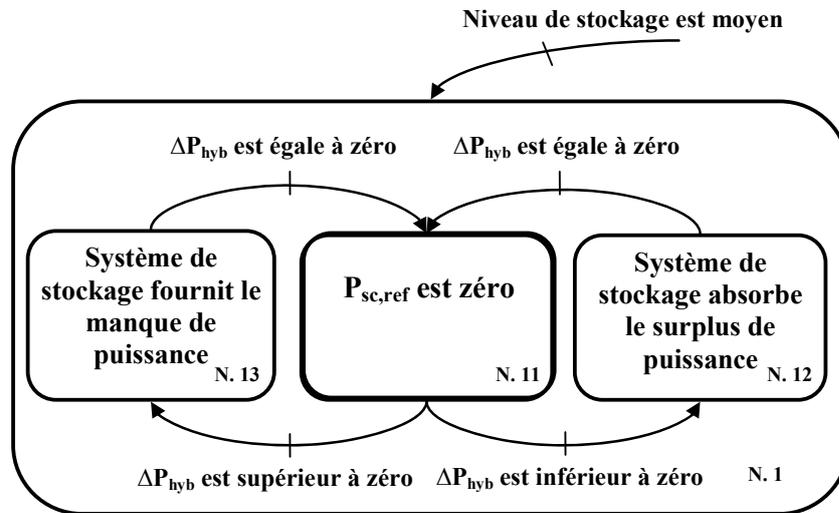


Figure III- 5. Graphe fonctionnel du mode de fonctionnement N.1

La Figure III- 6 montre le graphe fonctionnel du mode de fonctionnement N.3. Comme le montre la Figure III- 4, le mode de fonctionnement (N.3) est activé lorsque le niveau de stockage est petit. Si le niveau de stockage devient petit (N.3), cela signifie qu'en moyenne, les panneaux photovoltaïques seuls ne produisent pas suffisamment de puissance pour respecter la puissance de référence ; les sources décentralisées prévisibles doivent donc être mises en service afin de garantir la fourniture de la puissance de référence (N.31) et de recharger les systèmes de stockage (N.32). La source prévisible crée un moyen d'action supplémentaire en terme de lissage en compensant le manque advenu de puissance, soit en augmentant la puissance de la source prévisible, soit en diminuant la puissance de la source prévisible.

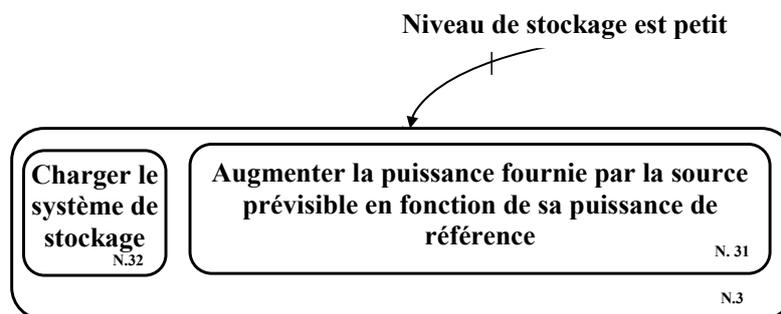


Figure III- 6. Graphe fonctionnel du mode de fonctionnement N.3

La Figure III- 7 montre le graphe fonctionnel du mode de fonctionnement N.2. Comme le montre la Figure III- 4, le mode de fonctionnement (N.2) est activé lorsque le niveau de stockage est grand. De façon analogue, si le niveau de stockage devient grand (N.2), cela

signifie que les panneaux photovoltaïques produisent en moyenne plus que la puissance de référence. Le superviseur va alors agir sur le coefficient de dégradation de la puissance photovoltaïque pour dégrader la puissance produite afin de garantir la puissance de référence (N.21) et de décharger les systèmes de stockage (N.22).

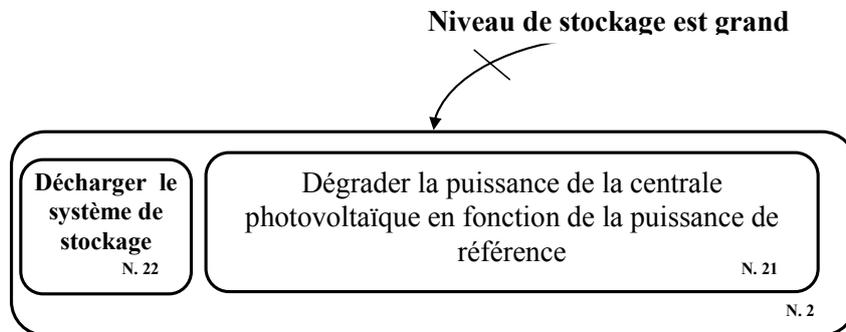


Figure III- 7. Graphe fonctionnel du mode de fonctionnement N.2

III.3.3.2 Détermination des fonctions d'appartenance

La détermination de ces fonctions d'appartenance permet de régler les dynamiques du système. Deux types de fonctions d'appartenance peuvent être distingués :

Les fonctions d'appartenance d'entrée qui correspondent à la fuzzyfication des variables d'entrée du système. La détermination de ces fonctions permet de régler le passage d'un mode de fonctionnement à un autre.

Les fonctions d'appartenance de sortie qui correspondent à la fuzzyfication des variables de sortie.

✓ Détermination de l'ensemble de fonctions d'appartenance des variables d'entrée

La Figure III- 8 présente l'ensemble de fonctions d'appartenance d'entrée du système considéré exprimées en grandeur réduite.

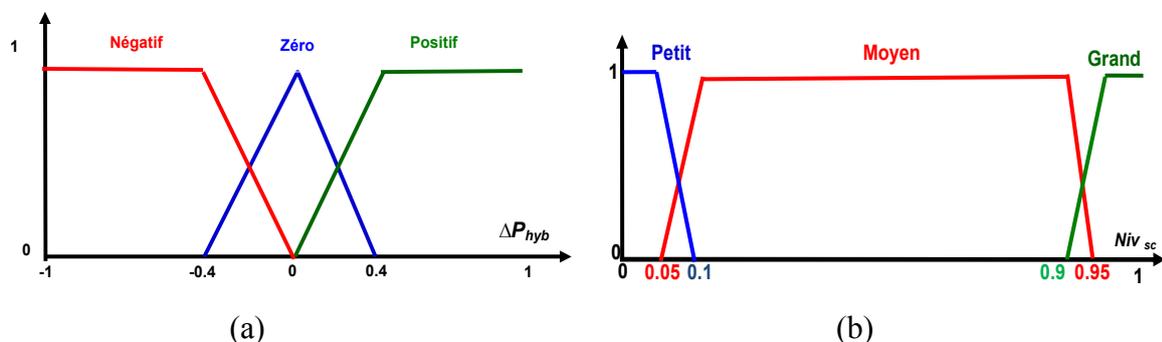


Figure III- 8. Ensemble de fonctions d'appartenance d'entrée: (a) Fonctions d'appartenance de l'erreur sur la puissance ΔP_{hyb} , (b) Fonctions d'appartenance du niveau du système de stockage.

L'ensemble de fonctions d'appartenance de ΔP_{hyb} à la (Figure III- 8.a) a pour but de donner une indication sur l'erreur entre la puissance de référence et la mesure, trois moyens d'actions peuvent être utilisés pour influencer la dynamique de réglage du système : la plage de variation ΔP_{hyb} [BHU, 1994], la pente des différents ensembles flous de fonctions d'appartenance et le gain G_I . Afin de conserver des fonctions d'appartenance normées, le réglage de la dynamique sera effectué par l'intermédiaire du gain G_I et des pentes des ensembles flous. L'augmentation de la valeur du gain G_I va augmenter la dynamique de réglage tandis qu'une diminution du gain entraînera une diminution de la dynamique. De la même manière, des pentes plus raides aux ensembles flous des fonctions d'appartenance entraîneront une dynamique plus importante.

Afin de conserver des fonctions d'appartenance normées, la valeur du gain G_2 est fixée à l'énergie maximum du système de stockage.

✓ **Détermination de l'ensemble de fonctions d'appartenance des variables de sortie**

La Figure III- 9 présente l'ensemble de fonctions d'appartenance de la puissance de référence du système de stockage (Figure III- 9.a), celui de l'ajustement de la référence de la puissance des microturbines (Figure III- 9.b) et celui de la référence de coefficient de dégradation de PV (Figure III- 9.c).

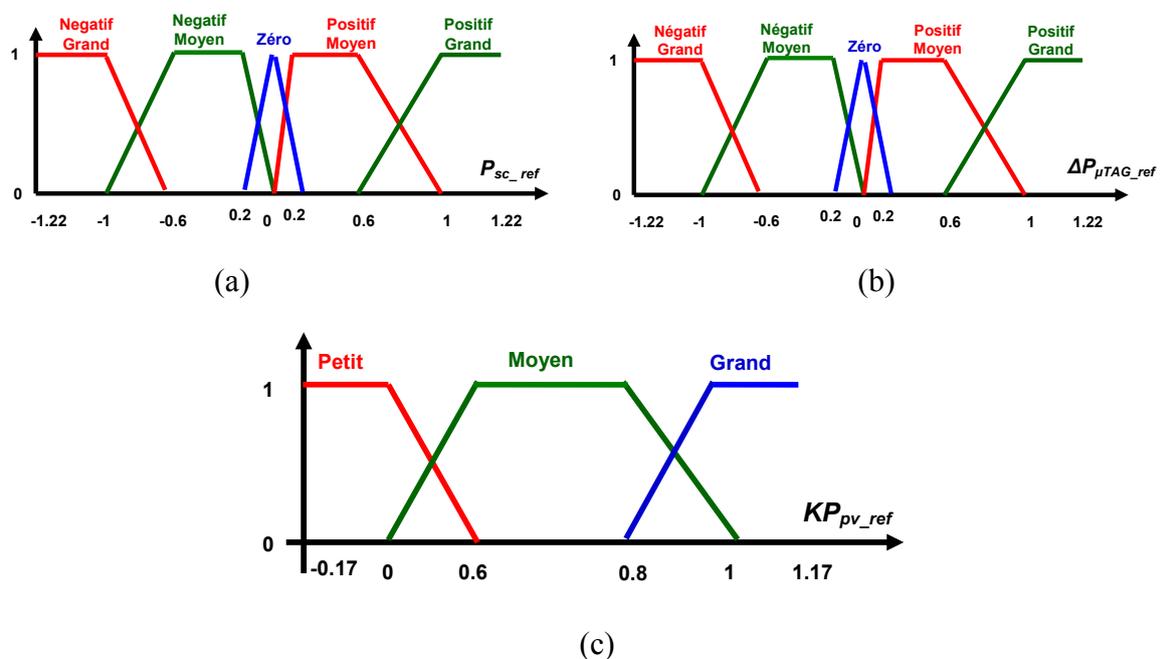


Figure III- 9. Ensemble de fonctions d'appartenance des variables de sortie : (a) fonctions d'appartenance de la puissance de référence du système de stockage, (b) fonctions d'appartenance de la source décentralisée prévisible, (c) fonctions d'appartenance du coefficient de la dégradation de PV de référence.

Le nombre d'ensembles flous caractérisant chaque sortie (« Négatif Grand », « Négatif Moyen », ...) est un compromis entre la précision de la régulation obtenue et le nombre de règles qui va en résulter [BOR, 1998]. Classiquement, en commande floue on peut compter 3, 5 voire 7 ensembles flous dans les cas extrêmes. Pour une variable de sortie, le nombre de lois possible est le produit du nombre des ensembles flous des fonctions d'appartenance des variables d'entrée. Ce qui représente 9 lois (3 x 3) pour le cas d'étude considéré. Soit pour 3 variables de sortie, il y a 27 combinaisons de lois possibles. La représentation sous forme de graphe fonctionnel permet naturellement de limiter le nombre de lois à considérer.

III.3.3.3 Détermination des graphes opérationnels et les règles floues

Les graphes opérationnels constituent la traduction des graphes fonctionnels à l'aide des variables des fonctions d'appartenance définies précédemment. Il est analogue au Grafset opérationnel [DAV 1989]. La (Figure III- 10) représente le graphe opérationnel de la centrale considérée.

A partir de ce graphe les différentes lois floues peuvent être directement déterminées. La (Figure III- 11) représente le graphe opérationnel *N.I*. A titre d'exemple, il est possible de déduire le jeu de loi floue à partir de ce graphe, il suffit de détailler pour chaque condition l'action résultante.

Le nombre d'actions va déterminer le nombre de lois floues résultantes. Les lois correspondantes à N. 1 sont donc :

Si N_{iv_sc} est Moyen et ΔP_{hyb} est Négatif alors P_{sc_ref} est Positif Grand

Si N_{iv_sc} est Moyen et ΔP_{hyb} est Zéro alors P_{sc_ref} est Zéro

Si N_{iv_sc} est Moyen et ΔP_{hyb} est Positif alors P_{sc_ref} est Négatif Grand

Si N_{iv_sc} est Moyen alors $\Delta P_{\mu TAG_ref}$ est Zéro et KP_{PV_ref} est Grand

Le Tableau III-2 présente les différentes lois de l'algorithme flou. A chaque mode de fonctionnement (N.1, N.2, N.3) est associé un jeu de lois floues correspondant au fonctionnement désiré. Finalement douze lois floues sont nécessaires, la détermination classique sous forme d'une table du troisième ordre aurait mené à considérer vingt-sept lois, comme montré dans le Tableau III- 3. La représentation graphique permet de concaténer les règles n'ayant aucun intérêt pour la supervision, ce fait simplifie la représentation des règles floues.

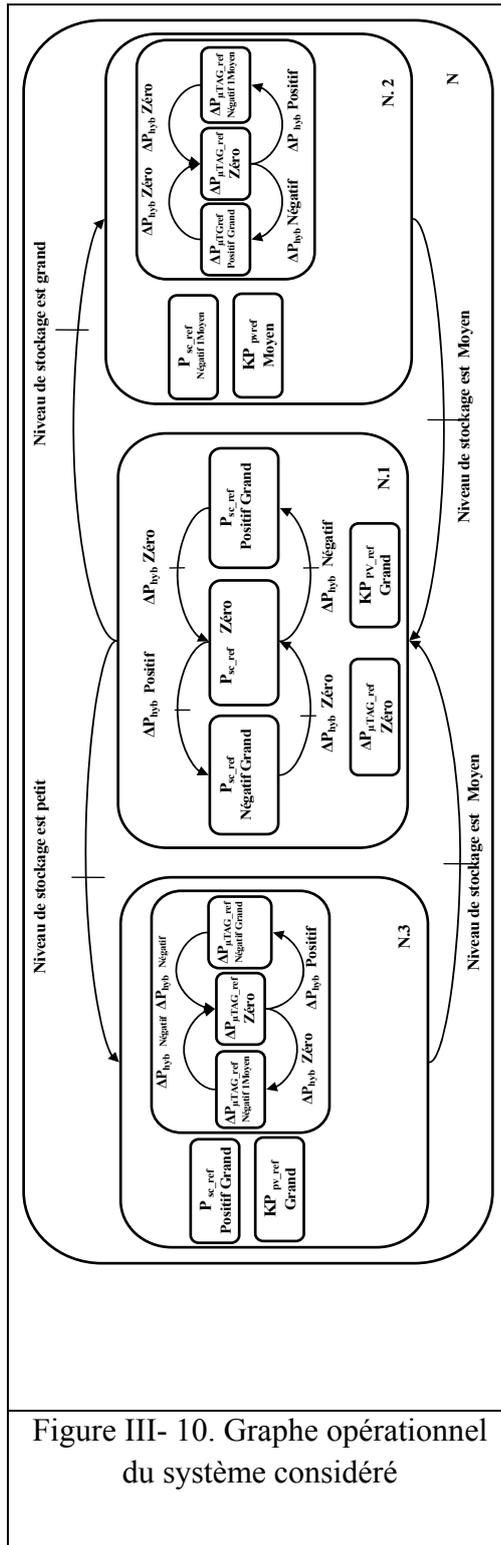


Figure III- 10. Graphe opérationnel du système considéré

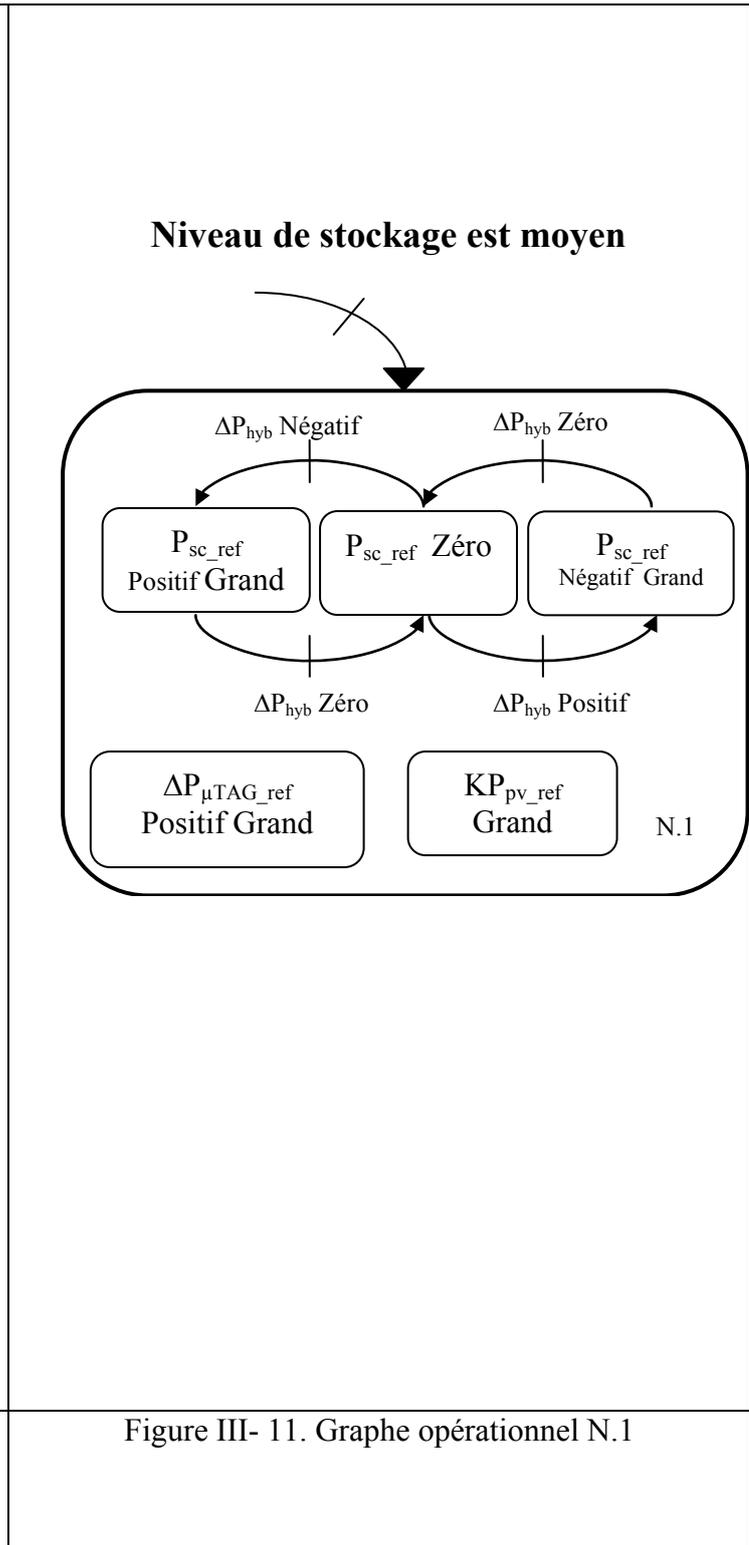


Figure III- 11. Graphe opérationnel N.1

Tableau III- 2. Tableau de 12 Lois floues selon la méthodologie graphique proposée

N	N. 1	Si $N_{iv_{sc}}$ est Moyen et ΔP_{hyb} est Négatif alors P_{sc_ref} est Positif Grand
		Si $N_{iv_{sc}}$ est Moyen et ΔP_{hyb} est Zéro alors P_{sc_ref} est Zéro
		Si $N_{iv_{sc}}$ est Moyen et ΔP_{hyb} est Positif alors P_{sc_ref} est Négatif Grand
		Si $N_{iv_{sc}}$ est Moyen alors $\Delta P_{\mu TAG_ref}$ est Zéro et KP_{pv_ref} est Grand
	N. 2	Si $N_{iv_{sc}}$ est Grand alors P_{sc_ref} est Négatif Moyen et KP_{pv_ref} est Moyen
		Si $N_{iv_{sc}}$ est Grand et ΔP_{hyb} est Négatif alors $\Delta P_{\mu TAG_ref}$ est Positif Grand
		Si $N_{iv_{sc}}$ est Grand et ΔP_{hyb} est Zéro alors $\Delta P_{\mu TAG_ref}$ est Zéro
		Si $N_{iv_{sc}}$ est Grand et ΔP_{hyb} est Positif alors $\Delta P_{\mu TAG_ref}$ est Négatif Moyen
	N. 3	Si $N_{iv_{sc}}$ est Petit alors P_{sc_ref} est Négatif Grand et KP_{pv_ref} est Grand
		Si $N_{iv_{sc}}$ est Petit et ΔP_{hyb} est Négatif alors $\Delta P_{\mu TAG_ref}$ est Zéro
		Si $N_{iv_{sc}}$ est Petit et ΔP_{hyb} est Zéro alors $\Delta P_{\mu TAG_ref}$ est Négatif Moyen
		Si $N_{iv_{sc}}$ est Petit et ΔP_{hyb} est Positif alors $\Delta P_{\mu TAG_ref}$ est Négatif Grand

Tableau III- 3. Tableau de (3x3) x3= 27 Lois floues selon la détermination classique du superviseur flou

$P_{sc,ref}$		Niv_{sc}		
		Petit	Moyen	Grand
ΔP_{hyb}	Négatif	Positif Moyen	Positif Moyen	Zéro
	Zéro	Positif Grand	Zéro	Négatif Moyen
	Positif	Positif Moyen	Négatif Moyen	Négatif Grand

$KP_{pv,ref}$		Niv_{sc}		
		Petit	Moyen	Grand
ΔP_{hyb}	Négatif	Grand	Moyen	Petit
	Zéro	Grand	Grand	Grand
	Positif	Grand	Grand	Grand

$\Delta P_{\mu TAG,ref}$		Niv_{sc}		
		Petit	Moyen	Grand
ΔP_{hyb}	Négatif	Zéro	Positif Grand	Positif Grand
	Zéro	Négatif Grand	Zéro	Zéro
	Positif	Négatif Grand	Négatif Moyen	Zéro

III.3.3.4 Détermination des gains de normalisation

Quant à la détermination des gains de normalisation du superviseur flou global, elle se fait également initialement empiriquement par l'expertise et par essais-erreurs. Le Tableau III- 4 présente les valeurs obtenues empiriquement à partir de différentes simulations.

Tableau III- 4. Valeurs initiales déterminées empiriquement pour les gains de normalisation du superviseur flou

Gain	G_1	G_2	G_3	G_4	G_5
Valeur	1/9	1/737.3	25	18	40

III.4 Méthodologie d'optimisation du superviseur flou

III.4.1 Introduction à la méthode des plans d'expériences (MPE)

Les paramètres du superviseur flou étudié ont été obtenus par réglage empirique. Dans ce contexte, dans la poursuite du travail commencé en début de ce chapitre, on propose de réaliser une étude sur la détermination optimale des différents paramètres du superviseur à base de logique floue [HIS, 2001], [MAU, 1998].

L'expérimentateur, quel que soit son domaine d'étude, est toujours confronté au difficile problème de l'organisation optimale de ses essais. Comment obtenir les bonnes informations dans les meilleurs délais et pour le moindre coût ? [RAO, 1996]

La méthode des plans d'expériences (MPE) est au moins trois à quatre fois plus efficace que les démarches habituelles de conduite des essais, c'est-à-dire qu'elle permet d'arriver aux mêmes résultats avec trois à quatre fois moins d'essais. Ajoutons que cette méthode apporte à l'expérimentateur un puissant outil de réflexion et d'analyse qui lui permettra de conduire son expérimentation avec sûreté et précision. C'est pour cela que nous avons préconisé leur emploi pour réduire le nombre des passages informatiques lors de simulation sur ordinateur.

Le problème du concepteur est de trouver les "bonnes" valeurs des paramètres; cela nécessite d'identifier l'influence des paramètres sur la réponse de la simulation. Cela passe généralement par des études expérimentales, consistant à imposer différentes valeurs de ces paramètres et à mesurer les réponses obtenues.

Or, ces essais sont coûteux, et ce d'autant plus que le nombre de paramètres à faire varier est important. Le coût d'une étude expérimentale dépend donc du nombre et de l'ordre des essais effectués.

Les plans d'expériences consistent à sélectionner et ordonner les essais afin d'identifier, à moindres coûts, les effets des paramètres sur la réponse de la simulation. Il s'agit de méthodes statistiques faisant appel à des notions mathématiques simples. La mise en œuvre de ces méthodes comporte trois étapes :

- Postuler un modèle de comportement du système (avec des coefficients pouvant être inconnus) ;
- Définir un plan d'expériences, c'est-à-dire une série d'essais permettant d'identifier les coefficients du modèle ;
- Faire les essais, identifier les coefficients et conclure.

La solution proposée consiste dans tous les cas à établir un modèle, exprimant la réponse en fonction des paramètres. Pour bâtir ce modèle, il faut appréhender ces variations.

Celles-ci sont déduites des résultats de séries d'expériences, c'est-à-dire de plusieurs configurations pour lesquelles les valeurs des paramètres sont différentes [GOU, 1988].

Il s'agit ici de la notion de plan d'expériences (PE), correspondant à la réalisation d'une série de N expériences, qui sont toutes :

- Déterminées a priori ;
- Obligatoirement réalisables ;
- Indépendantes entre elles.

La réalisation d'un plan revient à déterminer la valeur de la fonction réponse pour ces N configurations. Une relation de modélisation en est alors systématiquement déduite.

Dans cette section sont synthétisées et résumées les différentes hypothèses entrant en jeu dans l'utilisation de la technique des plans d'expériences [JOU, 2005].

Ces considérations entreront bien entendu en compte dans les développements ultérieurs plus spécialisés décrivant l'optimisation par utilisation de la méthode des plans d'expériences (MPE).

➤ *Variables*

Nous définissons les termes suivants :

a. Réponse

Ce sont les grandeurs physiques étudiées ou grandeurs de sortie.

Dans le cadre des processus d'optimisation, la grandeur étudiée dont on recherche les meilleures valeurs est généralement appelée fonction objectif ou fonction réponse.

On définit également les fonctions de contrainte qui définissent les expériences non réalisables. Ces fonctions objectifs et celles de contraintes peuvent être une réponse particulière ou une combinaison de plusieurs réponses du système étudié.

b. Paramètre

Les paramètres sont les grandeurs physiques modifiables par l'expérimentateur supposées influencer sur les variations des réponses. Parmi un ensemble de paramètres donné par l'expérimentateur, tous ne sont pas obligatoirement réellement « influents » sur les variations de la réponse.

Les paramètres et les réponses sont les seules variables à intervenir dans l'écriture des plans d'expériences. La MPE est en effet un outil permettant d'établir des relations mathématiques entre les réponses et les paramètres (uniquement). Les paramètres sont caractérisés par les valeurs suivantes :

Limite basse (b_{inf}) : (ou *niveau bas*) des valeurs que le paramètre peut prendre ;

Limite haute (b_{sup}) : (ou *niveau haut*) des valeurs que le paramètre peut prendre.

Etant donnée la définition des variables de type paramètres, il devient naturel de définir un espace k dimensionnel, dans lequel chaque point représente une combinaison des valeurs possibles des k paramètres. Cet espace est appelé Domaine d'Etude (DE). Nous trouvons en annexe C une explication suffisamment détaillée.

La méthode des plans d'expériences repose essentiellement sur la création et l'exploitation de modèles de la fonction objectif (réponse). Le but est la recherche de l'expression d'un modèle polynomial décrivant les variations de la fonction réponse y relativement aux valeurs de k paramètres x_1, x_2, \dots, x_k .

La relation mathématique reliant ces variables sera de la forme :

$$y_{mod} = b_0 + b_1 \cdot x_1 + b_2 \cdot x_2 + \dots + b_k \cdot x_k + \dots \\ b_{12} \cdot x_1 x_2 + \dots + b_{1k} \cdot x_1 x_k + \dots + b_{2k} \cdot x_2 x_k + \dots \\ \dots b_{123} \cdot x_1 \cdot x_2 x_3 + \dots + b_{12k} \cdot x_1 \cdot x_2 x_k + \dots$$

On remarquera la différence faite entre :

y : valeur de réponse mesurée (issue d'une expérience) ;

y_{mod} : valeur de réponse calculée (issue d'un modèle des variations de la réponse y).

Dans le cas d'un nombre élevé de paramètres, le nombre de coefficients (p) devient alors excessif.

y_{mod} peut toujours être transcrit matriciellement comme une multiplication de 2 vecteurs :

$$y_{\text{mod}}(x) = f_x(x) \cdot \beta$$

Nous pouvons découvrir en annexe C quels sont les modèles qui peuvent être utilisés dans la méthode des plans d'expériences.

➤ *Plans factoriels complets 2k*

a. Principe

Le plan d'expériences 2^k est présenté au Tableau III- 5.

Tableau III- 5. Tableau du plan d'expériences 2k

X_1	X_2	...	X_n	Réponse : Y
x_{11}	x_{12}	...	x_{1n}	Y_1
..
.
x_{n1}	x_{n2}	...	x_{nn}	Y_n

On a n paramètres et n expériences. Ce tableau permet de définir un modèle linéaire de régression multiple et l'analyse de variance permet de déterminer quels sont les paramètres dont l'influence est significative à un risque donné.

Il est important de pouvoir attribuer à chacun des paramètres deux niveaux, l'un sera nommé de «niveau bas» l'autre de «niveau haut». Dans la pratique, le niveau bas sera codé à l'aide du nombre -1 et le niveau haut à l'aide du nombre +1. Un plan pour lequel chacun des k paramètres ne possède que 2 niveaux est appelé plan 2^k .

b. Matrice d'expériences.

La matrice d'expériences est le Tableau III- 6 qui indique le nombre d'expériences à réaliser avec la façon de faire varier les paramètres et l'ordre dans lequel il faut réaliser les expériences. Ce tableau est donc composé de +1 et de -1. Soit, par exemple, la matrice d'expériences suivante :

Tableau III- 6. La matrice d'expériences

Exp	X_1	X_2
1	-1	-1
2	1	-1
3	-1	1
4	1	1

On réalisera alors, dans la pratique, 4 expériences. La colonne de gauche de la matrice d'expérience indique le numéro de l'expérience (ou de l'essai). La troisième ligne indique que lors de la réalisation du deuxième essai, le paramètre X_1 sera au niveau haut alors que le

paramètre X_2 sera, lui, au niveau bas. Dans le cas où l'on ajoute à droite de la matrice d'expérience une colonne avec les réponses, on obtient la «Matrice d'expériences et des réponses».

c. Effet global et effet moyen d'un paramètre.

Supposons qu'il n'y ait qu'un seul paramètre X_1 à deux niveaux. Notons y_2 la réponse (résultat de l'expérience) lorsque X_1 est au niveau +1 et y_1 la réponse lorsque X_1 est au niveau -1. La matrice d'expérience et des réponses est représentée dans le Tableau III- 7:

Tableau III- 7. Matrice d'expérience d'un seul paramètre

Exp	X_1	Réponse : Y_{rep}
1	-1	y_1
2	1	y_2

Lorsque l'on attribue la valeur - 1 au niveau bas et la valeur + 1 au niveau haut, on effectue deux modifications importantes. Le principe consiste donc à répartir de manière optimale les essais dans le domaine expérimental. Par exemple, pour un plan factoriel complet à 2 paramètres, noté 2^2 , la stratégie consiste à prendre les points de mesures aux extrémités du domaine expérimental pour accroître la précision des résultats et pour réduire le nombre des essais à 4, notés : A, B, C, D, comme dans la Figure III- 12.

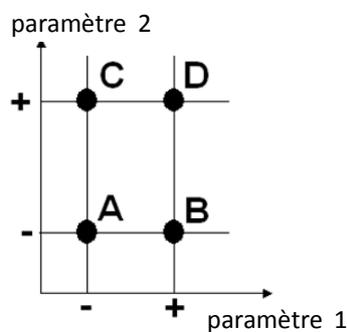


Figure III- 12. Emplacement des points expérimentaux [GOU, 1988]

Pour définir les niveaux des paramètres, la notation de Y_{ates} va être utilisée. Cela implique l'utilisation des paramètres centrés réduites par l'intermédiaire d'un changement d'unité de mesure et d'origine. Dans le Tableau III- 8, la matrice d'expériences est alors définie.

Tableau III- 8. Matrice d'expériences pour 2 paramètres [FAU, 2006]

N° de l'essai	paramètre 1	paramètre 2	Interaction 12	Moyenne	Critère
1	-	-	+	+	y_1
2	+	-	-	+	y_2
3	-	+	-	+	y_3
4	+	+	+	+	y_4
Effets	E_1	E_2	E_{12}	M	

Les lignes de ce tableau représentent les expérimentations pendant que les colonnes sont dédiées aux paramètres. Pour chacune des expérimentations, on associe le critère que l'on cherche à améliorer. De cette façon les combinaisons de ces deux paramètres vont être testées. Avec les réponses obtenues pour le critère choisi, l'effet des différents paramètres peut être déterminé. L'effet décrit l'influence d'un paramètre sur le critère et il représente la différence entre les moyennes des réponses (critère) au niveau haut et la moyenne au niveau bas. Pour calculer les effets, on utilise la règle des signes. Les effets s'obtiennent par un calcul en trois étapes :

- On multiplie chaque réponse par le signe correspondant dans la colonne de l'effet (ou de l'interaction),
- On additionne les produits obtenus précédemment,
- On divise la somme ainsi calculée par un coefficient égal au nombre d'expériences.

Pour E_1 la formule de calcul est :

$$E_1 = \frac{-y_1 + y_2 - y_3 + y_4}{4} \quad \text{III- 1}$$

En utilisant de paramètres centrés réduits, on obtient la valeur des effets à partir de la matrice d'expériences en multipliant la transposée de la colonne associée au paramètre considéré avec la colonne du critère obtenu pour chacune des expériences et en divisant par le nombre d'essais.

Pour les plans à plus de deux niveaux par paramètre cette formule peut être généralisée. Pour cette situation la notation de Y_{ates} n'est plus utilisable [FAU, 2006]. Si N_{niv} est le nombre de niveaux par paramètres, les différents niveaux seront alors numérotés dans l'ordre croissant, soit 1 pour le plus bas niveau et N_{niv} pour le plus haut.

Ainsi, $E1_i$ représente l'effet moyen du paramètre 1 au niveau i , avec :

$$E1_i = \text{Moyenne des réponses au niveau } i - \text{Moyenne générale}$$

En définissant M comme la moyenne générale, dans l'exemple, elle va prendre la valeur :

$$M = \frac{y_1 + y_2 + y_3 + y_4}{4} \quad \text{III- 2}$$

Il est de plus possible de calculer l'effet des interactions entre les paramètres, c'est-à-dire l'effet sur le critère lorsque certains paramètres sont dans une configuration particulière. Ainsi, E_{12} représente l'effet de l'interaction des paramètres 1 et 2 lorsqu'elles sont au même niveau. Dans le cas où elles seraient non nulles, l'effet des interactions s'ajouterait à celui

des paramètres. A partir de la notation de Y_{ates} , dans la matrice d'expérience, tableau 4, les éléments de la colonne représentant l'interaction désirée peuvent facilement être calculés en multipliant entre elles les colonnes des paramètres considérés. Ainsi, pour l'interaction 12, les termes des colonnes des paramètres 1 et 2 sont multipliés deux par deux. L'effet des interactions est alors calculé de façon identique :

$$E_{12} = \frac{y_1 - y_2 - y_3 + y_4}{4} \quad \text{III- 3}$$

Par définition, une interaction entre deux paramètres est appelée interaction d'ordre 2 et, par généralisation, une interaction entre n paramètres est appelée interaction d'ordre n .

A partir du calcul des effets, il est possible d'interpréter les résultats donnés par les plans d'expériences.

On appelle effet global d'un paramètre (sous-entendu : sur la réponse) la variation de la réponse quand le paramètre passe du niveau -1 au niveau +1.

On appelle effet moyen d'un paramètre (sous-entendu : sur la réponse) la demi-variation de la réponse quand le paramètre passe du niveau -1 au niveau +1. Ainsi, l'effet moyen est défini comme étant la moitié de l'effet global. Exemple numérique d'apprentissage peut être présenté en annexe C. Les calculs statistiques qui permettent de savoir si les effets sont significatifs, de calculer les intervalles de confiance ou de valider la linéarité du modèle, sont également présentés en annexe C.

III.4.2 Problème d'optimisation du superviseur flou au moyen de la méthodologie des plans d'expériences.

III.4.2.1 Etat de l'art

La mise en œuvre des procédures de réglage de superviseurs, à base de logique floue, plus ou moins complexes, se distingue par le nombre élevé de paramètres à régler. L'application de la méthodologie expérimentale classique pour mesurer la réponse du système implique un nombre considérable d'essais, car il faut faire varier les valeurs d'un paramètre et fixer le niveau de tous les autres. Pour la plupart des cas, il est compliqué d'effectuer un nombre très grand d'expérimentations. Dans ces conditions, les plans d'expériences sont des outils qui permettent de réaliser un jeu de paramètres convenable pour le superviseur flou, et de minimiser le nombre de simulations.

Cette approche offre beaucoup d'avantages, parmi lesquels :

- la diminution du nombre des essais ;

- le grand nombre de paramètres étudiés ;
- la détection des interactions entre paramètres;
- la détection des optimums ;
- l'optimisation et la modélisation des résultats.

Une application principale des plans d'expériences est représentée par la recherche des paramètres influents. Cela consiste à fixer des niveaux (deux valeurs) pour chaque paramètre et à étudier le plus grand nombre possible de paramètres. Parmi tous les paramètres étudiés, seuls quelques-uns joueront un rôle significatif dans les variations de la réponse. Selon les résultats obtenus, on peut choisir de nouveaux points expérimentaux pour préciser certains aspects de l'étude.

Ainsi, toutes les paramètres influents seront détectés et étudiés sans augmenter le nombre d'expériences plus que nécessaire.

Les plans d'expériences peuvent être classés en deux catégories [FAU, 2006]:

- plans pour étudier (estimer et comparer) les effets des paramètres ;
- plans pour régler les paramètres afin d'obtenir un optimum.

Tenant compte de cette classification, la démarche méthodologique proposée pour appliquer les plans d'expériences contient:

- l'établissement des objectifs et des critères (réponse) ;
- l'établissement des paramètres étudiés et du domaine expérimental ;
- la construction du plan d'expériences ;
- la construction du modèle qui exprime l'expérience ;
- les simulations;
- l'analyse des résultats ;
- la conduite éventuelle d'essais complémentaires ;
- la validation des résultats ;
- la conclusion de l'étude ;

Dans ce travail, on va utiliser les plans d'expériences pour choisir le cas le plus convenable pour étudier les effets de paramètres qui interviennent dans la supervision à logique floue et le nombre d'essais à effectuer afin d'appliquer une méthode d'optimisation [MAU, 1998].

III.4.2.2 Démarche d'optimisation du superviseur flou

Le processus de l'optimisation du superviseur flou peut être résumé en cinq démarches montrées à la Figure III- 13.

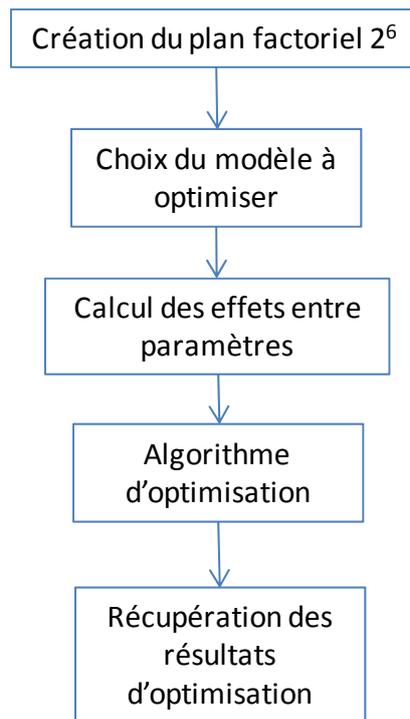


Figure III- 13.schémas de principe de l'optimisation du superviseur flou

III.4.2.2.1 Création du plan factoriel 2⁶

1) Choix des paramètres de réglage

Afin d'implanter des algorithmes qui permettent de choisir au mieux les paramètres du superviseur flou, la méthodologie des plans d'expériences propose de suivre trois étapes :

- fixer les paramètres de réglage pour les nouvelles simulations ;
- éliminer les contraintes qui ne sont pas directement impliquées dans la supervision;
- jouer sur les paramètres restants.

Avant de commencer ces étapes, il est important de rappeler que le superviseur flou se compose de cinq variables d'entrée et de sortie ; chaque variable peut avoir deux paramètres : le gain de la normalisation et la largeur de la fonction d'appartenance. Nous avons en gros dix paramètres à discuter.

En premier lieu, on cherche à délimiter les paramètres de réglage, c'est-à-dire les paramètres qui vont influencer la supervision.

L'objectif de la supervision est d'assurer la puissance de référence en maximisant l'énergie photovoltaïque. Lorsque l'erreur de puissance varie, la puissance de référence du stockage va intervenir pour compenser les fluctuations. On retrouve donc deux variables essentielles composant l'algorithme flou de la supervision y compris leurs gains de normalisation et leurs largeurs de la fonction d'appartenance, ces deux variables sont: l'erreur de puissance (ΔP_{hyb})

et l'ajustement de puissance de référence des microturbines ($\Delta P_{\mu TAG_ref}$). Le jeu des lois floues correspondant à ce superviseur est décrit dans le Tableau III-2. Nous allons également choisir comme paramètres la largeur de la fonction d'appartenance des deux variables de sortie (P_{sc_ref} , KP_{pv_ref})

Ensuite on élimine les contraintes qui n'influencent pas directement la supervision. Ces contraintes sont :

- Le gain de la normalisation de la variable d'entrée : le niveau de stockage (G_2), et les gains des variables suivantes de sortie : la puissance de référence du stockage (G_3), et le coefficient de la dégradation de l'énergie solaire (G_4).
- Les fonctions d'appartenance de la deuxième variable d'entrée (Niv_{sc}).

