HAL
open science

Coopérative énergétique intelligente

Khaled Hajar

To cite this version:

Khaled Hajar. Coopérative énergétique intelligente. Energie électrique. Université Grenoble Alpes; Université de technologie et des sciences appliquées Libano-française, 2017. Français. NNT : 2017GREAT028 . tel-01705263

HAL Id: tel-01705263

https://theses.hal.science/tel-01705263

Submitted on 9 Feb 2018

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.

Communauté UNIVERSITÉ Grenoble Alpes

جامعة التكنولوجيا والعلوم التطبيقية اللبنانية الفرنسية

UNIVERSITÉ DE TECHNOLOGIE ET DES SCIENCES APPLIQUÉES LIBANO-FRANÇAISE

THÈSE

pour obtenir le grade de

DOCTEUR DE LA COMMUNAUTÉ UNIVERSITÉ GRENOBLE ALPES

Préparée dans le cadre d'une cotutelle entre la Communauté Université Grenoble Alpes et L'Université de Technologie et de Sciences Appliquées Libano-Française

Spécialité : **Automatique - Productique**

Arrêté ministériel : 7 août 2006

Présentée par

Khaled HAJAR

Thèse dirigée par **Seddik BACHA** et **Ahmad ELRAFHI**
préparée au sein du **GIPSA-Lab** dans **EEATS**
et du **PREAA** de l'**ULF**

Coopérative énergétique intelligente

Thèse soutenue publiquement le **4 juillet 2017**,
devant le jury composé de :

Mr Franck BETIN
Professeur, Université de Picardie Jules Verne, Président
Mr Cristian NICHITA
Université du Havre, Rapporteur
Mr Ionel VECHIU
Professeur, Ecole Supérieure des Technologies Industrielles Avancées, Rapporteur
Mr Quoc Tuan TRAN
Responsable scientifique, CEA-INES, Examinateur
Mr Seddik BACHA
Professeur, Communauté Universitaire Grenoble Alpes, Directeur de thèse
Mr Ahmad ELRAFHI
Professeur,Université de technologie et de sciences appliquées Libano-Française, Directeur de thèse
Mr Ahmad HABLY
Professeur, Communauté Universitaire Grenoble Alpes, Invité
Mr Maher RAFEI
Maître de conférence, Université Libanaise - Faculté de génie, Invité

Remerciements

"Soyons reconnaissants aux personnes qui nous donnent du bonheur ; elles sont les charmants jardiniers."
Marcel Proust

Ce travail de recherche est le fruit d'une convention en cotutelle entre l'Université Grenoble Alpes de et l'Université de Technologie et de sciences appliquées libano-française. La présente étude a été réalisée au sein du laboratoire Grenoble Images Parole Signal Automatique (GIPSA-Lab) à Grenoble-inp du coté français et au Pôle de Recherche Électronique Électrotechnique Automatique (PREEA) à l'ULF-Tripoli du coté libanais.

"La valeur d'un homme tient dans sa capacité à donner et non dans sa capacité à recevoir."
Albert Einstein

J'aimerais tout d'abord remercier mon directeur de thèse, Seddik BACHA, pour la confiance qu'il m'a témoignée en acceptant la direction scientifique de mes travaux. Il fut pour moi un directeur de thèse attentif et disponible malgré ses nombreuses charges. Sa compétence, sa rigueur scientifique et sa clairvoyance m'ont beaucoup appris. Ils ont été et resteront des moteurs de mon travail de chercheur. Nonobstant, sa relecture finale méticuleuse de chacun des chapitres m'a sans aucun doute permis de préciser mon propos.

J'exprime tous mes remerciements à Ahmad HABLY. Je lui suis reconnaissant de m'avoir fait bénéficier tout au long de ce travail de sa grande compétence, de sa rigueur intellectuelle, de son dynamisme, et de son efficacité certaine que je n'oublierai jamais. Je vous suis profondément reconnaissant aussi pour ce que vous avez fait pour moi et de m'avoir apporté la rigueur scientifique nécessaire au bon déroulement de cette thèse et les liens d'amitié

que vous savez agréablement tisser. Une chose est sure : je n'oublierais jamais. Soyez assuré de mon attachement et de ma profonde gratitude.

Je remercie aussi le doyen de l'université de technologie et de sciences appliquées libano-française (ULF), directeur de thèse, Ahmad ELRAFHI, pour son soutien dès ma première année universitaire au Liban. Il a cru en moi, m'a soutenu dans mon cursus universitaire en France, spécialement l'opportunité de m'intégrer dans un équipe d'étude à EDF pendant trois ans puis jusqu'au présent en m'encourageant pour avoir cette thèse tout en offrant un support à l'ULF, de plus pour m'avoir appris à être moins « bon élève » et plus autonome tout au long de mon cursus universitaire et personnel.

Je suis très honoré à remercier de la présence à mon jury de thèse et je tiens à remercier :

Monsieur Frank BETIN, professeur à l'université de Picardie Jules Verne, pour l'honneur qu'il m'a fait en acceptant d'être examinateur et président de mon jury de thèse. Je tiens à l'assurer de ma profonde reconnaissance pour l'intérêt qu'il porte à ce travail.

Monsieur Cristian NICHITA, Professeur à l'université du Havre, pour l'honneur qu'il m'a fait pour sa participation à mon jury de thèse en qualité de rapporteur de mon travail, pour le temps consacré à la lecture de cette thèse, et pour les suggestions et les remarques judicieuses qu'il m'a indiquées.

Monsieur Ionel VECHIU, professeur à l'Ecole Supérieure des Technologies Industrielles Avancées à Bidart, pour sa participation à mon jury de thèse en qualité de rapporteur de mon travail et pour toutes remarques intéressantes qu'il m'a faites.

Monsieur Quoc Tuan TRAN, Responsable scientifique au CEA-INES, d'avoir accepté de faire partie du jury de cette thèse. Je le remercie pour les conseils scientifiques qu'il a apportés en qualité d'examinateur. Je le remercie pour le temps consacré à la lecture de ce travail ainsi que pour les commentaires m'ayant permis de l'améliorer.

Monsieur Maher ELRAFHI, Maître de conférence, à l'Université Libanaise - Faculté de génie –Tripoli Liban, qui a accepté d'être invité parmi les membres de jury, pour les discussions et les remarques données.

Le seul moyen de se délivrer d'une tentation, c'est d'y céder paraît-il ! Alors j'y cède en disant en grand Merci aux personnes qui ont cru en moi et qui m'ont permis d'arriver au bout de cette thèse.

A tous ceux qui n'ont pas été nominalement ou formellement mentionnés dans ces pages, mais qui ont contribué directement ou indirectement à la réalisation de cette thèse, je les remercie.

"L'amitié est l'union des âmes dont la vertu est le lien."
Guillaume Penn

C'est avec un immense plaisir que je t'écris ce paragraphe cher ami Mazhar NIGRO. Les efforts que tu as fait pour moi, le temps que tu m'as donné, les conseils avisés qui éclaireront mon chemin... Mes remerciements ne pourront jamais égaler ton grand cœur qui m'a apporté du soutien au moment où j'avais besoin d'aide, je ne pourrais jamais te remercier à la hauteur de ce que tu m'as donné. Tu as toujours été un cadeau dans ma vie, mon cœur de cesse de te remercier, te remercier, te remercier, te remercier....

Cher ami Mazhar et chère amie Maya, votre bienveillance à mon égard m'a énormément touché. Je vous remercie vivement pour la chaleur et la sincérité de votre accueil ainsi que pour toutes les attentions que vous avez eues pour que je me sente bien. J'espère que ma présence n'a pas été trop pesante pour vous et que je ne vous ai pas trop envahi ni occasionné trop de dérangement.

"Une femme qu'on aime est toute une famille."
Victor Hugo

.

Une place à part de cette thèse, a été occupée par ma femme, Rania. Elle est celle qui m'a soutenu sans conditions, qui a accepté et n'a pas hésité à faire des sacrifices pour me soutenir. Elle est celle qui a su être très discrète mais aussi a su assumer toutes le charges de notre famille pendant mon absence. Pour toutes ces choses je la remercie.

"Celui à qui il plaît qu'on lui allonge la vie et qu'on augmente sa subsistance qu'il se comporte avec ses parents avec piété et qu'il lie ses liens de parenté"
Prophète Mohamad

Enfin, les mots les plus simples étant les plus forts, j'adresse toute mon affection à ma famille, et en particulier à ma maman qui m'a fait comprendre que la vie n'est pas faite que de problèmes qu'on pourrait résoudre grâce à des formules mathématiques et des algorithmes. Malgré mon éloignement depuis de (trop) nombreuses années, leur intelligence, leur confiance, leur tendresse, leur amour me portent et me guident tous les jours. Merci pour avoir fait de moi ce que je suis aujourd'hui. Est-ce un bon endroit pour dire ce genre de choses ? Je n'en connais en tous cas pas de mauvais. Je vous aime.

Une pensée pour terminer ces remerciements pour toi qui n'a pas vu l'aboutissement de mon travail mais je sais que tu en aurais été très fier de ton fils ! ! !

A mon père le plus chère au monde.

Table des matières

Introduction **1**

1 Problématique **5**

1.1 Contexte 5

1.2 Cas Libanais 6

1.3 Réhabilitation du réseau libanais 6

1.4 Historique du réseau intelligent 9

2 La notion du microréseau **13**

2.1 Introduction 13

2.2 Définition du microréseau 16

2.3 Structure du microréseau 19

2.4 Conduite du microréseau 21

2.4.1 Architecture du contrôle 22

2.4.2 Méthode de contrôle 23

2.4.2.1 Commande centralisée 24

2.4.2.2 Commande décentralisée 25

2.4.3 Niveau de contrôle 26

2.4.3.1 Contrôle primaire 27

2.4.3.2 Contrôle secondaire 28

2.4.3.3 Contrôle tertiaire 28

2.5 Conclusions 29

3 Modélisation du microréseau et ses composants 31

3.1 Introduction 31

3.2 Topologie 33

3.2.1 AC vs DC microréseau 35

3.3 Composants générateurs 36

3.3.1 Le photovoltaique 36

3.3.1.1 Introduction 36

3.3.1.2 Modélisation 38

3.3.1.3 Dimensionnement du système photovoltaïque 44

3.3.2 L'éolienne 46

3.3.2.1 Introduction 46

3.3.2.2 Les types de machines électriques 46

3.3.2.3 Modélisation 50

3.3.3 Groupe électrogène 54

3.3.3.1 Introduction 54

3.3.3.2 Modélisation 56

3.4 Stockage 58

3.4.1 Batteries 59

3.5 Charge 63

3.6 Conclusions 64

4 Optimisation locale d'un microréseau au Liban 65

4.1 Introduction 65

4.2 Problématique 67

4.3 Configuration du microréseau 69

4.3.1 Les composants 70

4.3.1.1 Le photovoltaique 70

4.3.1.2 L'éolienne 71

4.3.1.3 Le groupe électrogène 72

4.3.1.4 La charge 72

4.3.1.5 La batterie 73

4.4 Optimisation à base des règles prédéfinies 74

4.4.1 Principe de la méthode 74

4.5 Optimisation génétique 76

4.6 Application sur un cas au Liban 80

4.6.1 Réseaux étudiés 80

4.6.2 Problème d'optimisation 80

4.6.3 Contraintes 81

4.7 Résultats 82

4.8 Conclusions 87

5 Gestion énergétique centralisée d'un groupe de microréseau 89

5.1 Introduction 89
5.2 Éléments du microréseau 91
5.3 Interactions entre microréseaux 92
5.3.1 L'algorithme de la commande prédictive 92
5.3.2 Modélisation 93
5.3.3 Problème d'optimisation 94
5.3.4 Contraintes 96
5.3.5 Valeurs numériques 98
5.4 Résultats de la simulation 99
5.4.1 Discussion des résultats 101
5.5 Conclusions 102

Conclusion **105**

Bibliographie **112**

Introduction générale

Actuellement, les stratégies de gestion de l'énergie dans les réseaux intelligents sont pour la plupart limitées à l'intérêt d'un sous-système. En règle générale, chaque acteur est géré de façon autonome sans tenir compte du fait qu'il est intégré dans un réseau électrique à proximité. Par exemple, un système de gestion de l'énergie des bâtiments vise à fournir le niveau de service souhaité aux occupants et ne se soucie pas de son impact sur le réseau, sauf s'il doit en respecter certaines contraintes.
Cette manière de gérer peut conduire bien entendu à un équilibre donné mais la résultante ne sera qu'un ensemble de sous systèmes optimisés qui amèneront rarement à un optimum global dans la poche à laquelle ils appartiennent.
Compte tenu de ce qui est dit ci-dessus, et au vu d'une architecture de réseaux de distribution en évolution rapide ; la restructuration physique et algorithmique en sous réseaux physiques ou virtuels permettra de répondre efficacement aux problématiques liées à :

— La sûreté de la fourniture
— L'intégration massive de renouvelable
— La qualité de l'énergie
— L'apparition de nouvelles charges non conventionnelles
— Aux services systèmes

Dans la littérature, les aspects du contrôle et de la gestion de l'énergie de microréseau sont traités séparément, et l'interaction de réseau intelligent est simplement proposée.
Pour relever ces défis, le concept de réseaux intelligents est apparu au cours de la dernière décennie. Il s'appuie sur les capacités des systèmes de communication modernes qui permettent le flux continu de données entre les acteurs d'un réseau intelligent et sur les capacités de calcul évolutives permettant de mettre en œuvre des stratégies avancées de gestion de l'énergie à grande échelle.

Objectifs de la thèse

Cette thèse se propose de mener une étude systémique du contrôle de microréseaux lequel contrôle vise une gestion optimisée de l'énergie en lien avec une structure de ce qui est communémant appelé « réseau intelligent » et ce, tout en optimisant la puissance locale sous un modèle prédictif de contrôle (MPC).
Le MPC se distingue parmi les stratégies avancées de contrôle de réseau pour plusieurs raisons. D'abord, il permet de traiter facilement des systèmes multivariables qui sont soumis à de multiples contraintes. En second lieu, il est capable d'anticiper les événements futurs en tenant compte des prévisions (par exemple, prévisions météorologiques, prévisions de charges, ...). Pour ces raisons, une partie de cette thèse est dédiée aux algorithmes MPC qui visent à coordonner de manière optimale un grand nombre d'acteurs dans un microréseau (PV, Batteries, Éolienne, charges, ...). L'idée est d'avoir un contrôleur MPC local pour chaque microréseau et au dessus, un coordinateur de contrôleur de gestion MPC qui influence le contrôleur local de telle manière que l'optimalité globale du réseau intelligent soit respectée. L'objectif de maximiser la consommation locale d'énergie produite localement est considéré. Cet objectif est une étape vers l'indépendance énergétique des microréseaux locaux vis à vis du réseau principal lequel toutefois peut intervenir pour acheter l'excès de puissance de l'ensemble des microréseaux de la coopérative.
Cette thèse a été préparée en co-tutelle entre le Gipsa-Lab de l'Université Grenoble-Alpes (UGA) et le PREEA de l'université de technologie et de sciences appliquées libano-française dans l'application du projet PARADISE. Ce dernier projet vise par ses contributions à optimiser des réseaux de distribution ilôtables en présence d'un fort taux de production intermittente à base de renouvelable ; et ce, par des architectures physiques et algorithmiques incrémentales.

Le manuscrit contient six chapitres dont le contenu est décrit brièvement. Le premier chapitre introduit le contexte, l'objectif de la thèse. Un état de l'art du microréseau est fait dans le chapitre 2 où la définition, l'architecture,

la hiérarchie du contrôle, les composants aussi bien que son mode opératoire est abordé. Le troisième chapitre met en évidence la modélisation des composants du microréseau : productions photovoltaïques (PV), éolienne, systèmes de stockage d'énergie, groupe électrogène et charges. Une optimisation des flux énergétiques est étudiée au chapitre 4 sous des contraintes bien définies. Le chapitre 5 présente un modèle de contrôle prédictif de gestion des flux énergétiques entre microréseaux ou entre le réseau principal et des microréseaux sous des contraintes à respecter et une fonction de coût bien étudiée. A la fin, le sixième chapitre, aborde la conclusion globale et quelques perspectives.

Chapitre 1

Problématique

Sommaire

1.1 Contexte 5
1.2 Cas Libanais 6
1.3 Réhabilitation du réseau libanais 6
1.4 Historique du réseau intelligent 9

1.1 Contexte

En n'oubliant pas les chocs pétroliers successifs de 1973 et 1979 qui ont dévoilé l'importance de la donnée énergétique ce qui a abouti à répondre aux besoins de consommation et soutenir la croissance qui deviennent de plus en plus importante avec l'évolution des modes de vie et l'augmentation de la population.

Bien que les dates des pics de production pour les différentes ressources fassent toujours débat, La limite des stocks de pétrole, de gaz ou de charbon ne fait plus de doute aujourd'hui. Les questions environnementales viennent s'ajouter au problème d'approvisionnement énergétique avec les Sommets de la Terre de Kyoto (1997). Une liste de recommandations pour réduire les émissions de gaz à effet de serre est actuellement établie et acceptée politiquement et socialement.

Toutefois,la question demeure sur le comment se passer du recours aux énergies fossiles , lesquelles rappelons le, satisfont actuellement les trois quart

des besoins mondiaux [Man12].

1.2 Cas Libanais

Dans ce travail nous nous intéressons tout particulièrement au cas libanais. Outre, l'intérêt écologique du recours au renouvelable, ce dernier peut être un complément d'ajustement à une situation des plus préoccupantes. En effet, le secteur de l'électricité libanaise est au cœur d'une crise profonde. Le secteur est incapable d'assurer une fourniture fiable pour l'habitat, le tertiaire et l'industrie. Ce secteur est un drain massif sur les finances publiques, il accumule une dette énorme, et ceux qui sont le moins en mesure besoins de s'approvisionner ailleurs en subissent les conséquences les plus néfastes. L'état du secteur de l'électricité symbolise à lui seul les contraintes d'un marché libre et d'une gouvernance non-régalienne. Ainsi, les coupures d'électricité sont quotidiennes au Liban et de plus est la qualité de l'énergie distribuée laisse à désirer. Depuis les années 1990, il n'y a pas eu de nouvelles capacités de production d'électricité installées, les dernières ayant été deux centrales à cycle combiné (Fig.1.1). Cela a poussé à la fois les particuliers et les industriels à des investissements massifs dans les systèmes de secours. Cette forme de sécurisation de l'approvisionnement, amène à peu près à une sur-facturation énergétique de 25% imputable aux consommateurs. De plus les interruptions imputables au distributeur EdL (Électricité du Liban) coûtent près de 400 millions d'Euro en pertes annuelles.

1.3 Réhabilitation du réseau libanais

Afin de pallier en partie à ces difficultés d'une part et d'atténuer les émissions du gaz à effet de serre, le réseau électrique existant intègre déjà les ressources énergétiques renouvelables qui peuvent être le complément nécessaire

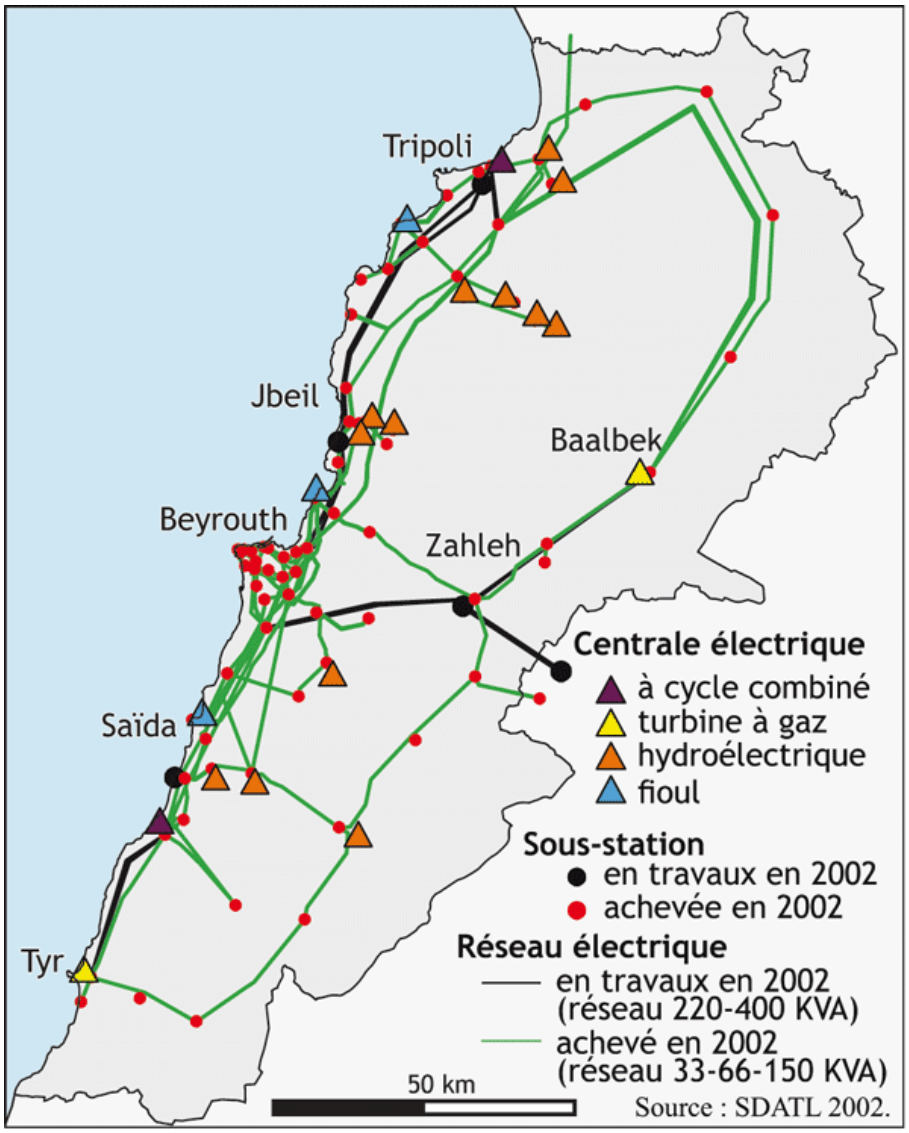


FIGURE 1.1 – Schéma du réseau électrique libanais

à la production d'électricité traditionnelle actuelle 1.2. La production d'énergie distribuée est basée sur des systèmes qui peuvent être classés comme suit :

— Système connecté au réseau, avec une injection de puissance totale et permanente ;
— Système autonome, considéré comme un substitut de la connexion au réseau d'électricité, principalement pour les sites distants ou isolés ;
— Hors réseau / système connecté au réseau et système de sécurité.

