

UNIVERSITÉ DU QUÉBEC À TROIS-RIVIÈRES

GESTION DES FLUX ENERGETIQUES DANS UN MICRO-RÈSEAU
PAR UNE PROGRAMMATION DYNAMIQUE

MÉMOIRE PRÉSENTÉ
COMME EXIGENCE PARTIELLE DE LA
MAÎTRISE EN GÉNIE ÉLECTRIQUE

PAR
DJAFFAR GOURARI

SEPTEMBRE 2020

Université du Québec à Trois-Rivières

Service de la bibliothèque

Avertissement

L'auteur de ce mémoire ou de cette thèse a autorisé l'Université du Québec à Trois-Rivières à diffuser, à des fins non lucratives, une copie de son mémoire ou de sa thèse.

Cette diffusion n'entraîne pas une renonciation de la part de l'auteur à ses droits de propriété intellectuelle, incluant le droit d'auteur, sur ce mémoire ou cette thèse. Notamment, la reproduction ou la publication de la totalité ou d'une partie importante de ce mémoire ou de cette thèse requiert son autorisation.

UNIVERSITÉ DU QUÉBEC À TROIS-RIVIÈRES
MAÎTRISE EN GÉNIE ÉLECTRIQUE (M. Sc. A.)

Direction de recherche :

Pr Mamadou L.Doumbia, directeur de recherche Université de Québec à Trois-Rivières

Jury d'évaluation

Pr Mamadou Lamine Doumbia, directeur de recherche

Dr Karim Belmokhtar, évaluateur externe

Dr Bekhada Hamane, évaluateur externe

Résumé

Dans ce travail, on abordera le contexte général sur les générateurs de production d'électricité, ainsi que la description des différentes architectures de ces générateurs qui construisent le réseau électrique, ensuite on passera à la définition de façon générale des gestionnaires des réseaux qui nous positionnera par la suite à la définition de la problématique dans ce travail sur les micro-réseaux.

Cette partie sera suivie par l'état de l'art et revue de la littérature sur les techniques de gestion des micro-réseaux qui sera consacrée à une recherche bibliographique sur les différentes techniques de gestion énergétique par les micro-réseaux.

Ensuite, dans ce travail de mémoire, une définition d'une sélection des générateurs de production d'électricité sera choisie pour construire notre architecture du réseau électrique, afin d'évaluer la fonction coût qui présente le coût de la puissance nominale délivrée par chaque générateur choisi en respectant les contraintes de fonctionnement nominal. Ces fonctions nous décrivent par la suite la fonction objective dans notre problématique.

Après la définition de la fonction objective, un choix judicieux sur l'outil de l'algorithme de Bellman avec une programmation dynamique sera fait dans ce travail, une description de la conception de l'algorithme de Bellman passe par la définition de ces états et leurs paramétrages, ainsi que la définition des transitions par les fonctions coût des générateurs, dans le but de construire le graphe de Bellman.

Suite à la construction de graphe de Bellman, une optimisation de la fonction objective est mise en œuvre dans ce travail par une programmation dynamique qui sera modélisée et simulée sous l'environnement MATLAB/Simulink.

Une dernière partie sera consacrée à l'interprétation des résultats obtenus par la simulation avec et sans gestionnaire. Une évaluation technico-environnementale avec notre gestionnaire sera effectuée. Puis, nous terminerons ce travail par une conclusion générale avec des perspectives pour les travaux futurs.

Avant-propos

L'utilisation des centrales électriques conventionnelles satisfait les besoins énergétiques des consommateurs d'une part, mais le coût, la pollution, l'épuisement et la raréfaction des ressources, comme les énergies fossiles, inquiètent les énergéticiens, et les poussent à s'orienter vers l'étude et le développement d'autres ressources d'énergie alternative centralisée ou décentralisée, mais leurs intégrations sur les réseaux électriques nécessitent une mise en place d'un gestionnaire électrique performant, fiable et durable.

Une optimisation de la fonction objective par un gestionnaire énergétique dans un micro-réseau est devenue nécessaire, dans le but de consommer une énergie moins polluante et moins coûteuse.

Je tiens tout d'abord à remercier fortement Mr. Mamadou Lamine DOUMBIA, pour ses conseils professionnels et son orientation sur la méthodologie de travail qui ont rendu les idées de mon mémoire plus ordonnées et plus méthodiques. Et aussi aux personnels de l'Université de Québec à Trois-Rivières de m'avoir sélectionné pour participer à l'échange interuniversitaire dans le cadre ERASMUS+ avec l'Université de Franche-Comté en France. Je remercie tout le personnel qui a participé à la réussite de cet échange, particulièrement Mr JEMEI Samir, pour son accueil chaleureux et ses orientations. Cet échange m'a permis non seulement d'enrichir et diversifier mon expérience universitaire, et aussi de découvrir la culture et les traditions françaises. Cette réussite je la dédie aux personnels administratifs

compétents de l'Université de Québec à Trois-Rivières, qui ont veillé à cette réussite tout au long de ce parcours. Je termine par remercier aussi l'étudiant Mr. Belkhouja JIHAD qui m'a donné l'occasion de concrétiser mes idées de mon projet par une programmation dynamique avec des résultats pertinents sous MATLAB/Simulink.

Table des matières

| | |
|---|----------|
| Résumé..... | iii |
| Avant-propos..... | v |
| Table des matières..... | vi |
| Liste des figures..... | xi |
| Introduction générale..... | 1 |
| Chapitre 1 - Contexte général, et l'état de l'art des techniques de gestion des Micro-Réseaux..... | 4 |
| 1.1 Introduction..... | 4 |
| 1.2 Les générateurs de production d'électricité à base d'énergies renouvelables..... | 6 |
| 1.2.1 Générateur photovoltaïque..... | 6 |
| 1.2.1.1 Revue historique..... | 6 |
| 1.2.1.2 Développement des générateurs photovoltaïques..... | 7 |
| 1.2.1.3 Principe de fonctionnement..... | 8 |
| 1.2.1.4 Architecture de connexion de la photovoltaïque aux réseaux électriques..... | 10 |

| | |
|--|----|
| 1.2.1.5 Modélisation de la production photovoltaïque..... | 13 |
| 1.2.1.6 Conclusion sur la photovoltaïque..... | 14 |
| 1.2.2 Générateur hydroélectrique..... | 14 |
| 1.2.2.1 Revue historique..... | 14 |
| 1.2.2.2 Principe de fonctionnement..... | 15 |
| 1.2.2.3 Type des générateurs hydroélectriques..... | 15 |
| 1.2.3 Générateur Éolienne..... | 16 |
| 1.2.3.1 Composition et principe de fonctionnement..... | 16 |
| 1.2.3.2 Développement des énergies éoliennes..... | 16 |
| 1.2.4 La biomasse..... | 18 |
| 1.2.5 La géothermie..... | 19 |
| 1.3 Les générateurs de production d'électricité à base d'énergies non-renouvelables..... | 20 |
| 1.3.1 Générateur turbine à gaz..... | 20 |
| 1.3.1.1 Revue historique..... | 20 |
| 1.3.1.2 Composition et principe de fonctionnement des TG..... | 20 |
| 1.3.1.3 Types des TG..... | 22 |
| 1.3.2 Générateur Pile à combustible..... | 22 |
| 1.4 Etat de l'art et revue technique de gestion des micro-réseaux..... | 23 |
| 1.4.1 Etat de l'art des micro-réseaux (MR)..... | 23 |