Implicitement, le gain de la deuxième entrée G_2 et sa fonction d'appartenance et également le gain de la première sortie G_3 sont imposés, car ils dépendent du niveau de stockage et de sa capacité. C'est pour cela que l'on peut les fixer lors de l'application de la méthodologie des plans d'expériences. Concernant le gain G_4 de la deuxième sortie on peut également l'éliminer parce qu'on ne cherche pas à dégrader l'énergie solaire pendant l'expérience souhaitée.

Finalement, à ce niveau, on peut jouer sur les paramètres restants, soit :

- la largeur pour l'ensemble de fonctions d'appartenance de la variable d'entrée (ΔP_{hyb}) du superviseur;
- la largeur pour l'ensemble de fonctions d'appartenance de la variable de sortie (P_{sc_ref}) du superviseur;
- la largeur pour l'ensemble de fonctions d'appartenance de la variable de sortie (KP_{pv_ref}) du superviseur;
- la largeur pour l'ensemble de fonctions d'appartenance de la variable de sortie ($\Delta P_{\mu TAG_ref}$) du superviseur;
- la valeur du gain G_1 correspondant à l'erreur de puissance à l'entrée du superviseur;
- la valeur du gain G_5 correspondant à l'ajustement de puissance de référence des microturbines à la sortie du superviseur.

a. Choix de l'ensemble de fonctions d'appartenance

➤ *Choix de l'ensemble de fonctions d'appartenance de la variable d'entrée (ΔP_{hyb})*

L'ensemble de fonctions d'appartenance de ΔP_{hyb} a pour but de donner une indication sur l'erreur entre la puissance de référence et la puissance totale de la centrale. A la Figure III- 14 on peut noter que les fonctions d'appartenance sont composées de deux formes trapézoïdales et une forme triangulaire.

Ensuite, on joue sur la plage de variation de la grandeur ΔP_{hyb} pour influencer la dynamique de réglage du système. Cette plage sera normée dans l'intervalle $[-1 ; 1]$.

On construit les trois ensembles flous en respectant deux conditions :

- la symétrie par rapport à 0 ;
- que la somme des pentes soit égale a 1.
- Tenant compte de ces conditions, soit D_I la petite base du trapèze et x_I la distance entre la tête de triangle et la petite base du trapèze comme il est illustré à la Figure III- 14. On peut dès lors définir les plages de variation des ensembles flous en fonction du paramètre D_I .
- l'ensemble flou (Négatif) : $[-2 ; -1 ; -x_I ; 0]$;
- l'ensemble flou (Zéro) : $[-x_I ; 0 ; x_I]$;
- l'ensemble flou (Positif) : $[0 ; x_I ; 1 ; 2]$;

Où x_I est calculé en fonction de la largeur D_I :

$$D_I + x_I = 1 \Rightarrow x_I = 1 - D_I$$

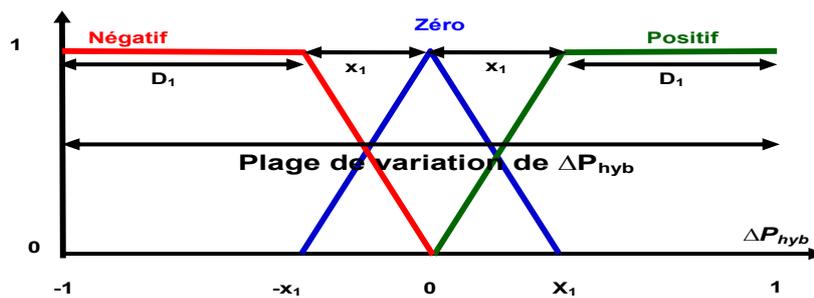


Figure III- 14. Application intuitive sur les ensembles flous de ΔP_{hyb}

Afin de tester l'algorithme, on fait varier la largeur de D_I entre deux limites. La limite inférieure de la largeur sera définie par la situation de deux trapèzes et un triangle. Quand $D_I=0$ l'ensemble flou Zéro disparaît, donc la limite inférieure sera choisie à 0,1. La limite supérieure serait par conséquent 0,9. Ainsi, pour la variation de la largeur D_I on prend les valeurs comprises dans l'intervalle $[0,1 ; 0,2 ; 0,3 ; 0,4 ; 0,5 ; 0,6 ; 0,7 ; 0,8 ; 0,9]$.

➤ *Choix de l'ensemble de fonctions d'appartenance de la variable de sortie (P_{sc_ref})*

L'ensemble de fonctions d'appartenance de P_{sc_ref} est illustré à la Figure III- 15. La puissance de référence du stockage court terme peut être positive ou négative, et donc cinq ensembles flous sont pris en compte. Ces ensembles ont été choisis de telle manière que la grandeur de sortie soit comprise dans l'intervalle $[-1 ; 1]$. La Figure III- 15 montre que l'ensemble de fonctions d'appartenance est composé de cinq trapèzes.

Pour que la plage de variation de P_{sc_ref} soit normée dans l'intervalle $[-1 ; 1]$, l'ensemble de fonctions d'appartenance doit se situer en dehors de cette plage. On étend donc les ensembles flous extrêmes (Négatif Grand) et (Positif Grand), initialement de forme triangulaire, par une forme rectangulaire en dehors de la plage normée, de manière à réaliser des ensembles flous de forme trapézoïdale [SPR, 2009]. Soit D_2 la somme de la base du rectangle et la base du triangle pour les ensembles extrêmes, et x_2 la petite base du trapèze, comme il est illustré dans la Figure III- 15.

On essaie alors, comme dans le cas précédent, d'uniformiser les fonctions et de construire seulement des formes trapézoïdales en respectant le critère de symétrie par rapport à 0.

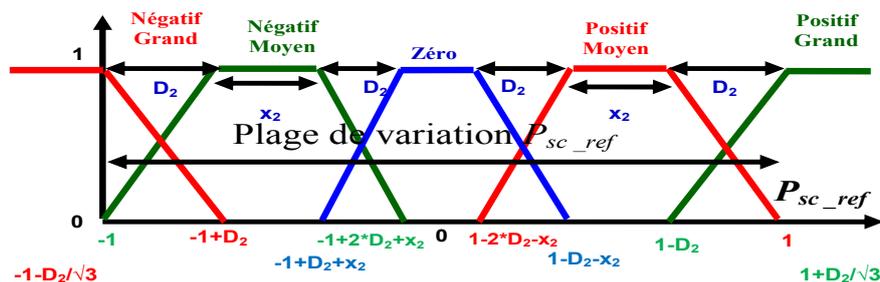


Figure III- 15. Application intuitive sur les ensembles flous de P_{sc_ref}

Dans ces conditions, les paramètres pour les cinq ensembles flous sont définis :

- L'ensemble flou (Négatif Grand) : $[-2; -1-D_2/\sqrt{3}; -1; -1+D_2]$;
- L'ensemble flou (Négatif Moyen) : $[-1; -1+D_2; -1+D_2+x_2; -1+2*D_2+x_2]$;
- L'ensemble flou (Zéro) : $[-1+D_2+x_2; -1+2*D_2+x_2; 1-2*D_2-x_2; 1-D_2-x_2]$;
- L'ensemble flou (Positif Moyen) : $[1-2*D_2-x_2; 1-D_2-x_2; 1-D_2; 1]$;
- L'ensemble flou (Positif Grand) : $[1-D_2; 1; 1+D_2/\sqrt{3}; 2]$;

Où x_2 est calculé en fonction des quatre largeurs D_2 limitées par l'intervalle $[-1 ; 1]$:

$$4D_2 + 3x_2 = 2 \Rightarrow x_2 = \frac{2 - 4 \cdot D_2}{3}$$

Ensuite, on fait varier la largeur D_2 afin de tester l'influence de l'algorithme sur les résultats des simulations. Au début on prend une valeur aléatoire pour cette largeur, soit $D_2=0,1$, ce qui mènera à une valeur maximale pour x_2 , $x_2=0,5$. Si x_2 était nulle, les trois trapèzes centraux deviendront triangles, mais comme nous avons déjà évoqué le choix de la forme des ensembles flous, nous gardons la forme trapézoïdale et donc on choisit comme valeur minimale pour $x_2=0,1$. C'est cette valeur minimale de x_2 qui va imposer la limite supérieure correspondant à la largeur D_2 , $D_2=0,4$.

On fait varier alors la largeur de D_2 avec les valeurs comprises dans l'intervalle $[0,1 ; 0,2 ; 0,3 ; 0,4 ; 0,42]$.

➤ *Choix de l'ensembles de fonctions d'appartenance de la variable de sortie (KP_{pv_ref})*

L'ensemble de fonctions d'appartenance de KP_{pv_ref} est illustré à la Figure III- 16. On peut noter que cet ensemble de fonctions d'appartenance est composé de trois formes trapézoïdales.

On essaie donc d'uniformiser les fonctions d'appartenance et de construire seulement des formes trapézoïdales. Ensuite, on joue sur la plage de variation de la grandeur KP_{pv_ref} pour influencer la dynamique de réglage du système. Pour que la plage de variation de KP_{pv_ref} soit normée dans l'intervalle $[0 ; 1]$. On étend donc les ensembles flous extrêmes (Petit) et (Grand) [SPR, 2009], par une forme rectangulaire en dehors de la plage normée, de manière à réaliser des ensembles flous de forme trapézoïdale [SPR, 2009].

On construit les trois ensembles flous en respectant deux conditions :

- la symétrie par rapport à 0,5 ;
- la somme des pentes est égale à 1.

Tenant compte de ces conditions, soit x_3 la petite base du trapèze et D_3 la distance entre les deux petites bases des trapèzes comme il est illustré dans la Figure III- 16. On peut définir les paramètres pour les trois ensembles flous :

- L'ensemble flou (Petit) : $[-1 ; -D_3/\sqrt{3} ; 0 ; D_3]$;
- L'ensemble flou (Moyen) : $[0 ; D_3 ; D_3+x_3 ; 1]$;
- L'ensemble flou (Grand) : $[D_3+x_3 ; 1 ; 1+D_3/\sqrt{3} ; 2]$;

Où x_3 est calculé en fonction de la largeur D_3 :

$$2D_3 + x_3 = 1 \Rightarrow x_3 = 1 - 2D_3$$

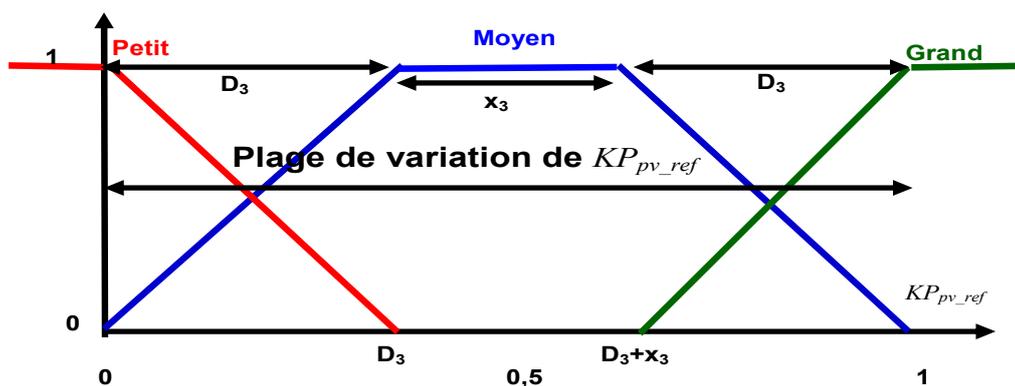


Figure III- 16. Application intuitive sur les ensembles flous de KP_{pv_ref}

Afin de tester l'algorithme, on fait varier la largeur de D_3 entre deux limites. La limite inférieure de la largeur sera définie par la situation de trois trapèzes. Quand $D_3=0$, l'ensemble

flou Petit disparaît, donc la limite inférieure de D_3 serait 0,1. La limite supérieure serait par conséquent 0,4. Ainsi, pour la variation de la largeur D_3 on prend les valeurs comprises dans l'intervalle [0,1 ; 0,2 ; 0,3 ; 0,4].

➤ *Choix de l'ensemble de fonctions d'appartenance de la variable de sortie ($\Delta P_{\mu TAG_ref}$)*

L'ensemble de fonctions d'appartenance de $\Delta P_{\mu TAG_ref}$ est illustrées à la Figure III- 17. La puissance de référence du stockage court terme peut être positive ou négative, et donc cinq ensembles flous sont pris en compte. Ces ensembles ont été choisis de telle manière que la grandeur de sortie soit comprise dans l'intervalle [-1 ; 1]. La Figure III- 17 montre que l'ensemble de fonctions d'appartenance est composé de quatre trapèzes et un triangle centré.

Pour que la plage de variation de $\Delta P_{\mu TAG_ref}$ soit normée dans l'intervalle [-1 ; 1], les fonctions d'appartenance doivent se situer en dehors de cette plage. On étend donc les ensembles flous extrêmes (Négatif Grand) et (Positif Grand), initialement de forme triangulaire, par une forme rectangulaire en dehors de la plage normée, de manière à réaliser des ensembles flous de forme trapézoïdale. Soit D_4 la distance entre la petite base du trapèze et la tête du triangle, et x_4 la petite base du trapèze, comme il est illustré dans la Figure III- 17.

On essaie alors, de construire ces ensembles flous en respectant le critère de symétrie par rapport à 0.

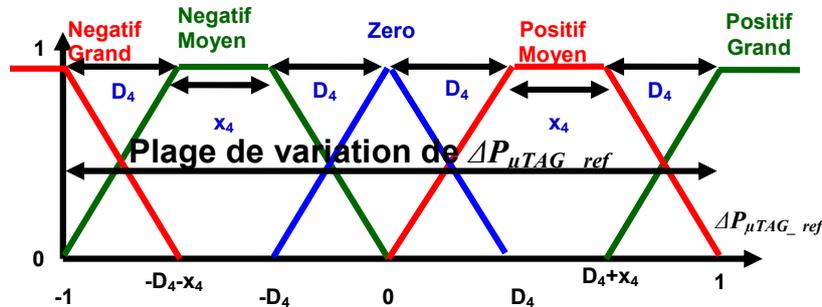


Figure III- 17. Application intuitive sur les ensembles flous de $\Delta P_{\mu TAG_ref}$

Dans ces conditions, les paramètres pour les cinq ensembles flous sont définis :

- L'ensemble flou (Négatif Grand) : $[-2 ; -1-D_4/\sqrt{3}] ; [-1 ; -1+D_4]$;
- L'ensemble flou (Négatif Moyen) : $[-1 ; -1+D_4] ; [-1+D_4+x_4 ; 0]$;
- L'ensemble flou (Zéro) : $[-1+D_4+x_4 ; 0] ; [1-D_4-x_4]$;
- L'ensemble flou (Positif Moyen) : $[0 ; 1-D_4-x_4] ; [1-D_4 ; 1]$;
- L'ensemble flou (Positif Grand) : $[1-D_4 ; 1] ; [1+D_4/\sqrt{3} ; 2]$;

Où x_4 est calculé en fonction des quatre largeurs D_4 limitées par l'intervalle [-1 ; 1]:

$$4D_4 + 2x_4 = 2 \Rightarrow x_4 = 1 - 2D_4 \quad (4.1)$$

Ensuite, on fait varier la largeur D_4 afin de tester l'influence de l'algorithme sur les résultats des simulations. Quand $D_4=0$ l'ensemble flou *Zéro* disparaît, donc la limite inférieure de D_4 serait 0,1. Pour déterminer la limite supérieure, on donne à x_4 la valeur 0, on trouvera que $D_4=0,5$. Dans ce cas là, le trapèze se transforme en triangle, ce qui change les formes choisies. La limite supérieure serait donc égale à 0,4. On fait varier alors la largeur de D_4 avec les valeurs comprises dans l'intervalle [0,1 ; 0,2 ; 0,3 ; 0,4].

b. Choix des gains de normalisation

Nous allons nous baser sur les valeurs des gains déjà obtenues par l'expertise dans le Tableau III- 4. Par exemple, la valeur initiale du gain G_1 va être dans le centre de l'intervalle considéré pour l'optimisation du gain G_1 . Le gain G_1 peut donc prendre les valeurs comprises dans l'intervalle [1/7 ; 1/11]. Le gain G_5 peut également prendre les valeurs comprises dans l'intervalle [30 ; 50]. Comme nous avons déjà signalé que les autres gains G_2, G_3, G_4 ne peuvent pas varier, ils vont prendre les mêmes valeurs que celles considérées pour les superviseurs méthodologique et classique. Le Tableau III- 9 résume les valeurs des gains normalisant appliqué dans la structure du superviseur optimisé.

Tableau III- 9. Les valeurs des gains normalisant du superviseur optimisé

Gain	G_1	G_2	G_3	G_4	G_5
Valeur	[1/7 ; 1/11]	1/737,3	25	18	[30 ; 50]

2) *Plan complet à six paramètres: 2⁶*

Problème étudié :

Comme il est déjà montré, l'objectif est d'optimiser le superviseur afin de respecter la puissance de référence imposée. Afin d'accomplir cet objectif, on étudie l'influence de six paramètres du superviseur sur un indicateurs de performance (τ) basé sur l'erreur de puissance. Les six variables seront : le gain de normalisation G_1 à l'entrée du superviseur pour l'erreur de puissance ΔP_{hyb} , le gain de normalisation G_5 à la sortie du superviseur pour l'ajustement de la puissance de référence des microturbines: $\Delta P_{\mu TAG_ref}$, la largeur D_1 pour la fonction d'appartenance qui correspond à la fuzzyfication de l'erreur de puissance à l'entrée du superviseur (ΔP_{hyb}), la largeur D_2 pour la fonction d'appartenance qui correspond à la fuzzyfication de la puissance de référence pour le stockage, à la sortie du superviseur (P_{sc_ref}) la largeur D_3 pour la fonction d'appartenance qui correspond à la fuzzyfication du coefficient de la dégradation de l'énergie solaire à la sortie du superviseur (KP_{pv_ref}) et la largeur D_4 pour

la fonction d'appartenance qui correspond à la fuzzyfication de l'ajustement de la puissance de référence des microturbines, à la sortie du superviseur ($\Delta P_{\mu TAG_ref}$).

Ayant six paramètres et choisissant les extrémités du domaine expérimental comme points d'expériences, c'est-à-dire deux niveaux pour chaque paramètre, il est envisagé de réaliser un plan complet à six facteurs 2^6 , [GOU, 1988]. Les bases de cette étude sont donc les suivantes :

- paramètre 1 : le gain G_1 qui prend les valeurs comprises dans l'intervalle [1/7 ; 1/11] ;
- paramètre 2 : le gain G_5 qui prend les valeurs comprises dans l'intervalle [30 ; 50] ;
- paramètre 3 : la largeur D_1 avec les valeurs extrêmes de l'intervalle [0,1 ; 0,9] ;
- paramètre 4 : la largeur D_2 avec les valeurs extrêmes de l'intervalle [0,1 ; 0,42] ;
- paramètre 5 : la largeur D_3 avec les valeurs extrêmes de l'intervalle [0 ; 0,4] ;
- paramètre 6 : la largeur D_4 avec les valeurs extrêmes de l'intervalle [0,1 ; 0,4] ;

Le Tableau III- 10 résume les intervalles des paramètres participant au jeu.

Tableau III- 10. Les intervalles des paramètres optimisés

Paramètre	G_1	G_5	D_1	D_2	D_3	D_4
Intervalle	[1/7 ; 1/11]	[30 ; 50]	[0,1 ; 0,9]	[0,1 ; 0,42]	[0 ; 0,4]	[0,1 ; 0,4]

A la base de ces intervalles, nous construisons un algorithme pour trouver la réponse (l'indicateur τ) à chaque essai des 64 essais proposés selon le plan factoriel 2^6 .

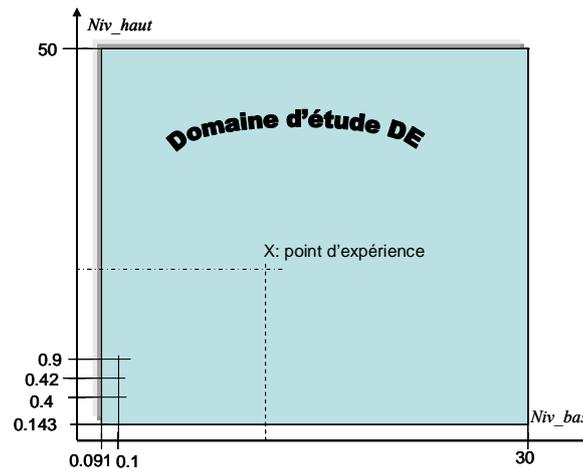
III.4.2.2.2 Choix du modèle à optimiser

1) Choix du domaine d'étude (DE)

Chacun des deux niveaux de chaque variable est noté par +1 pour le niveau haut et -1 pour le niveau bas en variables centrées réduites.

Le domaine expérimental est donc représenté pour les soixante quatre points expérimentaux correspondant au plan complet 2^6 comme illustré dans la Figure III- 18. Pour chaque point d'expérience on teste le superviseur à logique floue en simulant le système multisource sur Matlab/Simulink. Les simulations sont effectuées pour une période de 180 minutes [de 620 à 800 min] prise d'un horizon complet sur une journée.

Quant à la nature du problème, elle est continue puisque tous les paramètres sont supposés prendre n'importe quelle valeur dans le domaine d'étude. X est donc un élément de $R^k \cap DE$. Ainsi, dans la relation $y = f(X)$, f est une fonction continue de la variable X . X servira de variable de type inconnue pour l'écriture des modèles exprimant les variations des réponses en fonction des valeurs des paramètres.

Figure III- 18. Représentation du domaine d'étude (DE) pour $k=6$

Dans cette hypothèse, nous n'avons pas de conditions pratiques particulières pour lesquelles il est exclu de réaliser des expériences. Cette expérience ne prend donc pas en compte de fonction de contraintes.

2) Modélisation

Nous allons considérer trois types de modèles. Le premier représente le modèle de la centrale multisource sur Matlab/Simulink, et deux modèles mathématiques créés par les plans d'expériences (modèle du premier ordre sans les interactions et modèle du premier ordre avec les interactions). Les modèles mathématiques expriment les variations des réponses en fonction des valeurs des paramètres. Par la suite, nous appliquons un algorithme d'optimisation à chaque modèle, puis comparer les résultats d'optimisation et choisir le modèle qui mène au meilleur réglage du superviseur flou.

III.4.2.2.3 Choix des effets entres paramètres

1) Indicateur de performance (Réponse)

Le système multisource étudié dans cette thèse a été présenté en début de ce chapitre. Afin de trouver une méthode pour déterminer les paramètres du superviseur à logique floue de ce système, on a pris en compte la topologie considérée « l'association de trois microturbines, d'une centrale photovoltaïque et du système de stockage court terme », connectées à un réseau électrique, comme il est illustré dans la Figure III- 1. Le schéma bloc du superviseur à logique floue de cet ensemble est présenté dans la Figure III- 3.

Afin de concrétiser les objectifs de la centrale multisource, c'est-à-dire le suivi de la puissance de référence, une méthodologie développée pour la construction du superviseur à logique floue a été exposée dans ce chapitre. Une fonction objectif basée sur l'erreur de la puissance est alors proposée comme un indicateur de performance. Son expression est

expliquée dans (III- 4). Elle représente la racine de la somme des carrés de la différence entre la puissance de référence et la puissance de l'HRES, exprimée en kilowatts.

$$\tau = \sqrt{\sum (P_{ref} - P_{hyb})^2} \quad \text{III- 4}$$

Nous calculons les effets lorsque nous nous intéressons aux modèles mathématiques. Ces effets aident à bâtir le modèle mathématique. Un effet négatif ne signifie pas un effet néfaste. L'effet est négatif quand la réponse diminue lorsque le facteur correspondant passe du niveau -1 au niveau +1. Il est naturellement dit positif quand la réponse augmente lorsque le facteur correspondant passe du niveau -1 au niveau +1.

III.4.2.2.4 Algorithmes d'optimisation (Sequential Quadratic Programming)

Une fois que le modèle est construit, un algorithme d'optimisation s'implante permettant d'obtenir un réglage optimal des paramètres pour la commande d'un superviseur à base de logique floue.

A cause du nombre important de paramètres à régler, il est envisageable d'utiliser des méthodes d'optimisation multidimensionnelles. L'avantage principal de ces méthodes est qu'ils ne nécessitent pas une expertise sur le système étudié. Il existe un grand nombre d'algorithmes qui utilisent des principes différents et leur performance dépend des applications étudiées. La recherche d'un minimum, en imposant des limites et à partir d'un point initial, peut être réalisée avec une fonction préprogrammée en Matlab : `fmincon`. Pour les problèmes généraux d'optimisation non linéaire, `fmincon` utilise la méthode de Programmation Quadratique Successive (SQP). Cette méthode vise à résoudre une série de sous-problèmes conçus pour minimiser un modèle quadratique de l'objectif soumis à une linéarisation des contraintes. Si le problème est sans contrainte, la méthode est réduite à la méthode de Newton pour trouver un point où le gradient de l'objectif disparaît. L'utilisation des points initiaux est indispensable pour faciliter la convergence vers un optimum. Dans ce sens, à partir d'un point initial généré sur l'espace de définition de la fonction, on effectue une recherche du minimum local le plus proche, via la méthode de Newton disponible sous Matlab (fonction `Fmincon`). Si le point initial est généré aléatoirement, il existe le risque de trouver un minimum plus grand par rapport à l'indicateur de performance. Afin d'obtenir un résultat satisfaisant on choisit un point initial qui se rapporte aux valeurs obtenues dans la réponse la plus faible des plans d'expériences. `Fmincon` trouve le minimum d'une fonction de certaines variables en partant d'une valeur initiale et en imposant des limites. Le minimum qu'on cherche est l'indicateur de performance exprimé dans (III- 4). La recherche de ce

minimum dépend des six variables utilisées pour les essais des plans d'expériences : $\tau = f(G_1, G_5, D_1, D_2, D_3, D_4)$. Nous déclarons aussi le point initial de l'algorithme d'optimisation qui correspond à l'indicateur le plus petit dans le plan factoriel 2^6 .

III.4.2.2.5 Récupération des résultats d'optimisation

En faisant une courte récapitulation, il faut rappeler que notre objectif est de déterminer le choix optimal pour le réglage des paramètres flous du superviseur sur la base de l'indicateur de performance présenté dans (III- 4).

Dans un premier temps, on applique le plan d'expériences complet à six paramètres. Ensuite, après avoir analysé la réponse offerte par les essais proposés dans les plans d'expériences, on trouve le modèle précis qui exprime l'expérience. Finalement, on implante un algorithme d'optimisation, plus précisément la méthode de SQP, sur le modèle de simulation elle-même et sur le modèle mathématique extrait afin d'optimiser le superviseur flou avec les paramètres les plus convenables.

Ce qu'il faut bien noter, c'est qu'on utilise pour chaque processus d'optimisation un algorithme multi-objectif. Le premier processus est de construire les plans d'expériences et d'avoir les 64 réponses, puis d'appliquer l'algorithme d'optimisation sur l'expérience elle-même pour avoir l'indicateur optimale, et finalement de trouver les valeurs optimales des paramètres du superviseur flou correspondant à l'indicateur obtenu. Or le second processus est de construire les plans d'expériences, d'avoir les 64 réponses, de calculer les coefficients du modèle choisi et d'appliquer l'algorithme d'optimisation sur ce modèle pour obtenir directement les valeurs optimales des paramètres du superviseur flou.

En appliquant les superviseurs classique et méthodologique sur le même modèle de simulation de la centrale multisource et pendant la même période, on trouve que l'indicateur de performance prend les valeurs présentées au Tableau III- 11. L'objectif visé est la garantie de la puissance de référence, ce qui va se traduire par une erreur moyenne très faible représentée par l'indicateur τ .

Tableau III- 11. L'indicateur de performance dans les cas empiriques

Superviseur	Classique	Méthodologique
τ [kW]	41	26

➤ Premier cas d'étude « optimisation du modèle simulink de la centrale multi source »

Le modèle optimisé dans ce cas est le modèle simulink de la centrale multisource. Nous construisons un algorithme pour trouver la réponse (l'indicateur de performance τ) à

chacun des 64 essais proposés selon le plan factoriel 2^6 . Les valeurs des paramètres du superviseur correspondant à la valeur la plus petite de l'indicateur vont être les valeurs initiales de l'algorithme d'optimisation qui va chercher s'il existe une autre valeur minimale de l'indicateur, et nous donner au final les valeurs des paramètres correspondants. La matrice d'expériences est présentée au (Tableau C-1) en annexe C.

La valeur la plus petite pour l'indicateur est obtenue pour les gains G_1, G_5 positifs et les largeurs D_1, D_2 positives, D_3 , et D_4 négatives. En traduisant, la plus faible réponse est obtenue dans l'essai numéro 61 avec les largeurs $D_1=0,9, D_2=0,42, D_3=0,1$ et $D_4=0,1$, et les gains $G_1=1/7$ et $G_5=50$.

Pour pouvoir les implanter dans un algorithme d'optimisation, il est envisageable de fixer ces valeurs comme valeurs initiales de l'algorithme. Concernant les limites supérieures et inférieures de l'algorithme, les intervalles déjà évoqués dans le Tableau III- 10 vont exprimer ces limites dans l'algorithme d'optimisation pour les six paramètres, mais en utilisant les valeurs centrées réduites (-1 et 1).

Les essais proposés par le plan d'expérience ont mené à une réponse faible avec les gains $G_1=1/7$ et $G_5=50$. En respectant ces résultats, on fixe les limites demandées de la fonction f_{mincon} pour ces six variables. Ainsi les limites pour la largeur D_1 sera : $D_1 = [0,1 ; 0,9]$, pour la largeur D_2 sera : $D_2 = [0,1 ; 0,42]$, pour la largeur D_3 sera : $D_3 = [0,1 ; 0,4]$ et pour la largeur D_4 sera : $D_4 = [0,1 ; 0,4]$. Pour les gains de normalisation on prend comme limite l'intervalle : $G_1 = [1/11 ; 1/7]$ et $G_5 = [30 ; 50]$.

On déclare aussi le point initial qui correspond à l'indicateur le plus petit: $x_0 = [G_1; G_5; D_1; D_2; D_3; D_4]$ avec les valeurs suivantes pour les trois variables :

$$\begin{cases} G_1 = 1/7; \\ G_5 = 50; \\ D_1 = 0,9; \\ D_2 = 0,42; \\ D_3 = 0,1; \\ D_4 = 0,1; \end{cases} \equiv \begin{cases} G_1 = 1; \\ G_5 = 1; \\ D_1 = 1; \\ D_2 = 1; \\ D_3 = -1; \\ D_4 = -1; \end{cases}$$

Ensuite on implante la fonction f_{mincon} :

$$lb = [1/11 ; 30 ; 0,1 ; 0,1 ; 0,1 ; 0,1] \equiv [-1 ; -1 ; -1 ; -1 ; -1 ; -1]$$

$$ub = [1/7 ; 50 ; 0,9 ; 0,42 ; 0,4 ; 0,4] \equiv [1 ; 1 ; 1 ; 1 ; 1 ; 1]$$

$[x, \tau] = f_{mincon} (@fun, x_0, [], [], [], [], lb, ub, [], options)$ sur Matlab et on relance alors les simulations sur Simulink.

Le résultat obtenu des simulations montre que le minimum trouvé pour l'erreur :

$\tau = 10$ (kW) dépend des valeurs suivantes pour les six variables :

$$x = [D_1=0,9, D_2=0,42, D_3=0,1 \text{ et } D_4=0,1, \text{ et les gains } G_1=1/7 \text{ et } G_5=50].$$

Ce qu'on peut tirer des résultats obtenus de l'optimisation, c'est que la MPE a déjà fait un très bon choix aux valeurs initiales autour desquelles la valeur optimale existe et l'algorithme de l'optimisation a validé fortement ce choix.

Il est important ici d'évoquer que le temps de calcul du programme complet est de l'ordre de 1131 secondes.

A l'aide de ces paramètres nous pourrions tracer les fonctions d'appartenance de ce superviseur comme montré à la Figure III- 19.

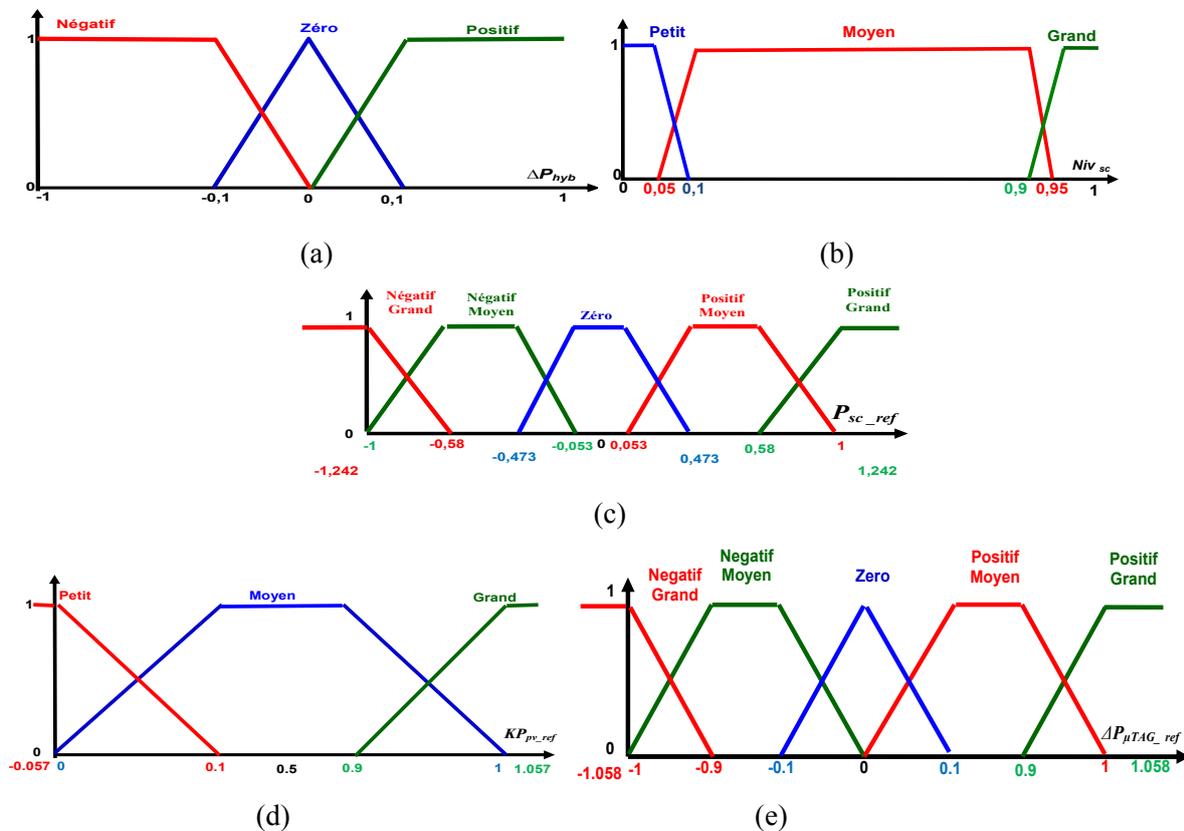


Figure III- 19. Ensemble de fonctions d'appartenance d'entrée et de sortie (premier cas d'étude): (a) fonctions d'appartenance de l'erreur sur la puissance ΔP_{hyb} , (b) fonctions d'appartenance du niveau du système de stockage, (c) fonctions d'appartenance de la puissance de référence du système de stockage, (d) fonctions d'appartenance du coefficient de la dégradation de PV, et (e) fonctions d'appartenance de l'ajustement de la puissance de référence des sources prévisibles.

Quant aux gains de normalisation du superviseur flou optimisé, ils sont présentés dans le Tableau III- 12.

Tableau III- 12. Valeurs des gains de normalisation du superviseur flou optimisé (premier cas d'étude)

Gain	G_1	G_2	G_3	G_4	G_5
Valeur	1/7	1/737,3	25	18	50

Le réseau représenté à la Figure III- 1 est simulé pendant 180 minutes en utilisant les trois superviseurs flous.

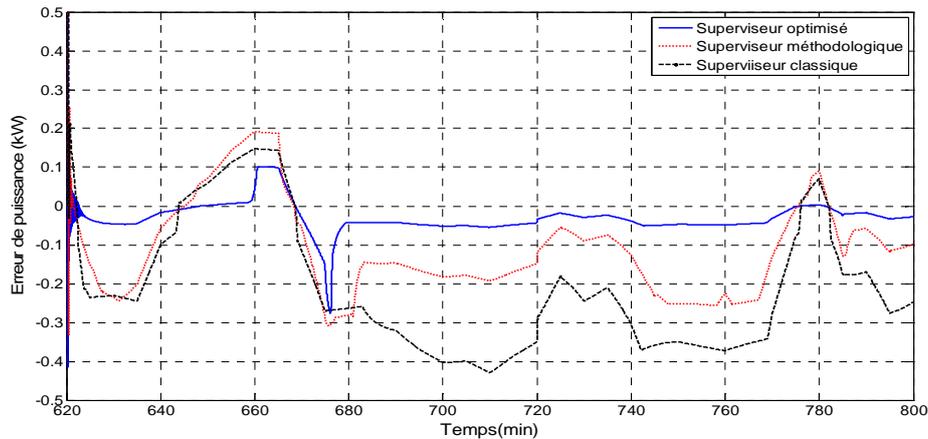


Figure III- 20. L'erreur de puissance totale

La Figure III- 20 montre l'erreur entre la puissance de référence (pour les trois cas de supervision à temps réel) et la puissance totale de la centrale multisource qui correspond à la somme de la puissance fournie au réseau par les systèmes de stockage SC, le générateur PV et les sources prévisibles μ TAG. Cette figure montre que dans le cas du superviseur optimisé, la puissance de référence est beaucoup mieux respectée que dans les autres cas.

Le Tableau III- 13 montre en chiffres la minimisation de l'erreur de puissance faite par le superviseur flou par rapport aux autres superviseurs.

Tableau III- 13. L'indicateur de performance

Superviseur	Classique	Méthodologique	Optimisé (direct)
τ [kW]	41	26	10

➤ *Deuxième cas d'étude « optimisation du modèle du premier ordre sans interactions »*

Pour bâtir le modèle y_{mod} du premier degré (sans interactions) qui exprime la relation entre la réponse et les variables, Les effets de chacun des 6 paramètres sont :

La moyenne des réponses $a_0 = 87$;

L'effet du gain $G_1 : a_1 = -13,7$;

L'effet du gain $G_5 : a_2 = -13$;

L'effet de $D_1 : a_3 = -61,1$;

L'effet de $D_2 : a_4 = -35$;

L'effet de $D_3 : a_5 = 4,4$;

L'effet de $D_4 : a_6 = 4,7$.

$$y_{mod} = 87 - 13,7 x_1 - 13 x_2 - 61,1 x_3 - 35 x_4 + 4,4 x_5 + 4,7 x_6$$

L'intérêt des paramètres centrées réduites est de pouvoir présenter les plans d'expériences de la même manière quels que soient les domaines expérimentaux retenus et quels que soient les paramètres, ce qui donne une grande généralité de présentation à la théorie des plans d'expériences. De ce fait, on calcule y_{mod} à chaque essai des 64 essais en remplaçant dans le modèle les valeurs de vecteur x correspondant à chaque essai (Tableau C- 1) en annexe C.

La plus faible réponse (-44,8) est obtenue dans l'essai numéro 61 avec les valeurs du vecteur x suivantes : $[x_1=+1, x_2=+1, x_3=+1, x_4=+1, x_5=-1$ et $x_6=-1]$. On peut facilement remarquer que le modèle nous a amené au même essai que celui de l'expérience.

Ces valeurs vont être choisies comme des valeurs initiales d'un algorithme d'optimisation qui va être appliqué sur le modèle $y_{mod} = f(x)$. Comme d'habitude les intervalles des paramètres centrés réduits sont toujours $[-1 ; +1]$.

Tenant compte des résultats obtenus en effectuant les essais proposés par le plan d'expériences, on commence à implanter un algorithme d'optimisation sur le modèle créé en choisissant les valeurs du vecteur x correspondant à la faible réponse dans l'essai N° 61 comme des valeurs initiales ($x_0 = [+1 ; +1 ; +1 ; +1 ; -1 ; -1]$). L'optimisation du modèle a duré 85 (msec) et a fait 14 itérations pour trouver la valeur optimale qu'on cherche. Cette valeur trouvée est :

$$F_{min} = -36$$

Les valeurs optimales des six paramètres sont :

$$x(1) = 1 ; x(2) = 1 ; x(3) = 1 ; x(4) = 1 ; x(5) = 0 ; x(6) = 0.$$

On calcule les valeurs des paramètres en valeurs origines en appliquant les expressions inverses de la normalisation :

$$G_1 = 0,03 x(1) + 0,12 = 0,14$$

$$G_5 = 10 x(2) + 40 = 50$$

$$D_1 = 0,4 x(3) + 0,5 = 0,9$$

$$D_2 = 0,2x(4) + 0,3 = 0,42$$

$$D_3 = 0,15 x(5) + 0,25 = 0,25$$

$$D_4 = 0,15 x(6) + 0,25 = 0,25$$

A l'aide de ces paramètres nous pourrions tracer les fonctions d'appartenance de ce superviseur comme montré à la Figure III- 21. Quant aux gains de normalisation du superviseur flou optimisé, ils sont les mêmes que dans le premier cas d'étude. Le Tableau III- 12 présente leurs valeurs à l'entrée et à la sortie du superviseur.