En zone urbaine, il y a un développement important de petites centrales de

production décentralisée à base du photovoltaïque (PV), associées ou intégrées aux bâtiments. En raison des conditions d'achat d'énergie photovoltaïque, le système relié au réseau pour l'injection d'énergie permanente est proposée dans la plupart des applications. Toutefois, cette évolution conduit à une augmentation des incidents de connexion au réseau, qui sont devenus de véritables contraintes techniques. Les fluctuations de la demande tant d'énergie et de production d'énergie renouvelable, même pour quelques minutes, induisent un effort d'un réglage supplémentaire que doivent apporter les unités de production classiques .

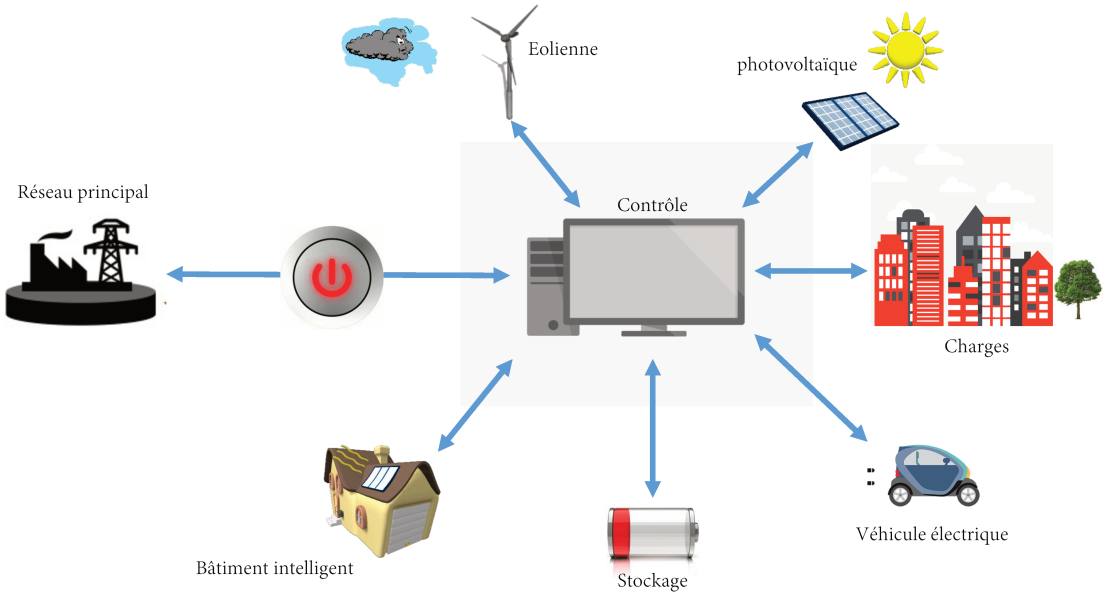


FIGURE 1.2 – Microréseau électrique

Pour assurer un taux d'intégration de renouvelable, la production classique doit dans une certaine mesure s'adapter car les systèmes à base de renouvelable sont intermittents et surtout ne participent pas à l'heure actuelle aux services système comme les réglages de tension et de fréquence. En réponse à ces contraintes techniques, beaucoup de recherches ont été menées et continuent à l'être sur l'intégration au réseau de la production décentralisée renouvelable ou de développer de nouvelles stratégies de contrôle que celui de gestion de l'énergie de haut niveau.

Le principal problème associé aux systèmes autonomes est la continuité de service ; compte tenu de la nature intermittente des sources renouvelables, le stockage d'énergie et des systèmes conventionnels de production qui sont nécessaires, le pilotage de la charge peut être aussi un moyen d'équilibrage à mettre à profit, compte tenu de la nature intermittente des sources renouvelables. Les études dans cet axe se concentrent davantage sur les conditions technico-économiques, la faisabilité, le dimensionnement de stockage optimisé et la gestion de la charge.

Dans ce contexte, dans les zones urbaines et pour les bâtiments équipés de ressources renouvelables, même le cas de l'intermittence de l'électricité du Liban, une solution alternative pourrait être adoptée : le système hors réseau/connecté au réseau, considéré comme un microréseau intégré au bâtiment : faible système de distribution avec des sources d'énergie distribuée, du stockage et des charges contrôlables. Ce microréseau représente une forme de production d'énergie locale, souvent multi-sources, et peut fonctionner à la fois en mode connecté au réseau et en mode de fonctionnement hors réseau ou îloté. L'aspect îloté se traduit naturellement par une égalité en temps réel de la production et de la consommation en incluant le stockage. En mode connecté, l'énergie excédentaire ou déficitaire peut être échangée avec le réseau principal ou acheminée vers ou à partir d'un autre microréseau urbain.

1.4 Historique du réseau intelligent

Le concept du réseau intelligent est né au cours des dernières années. Réseau intelligent pourrait facilement être défini comme le système de distribution d'électricité, achemine et distribue la puissance efficacement (comme un réseau classique) mais qui s'associe aux technologies modernes, de télécommunication et d'information.
La qualité principale de ce type de réseau serait d'optimiser en temps réel les flux d'énergie en assurant des objectifs qu'ils soient économiques, écologiques ou encore de confort et ce, en intégrant un ensemble de contraintes souvent

il suggère sans retard une solution astucieuse. Ainsi une gestion coopérative, sous une commande prédictive entre microréseaux et le réseau principal est réalisée sous des contraintes prédéfinies.
Le chapitre 2 donnera une vue globale sur la notion du microréseau ainsi sa structure et ses méthodes de contrôle.

Chapitre 2

La notion du microréseau

Sommaire

2.1 Introduction **13**
2.2 Définition du microréseau **16**
2.3 Structure du microréseau **19**
2.4 Conduite du microréseau **21**
2.4.1 Architecture du contrôle 22
2.4.2 Méthode de contrôle 23
2.4.2.1 Commande centralisée 24
2.4.2.2 Commande décentralisée 25
2.4.3 Niveau de contrôle 26
2.4.3.1 Contrôle primaire 27
2.4.3.2 Contrôle secondaire 28
2.4.3.3 Contrôle tertiaire 28
2.5 Conclusions **29**

2.1 Introduction

Traditionnellement, le réseau électrique est basé sur le principe du flux électrique unidirectionnel d'énergie et ce, à partir de grandes unités de production d'énergie centralisées. Cette énergie est acheminée à travers le réseau de transport en direction des consommateurs et des unités de stockage via le réseau de distribution. Ce réseau présente depuis un certain temps déjà un changement de paradigme vers un nouveau type de système électrique, fondé sur le concept de flux électrique bidirectionnel ; ceci a amené à la notion de "prosummer" c.à.d. de producteurs-consommateurs lesquels sont capables de

générer, stocker et consommer de l'énergie électrique localement ou de manière coordonnée.

Toutefois, le principe d'un "dispatching centralisé" demeure la règle générale. Les contrôles primaires, secondaires et tertiaires de fréquence et de tension sont assurés par l'opérateur réseau. Les mécanismes de fonctionnement et de protection réseau sont donc basés sur le principe d'un flux d'énergie unidirectionnel. L'intégration de nouveaux générateurs dits "distribuées", non-dispatchables, l'émergence de charges actives et non conventionnelles comme le véhicule électrique rechargeable ou le bâtiment intelligent amènent au paradigme mentionné plus haut.

Les principaux problèmes au niveau de la distribution en sus de l'intermittence de certaines ressources (renouvelable en particulier), sont le caractère aléatoire de la charge, l'interaction entre producteurs locaux, les détériorations de la qualité de l'énergie et enfin se posent toujours les aspects financiers (investissement, opération et commercialisation). Néanmoins, si des difficultés apparaissent, des opportunités se présentent via les moyens de réglages et de gestion intrinsèques aux différents actifs locaux, qu'ils soient de la production décentralisée, du stockage ou encore de la charge pilotable (gestion de la demande).

Au niveau du réseau du transport, la forte demande s'est accompagné d'investissements dans de nouvelles centrales et d'un fonctionnement aux limites. Il va sans dire qu'un accident majeur (blackout) a des incidences économiques et sociales des plus critiques. Les incidents vus par le passé ont parfois eu pour origine ou facteurs aggravant des dysfonctionnements liés à la gestion des nouvelles ressources comme les larges fermes éoliennes en Allemagne.

Il apparaît que le réseau de distribution peut être à même de se prémunir des incidents venant du transport ou encore à même de soutenir ce même réseau en cas de nécessité. Ceci est du domaine du possible dès lors l'on partitionne la distribution en îlots (ou clusters) et que l'on fournisse à ces îlots des moyens de réglage, de stockage, de communication et de capacités d'échange avec d'autres îlots et/ou avec le réseau principal. Ces clusters peuvent être

conçus ex nihilo ou issus de regroupements en poches de différentes charges, sources... via l'algorithmique de gestion. On comprend par là, qu'il n'est pas nécessaire voire même négatif d'isoler électriquement ce réseau de distribution, mais plutôt de le transformer en plusieurs actifs plus autonomes, communicants, réactifs et doués de moyens de participation au réglage de fréquence et de tension.

Le cluster,que l'on nommera maintenant le "microréseau" (ou "microgrid") peut être un acteur unique vu par son voisinage ou le gestionnaire du réseau principal. Ces acteur via sa gestion de la demande et de l'offre pourra :

- Minimiser les flux de puissance transitant dans les réseaux supérieurs.
- Contribuer à effacer la pointe.
- Améliorer l'intégration du renouvelable localement : photovoltaïque, micro éolien.
- Participer au marché dé l'énergie seul (si taille critique atteinte) ou via l'association avec d'autres entités.
- Diminuer la facture énergétique soit en minimisant l'abonnement ou en accordant la consommation et la vente aux prix du marché en temps réel ou en anticipé.
- Participer au réglage primaire, voire secondaire de la fréquence via la modulation de ses échanges en lien avec un agrégateur.

Pour assurer les fonctions attendue, le microréseau devra être géré soit de manière centralisée, décentralisée ou hybride. Il devra également comporter des actifs et des charges qui lui permettront de générer, de consommer, de stocker et d'échanger de l'énergie.

Ce chapitre débute par la définition du microréseau telle qu'elle nous semble s'accorder avec la gestion optimisée des flux, objet de notre thèse. Les architectures physiques et algorithmiques des microréseaux sont ensuite présentées et discutées . Enfin, les aspects contrôles centralisés/décentralisés et réglages primaires/secondaires/tertiaires sont abordés.

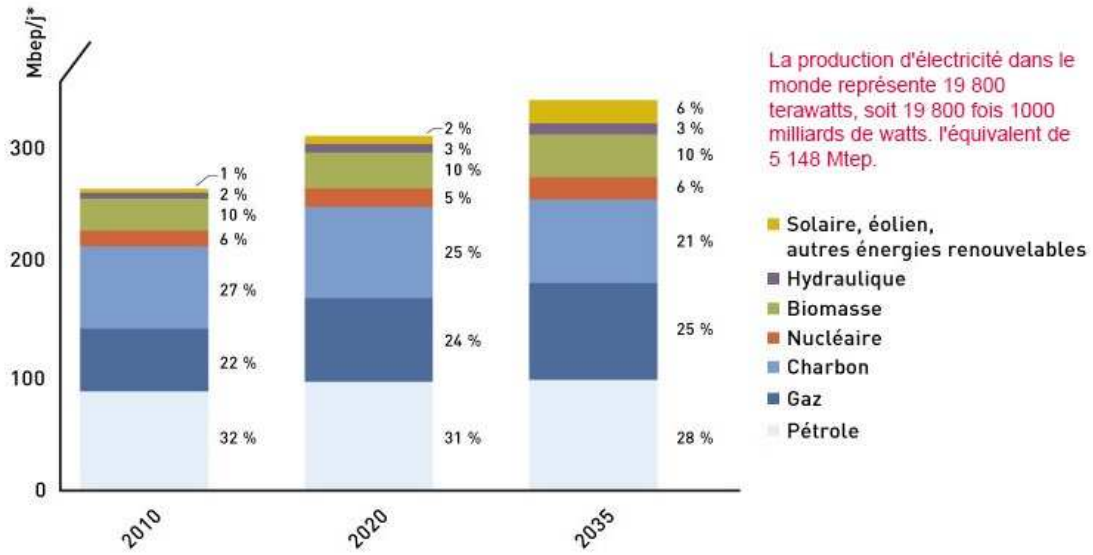


FIGURE 2.1 – Approvisionnement énergétique mondial (Source : Estimations TOTAL)

2.2 Définition du microréseau

Les développements récents dans l'industrie de l'électricité encouragent l'entrée de la production et du stockage d'énergie au niveau de la distribution. Ensemble, ils sont identifiés comme l'unité de production distribuée (DG). Plusieurs nouvelles technologies sont développées et commercialisées pour la production décentralisée, avec des gammes de capacité allant de quelques kW à 100 MW. La DG comprend micro-turbines, piles à combustible, les systèmes photovoltaïques, les systèmes d'énergie éolienne, des moteurs diesel et des turbines à gaz [HWF96].

La mise en œuvre d'un MG (Fig. 2.2) peut être aussi simple que l'installation d'un petit générateur d'électricité pour fournir une alimentation de secours sur le site d'un consommateur d'électricité, ou il peut être un système plus complexe qui est très intégré au réseau électrique qui se compose de la production d'électricité, le stockage d'énergie, et de la puissance en plus les systèmes de gestion. Ils comprennent un portefeuille de technologies, à la fois sur le côté de l'offre et de la demande, qui peut être situé à ou près de l'endroit

piles à combustible, PV, etc.) ainsi que des dispositifs de stockage (volants d'inertie, condensateurs, batteries...) et des charges flexibles. De tels systèmes peuvent fonctionner, soit connectés au réseau, soit de manière autonome en cas de déconnexion du réseau principal. La présence de microsources dans ce microréseau peut offrir des avantages particuliers, si l'ensemble est géré et coordonné de manière adéquate."

Le "U.S. Department of Energy" (DOE) a également une vision assez proche. [Myl+11] :

"Un microréseau est un réseau local d'énergie, il offre une intégration des ressources distribuées d'énergie (DER) avec des charges flexibles locales ; ces microréseaux peuvent fonctionner en parallèle avec le réseau principal ou dans un mode d'îlotage intentionnel pour fournir un niveau personnalisé de haute fiabilité et une résilience aux perturbations. Ce système de distribution de pointe, intégré, répond à la plusieurs besoins : Sites isolés, distants avec contraintes de livraison, redondance avec le réseau principal pour les charges critiques entre autres".

La définition qu'en a le "Congressional Research Service" (CRS) [Cam12] présente une vision plus élargie :

"Un microréseau est un petit système d'énergie électrique ou plus généralement d'énergie qui est indépendant du réseau d'alimentation électrique en îlotage. Par exemple, cela peut être un système combiné de co-génération à base de moteurs à combustion au gaz naturel (qui co-génère de l'électricité et de l'eau chaude ou de la vapeur d'eau), cela peut être également un mixe de générateurs diesels, de systèmes à base de renouvelable ou encore des piles à combustible. Un microréseau peut être utilisé pour répondre aux besoins en électricité dans l'habitat, dans un groupe d'habitation comme dans le tertiaire (datacentres, collectivités publiques, bases militaires...)."

Les microréseaux joueront certainement un rôle de plus en plus important dans le portefeuille énergétique global. Ils peuvent être présents à tous les niveaux d'utilisation sans être exhaustifs on peut citer : La fourniture de la base

ou de la pointe, l'utilisation comme alimentation de secours, la participation aux réglages de fréquence et de tenions du réseau principal.

Par ailleurs, les clients sont généralement propriétaires de générateurs électriques de petites dimensions, sur place, mais leur gestion peut être confiée à un tiers.
Si le générateur distribué ne fournit pas à 100% des besoins énergétiques du client à tout moment, il peut être utilisé en association avec un dispositif de stockage d'énergie distribuée ou avec le réseau local qui peut être compris comme une alimentation de secours. Si le microréseau est connecté, il peut renforcer le réseau électrique dans son ensemble (production, transport, distribution). En effet, les moyens de réglage du microréseau sont des plus rapides et flexibles peuvent s'intégrer aisément au système en prenant en charge une partie de la pointe, les grands générateurs centralisés s'attribuant naturellement la base ; ce qui est rendu possible par les moyens modernes de communication et de contrôle .

2.3 Structure du microréseau

Compte tenu du quasi consensus autour des définitions du microréseau, nous opterons pour des architectures convenues. Ainsi, un microréseau comprendra :

— des ressources énergétiques distribuées (DER) (photovoltaïque, petites éoliennes, piles à combustible, des générateurs à base de moteurs à combustion interne, des micro-turbines, etc.).
— des dispositifs de stockage d'énergie distribués (hydraulique, batteries, etc.).
— des charges pilotables ou non.

Les générateurs distribués peuvent être divisés en deux groupes principaux :

— DER basés sur des machines génératrices tournantes directement couplées au réseau comme par exemple une éolienne à base de génératrice à induction sans interface.

2.4 Conduite du microréseau

Comme on ne peut encore stocker économiquement et en grande quantité l'énergie électrique il faut pouvoir maintenir en permanence l'égalité :

$$Production = Consommation + pertes$$

avec un minimum de stockage, voire dans certains cas, sans stockage.
Le principe de cet égalité est aidé par une prévision statistique de l'évolution de la charge qui, associée à une gestion rigoureuse et continue des actifs et éventuellement avec un pilotage de la charge, permet d'éviter des instabilités diverses.
A titre d'exemple, Fig. 2.4 reprend un tel diagramme de charge journalier pour la France, avec en superposition la prédiction et de la consommation effective.

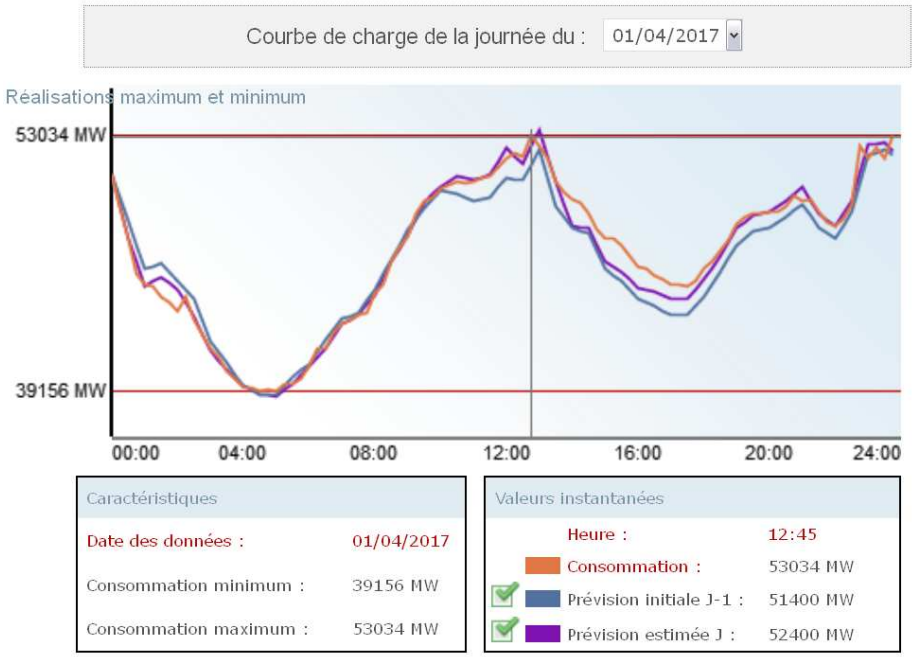
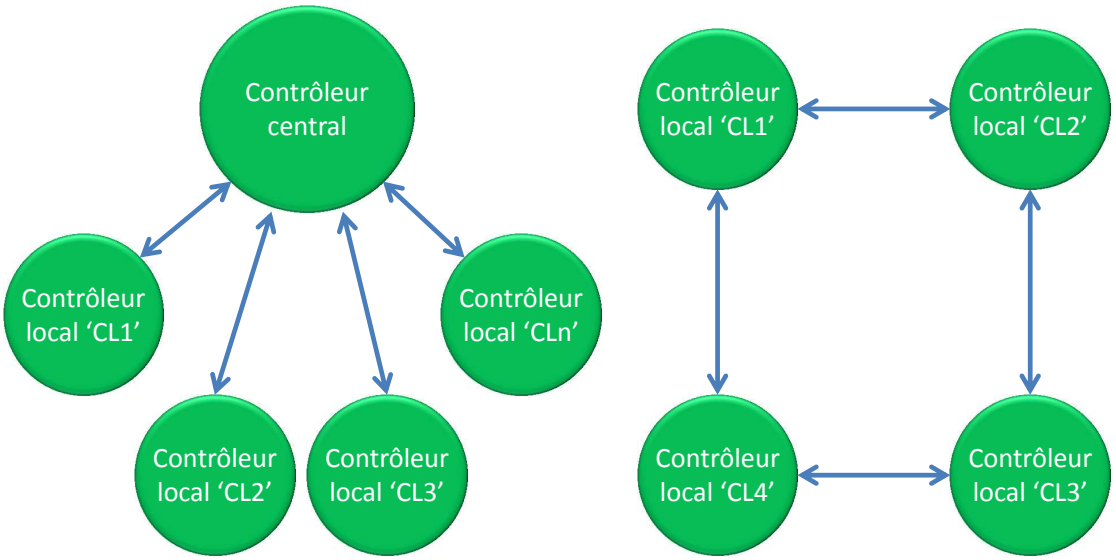


FIGURE 2.4 – Courbe de charge journalière du 01/04/2017 [Source : RTE]



(a) Commande centralisée (b) Commande décentralisée

FIGURE 2.6 – Commande centralisée vs commande décentralisée

une communication étendue entre le contrôleur central et les unités contrôlées (Fig.2.6). D'autre part, dans un contrôle entièrement décentralisé, chaque unité est contrôlée par son contrôleur local, qui ne reçoit que des informations locales et n'est pas pleinement conscient des variables du système et des autres contrôleurs [IL12].