| | |
|---|-----------|
| 1.4.2 Revue technique des micro-réseaux (MR)..... | 25 |
| 1.5 Conclusion..... | 27 |
| Chapitre 2 -Modélisation et estimation des puissances des générateurs | |
| constituant notre architecture de micro-réseau..... | 29 |
| 2.1 Architecture du micro-réseau et ses éléments constitutifs..... | 29 |
| 2.2 Détermination des puissances et les fonctions coûts des générateurs du micro-réseau..... | 30 |
| 2.2.1 Estimation de la puissance maximale des générateurs PV..... | 30 |
| 2.2.1.1 Première approche: «Essai expérimental "LU LIN 2004" d'un module PV »..... | 30 |
| 2.2.1.2 Deuxième approche: « Modèle mathématique (Markvard en 2000)»..... | 31 |
| 2.2.1.3 Troisième approche: « Modèle électrique (Borowy et Salameh en 1996) » | 33 |
| 2.2.1.4 Comparaison des résultats des trois approches..... | 35 |
| 2.2.1.5 Conclusion..... | 39 |
| 2.2.2 Estimation de la puissance des générateurs turbine à gaz..... | 39 |
| 2.2.2.1 Modélisation de la production des TG..... | 39 |
| 2.2.2.2 Modèle approximatif du premier ordre..... | 41 |
| 2.2.2.3 Caractéristiques du rendement des TG..... | 42 |

| | |
|--|-----------|
| 2.2.2.4 Estimation des différentes grandeurs physiques des TG..... | 44 |
| 2.2.2.5 Estimation des coûts de la turbine à gaz..... | 48 |
| 2.2.3 Batteries de stockage..... | 48 |
| 2.2.3.1 Généralités..... | 48 |
| 2.2.3.2 Modélisation des paramètres des éléments de stockage..... | 51 |
| 2.2.3.3 Estimation des coûts de la batterie..... | 55 |
| 2.2.4 Réseau principal..... | 56 |
| 2.3 Conclusion..... | 57 |
| Chapitre 3 -Conception de l'algorithme de programmation dynamique..... | 58 |
| 3.1 Introduction..... | 58 |
| 3.2 Formulation de la problématique et définition des contraintes..... | 60 |
| 3.2.1 Formulation de la problématique..... | 60 |
| 3.2.2 Définition des contraintes..... | 62 |
| 3.3 Application d'une gestion prédictive..... | 64 |
| 3.4 Outils d'optimisation..... | 67 |
| 3.4.1 Définitions..... | 67 |
| 3.4.2 Synthèse des méthodes d'optimisation et choix de la méthode de résolution..... | 69 |

| | |
|---|------------|
| 3.5 Algorithme de Bellman et programmation dynamique..... | 72 |
| 3.6 Le problème d'Engagement des Unités..... | 73 |
| 3.7 Les formules mathématiques représentatives de la fonction objective dans le micro-réseau..... | 77 |
| 3.8 Programmation dynamique et conception de l'algorithme de Bellman dans la gestion énergétique..... | 80 |
| Chapitre 4 -Mise en oeuvre de la solution sous Matlab/Simulink..... | 82 |
| 4.1 Méthode d'optimisation de la fonction objective..... | 82 |
| 4.2 Mise en œuvre de la solution sous Matlab/Simulink..... | 84 |
| 4.2.1 Les étapes de la simulation..... | 84 |
| 4.2.2 Organigramme de graphe de Bellman..... | 88 |
| 4.3 Interprétation et comparaison des résultats de la simulation..... | 90 |
| 4.4 Conclusion..... | 97 |
| Chapitre 5 -Conclusion générale..... | 100 |
| Références bibliographies..... | 104 |
| Site Web..... | 107 |
| Annexe A – Code des fonctions coûts (batterie, CO ₂ ,réseau,TG)..... | 108 |
| Annexe B – Code du graphe de Bellman..... | 110 |
| Annexe C – Code qui détermine les références des générateurs..... | 112 |

Liste des figures

| | |
|---|----|
| Figure 1.1 Émission sectorielle estimé en 2016 en Mt CO ₂ eq..... | 5 |
| Figure 1.2 Le partage des sources renouvelables de production d'électricité dans quatre régions..... | 7 |
| Figure 1.3 Évolution de la photovoltaïque installée en France..... | 8 |
| Figure 1.3 Transformation de l'énergie solaire en électricité par la cellule de silicium..... | 9 |
| Figure 1.5 Installation photovoltaïque autonome..... | 11 |
| Figure 1.6 Installations photovoltaïques connectées au réseau..... | 12 |
| Figure 1.7 Transformation de l'énergie cinétique en électricité par la force de l'eau..... | 15 |
| Figure 1.8 Les composantes d'une éolienne plate..... | 16 |
| Figure 1.9 Schéma d'une ferme éolienne «offshore»..... | 17 |
| Figure 1.10 Évolution de la capacité mondiale de production d'énergie éolienne.. | 18 |
| Figure 1.11 Cercle de la production d'énergie par la biomasse..... | 19 |
| Figure 1.12 Schéma descriptif d'une central géothermique..... | 20 |

| | |
|---|----|
| Figure 1.13 Turbine à gaz sous sa forme la plus simple..... | 21 |
| Figure 1.14 Principe de fonctionnement d'une pile à combustible..... | 23 |
| Figure 1.15 Classification temporelles des fonctions de gestion du micro-reseau..... | 27 |
| Figure 2.1 Architecture des micro-réseaux..... | 30 |
| Figure 2.2 Circuit équivalent d'une diode..... | 33 |
| Figure 2.3 Puissance maximale pour un $G=300W/m^2$ | 37 |
| Figure 2.4 Erreur relative du M1 et M2 pour un $G=300W/m^2$ | 37 |
| Figure 2.5 Puissance maximale pour un $G=500W/m^2$ | 37 |
| Figure 2.6 Erreur relative du M1 et M2 pour un $G=500W/m^2$ | 37 |
| Figure 2.7 La chaîne de conversion des turbines à gaz..... | 40 |
| Figure 2.8 Caractéristiques du rendement des TG en fonction de la puissance.... | 43 |
| Figure 2.9 Émission de gaz NOx par les différents TG..... | 45 |
| Figure 2.10 Émission de gaz CO par les différents TG..... | 46 |
| Figure 2.11 : Évaluation du coût de CO_2 en fonction de la puissance..... | 48 |
| Figure 2.12 Exemple de modèle de batteries type PB..... | 49 |
| Figure 2.13 Tension en décharge en fonction de l'état de charge d'un accumulateur au plomb..... | 51 |
| Figure 2.14 Tension en charge en fonction de l'état de charge d'un accumulateur au plomb à plaque tubulaire..... | 52 |