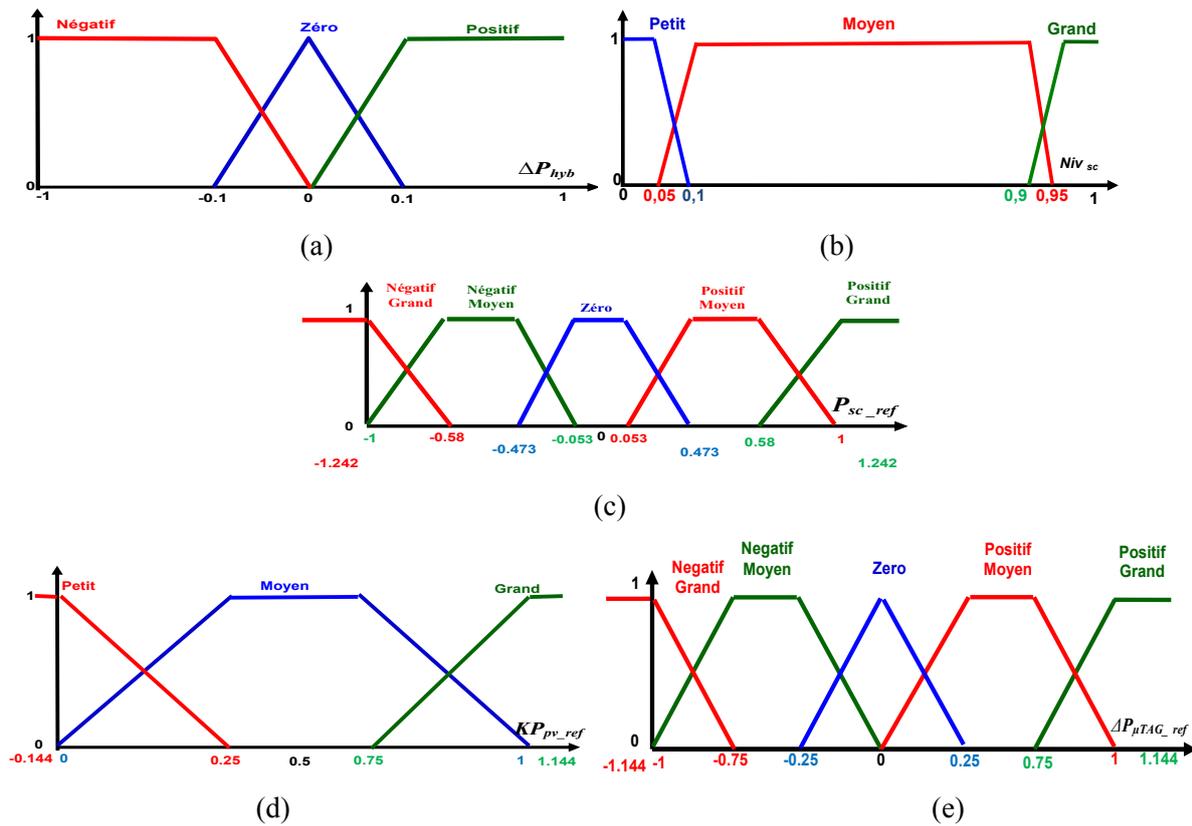


Figure III- 21. Ensemble de fonctions d'appartenance d'entrée et de sortie (deuxième cas d'étude): (a) fonctions d'appartenance de l'erreur sur la puissance ΔP_{hyb} , (b) fonctions d'appartenance du niveau du système de stockage, (c) fonctions d'appartenance de la puissance de référence du système de stockage, (d) fonctions d'appartenance du coefficient de la dégradation de PV, et (e) fonctions d'appartenance de l'ajustement de la puissance de référence des sources prévisibles.

On crée le superviseur flou correspondant aux valeurs des largeurs obtenues de la dernière optimisation, puis on l'implante avec les valeurs des gains normalisant dans la simulation sur Matlab simulink. Les résultats des simulations montrent que le minimum trouvé pour l'erreur est égale à : $\tau = 12$ (kW).

Le Tableau III- 14 montre en chiffres la minimisation de l'erreur de puissance faite par le superviseur flou optimisé par rapport aux autres superviseurs.

Tableau III- 14. L'indicateur de performance

Superviseur	Classique	Méthodologique	Optimisé (modèle sans interactions)
τ [kW]	41	26	12

Ce résultat obtenu est proche de celui obtenu lors de l'optimisation faite directement sur le modèle simulink, ce qui confirme la linéarité du modèle obtenu par la méthode des plans d'expériences.

L'intérêt indispensable du modèle est de pouvoir rapidement l'optimiser et de trouver facilement les valeurs des paramètres du superviseur flou. Cet intérêt est plus remarquable surtout lorsque le temps de simulation est important.

Un teste de signification des effets du modèle est présenté en annexe C. on prouve donc la linéarité du modèle. Cela est bien en accord avec le fait que tous les coefficients sont significatifs.

➤ *Troisième cas d'étude* « optimisation du modèle du premier ordre avec interactions »

Le modèle du premier degré (avec interaction) qu'on va optimiser est comme suivant :

$$y_{mod} = 87 - 13,7 x_1 - 13x_2 - 61,1x_3 - 35x_4 + 4,4x_5 + 4,7x_6 + 1,6 x_1x_2 + 9,3 x_1x_3 + 4,6 x_1x_4 - 0,6 x_1x_5 - 0,5 x_1x_6 + x_2x_3 + 4,7 x_2x_4 - 1,5 x_2x_5 + 0,1 x_2x_6 + 24,4 x_3x_4 - 3,1 x_3x_5 - 3 x_3x_6 - 1,8 x_4x_5 - 1,3 x_4x_6 + 0,2 x_5x_6$$

On calcule y_{mod} à chacun des 64 essais en remplaçant dans le modèle les valeurs de vecteur x correspondant à chaque essai. Le Tableau C- 4 en annexe représente La matrice de la réponse du modèle, et les résidus ei .

La plus faible réponse (10,9) est obtenue dans l'essai N° 31 avec les valeurs de vecteur x suivantes : $[x_1=-1, x_2=+1, x_3=+1, x_4=+1, x_5=+1$ et $x_6=-1]$. On peut facilement remarquer que le modèle ne nous a pas amené au même essai que celui de l'expérience dans le premier cas d'étude. Ces valeurs vont être choisies comme des valeurs initiales d'un algorithme d'optimisation qui va être appliqué sur le modèle $y_{mod} = \beta \cdot f_x(x)$. Comme d'habitude les intervalles des paramètres centrées réduites sont toujours $[-1 ; +1]$.

L'optimisation du modèle a duré 112 (msec) et a fait 49 itérations pour trouver la valeur optimale que l'on cherche. Cette valeur trouvée est égale à $F_{min} = 12,4$.

Les valeurs optimales des six paramètres :

$$x(1) = 1 ; x(2) = -1 ; x(3) = 1 ; x(4) = 1 ; x(5) = -1 ; x(6) = -1.$$

On calcule les valeurs des paramètres en valeurs origines en appliquant les expressions inverses de la normalisation :

$$G_1 = 0,03 x (1) + 0,12 = 0,14$$

$$G_5 = 10 x (2) + 40 = 30$$

$$D_1 = 0,4 x (3) + 0,5 = 0,9$$

$$D_2 = 0,2 x (4) + 0,3 = 0,42$$

$$D_3 = 0,15 x (5) + 0,25 = 0,1$$

$$D_4 = 0,15 x (6) + 0,25 = 0,1$$

Comme les valeurs des largeurs sont les mêmes que dans le premier cas d'étude, les fonctions d'appartenance ne changeront pas. Les fonctions d'appartenance de ce superviseur sont identiques à celles montrées à la Figure III- 19.

Quant aux gains de normalisation du superviseur flou optimisé dans ce cas d'étude, ils sont présentés dans le Tableau III- 15.

Tableau III- 15. Gains de normalisation du superviseur flou optimisé (troisième cas d'étude)

Gain	G_1	G_2	G_3	G_4	G_5
Valeur	1/7	1/737,3	25	18	30

On crée le superviseur flou correspondant aux valeurs des largeurs obtenues de la dernière optimisation, puis on l'implante avec les valeurs des gains normalisant dans la simulation sur Matlab simulink. Le résultat obtenu des simulations montre que le minimum trouvé pour l'indicateur est égal à $\tau = 14$ (kW).

Ce résultat obtenu est proche de celui obtenu lors de l'optimisation faite directement sur la simulation du modèle simulink, ce qui confirme la linéarité du modèle obtenu par la méthode des plans d'expériences. Mais, on peut dire que le modèle du premier ordre sans interaction est un peu plus précis que celui avec interaction.

Le Tableau III- 16 compare en chiffres la minimisation de l'erreur de puissance réalisée par les différents superviseurs flous étudiés. Le superviseur optimisé directement sans modèle nous amène à une valeur d'indicateur inférieure à celle des autres superviseurs optimisés utilisant la modélisation. Ce superviseur va être utilisé dans toutes les prochaines simulations.

Tableau III- 16. L'indicateur de performance des superviseurs étudiés

Superviseur	τ [kW]
Classique	41
Méthodologique	26
Optimisé (directe sans modèle)	10
Optimisé (modèle sans interactions)	12
Optimisé (modèle avec interactions)	14

Un teste de signification des effets du modèle est présenté en annexe C. on prouve donc la linéarité du modèle. Cela est bien en accord avec le fait que tous les coefficients sont significatifs.

III.4.2.3 Conclusions

En faisant une comparaison entre les trois cas traités, on voit que la valeur de l'indicateur obtenue à l'aide d'un modèle est très proche de celle obtenue directement en appliquant l'algorithme d'optimisation sur la simulation elle-même. Mais par rapport au temps de l'optimisation on gagne de temps avec l'optimisation faite sur le modèle. Par exemple, si on a une simulation sur une journée, on ne peut pas imaginer une optimisation faite pour cette simulation, car le temps d'optimisation va être très important. De plus, si on pense par obligation à faire une telle optimisation, il faut penser à utiliser des ordinateurs hyper puissants et de ce fait, d'un point de vue économique, c'est une dépense supplémentaire surtout que toutes les recherches actuelles mettent la question économique en priorité parmi ces objectifs. La question du temps d'optimisation est donc un véritable défi pour notre méthodologie d'automatisation du superviseur flou. Finalement, nous avons pu surmonter ce défi à l'aide de la modélisation de l'expérience souhaitée, puis l'optimisation du modèle qui ne dure que quelques millisecondes.

III.5 Simulations et interaction temps réel-moyen terme

Le schéma global de la supervision qui est présenté à la Figure III-22 montre que la supervision en temps réel agit sur celle à moyen terme, d'un côté par l'action sur la puissance de la centrale photovoltaïque (soit en mode MPPT, soit en mode dégradé), et de l'autre côté par l'action sur les puissances de références des microturbines à gaz.

III.5.1 Présentation des profils d'entrée de la supervision

La centrale multisource simulée est celle représentée à la Figure III- 1. Les simulations réalisées ont pu mettre en évidence différentes situations en fonction des conditions météorologiques. En effet, dans ce qui suit, on comparera les comportements des superviseurs flous étudiés classique, méthodologique et optimisé directement sans modèle (sans utiliser le modèle exprimant l'expérience $y_{mod}=f(x)$). Au début, la puissance prédite de référence qui sera transmise aux sources prévisibles correspond à la différence entre la prédiction de la charge et la puissance prédite des panneaux solaires, comme il est montré dans la Figure III- 23. Comme nous le montre la Figure III- 23.c les sources prévisibles ne sont pas sollicitées de façon permanente à des puissances identiques. En effet, à cause de la centrale photovoltaïque, la météo influence de façon importante le fonctionnement global de la station hybride, tel que montré à la Figure III- 23.b.

Comme on peut le constater, la forme d'onde de la puissance produite par la centrale PV est assez régulière. Elle correspond aux conditions climatiques d'une journée froide et ensoleillée, c'est-à-dire qu'il n'y a pas de variation rapide et irrégulière de la puissance. Les fluctuations se font de manière progressive en fonction de l'inclinaison des rayons du soleil par rapport aux panneaux photovoltaïques, avec un maximum de puissance qui se situe aux alentours de 13h00.

La puissance prédite de référence représentée à la Figure III- 23.a, sera envoyée au calculateur d'optimisation. Ce calculateur se charge, grâce à un algorithme d'optimisation qui minimise les coûts, de répartir la puissance nécessaire entre les différents μ TAG. Il fait son optimisation à moyen terme à une période d'optimisation à déterminer par la suite.

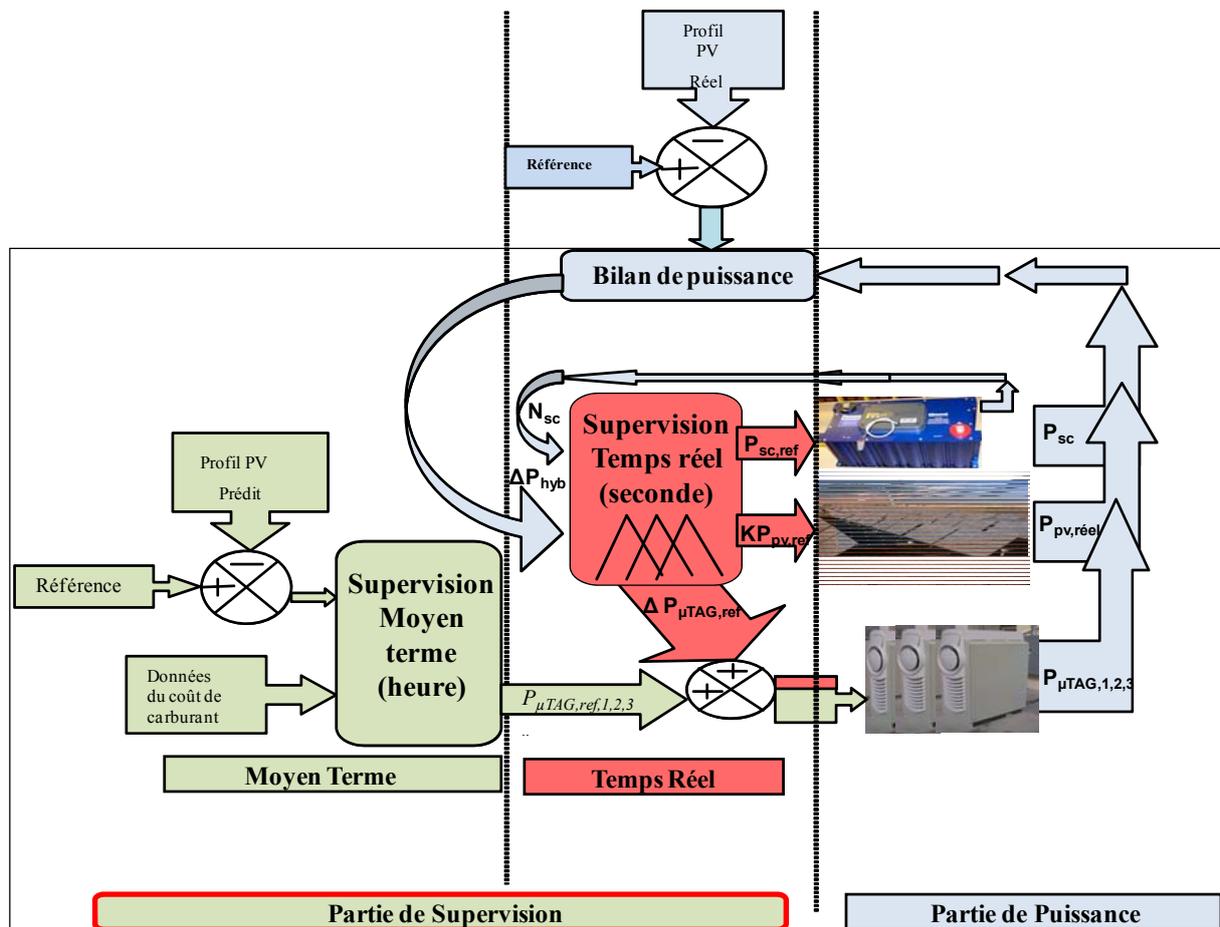
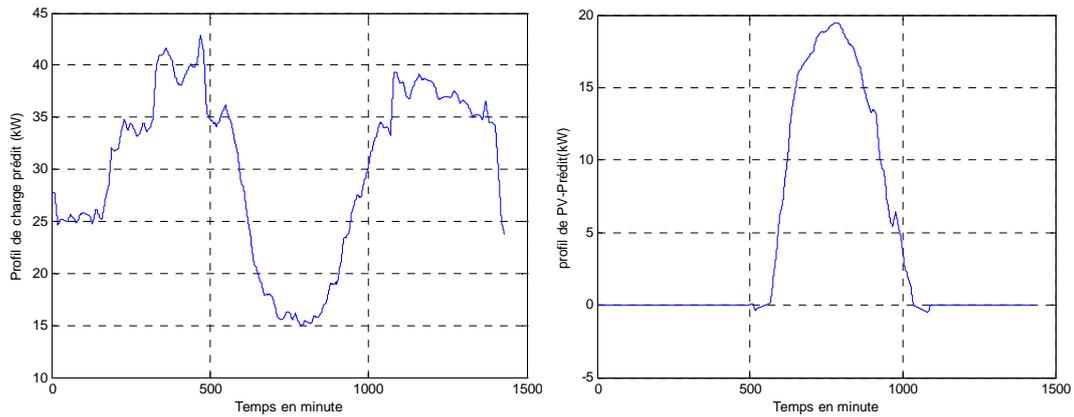
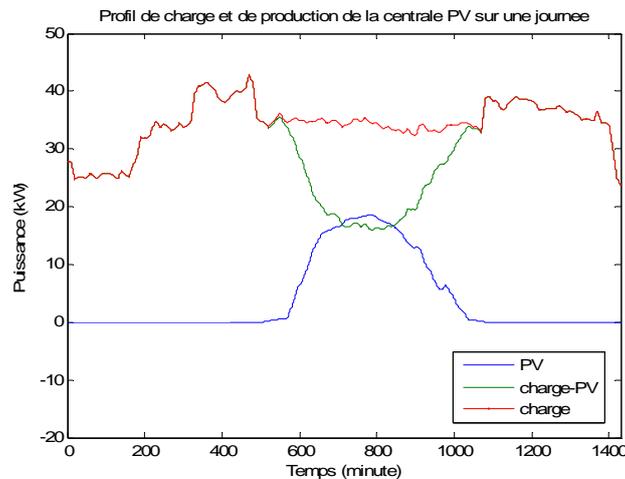


Figure III- 22. Le schémas global de la supervision



(a) Profil de charge – profil de PV prédit

(b) profil de PV prédit



(c) Profil de charge, profil de PV prédit et la différence (charge-profil de PV prédit)

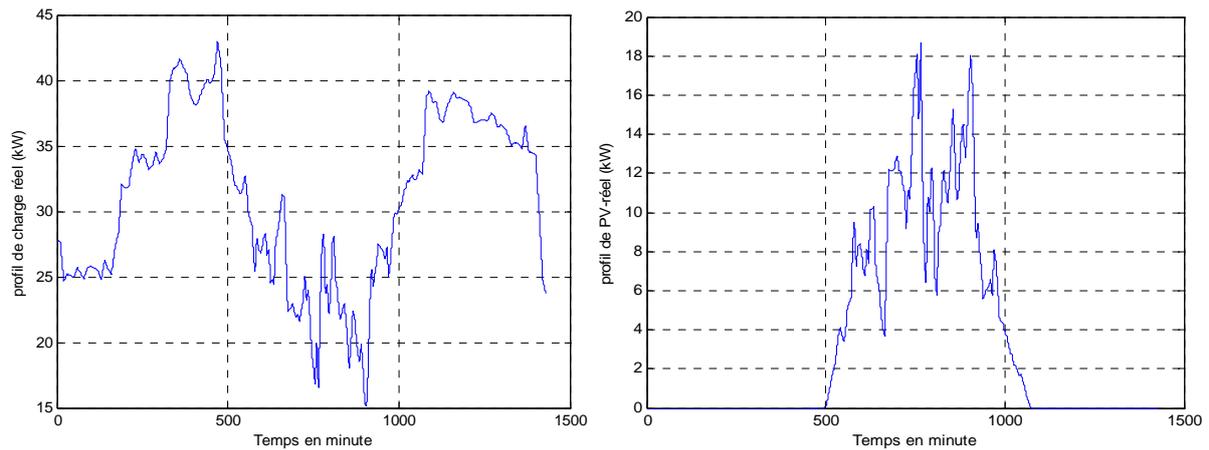
Figure III- 23. Différents profils fournis à la supervision à moyen terme

L'utilisation des supercapacités s'avère indispensable afin de stocker le surplus de production d'électricité ou encore de combler le manque énergétique, car il existe des écarts non négligeables entre la puissance de référence et la production des μ TAG. La fonction des super capacités est également de combler les manques de puissance dus à la dynamique lente des μ TAG. La gestion de la puissance des supercapacités se fera en temps réel par le superviseur à logique floue.

A l'entrée du superviseur flou, nous appliquons le même profil de charge à suivre en temps réel mais le profil de puissance des panneaux solaires est réel cette fois, voir la Figure III- 24.

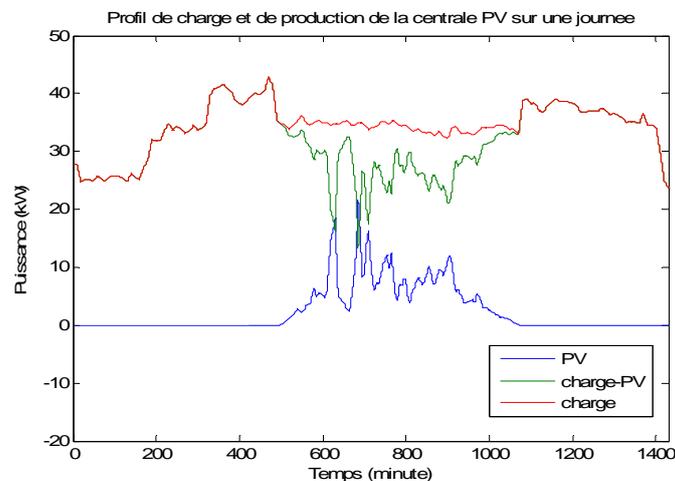
On peut remarquer que la production de la centrale PV est soumise à des fluctuations qui peuvent être lentes ou rapides comme l'illustre la Figure III- 24.b.

Après avoir présenté les trois variantes des superviseurs temps réel de la centrale multisource, il paraît important de discuter l'influence de la période d'optimisation à moyen terme sur l'indicateur de performance d'un côté et sur le coût du carburant d'un autre côté.



(a) Profil de charge – profil de PV réel

(b) profil de PV réel



(c) Profil de charge, profil de PV réel et la différence (charge-profil de PV réel)

Figure III- 24. Différents profils fournis à la supervision à temps réel

III.5.2 Influence de la période d'optimisation (f) à moyen terme sur l'indicateur de performance (τ).

Le Tableau III- 17 et la Figure III- 25 nous montrent que l'évolution de l'indicateur en fonction de la période d'optimisation en utilisant le superviseur classique prend une forme exponentielle. C'est-à-dire : plus la période d'optimisation est élevée, plus la valeur de l'indicateur est élevée. Il est donc préférable de choisir une période minimale pour avoir un indicateur minimal. Mais cela ne sera pas le cas en utilisant les superviseurs méthodologique et optimisé. L'évolution de l'indicateur en fonction de la période d'optimisation en utilisant le superviseur optimisé est quasiment similaire à celle en utilisant le superviseur méthodologique. Il y a dans cette évolution deux valeurs minimales, une qui correspond à la période 45 minutes et l'autre qui correspond à la période 90 minutes.

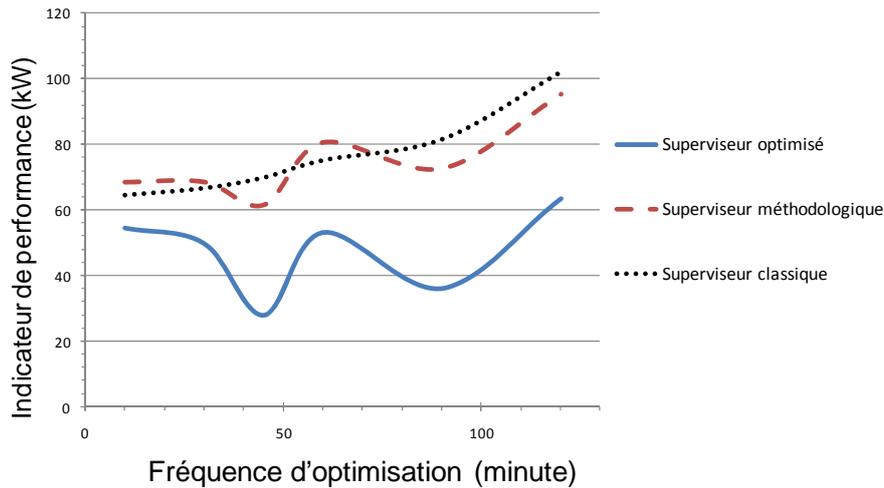


Figure III- 25. L'indicateur en fonction de la période d'optimisation

Tableau III- 17. L'indicateur de performance en fonction de la période d'optimisation

Période d'optimisation (minute)	Classique	Méthodologique	Optimisé
	Indicateur kW	Indicateur kW	Indicateur kW
10	64	68	54
30	67	68	50
45	70	61	28
60	75	81	53
90	81	73	36
120	102	95	63

III.5.3 Influence de la période d'optimisation à moyen terme sur le coût du carburant.

Les trois figures ci-dessous (Figure III- 26, Figure III- 27 et Figure III- 28) illustrent l'évolution du coût pour différentes périodes d'optimisation pour les trois superviseurs à temps réel. Le coût total correspond au cumul des coûts de consommation à la fin de la journée. Un simple regard sur ces trois figures montre que l'évolution du coût du carburant en fonction de la période d'optimisation pour les trois superviseurs est identique.

On constate qu'il est beaucoup plus grand lorsque la période d'optimisation est inférieure à 30 minutes (période (f) à 10 min). Les puissances de références des μ TAG suivent au plus proche les fluctuations de puissance de la charge pour ces périodes. De ce fait, le nombre de démarrages (à chaud ou à froid) peut être plus important, d'où un cumul des coûts de démarrage important en plus des coûts de fonctionnement. On constate un coût plus important pour un calcul toutes les 2 heures, légèrement supérieur au coût d'une optimisation toutes les

demi-heures ou toutes les heures. Le coût correspondant à la période 60 minutes est presque superposé sur celui correspondant à la période 45 minutes.

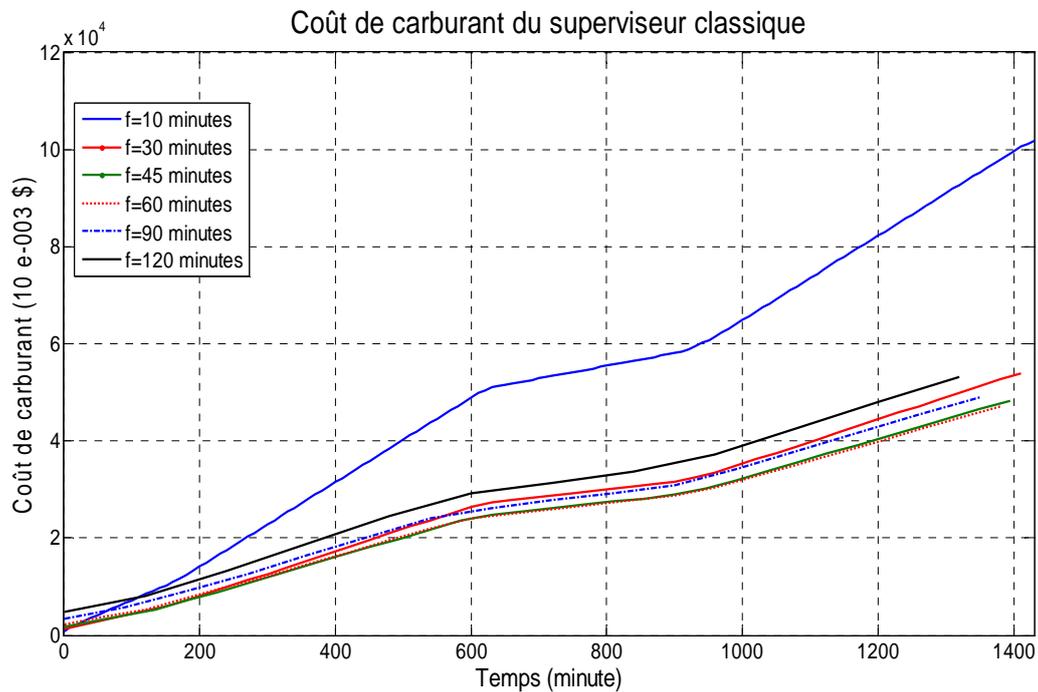


Figure III- 26. Coût du carburant en fonction de la période d'optimisation «superviseur classique»

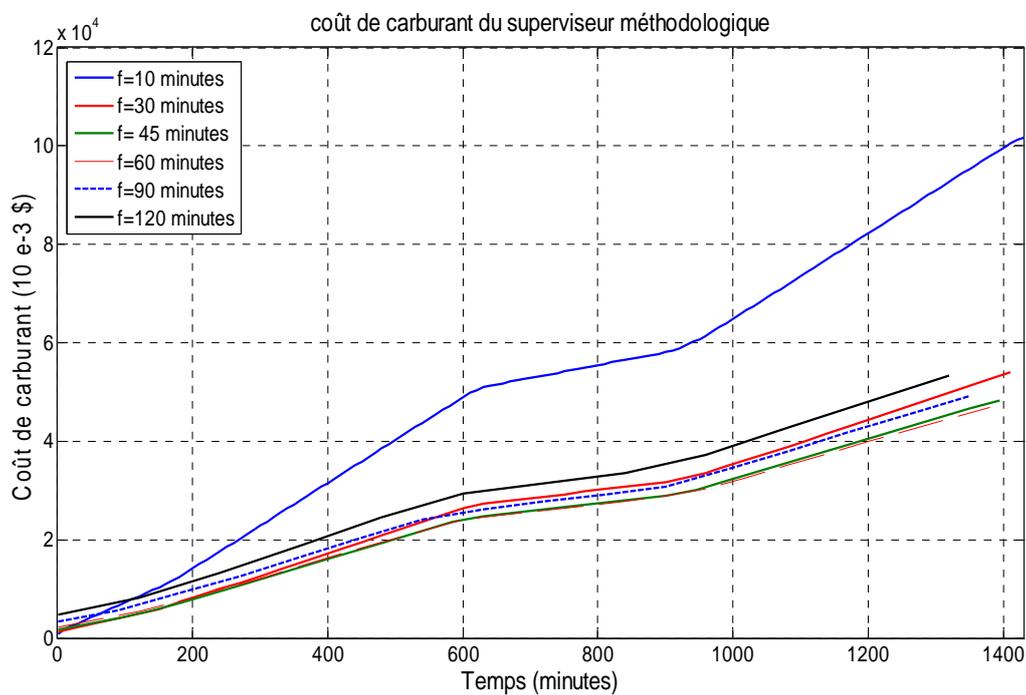


Figure III- 27. Coût du carburant en fonction de la période d'optimisation «Superviseur méthodologique»

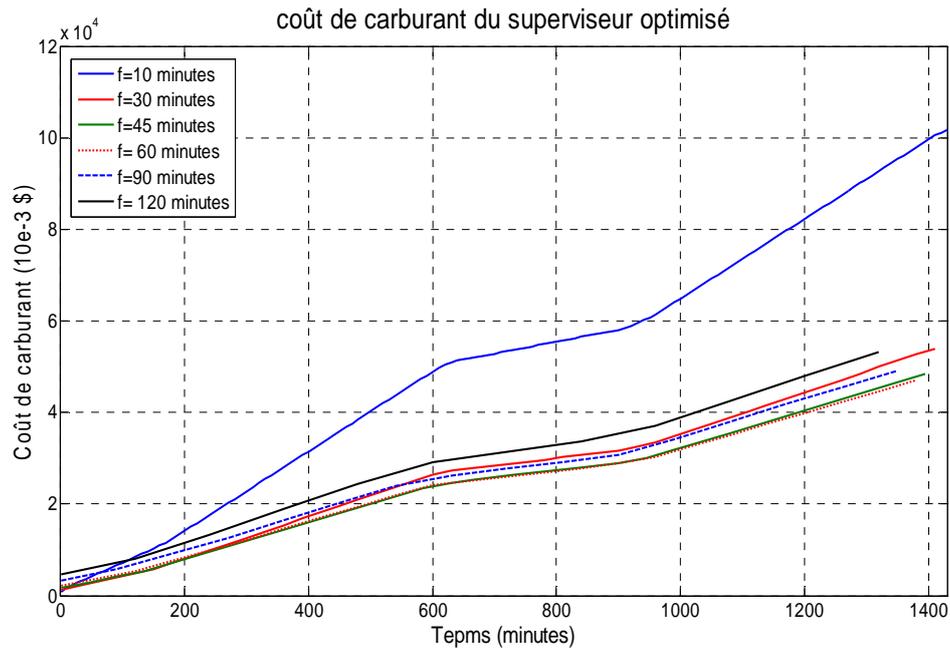


Figure III- 28. Coût du carburant en fonction de la période d’optimisation «superviseur optimisé»

III.5.4 Choix de la période d’optimisation à moyen terme

Les résultats présentés ont mis en évidence l’impact que peut avoir le choix de la période d’optimisation sur l’évolution des coûts et de l’indicateur de performance. Une période élevée (période inférieure à 30 minutes) augmente d’un côté de façon considérable la consommation de carburant des microturbines, donc augmente les coûts généraux de la centrale et diminue d’un autre côté l’indicateur de performance. Elle a également l’inconvénient d’accélérer le vieillissement de ces mêmes microturbines, à cause des arrêts et démarrages intempestifs. Cet impact contradictoire peut nous amener pour les trois superviseurs à trouver un compromis qui permettrait de tenir compte de ces deux indicateurs. En revanche, une période d’optimisation réduite (période supérieure à 30 minutes) présente d’un côté l’atout d’une plus faible consommation des microturbines et de l’autre côté un indicateur de performance plus élevé. Mais dans ce cas, les supercapacités se trouvent beaucoup plus sollicités, et il faudra prendre en compte le coût engendré par leur usure dans l’établissement des coûts.

A l’aide de cette analyse le Tableau III- 18 montre les valeurs choisies de la période d’optimisation pour chaque superviseur flou. Les prochaines simulations des superviseurs vont dépendre des ces valeurs choisies.

Tableau III- 18. Les valeurs préférées de la période d’optimisation pour les trois superviseurs flous

Superviseur	Classique	Méthodologique	Optimisé
Période d’optimisation f (minutes)	60	90	90

III.5.5 Résultats de simulation

III.5.5.1 Présentation des consignes de sortie de la supervision temps réel

➤ *Référence de puissance du système de stockage à court terme (P_{sc_ref})*

La stratégie de supervision est basée sur la gestion du système de stockage. Comme déjà montré, le superviseur optimisé dépend effectivement de la stratégie graphique effectuée pour le superviseur méthodologique. De ce fait, nous remarquons à la Figure III- 29 que ces deux superviseurs se comportent de façon identique par rapport au dispositif du stockage. Ils sollicitent les supercapacités afin de combler l'erreur de puissance mais en valeurs de puissance plus importantes en comparaison avec le superviseur classique. Cette remarque est bien identifiée à la Figure III- 30, où le niveau de stockage en cas du superviseur classique se varie clairement dans une plage de fonctionnement moins large que celle en cas des autres superviseurs (méthodologique et optimisé). Ce qu'on peut comprendre c'est que la méthodologie classique cherche à garder le niveau de stockage proche du niveau moyen alors que la méthodologie graphique permet d'étendre le niveau de stockage jusqu'aux limites basse et haute.

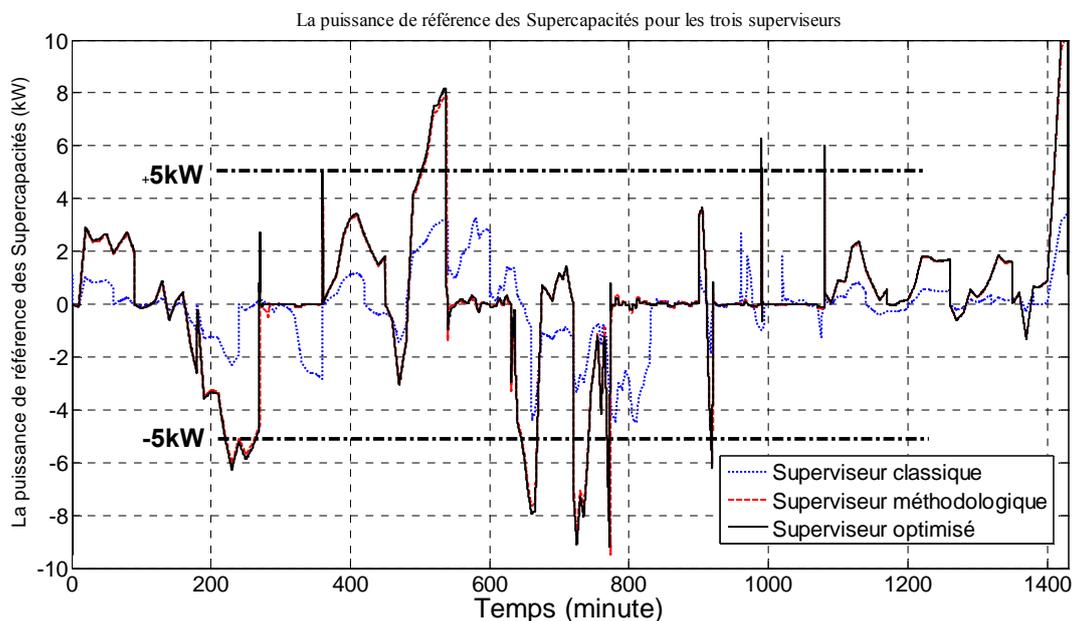


Figure III- 29. La puissance de référence des supercapacités

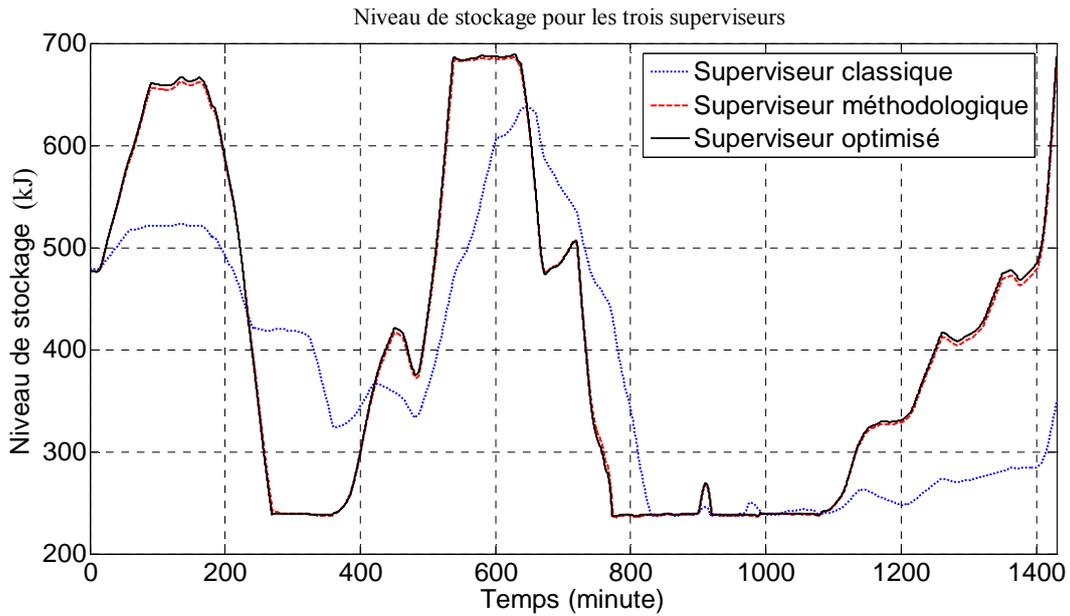


Figure III- 30. Niveau de stockage des supercapacités

➤ *Référence du coefficient de la dégradation de PV (KP, pv)*

Le superviseur flou peut agir sur la puissance de référence de la centrale PV (soit en mode MPPT, soit en mode dégradé) comme on le voit à la Figure III- 31. La valeur de 18 kW représente la valeur maximale du profil prédit de la centrale PV. On peut voir à cette figure que le superviseur flou juge de fonctionner la central PV en mode MPPT (autour de 18 kW) ou en mode dégradé lorsqu'il réduit de la production de PV comme montré dans la plage (500-600 minutes) par exemple.

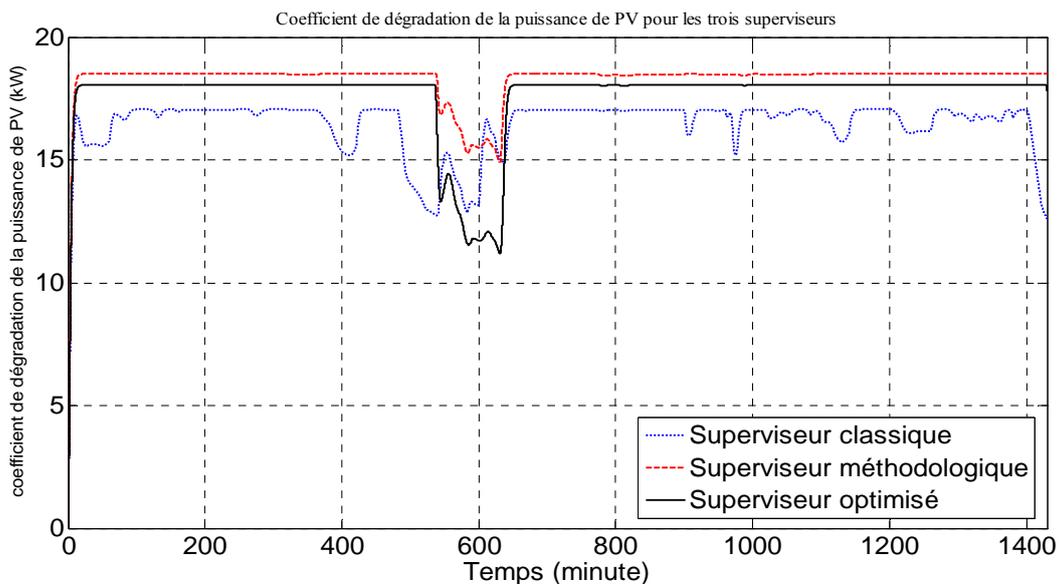


Figure III- 31. La référence de coefficient de dégradation de la production de PV.