2.4.2 Méthode de contrôle

Les systèmes de fournitures d'électricité interconnectés couvrent généralement des zones géographiques étendues, ce qui rend la mise en œuvre d'une approche entièrement centralisée impossible compte tenu des besoins énormes de communication et de calcul. En même temps, une approche entièrement décentralisée n'est pas non plus possible en raison du fort couplage entre les

utilisant soit des calculs en ligne de l'opération optimale (ou presque optimale), soit des bases de données pré construites et mises à jour en continu avec des informations sur les conditions d'exploitation appropriées, à partir de calculs hors ligne ou d'autres approches heuristiques. Une application pratique de cette approche est démontrée dans [HZ13].
Les variables/paramètres d'entrée d'un contrôle/commande centralisée peuvent comprendre :

— Rendement prévu des générateurs non réparables pour les périodes consécutives suivantes.
— Charge locale prévue pour les périodes consécutives à venir.
— État de charge du stockage.
— Limites opérationnelles du stockage et des générateurs répartis.
— Contraintes de sécurité et de fiabilité du microréseau.
— État de l'interconnexion du réseau électrique.
— Prévision des tarifications de l'énergie.

2.4.2.2 Commande décentralisée

Un contrôle décentralisé a pour but de résoudre le problème de gestion de l'énergie d'un microréseau tout en offrant l'autonomie la plus élevée possible pour différentes unités et charges distribuées. Bien que cette approche puisse encore utiliser une structure hiérarchique pour l'échange de données, les décisions sur les variables de contrôle sont prises localement. L'autonomie est obtenue en utilisant une structure hiérarchique avec au moins 3 niveaux : opérateur réseau de distribution (DNO), contrôleur central de microréseau (MGCC) et contrôleurs locaux (LC).

Le DNO est responsable de l'interaction du microréseau avec le réseau de distribution et les microréseaux voisins. Le MGCC coordonne l'exploitation agrégée des DER et des charges à l'intérieur du microréseau et est responsable de leur fonctionnement fiable et économique ainsi que de l'interaction avec le réseau principale.

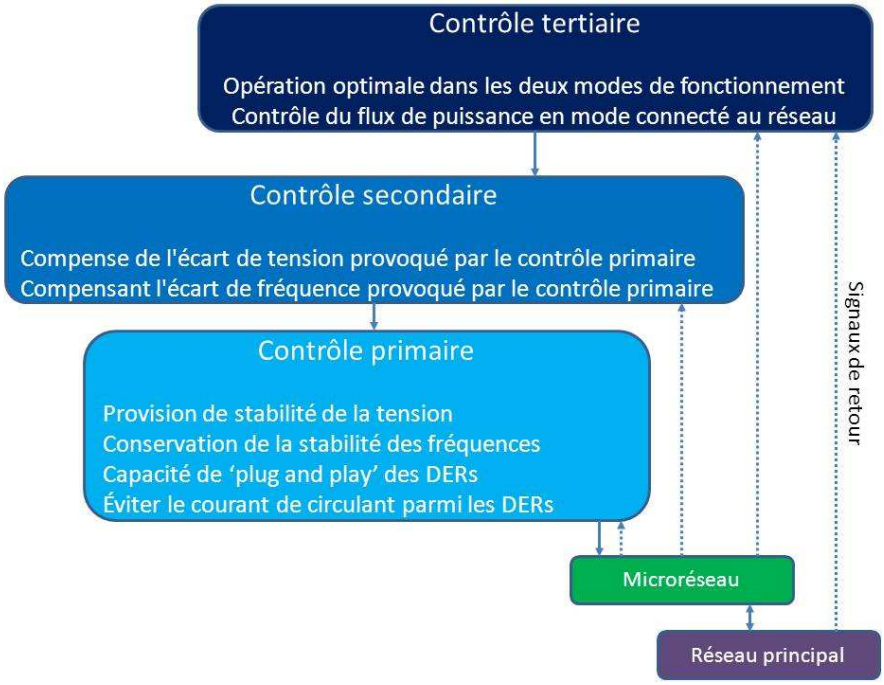


FIGURE 2.9 – Niveau de contrôle d'un microréseau

tiaire. Ces niveaux de contrôle diffèrent selon leur vitesse de réponse et le délai dans lequel ils fonctionnent, et les besoins en infrastructure (par exemple, les exigences de communication). Bien que les microréseaux ne soient pas nécessairement aussi expansibles géographiquement que les systèmes de fourniture conventionnels, ils peuvent bénéficier de cette hiérarchie de contrôle, représentée sur la Fig. 2.9, en raison du grand nombre de ressources contrôlables et des exigences de performance strictes.

2.4.3.1 Contrôle primaire

Le contrôle primaire, également connu sous le nom de contrôle local ou contrôle interne, est le premier niveau dans la hiérarchie de contrôle, avec la réponse la plus rapide. Ce contrôle est basé exclusivement sur des mesures locales et ne nécessite aucune communication. Compte tenu de leurs exigences de vitesse et de la dépendance vis-à-vis des mesures locales, la détection des îlotages, le contrôle de la production et le contrôle du partage (et de l'équilibre)

réseau principal (support de tension, régulation de fréquence, etc.) [KIL05]. Par exemple, la gestion globale de la puissance réactive d'un réseau qui contient plusieurs microréseaux pourrait être réalisée en coordonnant correctement, par une approche de contrôle tertiaire, l'injection de puissance réactive des générateurs et microréseaux au PCC, basée sur une approche centralisée de minimisation des pertes pour l'ensemble du réseau. Ce niveau de commande fonctionne typiquement dans l'ordre de plusieurs minutes, fournissant des signaux à des contrôles de niveau secondaire sur des microréseaux et d'autres sous-systèmes qui forment le réseau complet.
Les contrôles secondaires, d'autre part, coordonnent les contrôles primaires internes dans les micro-réseaux et les sous-systèmes en ordre de quelques minutes. Enfin, les contrôles primaires sont conçus pour fonctionner indépendamment et réagir de manière prédéfinie instantanément aux événements locaux. Le contrôle tertiaire peut être considéré comme faisant partie du réseau principal, et non du microréseau lui-même.

2.5 Conclusions

La difficulté de définir le contrôle d'un microréseau pour plusieurs stratégies conduit à analyser en profondeur le contrôle des composants spécifiques du système d'alimentation et de sa supervision.

Pour les sources photovoltaïques, un modèle de prédiction de puissance est nécessaire pour s'adapter rapidement à toutes les conditions météorologiques (éclairement solaire et température des cellules photovoltaïques). Ainsi, sur la base des prévisions météorologiques, la production PV peut être prévisible de manière fiable sur une moyenne . D'autre part, le contrôle de ces composants est également important pour obtenir la meilleure performance énergétique à un coût raisonnable. Les sources PV sont souvent contrôlées à l'aide de méthodes de suivi du point de puissance maximum (MPPT). Plusieurs algorithmes MPPT sont disponibles dans la littérature, mais ont souvent comme critère la puissance maximale extraite et non l'énergie sur une période de

Chapitre 3

Modélisation du microréseau et ses composants

Sommaire

3.1 Introduction **31**
3.2 Topologie **33**
3.2.1 AC vs DC microréseau 35
3.3 Composants générateurs **36**
3.3.1 Le photovoltaique 36
3.3.1.1 Introduction 36
3.3.1.2 Modélisation 38
3.3.1.3 Dimensionnement du système photovoltaïque 44
3.3.2 L'éolienne 46
3.3.2.1 Introduction 46
3.3.2.2 Les types de machines électriques 46
3.3.2.3 Modélisation 50
3.3.3 Groupe électrogène 54
3.3.3.1 Introduction 54
3.3.3.2 Modélisation 56
3.4 Stockage **58**
3.4.1 Batteries 59
3.5 Charge **63**
3.6 Conclusions **64**

3.1 Introduction

Le système électrique a été conçu sur plusieurs décennies et ce, de manière progressive. Il est arrivé à une architecture relativement stabilisée,laquelle peut

se décliner en deux grands ensemble : le réseau de transport et celui dédié à la distribution.
Le premier, relativement bien instrumenté et également maillé, permet l'acheminement de grands puissances sur de longues distances et ce, avec un niveau de sécurisation élevé.
Le second réseau, plus présent, moins instrumenté et de structure radiale permet d'alimenter les charges à partir de poste sources, véritables interfaces entre les deux systèmes. Ce réseau de distribution a été également imaginé pour un transit de puissance active unidirectionnel. Toutefois, maints changements sont venu sinon altérer, du moins remettre en cause certains principes de gestion et d'organisation de la distribution.
Ces changements sont tout d'abord sous-tendus par l'émergence de la production décentralisée ou production non-dispatchable à laquelle production se rajoute l'émergence de charges non conventionnelles comme le véhicule électrique rechargeable ou encore le bâtiment intelligent. Les flux deviennent de ce fait bidirectionnels et les plans de tension et de protection pour ne citer que ceux là s'en trouvent affectés.
Cependant, cette révolution, très discrète vue de l'usager, a interrogé et interroge encore sur de possibles alternatives à l'architecture du système électrique actuel.
Plusieurs écoles de pensées convergent vers deux familles de solutions :

— Revisiter l'architecture physique du réseau actuel et lui adjoindre un système en parallèle comme par exemple un réseau à courant continu HVDC. Et ce, afin de le renforcer, de maîtriser les flux en quantité et en cheminement et enfin d'augmenter les capacités d'accueil et de transit des grands flux d'énergie renouvelable qui s'installe. La solution de construction de microréseaux isolés ou connectables entre dans cette catégorie.
— Adjoindre des fonctionnalités supplémentaires de réglage et les algorithmes de gestion associés.

Le travail présenté dans ce manuscrit est transverse à ces deux problématiques. Nous avons imaginé un découpage d'un réseau existant en clusters munis de capacités de réglage, d'échange et de production à même de créer un

système coopératif "Urbi et orbi" ; c'est à dire aussi dirigé vers les échanges intérieurs qu'avec l'extérieur , le réseau principal.

Les lois de commande sont de lois de gestion avec pour objectif d'optimiser les flux internes à chaque microréseau, à chaque groupe de microréseaux de la coopérative et enfin de la coopérative avec le réseau extérieur.

3.2 Topologie

Comme mentionné ci-dessus, un microréseau comporte des éléments physiques qui lui permettent de fonctionner, du moins durant un temps donné, en autonomie ; donc des systèmes de production contrôlables (Groupe électrogènes, PV...), du stockage et dans une certaine mesure des moyens de pilotage des charges connectées.
Par ailleurs, les algorithmes de réglages doivent pouvoir recevoir et envoyer de l'information et des ordres, ceci sous entend qu'un certain degré d'instrumentation et de communication est nécessaire.
La gestion des flux est également facilitée par les convertisseurs d'électronique de puissance embarquées dans les composants constitutifs du microréseau : chargeur de véhicule électrique, onduleur photovoltaïque, interface d'une éolienne. Il est possible d'en imaginer dédiés à la seule maîtrise des flux échangés entre entités.
La topologie générale de microréseau est représentée sur la Fig. 3.1 où ces différents aspects sont repris. Les avantages d'une configuration de microréseau articulée autour de ces actifs sont multiples dont certains cités plus haut indirectement :

— Assurer l'approvisionnement de zones éloignées du réseau principal ou en antennes et avec une fiabilité accrue
— Assurer , en mode connecté, des services réseau ; c'est à dire participer au réglages primaires voire secondaires de la fréquence du système entier
— Améliorer le plan de tension au point de connexion et dans son voisinage.
— Augmenter les taux de pénétration du renouvelable en absorbant une

par câbles sur de longues distances, autoroutes de l'énergie etc...
Les microréseaux ex nihilo offrent l'avantage d'être ouverts à des changements technologiques sans pour autant affecter un voisinage quelconque. Cependant les charges qu'elles soient domestiques ou industrielles sont toutes à l'heure actuelle alimentées en alternatif, même si leurs réseaux embarqués sont à courant continu.
La structure coopérative entre microréseaux peut, sans pour autant changer notre démarche, être interconnectée en continu ou en alternatif.
En conclusion, le choix de la conversion n'est pas déterminant dont on s'attache plus à générer les références à suivre par les différents actifs, que cela soit en courant continu ou en courant alternatif. Les différences notables sont sur la concordance puissance active contre la fréquence avec une contrainte de plan de tension dans le cas de l'alternatif , laquelle concordance devient dans le cas continu, puissance active contre la tension.
Nous opterons par la suite une architecture de réseau alternatif. Les différents composants du système seront modélisés , à savoir l'éolienne, le système PV, le stockage batterie et enfin le groupe électrogène.
Ces modèles seront mis à profit dans les chapitres suivants à des fins d'optimisation et de simulation.

-

3.3 Composants générateurs

3.3.1 Le photovoltaique

3.3.1.1 Introduction

Les systèmes photovoltaïques (PV) devraient augmenter de manière significative dans le monde entier. Les générateurs PVs sont une source intéressante d'énergie renouvelable pour la production d'électricité urbaine distribuée en raison de leur taille modulable et un fonctionnement silencieux. Un autre avan-

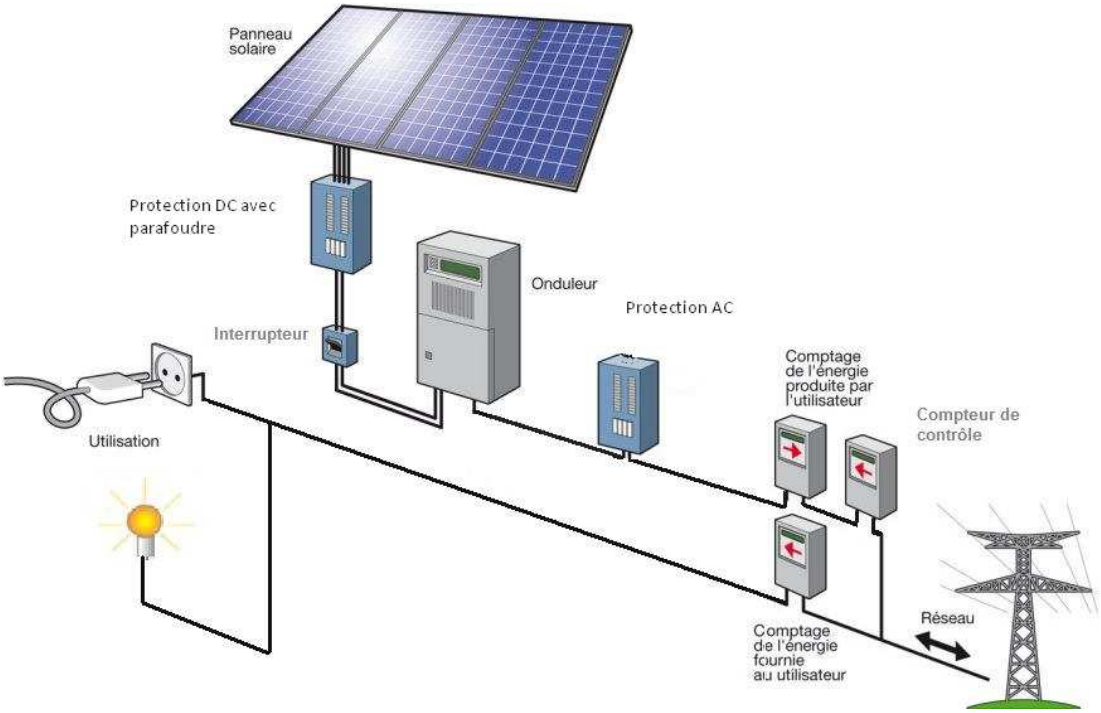


FIGURE 3.3 – Schéma d'installation d'un système PV domestique [Source : Future-tech]

tage tient de l'évolutive, à savoir que le système peut augmenter en taille par adjonction de modules supplémentaires pour répondre à une augmentation de la puissance installée en charges.
Nous récapitulons ci-dessous les principaux avantages de la production d'énergie à partir du PV qui sont les suivantes [Pat05] :

— Délai court pour concevoir, installer et démarrer une nouvelle installation.
— Hautement modulaire.
— Répond très bien aux exigences de charge de pointe à condition d'être muni d'un stockage.
— La structure est statique donc pas de pièces mobiles, et par conséquence pas de bruits d'une part ni d'usure mécanique d'autre part.
— Très mobile et portable en raison de son poids léger et de sa géométrie (panneaux).

Les panneaux PV sont des systèmes qui convertissent la radiation d'en-

soleillement directement en électricité. La technologie PV est bien établie et largement utilisée pour l'alimentation électrique des sites éloignés du réseau de distribution [Jen+00].
Les cellules photovoltaïques peuvent être divisés en quatre groupes : les cellules cristallines, des cellules à couches minces, les cellules multi-couches et enfin le PV organique. Les cellules multi-couches peuvent aussi être considérées comme plusieurs couches de cellules photovoltaïques en couches minces. Les différents types sont décrits dans [Lin00].
Figure 3.4 ,réactualisée chaque année par NREL (National Renewable Energy Laboratory) montre toutes ces technologies et l'évolution de leurs rendements.

Ce que l'on appelle communément un "onduleur" est souvent composé de deux étages de conversion :

— Un premier étage, en général un convertisseur DC/DC élévateur qui, dans la majorité des cas a pour fonction d'extraire le maximum de puissance disponible du système PV.
— Un bus continu intermédiaire.
— Un deuxième étage, un onduleur connecté au réseau qui aura pour tâche d'injecter des courants sinusoïdaux à ce réseau, de gérer éventuellement l'énergie réactive mais surtout de maintenir la tension du bus continu intermédiaire à une valeur optimale.
— Parfois un transformateur d'isolement.
— Un filtre de puissance en sortie.
— Un certain nombre de protections et autres éléments de coupure.

Des variantes existent bien entendu, comme des architectures à transformateur haute fréquence intermédiaire ou encore des fonctionnalités supplémentaires comme la participation au réglage local de la tension du réseau.

3.3.1.2 Modélisation

Une première idée de la représentation d'une cellule solaire peut être obtenue en la considérant comme une diode dans laquelle l'énergie lumineuse sous forme de photons avec le niveau d'énergie approprié, affecte la cellule et

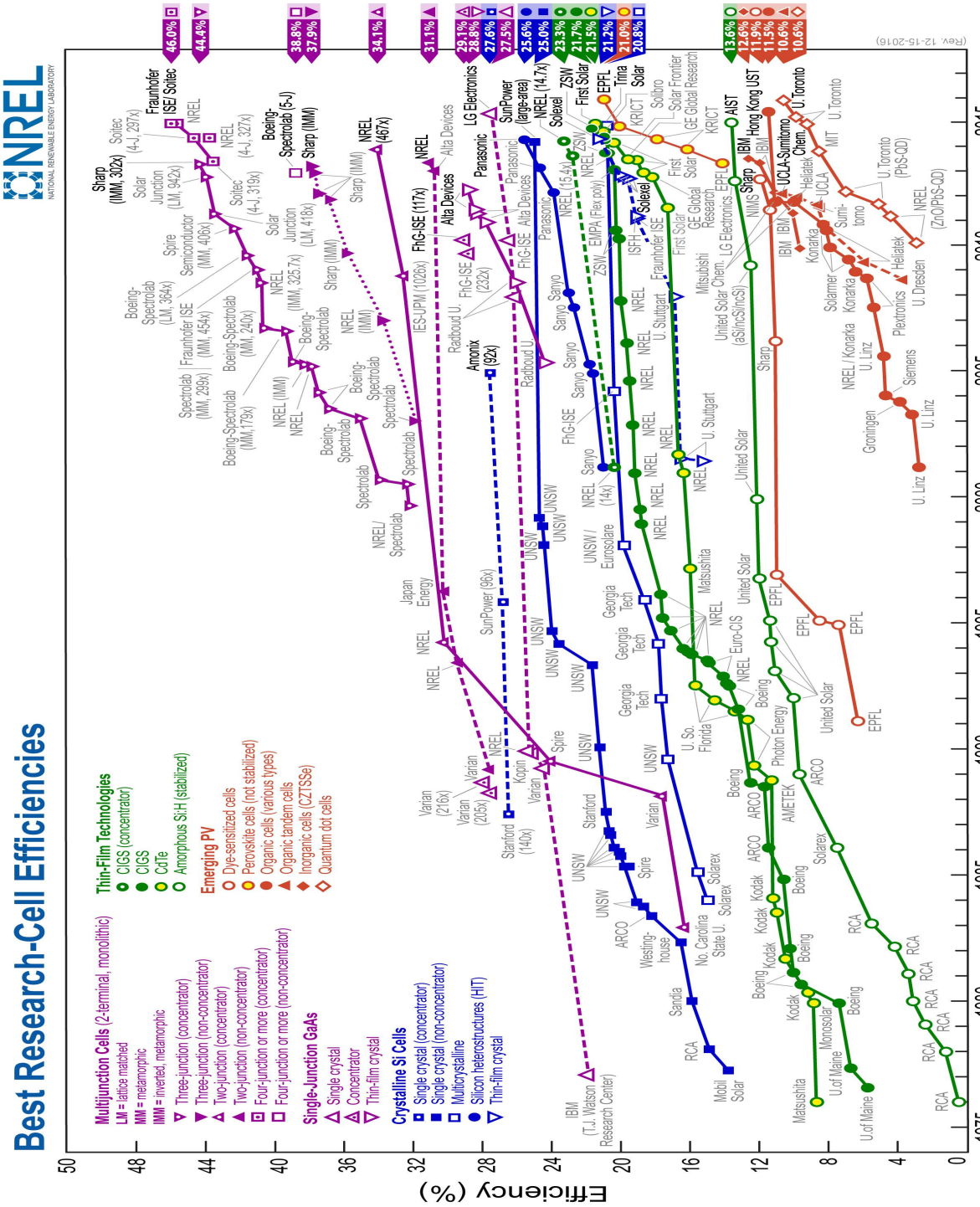


FIGURE 3.4 – Meilleure efficacité de conversion des cellules solaires pour diverses technologies photovoltaïques de recherche dans le monde entier depuis 1976 [Source : NREL]

K : La constante de Boltzman.
T : La température de la cellule.
K_I : Le coefficient de la température du courant de court-circuit, K_I=0.0017A/°C.
G : L'irradiante solaire en W/m2.
I_{SCR} : Le courant de court circuit à 1000W/m2 et t=27°C.
I_{ph} : Le courant généré.
E_{GO} : L'intervalle de la bande silicone.
T_r : La température de référence, T_r=301.18 °C.
I_or : Le courant de saturation de la cellule à T_r.
R_{sh} : La résistance shunt.
R_s : La résistance série.