| | |
|---|----|
| Figure 2.15 Courbe de tensions modélisées et expérimentales en fonction de l'état de charge..... | 52 |
| Figure 3.1 : Composants étudiés de notre architecture du réseau..... | 60 |
| Figure 3.2 : Exemple d'une gestion prédictive pour une journée..... | 66 |
| Figure 3.3 : Exemple d'application de l'algorithme de Bellman..... | 73 |
| Figure 3.4 : Exemple d'un graphe d'état pondéré $G(X, U)$ | 81 |
| Figure 4.1 : Graphe de Bellman basé sur le pourcentages de nos générateurs $G(X, U)$ | 83 |
| Figure 4.2 : Optimisation de la fonction objective..... | 83 |
| Figure 4.3 : Première étape du graphe de Bellman(lire les entrées)..... | 84 |
| Figure 4.4 : Deuxième étape du graphe de Bellman(les états et transitions)..... | 85 |
| Figure 4.5 : Troisième étape du graphe de Bellman(construction du graphe)..... | 86 |
| Figure 4.6 : Quatrième étape du graphe de Bellman(fonction objective)..... | 87 |
| Figure 4.7 : Organigramme général du graphe de Bellman..... | 89 |
| Figure 4.8 : Exemple d'une gestion optimale pour une journée..... | 90 |
| Figure 4.9 : Paramétrages des contraintes de la simulation..... | 91 |
| Figure 4.10 : Paramétrages des données d'entrées de la simulation..... | 92 |
| Figure 4.11 : Graphe de Bellman après simulation sous Matlab-Simulink..... | 92 |
| Figure 4.12 : Résultat de la simulation sous Matlab-Simulink..... | 93 |
| Figure 4.13 : Résultat de la gestion optimale pour une journée..... | 94 |

Figure 4.14 : Comparaison de coût de la gestion optimale et restreinte.....95

Figure 4.15 : Évaluation de la masse CO₂ dans la gestion optimale et restreinte..95

Figure 4.16 : Évaluation de la fonction coût avec et sans gestionnaire.....96

Introduction générale

Les besoins énergétiques de la population mondiale, en pleine croissance, augmentent de plus en plus, causés par la consommation des nouveaux usages des ménages, des usines, les moyens de transport comme les véhicules électriques ou d'autres équipements qui nécessitent une forte consommation. D'après les statistiques de l'International Energy Agency (IEA), " la production mondiale de l'électricité pourrait être doublée d'ici 2050, passant de 20440 TWh à 45970 TWh" [S1]. De ce fait, les chercheurs scientifiques doublent d'effort pour améliorer la qualité et l'efficacité du réseau électrique.

L'utilisation des centrales électriques satisfait les besoins énergétiques des consommateurs d'une part, mais le coût, la pollution, l'épuisement et la raréfaction des ressources des énergies fossiles d'autre part, inquiètent le monde pour l'avenir de la planète, ces inquiétudes poussent les chercheurs scientifiques, les énergéticiens à s'orienter vers l'étude et le développement d'autres ressources d'énergie comme les photovoltaïques, les éoliennes etc. Malgré leurs intermittences, ces énergies ont toujours existé depuis le début de la découverte de l'électricité mais n'avaient pas d'impact majeur sur le fonctionnement des réseaux. Aujourd'hui, ces énergies, dites décentralisées, prennent de l'ampleur de jour en jour et répondent au maximum aux inquiétudes et aux aspirations des énergéticiens pour atteindre la puissance exigée par la consommation socio-économique qui est en constante augmentation.

L'intégration de ces énergies vertes dans les réseaux électriques nécessite une gestion bien précise des différents flux énergétiques et afin d'assurer la résiliences des réseaux électriques, tout en respectant les contraintes des différents éléments qui composent sa nouvelle architecture, car un seul déséquilibre peut entraîner un blackout du réseau et privera plusieurs consommateurs de l'électricité pendant des temps qui peuvent aller jusqu'à plusieurs jours.

La problématique consiste, dans la gestion de l'énergie, à trouver la puissance la plus convenable et la répartir adéquatement entre les différents éléments qui construisent le réseau électrique d'architecture hybride.

Cette répartition se base sur plusieurs critères d'évaluation comme : émission des gaz polluants à effet de serre, la puissance variable et limitée des sources, la durée de vie des batteries, et les états de charge des éléments de stockage etc. Ces problèmes sont résolus en majorité par des algorithmes appelés soit "loi de gestion de l'énergie" ou "stratégie de commande" ou "loi de stratégie de l'énergie".

Dans ce travail, on définit un réseau intelligent, dit "Smart Grid", performant afin d'optimiser la production, la distribution et la consommation en utilisant la technologie de l'information, dans le but d'améliorer l'efficacité des réseaux.

Cette nouvelle technique de la répartition de la puissance la plus convenable se base sur une architecture particulière: des flux d'informations et d'énergie bidirectionnels, les énergies renouvelables intermittentes, ainsi que les nouveaux usages électriques qui doivent être intégrés. Pour une intégralité de la gestion du système électrique, la production et la consommation doivent être flexibles.

Dans ce travail de recherche qui se divise en cinq parties, on commence dans le premier chapitre par une introduction sur les différents générateurs de production d'électricité à base d'énergie renouvelable et conventionnelle tout en expliquant leur principe de fonctionnement. Et on termine par un état de l'art sur les micro-réseaux. Ensuite on détaillera dans le deuxième chapitre les éléments choisis qui composent l'architecture du micro-réseau avec une estimation de puissance qui peut être délivrée par chaque élément. On parlera dans le chapitre qui suit de la problématique sur la répartition d'énergie et le choix de la méthode de résolution avec l'algorithme de Bellman et la programmation dynamique. On termine par un exemple d'application dans le chapitre quatre en utilisant cet algorithme qui sera un programme général s'appliquant et s'adaptant aux autres architectures. Une conclusion générale sera détaillée dans le dernier chapitre. L'objectif de ce travail est basé sur une architecture qui utilisera un micro-réseau pour alimenter des petits quartiers.

Chapitre 1 - Contexte général, et l'état de l'art des techniques de gestion des Micro-Réseaux.

1.1 Introduction

Le phénomène du réchauffement climatique devient la menace préoccupante et inquiétante de nos jours, dû aux conséquences de l'augmentation des émissions de gaz à effet de serre causé par l'activité humaine, et selon le suivi de la Stratégie Nationale Base-Carbone de France (SNBC): « Des émissions à effet gaz en 2015 correspondait exactement au plafond indicatif annuel de 457 MtCO₂ a augmenté à 463 MtCO₂ en 2016 ou un dépassement d'une valeur de +3.6% » [S1]. Cette augmentation, qui s'explique par des éléments structurels, comme le recours accru aux centrales thermiques pour la production d'électricité, suite au manque ou à l'indisponibilité des centrales nucléaires, le prix faible des produits pétroliers poussant ainsi à une plus large consommation.