La Figure III- 31 exprime le fonctionnement de la centrale de PV pour les trois superviseurs flous étudiés. Un coup d'œil sur cette figure prélève que sur une plage

importante, le superviseur flou garde le fonctionnement en MPPT de la centrale PV. Par contre on peut voir qu'il y a de petites zones où le superviseur essaye de dégrader la production de PV. Pour bien comprendre la raison pour laquelle cette dégradation se fait, il vaut mieux de tracer la courbe exprimant la différence entre le profil prédit de PV et celui réel, voir la Figure III- 32. On constate sur cette figure que par exemple dans la zone [500-600 minutes], il y a une pique négative de l'échelle de (-7kW), ça veut dire : que dans cette zone il y a un excès de puissance photovoltaïque entre ce qui est prédit et réel. Et comme il y a des contraintes physiques qui gèrent l'ajustement de la référence de microturbines, on était obligé aussi de dégrader la production de PV (dégradation additionnelle). De façon identique on peut justifier les autres piques de dégradation à la Figure III- 31.

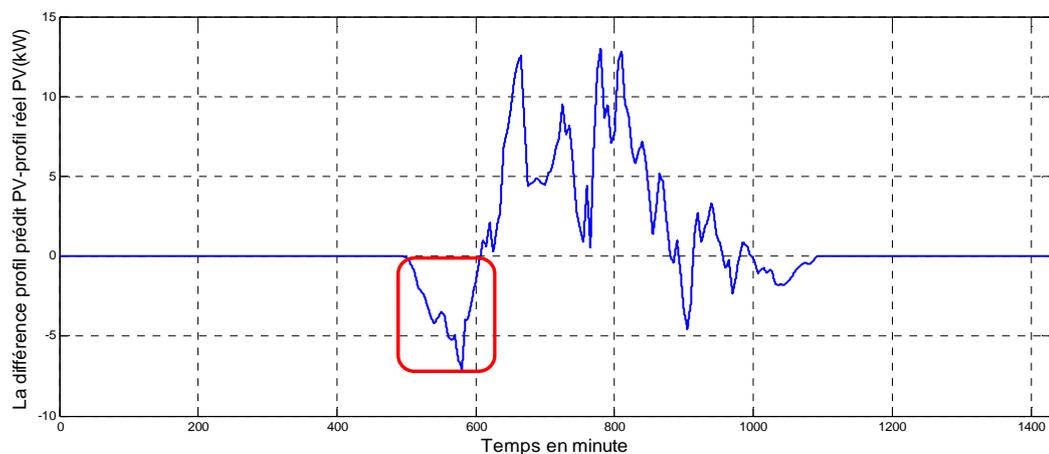


Figure III- 32. La différence entre la production prédite et réelle de PV

➤ *Référence de l'ajustement sur la production des sources prévisibles ($\Delta P_{\mu TAG_ref}$)*

La Figure III- 33 montre l'ajustement sur la puissance de référence des μTAG . On voit qu'il y a deux parties négative et positive. Le signe positif signifie qu'il y a un excès de puissance et les microturbines doivent dégrader leurs puissances produites. Le signe négatif signifie qu'il y a une défaillance de puissance et les microturbines doivent compenser cette puissance. Par exemple, dans la même zone précédente [500-600 minutes] on voit que le superviseur impose aux microturbines de dégrader leurs puissances produites. L'approche méthodologique a plutôt pour but de minimiser le recours au carburant dans la mesure du possible au lieu de dégrader la production solaire.

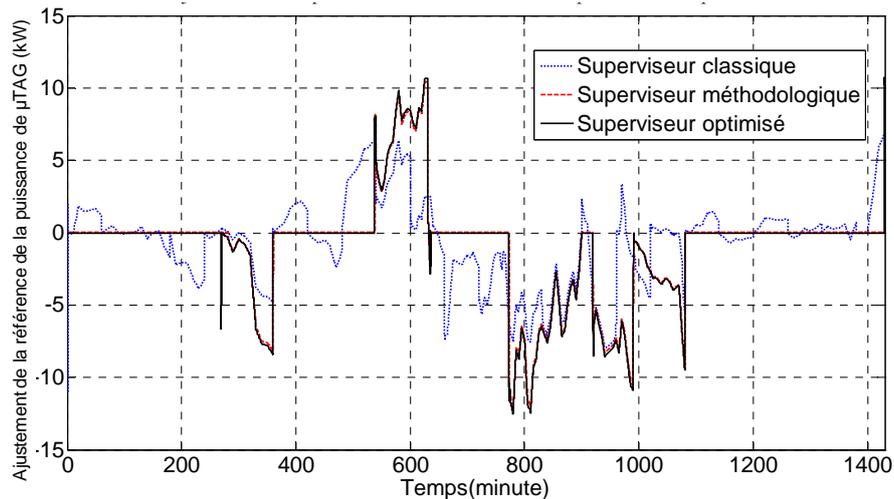


Figure III- 33. L'ajustement sur la puissance de référence des microturbines

III.5.5.2 Présentation des consignes de sortie de la supervision à moyen terme

➤ Références de puissance des microturbines à gaz pour le superviseur classique

Comme déjà signalé au Tableau III- 18, la période d'optimisation à moyen terme en cas d'utiliser le superviseur classique est égale à 60 minutes. L'algorithme de la sécante utilisé comme superviseur moyen terme fait le calcul toutes les heures pour répartir la puissance entre les microturbines. La Figure III- 34 présente deux courbes, la première (en trait rouge continu) représente la puissance de référence à suivre par toute la centrale multisource, et la deuxième (en trait bleu pointillé) représente la puissance totale de référence des microturbines en sortie du superviseur à moyen terme. L'écart entre les deux courbes devrait être couvert en temps réel par les supercapacités dans la mesure du possible ainsi que par les microturbines à gaz.

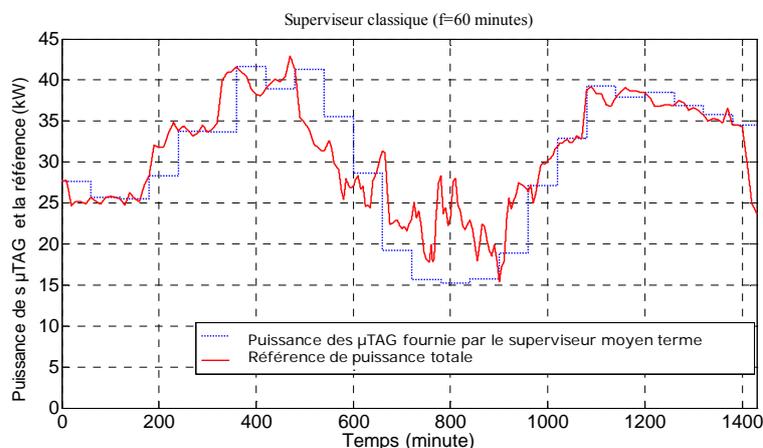


Figure III- 34. La référence de puissance totale en sortie du superviseur à moyen terme

➤ *Références de puissance des microturbines à gaz pour les superviseurs méthodologique et optimisé*

Comme déjà signalé au Tableau III- 18, la période d’optimisation à moyen terme en cas d’utiliser les superviseurs méthodologique et optimisé est égale à 90 minutes. L’algorithme de la sécante utilisé comme superviseur moyen terme fait le calcul toutes les 90 minutes pour répartir la puissance entre les microturbines. La Figure III- 35 présente deux courbes, la première (en trait rouge continu) représente la puissance de référence à suivre par toute la centrale multisource, et la deuxième (en trait bleu pointillé) représente la puissance totale de référence des microturbines en sortie du superviseur à moyen terme en cas d’utiliser les superviseurs méthodologique et optimisé.

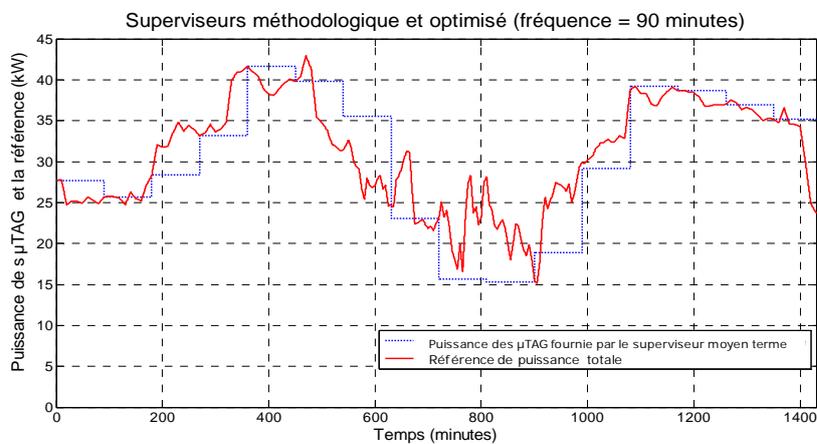


Figure III- 35. La référence de puissance totale en sortie du superviseur à moyen terme

III.5.6 Analyse des résultats

La référence de l’ajustement sur la puissance des microturbines va s’ajouter à la puissance de référence qui sort de la supervision à moyen terme. La Figure III- 36 présente la puissance totale fournie par les microturbines selon la stratégie de chaque superviseur ainsi que la puissance totale de référence.

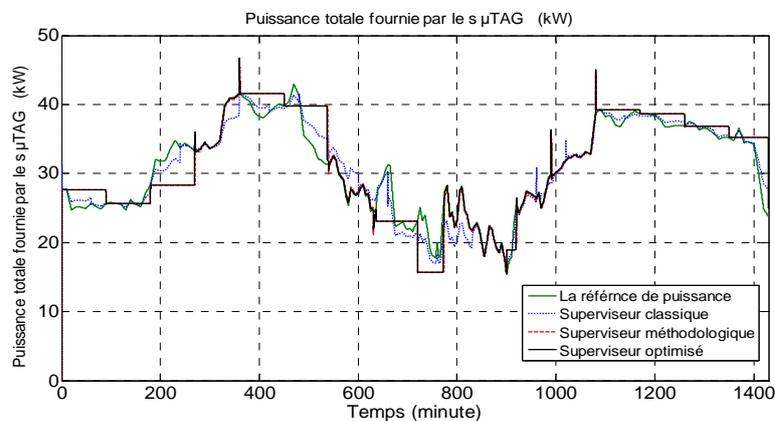


Figure III- 36. La puissance totale fournie par les microturbines

On peut noter que les sources prévisibles, même avec la correction générée par le superviseur flou, ne suivent pas parfaitement les fluctuations de la puissance totale de référence. L'utilisation des supercapacités s'avère indispensable afin de stocker le surplus de production d'électricité ou encore de combler le manque énergétique, car il existe des écarts non négligeables entre la puissance de référence et la production des μ TAG. Le rôle des supercapacités est de combler les manques de puissance dus à la dynamique lente des μ TAG. La puissance de référence des supercapacités est montrée à la Figure III- 29. Les supercapacités sont en cas d'utilisation des superviseurs méthodologique et optimisé, soumises à des variations de tension plus fréquentes et d'amplitude plus importantes par rapport au cas d'utilisation du superviseur classique. La fréquence et l'amplitude de charge et de décharge aura de toute évidence un effet sur la durée de vie des supercapacités. A la Figure III- 36 dans la même zone [500-600 minutes] on peut remarquer que la puissance produite par les μ TAG en cas d'utilisation du superviseur classique est remarquablement supérieure à la puissance de référence ce qui n'est pas le cas en utilisant les deux autres superviseurs. La dernière remarque confirme la bonne gestion effectuée par les deux superviseurs optimisé et méthodologique, en sachant que cette gestion est bien évidemment due à la méthodologie graphique utilisée.

Enfin, la Figure III- 37 présente la référence et la puissance totale produite par la centrale multisource en cas d'utilisation des trois superviseurs. Cette figure montre que dans le cas du superviseur classique, la production totale suit moins bien la référence que dans le cas des autres superviseurs. Cette remarque est confirmée à la Figure III- 38 où l'erreur sur la puissance totale dans le cas du superviseur classique est plus importante que celle dans le cas des autres superviseurs.

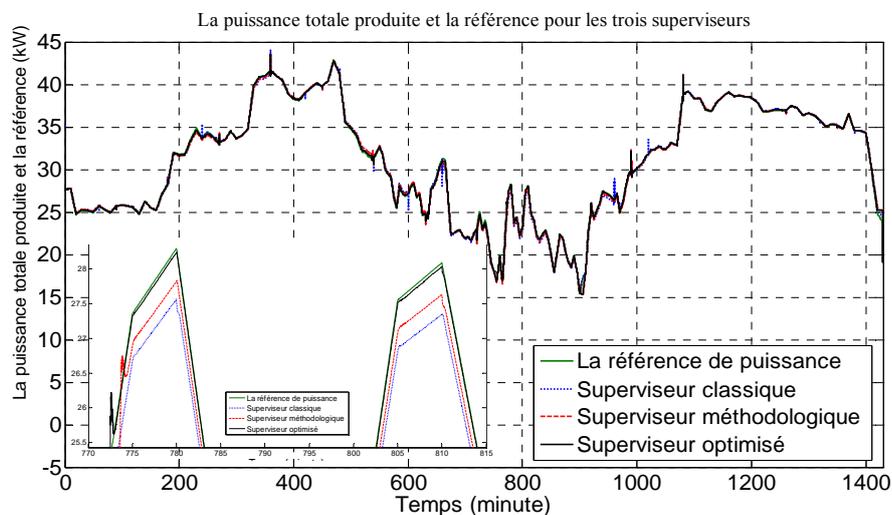


Figure III- 37. La puissance totale produite par la centrale multisource et la référence

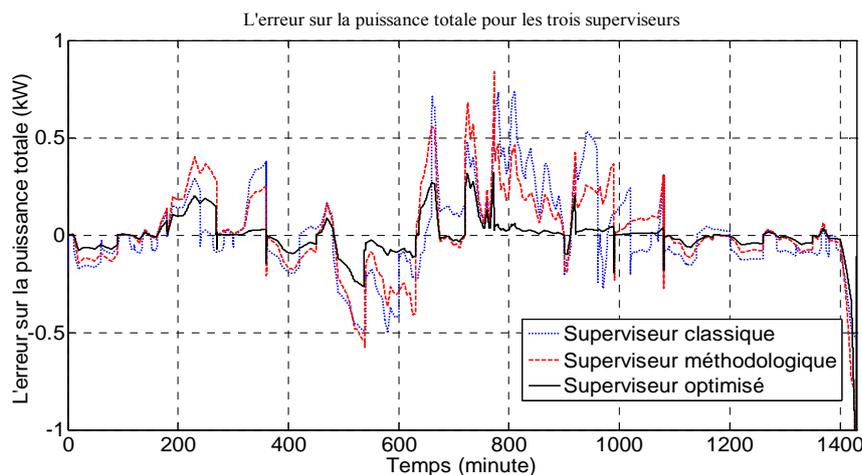


Figure III- 38. L'erreur sur la puissance totale.

Quant au coût de carburant en fin de la journée, il exprime le coût total correspondant au cumul des coûts de consommation à la fin de la journée. Il prend presque des valeurs voisines pour les trois superviseurs, voir la Figure III- 39. Le Tableau III- 19 nous présent en chiffres le coût total en fin de la journée pour chaque stratégie de supervision à temps réel.

Tableau III- 19. Le coût total en fin de la journée pour les trois superviseurs

Superviseur	classique	Méthodologique	optimisé
Coût en fin de la journée (€)	189,6	190,2	190,4

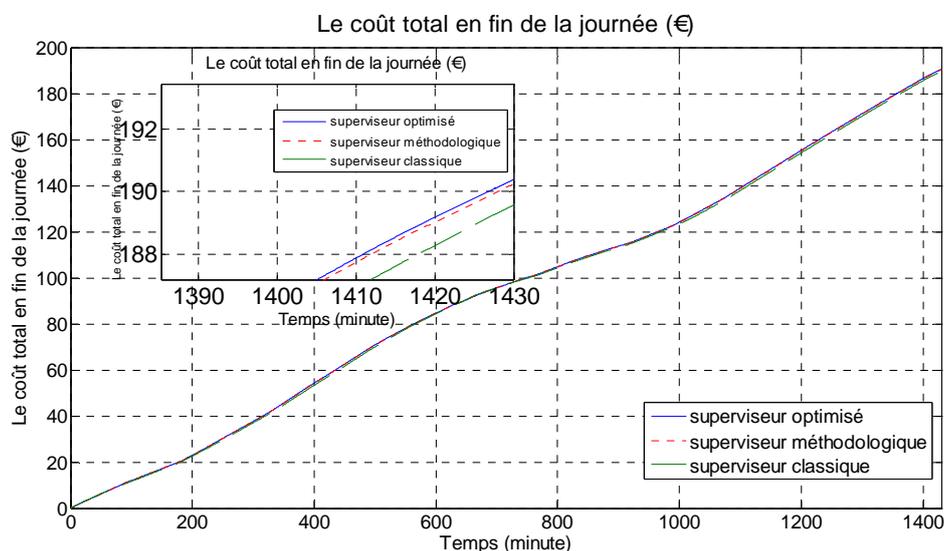


Figure III- 39. Le coût total du carburant en fin de la journée (€)

Les résultats déjà analysés peuvent être récapitulés dans le Tableau III- 20 qui contient quatre indicateurs, un qui représente l'indicateur de performance (τ) et trois indicateurs supplémentaires :

➤ L'indicateur de performance (τ) qui exprime la moyenne de la valeur absolue de l'erreur de la puissance totale, c'est l'indicateur pour lequel l'optimisation du superviseur flou a été

faite. Il montre d'un côté comment la méthodologie graphique a déjà fait une bonne minimisation de cet indicateur et de l'autre côté comment l'optimisation a davantage guidé à une minimisation remarquable par rapport aux autres superviseurs.

➤ Le premier indicateur supplémentaire (ind_{SC}) est l'indicateur des supercapacités. Cet indicateur exprime la moyenne de la valeur absolue de l'énergie des SC en fin de la journée. Selon cet indicateur, l'énergie stockée dans les SC par le superviseur optimisé est plus importante que celle stockée par les autres superviseurs. Cela traduit effectivement le comportement du stockage des supercapacités comme nous avons vu à la Figure III- 30 où le superviseur classique a permis de varier leur niveau de façon moins remarquable que les autres superviseurs.

➤ Le deuxième indicateur supplémentaire (ind_{PV}) est l'indicateur de la centrale PV. Cet indicateur exprime la moyenne de la valeur absolue de l'énergie de la centrale PV en fin de la journée. Il montre que l'énergie produite par le superviseur optimisé est inférieure à celle des autres superviseurs, ce qui signifie que cette optimisation a guidé à une dégradation additionnelle par rapport aux superviseurs méthodologique et classique.

➤ Le troisième indicateur supplémentaire ($ind_{\mu TAG}$) est l'indicateur des μTAG . Cet indicateur exprime la moyenne de la valeur absolue de l'ajustement de puissance des μTAG . Il exprime l'ajustement de puissance des μTAG que chaque superviseur propose afin de suivre le mieux possible la consigne de référence. Il montre que les superviseurs optimisé et méthodologique propose presque le même ajustement, alors que le superviseur classique propose un ajustement moins important que celui proposé par les deux autres superviseurs. Cet indicateur nous laisserait croire que l'optimisation a préféré de solliciter beaucoup plus les microturbines pour minimiser l'erreur sur la puissance totale, mais la prudence est de rigueur quand à la validité des calculs du coût final présentés au Tableau III- 19. L'optimisation a donc mené à un coût final légèrement supérieur au coût total lors du superviseur classique. Par conséquent, on peut valider l'utilisation du superviseur optimisé en tant qu'un superviseur de logique floue pour la validation expérimentale de notre thèse.

Tableau III- 20. Tableau des indicateurs proposés

Les indicateurs	Superviseur classique	Superviseur méthodologique	Superviseur optimisé
τ (kW)	75	73	36
Ind _{SC} : (kJ)	129700	144560	145260
Ind _{PV} : (kJ)	947500	951120	946570
Ind _{μTAG} : (kW)	966,6	1137	1175

III.6 Conclusions

Une méthodologie de supervision à temps réel intégrant un outil d'optimisation implicite (la logique floue) a été proposée. L'objectif de la supervision à temps réel était la gestion temps réel d'un système multisource décentralisé. Pour atteindre cet objectif, nous avons développé et comparé trois superviseurs flous, le premier appelé classique, en utilisant le superviseur classique de logique floue, le deuxième appelé méthodologique en utilisant une méthodologie et un outil graphique permettant de déterminer les algorithmes flous et le troisième c'est le superviseur appelé optimisé en utilisant la méthode des plans d'expériences combinée avec un algorithme d'optimisation. Cette méthodologie graphique a facilité d'un côté la détermination des algorithmes flous et limité de l'autre côté le nombre de lois de ces algorithmes (gain en temps de calcul).

Nous avons réalisé une étude sur la détermination optimale des paramètres pour la commande d'un superviseur à base de logique floue. Cette étude s'est basée sur la méthode des plans d'expériences. Nous avons créé des différents modèles mathématiques de la simulation de la centrale multisource étudiée, et optimisé ces modèles au lieu d'optimiser la simulation elle-même tout en minimisant le temps d'optimisation.

Pour pouvoir mettre en valeur les travaux des plans d'expériences, nous avons fait une insertion du superviseur optimisé dans le modèle global de la simulation de la centrale multisource étudiée. Ensuite nous avons calculé les indicateurs proposés et puis les comparé avec ceux calculés pour les superviseurs classique et méthodologique. Cette comparaison nous a permis dans un premier temps de comprendre l'évolution de la méthodologie d'automatisation du superviseur flou pour atteindre les objectifs souhaités de cette étude technico-économique. L'insertion du superviseur optimisé dans le modèle global de la centrale multisource nous a fait par la suite l'occasion de surveiller sa robustesse face aux fluctuations de la charge et de la centrale photovoltaïque.

Nous avons déduit du tableau des indicateurs proposés que le superviseur optimisé ait tendance à atteindre les objectifs de la supervision à temps réel beaucoup mieux en comparaison avec les autres superviseurs.

Nous avons décidé d'utiliser le superviseur optimisé en tant qu'un superviseur à logique floue pour la validation expérimentale de notre thèse.

CHAPITRE IV. Validation expérimentale.

IV.1 Introduction

L'objectif de ce chapitre est de valider expérimentalement la stratégie de supervision multiniveau de la centrale multisource proposée précédemment. Dans une première partie, la plateforme technologique Energies Reparties support des ces validations expérimentales sera décrite. Le simulateur temps réel RT-LAB®, et le logiciel de supervision/SCADA PcVue de cette plateforme sont utilisés dans le cadre de cette implantation.

Une deuxième partie est consacrée aux résultats de la supervision à moyen terme et temps réel de la centrale multisource. Dans cette seconde partie, les simulations réalisées ont pu mettre en évidence différentes situations en fonction des conditions météorologiques. En effet, dans ce qui suit, deux scénarios sont considérés :

- Cas 1 : journée très nuageuse.
- Cas 2 : journée ensoleillée.

L'implantation du superviseur flou optimisé est réalisée puis les résultats expérimentaux sont présentés et commentés.

IV.2 Présentation de la plateforme technologique Energies Reparties

Cette plateforme a été mise en place par l'équipe Réseaux du L2EP et a pour objectif d'étudier le comportement des réseaux électriques du futur. Elle nous permet par exemple d'étudier le comportement du réseau face à la connexion de différents types de sources d'énergies renouvelables à tous les niveaux du réseau électrique. Elle est aussi utilisée dans le cadre de recherches portant sur la coordination de la production de sources d'énergie de natures différentes. Cette plateforme réunit un ensemble de dispositifs technologiques dédiés à la production, à la distribution et aux usages de l'énergie : des sources de production (centrale photovoltaïque de 17,3 kWc, cogénération en cours de montage), des sources de stockage d'énergie (supercapacités, batteries) ou des charges et des dispositifs d'émulation statique ou dynamique de différents types (émulateur éolien, etc.).

Un simulateur hybride temps réel RT-LAB® est intégré dans cette plateforme. Celui-ci peut s'interfacer avec des équipements réels au travers d'amplificateurs de puissance. Il permet d'augmenter les perspectives de simulation et d'émulation de différentes topologies de

réseau ou différentes source de production (champ éolien, hydrolienne, panneaux photovoltaïques, microturbines,..).

Un système de surveillance PcVue est aussi intégré dans cette plateforme.. Il assure le fonctionnement, le contrôle et le réglage des différentes sources de production d'énergie et des charges actuellement installés dans la plateforme et permet également le contrôle de la plateforme à distance.

Enfin, la communication entre les différents éléments de cette plateforme est assurée par un protocole de communication standard qui s'appelle «OPC». Ces derniers éléments de la plateforme seront détaillés dans les paragraphes suivants. La Figure IV- 1 donne une vision de la plateforme comportant différentes sources de production d'énergies réparties.

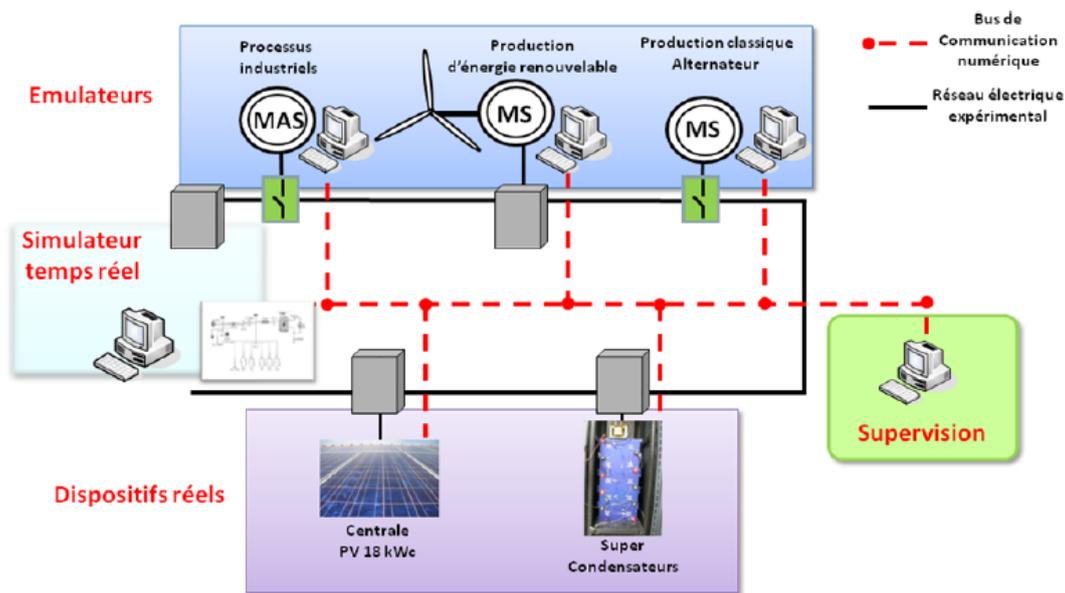


Figure IV- 1. Implantation de la plateforme technologique Energies Réparties

IV.2.1 Supervision temps réel

Dans cette partie, nous utilisons les outils de simulation temps réel numérique RT-LAB® pour valider notre stratégie de supervision à base de logique floue présentée dans le troisième chapitre.

Les simulateurs en temps réel se divisent en trois types : numérique, analogique et hybride. Dans le cadre de cette thèse, on ne s'intéresse pas à la simulation purement analogique maintenant considérée comme obsolète. Le simulateur temps réel numérique a un temps de simulation égal au « temps-réel » physique et la simulation a un pas de simulation fixe qui ne peut donc pas évoluer dans le temps. Le simulateur temps réel hybride est constitué d'une partie simulée numériquement, représentée par le modèle de la microturbine, connectée à une

partie analogique de puissance, représentée par la centrale PV et les supercondensateurs, connectée directement au réseau. Il a par ailleurs les avantages des simulateurs numériques et analogiques.

Le simulateur temps réel utilisé au L2EP depuis mars 2009 est donc RT-LAB®, développé par Opal-RT Technologies (Montréal, Canada). C'est un simulateur temps réel de haute précision de type multiprocesseur utilisable pour des applications de type «Hardware In the Loop» (HIL) et «Power Hardware In the Loop» (PHIL). Ce sont des simulations hybrides en boucle fermée qui intègrent dans la boucle des composants physiques (par exemple un relais de protection), avec éventuellement des systèmes d'amplification lorsqu'il s'agit de composants de puissance (par exemple une centrale PV). Un grand avantage du simulateur RT-LAB® est sa compatibilité avec l'outil logiciel Sim Power System (SPS) de l'environnement Matlab. Les différentes boîtes à outils (Toolbox en anglais) de Matlab® et spécialement le Toolbox SPS nous permettent de faire un modèle complet de notre réseau de distribution sous ce simulateur. Cette modélisation sera convertie en temps réel via le logiciel Real-Time Workshop (RTW).

La configuration du système présent au L2EP en termes de matériel, comporte deux stations de commande, chacune dispose un processeur Intel Core 2 Duo à 3 GHz et 2 GB de mémoire vive, ayant comme système d'exploitation Windows XP Professional. Elle comporte deux stations de calcul cible (Maître/Esclave) à la Figure IV- 2, chacune dispose de deux processeurs Intel Core2 Duo (7 CPU en total) à 2.5 GHz et 2 GB de mémoire vive, ayant comme système d'exploitation QNX. Celui-ci supporte l'exécution en temps-réel du modèle compilé.



Figure IV- 2. Stations de calcul de RT-LAB® : Maître (à droite) / Esclave (à gauche)

IV.2.2 Supervision à moyen terme

Les simulations à moyen terme peuvent être réalisées sous Matlab/Simulink®. L'algorithme d'optimisation à moyen terme (méthode de la sécante) est lancé sur le PC1 (voir Figure IV- 5). Cet algorithme fait la répartition économique toutes les heures tout en désignant la puissance de référence que chaque microturbine doit fournir afin de satisfaire le profil prédit de charge donné sur un horizon d'une demi-journée.

IV.2.3 Système de surveillance PcVue

Un des objectifs concernant la simulation en temps réel est de mettre en place un système de surveillance et de commande à distance qui nous permette de visualiser et contrôler les différents états de la plateforme temps réel. Pour cela, nous mettons en œuvre un système de supervision SCADA. C'est une solution adoptée dans beaucoup de réseaux de puissance, mais aussi dans beaucoup d'autres applications. Le poste opérateur (IHM - Interface Homme Machine) intègre une interface utilisateur permettant à l'opérateur de superviser le système et toutes les données dont il a besoin pour les prises de décision. Ces prises de décisions peuvent également être effectuées par des fonctions automatiques. En général, les principaux objectifs du SCADA sont :

- Concentrer les données et centraliser le pilotage du système
- Apporter une vision temps réel des états permettant aux opérateurs de réagir et de décider rapidement.
- Apporter les premiers outils d'analyses nécessaires aux contrôles des équipements concernés (historiques, courbes, alarmes).

Actuellement, la supervision de la plateforme technologique Energies Reparties du L2EP est assurée par le logiciel de supervision PcVue. Ce logiciel est développé par la société ARC Informatique. Une fenêtre de l'interface (IHM) de PcVue est montrée dans la Figure IV- 3. Cette interface graphique nous permet de visualiser l'évolution de notre centrale sous RT-LAB®. Par exemple, il est possible de visualiser l'évolution de la puissance réelle de la centrale PV, de la puissance de référence des supercapacités, du profil prédit de PV, de la puissance de référence des microturbines, de la référence de charge, et finalement l'évolution de l'erreur sur la puissance totale, (voir la Figure IV- 4).

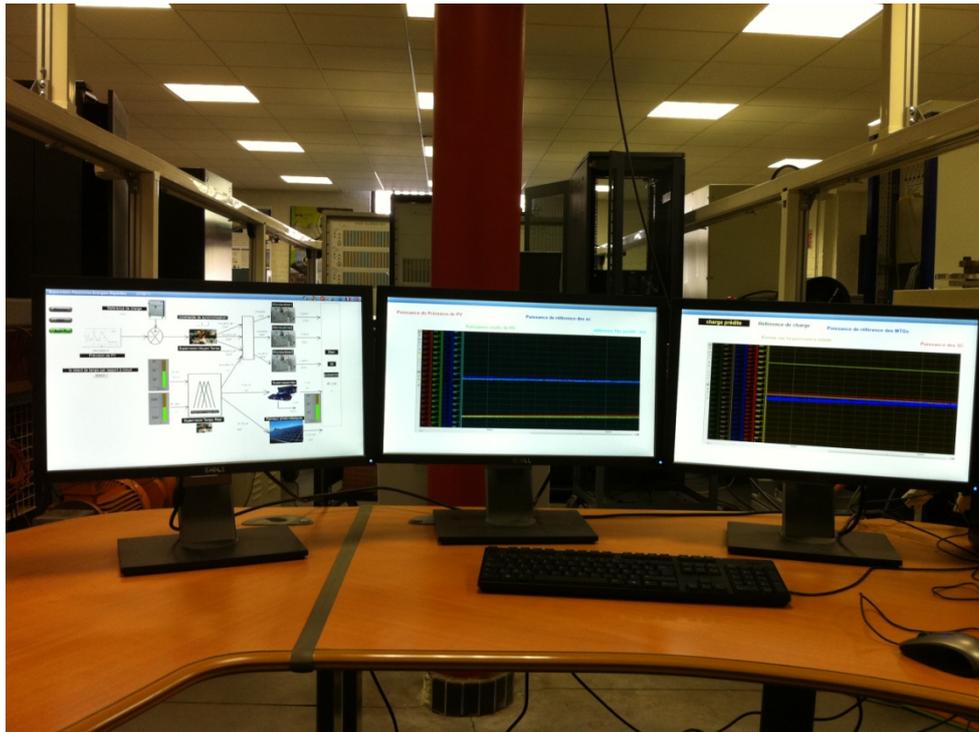


Figure IV- 3. Système de surveillance et de commande à distance PcVue

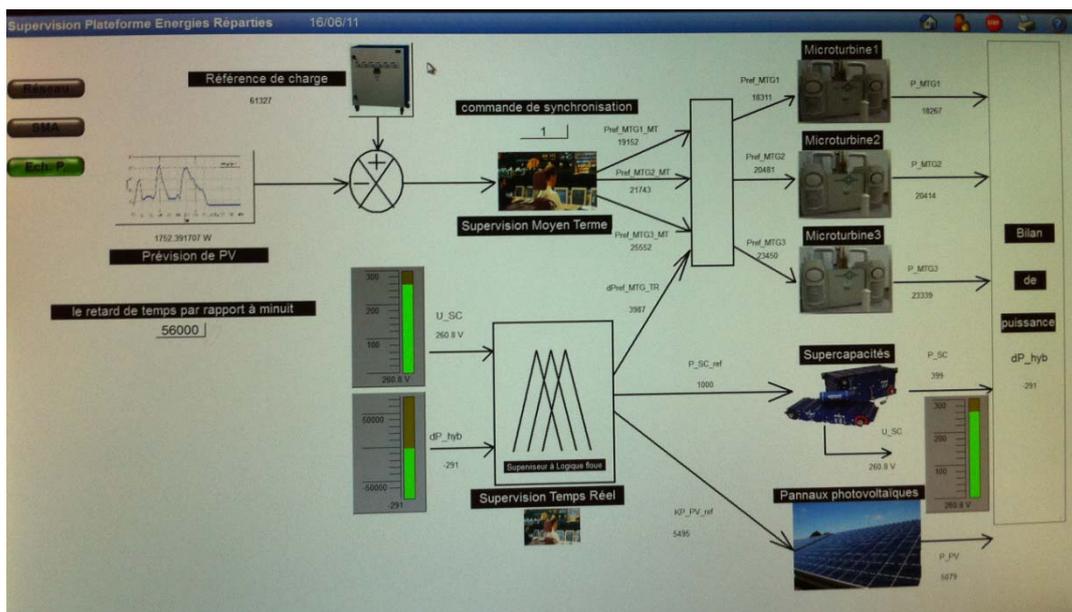


Figure IV- 4. Interface développée par PcVue pour la supervision de la centrale multisource

Le serveur OPC est utilisé pour l'échange d'informations entre les différents dispositifs de la plateforme. Ce serveur est un mécanisme standard pour la communication entre des sources de données diverses, basées sur le paradigme client/serveur. Il s'appuie sur les technologies Microsoft reconnues OLE, COM et DCOM (Distributed COM) [OPC, 2010]. Les spécifications OPC sont développées par la Fondation OPC pour répondre aux besoins

généraux de l'industrie. PcVue est compatible avec OPC pour les échanges d'informations en temps réel.

IV.2.4 Cas d'étude – Gestion multisource testée expérimentalement

La figure IV-5 présente le système expérimental développé ainsi que les interactions entre composants. Le serveur OPC fait une liaison entre le modèle compilé et l'algorithme d'optimisation qui est lancé sur le PC1. Le serveur OPC fait la liaison informatique entre PC1 et RT-LAB®. Il est aussi utilisé pour la communication avec les autres clients comme PcVue. Les résultats de la simulation sont affichés par PcVue (PC2). Le dispositif de stockage est connecté directement aux entrées-sorties analogique du simulateur temps réel RT-LAB®. A savoir, la puissance maximale que les supercapacités peuvent fournir ou absorber est $\pm 5\text{kWc}$. Comme expliqué auparavant, la taille de la centrale photovoltaïque installée sur le toit du centre Arts et Métiers ParisTech de Lille est de $17,3\text{ kWc}$, mais dans toute la suite, seule une partie de ce système photovoltaïque d'une puissance de $7,5\text{ kWc}$ sera utilisée. Ces panneaux sont couplés au réseau triphasé EDF par l'intermédiaire de 3 onduleurs MPPT de la marque FRONIUS – IG30 ayant une puissance nominale de $2,5\text{ kW}$. La centrale PV verse instantanément sa puissance dans le canalis connecté par des sondes de courant aux entrées du simulateur temps réel RT-LAB®.

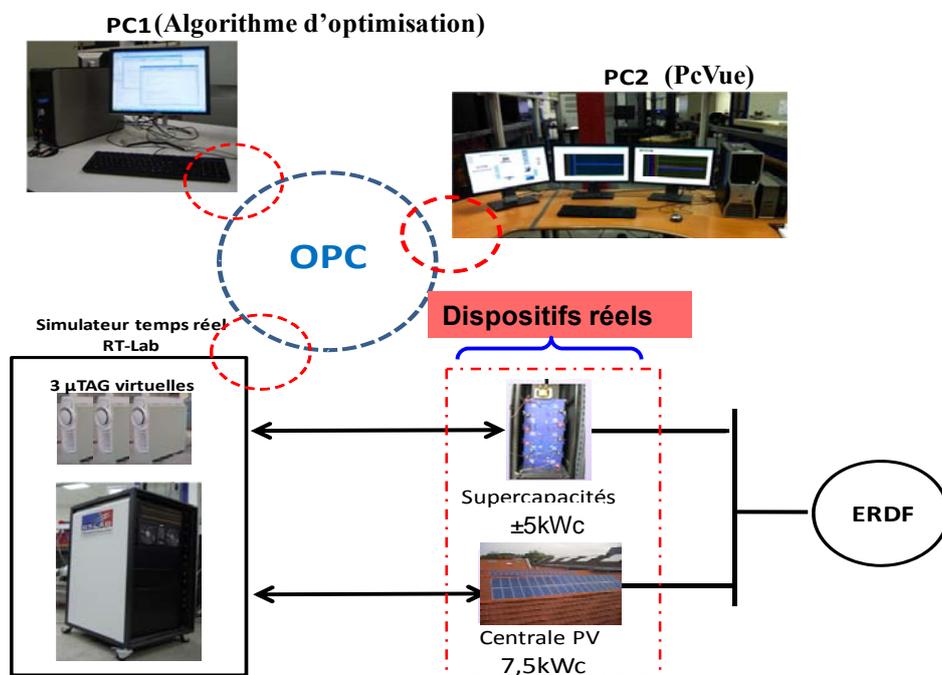


Figure IV- 5. Application expérimentale pour la supervision temps réel de la centrale multisource

IV.3 Résultats et discussion

La centrale multisource simulée est celle représentée à la Figure III-1. Les simulations réalisées ont pu mettre en évidence différentes situations en fonction des conditions météorologiques. La centrale multisource n'est pas sollicitée de façon permanente à des puissances identiques. En effet, à cause du caractère fluctuant de la production photovoltaïque, la météo influence de façon importante le fonctionnement global de la centrale. Dans ce qui suit, on considérera les deux scénarios suivants :

- Cas 1 : journée nuageuse
- Cas 2 : journée ensoleillée

IV.3.1 Scénario d'une journée nuageuse.

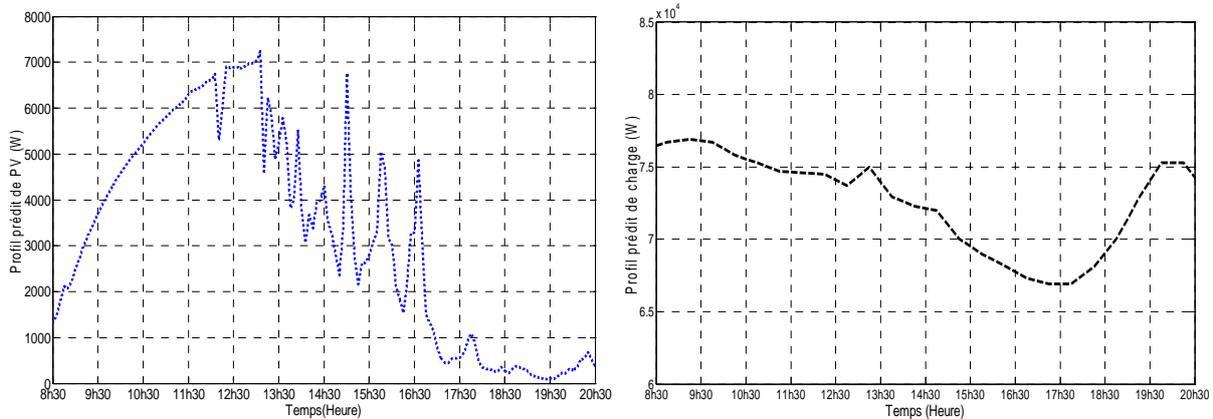
IV.3.1.1 Présentation des profils d'entrée de la supervision

La puissance des panneaux photovoltaïques mesurée pendant 12 heures au centre Arts et Métiers ParisTech de Lille le 30 Mai 2011 a été utilisée comme prévision. La (Figure IV- 6, a) montre un profil prédit pendant 12 heures de production photovoltaïque. La (Figure IV- 6, b) montre un profil de charge résidentielle prédite retiré du site RTE et ramené à la taille de notre centrale multisource.