Le I_{SCR}, le I_{mpp}, le V_{mpp} et le U_{oc} sont données par le fabricant. le tableau suivant illustre les données d'un panneau PV de 190W sous les conditions STC (Standard Test Conditions) de 1000W/m^2 et 25°C.

Paramètre	Valeur
Puissance maximale (P_{MPP})	190W
Voltage de court circuit (U_{oc})	45.2V
Courant de court circuit (I_{SCR})	5.6A
Tension au MPP (V_{MPP})	3.5V
Courant au MPP (I_{MPP})	5.2A
Tolérance de la puissance	± 3

TABLE 3.1 – Paramètres d'un panneau PV

Les caractéristiques pour différentes irradiations à une température fixe de 25°C sont présentées sur la courbe (Fig. 3.6) issue de simulations faites sous Matlab. Généralement, deux architectures sont présentes en fonction de l'interconnexion entre les panneaux PV et l'onduleur de connexion au réseau (amont).

— **Système PV monophasé** : Les systèmes photovoltaïques monophasés sont utilisés pour des applications comme un toit d'une maison ou un bureau. Ces types de PV sont généralement disponibles jusqu'à une

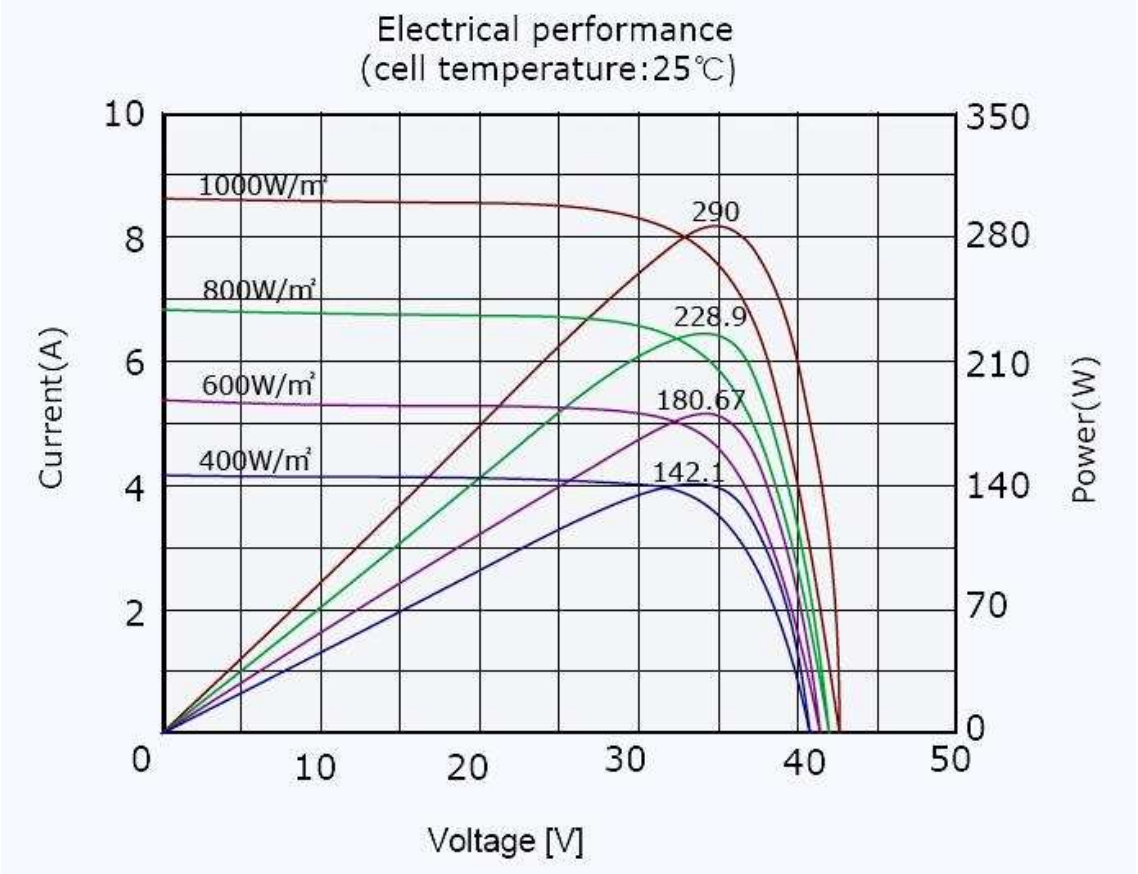


FIGURE 3.6 – Courbe caractéristique V-A-W d'un PV

puissance 5 KW.

— **Système PV triphasé** : Les systèmes PV triphasés ont une puissance nominale supérieure à 5 kW. S'il n'y a pas de transformateur, la tension du bus continu avant conversion continu/alternatif nécessite toutefois des tensions plus élevées (environ 750 V pour un réseau alternatif triphasé de 400 V)

Le module photovoltaïque est connecté au réseau ou est isolée. À l'heure actuelle, il existe trois principaux groupes de modules photovoltaïques et des onduleurs comme le montre la figure 3.7 :

— Système centralisé utilise un seul onduleur pour transférer la puissance totale (3.7A). Il est utile pour les petites installations.

— Système de plusieurs onduleurs sont connectées à une série de modules

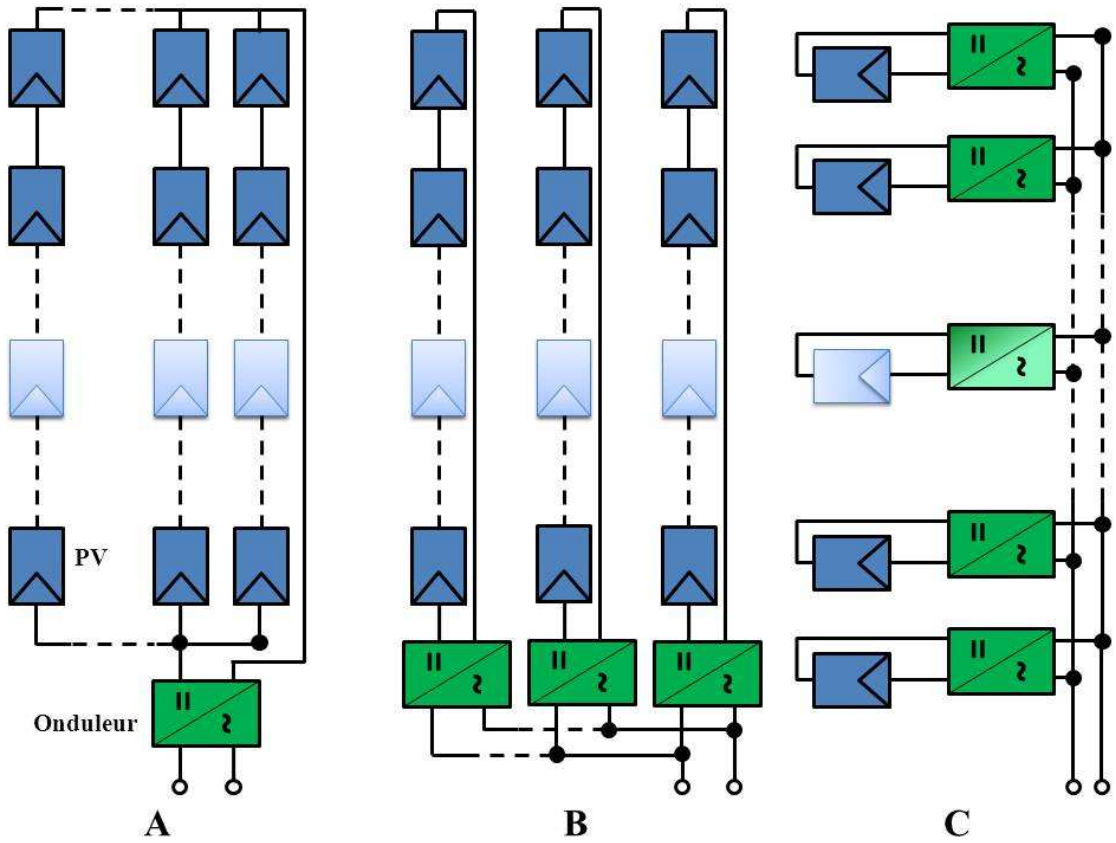


FIGURE 3.7 – Modes de pose de PVs et onduleurs

photovoltaïques(3.7B).

— Système onduleur intégré est utile pour les modules photovoltaïques avec des installations de grandes puissances(3.7C).

3.3.1.3 Dimensionnement du système photovoltaïque

Les variables de dimensionnement d'un système PV sont le nombre de modules PV et leur agencement. Le nombre requis de panneaux photovoltaïques en série est estimée par le nombre de panneaux nécessaires pour correspondre à la tension recherchée du bus continu :

$$nb_{\text{sér}} = \frac{U_{\text{res}}}{U_{\text{pan}}} \tag{3.7}$$

où :

$nb_{\text{sér}}$: le nombre de panneau PV en série.
U_{res} : la tension du bus continue.
U_{pan} : la tension d'un panneau.

Chaque chaîne de PV comprend $nb_{\text{sér}}$ connectés en série. Afin de correspondre à la puissance recherchée, un certain nombre de chaînes sont connectées en parallèle. Le nombre de chaîne parallèle est la variable de calibrage qui doit être optimisé. Comme le nombre nb_{par} de chaînes mises affecte directement le courant de sortie, ce dernier. Le courant de sortie est calculée comme suit [SH98] :

$$I_{sys}(t) = I_{PV} nb_{par} f_d \tag{3.8}$$

où :

I_{PV} : le courant d'une chaîne PV.
nb_{par} : le nombre de chaînes en parallèle.
f_d : facteur de décalage.

Le nombre de panneaux PV peut aller de 0 à la plus grande quantité des panneaux photovoltaïques nécessaires quand un système photovoltaique autonome peut couvrir la demande de charge. Ainsi, nb_{par} est délimité comme suit [SH98] :

$$0 \leq nb_{\text{par}} \leq \frac{P_{\text{jour}}}{\eta P_{\text{PV}} nb_{\text{sér}} H_{\text{ensoleillement/jour}}} \tag{3.9}$$

où :

η : le coefficient de perte lors de la conversion.
P_{PV} : La puissance expectée d'un panneau PV.
$H_{ensoleillement/jour}$: le nombre d'heure d'ensoleillement moyen par jour.

Alors la puissance de sortie du système PV est calculée comme suit :

$$P_{\text{sys}}(t) = I_{\text{PV}} U_{\text{pan}} nb_{\text{sér}} nb_{\text{par}} f_d \tag{3.10}$$

3.3.2 L'éolienne

3.3.2.1 Introduction

L'énergie éolienne devrait être l'une des plus importantes sources d'énergie électrique dans les années à venir. Les préoccupations croissantes des problèmes environnementaux exigent la recherche de sources électriques plus durables. Les éoliennes ainsi que les systèmes photovoltaïques sont des solutions possibles pour la production d'énergie respectueuse de l'environnement.

Les éoliennes sont des systèmes qui comprennent un rotor, un générateur, des aubes de turbine, et une transmission ou un dispositif d'accouplement. Comme le vent souffle à travers les pales, l'air exerce des forces aérodynamiques qui causent les pales à tourner le rotor. Lorsque le rotor tourne, sa vitesse est modifiée pour correspondre à la vitesse de fonctionnement du générateur. La plupart des systèmes possèdent une boîte de vitesses et un générateur dans un seul dispositif, derrière les pales de la turbine.
Le principe de fonctionnement de l'éolienne peut être décrit dans deux processus, qui sont menées par ses principaux composants : le rotor qui extrait l'énergie cinétique du vent puis le convertit en couple mécanique et le système de production qui convertit le couple en électricité.

3.3.2.2 Les types de machines électriques

L'alternateur peut être une machine synchrone ou asynchrone, utilisée en vitesse fixe ou en vitesse variable. La machine asynchrone est utilisée dans la plupart des cas car cette génératrice peut supporter de légères variations de vitesse ce qui est un atout pour les éoliennes où la vitesse du vent peut évoluer rapidement notamment lors de rafales. Ces variations de vitesses engendrent des sollicitations mécaniques importantes sur le système qui se trouvent plus réduites avec une machine asynchrone qu'avec une génératrice synchrone qui fonctionne à vitesse fixe.
La machine asynchrone est peu utilisée sur site isolé car elle nécessite des bat-

On arrive ainsi à extraire le maximum de puissance possible. La vitesse variable permet à l'éolienne de fonctionner sur une plus large plage de vitesses de vent et de pouvoir tirer le maximum de puissance possible pour chaque vitesse de vent. La génératrice synchrone ou machine synchrone peut être utilisée dans le cas d'un entraînement direct lorsque la liaison mécanique entre le moyeu de l'éolienne et la génératrice est directe, sans utiliser de multiplicateur. Il faut cependant que la génératrice soit raccordée au réseau par l'intermédiaire de convertisseurs de fréquence. Si la génératrice est à aimants permanents, elle peut fonctionner en mode autonome car elle n'a pas besoin d'excitation extérieure.
Le rotor est l'inducteur et le stator est l'induit. Le stator est constitué d'enroulements qui vont être le siège de courant électrique alternatif induit par la variation du flux du champ magnétique due au mouvement relatif de l'inducteur par rapport à l'induit. Cette technologie est privilégiée dans le cas des éoliennes offshore car la maintenance est réduite par rapport à une technologie utilisant une boite de vitesse.
Le rotor de la génératrice à aimants permanents est constitué d'aimants permanents, générant donc un champ constant, dans ce cas la tension délivrée par la machine n'est pas réglable (si on ne tient pas compte des pertes dans les conducteurs). Les alternateurs à aimants permanents produisent un courant et une tension de fréquence proportionnelle à la vitesse de rotation donc à la vitesse du vent. La source d'excitation du rotor est indépendante du réseau contrairement à la machine synchrone à électroaimant. Ce type de machine tend à être de plus en plus utilisé par les constructeurs d'éoliennes car elle peut fonctionner en mode autonome et sont beaucoup plus légères que les autres types de générateurs. Les coûts de ce type de génératrice sont les plus faibles. Ce type de génératrice est très fréquemment utilisé dans le petit éolien. Les génératrices à aimants permanents ont l'inconvénient de toujours produire la même densité de flux magnétique quel que soit la vitesse de rotation du rotor. Le rotor est donc difficile à démarrer car la résistance au mouvement est importante, son démarrage nécessite un vent relativement important. Ses avantages peuvent être décrites :

la ressource éolienne disponible est un facteur important pour déterminer où les parcs éoliens sont situés.

Souvent, les zones de grande vitesse du vent seront loin des habitations et le réseau de distribution électrique associé est bien développé, conduisant à une exigence d'un examen attentif de l'intégration des éoliennes aux réseaux de distribution d'électricité relativement faibles. La différence dans la densité du fluide (eau et air) illustre clairement pourquoi un rotor de turbine éolienne d'une note donnée est beaucoup plus grande taille que d'une turbine hydraulique.

Une éolienne fonctionne en extrayant l'énergie cinétique du vent passant par son rotor. Typiquement, une éolienne est composée d'un rotor, un générateur, trois pales, et un mécanisme d'entraînement. Comme le vent souffle à travers les pales, la puissance captée par l'éolienne est convertie en énergie électrique par un générateur. L'angle d'inclinaison des pales est contrôlé afin de limiter la puissance de sortie du générateur à sa valeur nominale pour des vitesses de vent élevées. Grâce à une certaine interface électronique de puissance, la puissance est transportée au réseau.

Une éolienne fonctionne en extrayant l'énergie cinétique du vent passant par son rotor. La puissance développée par une éolienne est donnée par :

$$P = \frac{1}{2} C_p \upsilon V_w^3 A \tag{3.11}$$

où :

P : La puissance (W).
C_p : Le coefficient de puissance.
υ : La densité de l'air $(1{,}225 kg/m^3)$.
V_w : La vélocité du vent (m/s).
A : La surface balayée du rotor (m^2).

La force extraite sur le rotor est proportionnelle au carré de la vitesse du vent et ainsi de l'éolienne doit être conçu pour résister à de grandes forces pendant les tempêtes. La plupart des conceptions modernes sont des rotors à trois pales à axe horizontal car cela donne une bonne valeur du pic C_p avec

une conception esthétique.

Le coefficient de puissance C_p est une mesure de la quantité d'énergie dont le vent est extrait par la turbine. Il varie en fonction de la conception du rotor et la vitesse relative du rotor et le vent pour donner une valeur pratique maximale d'environ 0,4 [Jen+00]. Le C_p est une fonction du rapport de vitesse de pointe λ et l'angle d'attaque β. Comme le calcul de ce coefficient nécessite la connaissance de l'aérodynamique et les calculs sont assez compliquées, des approximations numériques ont été développés [PP01] et illustrées par la fonction suivante :

$$C_p(\lambda, \beta) = 0.5176(\frac{116}{\lambda_i} - 0.4\beta - 5)e^{-21/\lambda_i} + 0.0068\lambda \tag{3.12}$$

où :

$$\frac{1}{\lambda_i} = \frac{1}{\lambda + 0.08\beta} - \frac{0.035}{\beta^3 + 1} \tag{3.13}$$

La figure 3.11 montre le $C_p(\lambda, \beta)$ en fonction de λ caractérisée par rapport aux différentes valeurs de β. En utilisant les valeurs actuelles du vent et de la vitesse du rotor, qui déterminent λ et β, la puissance mécanique extraite du vent peut être calculée à partir des équations (3.7) à (3.9). La valeur maximale du C_p (C_pmax= 0,48) est obtenue pour β= 0 et λ= 8,1. Cette valeur particulière de λ est définie comme étant sa valeur nominale (λ_{nom}). La courbe caractéristique de puissance d'une éolienne donne la puissance électrique en fonction de la vitesse du vent. Généralement, ces courbes sont données par les fabricants d'éoliennes. La courbe caractéristique de puissance comporte trois grands paramètres (Fig. 3.12).

— La vitesse minimale de démarrage : Il s'agit de la vitesse du vent à partir de laquelle l'éolienne commence à débiter une puissance utile (c'est-à-dire de la puissance électrique).
— La vitesse maximale ou d'arrêt : Il s'agit de la vitesse maximale acceptable par l'éolienne. Au-delà de celle-ci, la tenue mécanique de ces divers composants n'est plus assurée (ou simplement prévue). Si le vent présente une vitesse supérieure, l'éolienne est mise à l'arrêt, idéalement de manière automatique, pour préserver son intégrité.