La figure 1.1 montre la répartition par secteur des émissions de gaz à effet de serre estimée en 2016. Elle nous indique qu'il y'a des préoccupations apparaissant principalement sur des secteurs du bâtiment et du transport. Ces deux secteurs additionnés représentent la plus grande partie des émissions de ces gaz, contrairement aux régions de l'industrie et de déchets qui sont plus satisfaisantes.

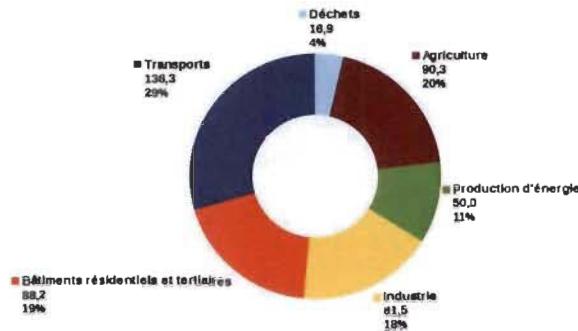


Figure 1.1: Émission sectorielle estimée en 2016 en Mt CO₂eq [S1].

La production de l'électricité dans les centrales thermiques par l'énergie mécanique est obtenue à partir d'une énergie thermique qui est à l'origine de la combustion d'une énergie fossile (charbon, gaz, fioul) bien que cela soit le mode de production électrique le plus émetteur de gaz à effet de serre. En plus de ces conséquences, le coût devient très élevé à cause de la pénurie de ressource fossile ainsi que la maintenance des centrales.

Ces inquiétudes nous poussent à s'orienter vers les énergies renouvelables comme une solution potentielle à la réduction des émissions de gaz à effet de serre. Un choix judicieux, parmi les moyens de production prometteurs, est le solaire photovoltaïque (PV) qui s'impose aujourd'hui parmi les plus appropriés à la production d'électricité d'origine renouvelable.

La connexion de l'énergie reçue par les panneaux photovoltaïques aux réseaux est limitée par trois facteurs majeurs: le coût de l'installation, la production intermittente et le décalage entre la consommation et la production. La solution la plus élémentaire, pour ces facteurs, est d'optimiser l'utilisation de l'énergie, c'est-à-dire de faire corréler la production et la consommation par un moyen envisageable qui nous pousse à faire contrôler la production et la consommation. Pour cela, et afin de contrôler la production intermittente,

un élément de stockage est associé au générateur photovoltaïque devient indispensable. Dans ce travail, on a choisi parmi plusieurs solutions de stockage des batteries les plus utilisables de type lithium-ion, qui seront associées aux générateurs photovoltaïques formant, ainsi, l'étage d'alimentation hybride retenu pour la présente étude. Nous verrons ensuite que l'ensemble « PV+stockage » connecté au réseau peut offrir de multiples services.

L'objectif de cette maîtrise est de développer un système de gestion de l'énergie électrique en présence d'une source intermittente, d'un élément de stockage, une centrale thermique et d'une consommation variable.

1.2 Les générateurs de production d'électricité à base d'énergies renouvelables

1.2.1 Générateur photovoltaïque

1.2.1.1 Revue historique

Le phénomène de l'effet photovoltaïque a été découvert en 1893 par Antoine Becquerel. Son développement se fait seulement plus tard, presque un siècle après, par les chercheurs scientifiques qui exploitent ce phénomène. Ces recherches intensives aboutissent à la création du premier panneau photovoltaïque en 1954 avec un rendement de 4% par le laboratoire BELL [S2]. Mais avec un tel rendement et le coût très élevé de la fabrication de ces cellules, une exploitation à grande échelle n'est pas envisageable.

Durant les années 70, les gouvernements et les industries décident d'investir dans la technologie de la filière photovoltaïque, ces investissements aboutissent à l'augmentation de la quantité annuelle des modules PV. Bien que le prix se stabilise quelque peu, la quantité de modules photovoltaïques fabriquée, chaque année, ne cesse d'augmenter.

1.2.1.2 Développement des générateurs photovoltaïques

De nos jours et à l'avenir, la caractérisation des systèmes électriques se fait par le partage des sources d'énergies renouvelables. La figure 1.2 [S3] suivante, captée de l'agence internationale de l'énergie "International Energy Agency (Iea)", souligne bien la croissance rapide des années précédentes et l'estimation des années à venir pour quelques régions d'ici 2050. Ces évolutions sont dans un scénario où la variable de l'électricité d'une source renouvelable atteint entre 27% et 44% de la production d'électricité en 2050, une estimation d'environ 310 GW de stockage supplémentaire serait nécessaire dans ces grandes régions, qui représentent 85% de la demande en électricité en 2050 [S3].

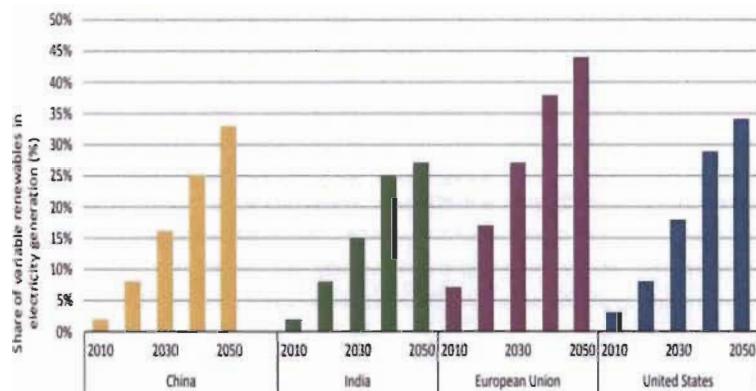


Figure 1.2 : Le partage des sources renouvelables de production d'électricité dans quatre régions du monde.

Comme on peut le voir aussi, dans l'exemple de la figure 1.3 [S4], le parc photovoltaïque installé en 2013 en France nous met en évidence la montée rapide de la production énergétique qui est considérée comme la deuxième plus rapide après celle produite par les éoliennes. Depuis 2009, on remarque une montée exceptionnelle de la production d'énergie photovoltaïque de 190 MW allant jusqu'à 4298 MW en 2013, 20 fois plus de production de l'énergie en moins de 5 ans [S3].

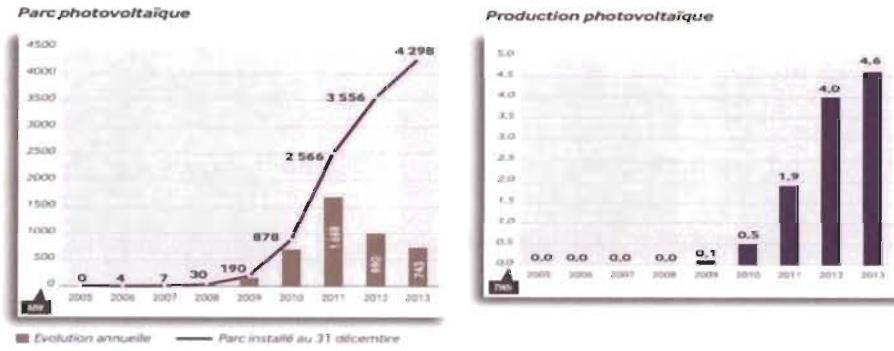


Figure 1.3 : Évolution de la photovoltaïque installée en France.