Au début, la puissance de la référence qui sera transmise à la supervision à moyen terme correspond à la différence entre la prédiction de la charge et la puissance prédite des panneaux solaires, comme il est montré dans la (Figure IV- 6, c).

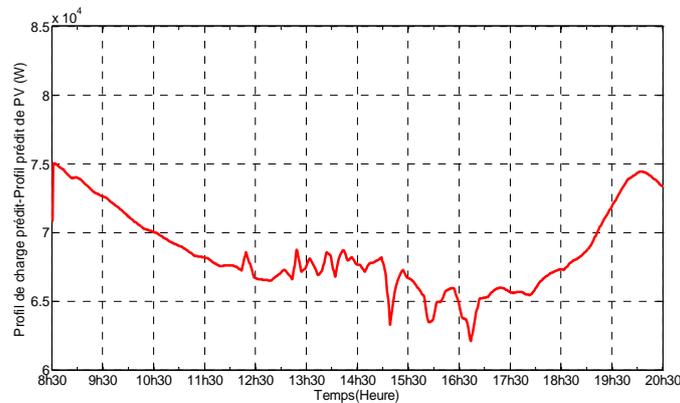
Comme on peut le constater, la forme de la puissance produite par la centrale PV n'est pas régulière. Elle correspond aux conditions climatiques d'une journée ensoleillée (la matinée) et nuageuse (l'après-midi) pour que ce profil puisse être compatible avec les deux scénarios. Les fluctuations se font de manières progressives en fonction de l'inclinaison des rayons du soleil par rapport aux panneaux photovoltaïques, avec un maximum de puissance qui se situe aux alentours de 13h00. La puissance prédite de référence représentée à la (Figure IV- 6, c), sera envoyée au calculateur d'optimisation. Ce calculateur se charge, grâce à un algorithme d'optimisation (Sécant multiobjectif) qui minimise les coûts du carburant et des émissions toxiques, de répartir la puissance nécessaire entre les trois microturbines (μ TAG). Selon l'étude du troisième chapitre, l'optimisation à moyen terme doit économiquement être réalisée toutes les 90 minutes, mais comme la validation expérimentale est faite sur une demi journée

nous avons décidé de réaliser cette optimisation à une période d'une heure (60 minutes). Avec cette période, nous avons un peu plus de corrections au niveau moyen terme.



(a) Profil prédit de PV du 30 Mai 2011

(b) Profil de charge prédite



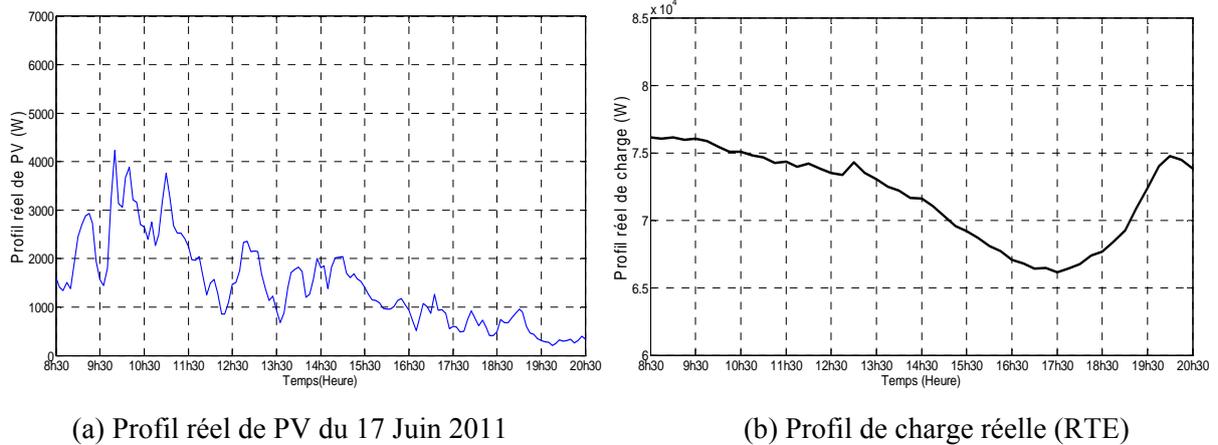
(c) Différence entre Profil de charge prédite et profil prédit de PV

Figure IV- 6. Différents profils fournis à la supervision à moyen terme

L'utilisation des supercapacités s'avère indispensable afin de stocker l'excès de production d'électricité ou encore combler le manque énergétique, car il existe des écarts non négligeables entre la puissance de référence et la production des μ TAG. La fonction des supercapacités est également de combler les manques de puissance dus à la dynamique lente des μ TAG. La gestion de la puissance des supercapacités se fera en temps réel par le superviseur à logique floue.

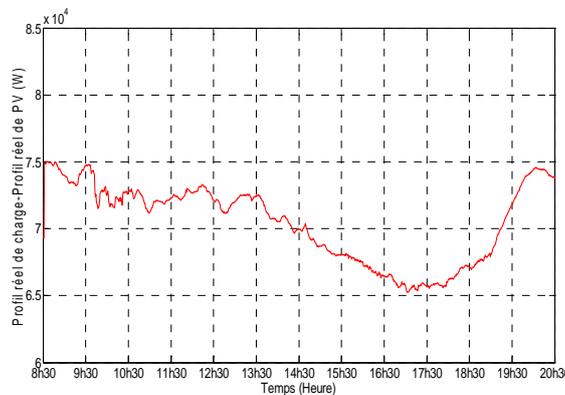
A l'entrée du superviseur temps réel, nous appliquons un profil de charge résidentielle appelé réel à suivre en temps réel par la centrale étudiée. Ce profil est encore retiré du site RTE et ramené à la taille de la centrale, (voir la (Figure IV- 7, b)). Mais le profil de puissance des panneaux solaires est réel cette fois-ci correspondant au jour du 17 Juin 2011, le jour de l'essai, (voir la (Figure IV- 7, a)). On peut remarquer que la production de la centrale PV est soumise à des fluctuations qui peuvent être lentes ou rapides comme l'illustre la (Figure IV- 7, a). La puissance de la référence qui sera transmise à la supervision temps réel correspond à la

différence entre la charge réelle et la puissance réelle des panneaux solaires au jour de l'essai le 17 Juin 2011, (voir la (Figure IV- 7, c)).



(a) Profil réel de PV du 17 Juin 2011

(b) Profil de charge réelle (RTE)



(c) Différence entre Profil de charge réelle et profil réel de PV du 17 Juin 2011

Figure IV- 7. Différents profils fournis à la supervision à temps réel

IV.3.1.2 Présentation des consignes de sortie du superviseur flou

Si nous mettons les trois consignes de sortie du superviseur flou sur la même Figure IV- 8, nous pourrions bien comprendre la stratégie de supervision.

La stratégie de supervision est basée sur la gestion du système de stockage. Le superviseur flou sollicite les supercondensateurs afin de combler l'erreur de puissance avec un temps de réponse plus rapide que celui des microturbines. Le signe positif signifie que les supercondensateurs se chargent, alors que le signe négatif signifie qu'elles se déchargent. Pour les microturbines à gaz, le signe positif signifie qu'elles se dégradent, alors que le signe négatif signifie qu'elles fournissent le surplus de la puissance en cas de défaillance. Le superviseur flou peut agir sur la puissance de référence de la centrale PV (soit en mode MPPT, soit en mode dégradé) comme on le voit à la Figure IV- 8. La valeur de 8000 W représente la valeur maximale que la centrale PV peut produire.

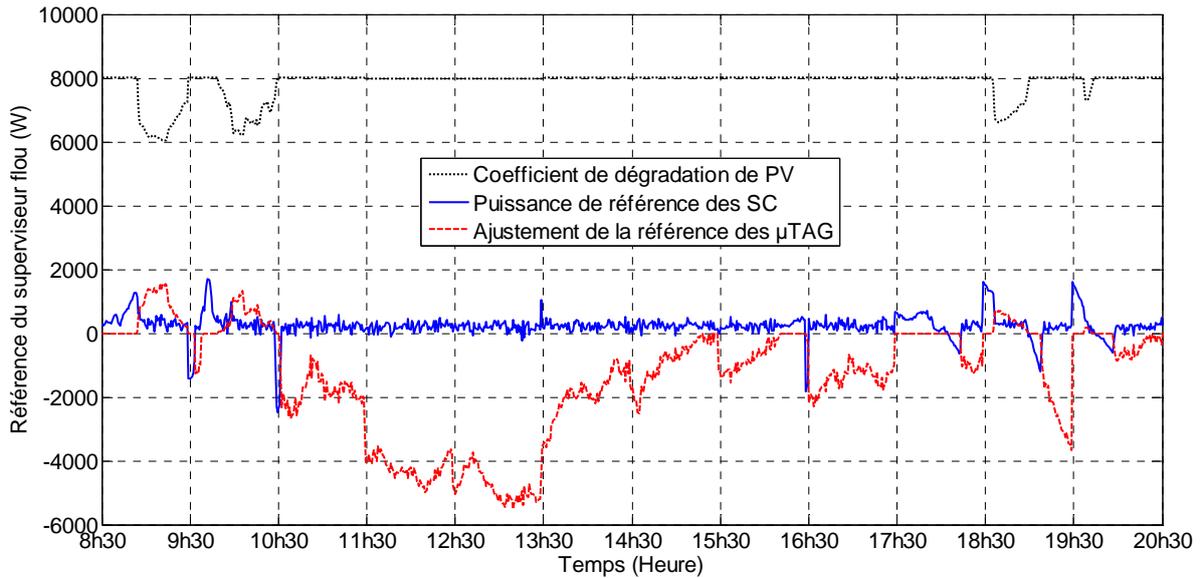


Figure IV- 8. Consignes de sortie du superviseur temps réel

Afin de comprendre le comportement du superviseur, la Figure IV- 9 présente la différence entre la puissance prédite transmise au superviseur à moyen terme et celle réelle transmise au superviseur flou.

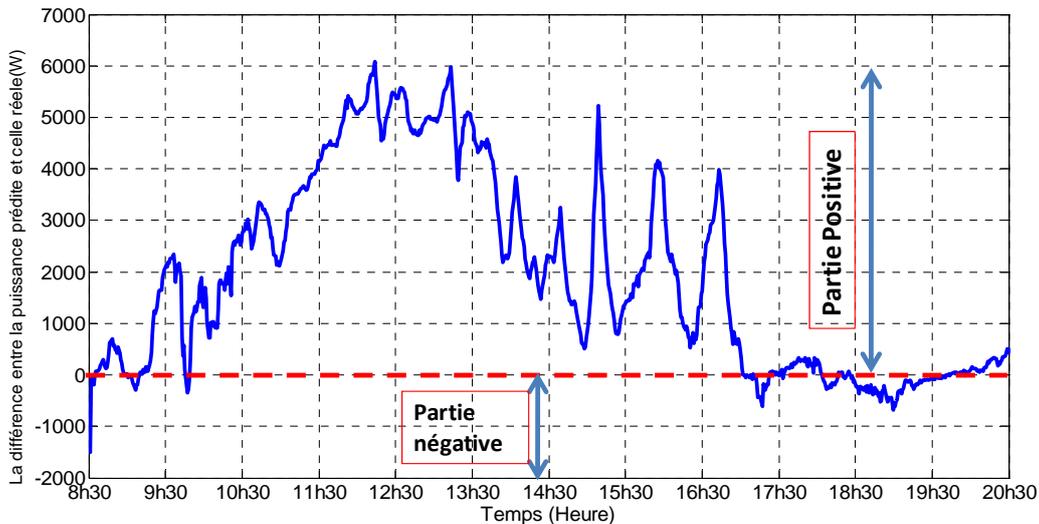


Figure IV- 9. Différence entre la puissance de référence prédite et la puissance de référence réelle

D'une part, la partie positive de la courbe de la différence, qui se manifeste tout au long de l'essai, est à compenser par les microturbines et les supercapacités. Les microturbines prennent en charge quasiment toute cette compensation comme montré à la Figure IV- 8, car cette différence est importante et dure longtemps. Pendant cet intervalle de temps, le superviseur flou ne dégrade pas la production PV. Les supercapacités participent à cette compensation mais sur de court intervalle. D'autre part, lorsque l'erreur de puissance est négative, les supercapacités doivent se charger et les microturbines doivent dégrader leurs

puissances à condition que cette dégradation ne perturbe pas les contraintes de l'optimisation à moyen terme. Dans ce cas, la production PV peut être dégradée. Finalement, L'approche méthodologique du superviseur flou optimisé a plutôt pour but de minimiser le recours au carburant dans la mesure du possible au lieu de dégrader la production solaire. La Figure IV-10 présente l'évolution du niveau de stockage qui reste tout au long de ce scénario dans les limites. Le sens ascendant de la courbe exprime la situation de chargement des supercapacités alors que le sens descendant exprime la situation de déchargement des supercapacités.

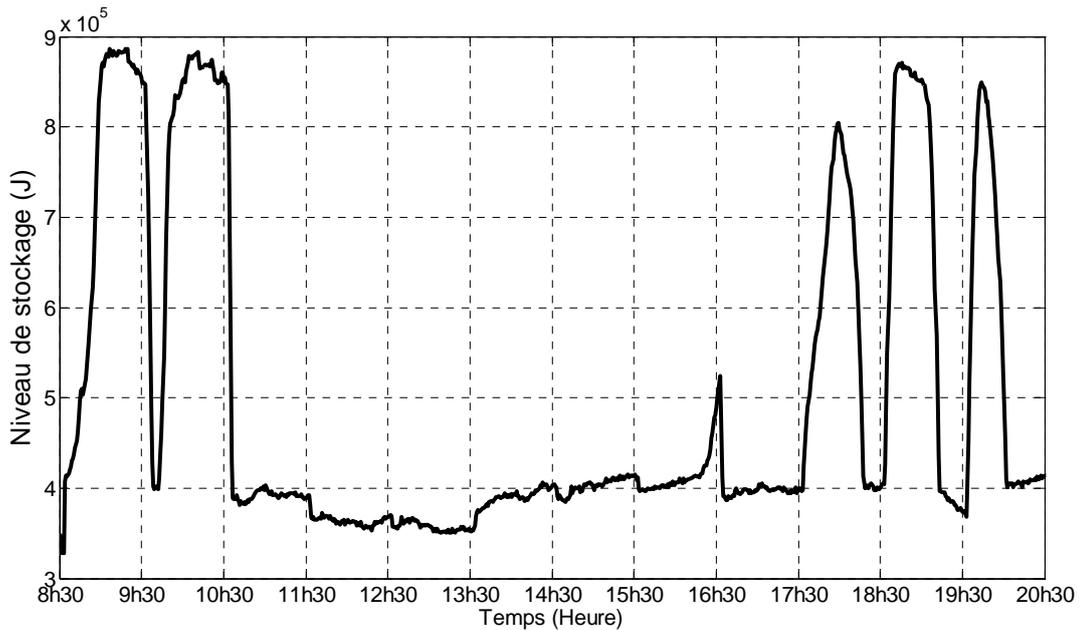


Figure IV- 10. Niveau de stockage des supercapacités

IV.3.1.3 Présentation des consignes de sortie de la supervision à moyen terme

Comme déjà signalé, la période d'optimisation à moyen terme est égale à 3600 secondes. L'algorithme de la sécante utilisé comme superviseur moyen terme fait le calcul toutes les heures pour répartir la puissance prédite entre les trois microturbines à gaz. La Figure IV- 11 présente cinq courbes, la première (en trait mauve) représente la référence de puissance de la première microturbine, la deuxième (en trait rouge) représente la référence de puissance de la deuxième microturbine, la troisième (en trait vert) représente la référence de puissance de la troisième microturbine, la quatrième (en trait noir pointillé) représente la puissance prédite de référence à suivre par les microturbines, et la cinquième (en trait bleu continu) représente la puissance totale de référence des microturbines en sortie du superviseur à moyen terme.

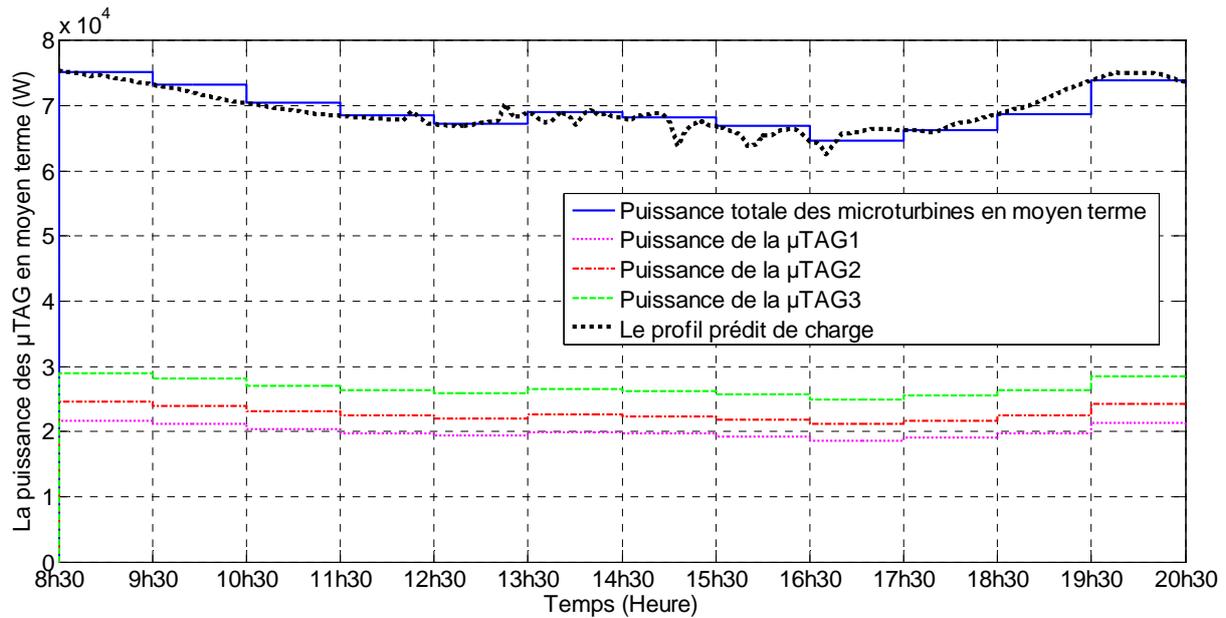


Figure IV- 11. Références de puissance en sortie du superviseur à moyen terme

IV.3.1.4 Analyse des résultats

La référence de l'ajustement sur la puissance des microturbines va s'ajouter à la puissance de référence qui sort de la supervision à moyen terme. La Figure IV- 12 présente la puissance totale fournie par les microturbines ainsi que la puissance réelle de référence.

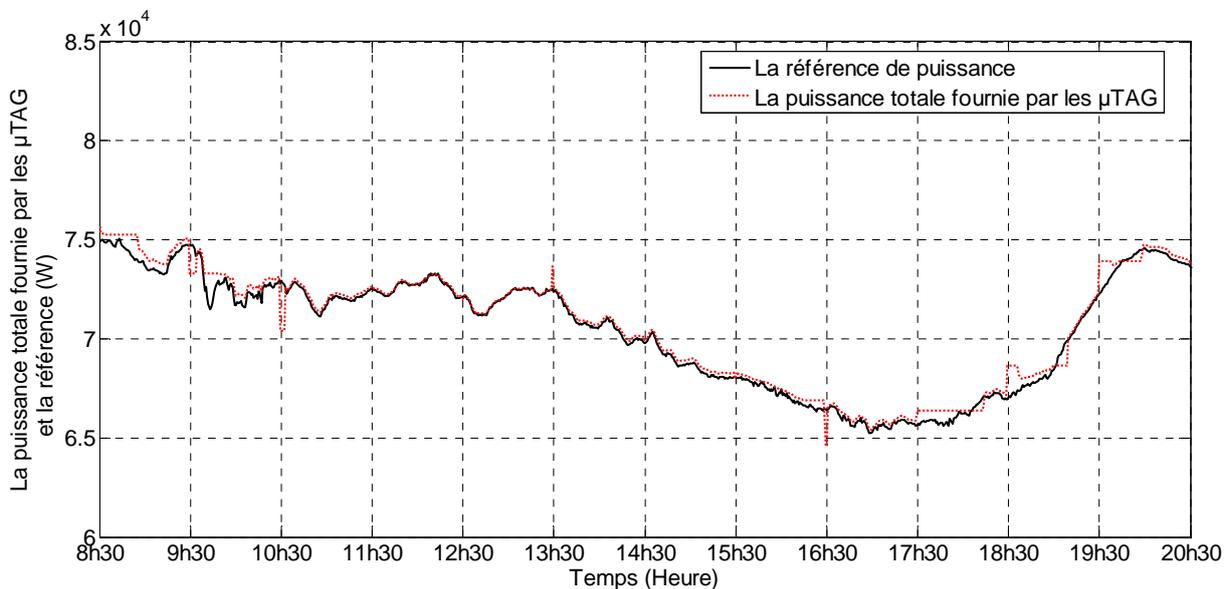


Figure IV- 12. Puissance totale fournie par les microturbines

On peut noter que la centrale multisource, même avec la correction générée par le superviseur flou, ne suit pas parfaitement les fluctuations de la puissance réelle de référence. L'utilisation des supercondensateurs s'avère indispensable afin de stocker le surplus de production

d'électricité ou encore de combler le manque énergétique, car il existe des écarts non négligeables entre la puissance de référence et la production des μ TAG. Le rôle des supercapacités est de combler les manques de puissance dus à la dynamique lente des μ TAG.

Enfin, la Figure IV- 13 présente la référence réelle et la puissance totale produite par la centrale multisource. Nous constatons que la production totale suit bien la référence. Cette remarque est confirmée à la Figure IV- 14 qui présente l'erreur sur la puissance totale.

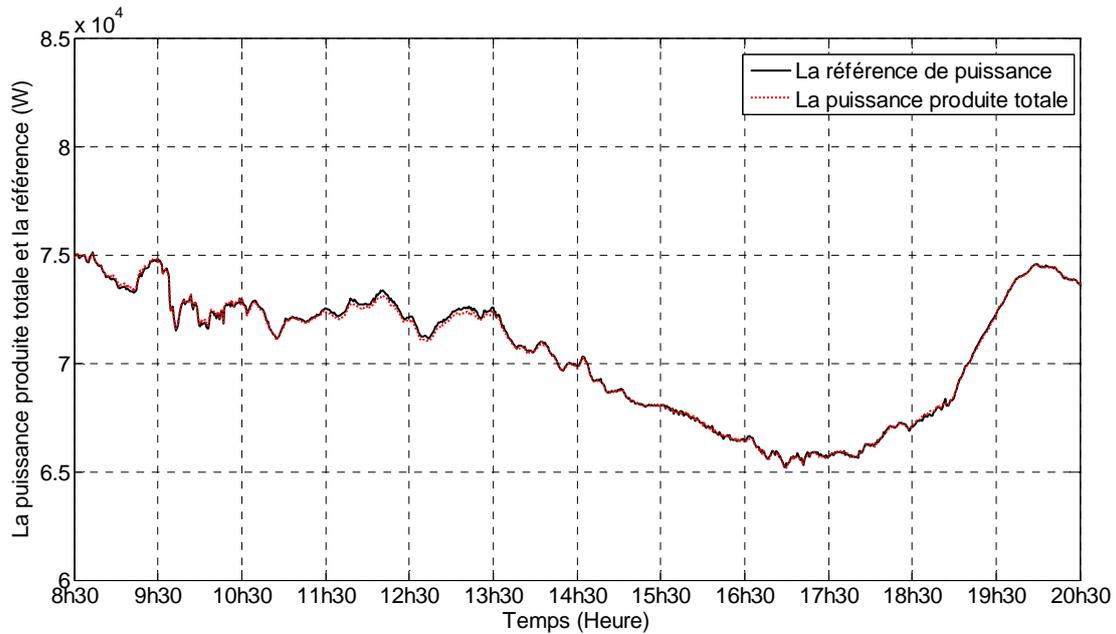


Figure IV- 13. Puissance totale produite par la centrale multisource et la référence réelle

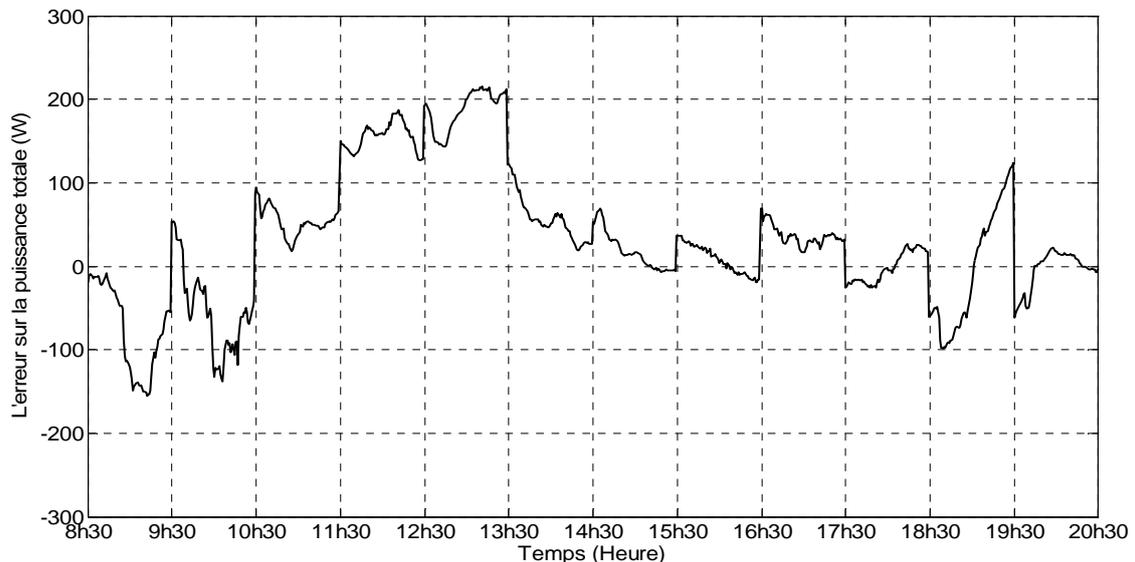


Figure IV- 14. Erreur sur la puissance totale.

L'indicateur de performance que nous avons cherché à optimiser dans cette étude, il est égal à 1800 W durant le scénario nuageux de 12 heures. Cet indicateur représente la moyenne de la valeur absolue de l'erreur de la puissance totale.

IV.3.2 Scénario d'une journée ensoleillée.

Cette partie présente les résultats relatifs au scénario d'une journée ensoleillée. On va étudier ce scénario de la même façon que précédent scénario.

IV.3.2.1 Présentation des profils d'entrée de la supervision

La puissance des panneaux photovoltaïques est mesurée pendant 10 heures au centre Arts et Métiers ParisTech de Lille le 30 Mai 2011 comme prévision. La (Figure IV- 15, a) montre un profil prédit pendant 10 heures de production photovoltaïque. La (Figure IV- 15, b) montre un profil de charge résidentielle prédite provenant des prévisions RTE et ramené à la taille de notre centrale multisource. Au début, la puissance de la référence qui sera transmise à la supervision à moyen terme est à la (Figure IV- 15, c). La puissance prédite des panneaux solaires et la prédiction de la charge et sont à la (Figure IV- 15, a et b).

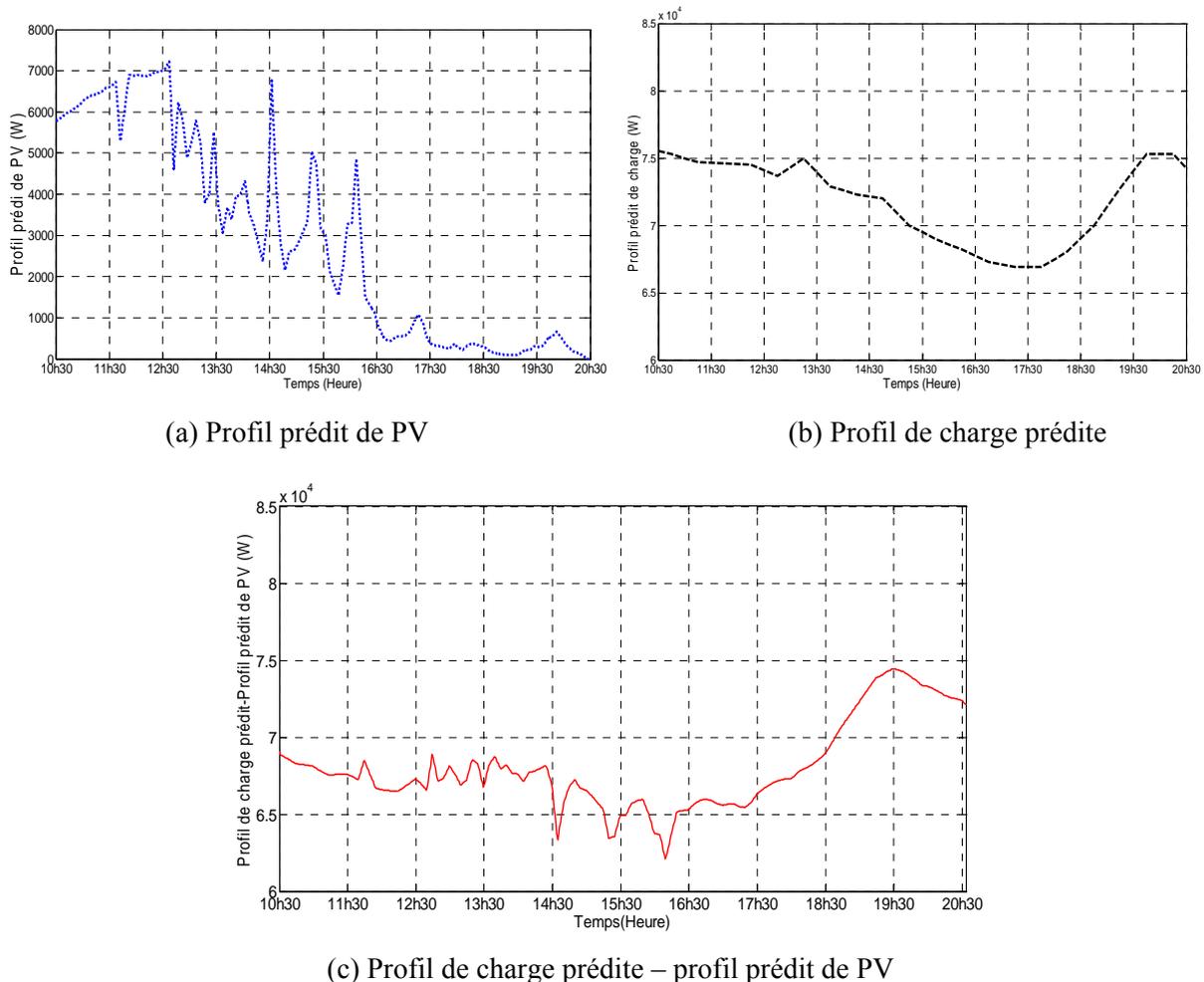
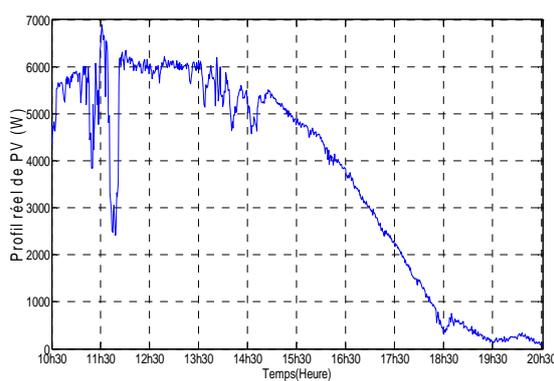


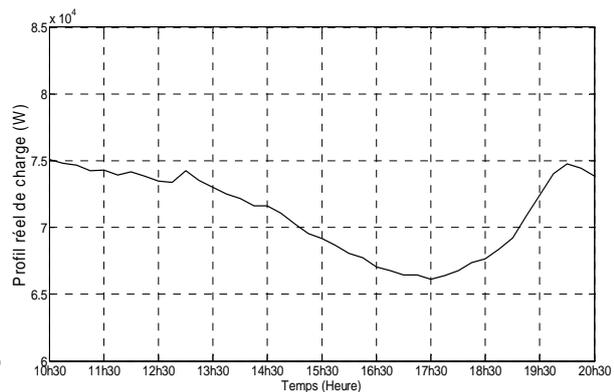
Figure IV- 15. Différents profils fournis à la supervision à moyen terme

La forme de la puissance produite par la centrale PV correspond aux conditions climatiques d'une journée ensoleillée.

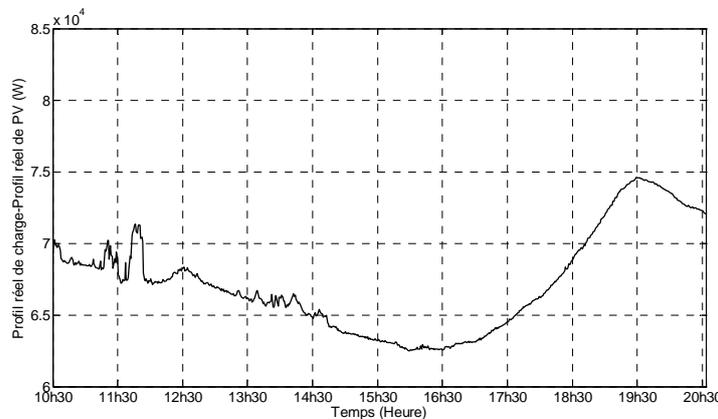
A l'entrée du superviseur temps réel, nous appliquons un profil de charge résidentielle appelée réelle à suivre en temps réel par la centrale étudiée. Ce profil est encore retiré du site RTE et ramené à la taille de la centrale (voir la Figure IV- 16, b). Mais le profil de puissance des panneaux solaires réel correspond cette fois-ci au jour du 27 Juin 2011, le jour de l'essai (voir la Figure IV- 16, a). La puissance de la référence qui sera transmise à la supervision temps réel est à la (Figure IV- 16, c)



(a) Profil réel de PV du 27 Juin 2011



(b) Profil de charge réelle (RTE)



(c) Différence entre Profil de charge réelle et profil réel de PV

Figure IV- 16. Différents profils fournis à la supervision à temps réel

Afin de comprendre le comportement du superviseur, la Figure IV- 18 présente la différence entre la puissance prédite transmise au superviseur à moyen terme et celle réelle transmise au superviseur flou.

IV.3.2.2 Présentation des consignes de sortie du superviseur flou

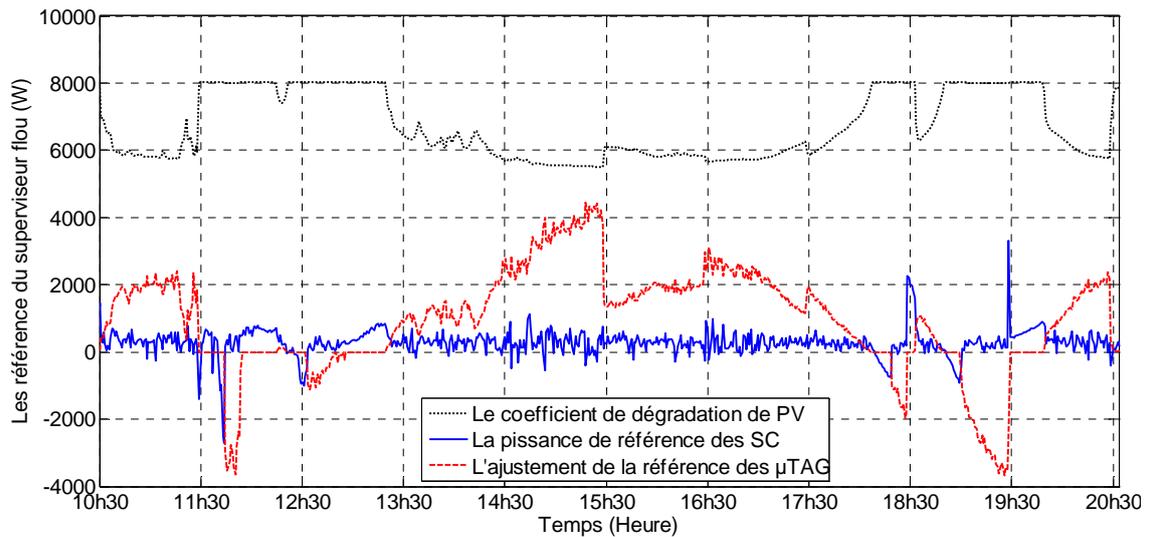


Figure IV- 17. Les consignes de sortie du superviseur temps réel

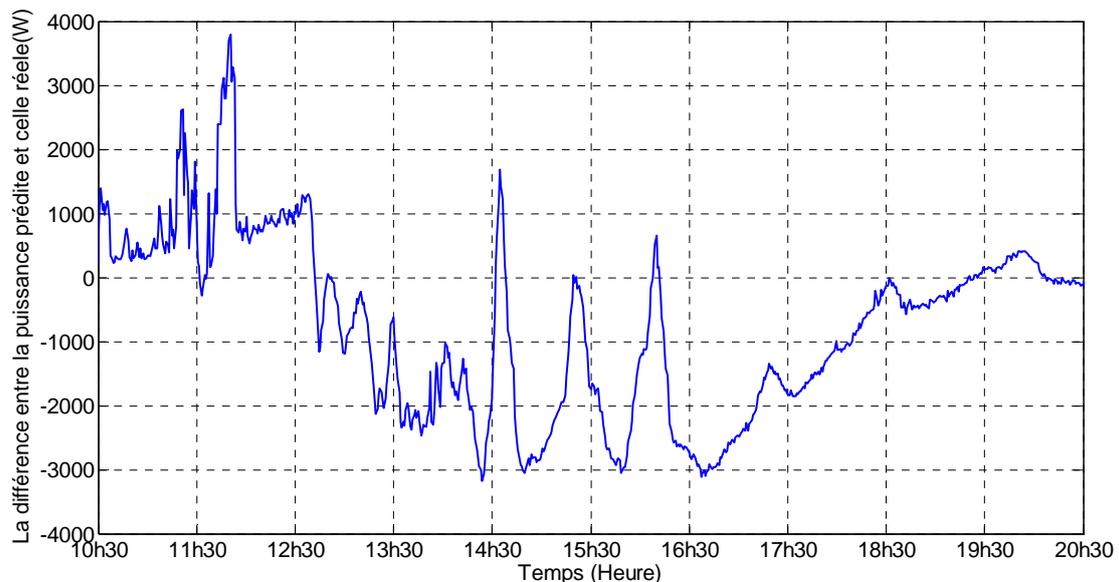


Figure IV- 18. La différence entre la puissance prédite et la puissance réelle

D'une part, La partie négative de la courbe de la différence, qui se manifeste tout au long de l'essai, est à dégrader par les microturbines, les supercapacités et la centrale PV. Cela veut dire que les supercapacités doivent se charger et les microturbines doivent dégrader leurs puissances à condition que cette dégradation ne perturbe pas les contraintes de l'optimisation à moyen terme. Dans ce cas, la production PV peut être dégradée. De l'autre part, la partie positive, qui se manifeste sur des petites zones, est à récompenser. Les microturbines prennent donc en charge cette compensation d'un titre essentiel comme montré à la Figure IV- 17. Pendant cette partie, le superviseur flou ne dégrade pas la production PV. Dans cette partie,

les supercapacités participent à cette compensation mais avec des valeurs moins importantes par rapport à celles des microturbines. Finalement, L'approche méthodologique du superviseur flou optimisé a plutôt pour but de minimiser le recours au carburant dans la mesure du possible au lieu de dégrader la production solaire. La Figure IV- 19 présente l'évolution du niveau de stockage tout au long de ce scénario. Le sens ascendant de la courbe exprime la situation de chargement des supercapacités alors que le sens descendant exprime la situation de déchargement des supercapacités.

Nous avons vu pendant le scénario nuageux que les supercapacités se sont chargées lorsqu'il y avait un excès de puissance (des petites zones) et elles se sont déchargées pour compenser les fluctuations de la charge réelle. Comme la plupart de temps nous avons une défaillance de puissance, les supercapacités sont restées autour de leur niveau minimal de stockage, alors que les microturbines compensaient d'un titre principal ces fluctuations.

Nous voyons pendant le scénario ensoleillé que la situation est inversée. La plupart de temps, nous avons un excès de puissance. Les supercapacités se chargent donc jusqu'à leur niveau maximal de stockage. Les microturbines dégradent leurs puissances dans la mesure du possible.

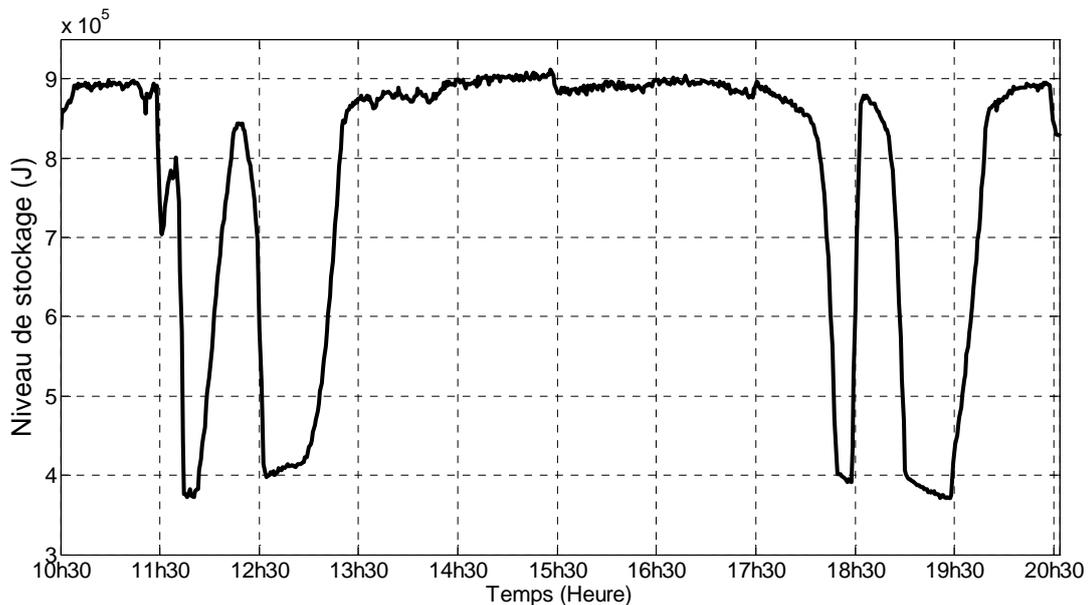


Figure IV- 19. Le niveau de stockage des supercapacités

IV.3.2.3 Présentation des consignes de sortie de la supervision à moyen terme

La Figure IV- 20 présente cinq courbes, la première (en trait mauve) représente la référence de puissance de la première microturbine, la deuxième (en trait rouge) représente la

référence de puissance de la deuxième microturbine, la troisième (en trait vert) représente la référence de puissance de la troisième microturbine, la quatrième (en trait noir pointillé) représente la puissance prédite de référence à suivre par les microturbines, et la cinquième (en trait bleu continu) représente la puissance totale de référence des microturbines en sortie du superviseur à moyen terme.