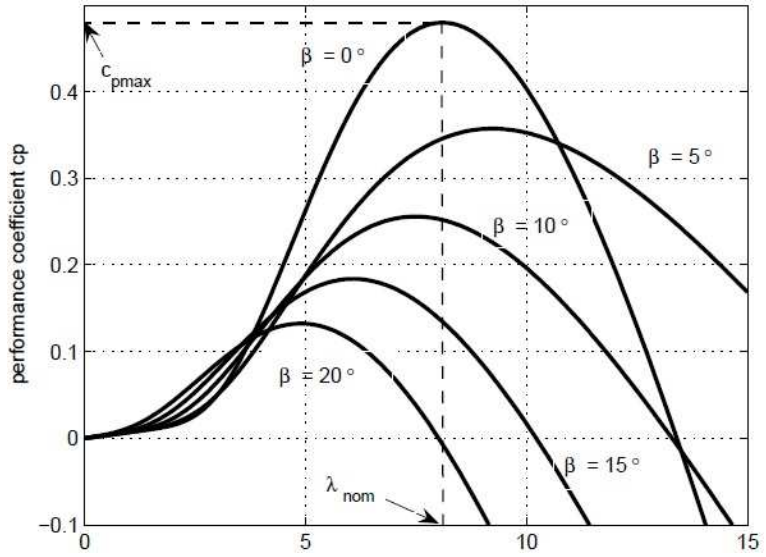


FIGURE 3.11 – Performance du coefficient C_p en fonction de la vitesse de pointe rapport λ avec un angle d'attaque β comme paramètre. [Source : Encyclopédie de l'énergie]

— La puissance nominale : Cette valeur est souvent égale à la puissance électrique maximale qui peut être extraite de l'éolienne. Elle n'a jamais lieu à la vitesse maximale acceptable du vent. En effet, peu avant d'at-

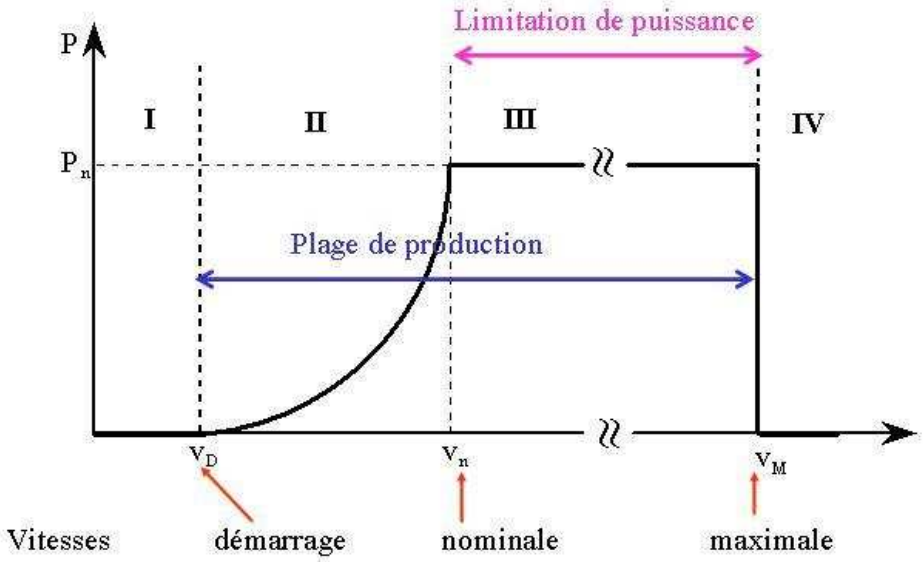


FIGURE 3.12 – Forme typique d'une courbe de puissance d'une éolienne. [Source : Encyclopédie de l'énergie]

3.3.3.2 Modélisation

Le modèle de moteur diesel donne une description du taux de consommation de carburant en fonction de la vitesse et de la puissance mécanique à la sortie du moteur, et est généralement modélisé par un modèle simple du premier ordre relatif à la consommation de carburant (position de la crémaillère de carburant) à la puissance mécanique du moteur [SK95].

La puissance de sortie du moteur et le générateur doit être varié avec la charge qui change de temps en temps afin de répondre aux demandes des consommateurs. La tâche du contrôleur est d'ajuster le débit de carburant puis réguler l'entrée du moteur et générateur donc de fournir la puissance nécessaire pour répondre à la variation de la charge.

Il existe de nombreuses méthodes déjà proposées pour la modélisation du générateur diesel [SK95], [Zok+04], [RMH91b],[RMH91a]. Du point de vue du système de commande, un moteur diesel peut être considéré comme un système de vitesse de rétroaction. Après que l'opérateur donne une commande de vitesse en ajustant le régulateur, le régulateur du moteur, qui travaille également comme un capteur, reconnaîtra la différence entre la vitesse réelle et la vitesse désirée, et règle l'alimentation en carburant pour maintenir la vitesse du moteur à portée.

La structure générale du système est habituellement représentée sous la forme d'un système de premier ordre (équation 3.14), qui se caractérise par un gain K_2, la constante de temps τ_2, le débit de carburant $\Phi(s)$ et le courant d'entrée $I(s)$.

$$\phi(s) = \frac{K_2 K_3}{1 + \tau_2 s} I(s) \tag{3.14}$$

L'écoulement de carburant $\Phi(s)$ est ensuite converti en un couple mécanique $T(s)$ après un instant de retard τ_1 et du couple moteur constant K_1 (équation 3.15).

$$T(s) = \phi(s) K_1 exp^{-\tau_1 s} \tag{3.15}$$

où :

P_N : la puissance nominale du moteur diesel.

P_{Dp} : la puissance pointe de charge.

Quand le moteur diesel fonctionne pour couvrir la demande, il consommera une quantité de carburant calculée comme suivant :

$$C_s = \frac{C_v * d}{P_a} \tag{3.17}$$

où :

$$C_v = \frac{Q_v}{\Delta t} \tag{3.18}$$

avec :

C_s : la consommation spécifique (g/kWh)

d : la masse volumique du combustible (g/l)

C_v : la consommation volumique (l/h)

P_a : la puissance recueillie sur l'alternateur

Q_v : le débit volumique (l/h)

Δt : le temps de consommation (h)

À partir de l'équation précédente, on constate que la consommation de carburant du générateur diesel est exprimée en fonction de la puissance générée. Ainsi, le générateur diesel ne doit pas être utilisé sous sa valeur minimale, qui est donnée par le fabricant.

3.4 Stockage

La demande d'électricité varie en fonction de l'heure du jour et le moment de l'année. Étant donné que le réseau électrique traditionnel n'est pas capable de stocker de l'électricité, l'inadéquation entre l'offre et la demande est plus probablement observée. Comme le concept du microréseau est de plus en plus répandu, un système d'alimentation différé fait le meilleur usage des différents types de production locale. Certaines formes de générations ont un grand temps de réponse et d'autres ont peu de flexibilité dans le fonctionnement. En outre, certaines formes de générations peuvent démarrer très

rapidement pour fournir plus ou moins d'énergie selon le motif de la demande de charge en temps réel. Une forme désirée de stockage d'énergie est prévu pour fournir la puissance requise dans le système d'alimentation et de stocker suffisamment d'énergie à faible consommation d'électricité.
Le stockage hydroélectrique par pompage emmagasine de l'énergie sous forme d'eau. Le pompage est effectué au moment où l'offre est supérieure à la demande. L'eau est pompée d'un réservoir d'élévation inférieur à un réservoir supérieur en utilisant l'énergie électrique à faible coût. A la période de charge de pointe, l'eau stockée est libérée par les turbines.
Le supercondensateur est le condensateur électrochimique qui a une densité énergétique supérieure à celle des condensateurs communs de l'ordre de milliers de fois. L'optimisation du matériau conduit à des densités d'énergie plus élevés pour une taille donnée du condensateur.
Le stockage de l'énergie est utilisé dans de nombreux domaines, mais bien sûr l'un des plus intéressants est celui en parallèle avec une autre source d'énergie pour obtenir des systèmes d'alimentation hybrides comme les batteries

3.4.1 Batteries

Dans notre monde moderne, le rôle des batteries est important en tant que porteurs d'énergie, en raison de sa présence dans les appareils pour un usage quotidien. A la fin du 20e siècle, la demande des batteries augmente rapidement en raison du grand intérêt pour les dispositifs sans fil. Aujourd'hui, l'industrie de la batterie entre dans la catégorie de l'industrie à grande échelle qui produit plusieurs millions de batteries par mois. L'amélioration de la capacité d'énergie est un enjeu majeur de développement, cependant, pour les produits de consommation, la sécurité est probablement considéré comme tout aussi important aujourd'hui. Avec l'introduction de véhicules électriques hybrides sur le marché il y a le développement technologique dans le domaine de la batterie qui conduit à la réduction des émissions de la consommation de carburant et de gaz. le développement de la batterie est une tâche majeure pour l'industrie et la recherche universitaire.

Le stockage électrochimique est une grande partie du stockage comme indiqué

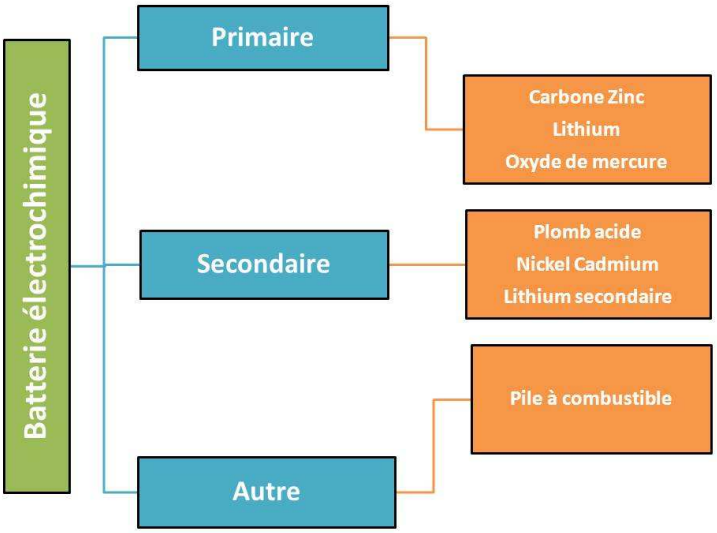


FIGURE 3.16 – Classification des batteries

sur Fig.3.16.

Il existe plusieurs approches pour modéliser une batterie. Un modèle de batterie couramment utilisé est le circuit équivalent de Thévenin. Comme on le voit sur la Fig. 3.17, il se compose d'une tension idéale sans charge E_o, la résistance interne R, une résistance contre les surtensions R_o et C_o. C_o représente la capacité des plaques parallèles. R_o représente la résistance non linéaire fourni par la résistance de la plaque à électrolyte en contact. L'inconvénient majeur de ce modèle est que toutes les valeurs sont déraisonnablement supposées être constantes. Il est possible d'étendre le modèle de batterie Thévenin à un modèle plus complexe. La batterie est également modélisée à l'aide d'une source de tension commandée en série avec une résistance constante. Comme proposé dans [TDD07], le bloc de batterie met en œuvre un modèle dynamique générique paramétrés pour représenter les types les plus populaires des piles rechargeables (Fig. 3.18).

Tous les paramètres du circuit équivalent peuvent être estimés pour représenter une batterie spécifique en fonction de sa propre caractéristique électrique.

ambiante [Rif09]. L'état de charge de la batterie est estimée comme suit :

$$SOC(t) = \frac{C(t)}{C_{ref}} \tag{3.19}$$

où :

$C(t)$: La capacité instantanée de la batterie.

C_{ref} : La capacité de référence de la batterie.

La capacité instantanée des batteries $C(t)$ est calculée comme suit :

$$C(t) = Q(t_0) + Q_c(t) + Q_d(t) \tag{3.20}$$

où :

$Q(t_0)$: Quantité de charge initiale.

$Q_c(t)$: Quantité de charge échangé pendant la charge.

$Q_d(t)$: Quantité de charge échangé pendant la décharge.

Dans l'objectif de garantir la durée de vie des batteries, son état de charge minimal varie entre 25% et 95% suivant le domaine d'utilisation.

L'état de santé (SOH : State Of Health) des batteries en fonction des modalités de fonctionnement est un sujet encore mal culbuté et reste en recherche un sujet très pénible. Pour intérêt, le vieillissement d'un objet de stockage est très difficile à formuler car il procède de propriétés variées essentielles à la technologie de la batterie. La profondeur de décharge de chaque cycle, le nombre de cycles et le régime de fonctionnement sont les facteurs les plus agissants sur le vieillissement. Souvent, les producteurs fournissent la cyclable (nombres de cycles) de la batterie en fonction d'une profondeur de décharge pour un ou plusieurs modes de fonctionnement. Il est bon de mentionner que seulement les décharges détériorent l'état de santé et que la mort des batteries est révélée lorsque sa capacité nominale atteint 80% de sa capacité de référence.

Le SOH est obtenu par le rapport entre la capacité nominale à l'instant t et la capacité nominale initiale (équation 3.21). Pour calculer la capacité nominale à l'instant t, une quantité d'énergie perdue à l'instant t

suite à une décharge est soustraite de la capacité nominale (t – 1) (équation 3.22). En tenant compte de la profondeur de décharge qui est la différence entre l'état de charge avant et après sollicitation de la batterie, une variable A est introduite corrélée avec la cyclabilité et la capacité nominale initiale de la batterie qui va retrancher ladite quantité d'énergie perdue à l'instant t (équation 3.23). En exploitant la caractéristique de la cyclabilité en fonction du régime de décharge, Les valeurs de A sont données par le constructeur.

$$SOH(t) = \frac{C_{ref}(t)}{C_{ref}} * 100 \tag{3.21}$$

$$C_{ref}(t) = C_{ref}(t-1) - \Delta C_{ref}(t-1) \tag{3.22}$$

$$\Delta C_{ref}(t-1) = C_{ref}(t_0).A.[SOC(t-1) - SOC(t)] \tag{3.23}$$

3.5 Charge

Chaque type de bâtiments tertiaires, tels que le commerce, le bureau d'études, d'administration, l'industrie, a un modèle unique de la consommation d'énergie. Ces profiles changent principalement en fonction des occupants et des conditions météorologiques.

La demande de charge en réseau électrique varie en fonction des saisons, des jours, heures, minutes et secondes. La capacité du réseau est construite pour satisfaire la consommation de pointe de charge. La plupart du temps, les actifs du réseau ne sont pas pleinement utilisés. Au cours d'une journée, si la consommation de pointe peut être déplacée vers un autre temps, dénommé «puissance de crête de rasage", la capacité du réseau et les coûts de l'énergie pourrait être largement réduit.

3.6 Conclusions

Afin d'optimiser le dimensionnement et le contrôle, les composants du microréseau sont modélisés pour différentes fins d'études. En outre, chaque modèle a été testé et évalué par des résultats de simulation. Ils seront utilisés dans les chapitres suivants dans l'optimisation locale d'un microréseau pour gérer le flux énergétique en améliorant sa performance globale.

Chapitre 4

Optimisation locale d'un microréseau au Liban

Sommaire

4.1 Introduction **65**
4.2 Problématique **67**
4.3 Configuration du microréseau **69**
4.3.1 Les composants 70
4.3.1.1 Le photovoltaique 70
4.3.1.2 L'éolienne 71
4.3.1.3 Le groupe électrogène 72
4.3.1.4 La charge 72
4.3.1.5 La batterie 73
4.4 Optimisation à base des règles prédéfinies **74**
4.4.1 Principe de la méthode 74
4.5 Optimisation génétique **76**
4.6 Application sur un cas au Liban **80**
4.6.1 Réseaux étudiés 80
4.6.2 Problème d'optimisation 80
4.6.3 Contraintes 81
4.7 Résultats **82**
4.8 Conclusions **87**

4.1 Introduction

La gestion de l'énergie est censée de gérer le flux énergétique en microréseau et celui échangé avec le réseau électrique en mode connecté au réseau,

dans le but de tirer pleinement parti de chaque source tout en respectant leurs contraintes de capacité et de puissance. Ainsi, cette gestion peut être optimisée et le coût peut être réduit, néanmoins, l'échange d'informations de données est nécessaire pour l'amélioration globale de la performance du réseau.
Dans [Etx+10] les différentes topologies et algorithmes de gestion de l'énergie qui ont été appliqués dans les contextes RES et microgrid ont été analysés et comparés. [KV12] présente une étude d'analyse afin de dimensionner et d'étudier le fonctionnement dynamique d'un micro-réseau. [LTB15] présente une méthode de programmation dynamique pour construire une gestion optimale de l'énergie d'un microréseau en mode ilotage qui comprend le système photovoltaïque, le diesel et le système de stockage d'énergie de la batterie. Des stratégies optimales de gestion de l'énergie sont présentés dans [TLN16] en utilisant une programmation dynamique pour deux types de microréseau (connecté ou en iloté). La gestion de l'énergie dans un microréseau peut être classée en deux classes : la première classe regroupe les méthodes à base de règles prédéfinies et la deuxième est constituée principalement sur des méthodes basées sur l'optimisation. [AAN17] présente un modèle linéaire qui prédit la taille optimale de la génération distribuée (DG) en répondant à la perte de puissance minimale. L'optimisation à base de règles gère le microréseau selon des règles prédéfinies, comme la base de règles simples et des systèmes multi-agents [ND13], et les approches basées de logique floue [CWS07], [Cha+13]. Dans Les méthodes basées sur l'optimisation, la modélisation mathématique d'un microréseau ainsi que sa fonction objective et les contraintes liées sont considérés. [AAN17] présente un modèle linéaire prédictive qui optimise la taille de la génération distribuée (DG) et qui répond à la perte de puissance minimale. presents a linear model predicting optimal size of Distributed Generation (DG) that addresses the minimum power loss. Les méthodes d'optimisation incluent l'articulation de l'intelligence artificielle avec la programmation linéaire [Cha+13], la programmation linéaire [CWS07] ou la programmation dynamique [GMS11], [Rif+11], et les algorithmes à base de l'optimisation génétique [BWR12].

Le système basé sur des règles est simple et robuste, mais ne garantit pas la performance optimale avec des conditions de fonctionnement données. En outre, les règles deviennent complexes lorsqu'elles sont confrontées à des scénarios différents. Les méthodes d'optimisation donnent des solutions optimales sous contraintes données et l'état de fonctionnement du microréseau. Néanmoins, l'optimisation est généralement traitée comme un problème distinct de la stratégie d'équilibrage de puissance, et elle nécessite habituellement des informations à priori sur la production d'énergie et la consommation d'énergie. Une erreur entre la prévision et l'état réelle pourrait entraîner une dégradation de la performance d'optimisation ou même un dysfonctionnement pouvant violer certaines contraintes, alors le système ne serait plus en mesure de fonctionner.

4.2 Problématique

Près de vingt sept ans après la fin de la guerre civile, la compagnie d'électricité appartenant à l'état, Électricité du Liban (EDL), est toujours incapable d'assurer l'alimentation en électricité en permanence, malgré les promesses faites par les gouvernements successifs pour fournir un approvisionnement constant [Kad14] ; [Ibr+13].
En été 2013, Beyrouth, la capitale, a souffert de neuf heures de coupures plutôt que les habituels trois heures [Eco]. Les gens dans les zones rurales passent encore plus longtemps sans électricité. Une stratégie nationale globale doit être menée pour trouver des solutions radicales combinées avec une volonté politique sérieuse qui vise à réhabiliter et développer le secteur de l'électricité.

A titre d'exemple la capitale du Liban Beyrouth est alimentée vingt et une heures par jour par l'EDL et le reste (trois heures par jour) par des groupes électrogènes privés. D'autre part la ville de Tripoli, classée deuxième ville du pays, souffre des coupures qui peuvent atteindre douze heures par jour (Fig. 4.1).

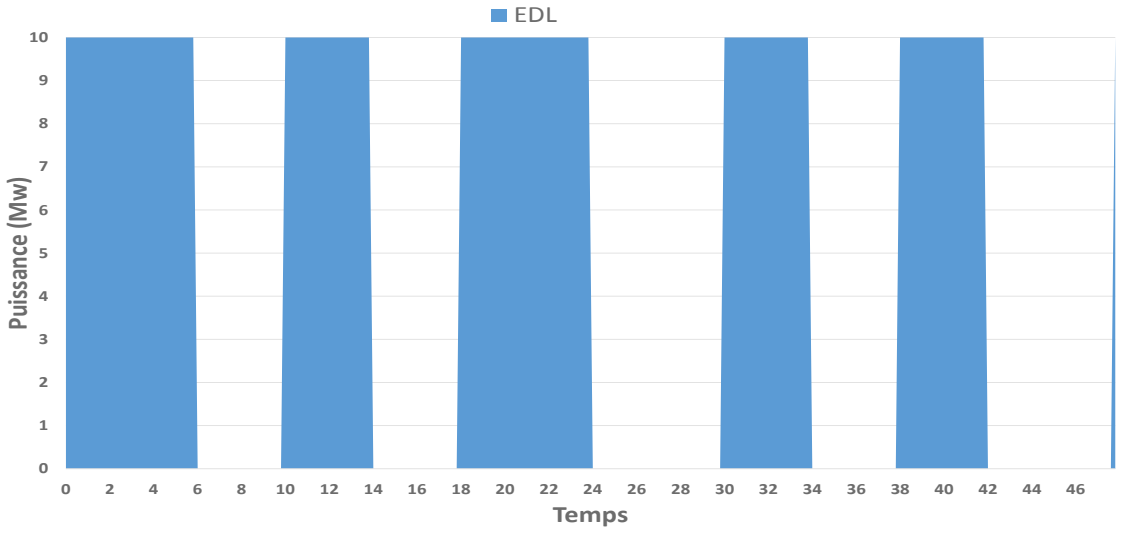


FIGURE 4.1 – Intermittence du réseau électrique

En attendant ces solutions, l'électricité intermittente au Liban, qui est une contrainte importante et inévitable, conduit les libanais à trouver d'autres alternatives comme l'utilisation de générateurs privés et les énergies renouvelables dans des lieux privés afin de couvrir la consommation pendant la coupure de courant et avoir de l'énergie électrique pendant vingt quatre heure par jour.

Le microréseau est considéré comme une solution prometteuse pour améliorer le fonctionnement du réseau électrique libanais. Le microréseau étudié dans ce chapitre est composé de sources d'énergie distribuées (le diesel) et renouvelables (PV et éolienne), du stockage et des charges contrôlables. Le microréseau combine la production locale d'énergie et la consommation locale, et peut fonctionner en mode connecté au réseau ainsi en mode isolé du réseau. Lorsque deux DER ou plus constituent un microréseau, la présence d'un système de management d'énergie sera indispensable, il devrait optimiser le partage de puissance entre DER, le coût de la production et de couvrir la consommation. Les fonctions des SGE proposées sont présentées sur la figure 4.2. Le système de gestion de l'énergie reçoit les valeurs prévisionnelles de la demande de charge, des ressources énergétiques distribuées et du prix de l'électricité du marché à chaque heure pour imposer la puissance à fournir.