Cependant, aujourd’hui la transformation de l’énergie solaire en énergie électrique la plus fréquente reste le photovoltaïque. À travers le développement, des panneaux solaires et l’augmentation des installations des parcs photovoltaïques dans le monde.

En 2019, cinq pays concentrent 69 % de la puissance installée photovoltaïque mondiale: la Chine (32,6 %), les États-Unis (12,1 %), le Japon (10 %), l’Allemagne (7,8 %) et l’Inde (6,8 %) [S15], et aussi le Maroc qui contient la plus grande gigantesque central solaire inauguré en 2016 qui produit environ 580 MW.

1.2.1.3 Principe de fonctionnement

La constitution des cellules PV se base généralement sur deux couches différentes : la première, contient du phosphore, est majoritairement pleine d'électrons par rapport à la deuxième qui présente les trous des électrons. L'exposition des photons venant de la lumière du soleil sur le matériau attaque les atomes exposés au rayonnement dans les cellules PV, une partie des électrons qui se trouve dans les couches supérieures, appelé "électron de valence ", est excitée par cette attaque et se trouve dans un état aléatoire, cette ne revient pas à sa position initiale. Leur mouvement aléatoire crée une tension continue, tout comme le courant qui est généré lorsque la cellule absorbe une partie des photons

solaires, ce qui impose le déplacement des électrons vers la couche haute et les trous en sens inverse.

L'exemple suivant nous montre les mouvements des électrodes, l'une au niveau de la couche supérieure et l'autre au niveau de la couche inférieure, ce mouvement aléatoire provoque une différence de potentiel et un courant, comme illustré dans le cas d'une cellule silicium par la figure 1.4 [S5] :

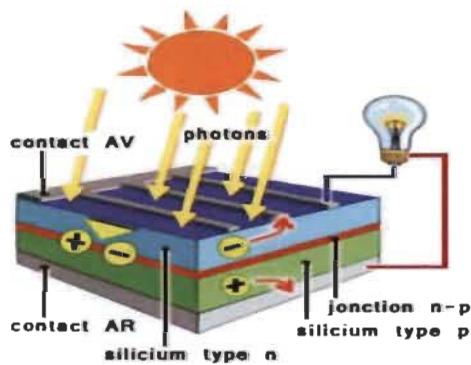


Figure 1.4: Transformation de l'énergie solaire en électricité par la cellule de silicium.

L'ensemble des cellules montées en série et en parallèle nous créent des modules PV ou bien les panneaux solaires, et selon la puissance recherchée ou désirée qui se caractérise par le nombre de modules montés, soit en série pour que la tension s'ajoute, soit en parallèle pour que le courant augmente, sachant que si l'une des cellules est affectée à une ombre provoque un dysfonctionnement du reste des panneaux et serait alors une perturbation et un inconvénient pour le reste de l'installation.

Voici quelques avantages et inconvénients de la technologie PV :

➤ Avantages de la technologie photovoltaïque

Parmi le grand nombre d'avantages de la filière technologie photovoltaïque, les plus importants à retenir sont:

- ✓ Une indépendance totale des ressources fossiles.
 - ✓ L'installation flexible et modulaire des panneaux photovoltaïques permet une adaptation adéquate à des besoins énergétiques allant de quelques watts jusqu'à mégawatt.
 - ✓ Utilisation sur les engins spacieux grâce à cette caractéristique des matériaux qui ne nécessitent pas des pièces mobiles, et de son indépendance des ressources fossiles.
 - ✓ L'énergie reçue de la technologie photovoltaïque présente des qualités sur le plan écologique car le produit fini est non polluant, en plus de sa production silencieuse qui n'entraîne aucune perturbation du milieu.
- Inconvénients de la technologie photovoltaïque

La technologie photovoltaïque présente parfois des inconvénients, qu'on peut lister ainsi :

- ✓ le coût très élevé de la fabrication des panneaux photovoltaïques qui nécessite une fabrication de haute technologie.
- ✓ Nécessité de l'intégration des batteries pour un stockage d'énergie, le coût de l'ensemble d'un générateur photovoltaïque devient accru.
- ✓ Les générateurs photovoltaïques ne sont pas compétitifs par rapport aux autres générateurs.
- ✓ Le rendement de la conversion d'un module reste faible (ex : pour une cellule de silicium cristallin est de 28 %).

1.2.1.4 Architecture de connexion de la filière photovoltaïque aux réseaux électriques

- ❖ Système autonome de la PV

Le photovoltaïque peut être classé en deux grandes catégories, les systèmes autonomes ou bien isolés du réseau et qui sont utilisables directement pour l'alimentation des charges, en même temps comme secours en cas d'une panne du réseau, ou bien ils font partie des systèmes hybrides. La figure 1.5 suivante représente un exemple d'un système PV autonome assemblé avec des batteries pour former un générateur PV avec stockage d'énergie. L'association de ces batteries au générateur PV, à travers un convertisseur DC-DC, assure l'alimentation continue des charges au fur et à mesure, malgré les obstacles des intermittences de la production.

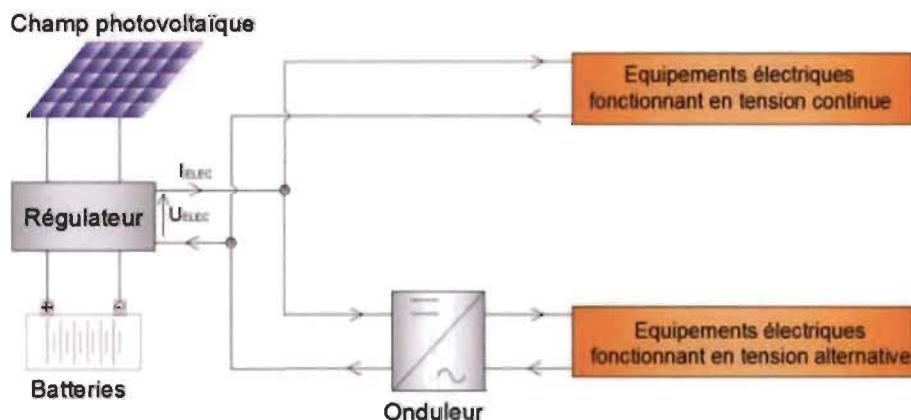


Figure 1.5: Installation photovoltaïque autonome [S6]

❖ Les systèmes PV connectés au réseau

La deuxième catégorie des systèmes PV sont connectés au réseau et leur utilisation se fait soit pour vendre la totalité de l'énergie produite (ex: parc PV) au réseau et c'est la plus convenable; ou bien, dans le cas d'une installation PV individuelle ou domestique, l'utilisation est partagée en deux voies séries l'autoconsommation (consommation directe par la charge) et le surplus sera vendu à l'opérateur du réseau. Cette dernière utilisation est priorisée par l'énergie produite par la PV, ensuite une intervention du réseau en cas de

l'absence de cette énergie solaire. La figure 1.6 suivante montre une architecture d'un générateur PV connectée au réseau.