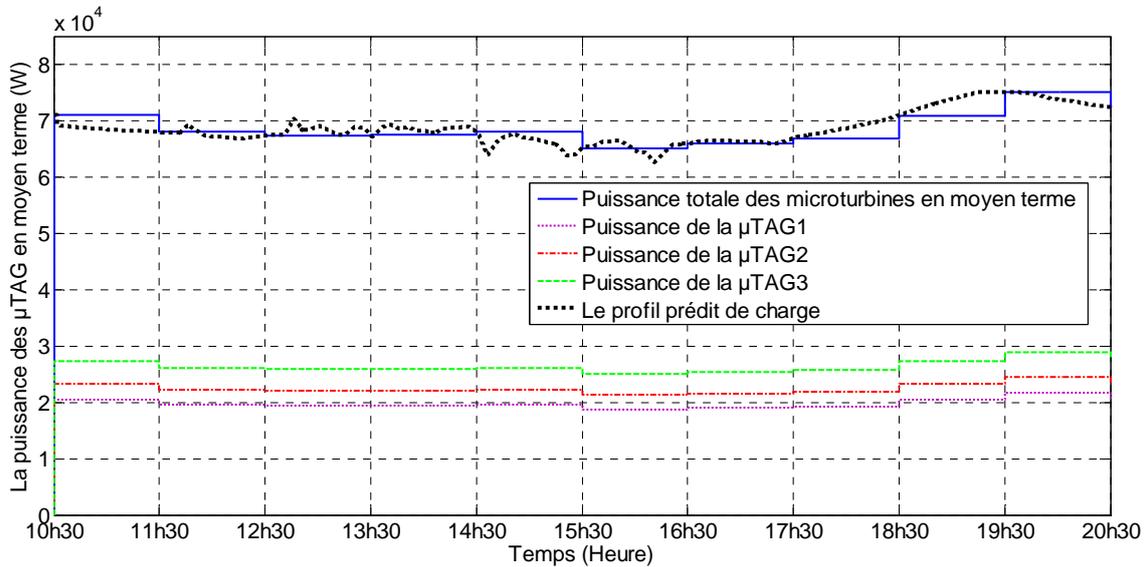


Figure IV- 20. Les références de puissance en sortie du superviseur à moyen terme

IV.3.2.4 Analyse des résultats

La référence de l’ajustement sur la puissance des microturbines va s’ajouter à la puissance de référence qui sort de la supervision à moyen terme. La Figure IV- 21 présente la puissance totale fournie par les microturbines ainsi que la puissance réelle de référence.

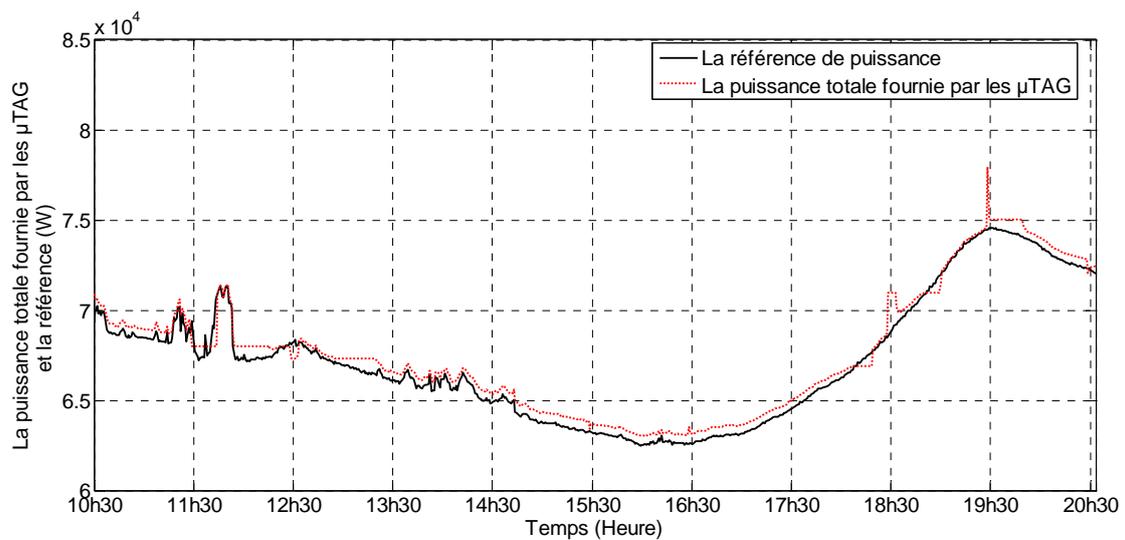


Figure IV- 21. La puissance totale fournie par les microturbines

Enfin, la Figure IV- 22 présente la référence et la puissance totale produite par la centrale multisource. Nous constatons que la production totale suit bien la référence. Cette remarque est confirmée à la Figure IV- 23 qui présente l’erreur sur la puissance totale.

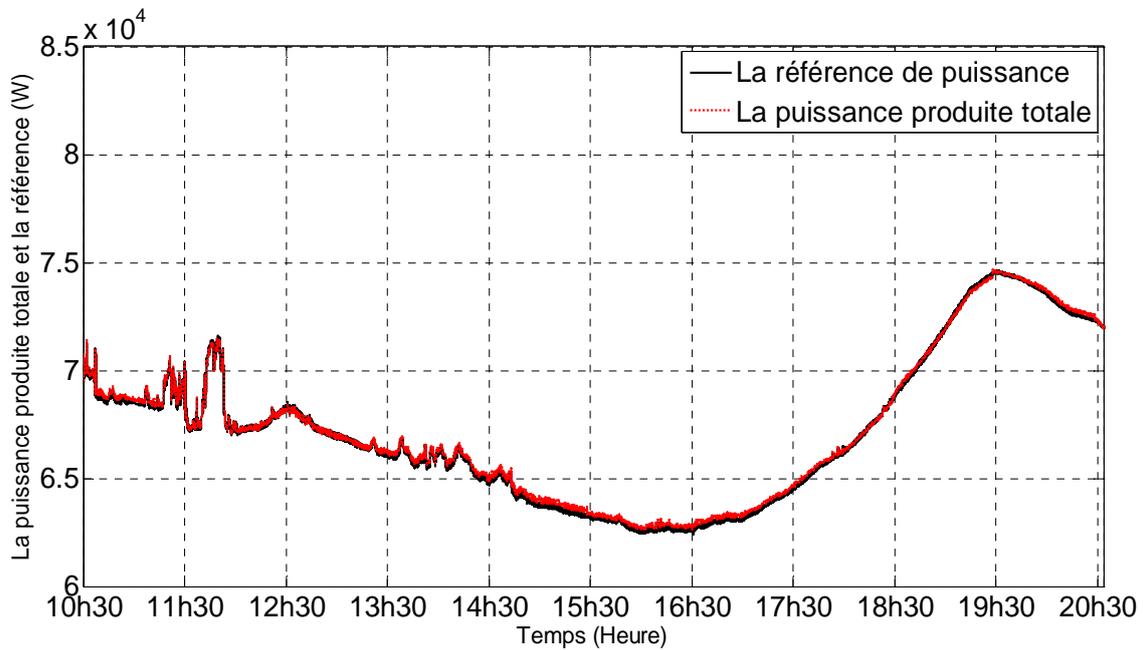


Figure IV- 22. La puissance totale produite par la centrale multisource et la référence réelle

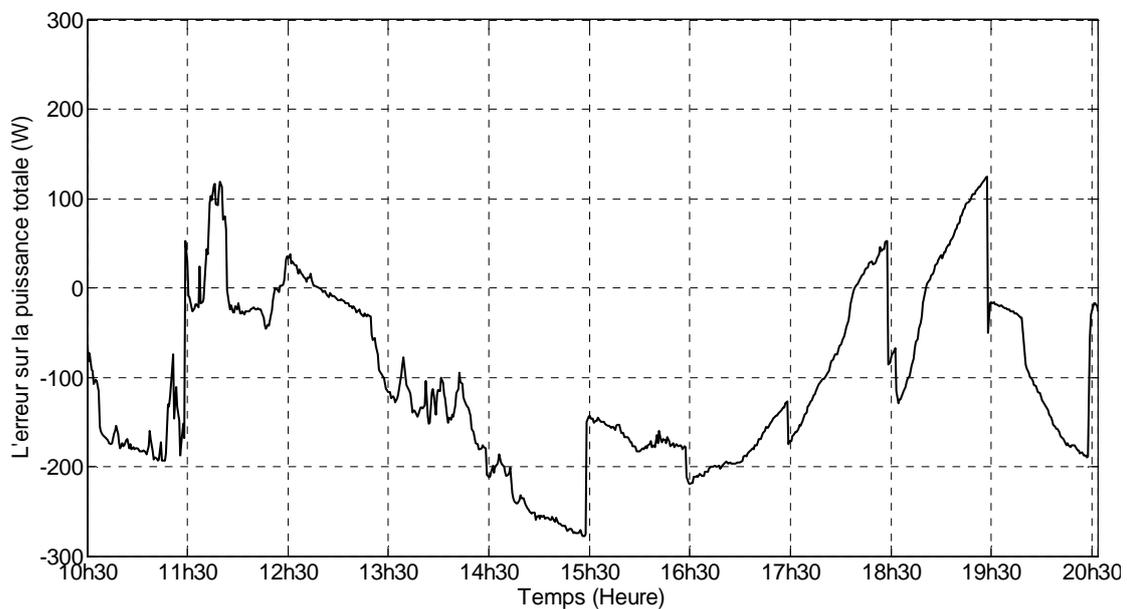


Figure IV- 23. L’erreur sur la puissance totale.

L’indicateur de performance que nous avons cherché à optimiser dans cette étude est égal à 2682 W durant le scénario nuageux de 10 heures.

IV.4 Conclusions

Nous avons validé expérimentalement la stratégie de supervision multiniveau de la centrale multisource constituée de trois microturbines à gaz (30 kWc pour chaque μ TAG), d'une centrale PV (7,5 kWc), et d'un dispositif de stockage (supercapacités ± 5 kW).

Dans un premier temps, nous avons exposé la plateforme technologique Energies Reparties pour implanter cette centrale multisource. Le simulateur temps réel RT-LAB®, et le logiciel de supervision/SCADA PcVue de cette plateforme ont été utilisés dans le cadre de cette implantation.

Dans un deuxième temps, nous avons présenté les résultats de la supervision à moyen terme et temps réel de la centrale multisource pour deux scénarios dépendant des conditions météorologiques. Le premier scénario était pour une journée nuageuse, et le deuxième était pour une journée ensoleillée. Nous avons remarqué que le comportement de la supervision pendant le premier scénario, où la défaillance de puissance était dominante sur la plupart de temps du scénario, est opposé à celui pendant le deuxième scénario, où l'excès de puissance était dominant sur la plupart de temps du scénario. Nous avons vu dans le premier scénario comment les éléments de la centrale ont compensé la défaillance de puissance, alors que dans le deuxième scénario ils ont dégradé leurs puissances. Finalement, nous avons trouvé que l'erreur moyenne pendant le premier scénario est égale à 2,3% de la référence de charge maximale, alors qu'elle est égale pendant le deuxième scénario à 3,5% de la référence de charge maximale.

Conclusion générale et Perspectives

CONCLUSIONS

Les travaux de cette thèse ont porté sur une étude technico-économique visant à minimiser la consommation de carburant et les émissions toxiques d'une centrale multisource, et à maximiser la production photovoltaïque.

L'insertion à grande échelle de la production décentralisée dans les années à venir semble énergétiquement et économiquement intéressante. Les avantages environnementaux-économiques de l'insertion des GED dans le système électrique et les principaux impacts de cette insertion sur les réseaux de distribution ont été abordés dans le premier chapitre.

Ensuite, une description de la centrale multisource étudiée a été faite. Dans l'objectif de minimiser la consommation du carburant et les émissions toxiques, une extraction des coefficients spécifiques du coût du carburant et des émissions toxiques (CO et NOx), issus de mesures d'émissions toxiques [EDF, 2006], [CAP, 2000] et des performances à charge partielle [TEC, 2006] conformément aux normes ISO pour la microturbine C30 de Capstone, a été faite (cf Chapitre I). Il faut bien noter que les rejets de gaz à effet de serre n'ont pas été traités dans la méthodologie d'optimisation proposée.

L'augmentation du taux de pénétration de la production photovoltaïque en vue de diminuer la consommation de fuel nécessite une détermination des stratégies de supervision des groupes décentralisés afin qu'ils soient économiquement plus rentables et mieux contrôlable par les gestionnaires du réseau. Pour atteindre cet objectif, nous avons proposé deux niveaux de supervision.

Le premier niveau de supervision appelé moyen terme a été présenté dans le deuxième chapitre. Comme la centrale multisource étudiée dans cette thèse, comporte un groupe de trois microturbines à gaz, nous avons appliqué une supervision à moyen terme à ce groupe qui peut se considérer comme solution au problème d'engagement d'unité (UCP).

Le traitement de ce problème a été réalisé par une application de la méthode de la sécante combinée avec un tableau appelé IPPD (Improved Pre-prepared Power Demand table). L'objectif de cette méthode était de réduire au minimum une moyenne entre le coût du combustible et le coût des émissions toxiques (CO, NOx) des trois microturbines à gaz.

Nous avons aussi généralisé cette méthode d'optimisation et comparé avec d'autres algorithmes de résolution. Les principaux résultats retirés de cette comparaison sont la robustesse, la flexibilité, la faisabilité indépendamment de la taille du système, et l'économie en coût de carburant et en temps de calcul de l'algorithme d'optimisation.

Par contre, l'inconvénient de la méthode de la sécante était que la fonction objectif n'accepte qu'une seule forme, celle quadratique. Les émissions toxiques (CO, NO_x) se sont exprimées par une équation polynomiale d'ordre supérieur à deux, ce qui n'était pas compatible avec la fonction objectif de la méthode de la sécante. Pour qu'on puisse appliquer la méthode de la sécante afin de minimiser les émissions toxiques, on était obligé de faire une approximation à l'équation exprimant les émissions pour être adaptable à la méthode de la sécante, ce qui a provoqué une petite perte de précision dans l'optimisation exprimée par l'écart (réel/modèle). Le deuxième inconvénient de l'algorithme de la sécante, c'est qu'il est sensible au coefficient (c pour le coût de fonctionnement et γ pour le coût des émissions toxiques), ce qui engendre un besoin d'identifier ce coefficient sur les différentes machines considérées participant à satisfaire la demande.

A partir des propositions obtenues par des prévisions à moyen terme, il faut déterminer la puissance de référence de la centrale multisource. L'objectif de la supervision temps réel est de déterminer en temps réel la puissance de référence de chaque unité constituant la centrale multisource afin de tenir les engagements en termes de puissance délivrée. Ce deuxième niveau de supervision appelé temps réel a été présenté dans le troisième chapitre. Du fait que la centrale multisource comporte une source de puissance fluctuante (centrale PV), la supervision à l'aide d'algorithmes basés sur la logique floue s'avère être un outil bien adapté pour traiter ce genre de variables aléatoires.

La détermination des algorithmes flous se base sur l'expertise du système et permet d'intégrer des notions d'optimisation implicite. Pour atteindre cet objectif, nous avons développé et comparé trois superviseurs flous, le premier appelé classique, en utilisant le superviseur classique de logique floue (empirique), le deuxième appelé méthodologique en utilisant une méthodologie et un outil graphique permettant de déterminer les règles floues et le troisième appelé optimisé en utilisant une méthode des plans d'expériences combinée avec un algorithme d'optimisation des paramètres du superviseur flou. Cette méthodologie graphique a facilité la détermination des algorithmes flous et limité le nombre de lois floues de ces algorithmes.

Une étude a été réalisée au sein de cette thèse sur la détermination optimale des paramètres pour la commande d'un superviseur à base de logique floue. Cette étude est basée sur la méthode des plans d'expériences combinée avec un algorithme d'optimisation. A l'aide de cette méthode nous avons pu créer différents modèles mathématiques de la simulation de la centrale multisource étudiée. Ensuite, nous avons optimisé ces modèles au lieu de faire tourner la simulation elle-même dans un algorithme d'optimisation. Cette démarche sert à

diminuer le temps d'optimisation. Il y a beaucoup de paramètres à régler lorsqu'on cherche à optimiser le superviseur flou, l'objectif de l'utilisation de la MPE était de réduire le nombre de paramètres et voir quels sont les paramètres les plus influents tout en réduisant le nombre d'essais. A partir de ça, un algorithme d'optimisation a été utilisé pour minimiser un indicateur de performance. Les résultats obtenus donnent les valeurs des paramètres du superviseur flou qui a été testé en simulateur temps réel.

Pour valoriser les travaux des plans d'expériences, le superviseur flou optimisé a été inséré dans le modèle simulink global de la centrale multisource étudiée. Ensuite nous avons calculé les indicateurs tels que (l'indicateur de performance (τ), ind_SC, ind_PV, et ind_μTAG) et les avons comparés avec ceux calculés pour les superviseurs classique et méthodologique pour montrer à chaque étape qu'on avait une amélioration de performances. Cette comparaison nous a permis dans un premier temps de comprendre l'évolution de la méthodologie d'automatisation du réglage du superviseur flou pour atteindre les objectifs souhaités de cette étude technico-économique. L'insertion du superviseur optimisé dans le modèle global de la centrale multisource nous a fait par la suite l'occasion de surveiller sa robustesse face aux fluctuations de la charge et de la centrale photovoltaïque. Comme l'optimisation du superviseur flou a été faite sur trois heures, le fait de l'appliquer sur 24 heures avec les fluctuations de la charge et du profil de PV peut justifier la robustesse du superviseur optimisé en cas d'avoir de bons résultats.

Les résultats finaux obtenus de cette comparaison valorisent et encouragent l'utilisation du superviseur flou optimisé en tant que superviseur temps réel de notre centrale multisource installée sur la plateforme Energies Réparties pour la validation expérimentale de notre thèse.

Ces deux niveaux de supervision ont été validés dans le dernier chapitre. Nous avons validé expérimentalement la stratégie de supervision multiniveau de la centrale multisource constituée de trois microturbines à gaz virtuelles (30 kWc pour chaque μTAG), d'une centrale PV (7,5 kWc), et d'un dispositif de stockage (supercapacités ±5 kW), sachant que le tout a été connecté au réseau ERDF. Cette étape de simulation nous a permis de :

- Valider en temps réel les différents niveaux de supervision proposés pour la centrale multisource ;
- Valider un protocole de communication pour lier les différentes sources afin qu'elles puissent communiquer ;
- Valider la robustesse de chaque méthodologie de supervision face à la perte de la communication des sources de production, et aux fluctuations de la production PV.

Dans un deuxième temps, nous avons présenté les résultats de la supervision à moyen terme et en temps réel de la centrale multisource pour deux scénarios basés sur des conditions météorologiques différentes. Le premier scénario concerne une journée nuageuse (le 17 Juin 2011), et le deuxième une journée ensoleillée (le 27 Juin 2011). Finalement, nous avons trouvé que l'erreur moyenne dans le premier scénario est égale à 2,34% de la référence de charge maximale, alors qu'elle est égale dans le deuxième scénario à 3,5% de la référence de charge maximale.

PERSPECTIVES

Dans le cadre de cette thèse, on ne s'est pas intéressé aux services systèmes, Il faudrait maintenant envisager la gestion du système multisource en vue d'optimiser les services fournis au réseau électrique (réglage de la fréquence) afin d'en améliorer la fiabilité tout en augmentant l'efficacité énergétique.

Dans ces travaux une méthodologie de supervision intégrant un outil d'optimisation implicite (la logique floue) a été proposée. Nous envisageons la comparaison de l'optimisation du superviseur flou avec d'autre méthode telle que (Réseau de Neurones artificiels).

La poursuite de ces travaux devrait naturellement s'orienter vers la supervision long terme de la centrale multisource ainsi qu'aux aspects de dimensionnements. Pour ces aspects des approches probabilistes sont envisagées afin d'élaborer des modèles sur le moyen terme (quelques jours) et le long terme (de la semaine à l'année). Les simulations à long terme auront pour objectif d'offrir un outil d'aide à la décision dans le choix de l'emplacement et du dimensionnement des éléments constituant la centrale multisource (PV, stockage SC ...). Les simulations à moyen terme couplées à des algorithmes de supervision permettront d'optimiser le fonctionnement de cette centrale par une meilleure planification des courbes de production des différentes sources impliquées.

Il faut envisager de réaliser l'étude expérimentale en remplaçant le modèle de la microturbine à gaz par une vraie microturbine (machine réelle) ou une autre technologie de cogénération.

Quant à la méthode de la sécante, elle est une méthode d'optimisation continue qui fait la répartition économique en prenant en compte la prévision de la charge instantanée (heure par heure), nous envisageons d'une part, de comparer cette méthode avec une autre méthode qui pourrait faire la répartition économique en prenant en compte la prévision de la charge sur 24 heures complètes.

Une perspective concernant l'algorithme d'optimisation Secant concerne l'intégration des coûts de démarrage et d'arrêt dans la fonction objectif minimisée. Une étude plus approfondie de sensibilité paramétrique mériterait d'être réalisée. Pour cela nous envisageons de faire un vrai travail de quantification des critères environnementaux (pondération monétaire, ...etc.) en effectuant préalablement un travail bibliographique sérieux sur ce sujet. Finalement, concernant les émissions de gaz à effet de serre CO_2 , qui ne sont pas à proprement parler intégrées dans les fonctions de coûts de ce mémoire, elles ne font qu'augmenter le coût de carburant. Il est envisagé de les intégrer dans les fonctions de coût et d'étudier l'impact d'une augmentation du coût de rejet de CO_2 sur le fonctionnement d'une centrale multisource.

Références bibliographiques

A.

[ABB, 2006] **Abbey, C., Katiraei, F., Brothers, C., Dignard-Bailey, L., & Joos, G.** "Integration of distributed generation and wind energy in Canada". Power Engineering Society General Meeting, IEEE, (2006, June 18-22).

[ABO, 2005] **ABOU CHACRA Fouad.** "Valorisation et optimisation du stockage d'énergie dans un réseau d'énergie électrique". Thèse de doctorat de l'Université Paris-Sud (11, le 4 juillet 2005).

[ALK, 2009] **F. Alkhalil Ph. Degobert, F. Colas and B. Robyns Member, IEEE** "Fuel consumption optimization of a multimachines microgrid by secant method combined with IPPD table" [Conférence] // ICREPQ' 09. - Spain : [s.n.], April, 2009.

[ALL, 2010] **Alliot, J.-M.** (s.d.). "Les Algorithmes Génétiques". Consulté le 06 07, 2010, sur Techniques d'optimisation stochastique appliquées à certains problèmes du trafic aérien: <http://www.recherche.enac.fr/opti/papers/thesis/HABIT/main002.html>

[ANT, 2002] **H.M.Antia** "Numerical methods for Scientists and engineers" 2nd ed, 2002 Birkhäuser publishers.

[ATT, 2003] **Attaviriyanupap, P.; Kita, H.; Tanaka, E.; Hasegawa, J.** "A hybrid LR-EP for solving new profit-based UC problem under competitive environment" Volume 18, Issue 1, Feb. 2003 Page(s):229 – 237

[AZM, 2005] **Azmy, A., & Erlich, I.** "Impact of distributed generation on the stability of electrical power system". Power Engineering Society General Meeting, IEEE (12-16 June 2005), volume 2, Page(s): 1056 - 1063.

B.

[BAK, 2000] **A.G. Bakirtzis, D.E. Zoumas,** "Lamda of Lagrangian relaxation solution to unit commitment problem", IEE Proc. Gener. Transm. Distrib. 147 (2000) 131–136.

[BAR, 2010] PHOTOVOLTAIC BAROMETER – EUROSERV'ER – SYSTÈMES SOLAIRES, le journal du photovoltaïque, N° 3 – 2010, AVRIL 2010, sur le site :

<http://www.eurobserv-er.org/pdf/baro196.pdf>

[BEA, 2003] **G. Beaudoin, Géo., Ph.D**, «La troisième voie pour le protocole de Kyoto : la séquestration du carbone». Commission des transports et de l'environnement (18-20 février 2003). <http://www2.ggl.ulaval.ca/personnel/beaudoin/MemoireSequestration.pdf>

[BEA, 2010] **Beacon Power**. (s.d.). Consulté le 15 09, 2010, sur Sustainable Energy Storage Solutions for the New Electricity Grid: <http://www.beaconpower.com/>.

[BLA, 2003] **Alexandre Blatter**, "*Placement optimal de centrales de production et de stockage d'énergie électrique décentralisées dans un réseau électrique*". Travaux d'étudiants réalisés au LRE. Responsable(s): Stéphane Gerbex, Prof. Alain Germond, (2003).

[BOR, 1998] **J. Borne, J. Rozinoer, J.-Y. Dieulot et L.Dubois**, « *Introduction à la commande floue* », Edition Technip, 1998, ISBN : 2-7108-0721-1

[BOU, 2007] **G. Boukettaya, L. Krichen, A. Ouali**, "*Fuzzy logic supervisor for power control of an isolated hybrid energy production unit*", International Journal of Electrical and Power Engineering" p 279-285, 2007

[BÜH, 1994] **H. Bühler**, «*Réglage par logique floue* », Lausanne, Presses polytechniques et universitaires romandes, 1994.

[BUR, 1975] **Burns RM, Gibson CA.**"*Optimization of priority lists for a unit commitment program*". IEEE/PES 1975 summer meeting, Paper A 75 453-1.

C.

[CAL, 2004] **Roberto Caldon, Andrea Rossi Patria and Roberto Turri**, « *Optimal Control of a Distribution System with a Virtual Power Plant*», Bulk Power System Dynamics and Control, Cortina. d'Ampezzo, Italy, August 2004.

[CAP, 2000] Capstone Low Emissions MicroTurbine Technology, White Paper March 6, 2000. Capstone Turbine Corporation.

[CAR, 1991] **P. Carrive**, (1991). "Réseau de distribution Structure et Planification", Génie Electrique (D4210). Consulté le 01 12, 2009, sur Techniques de l'ingénieur: <http://www.techniques-ingenieur.fr/base-documentaire/energies-th4/reseaux-electriques-et-applications-ti302/reseaux-de-distribution-d4210/planification-des-reseaux-de-distribution-d4210niv10004.html>

[CAR, 2005] **Carlos A. Hernandez-Aramburo, Member, IEEE, Tim C. Green, Member, IEEE, and Nicolas Mugniot** "Fuel Consumption Minimization of a Microgrid", IEEE TRANSACTIONS ON INDUSTRY APPLICATIONS, VOL. 41, NO. 3, MAY/JUNE 2005.

[CHA, 2000] **C. P. Chang, C. W. Liu and C. C. Liu**, "Unit commitment by Lagrangian relaxation and genetic algorithms", IEEE Trans Power Syst 15 (2000), (2), pp. 707–714.

[CHA, 2006] **K.Chandram, Dr. N.Subrahmanyam, Member,IEEE, M.Sydulu** , National Institute of Technology, Warangal, A.P, INDIA "Dynamic Economic Dispatch by Equal Embedded Algorithm", 4th International Conference on Electrical and Computer Engineering. ICECE 2006, 19-21 December 2006, Dhaka, Bangladesh.

[CHA, 2008] **Chandram, K. Subrahmanyam, N. Sydulu**, "New approach with Secant method for solving Unit Commitment problem" M., Dept. of Electr. Eng., Nat. Inst. of Technol., Warangal; IEEE/PES T&D. Transmission and Distribution Conference and Exposition, 2008. Volume, Issue, 21-24 April 2008 Page(s):1 - 7. 978-1-4244-1904-3/08/\$25.00 ©2008 IEEE.

[CHA, 2008a] **K. Chandram**, Student member, IEEE, **N. Subrahmanyam**, Member, IEEE, **M. Sydulu**, Member, IEEE, "Improved pre-prepared power demand table and Secant method for solving Unit Commitment", Fifteenth National Power Systems Conference (NPSC), IIT Bombay, December 2008.

[CHE, 1993] **C.L. Chen, S.C. Wang**, "Branch-and-bound scheduling for thermal generating units", IEEE Trans. Energy Convers. 8 (1993) 184–189.

[CIM, 2006] **G. Cimuca, C. Saudemont, B. Robyns, M. Radulescu**, "Control and performance evaluation of a flywheel energy storage system associated to a variable speed

wind generator”, IEEE Transactions on Industrial Electronics. Vol. 53, No. 4, June 2006, pp:1074 – 1085.

[COH, 1983] **I. Arthur Cohen and Miki Yoshimura**, “*A branch-and-bound algorithm for unit commitment*”, IEEE Trans Power Ap Syst PAS-102 (1983) (2), pp. 444–451.

[COM, 2005] **Comte, A. et al.** (Feb. 2005). “*Projet SILIERE – Lot N°4 – Etat de l’art et analyse comparative des technologies stationnaires de stockage de masse de l’énergie électrique*”. Tech. Rep. EDF R&D HM-29/03/015/A.

[COU, 2008] **V.Courtecuisse** “*Supervision d’une central multisources à base d’éoliennes et de stockage d’énergie connectée au réseau électrique*” [Rapport]. - Lille : These de doctorat à l’Ecole doctorale n°432 : sciences des métiers de l’ingénieur N° : -ENSAM-0027, 2008.

[COU, 2010] **V. Courtecuisse, J. Sprooten, B. Robyns**, Member, IEEE, M. Petit, B. Francois, and J. Deuse, « Methodology to build fuzzy logic based supervision of hybrid renewable energy systems », Mathematics and Computers in Simulation, vol.81, October 2010, pp.208-224.

[CRA, 2003] **Michel Crappe.** “*Commande et régulation des réseaux électriques*”. Edition Lavoisier (2003).

[CSU, 1991] **C.Csu, and Y.Y.Hsu** “*Fuzzy dynamic programming: an application to unit commitment*” IEEE Transaction on power system, vol.6, no.3, aug.1991.

D.

[DAM, 2004] **I.G. Damousis, A.G. Bakirtzis, P.S. Dokopoulos** “*A solution to the unit commitment problem using integer-coded genetic algorithm*” IEEE Trans. Power Syst. 19 (2004) 1165–1172.

[DAV, 1989] **R. David et H. Alla**, “*Du grafctet aux réseau de Petri*”, Edition Hermes, 1989, ISBN 2-86601-195-3.

[DEG, 2006a] **DEGOBERT Ph., S. KREUAWAN, X. GUILLAUD.** "*Micro-grid powered by photovoltaic and micro turbine*". International Conference on Renewable Energy and Power Quality (2006, April) (ICREPQ'06).

[DEG, 2006] **DEGOBERT Ph., S. KREUAWAN, X. GUILLAUD.** "*Use of Super capacitors to reduce the fast fluctuations of power of a hybrid system composed of a photovoltaic and micro turbine*". International Symposium on Power Electronics, Electrical Drives, Automation and Motion (2006, Mai 23-26) (SPEEDAM) .

[DES, 2008] **M.K. Deshmukh and S.S. Deshmukh** "Modeling of hybrid renewable energy systems", Renewable and Sustainable Energy Reviews, Volume 12, Issue 1, January 2008, Pages 235-249

[DGE, 2004] **DGEMP-DIDEME** "Coûts de référence de la production électrique, Deuxième partie – Moyens de production décentralisés" [Rapport]. - [s.l.] : Ministère de l'économie., 2004.

[DIL, 1977] **T.S. Dillon, K.W. Edwin, H.D. Kochs and J.D. Taud,** "*Integer programming approach to the problem of optimal unit commitment with probabilistic reserve determination*", IEEE Trans Power Ap Syst PAS-97 (1977) (6), pp. 2154–2166.

[DON, 2009] Données techniques. Site internet consulté le 11.10.2009.

<file:///C:/Users/ABOU%20HAIDAR/Downloads/Donn%C3%A9es%20techniques.htm>

E.

[ECR, 2002] **Recherche ECRIN entreprise (2002).** "L'Electronique de Puissance Vecteur d'Optimisation Pour les Energies Renouvelables", Paris, Rapport de synthèse, ISBN 2-912154-8-1.

[EDF, 2006] Rapport EDF R&D, EP/SPE, «Essais thermodynamiques et mesures d'impact sur l'environnement de la microturbine Capston C30 LP», HP-42/01/028A page (18/28). Capston Turbine Corporation, 21211 Nordhoof street Chatsorth CA 91311 USA. Technical

Reference Capstone Micro Turbine Installation and Permitting Guidelines, 2006. Document papier .

[EIG, 2006] **Eight inventory** “*Worldwide electricity production from renewable energy sources*”, Edition 2006, disponible sur :

<http://www.energiesrenouvelables.org/observer/html/inventaire/Eng/methode.as>

[ENC, 2003] Energies et Climat, Ministère de l’écologie, du développement durable, des transports et du logement, 20 septembre 2003, consulté le 11 décembre 2011 sur le site :

<http://www.developpement-durable.gouv.fr/Fiche-explicative-sur-les-oxydes-d.html>

[ENC, 2010] Energies et Climat, Ministère de l’écologie, du développement durable, des transports et du logement, 14 Juin 2010, consulté le 11 décembre 2011 sur le site :

<http://www.developpement-durable.gouv.fr/Le-monoxyde-de-carbone,13146.html>

[ESK, 2006] M. N.Eskander, T. F.El-Shatter, M. T.El-Hagry “Energy flow management of a hybrid Wind/PV/Fuel cell generation system” Energy Conversion and Management, Volume 47, Issues 9-10, June 2006, Pages 1264-1280.

[ETS, 2003]. European Transmission System Operators (**ETSO**) “*Report on Renewable Energy sources (RES)*”, (Décembre 2003). Brussels, 18/12/2003. Document papier.

[EVE, 1997] **P. Eveillard J.-M.Tesson** “*La production décentralisée vue de l’exploitation des réseaux de transport et de distribution*” // Journée d’études SEE : conditions techniques d’insertion de la production décentralisée sur les réseaux de transport d’énergie,. - 1997.

F.

[FAU, 2006] **Faucher J.**, « *Les plans d’expériences pour le réglage de commande à base de logique floue* », Thèse de doctorat soutenue le 26 septembre 2006, N°ordre : 2371

[FAU, 2009] **J. Faucher, S. Caux, P. Maussion**, "Fuzzy Controller tuning of a Boost Rectifier Unity Power Correction with Experimental Designs", Electrical Engineering (Archiv fur Elektrotechnik), 2009, Volume 91, Number 3, Pages 167-176

[FER, 2003] **FERRAND Ludovic**, «*Modélisation et expérimentation des fours de réchauffage sidérurgiques équipés de brûleurs régénératifs à Oxydation sans Flamme* » Thèse présentée le 25 septembre 2003, Laboratoire d'accueil : Centre d'Energétique - Ecole des Mines de Paris

G.

[GER, 2007] **Gerges, g., el-ali, a., moubayed, n., & Outbib, R.** (2007). "L'énergie éolienne au Liban : bilan annuel, rendement et rentabilité". 6TH INTERNATIONAL CONFERENCE ON ELECTROMECHANICAL AND POWER SYSTEMS, (pp. 361-366). Chişinău, Rep.Moldova .

[GLO, 2003] **Global Chance**. *Petit Mémento Energétique*, ISSN 1270-377X-10. (Les Cahiers de Global Chance) (2003, Janvier) Récupéré sur http://www.agora21.org/global-chance/memento_nrj2003.pdf/.

[GOU, 1988] **Goupy J.**, « La méthodologie des plans d'expériences. Optimisation du choix des essais & de l'interprétation des résultats » Dunod, 1988

[GWE, 2005] **Global Wind Energy Council**. "Wind Force 12. A Blueprint to achieve 12% of the world's electricity from wind power by 2020". (Jun. 2005).

H.

[HER, 1999] **D. Herman**, "Performance and Electrical Characterization Tests on a Microturbine Commercial Prototype", TR-114270, Final Report, December 1999, Project Manager.

[HIS, 2001] **D. Hissel, P. Maussion; J. Faucher**, "Fuzzy logic controllers for electrotechnical devices - On-site tuning approach, Source": European Physical Journal-Applied Physics, Volume: 16 Issue: 3 Pages: DOI: 10.1051/epjap: 2001210, 195-208, Published: DEC 2001.

I.

[INV, 2004] **INVESTIRE, Réseau.** (2002-2004). "*Investigation on Storage Technologies for Intermittent Renewable Energies : Evaluation and recommended R&D strategy*". "Final Publishable Technical Report" and 9 technology-specific Tech. Rep, contract n°ENK5-CT-200-20336, coordination CEA/GENEC. Available: <http://www.itpower.co.uk/investire>.

J.

[JOO, 2000] **Joos, G., Ooi, B., McGillis, D., Galiana, F., & Marceau, R.** "*The potential of distributed generation to provide ancillary services*". Power Engineering Society Summer Meeting, (2000). IEEE , Volume 3, Page(s):1762 - 1767.

[JOU, 2005] **Astrid Jourdan** «PLANIFICATION D'EXPERIENCES NUMERIQUES Département de mathématiques», E.I.S.T.I. Revue MODULAD, 2005 Numéro 33

[JUS, 1999] **K.A. Juste, H. Kita, E. Tanaka and J. Hasegawa,** "*An evolutionary programming solution to the unit commitment problem*", IEEE Trans Power Syst 14 (1999) (4), pp. 1452–1459.

K.

[KAZ, 1996] **S.A. Kazarlis, A.G. Bakirtzis, V. Petridis,** "*A genetic algorithm solution to the unit commitment problem*", IEEE Trans. Power Syst. 11 (1996) 29–36.

[KUN, 1993] **Kundur, P.** «Power system stability and control», Library of Congress Cataloging-in-Publication Data. ISBN. (0-07-035958-X). TK1005.K86 1993, 621.319-dc20

L.

[LIP, 2009] **LI, Peng** «*Formalisme pour la Supervision des Systèmes Hybrides Multi-Sources de Générateurs d'Énergie Répartie : Application à la Gestion d'un Micro Réseau*». Doctorat délivré par l'école centrale de lille(19 juin 2009).

[LIY, 2005] **Liyong Sun, Yan Zhang, Chuanwen Jiang**. "A matrix real-coded genetic algorithm to the unit commitment problem" *Electric Power Systems Research* 76 (2006) 716–728. Available online 1 December 2005.

[LOW, 1966] **P.G. Lowery**, "Generation unit commitment by dynamic programming", *IEEE Trans. Power Syst.* 85 (1966) 422–426.

M.

[MAN, 1998] **A.H. Mantawy, Y.L. Abdel-Magid and S.Z. Selim**, "Unit commitment by tabu search", *IEE Proc. Gener. Transm. Distrib.* 145 (1998) (1), pp. 56–64.

[MAT, 2000] **H.J. Math**. "Understanding Power Quality Problems". IEEE PRESS (2000) (ISBN 0-7803-4713-7).

[MAU, 1998] **P. Maussion, D. Hissel**, Experimental tuning of fuzzy PID controllers: Electrical applications, Source: *European Physical Journal-Applied Physics*, Volume: 3 Issue: 2 Pages: 195-Published: AUG 1998.

[MOG, 2005] **Mogos, Emmanuel Florin** "Production décentralisée dans les réseaux de distribution". Doctorat génie électrique ENSAM (20 juillet 2005).

[MOR, 2005] **Morren, J.; de Haan, S.W.H.; Ferreira, J.A.** "Contribution of DG units to primary frequency control" in *Future Power Systems 2005*. Amsterdam, the Netherlands (November 16-18, 2005).

N.

[NUN, 1998] Nations Unies. (1998). Protocole de Kyoto à la Convention – Cadre des Nations Unies sur les changements climatiques. Consulté le 12 05, 2010, sur : <http://unfccc.int/resource/docs/convkp/kpfrench.pdf>

O.

[OPC, 2010] OPC Foundation. (s.d.). The interoperability Standard For A Connected World. Consulté le 04 05, 2010, sur <http://www.opcfoundation.org/>

P.

[PAD, 2004] **N.P.Padhy**, “Unit commitment—a bibliographical survey”, IEEE Trans Power Syst 19 (2004) (2), pp. 1196–1205.

[PAN, 2004] **Yann PANKOW**. «Etude de l'intégration de la production décentralisée dans un réseau basse tension. Application au générateur photovoltaïque». Thèse de doctorat ENSAM (12-2004).

[PEN, 2009] **Peng LI** "Formalisme pour la supervision des systèmes hybrides multisources de générateurs d'énergie répartie : Application à la gestion d'un micro réseau" [Rapport]. - Lille : These de doctorat 2009 à l'Ecole doctorale SPI 072 N° : -Ecole centrale de Lille -100, 2009.

[PHA, 2006] **PHAM, Thi Thu HàT**. "Influences de la production décentralisée sur la gestion des infrastructures critiques des réseaux de puissance". Laboratoire d'Electrotechnique de Grenoble. Grenoble: l'Ecole Doctorale (octobre 2006) «Electronique, Electrotechnique, Automatique, Télécommunications, Signal».

[PRE, 2ED] **Press, W. H.; Flannery, B. P.; Teukolsky, S. A.; and Vetterling, W. T.** "Secant Method, False Position Method, and Ridders' Method" 9.2 In Numerical Recipes in FORTRAN: The Art of Scientific Computing, 2nd Ed.

R.