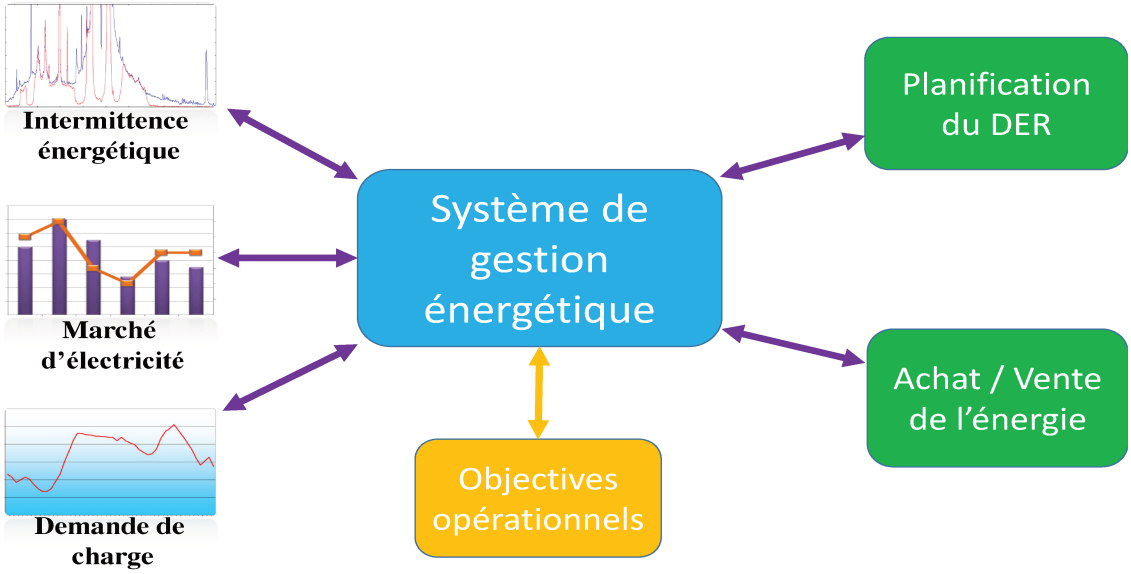


FIGURE 4.2 – Principe du système de gestion énergétique

Les modèles des composants du microréseau présentés au chapitre III seront utilisés dans ce chapitre.

4.3 Configuration du microréseau

Avec les prévisions de production-consommation, l'optimisation locale du microréseau vise à minimiser sa facture énergétique, sa consommation du carburant, sa demande de charge du réseau et l'utilisation du stockage. Dans cette section, un microréseau comportant un groupe électrogène, un système photovoltaique, le réseau principal et le stockage sont couplés pour alimenter la charge d'un microréseau (Fig. 4.3). Le groupe électrogène est utilisé au cas où la production du PV et de l'éolienne,qui doit être utilisé au plus haut rendement, est insuffisante en même temps que le stockage doit être charger au moment d'excès, il doit couvrir le déficit de puissance si c'est possible. Il est intéressant de trouver une stratégie pour résoudre le problème de gestion énergétique.

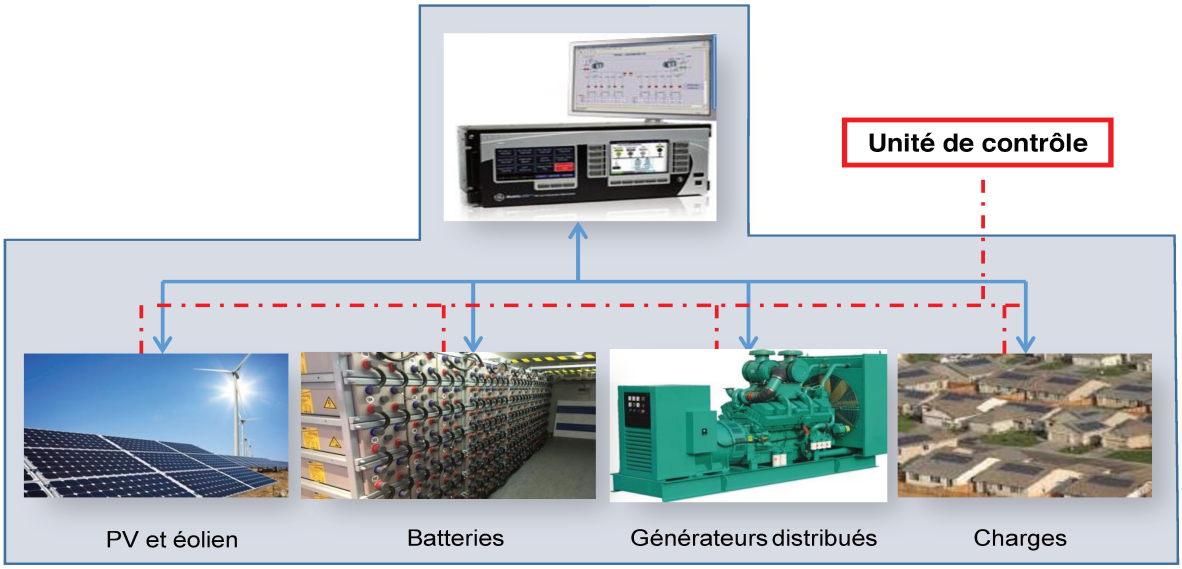


FIGURE 4.3 – Microréseau libanais

Cette section présente la gestion coopérative des composants du microréseau en tenant compte de l'intermittence de la puissance du réseau principal P_{Res}. Le microréseau aura le statut connecté au réseau ou en îlotage.

4.3.1 Les composants

4.3.1.1 Le photovoltaique

La puissance de sortie du PV est décrite en fonction de la surface, les conditions d'irradiation et son rendement [Sen+07] :

$$P_{PV}(t) = \eta A N_{PV} E(t) \tag{4.1}$$

où :

η : Le rendement de conversion énergétique en %.
A : La surface d'un panneau PV.
N_{PV} : Le nombre de panneaux PV.
$E(t)$: La valeur de l'irradiance solaire à l'instant t.

car cela donne une bonne valeur du pic C_p avec une conception esthétique. Le coefficient de puissance C_p est une mesure de la quantité d'énergie dont le vent est extrait par la turbine. Il varie en fonction de la conception du rotor, la vitesse relative du rotor et le vent pour donner une valeur pratique maximale d'environ 0.4 [Jen+00].

4.3.1.3 Le groupe électrogène

Les groupes électrogènes diesel sont utilisés pour couvrir toute la charge dans le cas, par exemple, d'une puissance insuffisante d'un système PV et la décharge partielle du stockage. Les groupes électrogènes sont mis en marche pour répondre à la demande de charge et peuvent être arrêtés lorsque la puissance produite par le système PV et BESS sont suffisantes pour alimenter la charge. Les générateurs diesel ne doivent pas être utilisés lorsque la puissance générée est inférieure à la puissance minimale recommandée par le fabricant. Le fonctionnement du groupe électrogène diesel est alors limité par une puissance maximale et une autre minimale comme suit :

$$P_{GEmin} \leq P_{GE}(t) \leq P_{GEmax} \tag{4.3}$$

Les valeurs minimales et maximales utilisées dans ce chapitre sont comme suit :

$$P_{GEmin} = 0.3P_{GE} \tag{4.4}$$

$$P_{Gmax} = P_{GE} \tag{4.5}$$

où P_{GE} est la puissance nominale du groupe électrogène.

4.3.1.4 La charge

Les données de charge demandée P_{Dem} utilisées dans ce chapitre sont basées sur les données de charge horaire en un jour de printemps d'un bâtiment universitaire comme le montre la figure 4.5 :

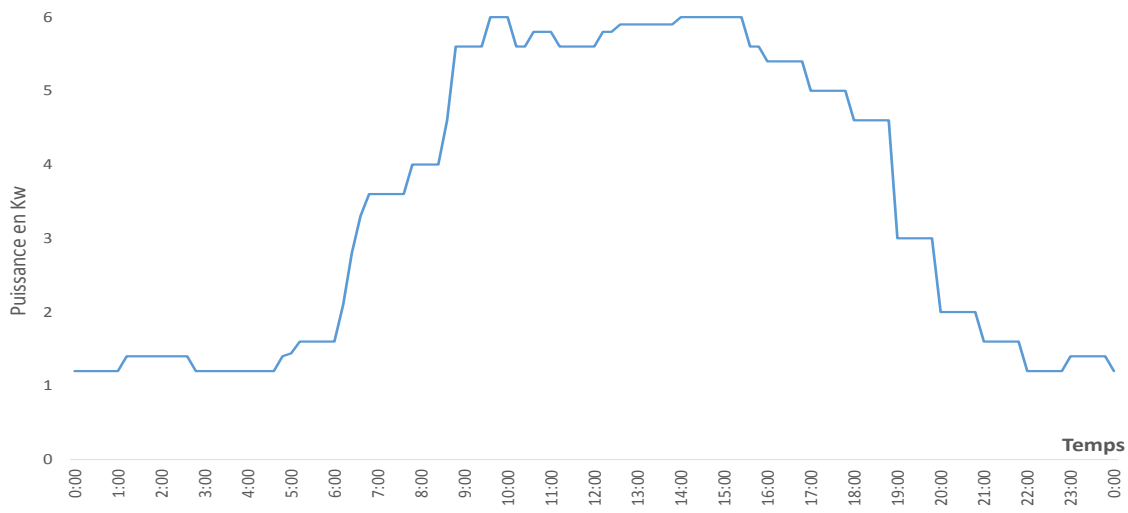


FIGURE 4.5 – Charge du microréseau pendant 24h

4.3.1.5 La batterie

La batterie est chargée/déchargée en fonction de la stratégie choisie. A chaque fois que la puissance totale produite par le PV et le diesel dépasse la demande de charge, la batterie sera chargée. D'autre part, si la production disponible est inférieure à la consommation, le batterie se déchargera pour couvrir le déficit.

$$SOC(t) = \frac{C(t)}{C_{ref}} \tag{4.6}$$

où :

$C(t)$: la capacité de la batterie à l'instant t

C_{ref} : la capacité de référence de la batterie.

L'état de charge de la batterie $SOC(t)$ est estimé par la valeur précédente $SOC(t-1)$ et la puissance chargée/déchargée (P_{Bat}) pendant le temps de $(t - \Delta t)$ à t. L'état de charge peut être calculé par l'équation suivante :

$$SOC(t) = SOC(t-1) + \frac{P_{PV}(t) + P_{Res}(t) + P_{GE}(t) - P_{Dem}(t)}{C_{ref}} \Delta t \tag{4.7}$$

L'intervalle de temps Δt=10 minutes. Les contraintes suivantes expriment les valeurs que le SOC de la batterie ne doit pas dépasser en charge ou en

Par conséquent, étant donné un microréseau i représenté sur la figure 4.7, ses entrées d'énergie sont des flux de ressources, F, dont la nature dépend du type de système de production. Par exemple, pour l'éolien le flux de ressource est la vitesse du vent tandis que pour le cas d'une centrale électrique au charbon, le flux de ressources est le débit massique de charbon. La notation de la variable F comprend les indices qui permettent d'identifier le microréseau et ses entrées, par exemple, $F_{i,A}$ est le flux de ressources de l'entrée A dans le microréseau i. Les sorties du microréseau sont les flux de puissance, P, fournis à d'autres plates-formes ou des consommateurs. Les indices de sortie sont similaires aux indices d'entrée.

Chaque système de génération est modélisé par le convertisseur η qui représente le coefficient de la conversion de la ressource. Le stockage est également modélisé par un convertisseur qui a trois états différentes correspondant à la charge, la décharge et l'état de repos. La puissance consommée ou fournie par le stockage est désigné par $P^S_{i,\alpha}$, où les indices identifient le microréseau et le stockage, respectivement. Ainsi,L'énergie stockée est définie comme positive, tandis que la puissance fournie par le stockage à la charge est négative.

Les variables d'interconnexion sont définis comme les flux d'énergie et désignés comme P_{in} ou P_{out} en fonction si la puissance est envoyée à un microréseau voisin ou reçu d'un microréseau voisin. En outre, d'autres indices sont inclus pour identifier le récepteur ou l'émetteur du microréseau, de sorte que $P_{in,i\rightarrow j}$ est la puissance reçue dans le microréseau j du microréseau i.

L'équilibre énergétique du microréseau i sera :

$$P_{out,i\rightarrow j} = \eta_{i,A}F_{i,A}(t) + P^S_{i,\alpha}(t) - P^{aux}_{i,C}(t) \tag{4.13}$$

$$P_{i,b}(t) = P^{aux}_{i,C}(t) \tag{4.14}$$

$$P_{i,c}(t) = \eta_{i,B}F_{i,B}(t) + P_{in,i\leftarrow k}(t) \tag{4.15}$$

Le stockage est inclue aussi dans ce modèle :

$$\frac{dE^S_{i,\alpha}(t)}{dt} = \eta_{i,\alpha}(t)P^S_{i,\alpha}(t) \tag{4.16}$$

Où $E^S_{i,\alpha}$ est l'énergie stockée dans le stockage α du microréseau i. Les équa-

$$\begin{bmatrix} P_{out,i\to j} \\ P_{i,b} \\ P_{i,c} \end{bmatrix} y_i(k) = \begin{bmatrix} \eta_{i,A} & 0 & -1 & 1 \\ 0 & 0 & 1 & 0 \\ 0 & \eta_{i,B} & 1 & 0 \end{bmatrix} \Gamma_i \begin{bmatrix} F_{i,A} \\ F_{i,B} \\ P_{i,C}^{aux} \\ P_{i,\alpha}^{S} \end{bmatrix} u_i(k) \tag{4.18}$$
$$+ \begin{bmatrix} 0 \\ 0 \\ 1 \end{bmatrix} \Pi[P_{in,i\leftarrow k}] w_{in,i}(k)$$

Dans la formulation du microréseau d'énergie, les vecteurs et les matrices adoptent la notation qui passe sous chaque élément dans les équations ci-dessus. Ensuite, le modèle du microréseau d'énergie est exprimé comme suit :

$$x_i(k+1) = x_i(k) + \Lambda_i(k) u_i(k) \tag{4.19}$$
$$y_i(k+1) = \Gamma_i(k) u_i + \Pi_{in,i} w_{in,i}(k) \tag{4.20}$$

Où x_i est le vecteur des variables d'état pour le microréseau i, u_i est le vecteur des entrées, y_i est le vecteur des sorties et $w_{in,i}$ est le vecteur des entrées d'interconnexion, c'est-à-dire les variables qui sont reçues d'autres microréseau interconnectés. Notons que le modèle exprimé par les équations 4.20 et 4.20 est non linéaire du fait du produit des variables Λ_i et u_i. Plus précisément, la matrice Λ_i modélise l'efficacité du processus de charge/décharge d'énergie, qui peut adopter deux valeurs différentes selon le cas, à savoir : $\eta_{i,\alpha}^{ch}$, l'efficacité du processus de charge et $1/\eta_{i,\alpha}^{dch}$, l'efficacité Du processus de décharge. La formulation adoptée dans ce travail considère ce modèle comme un modèle affine par morceaux qui définit un modèle d'espace d'état avec Λ_i^{ch} étant la matrice pour le cas de charge et Λ_i^{dch} pour le cas de décharge.
Le modèle affiné par morceaux introduit des états booléens, $x_{b,i}$, pour basculer entre les modèles d'espace d'état :

$$Six_{b,i}(k) = 1 \begin{cases} x_i(k+1) = x_i(k) + \Lambda_i^{ch}(k) u_i(k) \\ y_i(k+1) = \Gamma_i(k) u_i + \Pi_{in,i} w_{in,i}(k) \end{cases} \tag{4.21}$$

$$Six_{b,i}(k) = 0 \begin{cases} x_i(k+1) = x_i(k) + \Lambda_i^{dch}(k) u_i(k) \\ y_i(k+1) = \Gamma_i(k) u_i + \Pi_{in,i} w_{in,i}(k) \end{cases} \tag{4.22}$$

4.6 Application sur un cas au Liban

4.6.1 Réseaux étudiés

Pour trouver un modèle du microréseau, nous avons inspiré de la procédure de modélisation proposée par [AAB14a] où chaque site est considéré comme un microréseau de l'énergie. Dans ce cas, les flux de ressources, F, sont par exemple, le flux de ressources pour le PV est l'irradiance solaire tandis que pour le cas de la puissance du générateur diesel, le flux de ressources est le débit massique de diesel.

La notation de la variable F comprend les indices qui permettent d'identifier microréseau de l'énergie et de l'entrée, par exemple, $F_{a,H}$ est le flux de ressources d'entrée H dans le moyeu de l'énergie a. Les sorties de moyeu sont les flux d'énergie, P, fournis à d'autres plates-formes ou des consommateurs. Par conséquent, le bilan énergétique du microréseau étudié est :

$$\begin{pmatrix} P_{out,1\to 2} \\ P_{1,1} \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} 0 & 0 & 0 & 0 & 1 \\ \varepsilon_{11} & \varepsilon_{12} & \varepsilon_{13} & \varepsilon_{14} & -1 \end{pmatrix} \begin{pmatrix} F_{1,1} \\ F_{1,2} \\ F_{1,3} \\ P^{s}_{1,4} \\ P_{1,out} \end{pmatrix} + \begin{pmatrix} 0 \\ 1 \end{pmatrix} P_{in,3\to 1}$$

4.6.2 Problème d'optimisation

Le modèle obtenu dans la section précédente sera utilisé pour construire la stratégie d'optimisation. L'objectif est d'assurer la consommation locale, afin de maximiser l'énergie stockée dans les batteries, et de minimiser l'utilisation du générateur diesel. Cet objectif peut être atteint en contrôlant la charge/décharge de la batterie, le démarrage ou l'arrêt du moteur diesel, et recevant la puissance d'un microréseau voisin. Tout cela va conduire à réduire au minimum le coût de la production d'énergie utilisée. Pour cela, dans cette section, l'optimisation génétique est utilisée afin d'atteindre son objectif. La

définition des variables de décision pour chaque microréseau est donnée :

— La décision variable U_1 est liée à la puissance du groupe diesel. Cette entrée sera 0 lorsque le groupe diesel est éteint et 1 quand il est allumé.

— La décision variable U_2 lié à la batterie peut prendre trois valeurs : -1 pour la charge, 0 pour la stabilité, et 1 pour décharger.

— La décision de partager ou pas la puissance supplémentaire parmi les microréseaux est liée à la variable de décision suivante notée U_3.

Un coût (ou coefficient) est attribué à chaque type de production notée C_i où l'indice dépend de la source d'énergie. La valeur de C est différente d'une unité de production à une autre, elle définit le coût de chacun d'eux. Si la valeur de C est élevée comparée à une autre unité de production, l'unité correspondante sera exclue par l'algorithme génétique. L'énoncée du problème d'optimisation générale qui est résolu localement par la minimization de la fonction f :

$$f = \sum_{k=1}^{N_c} P_{Dem}(t) - C_{EDL}P_{EDL}(t) - C_{PV}P_{PV}(t) - C_{Eol}P_{Eol}(t) \\ -u_1C_{GE}P_{GE}(t) - u_2C_{Bat}P_{Bat}(t) + u_3C_xP_{x\to y}(t) \quad (4.23)$$

4.6.3 Contraintes

- Contrainte de satisfaction de la puissance :

$$P_{Dem}(t) = P_{EDL}(t) + P_{PV}(t) + P_{Eol}(t) + P_{GE}(t) + P_{Bat}(t) \quad (4.24)$$

- Contrainte du groupe électrogène :

$$P_{GEmin} < P_{GE}(t) < P_{GEmax} \quad (4.25)$$

$$P_{GEmin} = 0.4P_{GEmax} \quad (4.26)$$

- Contrainte de la puissance de la batterie :

$$P_{Batmin} < P_{Bat}(t) < P_{Batmax} \quad (4.27)$$

— Si $P_{Bat}(t) = 0$, la batterie est en repos

— Si $P_{Bat}(t) < 0$, la batterie est en charge
— Si $P_{Bat}(t) > 0$, la batterie est en décharge
-Contrainte de l'état de charge de la batterie :

$$SOC_{min} < SOC(t) < SOC_{max} \tag{4.28}$$

-Contrainte de l'état de santé de la batterie :

$$SOH(t) \geq SOH_{min} \tag{4.29}$$

4.7 Résultats

Dans cette section, une discussion de la simulation, de la méthode proposée de règles prédéfinies, faite sous Matlab sera abordée.
La simulation est réalisée sur un cycle de 48h. Ce cycle est défini par rapport à l'intermittence de l'électricité du réseau principal (EdL). L'énergie du réseau principal est fournie par l'électricité de Liban, pendant les intervalles de temps (0-6), (10-14), (18-24), (30-34) et (38-42).
Figure 4.8 montre les profils du réseau principal, de la puissance produite par le PV, l'éolienne, le groupe électrogène, de la consommation et de la puissance échangée avec le stockage en partant d'un $SOC_{ini} = 20\%$ dans le microréseau déjà défini. Figure 4.9 représente les mêmes profiles en partant d'un $SOC_{ini} = 90\%$. L'analyse de la stratégie de la gestion appliquée selon les règles prédéfinies est illustré sur ces deux figures.

Tant que le réseau principal fournit de l'énergie électrique, la charge y est connectée [0h-6h](Figs. 4.8 et 4.9).

Pour alimenter la charge lors de l'absence de l'énergie électrique de la part d'EdL, l'énergie produite par le PV et l'éolienne est utilisée en priorité pour couvrir la consommation [7h-10h](Figs. 4.8 et 4.9). Le stockage est chargé avec l'énergie renouvelable ou avec le groupe électrogène [0h-6h],[27h-29h] (Fig. 4.8, 4.9). Par conséquent le stockage n'est pas déchargé que lorsque la production

4.8 Conclusions

La simulation a montrée l'efficacité de ce système, surtout au cas de l'usage du groupe électrogène ; les 24h/48h d'utilisation sont réduites à 4h/48h ainsi au plan économique une réduction de 16% d'usage, donc une durée de vie plus grande d'une part, et d'autre part l'émission du gaz à effet de serre sera réduit au plan environnemental.