L'exemple suivant dans la figure 1.6 nous s'explique l'injection de l'énergie électrique produite par des champs PV sur un réseau triphasé, qui sont partagés en trois sous champs de 30 modules. Ces champs sont connectés au réseau de distribution par l'intermédiaire des onduleurs monophasés pour chaque champ [2].

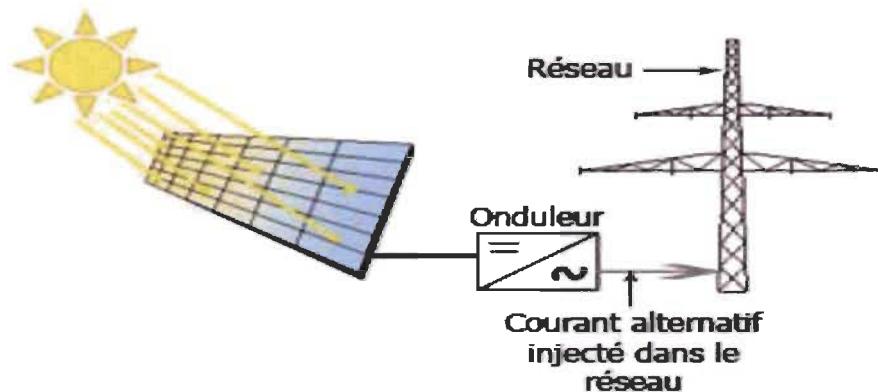


Figure 1.6: Installations photovoltaïques connectées au réseau [S7]

Plusieurs architectures des générateurs PV sont à l'étude par des chercheurs. Le but est d'améliorer les performances des batteries. Des systèmes sophistiqués de gestion de l'énergie ont été développés afin d'optimiser la durée de vie des batteries de stockage et ainsi minimiser le coût de fonctionnement, sachant que ce système de stockage représente une partie très importante du coût de l'installation avec des conditions d'exploitation lourdes : cycles de charge-décharge quotidiens avec des courants importants qu'on détaillera par la suite.

Un des objectifs de ce travail est de construire une architecture constituée des générateurs renouvelables PV-batteries, et des générateurs non renouvelables choisis

comme les centrales thermiques, et afin de réduire les émissions de gaz polluants, la dépendance aux sources d'énergies non-renouvelables, de répondre aux mesures économiques imposées par la plupart des états pour favoriser le développement des énergies renouvelables. Dans notre cas, le photovoltaïque choisie comme énergie renouvelable est d'imposer aux opérateurs de distribution de réseaux des tarifs préférentiels pour l'achat de ces énergies produites par ces PV, afin d'encourager davantage cette technologie de production, ainsi qu'une participation étatique pour subventionner les installations domestiques. La France peut être citée en exemple, car ce pays a permis l'installation des panneaux PV pour les particuliers pratiquement gratuite.

1.2.1.5 Modélisation de la production photovoltaïque

Le fonctionnement des générateurs photovoltaïques dans leur régime optimal nécessite une mise en place des dispositifs comme les convertisseurs statiques entre les panneaux photovoltaïques et la charge, qui jouent le rôle d'adaptateur source-charge, et afin d'exploiter le mieux la puissance crête installée à partir de la puissance maximale délivrée en fonction de la tension et de ces points de fonctionnement optimal qui seront caractérisés par les conditions de l'éclairement et de la température de la puissance fournie.

Une difficulté s'impose à la conception des systèmes photovoltaïques pour des fonctionnements optimaux. La cause est la forte variation de la production en fonction de la température, l'éclairement ainsi que le vieillissement des systèmes, et du comportement aléatoire des charges (continue ou alternative).

Deux approches mathématiques déterminent la puissance crête aux bornes des générateurs photovoltaïques caractérisée par l'éclairement solaire, et la température

ambiante, elles sont choisies pour la réalisation de ce travail et comparer à un résultat d'un essai expérimental.

L'une de ces approches, la plus cohérente à l'essai, sera retenue pour une modélisation d'un panneau photovoltaïque. Dans ce travail, et par la suite nous détaillerons tous les paramètres de cette approche afin de créer notre structure de programmation.

1.2.1.6 Conclusion sur le photovoltaïque

Malgré l'apparition limitée quantitativement dans certaines régions à travers le monde, cette technologie sûrement va bientôt nous surprendre dans les années à venir, car elle joue un rôle primordial dans l'avancée des technologies des sources d'énergies renouvelables.

En effet, cette énergie inépuisable par sa génération de l'électricité directement à partir du soleil, donc son développement est une réponse aux défis énergétiques actuels.

1.2.2 Générateur hydroélectrique

1.2.2.1 Revue historique

La force de l'eau représentait une des sources d'énergie les plus importantes pour produire de l'électricité. En effet, depuis l'antiquité, les hommes ont essayé de transformer cette force en énergie. Durant la période des deux guerres mondiales, la production d'électricité hydraulique connaît une augmentation spectaculaire avec plus de 50 barrages bâtis entre 1920 et 1940. Sachant que la France possède la moitié de ces productions d'électricité.

Les centrales hydrauliques sont considérées comme des énergies propres car leur solution de mise en œuvre dans la production d'électricité utilise une énergie renouvelable.

1.2.2.2 Principe de fonctionnement

Pour répondre à cela, nous allons, à l'aide de la création d'une microcentrale hydraulique, présenter le fonctionnement des centrales hydrauliques. Ces centrales transforment l'énergie cinétique d'un flux d'eau à l'aide des turbines hydrauliques couplées à des générateurs électriques pour produire de l'énergie électrique. La figure 1.7 suivante nous montre le cheminement de cette force d'eau par ses flux qui traversent les turbines pour produire de l'électricité. Sachant que la puissance maximale dépend de la hauteur de chute, du débit d'eau et des caractéristiques mécaniques de la turbine.

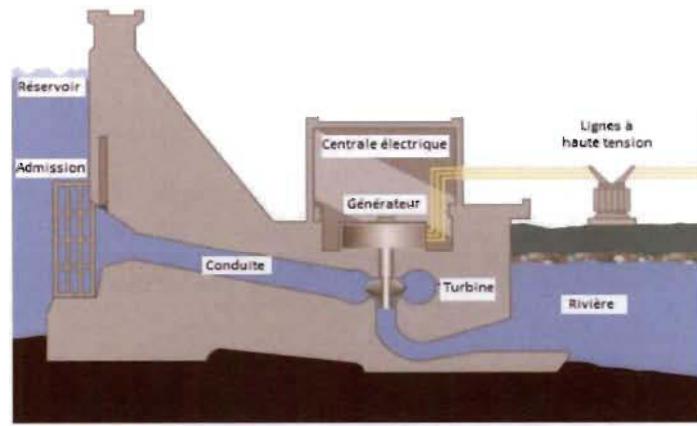


Figure 1.7: Transformation de l'énergie cinétique en électricité par la force de l'eau [S8].