[RAJ, 2003] **C.C.A. Rajan, M.R. Mohan and K. Manivannan**, ‘Neural-based tabu search method for solving unit commitment problem’ IEE Proceedings-Generation, transmission and Distribution, India, July 2003, pp.469-474.

[RAJ, 2004] **Rajan, C.C.A.; Mohan, M.R.** “*An evolutionary programming-based tabu search method for solving the unit commitment problem*”, Volume 19, Issue 1, Feb. 2004 Page(s):577 – 585.

[RAO, 1996] **S. Rao**, «*Engineering Optimization, Teory and Practice*», third ed., Willey, Amazon, February 15, 1996.

[RIA, 2010] Réseau international d’Accès aux Energies Durables (RIAED) Consulté le 02 01. 2010 sur <http://www.riaed.net/spip.php?article470>

[RIC, 2006] **O. Richardo** “*Réglage coordonné de Tension dans les Réseau de Distribution à l’aide de la Production Décentralisée*”. Thèse de doctorat (10 octobre 2006).

[RIZ, 2006] **N. Rizoug** “*Modélisation électrique et énergétique des supercondensateurs et méthodes de caractérisation : Application au cyclage d’un module de supercondensateurs basse tension en grande puissance*”. Thèse de Doctorat en Génie Électrique (Feb. 28, 2006). (Ph.D. dissertation), École Centrale de Lille, n° 20.

[ROB, 2004a] **Benoit Robyns, Patrick Bastard.** “*Production decentralise d’électricité : contexte et enjeux techniques*”. (2004, Decembre), *La revue 3EI n°39* .

[ROB, 2004] **B. Robyns, Davigny A., Saudemont C., Ansel A., Courtecuisse V., Plumel S., Deuse J.**, «*Impact de l’éolien sur le réseau de transport et la qualité de l’énergie* », Actes des journées du club EEA, Gif sur Yvette, 26-28 mai 2004, Paris, Hermès, p. 53-68.

S.

[SAB, 2006] **Sabonadière et al.** “*Nouvelle technologies de l’énergie 1 : les énergies renouvelables*”. Edition lavoisier (2006).

[SAB, 2007] **J-C Sabonadière**, «*Nouvelles technologies de l’énergie 4*», Edition Hermes, 2007, ISBN 978-2-7462-1502-3.

[SAL, 2010] **F. SALHA**, "*Microréseaux Îlotables : Etude et Coordination des Protections des Générateurs et du Réseau*". Thèse de doctorat en GENIE ELECTRIQUE, Doctorat delivré par l'ecole centrale de LILLE, (16 Novembre 2010).

[SEA,2010] **SEA, Conseil en stratégie**, "*Production d'électricité en France : 2010, année de tous les changements ? Essai de typologie des producteurs d'électricité en France dans la perspective de la Loi NOME*" (Avril 2010).

[SEN, 2002] **T. Senjyu, H. Yamashiro, K. Uezato, T. Funabashi**, "*A unit commitment problem by using genetic algorithm based on unit characteristic classification*", IEEE Power Eng. Soc. Winter Meeting 1 (2002) 58–63.

[SEN, 2003] **T. Senjyu, K. Shimabukuro, K. Uezato and T. Funabashi**, "*A fast technique for unit commitment problem by extended priority list*", IEEE Trans Power Syst 18 (2003) (2), pp. 882–888.

[SIS, 2002] **N. S. Sisworahardjo and A. A. El-Keib**, "*Unit commitment using the ant colony search algorithm*" in Proc. IEEE Power engineering Society Large Engineering Systems Conf.02, pp. 2–6.

[SLO, 2002] **Slootweg, J.G.; Kling, W.L.**, "*Impacts of distributed generation on power system transient stability*" *Power Engineering Society Summer Meeting IEEE*, (25-25 July 2002), volume 2, 862 - 867.

[SNY, 1987] **W.L. Snyder Jr., H.D. Powell Jr. and J.C. Rayburn**, "*Dynamic programming approach to unit commitment*", IEEE Trans Power Syst 2 (1987) (2), pp. 339–350.

[SPR, 2009] **J.Sprooten, V.Courtecuisse, B.Robyns, J.Deuse** «*Méthodologie de développement de superviseurs à logique floue de centrales multi sources à base d'énergie renouvelable*» *European Journal of Electrical Engineering*, Hermès-Lavoisier, vol.12, n°5-6, 2009. pp.553-583

T.

[TAK, 2000] **S. Takriti, J.R. Birge**, "*Using integer programming to Lagrangian-based unit commitment solutions*", IEEE Trans. Power Syst. 15 (2000) 151–156.

[TEC, 2006] Capstone Turbine Corporation. (Avril 2006). Technical Reference, Capstone Model C30 Performance. Consulté le 15 02, 2008, sur :

http://www.wmrs.edu/projects/BAREnergy/resource%20docs/c-30%20manuals/410004_Model_C30_Performance.pdf

[TIN, 2006] **T.O.Ting, M.V.C.Rao,C.K.Loo** “*A novel approach for unit commitment problem via an effective hybrid particle swarm optimization*” IEEE Trans. On power system, vol.21,no.1,Feb.2006

[TRA, 1997] Patrick TRAU «*Le grafcet et sa mise œuvre* », Université Louis Pasteur, Institut professionnel des sciences et technologies, 1997, <http://pat.fr.st>

[TRI, 2008] **P. Triboulet**, (2008). "Notions de bases sur les plans d'expériences" . Consulté le 01 02, 2011, sur

http://www.educnet.education.fr/rnchimie/math/triboulet/plans_expériences.pdf

U.

[UNI, 2005] UNIVERSOL. (2005). Des centrales photovoltaïques à visiter. Consulté le 12 09, 2009, sur programme UNIVERSOL: http://www.universol-france.org/index_f.html

W.

[WAL, 1987] **L. Walter Snyder, H. David Powell and C. John Rayburn**, “*Dynamic programming approach to unit commitment*”, IEEE Trans Power Syst PWRS-2 (1987) (2), pp. 339–348.

[WAN, 1995] **S.J. Wang, M. Shahidepour, D.S. Kirschen, S. Mokhtar, G.D. Irisarri**, “*Short-term generation scheduling with transmission and environmental constraints using an augmented Lagrangian relaxation*”, IEEE Trans. Power Syst. 10 (1995) 1294–1301.

[WOO, 1984] **A.J.Wood and B.F.Woolenberg** “*power Generation, Operation and Control*”, New York, NY: John Wiley Sons, 1984

[WOO, 1996] **A. J. Wood and B.F. Wollenberg**, “*Power generation, operation and control*”, John Wiley & Sons, Inc. England (1996).

X.

[XIA, 2004] **XIAO W., W.G. DUNFORD, A. CAPEL.** "*A novel modeling method for photovoltaic cells*". *IEEE Power Electronics Specialists Conference*, Aachen, Allemagne (2004).

Z.

[ZHU, 1988] **F. Zhuang and F.D. Galiana,** "*Toward a more rigorous and practical unit commitment by Lagrangian relaxation*", *IEEE Trans Power Syst* 3 (1988) (2), pp. 763–773.

Annexes

ANNEXE A

Les sources conventionnelles

Les turbines à combustion (de 25 kW à 200 MW)

Les microturbines à combustion (de 30 à 250 kW), les moteurs à gaz (de 5 kW à 5MW), les moteurs diesel (de 100 kW à 25 MW), les moteurs Stirling (de 5 à 50 kW). La première utilisation de ces sources est comme unités de secours.

Les sources utilisant l'énergie primaire d'origine fossile:

Ces sources ci-dessus citées fournissent l'énergie électrique et perdent toute la chaleur produite. L'idée est de récupérer cette énergie thermique pour la fournir à des charges thermiques (chauffages, séchage, eau chaude) afin d'améliorer le rendement énergétique (qui peut atteindre 80 à 90%). La cogénération est donc une solution technique très intéressante, notamment lorsqu'elle se trouve proche des points de consommation électrique et thermique.

Les piles à combustibles (de 1 kW à 1 MW)

Leurs technologies sont encore en phase de recherche et de développement.

Les sources renouvelables

L'énergie électrique produite à base d'énergie primaire renouvelable est une partie non négligeable de la production d'électricité. Elle regroupe de nombreuses technologies qui ont chacune leurs avantages et leurs inconvénients. La Figure A- 1 présente la production mondiale d'électricité en 2005 [EIG, 2006] et la Figure A- 2 s'intéresse aux énergies renouvelables.

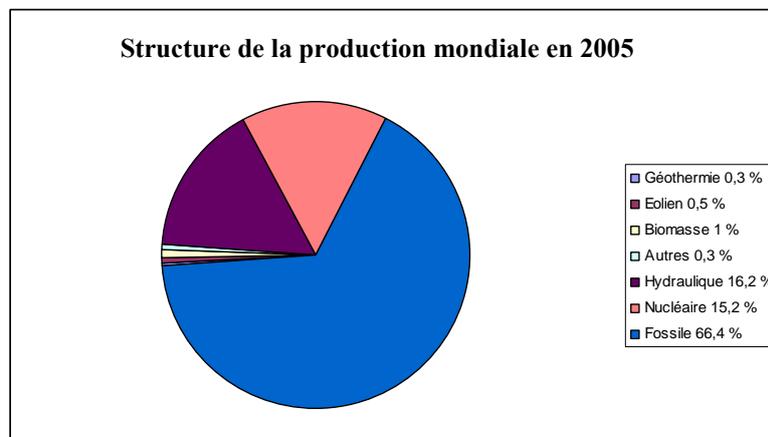


Figure A- 1. Structure de la production mondiale [EIG, 2006]

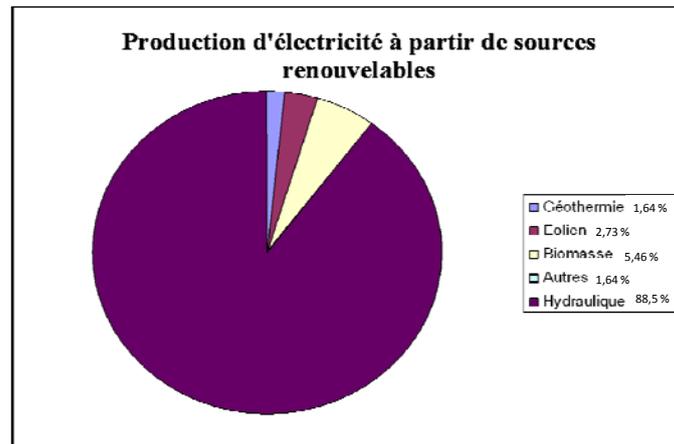


Figure A- 2. Production d'électricité à partir de sources renouvelables [EIG, 2006]

Les turbines éoliennes :

Deux technologies utilisées principalement sont les générateurs synchrones et asynchrones. En fonction de la technologie choisie, leur raccordement au réseau se fait soit directement, soit via des interfaces d'électronique de puissance. A cause de l'intermittence de ce type d'énergie, les turbines éoliennes sont normalement associées avec un système de stockage d'énergie et/ou avec un moteur diesel sur site isolé. Le parc éolien pourrait atteindre une puissance installée de 230 GW en 2020 [GWE, 2005], soit plus de 5 fois la puissance installée en 2005 qui était de 40 GW. L'ETSO (European Transmission System Operators) estime une évolution importante du taux de pénétration des éoliennes dans les systèmes électriques européens comme le montre la Figure A- 3[ETS, 2003].

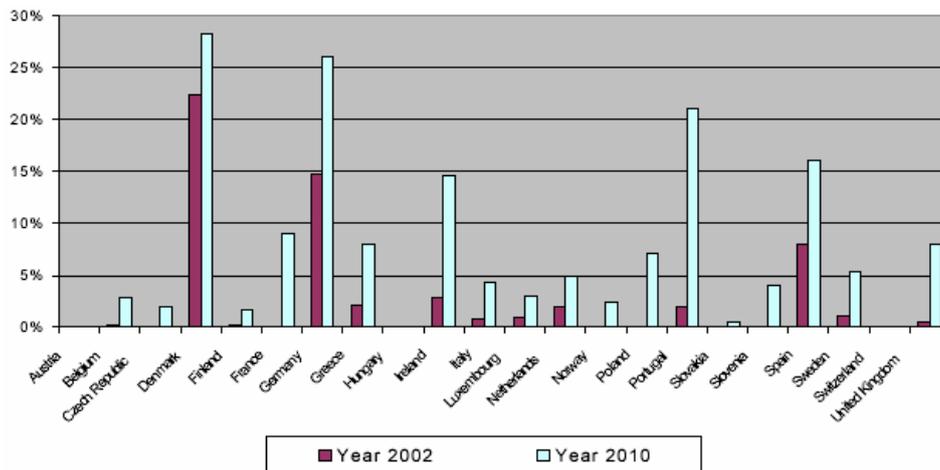


Figure A- 3. Données ETSO sur la capacité de l'énergie éolienne relativement à la capacité totale installée, [ETS, 2003]

Les petites centrales hydroélectriques :

L'utilisation de l'énergie hydraulique pour produire l'électricité au sein de la production centralisée est bien connue depuis longtemps. Mais dans la décentralisation, on parle de centrales à petite échelle (de quelques kW à quelques MW) proche des clients comme des

sources locales.

La puissance hydroélectrique installée dans le monde en 2004 était estimée à 715 gigawatts (GW), soit environ 19% de la puissance électrique mondiale. Près de 15 % de toute l'électricité installée en Europe est d'origine hydraulique. La petite centrale hydraulique [ROB, 2004], est constituée en grande majorité par des centrales au fil de l'eau ce qui les rendent fortement dépendantes du débit des cours d'eau. En 2007, la production mondiale d'électricité a représenté un total de 19825 TWh dont la majeure partie est issue du thermique à flamme. L'hydraulique est la 2^{ème} source d'énergie avec 15.9 % [EIG, 2006].

La biomasse :

Elle fonctionne comme un générateur de type thermique en utilisant des combustibles issus de : bois, biogaz, déchets industriels et domestiques. La puissance de sortie peut aller à plus de 100 MW. En 2005, la biomasse est la deuxième source d'électricité renouvelable mondiale avec 1 % de la production d'électricité mondiale (183,4 TWh) [ECR, 2002].

Les panneaux photovoltaïques :

La production photovoltaïque consiste à produire de l'électricité par l'intermédiaire des cellules de silicium. Depuis plusieurs années, les installations de panneaux photovoltaïques sont accélérées par des programmes nationaux offrant des incitations financières telles que des tarifs de rachats subventionnés de l'électricité produite pour le réseau public, notamment en Allemagne, Japon, Espagne et Australie.

Les panneaux photovoltaïques peuvent fournir une puissance de sortie de 1 à 2 kW par panneau. Ils sont connectés au réseau via une interface d'électronique de puissance. La source primaire de ces unités de production est intermittente. Ainsi, il faut les associer avec un système de stockage ou d'autres sources classiques.

En 2006, les nouvelles installations solaires photovoltaïques ont représenté, dans le monde, une puissance de 1500 MW, portant la totalité des installations mondiales à 6700 MW. Les installations connectées au réseau (sans stockage de l'électricité) représentent la majorité des nouvelles installations [ECR, 2002], [SAB, 2006]. Ces panneaux sont couplés au réseau triphasé EDF par l'intermédiaire de 6 onduleurs MPPT de la marque FRONIUS – IG30 ayant une puissance nominale de 2,5 kW. Les caractéristiques peuvent être consultées à la Figure A-4. Le schéma du système photovoltaïque à l'ENSAM de Lille est montré à la Figure A-5



BP 3160

160 Watt Photovoltaic Module

High-efficiency photovoltaic module using silicon nitride multicrystalline silicon cells.

Performance

Rated power (P_{max})	160W
Power tolerance	$\pm 5\%$
Nominal voltage	24V
Limited Warranty ¹	25 years

Configuration

B BP 3160B	Bronze frame with output cables and polarized Multicontact (MC) connectors
S BP 3160S	Clear universal frame with output cables and polarized Multicontact (MC) connectors
L BP 3160L	Unframed laminate version of BP 3160S
U BP 3160U	Clear universal frame with standard junction box

Electrical Characteristics²

	BP 3160
Maximum power (P_{max}) ³	160W
Voltage at Pmax (V_{mp})	35.1V
Current at Pmax (I_{mp})	4.55A
Warranted minimum P_{max}	152W
Short-circuit current (I_{sc})	4.8A
Open-circuit voltage (V_{oc})	44.2V
Temperature coefficient of I_{sc}	(0.065 \pm 0.015)%/°C
Temperature coefficient of V_{oc}	-(160 \pm 20)mV/°C
Temperature coefficient of power	-(0.5 \pm 0.05)%/°C
NOCT (Air 20°C; Sun 0.8kW/m ² ; wind 1m/s)	47 \pm 2°C
Maximum series fuse rating	15A (S, L); 20A (U)
Maximum system voltage	600V (U.S. NEC & IEC 61215 rating) 1000V (TÜV Rheinland rating)



Mechanical Characteristics

Dimensions	B,S,U	Length: 1593mm (62.8")	Width: 790mm (31.1")	Depth: 50mm (1.97")
	L	Length: 1580mm (62.2")	Width: 783mm (30.8")	Depth: 19mm (0.75")

Weight	B,S,U	15.0 kg (33.1 pounds)
	L	12.4 kg (27.3 pounds)

Solar Cells	B,S,L,U	72 cells (125mm x 125mm) in a 6x12 matrix connected in series
-------------	----------------	---

Output Cables	B,S,L	RHW AWG# 12 (4mm ²) cable with polarized weatherproof DC rated Multicontact connectors; asymmetrical lengths - 1250mm (-) and 800mm (+)
---------------	--------------	---

Junction Box	U	Standard junction box with 6-terminal connection block; IP 54, accepts PG 13.5, M20, ½ inch conduit, or cable fittings accepting 6-12mm diameter cable. Terminals accept 2.5 to 10mm ² (8 to 14 AWG) wire.
--------------	----------	---

Diodes	B,S,L,U	Three 9A, 45V Schottky by-pass diodes included
--------	----------------	--

Construction	B,S,L,U	Front: High-transmission 3mm (1/8 th inch) tempered glass; Back: Tedlar; Encapsulant: EVA
--------------	----------------	--

Frame	B,S,U	Anodized aluminum alloy type 6063T6 Universal frame; Color: bronze (B); silver (S,U)
-------	--------------	--

1. Warranty: Power output for 25 years. Freedom from defects in materials and workmanship for 5 years. See our website or your local representative for full terms of these warranties.
2. These data represent the performance of typical BP 3160 products, and are based on measurements made in accordance with ASTM E1036 corrected to SRC (STC.)
3. During the stabilization process that occurs during the first few months of deployment, module power may decrease by up to 3% from typical P_{max} .

Figure A- 4. Caractéristique du panneau BP solar BP 3160

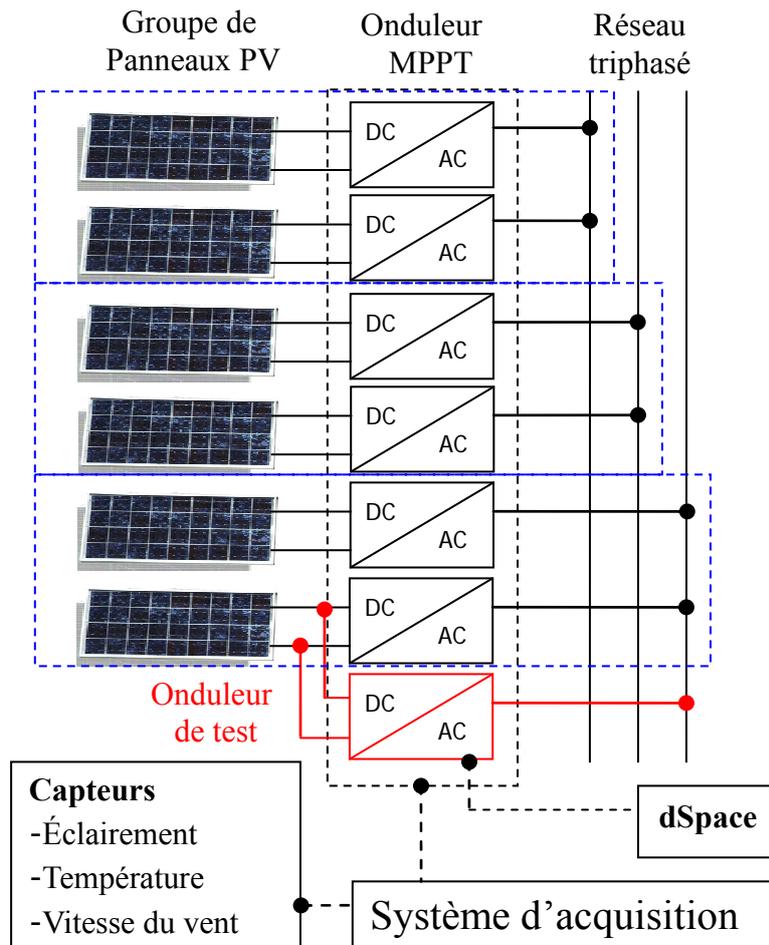


Figure A- 5. Système photovoltaïque à l' ENSAM de Lille

Les capteurs nous permettent de mesurer :

- 1) la température ambiante ;
- 2) la température du panneau ;
- 3) la vitesse du vent ;
- 4) l'éclairement dans le plan des panneaux ;
- 5) les courants et tensions en entrée et en sortie des onduleurs.

La géothermie:

Les centrales géothermiques utilisent l'énergie de nappes d'eau chaudes souterraines dans les zones les plus favorables (comme l'Islande, par exemple). Cette eau chaude est pompée vers la surface pour passer dans des échangeurs et la vapeur produite est turbinée dans une installation thermique classique.

Par rapport à d'autres énergies renouvelables, la géothermie de profondeur (haute et basse énergie), présente l'avantage de ne pas dépendre des conditions atmosphériques (soleil, pluie, vent). C'est donc une source d'énergie quasi-continue, car elle est interrompue uniquement

par des opérations de maintenance sur la centrale géothermique ou le réseau de distribution de l'énergie. Les gisements géothermiques ont une durée de vie de plusieurs dizaines d'années (30 à 50 ans en moyenne). La géothermie est la source d'énergie principale de l'Islande. Il existe trois centrales électriques importantes qui fournissent environ 17% (2004) de la production d'électricité du pays. De plus, la chaleur géothermique fournit le chauffage et l'eau chaude d'environ 87% des habitants de l'île [ECR 02], [EIG, 2006], [COU, 2008].

L'hydrolienne :

Les centrales hydroliennes utilisent l'énergie cinétique des courants marins de façon similaire aux éoliennes avec le vent. Elles restent encore en phase de recherche et développement. Des projets d'implantation existent, mais cherchent encore des financements.

Le démarrage et l'arrêt de la μ TAG Capstone C30

Des enregistrements des courants ont été réalisés durant le démarrage de la μ TAG pendant diverses étapes de l'expérimentation [EDF, 2006]. La Figure A- 6 montre la forme d'onde de courant correspondant au démarrage de la μ TAG, un démarrage à chaud dure approximativement 72 secondes et un démarrage à froid a approximativement de 210 secondes [TEC, 2006], [HER, 1999].

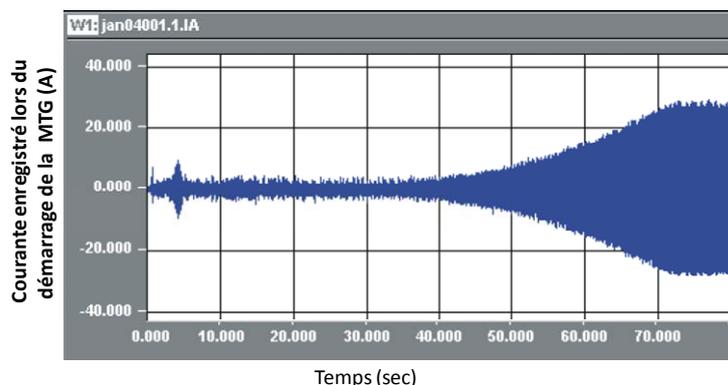


Figure A- 6. Courant enregistré lors du démarrage de la μ TAG

Cette figure montre la forme d'onde du courant lors du démarrage de la Capstone pour la période de 0 à 1 seconde où l'électronique de la Capstone μ TAG est mise en ligne. À partir de la quatrième seconde approximativement la Capstone μ TAG commence à faire tourner la turbine jusqu'à 25.000 tr/min et les procédures de pré-chauffage commencent simultanément. De 5 à 40 secondes, on peut observer la période de pré-chauffage pour un démarrage à chaud, en sachant que pour un démarrage à froid cette période sera plus longue. De 40 à 72 secondes est la période pendant laquelle la Capstone μ TAG s'accélère pour atteindre la puissance programmée de 30 kW. Une vision élargie des 4 premières secondes du démarrage de la Capstone est montrée à la Figure A- 7. Cette figure montre, à la première seconde, l'élévation

momentanée du courant qui est le résultat de l'activation de l'électronique avec la fermeture du disjoncteur de puissance. Entre 2,5 et 4,5 secondes, la turbine arrive à tourner à 25000 tr/min.

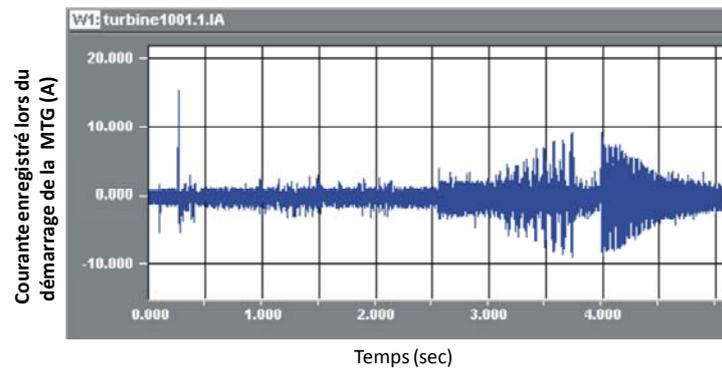


Figure A- 7. Zoom des 4 premières secondes du démarrage de la μ TAG

La Figure A- 8 montre comment le courant de sortie augmente jusqu'à ce que la puissance μ TAG atteigne 30kW. Cette figure est une expansion des données obtenues dans la Figure A- 7 entre 50 et 72 secondes, mais capturées sur une échelle de temps différente.

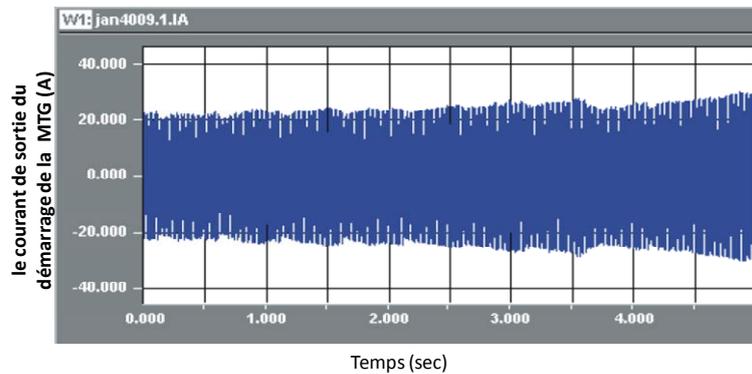


Figure A- 8. Zoom montrant l'accélération de la Capstone pour atteindre la vitesse

La Figure A- 9 montre un graphique classique du courant durant l'arrêt de la Capstone μ TAG à la fin d'une série d'essais. L'unité éteint la puissance de sortie qui décroît rapidement, puis commence à tourner pour refroidir la turbine jusqu'à ce qu'elle s'éteigne finalement.

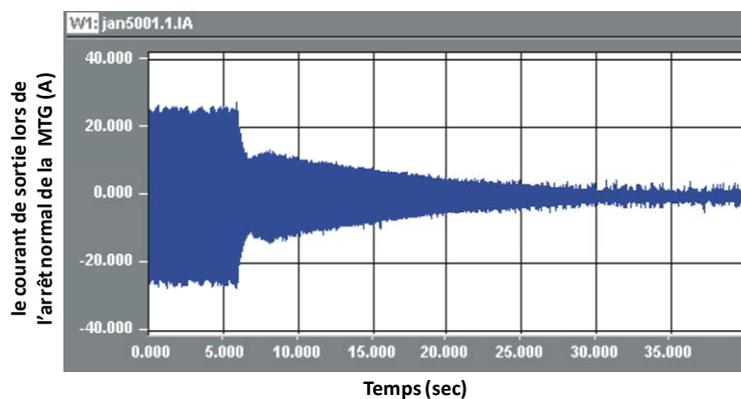


Figure A- 9. Arrêt normal de Capstone μ TAG à la fin d'un test

Références techniques de la Capstone C30

Le modèle de la microturbine Capstone C30, en tant que système compact à faible émission, produit de l'électricité à partir de divers combustibles de gaz d'échappement [TEC, 2006].

Les normes ISO pour ce système sont définies comme suit :

1. 15 ° C (59 ° F) de température.
2. 60% d'humidité relative.
3. 101,325 kPa (14,696 psia) de pression standard au niveau de la mer.

L'effet de la température ambiante

Grâce à des fichiers techniques diffusés sur ce modèle, nous avons pu simuler en fonction de la température, la puissance nominale, l'efficacité, et l'énergie de débit de carburant de la μ TAG, voir la Figure A- 10, a, b, c)

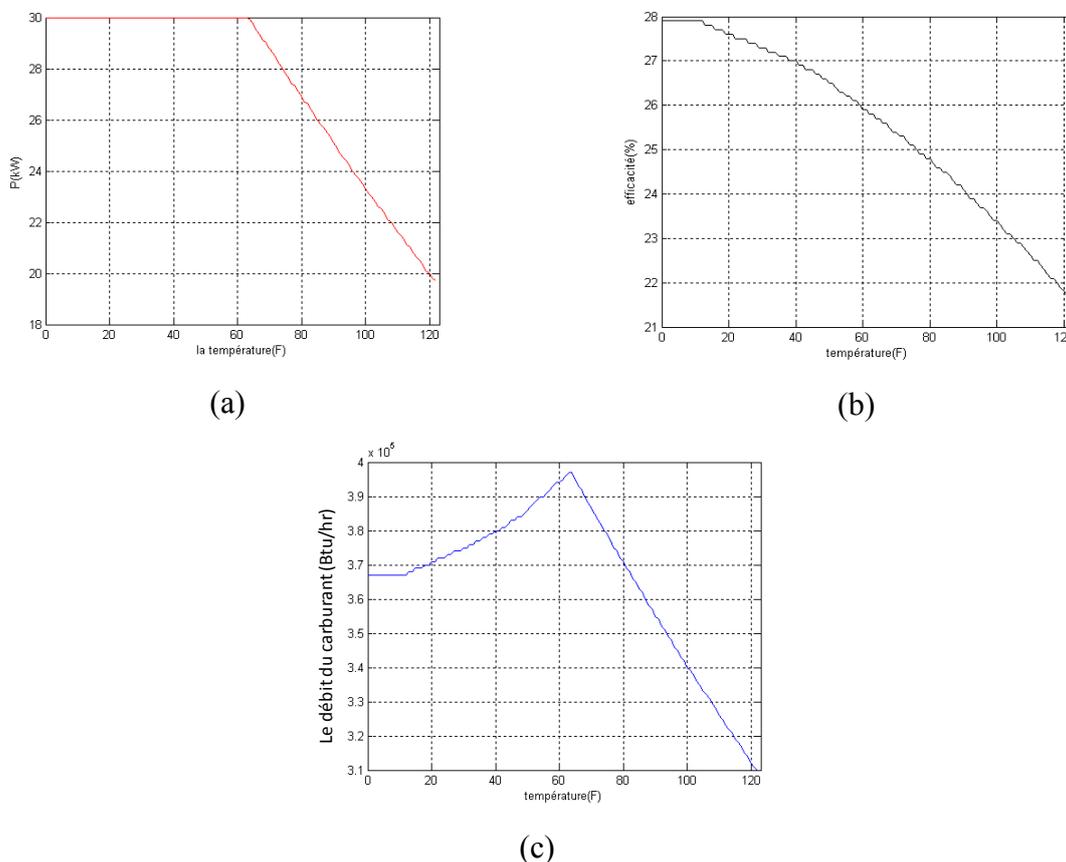


Figure A- 10. La puissance nominale, l'efficacité, et le débit du carburant (Btu/h) en fonction de la température

L'effet de la baisse de la pression ambiante

La pression ambiante influe sur la puissance de sortie tout en modifiant la densité de l'air. La puissance relative en fonction de la pression ambiante est présentée à la Figure A- 11.

La puissance relative à la pression ambiante est égale au rapport de la puissance de sortie à la pression ambiante sur la puissance de sortie au niveau de la mer.

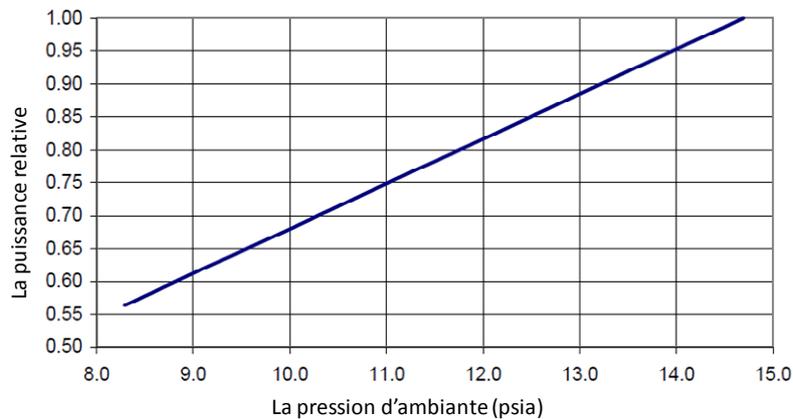


Figure A- 11. Puissance relative de la μ TAG en fonction de la pression ambiante.

Tableau A-1. Performances à charge partielle conformément aux normes ISO

Net Power (kW)	Net Efficiency (%)	Exhaust Temp (F)	Exhaust Mass Flow Rate (lbm/s)	Exhaust Energy (Btu/hr)	Fuel Flow Energy (Btu/hr LHV)	Heat Rate (Btu/kWhr LHV)
2.0	8.8	395	0.24	74700	77900	38900
3.0	11.5	386	0.27	81900	89000	29700
4.0	13.6	392	0.29	90200	100000	25100
5.0	15.2	398	0.31	98700	112000	22400
6.0	16.6	405	0.33	107000	123000	20600
7.0	17.7	411	0.35	115000	135000	19200
8.0	18.8	416	0.37	123000	145000	18200
9.0	19.8	421	0.38	130000	155000	17300
10.0	20.6	426	0.40	138000	166000	16600
11.0	21.2	432	0.41	145000	177000	16100
12.0	21.8	438	0.43	153000	188000	15600
13.0	22.3	443	0.44	161000	199000	15300
14.0	22.8	448	0.46	169000	209000	15000
15.0	23.2	454	0.47	177000	220000	14700
16.0	23.6	459	0.49	185000	231000	14400
17.0	24.0	464	0.50	193000	242000	14200
18.0	24.3	468	0.52	201000	253000	14000
19.0	24.6	473	0.53	209000	263000	13900
20.0	24.9	478	0.54	217000	274000	13700
21.0	25.1	483	0.56	226000	286000	13600
22.0	25.3	488	0.57	234000	297000	13500
23.0	25.4	493	0.58	243000	308000	13400
24.0	25.6	498	0.60	252000	320000	13300
25.0	25.7	503	0.61	261000	332000	13300
26.0	25.8	509	0.63	271000	344000	13200
27.0	25.8	514	0.64	281000	357000	13200
28.0	25.9	518	0.65	290000	368000	13200
29.0	26.0	523	0.67	299000	381000	13100
30.0	26.0	529	0.68	310000	394000	13100

ANNEXE B

B.1 Stratégies de partage de la puissance

Pour illustrer certains dispositifs de stratégies de partage de la puissance choisie, un exemple simple de deux générateurs à moteur à gaz est considéré. Ces générateurs sont reliés à un jeu de barre alimentant une charge, montré schématiquement à la Figure B- 1.

Ce type particulier de générateur semble être économiquement réaliste pour les applications de micro réseau.

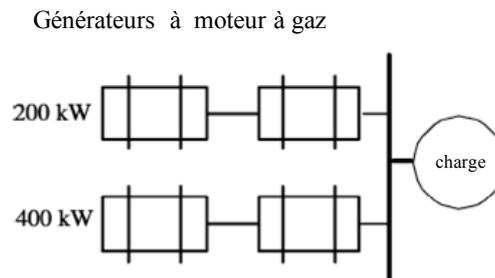


Figure B- 1. Deux générateurs à moteur à gaz connectés en parallèle

B.1.1 Répartition linéaire de la puissance

Cette stratégie consiste à un arrangement d'abattement de fréquence qui emploie le petit changement de la fréquence du jeu de barres pour déterminer la quantité de puissance que chaque générateur devra injecter dans ce jeu de barres [CAR, 2005].

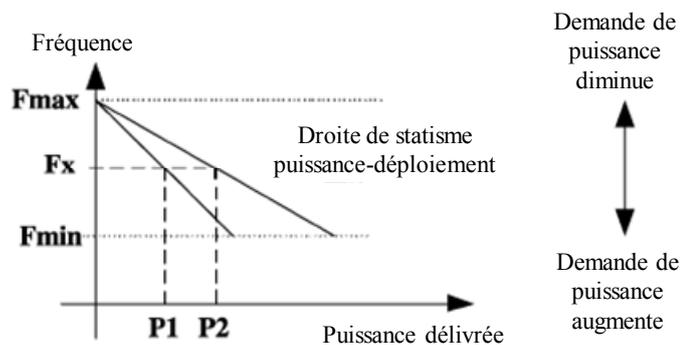


Figure B- 2. Réglage de la puissance normalisée (X_k)

A la Figure B- 2, on constate que lorsque la demande de puissance augmente, la fréquence chute à une certaine valeur (f_x). La projection de cette valeur sur la droite de statisme «puissance-déploiement» des générateurs indiquera quelle puissance chaque générateur devra fournir au jeu de barres. Les caractéristiques «puissance-déploiement» sont définies par leur pente K_{P1} , K_{P2} et par leur fréquence d'interception F_{01} , F_{02} .

$$F_x = F_{01} - k_{P1} \cdot P_1 \quad (\text{B- 1})$$

$$F_x = F_{02} - k_{P2} \cdot P_2 \quad (\text{B- 2})$$

$$F_{01} = F_{02} = F_{\max} \quad (\text{B- 3})$$

On peut avoir différemment les droites de statisme «puissance-déploiement» en traçant l'envergure de fréquence d'abattement dans l'axe de la demande de puissance tout en normalisant les puissances de chaque générateur (c'est-à-dire les puissances X_k sont comprises dans l'intervalle $[0 ; 1]$ et la puissance demandée de chaque générateur est égale à $(X_k * P_{\text{évalué},k})$).

En plus, si les générateurs de puissance sont déployés de 0% à 100% de leur capacité à mesure que toute la demande augmente de 0 à toute la puissance installée, les droites de statisme de «déploiement – puissance » ont une pente égale à 1, comme représenté à la Figure B- 3.

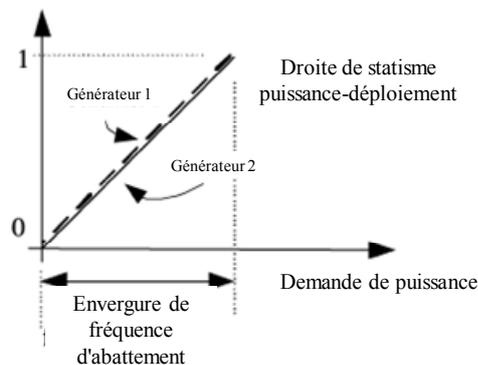


Figure B- 3. Répartition linéaire de puissance par abattement de fréquence

Si un des générateurs se déconnecte du réseau, la fréquence du jeu de barres diminuera remarquablement et davantage de puissance sera demandée au générateur restant. Les avantages essentiels de cette répartition sont sa simplicité, son efficacité, et sa robustesse.

B.1.2 Répartition optimale de la puissance

Spécifiquement, une stratégie optimale de répartition de puissance peut tenir compte les coûts de fonctionnement des installations de production. Cette stratégie implique une formulation d'optimisation-contrainte qui minimise au minimum les coûts de fonctionnement tout en fournissant la puissance demandée à la charge. La Figure B- 4 nous présente le modèle du système à optimiser où les entrées du modèle sont les puissances nominales pour chaque générateur, les sorties sont la puissance fournie et le coût de fonctionnement du système. Par la suite, le problème d'optimisation est de trouver les puissances réparties $X_k \in [0 ; 1]$ sachant que le coût est le minimum.

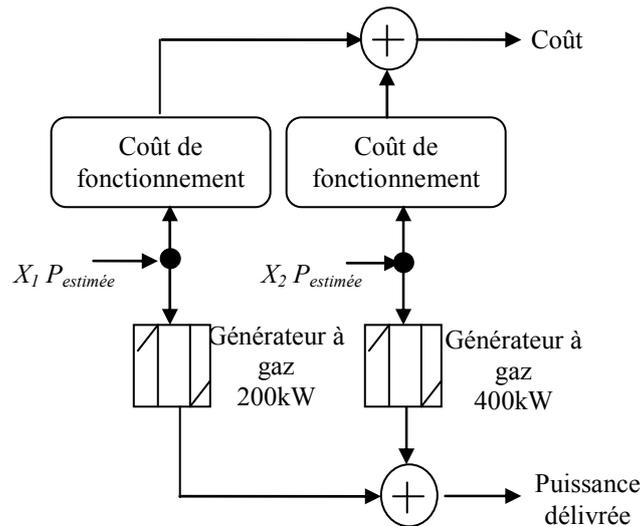


Figure B- 4. Modèle d'optimisation de deux générateurs à moteur à gaz connectés en parallèle

La fonction objectif peut être définie comme suit :

Fonction objectif =

$$\sum_{k=1}^2 (X_k \cdot P_{estimée,k}) * \text{le taux de consommation du carburant en (per unit)} \quad (\text{B- 4})$$

La contrainte essentielle concernant les stratégies d'optimisation est que la somme des puissances produites par les deux générateurs doit être égale à la puissance demandée.

Ce qui distingue cette stratégie d'autres stratégies, c'est que dans le cas optimal on a un seul générateur qui est en service dans certaines plages de fonctionnement mais dans le cas d'une répartition linéaire, les deux générateurs sont en service en même temps. La Figure B- 5 confirme cette caractéristique.