L'absence des prédictions du profil de la production énergétique du renouvelable et de la consommation, la méthode des règles de base assure la bonne charge du stockage et le maintien de cette énergie pour garantir son utilisation lors de la prochaine demande. Cette méthode est valable pour avoir un seul objectif avec des contraintes exigeantes en supprimant les degrés de liberté qu'un tel système doit posséder. Tandis que la gestion par la méthode d'optimisation génétique offre cette flexibilité.

En parlant d'un microreseau isolé du réseau principal, lors de la présence d'un excès de l'énergie produite, il peut l'injecter dans le réseau ou le vendre à un autre microreseau. De même, lors d'un déficit d'énergie, le microreseau peut acheter du réseau principal ou d'un réseau adjacent sous un prix prédéfini. les résultats de ce chapitre seront utilisés dans le chapitre suivant en tant que le microreseau est en déficit ou en excès de puissance pour gérer l'échange de puissance entre microréseaux ou entre réseau principal et microréseaux.

Chapitre 5

Gestion énergétique centralisée d'un groupe de microréseau

Sommaire

5.1 Introduction **89**
5.2 Éléments du microréseau **91**
5.3 Interactions entre microréseaux **92**
5.3.1 L'algorithme de la commande prédictive 92
5.3.2 Modélisation 93
5.3.3 Problème d'optimisation 94
5.3.4 Contraintes 96
5.3.5 Valeurs numériques 98
5.4 Résultats de la simulation **99**
5.4.1 Discussion des résultats 101
5.5 Conclusions **102**

5.1 Introduction

Les MG peuvent être considérés comme des systèmes de distribution avec deux modes de fonctionnement différents : le mode isolé et le mode connecté au réseau [ANRO05]. Cependant, on s'attend également à ce qu'il fournisse une capacité de production, des contrôles et des stratégies opérationnelles suffisants pour fournir au moins une partie de la charge, après avoir été déconnecté du système de distribution et resté opérationnel en tant qu'entité autonome isolée [SWM11]. L'objectif général de la gestion de l'énergie d'un microréseau est de minimiser les coûts d'exploitation tels que le carburant, la

maintenance et le coût d'achat de l'électricité du réseau principal [YXL15]. Quant aux opérateurs de réseau de distribution (DSO), la présence de MGs présente de nombreux avantages. Les propriétaires de DSO et de MG peuvent bénéficier des coûts d'exploitation plus bas. Les clients peuvent bénéficier d'une alimentation plus fiable et économique [Haj+16b]. Par conséquent, il est nécessaire de considérer le DSO et les MGs en réseau sont connectés entre eux [AOS14].
Il existe plusieurs travaux qui abordent la commande prédictive et l'optimisation d'un réseau de MGs.
Dans [Ven+08], une commande prédictive a été proposée où les contrôleurs sont supposés fonctionner séparément mais leur conception est basée sur un modèle global du réseau global.
Dans [MFBP13], les auteurs ont proposé une commande prédictive pour les échanges d'énergie optimale dans un réseau intelligent de MGs.
Falahi et al. [ZWK15] ont proposé un système de gestion d'énergie basé sur la commande prédictive pour réguler la puissance active et réactive dans un microréseau.
Une étude sur l'approche linéaire quadratique décentralisée (LQG) a été réalisée dans [DB+07].
En [AAB14b], l'auteur a appliqué la commande prédictive distribuée incluant la tarification de l'électricité à un réseau intelligent avec une forte pénétration des systèmes d'énergie renouvelable et des technologies de stockage. il résulte que l'incorporation de la prédiction à l'optimisation réduit jusqu'à 40% les coûts de production.
En [VQC17], le MPC est utilisé pour résoudre le problème de dispatching économique lorsque des événements futurs possibles sont considérés. Une étude de cas est résolue à partir de différentes perspectives de l'opérateur du système, qui peut considérer ou négliger les événements futurs. Les résultats montrent que MPC résout efficacement le problème de l'envoi économique en tenant compte des événements futurs et des contraintes de la rampe de vitesse.
Une approche de MPC pour le problème de l'optimisation des opérations de microréseaux tout en satisfaisant des contraintes de fonctionnement et des charges variant dans le temps est présenté dans [PRG14].

[HMM12] présente une méthode de gestion du flux d'alimentation pour des microréseaux coopérantes dans le contexte d'un réseau intelligent en formulant le problème dans un cadre de MPC. Un exemple illustratif a finalement été utilisé pour démontrer l'efficacité de la stratégie de gestion des microréseaux proposée.

Nous allons appliqué une commande prédictive centralisé du flux de puissance entre un réseau de MGs et avec DSO [Haj+16a]. Cette étude est basée sur le profit économique de tous les acteurs du réseau (DSO et tous les MGs) tout en minimisant l'échange entre MGs et DSO d'un côté et maximisant l'utilisation de l'énergie renouvelable dans chaque MG et l'échange de puissances entre MG voisins de l'autre côté.

5.2 Éléments du microréseau

Plusieurs modèles de MG ont été proposés dans des études antérieures. Nous avons utilisé la procédure de modélisation proposée par [RAB14] pour créer notre modèle de MG. Selon les charges et la production, ESS a deux statut : la charge et la décharge. Une unité de contrôle (CU) est utilisée afin de maximiser la puissance stockée dans ESS pour assurer la consommation locale. Le contrôleur de gestion global (GMC) est informé de l'état de CU qui optimise le contrôle de chaque MG. Il vérifie si le MG a un excès de puissance ou vice-versa. Pour chaque MG, l'objectif peut être atteint en contrôlant la charge/décharge de l'ESS, en commençant ou en arrêtant DG, et en recevant/émettant la puissance de/vers les MG voisins. Le GMC est dédié à la gestion de la puissance dans le réseau, la relation entre les MG ainsi que avec le DSO avec un contrôle prédit. Elle prend également la décision où l'excès de puissance doit être envoyé aux autres MG ou au DSO. Les différents éléments de MG sont présentés dans la Fig. 5.1. Cette figure montre également les unités de production ou de consommation d'énergie. Un microréseau peut également être connecté ou déconnecté de DSO ou/et peut être connecté à

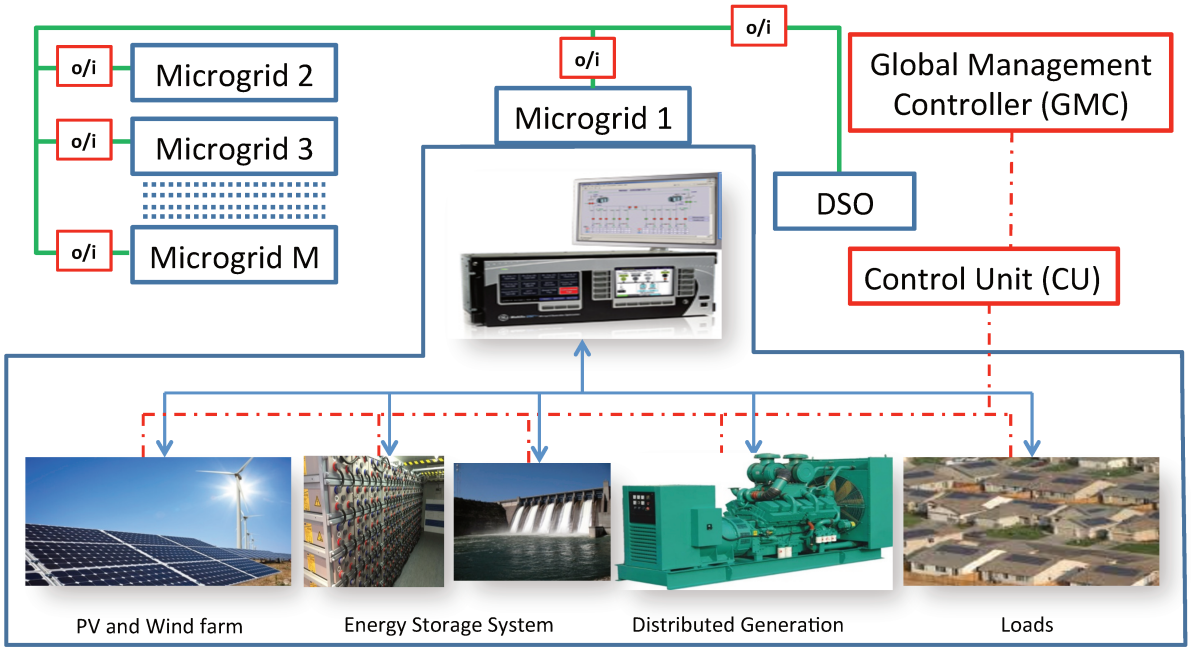


FIGURE 5.1 – Éléments du microréseau.

d'autres MGs.
Pour résumer, un MG intègre :

— DSO : fournir/pouvoir d'achat pour/à partir des MGs.
— Charges : représentant la demande des consommateurs.
— RES : fournissant des énergies renouvelables.
— ESS : son objectif est d'améliorer la qualité et la fiabilité de l'approvisionnement.
— DG : amélioration de la fiabilité de l'approvisionnement.
— Unité de contrôle (UC) : transférant les données vers GMC.

5.3 Interactions entre microréseaux

5.3.1 L'algorithme de la commande prédictive

La commande prédictive est une stratégie de contrôle qui convient pour optimiser la performance des systèmes contraints. Des contraintes sont pré-

sentes dans tous les systèmes de contrôle. Grâce à la gestion des contraintes, la commande prédictive peut améliorer la performance d'un système en lui permettant de fonctionner en toute sécurité près des limites de contrainte. Pour appliquer cette commande prédictive, certaines étapes doivent être suivies. A la première étape du temps t, l'état réel du système est pris comme point initial du problème comme le RES, ESS, les Charges, la génération d'énergie. Ensuite, pour l'horizon de contrôle N_c, nous calculons une séquence de contrôle optimale pour la prochaine période de prédiction N_p sur la base de RES, ESS, Charges, production électrique en plus de la prédiction du prix de l'énergie. Ensuite, la première étape de contrôle de tous les MG sera appliquée. Enfin, une mise à jour est effectuée pour toutes les informations pour la prochaine étape de temps tout en passant à la période d'échantillonnage suivante pour rappliqué la même optimisation.

5.3.2 Modélisation

Figure 5.2 montre l'interaction entre MGs d'une part et entre DSO et MGs d'autre part. Le flux de puissance est comme suit :

$P_{S,D}$: Puissance prédite vendue par le DSO (kW).
$P_{S,M}$: Puissance prédite vendue par le MG (kW).
$P_{B,D}$: Puissance prédite achetée par le DSO (kW).
$P_{B,M}$: Puissance prédite achetée par le MG (kW).
P_{eq} : Équilibre de puissance.

L'équation de l'énergie stockée dans chaque MG :

$$x(m,t+k) = x(m,t+k-1) - \delta_{\text{dis,m}} E_{\text{dis}}(m,t+k) + \delta_{char,m} E_{\text{char}}(m,t+k) \tag{5.1}$$

où :

x : Énergie stockée (kWh).
$\delta_{\text{dis, m}}$: Rendement de l'ESS dans la m-ième MG.

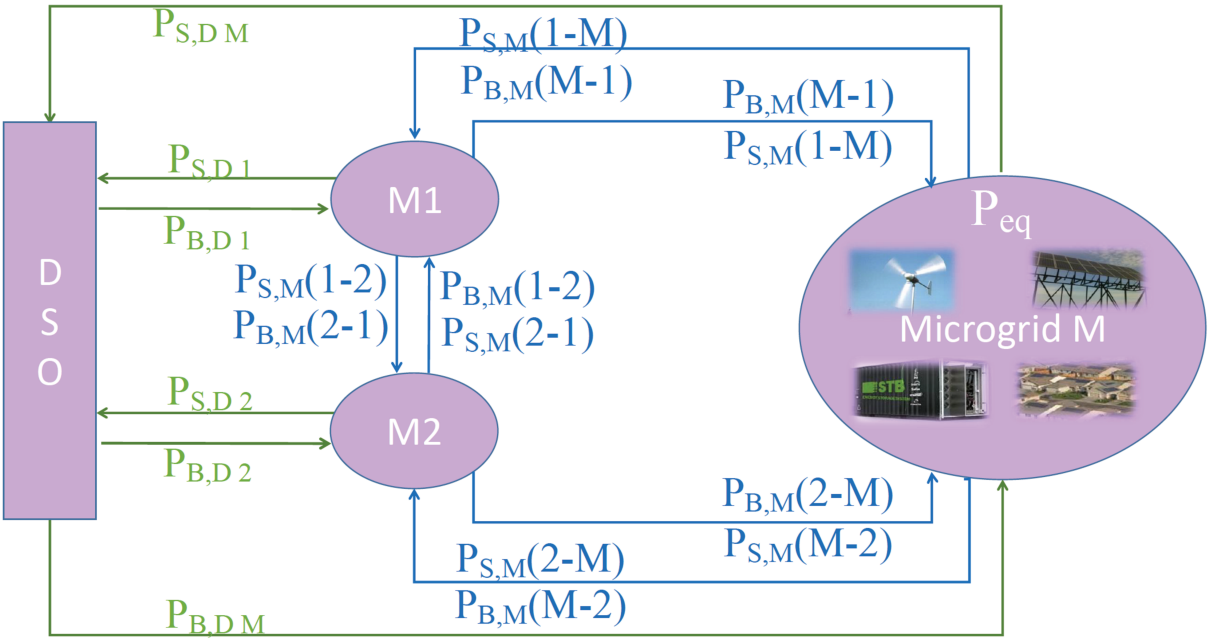


FIGURE 5.2 – flux de puissance entre MG et DSO.

$\delta_{\text{char, m}}$: Efficacité de charge de l'ESS dans la m-ième MG.
E_{dis} : Énergie déchargée de l'ESS (kWh).
E_{cha} : Énergie chargée au ESS (kWh).

5.3.3 Problème d'optimisation

Un problème d'optimisation non linéaire centralisé est utilisé pour formuler la gestion de l'énergie dans MG. Notre objectif est d'optimiser le réseau de façon prédictive que la génération de puissance, le bilan de puissance, l'ESS, l'échange d'énergie entre les MG soient satisfaits sous certaines contraintes qui seront présentées plus tard.
La fonction F, qui représente le coût pour que chaque microréseau soit auto-

nome est à minimiser, est donnée par l'équation suivante :

$$\begin{aligned} F = \sum_{k=1}^{N_c} \sum_{m=1}^{M} \sum_{n,n\neq m}^{M} & [\psi_M(k) P_{S,M}(m,n,t+k) T_{S,M}(n,t+k) \\ & -\hat{\psi}_M(k) P_{B,M}(m,n,t+k) T_{B,M}(n,t+k)] \\ & + \sum_{k=1}^{N_c} \sum_{m=1}^{M} [\psi_D(k) P_{S,D}(m,t+k) T_{S,D}(m,t+k) \\ & -\hat{\psi}_D(k) P_{B,D}(m,t+k) T_{B,D}(m,t+k)] \end{aligned} \tag{5.2}$$

avec :

m, n : Indice MG.
M : Nombre de MGs.
t : Étape de contrôle.
N_c : Horizon de contrôle.
k : Étape de prédiction.
$\hat{\psi}_M(k)$: Facteur d'échelle du pouvoir d'achat des MG.
$\psi_M(k)$: Facteur d'échelle du pouvoir de vente des MG.
$\hat{\psi}_D(k)$: Facteur d'échelle du pouvoir d'achat de DSO.
$\psi_D(k)$: Facteur d'échelle de puissance de vente à DSO.
$T_{S,D}$: Valeur tarifaire attendue de la vente d'énergie par le DSO (€/kWh).
$T_{S,M}$: Valeur tarifaire attendue de la vente d'énergie par la MG (€/kWh).
$T_{B,D}$: Valeur tarifaire attendue de l'achat d'énergie par le DSO (€/kWh).
$T_{B,M}$: Valeur tarifaire attendue de l'achat d'énergie par la MG (€/kWh).

Comme décrit dans la Fig.5.2, les deux termes dans la fonction objective sont liés à l'énergie vendue ou achetée. Le premier terme concerne les MG voisins et le second concerne le DSO. Dans la section suivante, nous présentons les contraintes pour ce problème d'optimisation.

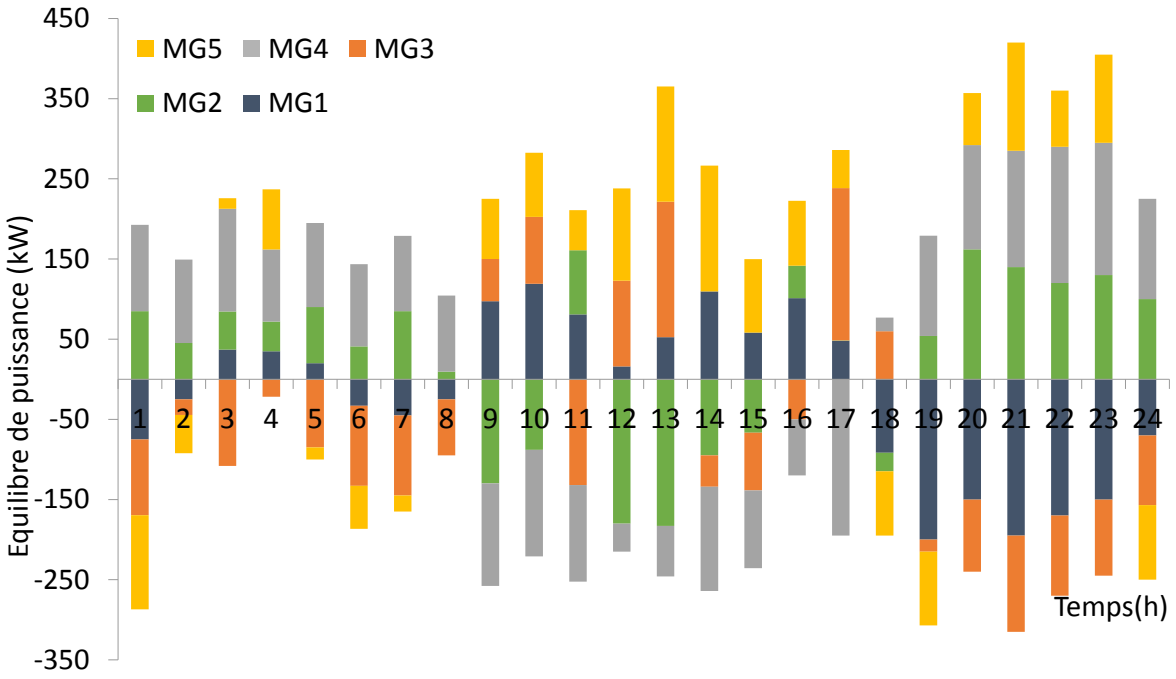


FIGURE 5.3 – MGs power equilibrium.

5.3.4 Contraintes

Tout d'abord, il faut considérer que la puissance vendue par la m-ième MG est égale à la puissance achetée par la n-ième MG :

$$(M, n, t + k) = P_{S,M}(n, m, t + k)$$

Une limite supérieure et une limite inférieure ($P_{S,D,min}$, $P_{S,D,max}$) limitaient la puissance prédite vendue au DSO dans chaque MG :

$$P_{S,D,min} \leq P_{S,D}(m, t + k) \leq P_{S,D,max}$$

De plus, la puissance prédite achetée par le DSO est également limitée par une limite supérieure et inférieure ($P_{B,D,min}$, $P_{B,D,max}$)

$$P_{B,D,min} \leq P_{B,D}(m, t + k) \leq P_{B,D,max}$$

Une limite supérieure et une limite inférieure ($x_{m,min}, x_{m,max}$) limitaient l'énergie stockée dans chaque ESS. Dans le m-ième MG :

$$x_{m,min} \leq x(m, t + k) \leq x_{m,max}$$

	MG1	MG2	MG3	MG4	MG5
$P_{S,D,min}$(kW)	450	550	600	350	450
$P_{B,D,min}$(kW)	400	400	450	500	450
ESS initial(kW)	80	70	40	30	20
$x_{m,max}$(kW)	100	90	100	95	90
$\delta_{dis,m}$	0.7	0.7	0.8	0.8	0.5
$\delta_{cha,m}$	0.7	0.5	0.6	0.5	0.3

TABLE 5.1 – Valeur numérique utilisée en simulation

La puissance de charge doit être inférieure à une valeur de puissance limitée $P_{charmax,m}$:

$$0 \leq P_{char}(m, t+k) \leq P_{charmax,m}$$

En outre, la puissance de décharge doit être inférieure à une valeur de puissance limitée $P_{dismax,m}$:

$$0 \leq P_{dis}(m, t+k) \leq P_{dismax,m}$$

Enfin, un MG ne peut pas acheter et vendre de l'énergie en même temps. L'achat peut être fait lorsque le MG a besoin de l'énergie autrement le MG peut vendre la puissance quand sa production est plus haute que sa consommation :

— Si $\Delta P_{MG,n}(t+k) > 0$ alors $P_{B,D}(m, t+k) = 0$ et $P_{B,M}(n, m, t+k) = 0$

— Si $\Delta P_{MG,n}(t+k) < 0$ alors $P_{S,D}(m, t+k) = 0$ et $P_{S,M}(n, m, t+k) = 0$

avec :

$$\Delta P_{MG,n}(t+k) = \sum(P_{EP,n}(t+k) - P_{EL,n}(t+k)),$$

où :

$\Delta P_{MG,n}$: Équilibre de puissance de n-ième MG à $(t+k)$ instant.