1.2.2.3 Type des générateurs hydroélectriques

Les centrales hydroélectriques sont classées en trois types:

- Les centrales dites gravitaires: elles se basent sur le mouvement de l'eau par gravitation pour produire de l'électricité.
- Les stations de transfert d'énergie par pompage (S.T.E.P.): l'objectif est de faire mouvoir l'eau d'un bassin inférieur vers un bassin supérieur à l'aide d'un système de pompage. Dans ce cas, le pompage s'effectue durant le creux de la demande à partir

d'électricité produite par des équipements de base (nucléaire), et production d'électricité par turbinage durant la pointe.

- Les usines marémotrices: ce type utilise l'énergie de mouvement des flux de la mer alternée.

1.2.3 Générateur éolienne

1.2.3.1 Composition et principe de fonctionnement

Une éolienne est un dispositif qui transforme l'énergie cinétique du vent en énergie mécanique. Cette dernière sera transformée en énergie électrique par l'intermédiaire d'une machine électrique.

La génératrice éolienne est composé principalement de pales, qui tournent grâce au vent, créant une énergie cinétique liée à un alternateur pour produire de l'électricité, et d'un multiplicateur qui permet d'augmenter la vitesse des pales, d'une nacelle qui pivote les pales dans la bonne direction pour recevoir le maximum de vent et d'un mat pour tenir l'ensemble, la figure 1.8 suivante montre les différents composants d'une éolienne montée sur terre:

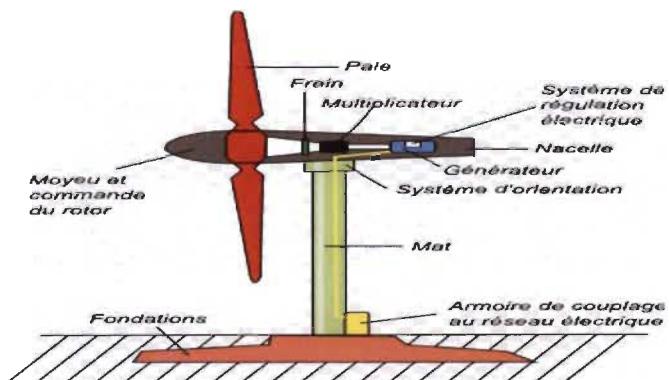


Figure 1.8 : Les composantes d'une éolienne plate [S8].

Il existe deux types d'installation éolienne, à terre – « onshore » et dans la mer – « offshore ». Les coûts d'investissement sont relativement élevés, surtout pour les installations de type « offshore », mais l'énergie primaire est gratuite et l'impact environnemental est petit.

Dans certaines régions, les éoliennes peuvent poser des problèmes liés au bruit de basse fréquence, désagréables pour les personnes qui habitent à côté et les impacts avec les troupeaux ou sur les oiseaux. Les petites éoliennes peuvent être installées à axe vertical ou axe horizontal.

La figure 1.9 suivante nous montre un exemple d'installation éolienne, de type dans la mer, «offshore»:

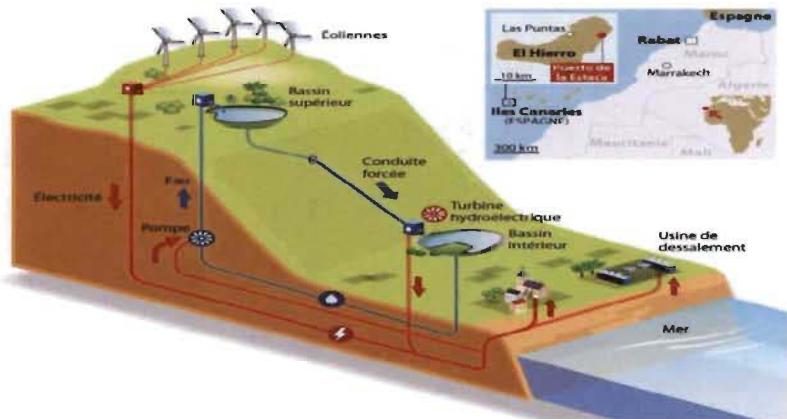


Figure 1.9 : Schéma d'une ferme éolienne «offshore» [S9].

1.2.3.2 Développement des énergies éoliennes

L'électricité produite par les parcs éoliennes double approximativement tous les trois ans. Selon les statistiques de Wind power [S9], la figure 1.10 suivante traduit bien l'évolution de la capacité mondiale de production d'énergies éoliennes, ces dernières années :

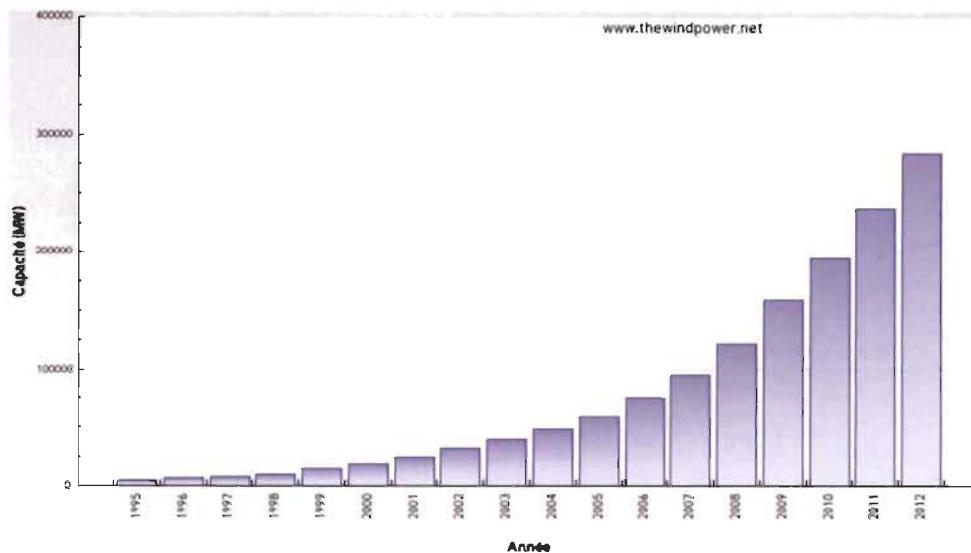


Figure 1.10: Évolution de la capacité mondiale de production d'énergie éolienne [S9].

1.2.4. La biomasse

La biomasse est un des types d'énergie renouvelable formée à partir des processus biologique ou mécanique, ils prennent leur origine dans la matière organique et inorganique, comme la biomasse végétale est relative aux plantes en général (des troncs, des branches, des tiges, des fruits, des restes et des déchets végétaux, etc..). Le résultat final est un combustible totalement écologique d'une énorme puissance énergétique.

L'énergie produite par la biomasse est directement faite par combustion, ou par transformation dans d'autres substances qui peuvent être mises à profit plus tard comme combustibles. La figure 1.11 suivante nous montre un cercle de la production de la biomasse:



Figure 1.11: Cercle de la production d'énergie par la biomasse [S10].

Cette production qui peut être classée en deux manières:

- ✓ Les gaz méthane utilisé comme source d'énergie, émis par la fermentation des déchets.
- ✓ La biomasse elle-même peut être incinérée.

Dans les deux cas, l'énergie thermique peut être utilisée pour produire de l'électricité dans des centrales thermiques.