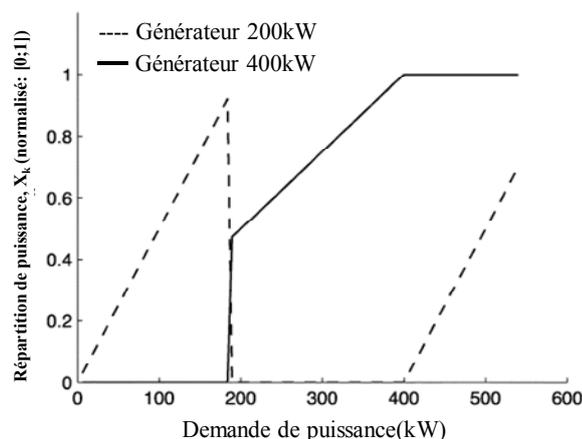


Figure B- 5. Fonctionnement optimal de deux générateurs à moteur à gaz

On note que lorsque la charge est relativement petite, le générateur 200kW peut entièrement couvrir cette charge et l'autre est bien évidemment arrêté. Lorsque la demande

excède l'estimation du petit générateur, un procédé de passation a lieu et le gros générateur se connecte avant que le petit soit arrêté. Enfin lorsque la demande excède les capacités du gros générateur, le petit sera connecté pour fournir la puissance manquante.

Pour bien expliquer, on utilise la répartition dynamique d'abattement de fréquence. La Figure B- 6 nous montre les étapes de cette stratégie.

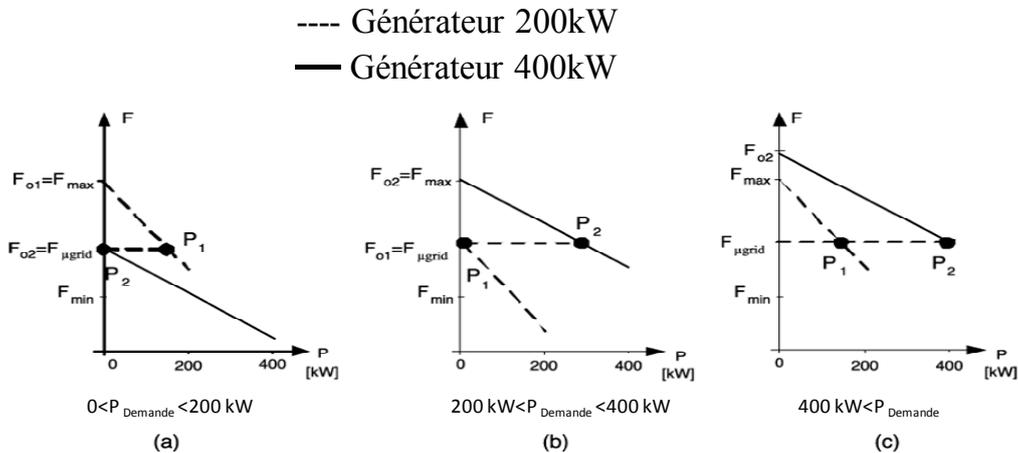


Figure B- 6. Répartition dynamique d'abattement de fréquence pour le partage optimal de la puissance

Si la charge est couverte par le petit générateur 200 kW, l'abattement de fréquence de ce générateur peut être statique ($F_{01} = F_{max}$) et l'abattement de fréquence du grand générateur 400 kW est dynamique de sorte que ce générateur ne fournisse aucune puissance (voir la Figure B-6-a). Quand le procédé de passation se produit, l'abattement de la fréquence du grand générateur devient dynamique et F_{02} va augmenter jusqu'à ce qu'il atteigne F_{max} . En même temps F_{01} est diminuée à $F_{\mu\text{-réseau}}$ de sorte que le petit générateur ne fournisse aucune puissance (voir la Figure B- 6-b). Enfin, quand la demande excède les capacités du gros générateur, F_{01} est fixée à F_{max} , et F_{02} va augmenter autant que nécessaire afin de s'assurer que le grand générateur fournit sa puissance maximale à la fréquence de fonctionnement du micro réseau (voir la Figure B- 6-c).

B.2 Le script de l'algorithme d'optimisation

```

Function out=optimisation(u)

%%%%%%%%%%%%Lire les datas des systèmes %%%%%%%%%%%%%%
%%%%%%%% Les coefficients du coût de carburant%%%%%%%%
        a(i);
        b(i);
        c(i);
%%%%%%%% Les coefficients du coût des émissions%%%%%%%%
        alpha(i);
        beta(i);
        gama(i);
%%%%%%%%%%%% Les limites de production%%%%%%%%%%%%%
        Pi_min;
        Pi_max;

```

```

%%%%%%%%Les données de demande de la puissance %%%%%%%%%%
                Pcharge_predit=u(1);
%%%%%%%%% le coefficient d'optimisation coût carburant-émission%%%%%%%%
                coem;

for i=1:n
    A(i)=((coem*a(i))-(coem*alpha(i))+alpha(i));
    B(i)=((coem*b(i))-(coem*beta(i))+beta(i));
    C(i)=((coem*c(i))-(coem*gama(i))+gama(i));
end
p=[Pi_min ; Pi_max];
                %%%%%%%%% création du tableau IPPD%%%%%%%%%
for i=1:n
    lambda(1,i)=B(i)+(2*C(i)*p(1,i));
    lambda(2,i)=B(i)+(2*C(i)*p(2,i));
end

lambdaa=sort([lambda(1,:) lambda(2,:)]);
lambdaa;

    for i=1:n
        for k=1:2n
            P(k,i)=((lambdaa(k)-B(i))/(2*C(i)));
            if P(k,i)<p(1,i)
                P(k,i)=0;
            elseif P(k,i)<0
                P(k,i)=0;
            elseif P(k,i)>p(2,i)
                P(k,i)=p(2,i);
            end
        end
    end
    P;

    for k=1:2n
        sopp(k)=sum(P(k,:));
    end
    sop=sopp';
    IPPD=[lambdaa P sop];

%%% appliquer l'algorithme de la sécante%%%%%%%%%
while IPPD(i,2n-1)<(Pcharge_predit)
    i=i+1;
end
lambda_min=IPPD(i-1,1);
lambda_max=IPPD(i,1);
sop_min=sop(i-1);
sop_max=sop(i);
flambda_min=sop_min-Pcharge_predit;
flambda_max=sop_max-Pcharge_predit;
j=0;
sop_PREF=0;

while abs(sop_PREF-Pcharge_predit)>0.05
    xk_1=lambda_min;
    xk=lambda_max;
    fxk_1=flambda_min;
    fxk=flambda_max;
    j=j+1;

```

```
xk(j)=(xk-((fxk)*((xk-xk_1)/(fxk-fxk_1))));
xk(j);

for i=1:n
    PREF(i)=(xk(j)-B(i))/(2*C(i));
    if PREF(i)<p(1,i)
        PREF(i)=0;
    elseif PREF(i)>p(2,i)
        PREF(i)=p(2,i);
    elseif PREF(i)<0
        PREF(i)=0;
    end
end
PREF;
sop_PREF=sum(PREF);

fxk(j)=sop_PREF-Pcharge_predit;
if fxk(j)<=0
    lambda_min= xk(j);
    flambda_min=fxk(j);
else
    lambda_max=xk(j);
    flambda_max=fxk(j);
end
end
end

out(i)=PREF(i);
```

ANNEXE C

C.1. Domaine d'étude (DE)

Etant donnée la définition des variables de type paramètres, il devient naturel de définir un espace k dimensionnel, dans lequel chaque point représente une combinaison des valeurs possibles des k paramètres. Cet espace est appelé domaine d'étude (DE). On trouve également l'appellation espace de recherche, montrant un lien plus fort avec les futures optimisations prenant place dans cet espace. Les points intérieurs à ce domaine sont les points d'expériences, car ils sont la traduction mathématique, par leurs coordonnées, des combinaisons de valeurs des grandeurs physiques leur correspondant. Le DE est obligatoirement de forme hyper-rectangulaire, ses dimensions étant imposées par les plages de variation des k paramètres (Figure C- 1). Celles-ci imposent donc des contraintes dites de domaine. Ainsi, pour $k=2$, on peut représenter le DE comme une zone rectangulaire limitée par les bornes prises par les 2 paramètres x_1 et x_2 ($[b_{inf1} \ b_{sup1}]$ et $[b_{inf2} \ b_{sup2}]$ respectivement)

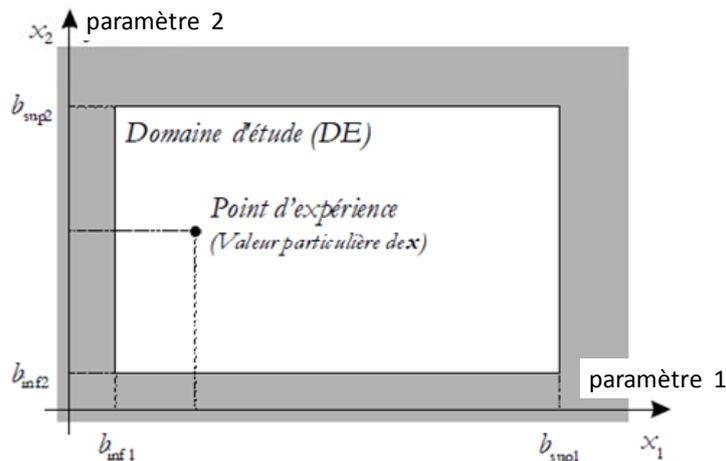


Figure C- 1. Représentation du domaine d'étude (DE) pour $k=2$

Ainsi tout point de cet espace k -dimensionnel est défini par ses coordonnées, c'est-à-dire par un vecteur x à k éléments. x servira de variable de type inconnue pour l'écriture des modèles exprimant les variations des réponses en fonction des valeurs des paramètres. Un modèle est donc une relation simple de la forme :

$$y = f(x)$$

Où y est une réponse en particulier, x prenant ses valeurs dans le (DE). Le (DE) peut donc être vu comme un ensemble de valeurs autorisées.

C.2. Modélisation polynomiale

La méthode des plans d'expériences repose essentiellement sur la création et l'exploitation de modèles de la fonction objectif (réponse). Le but est la recherche de l'expression d'un

modèle polynomial décrivant les variations de la fonction réponse y relativement aux valeurs de k paramètres x_1, x_2, \dots, x_k .

La relation mathématique reliant ces variables sera de la forme :

$$y_{\text{mod}} = b_0 + b_1 \cdot x_1 + b_2 \cdot x_2 + \dots + b_k \cdot x_k + \dots \\ b_{12} \cdot x_1 x_2 + \dots + b_{1k} \cdot x_1 x_k + \dots + b_{2k} \cdot x_2 x_k + \dots \\ b_{123} \cdot x_1 \cdot x_2 x_3 + \dots + b_{12k} \cdot x_1 \cdot x_2 x_k + \dots$$

On remarquera la différence faite entre :

y : valeur de réponse mesurée (issue d'une expérience) ;

y_{mod} : valeur de réponse calculée (issue d'un modèle des variations de la réponse y).

Dans le cas d'un nombre élevé de paramètres, le nombre de coefficients (p) devient alors excessif.

y_{mod} peut toujours être transcrit matriciellement comme une multiplication de 2 vecteurs :

$$y_{\text{mod}}(x) = f_x(x) \cdot \beta$$

Cette relation est de portée générale, par utilisation des notations suivantes :

$$f_x(x) = [1 \ x_1 \ x_2 \ \dots \ x_k \ x_1 x_2 \ \dots \ x_1 x_k \ \dots \ x_2 x_k \ \dots] ;$$

$\beta = [b_0 \ b_1 \ b_2 \ \dots \ b_k \ b_{12} \ \dots \ b_{1k} \ \dots \ b_{2k} \ \dots]'$: le vecteur des p coefficients de la modélisation polynomiale de la réponse.

Le coefficient b_0 représente toujours la moyenne des réponses mesurées y des N expériences du plan.

$$b_0 = \bar{y} = \frac{1}{N} \cdot \sum_{i=1}^N y(i, x)$$

a. Modèles du premier degré (sans interaction)

Pour tout point d'expérience de coordonnées $[x=x_1, x_2, \dots, x_k]'$ la valeur de la réponse y se déduit de la relation matricielle :

$$y_{\text{mod}} = b_0 + x' \cdot b : b_0 \text{ est donc la valeur de la réponse au point origine des axes } (0, 0, \dots, 0).$$

De par la forme de l'équation, le vecteur b des coefficients du modèle ($b = [b_1 b_2 \dots b_k]'$) indique également la direction de plus grande augmentation de la fonction réponse $y_{\text{mod}} = f(x)$.

Les valeurs des coefficients du modèle sont données par celles des éléments du vecteur β , qui peut notamment adopter l'écriture particulière $\beta = [b_1 b_2 \dots b_k]'$

Pour 3 paramètres, l'équation peut s'écrire :

$$y_{\text{mod}} = b_0 + b_1 \cdot x_1 + b_2 \cdot x_2 + b_3 \cdot x_3 = b_0 + [x_1 \quad x_2 \quad x_3] \cdot \begin{bmatrix} b_1 \\ b_2 \\ b_3 \end{bmatrix}$$

b. Modèles avec toutes les interactions

Le précédent modèle ne prend pas en compte les interactions entre les k paramètres. Si celles-ci doivent être considérées, on peut utiliser un modèle du type suivant (exemple pour 3 paramètres):

$$y_{\text{mod}} = b_0 + b_1 \cdot x_1 + b_2 \cdot x_2 + b_3 \cdot x_3 + b_{11} \cdot x_1 \cdot x_2 + b_{13} \cdot x_1 \cdot x_3 + b_{23} \cdot x_2 \cdot x_3 + b_{123} \cdot x_1 \cdot x_2 \cdot x_3 = f_x(x) \cdot \beta$$

Avec dans cet exemple :

$$f_x(x) = [1 \quad x_1 \quad x_2 \quad x_3 \quad x_1 \cdot x_2 \quad x_1 \cdot x_3 \quad x_2 \cdot x_3 \quad x_1 \cdot x_2 \cdot x_3]$$

$$\beta = [b_0 \quad b_1 \quad b_2 \quad b_3 \quad b_{12} \quad b_{13} \quad b_{23} \quad b_{123}]'$$

Le terme $f_x(x)$ est un vecteur ligne dont les éléments comprennent les valeurs des k paramètres ainsi que leurs combinaisons possibles par multiplications mutuelles. Le vecteur β est le vecteur colonne des coefficients correspondants. Ce modèle est implicitement associé au plan factoriel complet, pour lequel toutes interactions entre tous les paramètres sont calculées.

C.3. Exemple numérique d'apprentissage :

Envisageons un plan 2^2 complet construit avec l'algorithme de Y_{ates} . On considère une réaction chimique dont le rendement dépend de deux paramètres, la température et la pression. Le technicien décide d'effectuer un plan d'expérience avec le domaine expérimental suivant :

	Niveau bas : -1	Niveau haut : +1
Température : T	60°C	80°C
Pression : P	1 bar	2 bars

La réponse Y étudiée, rendement de l'expérience, est donnée par le tableau suivant :

Exp	T	P	Y (Rend)
1	-1	-1	60
2	+1	-1	65
3	-1	+1	75
4	+1	+1	85

Déterminons une estimation ponctuelle de chacun des coefficients du modèle. Nous obtenons le tableau suivant qui permet d'obtenir les résultats demandés.

Exp	Moy	T	P	TP	Y (%)
1	+1	-1	-1	+1	60
2	+1	+1	-1	-1	65

3	+1	-1	+1	-1	75
4	+1	+1	+1	+1	85
Diviseur	4	4	4	4	
Effets	$a_0=71,2$	$a_1=3,7$	$a_2=8,7$	$a_{12}=1,2$	

La colonne TP est bien le produit ligne à ligne des colonnes T et P .

L'estimation ponctuelle de chacun des effets est :

$$a_1 = \frac{+60 + 65 + 75 + 85}{4} = 71,2$$

$$a_1 = \frac{-60 + 65 - 75 + 85}{4} = 3,75$$

$$a_2 = \frac{-60 - 65 + 75 + 85}{4} = 8,7$$

$$a_{12} = \frac{+60 - 65 - 75 + 85}{4} = 1,2$$

Le modèle s'écrit :

$$Y = 71,2 + 3,7T + 8,7P + 1,2PT$$

C.4. Test de signification des effets du modèle.

Les calculs statistiques qui permettent de savoir si les effets sont significatifs, de calculer les intervalles de confiance ou de valider la linéarité du modèle font intervenir d'une part les résidus e_i , c'est-à-dire la différence entre la valeur expérimentale et la valeur prédite par le modèle et, d'autre part un estimateur sans biais de la variance commune des résidus. Cet estimateur est donné par :

$$s^2 = \frac{1}{n-p} \sum e_i^2$$

Où n est le nombre d'expériences réalisées et p le nombre de coefficients du modèle. Dans ces conditions, on peut montrer que tous les effets ont la même variance donnée par :

$$s_i^2 = \frac{s^2}{n}$$

Où n est le nombre d'expériences réalisées. Cela apporte une grande simplification au niveau des calculs.

Le test utilisé est le test « t » table de Student. Un effet sera dit significatif (c'est-à-dire que le paramètre ou l'interaction qui lui est associée a une influence sur la réponse), s'il est, pour un risque donné, significativement différent de 0. On testera donc l'hypothèse :

$$H_0 = \langle\langle a_i = 0 \rangle\rangle$$

Contre l'hypothèse :

$$H_1 = \langle a_i \neq 0 \rangle$$

Pour cela, on calcule :

$$t_i = \frac{|a_i|}{s_i}$$

On utilise alors la table de Student à $\nu = n - p$ degrés de liberté (n est le nombre d'expériences réalisées et p le nombre d'effets y compris la constante). On choisit un risque de première espèce α (le plus souvent 5% ou 1%) et on lit dans cette table de Student la valeur $t_{it}(\alpha, \nu)$, en utilisant la partie de la table relative à un test bilatéral. La règle du test est alors la suivante :

- Si $t_i > t_{crit}(\alpha, \nu)$, on rejette H_0 au risque accepté.
- Si $t_i < t_{crit}(\alpha, \nu)$, on accepte H_0 au risque accepté.

Si l'hypothèse H_0 est acceptée, cela veut dire que l'effet en question n'est pas, au risque α significativement différent de 0 et donc que le paramètre qui lui est associée n'a pas d'influence sur la réponse.

C.5. Premier cas d'étude

a) Construction de la matrice d'expériences 2^6 : la matrice est au Tableau C-1

C.6. Deuxième cas d'étude

Tableau C- 1. La matrice d'expériences, la réponse du modèle, et les résidus e_i .

Exp	Moy	X_1	X_2	X_3	X_4	X_5	X_6	Y_{exp}	y_{mod}	e_i	e_i^2
1	+1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	244,4	200,7	43,7	1911,4
2	+1	-1	-1	-1	-1	-1	+1	263,2	210,0	53,2	2825,4
3	+1	-1	-1	-1	-1	+1	-1	272,5	209,6	62,9	3962,0
4	+1	-1	-1	-1	-1	+1	+1	293,9	218,9	75,0	5622,5
5	+1	-1	-1	-1	+1	-1	-1	107,9	130,6	-22,7	515,5
6	+1	-1	-1	-1	+1	-1	+1	119,7	139,9	-20,2	408,7
7	+1	-1	-1	-1	+1	+1	-1	122,5	139,5	-17,0	287,8
8	+1	-1	-1	-1	+1	+1	+1	135,2	148,8	-13,6	185,7
9	+1	-1	-1	+1	-1	-1	-1	45,2	78,5	-33,3	1109,1
10	+1	-1	-1	+1	-1	-1	+1	50,3	87,9	-37,6	1410,3
11	+1	-1	-1	+1	-1	+1	-1	52,3	87,4	-35,1	1228,7
12	+1	-1	-1	+1	-1	+1	+1	58,0	96,8	-38,8	1501,9
13	+1	-1	-1	+1	+1	-1	-1	17,8	8,4	9,4	88,6
14	+1	-1	-1	+1	+1	-1	+1	20,4	17,8	2,7	7,2
15	+1	-1	-1	+1	+1	+1	-1	19,5	17,3	2,2	4,8
16	+1	-1	-1	+1	+1	+1	+1	22,2	26,7	-4,4	19,8

17	+1	-1	+1	-1	-1	-1	-1	187,2	174,9	12,3	150,5
18	+1	-1	+1	-1	-1	-1	+1	209,0	184,2	24,7	610,8
19	+1	-1	+1	-1	-1	+1	-1	202,3	183,8	18,5	341,1
20	+1	-1	+1	-1	-1	+1	+1	226,0	193,1	32,9	1079,8
21	+1	-1	+1	-1	+1	-1	-1	78,7	104,8	-26,1	679,8
22	+1	-1	+1	-1	+1	-1	+1	90,9	114,2	-23,3	541,5
23	+1	-1	+1	-1	+1	+1	-1	85,9	113,7	-27,8	771,0
24	+1	-1	+1	-1	+1	+1	+1	99,1	123,0	-24,0	574,4
25	+1	-1	+1	+1	-1	-1	-1	31,9	52,7	-20,8	432,1
26	+1	-1	+1	+1	-1	-1	+1	36,8	62,1	-25,3	639,3
27	+1	-1	+1	+1	-1	+1	-1	34,7	61,6	-26,9	725,2
28	+1	-1	+1	+1	-1	+1	+1	40,0	71,0	-31,0	957,9
29	+1	-1	+1	+1	+1	-1	-1	12,7	-17,4	-4,7	21,8
30	+1	-1	+1	+1	+1	-1	+1	15,2	-8,0	7,2	52,2
31	+1	-1	+1	+1	+1	+1	-1	13,4	-8,5	4,9	24,2
32	+1	-1	+1	+1	+1	+1	+1	16,0	0,9	15,2	229,6
33	+1	+1	-1	-1	-1	-1	-1	183,0	173,2	9,8	95,6
34	+1	+1	-1	-1	-1	-1	+1	199,1	182,5	16,6	274,6
35	+1	+1	-1	-1	-1	+1	-1	207,4	182,1	25,3	639,9
36	+1	+1	-1	-1	-1	+1	+1	225,4	191,4	33,9	1152,2
37	+1	+1	-1	-1	+1	-1	-1	74,3	103,1	-28,8	828,4
38	+1	+1	-1	-1	+1	-1	+1	83,1	112,4	-29,3	859,6
39	+1	+1	-1	-1	+1	+1	-1	84,4	112,0	-27,6	759,6
40	+1	+1	-1	-1	+1	+1	+1	93,7	121,3	-27,6	763,4
41	+1	+1	-1	+1	-1	-1	-1	30,7	51,0	-20,4	414,8
42	+1	+1	-1	+1	-1	-1	+1	34,3	60,4	-26,1	681,3
43	+1	+1	-1	+1	-1	+1	-1	35,3	59,9	-24,6	606,1
44	+1	+1	-1	+1	-1	+1	+1	39,3	69,3	-30,0	899,3
45	+1	+1	-1	+1	+1	-1	-1	14,0	-19,1	-5,1	25,8
46	+1	+1	-1	+1	+1	-1	+1	16,4	-9,7	6,7	44,9
47	+1	+1	-1	+1	+1	+1	-1	14,8	-10,2	4,7	21,7
48	+1	+1	-1	+1	+1	+1	+1	17,3	-0,8	16,5	271,9
49	+1	+1	+1	-1	-1	-1	-1	136,9	147,4	-10,5	109,7
50	+1	+1	+1	-1	-1	-1	+1	154,7	156,8	-2,1	4,3
51	+1	+1	+1	-1	-1	+1	-1	148,5	156,3	-7,8	60,2
52	+1	+1	+1	-1	-1	+1	+1	167,9	165,6	2,3	5,1
53	+1	+1	+1	-1	+1	-1	-1	53,7	77,3	-23,6	556,9
54	+1	+1	+1	-1	+1	-1	+1	62,7	86,7	-24,0	574,1
55	+1	+1	+1	-1	+1	+1	-1	58,5	86,2	-27,7	769,7

56	+1	+1	+1	-1	+1	+1	+1	68,1	95,6	-27,5	754,4
57	+1	+1	+1	+1	-1	-1	-1	21,5	25,2	-3,7	13,9
58	+1	+1	+1	+1	-1	-1	+1	24,8	34,6	-9,8	95,1
59	+1	+1	+1	+1	-1	+1	-1	23,3	34,1	-10,9	118,1
60	+1	+1	+1	+1	-1	+1	+1	26,9	43,5	-16,6	275,7
61	+1	+1	+1	+1	+1	-1	-1	10,0	-44,8	-34,9	1217,0
62	+1	+1	+1	+1	+1	-1	+1	12,3	-35,5	-23,2	536,1
63	+1	+1	+1	+1	+1	+1	-1	10,3	-36,0	-25,6	657,8
64	+1	+1	+1	+1	+1	+1	+1	12,7	-26,6	-13,9	192,2
Diviseur	64	64	64	64	64	64	64				
Effets	$a_0=$ 87,03	$a_1=$ -13,7	$a_2=$ -12,9	$a_3=$ -61,1	$a_4=$ -35	$a_5=$ 4,4	$a_6=$ 4,7				

a) Test de signification des effets du modèle :

Cet estimateur est donné par:

$$s^2 = \frac{1}{n-p} \sum e_i^2 = 943,2$$

Où ($n=64$) est le nombre d'expériences réalisées et ($p=7$) le nombre de coefficients du modèle. La variance est donnée par :

$$s_i^2 = \frac{s^2}{n} = 14,7$$

On utilise alors une table de Student à ($\nu = n - p = 64 - 7 = 57$) degrés de liberté (n est le nombre d'expériences réalisées et p le nombre d'effets y compris la constante). On choisit un risque de première espèce α (le plus souvent 5%) et on lit dans cette table de Student la valeur $t_{it}(\alpha, \nu)$, en utilisant la partie de la table relative à un test bilatéral. $T_{it}(0,05 ; 57) = 2,003$.

Pour cela, on calcule :

Tableau C- 2. Test de signification des effets du modèle

Variable	t_i	Résultats	L'effet
Constante	$t_0 = 22,7 > 2,003$	a_0 est significatif	$a_0 = 87$
G_1	$t_1 = 3,6 > 2,003$	a_1 est significatif	$a_1 = -13,7$
G_5	$t_2 = 3,36 > 2,003$	a_2 est significatif	$a_2 = -12,9$
D_1	$t_3 = 15,9 > 2,003$	a_3 est significatif	$a_3 = -61,1$
D_2	$t_4 = 9,13 > 2,003$	a_4 est significatif	$a_4 = -35$
D_3	$t_5 = 1,16 < 2,003$	a_5 est non significatif	$a_5 = 4,4$
D_4	$t_6 = 1,22 < 2,003$	a_6 est non significatif	$a_6 = 4,7$

Il faudrait donc retenir un modèle de la forme :

$$y_{mod} = 87,035 - 13,744 x_1 - 12,888 x_2 - 61,081 x_3 - 35,044 x_4$$

b) Analyse de la variance «Validation du modèle linéaire» :

➤ La variation due à la liaison linéaire :

$$SCEL = \sum (Y_i^{est} - Y_{moy})^2 = 3,4.10^{+5}$$

➤ La variation résiduelle :

$$SCER = \sum (Y_i - Y_i^{est})^2 = 5,4.10^{+4}$$

➤ La variation totale :

$$STCE = SCEL + SCER = 396511$$

Tableau C- 3. Analyse de la variance

Variation due à	Somme des carrés	DDL	Carré moyen	F
Liaison	SCEL	$p-1=5-1$	$\frac{SCEL}{p-1} = CML = 8,6.10^{+4}$	$F_{obs} = \frac{CML}{s^2} = 90,8$
Résidus	SCER	$n-p=64-5$	$\frac{SCER}{n-p} = s^2 = 943,2$	
Totale	STCE	$n-1=64-1$		

La table de Fischer-Snédecor donne pour $\nu_1 = 4$ et $\nu_2 = 59$, $F(crit) = 2,53$, pour un risque de 5%. On a : $(F_{obs} = 90,8) > (F_{crit} = 2,53)$, donc on accepte l'hypothèse H_1 de linéarité du modèle. Cela est bien en accord avec le fait que tous les coefficients sont significatifs.

C.7. Troisième cas d'étude

a) On construit un algorithme pour trouver la réponse (l'indicateur τ) à chaque essai des 64 essais proposés selon le plan factoriel complet 2^6 .

b) On calcule l'effet de chacun des 6 paramètres et celui des interactions de deuxième ordre. En faisant l'hypothèse que les interactions d'ordre 3 sont négligeables.

La moyenne des réponses $a_0 = 87$;

L'effet du gain G_1 : $a_1 = -13,7$;

L'effet du gain G_2 : $a_2 = -12,9$;

L'effet de D_1 : $a_3 = -61,1$;

L'effet de D_2 : $a_4 = -35$;

L'effet de D_3 : $a_5 = 4,4$;

L'effet de D_4 : $a_6 = 4,7$.

c) On bâtit le modèle du premier degré (avec interaction) qui exprime la relation entre la réponse et les paramètres. Ce modèle est implicitement associé au plan factoriel complet pour lequel, toutes interactions entre tous les paramètres sont calculées.

$$y_{mod} = \beta \cdot f_x(x)$$

$$f_x(x) = [1 \quad x_1 \quad x_2 \quad x_3 \quad x_4 \quad x_5 \quad x_6 \quad x_1 x_2 \quad x_1 x_3 \quad x_1 x_4 \quad x_1 x_5 \quad x_1 x_6 \quad x_2 x_3 \quad x_2 x_4 \quad x_2 x_5 \quad x_2 x_6 \quad x_3 x_4 \quad x_3 x_5 \quad x_3 x_6 \quad x_4 x_5 \quad x_4 x_6 \quad x_5 x_6]$$

$$\beta = [b_0 \quad b_1 \quad b_2 \quad b_3 \quad b_4 \quad b_5 \quad b_6 \quad b_{12} \quad b_{13} \quad b_{14} \quad b_{15} \quad b_{16} \quad b_{23} \quad b_{24} \quad b_{25} \quad b_{26} \quad b_{34} \quad b_{35} \quad b_{36} \quad b_{45} \quad b_{46} \quad b_{56}]'$$

$$y_{mod} = 87 - 13,7 x_1 - 12,9 x_2 - 61,1 x_3 - 35 x_4 + 4,4 x_5 + 4,7 x_6 + 1,6 x_1 x_2 + 9,3 x_1 x_3 + 4,6 x_1 x_4 - 0,6 x_1 x_5 - 0,5 x_1 x_6 + x_2 x_3 + 4,7 x_2 x_4 - 1,5 x_2 x_5 + 0,1 x_2 x_6 + 24,4 x_3 x_4 - 3,1 x_3 x_5 - 2,9 x_3 x_6 - 1,8 x_4 x_5 - 1,3 x_4 x_6 + 0,2 x_5 x_6$$

d) On calcule y_{mod} à chaque essai des 64 essais en remplaçant dans le modèle les valeurs de vecteur x correspondant à chaque essai.

Tableau C- 4. La matrice de la réponse du modèle, et les résidus e_i .

Exp	Y_{exp}	y_{mod}	e_i	e_i^2
1	244,4	242,1	2,3	5,2
2	263,2	260,4	2,7	7,5
3	272,5	264,8	7,7	59,8
4	293,9	283,9	10,0	99,8
5	107,9	110,9	-3,0	9,1
6	119,7	123,9	-4,1	17,2
7	122,5	126,2	-3,7	13,9
8	135,2	140,0	-4,8	23,2
9	45,2	48,0	-2,8	7,9
10	50,3	54,6	-4,3	18,5
11	52,3	58,1	-5,8	33,2
12	58,0	65,5	-7,5	56,3
13	17,8	14,4	3,4	11,4
14	20,4	15,7	4,8	22,7
15	19,5	17,2	2,3	5,1
16	22,2	19,3	3,0	8,7
17	187,2	189,7	-2,6	6,7
18	209,0	208,6	0,4	0,2
19	202,3	206,4	-4,2	17,4
20	226,0	226,1	-0,1	0,0
21	78,7	77,2	1,6	2,5
22	90,9	90,7	0,2	0,1
23	85,9	86,5	-0,6	0,4
24	99,1	100,8	-1,8	3,1
25	31,9	29,0	2,9	8,5

26	36,8	36,1	0,7	0,5
27	34,7	33,2	1,5	2,4
28	40,0	41,1	-1,0	1,1
29	12,7	14,1	-1,4	2,1
30	15,2	15,9	-0,6	0,4
31	13,4	10,9	2,5	6,0
32	16,0	13,5	2,6	6,5
33	183,0	185,8	-2,8	8,0
34	199,1	201,9	-2,8	8,0
35	207,4	205,9	1,4	2,0
36	225,4	222,9	2,5	6,1
37	74,3	73,2	1,1	1,3
38	83,1	84,0	-0,9	0,7
39	84,4	86,0	-1,6	2,6
40	93,7	97,6	-3,9	15,4
41	30,7	28,8	1,8	3,4
42	34,3	33,2	1,0	1,1
43	35,3	36,4	-1,1	1,2
44	39,3	41,6	-2,4	5,5
45	14,0	13,9	0,1	0,0
46	16,4	12,9	3,5	12,1
47	14,8	14,1	0,7	0,5
48	17,3	14,0	3,3	10,9
49	136,9	140,0	-3,1	9,5
50	154,7	156,7	-2,0	4,0
51	148,5	154,2	-5,7	32,1
52	167,9	171,7	-3,8	14,2
53	53,7	46,1	7,7	58,5
54	62,7	57,4	5,3	28,5
55	58,5	53,0	5,5	30,4
56	68,1	65,1	3,0	9,1
57	21,5	16,4	5,1	25,8
58	24,8	21,4	3,5	12,1
59	23,3	18,1	5,2	27,1
60	26,9	23,8	3,1	9,5
61	10,0	20,2	-10,2	104,0
62	12,3	19,7	-7,4	54,6
63	10,3	14,5	-4,2	17,3
64	12,7	14,9	-2,1	4,5

e) Test de signification des effets du modèle :

Cet estimateur est donné par:

$$s^2 = \frac{1}{n-p} \sum e_i^2 = 23,3$$

Où ($n=64$) est le nombre d'expériences réalisées et ($p=22$) le nombre de coefficients du modèle. La variance est donnée par :

$$s_i^2 = \frac{s^2}{n} = 0,4$$

On utilise alors une table de Student à ($\nu = n - p = 64 - 22 = 42$) degrés de liberté (n est le nombre d'expériences réalisées et p le nombre d'effets y compris la constante). On choisit un risque de première espèce α (le plus souvent 5%) et on lit dans cette table de Student la valeur $t_{it}(\alpha, \nu)$, en utilisant la partie de la table relative à un test bilatéral. $t_{it}(0,05 ; 57) = 2,0181$

Pour cela, on calcule :

Tableau C- 5. Test de signification des effets du modèle

Variable	t	Résultats	L'effet
Constante	$t_0 = 144,4 > 2,0181$	a_0 est significatif	$a_0 = 87,03$
x_1	$t_1 = 22,8 > 2,0181$	a_1 est significatif	$a_1 = -13,7$
x_2	$t_2 = 21,4 > 2,0181$	a_2 est significatif	$a_2 = -12,9$
x_3	$t_3 = 101,3 > 2,0181$	a_3 est significatif	$a_3 = -61,1$
x_4	$t_4 = 58,1 > 2,0181$	a_4 est significatif	$a_4 = -35$
x_5	$t_5 = 7,4 > 2,0181$	a_5 est significatif	$a_5 = 4,4$
x_6	$t_6 = 7,7 > 2,0181$	a_6 est significatif	$a_6 = 4,7$
$x_1 x_2$	$t_7 = 2,7 > 2,0181$	a_7 est significatif	$a_7 = 1,6$
$x_1 x_3$	$t_8 = 15,4 > 2,0181$	a_8 est significatif	$a_8 = 9,3$
$x_1 x_4$	$t_9 = 7,7 > 2,0181$	a_9 est significatif	$a_9 = 4,6$
$x_1 x_5$	$t_{10} = 1 < 2,0181$	a_{10} est non significatif	$a_{10} = -0,6$
$x_1 x_6$	$t_{11} = 0,9 < 2,0181$	a_{11} est non significatif	$a_{11} = -0,5$
$x_2 x_3$	$t_{12} = 13,8 > 2,0181$	a_{12} est significatif	$a_{12} = 8,3$
$x_2 x_4$	$t_{13} = 7,7 > 2,0181$	a_{13} est significatif	$a_{13} = 4,7$
$x_2 x_5$	$t_{14} = 2,4 > 2,0181$	a_{14} est significatif	$a_{14} = -1,5$
$x_2 x_6$	$t_{15} = 0,2 < 2,0181$	a_{15} est non significatif	$a_{15} = 0,1$
$x_3 x_4$	$t_{16} = 40,4 > 2,0181$	a_{16} est significatif	$a_{16} = 24,4$
$x_3 x_5$	$t_{17} = 5,2 > 2,0181$	a_{17} est significatif	$a_{17} = -3,1$
$x_3 x_6$	$t_{18} = 4,8 > 2,0181$	a_{18} est significatif	$a_{18} = -2,9$
$x_4 x_5$	$t_{19} = 3 > 2,0181$	a_{19} est significatif	$a_{19} = -1,8$
$x_4 x_6$	$t_{20} = 2,2 > 2,0181$	a_{20} est significatif	$a_{20} = -1,3$
$x_5 x_6$	$t_{21} = 0,3 < 2,0181$	a_{21} est non significatif	$a_{21} = 0,2$

Il faudrait donc retenir un modèle de la forme :

$$y_{mod} = 87 - 13,7 x_1 - 13x_2 - 61,1x_3 - 35x_4 + 4,44x_5 + 4,7x_6 + 1,6x_1x_2 + 9,3 x_1x_3 + 4,6 x_1x_4 + 8,3 x_2x_3 + 4,7 x_2x_4 - 1,5x_2x_5 + 24,4 x_3x_4 - 3,1 x_3x_5 - 2,9 x_3x_6 - 1,8 x_4x_5 - 1,3 x_4x_6$$

f) Analyse de la variance «Validation du modèle linéaire» :

➤ La variation due à la liaison linéaire :

$$SCEL = \sum (Y_i^{est} - Y_{moy})^2 = 3,9 \cdot 10^{+5}$$

➤ La variation résiduelle :

$$SCER = \sum (Y_i - Y_i^{est})^2 = 977,1$$

➤ La variation totale :

$$STCE = SCEL + SCER = 3,9 \cdot 10^{+5}$$

Tableau C- 6. Analyse de la variance

Variation due à	Somme des carrés	DDL	Carré moyen	F
Liaison	SCEL	$p-1=18-1$	$\frac{SCEL}{p-1} = CML = 2,3 \cdot 10^{+4}$	$F_{obs} = \frac{CML}{s^2} = 1,1 \cdot 10^{+3}$
Résidus	SCER	$n-p=64-18$	$\frac{SCER}{n-p} = s^2 = 21,2$	
Totale	STCE	$n-1=64-1$		

La table de Fischer-Snédecor donne pour $\nu_1 = 17$ et $\nu_2 = 46$, $F(crit) = 1,92$, pour un risque de 5%. On a : $(F_{obs} = 1,1e+3) > (F_{crit} = 1,92)$, donc on accepte l'hypothèse H_1 de linéarité du modèle. Cela est bien en accord avec le fait que tous les coefficients sont significatifs.

SUPERVISION, ECONOMIE ET IMPACT SUR L'ENVIRONNEMENT D'UN SYSTEME D'ENERGIE ELECTRIQUE ASSOCIE A UNE CENTRALE PHOTOVOLTAÏQUE.

RESUME : La libéralisation des marchés de l'électricité associée à l'intégration des énergies renouvelables a conduit à introduire la notion d'utilisation locale de ces nouvelles sources de production. L'objectif de ce travail est de proposer une méthodologie de supervision multi-niveaux et d'optimiser la supervision des ces unités de production. Le système hybride pris en compte dans cette thèse est une combinaison de trois microturbines à gaz, une centrale photovoltaïque, et un système de stockage à court terme (supercapacités), connecté à un réseau électrique. La supervision à moyen terme est un traitement du problème d'engagement unité (Unit Commitment Problem), qui consiste à coordonner la production d'unités génératrices, de façon à satisfaire une demande globale d'électricité prévisionnelle sur 24h tout en minimisant le coût du carburant et les émissions toxiques (CO et NOx) et en respectant les contraintes physiques et opérationnelles de chaque unité. Nous n'avons pas traité les rejets de CO₂. Dans cette thèse, une supervision temps réel à base de logique floue a été proposée. Une méthodologie des plans d'expériences (Experimental Design Method EDM) a été suggérée afin d'améliorer la méthodologie graphique en minimisant certaines fonctions objectifs et optimisant les paramètres du superviseur flou. Cette stratégie de supervision a été finalement validée sur une centrale multisource combinant dispositifs réels et simulation temps réel.

Mots clés : engagement d'unité, Supercapacités, photovoltaïque, plans d'expériences, supervision, logique floue, sécante, optimisation

Supervision, Economics and environmental impact of a power system associated with a photovoltaic

ABSTRACT: The liberalization of electricity markets associated with the integration of renewable energy has led to introduce the concept of local use of these new sources of production. The objective of this work is to propose a methodology for multi-level supervision and optimize the supervision of the production units. The hybrid system considered in this thesis is a combination of two gas microturbines, a photovoltaic plant, and a system of short-term storage (super capacitors), connected to a power grid. Supervision is a medium-term treatment unit commitment problem (Unit Commitment Problem), which is to coordinate the production of generating units in order to satisfy electricity demand forecast over 24 hours while minimizing the cost of fuel and toxics emissions (CO and NOx) and respecting the physical and operational constraints of each unit. We did not treat the CO₂ rejections. In this thesis, real time supervision based on fuzzy logic was proposed. Methodology of design of experiments (Experimental Design Method EDM) has been suggested to improve the methodology by minimizing some graphic objective functions and optimizing the parameters of the fuzzy supervisor. This supervision strategy was finally validated on a multisource power plant combining real devices and real-time simulation.

Keywords : unit commitment problem, Super capacitors, photovoltaic, Experimental Design, supervision, fuzzy logic, Secant, optimization