$P_{EP,n}$: Puissance de la production attendue de n-ième MG à $(t+k)$ instant.

$P_{EL,n}$: Puissance de la charge attendue de n-ième MG à $(t+k)$ instant.

5.3.5 Valeurs numériques

Les valeurs utilisées dans la simulation sont données dans le Tableau 5.1. Ils donnent des valeurs globales pour certaines contraintes de puissance et

certaines caractéristiques du SSE. La capacité maximale de l'ESS disponible dans chaque MG est comprise entre 20 et 100 kWh. Pour chaque MG, les puissances maximales de charge et de décharge sont limitées. Par exemple, MG5 peut se décharger en 2 heures ($\delta_{dis,m} = 0.5$) et nécessite plus de 3 heures pour être pleinement chargé ($\delta_{cha,m} = 0.3$).

5.4 Résultats de la simulation

Le problème d'optimisation décrit 5.2 a été implémenté dans Matlab. Nous avons utilisé une version modifiée du cas d'étude présenté dans [TH11]. La simulation prendra en considération cinq MG interconnectés avec $N_c = 3$ et $N_p = 24$. Lorsque l'approvisionnement en MG est moins la demande, la solution est de décharger l'ESS ou d'acheter de la puissance DSO ou de nombreux voisins MG. Chaque MG génère de l'énergie et alimente un groupe de consommateurs dans un intervalle de temps $(t, t+1)$. En outre, il est connecté à tous les MG voisins.
En ce qui concerne le vecteur tarifaire de vente et d'achat d'énergie, sont représentés ($T_{B,M}$, $T_{S,M}$, $T_{S,D}$, $T_{B,D}$) pour chaque MG dans une valeur aléatoire comprise entre 0,07€/kWh et 0,2€/kWh à la journée, et 0,075€/kW de minuit à 6h du matin (Fig.5.4).

La Fig. 5.3, nous montrons la valeur prédite de P_{eq} pour chaque MG. La valeur est calculée en fonction des courbes de charge et de production de [TH11], où nous avons fait un calcul aléatoire pour créer plus de MGs.
L'ESS peut aller de 25% à 90% du stockage d'énergie. La puissance de l'ESS dans chaque MG est différente de l'autre. La puissance vendue et achetée de/à DSO est limitée à 200 kWh pour chaque MG. L'algorithme d'optimisation cherche à utiliser la puissance excédentaire disponible dans chaque MG, sous contraintes, et à échanger. Si les contraintes ne sont pas satisfaites, le DSO interfère tout en respectant ses contraintes.
Les résultats présentés sur la Fig.5.5 nous donnent un aperçu de l'interaction de MG1 avec les autres MGs. À la suite de la vente et de l'achat, MG1 vend

Conclusions et perspectives

On estime qu'un microréseau apporte des avantages à incorporer les énergies renouvelables, à améliorer l'efficacité énergétique globale et à améliorer la fiabilité en opérant en mode isolé en cas de défaut de grille. Cependant, en raison du manque d'interaction du réseau et de la gestion locale de l'énergie, avec le contrôle de l'équilibrage de puissance, un déploiement à grande échelle du microréseau peut ne pas engendrer une énergie produite localement et améliorer les performances globales du réseau. Encore pire, la production fluctuante non gérée par les sources renouvelables peut affecter les fonctions à l'échelle du réseau telles que le contrôle de la fréquence et l'allocation des réserves.

Le problème général d'un microréseau est considéré, y compris la définition, l'architecture et les composants ainsi que son fonctionnement. Comme l'intermittence d'Électricité du Liban reste une contrainte majeure, l'amélioration de la pénétration des énergies renouvelables dans le réseau est considérée comme un objectif. A cause de cette intermittence, les consommateurs sont amenés à utiliser des groupes électrogènes (GE) pour couvrir la demande. Ces GE peuvent atteindre une durée de fonctionnement de douze heures par jour, même plus, ce qui reflète d'une manière épouvantable sur l'environnement et l'économie. La meilleure solution de la part de l'Etat reste toujours l'implantation des nouvelles centrales de production, mais les conflits politiques la bloquent.

Dans cette thèse, le microréseau est proposé comme la meilleure solution au niveau local. Il peut fonctionner en mode connecté au réseau et en mode isolé. Une modélisation de ses composants est faite pour leur gestion coopérative en deux modes de fonctionnement. Le modèle est adapté aussi lors de son fonctionnement avec le réseau intelligent, il demande un comportement approprié en ce qui concerne les contraintes pour chaque composant. La modélisation permet d'identifier les besoins opérationnels et d'établir une stratégie globale de gestion de puissance. L'efficacité des modèles développés est illustrée dans la simulation.

Deux solutions ont été proposées sous les deux modes de fonctionnement : une solution en utilisant une optimisation à base des règles prédéfinies et une solution en utilisant l'optimisation génétique où plusieurs contraintes sont considérées.
Dans les deux solutions l'objectif est de réduire le coût du gasoil du GE et son émission du CO2 tout en maximisant l'utilisation de l'énergie produite par le système PV et celle produite par l'éolienne. Les simulations ont présentées des résultats prometteurs à ce niveau. Le stockage aussi est pris en compte sous l'aspect de son SOC et son SOH et leurs contraintes prédéfinies.
En outre, l'interconnexion de plusieurs microréseaux dans un réseau intelligent, est étudiée au niveau de l'échange énergétique où chaque microréseau peut se connecter avec un autre microréseau, ou le réseau principal, pour l'équilibre énergétique de chacun.
Ainsi l'achat et la vente de l'énergie sont étudiées en modèle de contrôle prédictif (Model predective control). Ce contrôle proposé tient compte des données de prévision et de diverses contraintes. Les contraintes rigoureuses, telles que les limites de puissance du réseau et la capacité de stockage, le coût le plus économique pour les deux parties peuvent être pleinement respectées pour l'optimisation et le fonctionnement réel. Les simulations ont montrées le bon fonctionnement de cette coopération énergétique intelligente.
Une telle gestion peut être appliquée au réseau électrique libanais dans le cas des poches adjacentes où l'énergie est fournie dans une poche et coupée de l'autre poche. Il peut arriver qu'un excès de cette énergie soit présent pour qu'il soit fourni à la poche pourvue de l'énergie. De cette façon, un gain économique et environnemental sera réalisé. Une étude d'une partie du réseau libanais est lancée officiellement pour l'implantation de cette gestion qui, selon les simulations, est une solution prometteuse du problème persistant de l'intermittence de l'énergie électrique du réseau au Liban.

Bibliographie

[AAB14a] J Alejandro, Alicia Arce et Carlos Bordons. "An integrated framework for distributed model predictive control of large-scale power networks". In : *IEEE Transactions on Industrial Informatics* 10.1 (2014), p. 197–209 (cf. p. 80).

[AAB14b] J Alejandro, Alicia Arce et Carlos Bordons. "Combined environmental and economic dispatch of smart grids using distributed model predictive control". In : *International Journal of Electrical Power & Energy Systems* 54 (2014), p. 65–76 (cf. p. 90).

[AAN17] Ahmed Al Ameri et Cristian Nichita. "Linear Model for Optimal Distributed Generation Size Predication". In : *Advances in Electrical and Electronic Engineering* 15.1 (2017), p. 28 (cf. p. 66).

[ANRO05] H Al-Nasseri, MA Redfern et R O'Gorman. "Protecting micro-grid systems containing solid-state converter generation". In : *Future Power Systems, 2005 International Conference on*. IEEE. 2005, 5–pp (cf. p. 89).

[AOS14] Louis Dessaint Ahmed Ouammi Hanane Dagdougui et Roberto Sacile. "Coordinated Model Predictive-Based Power Flows Control in a Cooperative Network of Smart Microgrids". In : *IEEE TRANSACTIONS ON SMART GRID*. IEEE. 2014, p. 1–12 (cf. p. 90).

[BWR12] Cristian Bustos, David Watts et Hui Ren. "Microgrid operation and design optimization with synthetic wins and solar resources". In : *IEEE Latin America Transactions* 10.2 (2012), p. 1550–1562 (cf. p. 66).

[Cam12] Richard J Campbell. "Weather-related power outages and electric system resiliency". In : Congressional Research Service, Library of Congress. 2012 (cf. p. 18).

[Cha+13] Aymen Chaouachi et al. "Multiobjective intelligent energy management for a microgrid". In : *IEEE Transactions on Industrial Electronics* 60.4 (2013), p. 1688–1699 (cf. p. 66).

[CWS07] Sudipta Chakraborty, Manoja D Weiss et M Godoy Simoes. "Distributed intelligent energy management system for a single-phase high-frequency AC microgrid". In : *IEEE Transactions on Industrial electronics* 54.1 (2007), p. 97–109 (cf. p. 66).

[DB+07] Karel De Brabandere et al. "A voltage and frequency droop control method for parallel inverters". In : *Power Electronics, IEEE Transactions on* 22.4 (2007), p. 1107–1115 (cf. p. 90).

[DTH+] A Dimeas, A Tsikalakis, N Hatziargyriou et al. *More Microgrids-Advanced Architectures and Control Concepts for More Microgrids* (cf. p. 17).

[Eco] *Lebanon's electricity, Blackout.* 2013 (cf. p. 67).

[Etx+10] Aitor Etxeberria et al. "Hybrid energy storage systems for renewable energy sources integration in microgrids : A review". In : *IPEC, 2010 Conference Proceedings.* IEEE. 2010, p. 532–537 (cf. p. 66).

[GMS11] Bo Geng, James K Mills et Dong Sun. "Energy management control of microturbine-powered plug-in hybrid electric vehicles using the telemetry equivalent consumption minimization strategy". In : *IEEE transactions on Vehicular Technology* 60.9 (2011), p. 4238–4248 (cf. p. 66).

[Haj+15] Khaled Hajar et al. "Optimization of a microgrid with renewable energy and distributed generation : A case study". In : *System Theory, Control and Computing (ICSTCC), 2015 19th International Conference on.* IEEE. 2015, p. 662–665 (cf. p. 76).

[Haj+16a] Khaled Hajar et al. "An application of a centralized model predictive control on microgrids". In : *Electrical Power and Energy Conference (EPEC), 2016 IEEE.* IEEE. 2016, p. 1–6 (cf. p. 91).

[Haj+16b] Khaled Hajar et al. "Optimal centralized control application on microgrids". In : *Renewable Energies for Developing Countries (REDEC), 2016 3rd International Conference on.* IEEE. 2016, p. 1–6 (cf. p. 90).

[HMM12] Ali Hooshmand, Heidar A Malki et Javad Mohammadpour. "Power flow management of microgrid networks using model predictive control". In : *Computers & Mathematics with Applications* 64.5 (2012), p. 869–876 (cf. p. 91).

[Hu+00] Y Hu et al. "Modelling and simulation of a variable speed stand-alone generator system". In : *Power Electronics and Variable Speed Drives, 2000. Eighth International Conference on (IEE Conf. Publ. No. 475).* IET. 2000, p. 372–377 (cf. p. 57).

[Hus+95] KH Hussein et al. "Maximum photovoltaic power tracking : an algorithm for rapidly changing atmospheric conditions". In : *IEE Proceedings-Generation, Transmission and Distribution* 142.1 (1995), p. 59–64 (cf. p. 40).

[HWF96] Thomas E Hoff, Howard J Wenger et Brian K Farmer. "Distributed generation : an alternative to electric utility investments in system capacity". In : *Energy policy* 24.2 (1996), p. 137–147 (cf. p. 16).

[HZ13] Amir H Hajimiragha et Mohammad RD Zadeh. "Research and development of a microgrid control and monitoring system for the remote community of Bella Coola : Challenges, solutions, achievements and lessons learned". In : *Smart Energy Grid Engineering (SEGE), 2013 IEEE International Conference on.* IEEE. 2013, p. 1–6 (cf. p. 25).

[Häg+] S HÄGGMARK et al. *Aspects of different distributed generation technologies, CODGUENT WP. March 2003* (cf. p. 55).

[Ibr+13] Oussama IBRAHIM et al. "Energy status in Lebanon and electricity generation reform plan based on cost and pollution optimization". In : *Renewable and Sustainable energy reviews* 20 (2013), p. 255–278 (cf. p. 67).

[IL12] Marija ILIC et Shell LIU. *Hierarchical power systems control : its value in a changing industry.* Springer Science & Business Media, 2012 (cf. p. 23).

[Jen+00] Nick JENKINS et al. "Embedded Generation : The Institution of Electrical Engineers". In : *ISBN : 0-85296-774-8* (2000) (cf. p. 38, 40, 52, 55, 72).

[Kad14] Samar KADI. *Towns solve power problem privately.* 2014 (cf. p. 67).

[KI06] Farid KATIRAEI et Mohammad Reza IRAVANI. "Power management strategies for a microgrid with multiple distributed generation units". In : *IEEE transactions on power systems* 21.4 (2006), p. 1821–1831 (cf. p. 28).

[KIL05] Faridaddin KATIRAEI, Mohammad Reza IRAVANI et Peter W LEHN. "Microgrid autonomous operation during and subsequent to islanding process". In : *IEEE Transactions on power delivery* 20.1 (2005), p. 248–257 (cf. p. 28, 29).

[KNI08] Houshang KARIMI, Hassan NIKKHAJOEI et Reza IRAVANI. "Control of an electronically-coupled distributed resource unit subsequent to an islanding event". In : *IEEE Transactions on Power Delivery* 23.1 (2008), p. 493–501 (cf. p. 28).

[KV12] Stephane KRECKELBERGH et Ionel VECHIU. "Sizing and dynamic analyses of a micro-grid supplying a harbor industrial area". In : *System Theory, Control and Computing (ICSTCC), 2012 16th International Conference on.* IEEE. 2012, p. 1–5 (cf. p. 66).

[KYI08] Houshang KARIMI, Amirnaser YAZDANI et Reza IRAVANI. "Negative-sequence current injection for fast islanding detection of a distributed resource unit". In : *IEEE Transactions on power electronics* 23.1 (2008), p. 298–307 (cf. p. 28).

[Lin00] Björn LINDGREN. "A power converter for photovoltaic applications". In : *Department of Electric Power Engineering, Chalmers University of Technology, Sweden* (2000) (cf. p. 38).

[LMM06] JA Peças LOPES, CL MOREIRA et AG MADUREIRA. "Defining control strategies for microgrids islanded operation". In : *IEEE Transactions on power systems* 21.2 (2006), p. 916–924 (cf. p. 28).

[Lop+04] JP LOPES et al. "MICROGRIDS Large Scale Integration of Microgeneration to Low Voltage Grids-Emergency Strategies and Algorithms". In : *Deliverable DD1* (2004) (cf. p. 17).

[LTB15] Ngoc An Luu, Quoc-Tuan Tran et Seddik Bacha. "Optimal energy management for an island microgrid by using dynamic programming method". In : *PowerTech, 2015 IEEE Eindhoven*. IEEE. 2015, p. 1–6 (cf. p. 66).

[Man12] Claude Mandil. "International Energy Agency," World Energy Outlook 2004". In : *International Energy Symposium, IEEJ, Tokyo*. T. 16. 2012 (cf. p. 6).

[MFBP13] M. Ehsani M. Falahi S. Lotfifard et K. Butler-Purry. "Decentralized Energy Management System for Networked Microgrids in Grid-Connected and Islanded Modes". In : *IEEE TRANSACTIONS ON POWER*. IEEE. 2013, p. 2217–2227 (cf. p. 90).

[MS11] Ali Mehrizi-Sani. "Control strategies for the next generation microgrids". Thèse de doct. University of Toronto, 2011 (cf. p. 22).

[Myl+11] Paul Myles et al. "430.01. 03 Electric Power System Asset Optimization". In : *Morgantown, WV : National Energy Technology Laboratory* (2011) (cf. p. 18).

[ND13] HSVS Kumar Nunna et Suryanarayana Doolla. "Multiagent-based distributed-energy-resource management for intelligent microgrids". In : *IEEE Transactions on Industrial Electronics* 60.4 (2013), p. 1678–1687 (cf. p. 66).

[OA16] DJAMAL Aouzellag FERHAT Chabour CRISTIAN Nichita OUNISSA Aouchenni RABAH Babouri. "Power quality enhancement of wind farm based on DFIG entirely interfaced with distribution network during, symmetrical and unsymmetrical voltage faults". In : Journal of Electric Engineering, ISSN 1582-4594, IEE INSPEC indexing, Scopus, IF 0.967 for 2012, 2016 (cf. p. 50).

[Pat05] Mukund R Patel. *Wind and solar power systems : design, analysis, and operation*. CRC press, 2005 (cf. p. 37, 41).

[PP01] Stavros A Papathanassiou et Michael P Papadopoulos. "Mechanical stresses in fixed-speed wind turbines due to network disturbances". In : *IEEE Transactions on Energy Conversion* 16.4 (2001), p. 361–367 (cf. p. 52).

[PRG14] Alessandra Parisio, Evangelos Rikos et Luigi Glielmo. "A model predictive control approach to microgrid operation optimization". In : *IEEE Transactions on Control Systems Technology* 22.5 (2014), p. 1813–1827 (cf. p. 90).

[RAB14] Alejandro J del Real, Alicia Arce et Carlos Bordons. "An integrated framework for distributed model predictive control of large-scale power networks". In : *Industrial Informatics, IEEE Transactions on* 10.1 (2014), p. 197–209 (cf. p. 91).

[Rif+11] Yann Riffonneau et al. "Optimal power flow management for grid connected PV systems with batteries". In : *IEEE Transactions on Sustainable Energy* 2.3 (2011), p. 309–320 (cf. p. 66).

[Rif09] Yann Riffonneau. "GESTION DES FLUX ÉNERGÉTIQUE DANS UN SYSTÈME PHOTOVOLTAÏQUE AVEC STOCKAGE CONNECTER AU RÉSEAU–Application à l'habitat". Thèse de doct. Université Joseph-Fourier-Grenoble I, 2009 (cf. p. 62).

[Rio+15] T Riouch et al. "Control of Battery Energy Storage System for Wind Turbine based on DFIG during Symmetrical Grid Fault". In : *International Conference on Renewable Energies and Power Quality*. 2015 (cf. p. 50).

[RMH91a] S Roy, OP Malik et GS Hope. "A least-squares based model-fitting identification technique for diesel prime-movers with unknown dead-time". In : *IEEE Transactions on Energy Conversion* 6.2 (1991), p. 251–256 (cf. p. 56).

[RMH91b] S Roy, OP Malik et GS Hope. "An adaptive control scheme for speed control of diesel driven power-plants". In : *IEEE Transactions on Energy conversion* 6.4 (1991), p. 605–611 (cf. p. 56).

[Sen+07] Tomonobu Senjyu et al. "Optimal configuration of power generating systems in isolated island with renewable energy". In : *Renewable Energy* 32.11 (2007), p. 1917–1933 (cf. p. 70).

[SH98] Gabriele Seeling-Hochmuth. *Optimisation of hybrid energy systems sizing and operation control*. Kassel University Press, 1998 (cf. p. 45, 57).

[SK95] GS Stavrakakis et GN Kariniotakis. "A general simulation algorithm for the accurate assessment of isolated diesel-wind turbines systems interaction. I. A general multimachine power system model". In : *IEEE Transactions on Energy Conversion* 10.3 (1995), p. 577–583 (cf. p. 56).

[SWM11] Jalpa Shah, Bruce F Wollenberg et Ned Mohan. "Decentralized power flow control for a smart micro-grid". In : *Power and Energy Society General Meeting, 2011 IEEE*. IEEE. 2011, p. 1–6 (cf. p. 89).

[TDD07] Olivier Tremblay, Louis-A Dessaint et Abdel-Illah Dekkiche. "A generic battery model for the dynamic simulation of hybrid electric vehicles". In : *2007 IEEE Vehicle Power and Propulsion Conference*. IEEE. 2007, p. 284–289 (cf. p. 60).

[TH11] Antonis G Tsikalakis et Nikos D Hatziargyriou. "Centralized control for optimizing microgrids operation". In : *Power and Energy Society General Meeting, 2011 IEEE*. IEEE. 2011, p. 1–8 (cf. p. 99).

[TLN16] Quoc-Tuan Tran, Ngoc An Luu et Tung Lam Nguyen. "Optimal energy management strategies of microgrids". In : *Computational Intelligence (SSCI), 2016 IEEE Symposium Series on*. IEEE. 2016, p. 1–6 (cf. p. 66).

[Ven+08] Aswin N Venkat et al. "Distributed MPC strategies with application to power system automatic generation control". In : *Control Systems Technology, IEEE Transactions on* 16.6 (2008), p. 1192–1206 (cf. p. 90).

[VQC17] Miguel Andres Velasquez, Nicanor Quijano et Angela Ines Cadena. "Model Predictive Control Applied to the Dynamic Economic Dispatch Problem". In : *IEEE Latin America Transactions* 15.4 (2017), p. 656–662 (cf. p. 90).

[YXL15] Junyong Liu Yue Xiang et Yilu Liu. "Robust Energy Management of Microgrid With Uncertain Renewable Generation and Load". In : *IEEE TRANSACTIONS ON SMART GRID*. IEEE. 2015, p. 1–10 (cf. p. 90).

[Zok+04] Y Zoka et al. "An interaction problem of distributed generators installed in a MicroGrid". In : *Electric Utility Deregulation, Restructuring and Power Technologies, 2004.(DRPT 2004). Proceedings of the 2004 IEEE International Conference on*. T. 2. IEEE. 2004, p. 795–799 (cf. p. 56).

[ZWK15] Jianhui Wang Zhaoyu Wang Bokan Chen et Jinho Kim. "Dynamic model predictive-based energy management of DG integrated distribution systems". In : *IEEE TRANSACTIONS ON SMART GRID*. IEEE. 2015, p. 1–10 (cf. p. 90).