1.2.5 La géothermie

La géothermie transforme l'énergie thermique sous forme de chaleur qui se trouve sur le globe terrestre en énergie électrique par l'intermédiaire des turbines et des générateurs électriques. Du fait, le terme « géothermie » regroupe des moyens de capter l'énergie thermique terrestre. Pour qu'on puisse capter cette énergie géothermique, un fluide est mis en circulation dans les profondeurs de la terre. Ce fluide peut être celui d'une nappe captive naturelle, de l'eau injectée dans une roche chaude imperméable ou dans des puits spéciaux. Dans tous les cas, le fluide se réchauffe et remonte avec une température supérieure. La figure 1.12 suivante illustre le principe d'utilisation de la géothermie pour générer l'électricité:

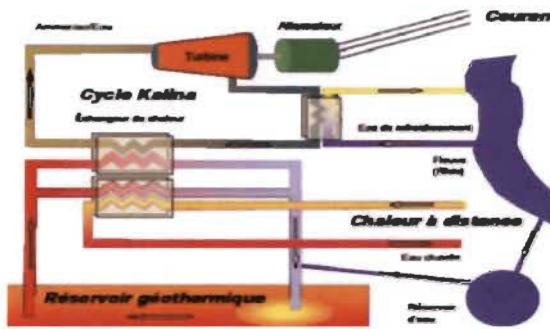


Figure 1.12 : Schéma descriptif d'une centrale géothermique [S11]

1.3 Les générateurs de production d'électricité à base d'énergies non-renouvelables

1.3.1 Générateur turbine à gaz

1.3.1.1 Revue historique

La France et la Suisse ont été les premiers à construire les premières turbines à gaz au début du XX^{ème} siècle, par les sociétés anonymes des turbomoteurs à Paris et la société Brown Boveri à Neuchâtel en Suisse. Pour information, la British rail 18000 fut construite par Brown Boveri en Suisse en 1940, elle avait une puissance de 1.9MW avec une vitesse de 145Km/m^2 de type industriel avec un rendement très faible du travail net fourni par ces turbines qui égalent à la différence entre le travail nécessaire pour comprimer de l'air et le travail utile. Il a fallu attendre les années 30 pour qu'on commence à faire croître des applications industrielles par le développement des performances des compresseurs, des turbines à gaz, tout cela est dû, principalement, à l'évolution réalisée dans la conception des caractéristiques des écoulements gazeux, qui est aujourd'hui toujours en pleine croissance grâce à des hautes technologies de modélisation 3D.

L'utilisation de ces turbines à gaz, ces dernières années, a connu une très forte croissance via le développement des nombreux domaines d'application comme les populations maritimes, production d'électricité, transport aérien, etc. Avec un rendement

plus intéressant par rapport à la consommation faible des ressources fossiles, et une réduction des émissions des gaz à effet de serre.

1.3.1.2 Composition et principe de fonctionnement des TG

Les turbines à gaz sont constituées de moteurs à combustion, sous leurs formes la plus simple, comme la montre la figure 1.13. Elle se compose d'un compresseur axial qui aspire l'air à la pression atmosphérique, d'une chambre de combustion, et d'une turbine. Sa particularité se trouve au niveau de la chambre de combustion, qui retire de l'air atmosphérique pour le comprimer et le réchauffer à pression constante via l'injection d'une certaine quantité de combustibles comme le gaz naturel. Une énergie thermique, à l'intérieur de cette chambre, augmente; elle se convertit en énergie mécanique utile. Cette dernière énergie, qui en résulte, est transmise par l'intermédiaire d'un accouplement à une machine réceptrice qui la transforme en énergie électrique. Ces turbines sont considérées comme des systèmes autosuffisants.

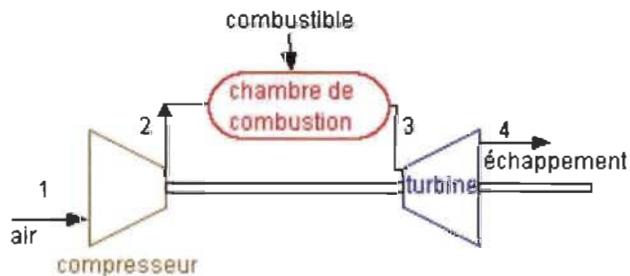


Figure 1.13: Turbine à gaz sous sa forme la plus simple [S12].

Dans sa forme la plus simple et la plus répandue, une turbine à gaz (aussi appelée turbine à combustion) est composée de trois éléments :

- * Un compresseur, centrifuge ou plus généralement axial, qui a pour rôle de comprimer de l'air ambiant à une pression comprise, aujourd'hui, entre 10 et 30 bars environ ;
- * Une chambre de combustion, dans laquelle un combustible gazeux ou liquide est injecté sous pression, puis brûlé avec l'air comprimé, avec un fort excès d'air afin de limiter la température des gaz d'échappement ;
- * Une turbine, généralement axiale, dans laquelle sont détendus les gaz qui sortent de la chambre de combustion.

1.3.1.3 Types des TG

Il existe deux types de centrales à turbines à gaz :

- À cycle simple, où la turbine à gaz entraîne un alternateur et la chaleur en excès (des gaz d'échappement) est perdue dans l'environnement,
- À cycle combiné, où la chaleur des gaz d'échappement est récupérée via une chaudière de récupération et ensuite utilisée soit pour le chauffage urbain, soit pour entraîner un second couple (turbine + générateur). De cette manière, le rendement global d'une centrale à cycle combiné peut atteindre 60% et même plus.

Le principe des centrales avec turbine à gaz, à petite échelle, est utilisé dans les micro-turbines à gaz. Leur puissance typique est entre 30kW et 300kW. Ces turbines possèdent de meilleures caractéristiques par rapport aux groupes diesel et pour cette raison, elles sont souvent utilisées pour l'alimentation des sites isolés ou pour l'alimentation de secours des charges d'une importance critique dans les hôpitaux, sites industriels et militaires. Les micro-turbines à gaz peuvent aussi être exploitées en régime de cogénération. À la différence des grandes turbines à gaz, la cogénération chez les micro-

turbines à gaz est principalement conçue pour la production de chaleur et le chauffage local.

1.3.2 Les piles à combustible

Le principe du fonctionnement de la pile à combustible date du début du XIX^{ème} siècle et a été découvert par Christian Schönbein. Peu après, le premier prototype a été élaboré par William Grove. À cause du fait que cette technologie nécessite des matériaux couteux et sophistiqués, le développement des piles à combustible a été mis en pause jusqu'à la moitié du XX^{ème} siècle. Une pile à combustible est un dispositif dans lequel la fabrication de l'électricité se fait grâce à l'oxydation sur une électrode d'un combustible réducteur, par exemple le dihydrogène, couplée à la réduction sur l'autre électrode d'un oxydant, tel que le dioxygène de l'air. La réaction d'oxydation de l'hydrogène est accélérée par un catalyseur, qui est souvent fait en platine. Ce principe est l'inverse de l'électrolyse. Les produits de la réaction chimique, effectuée dans la pile à combustible sont l'électricité, la chaleur et l'eau figure 1.14.

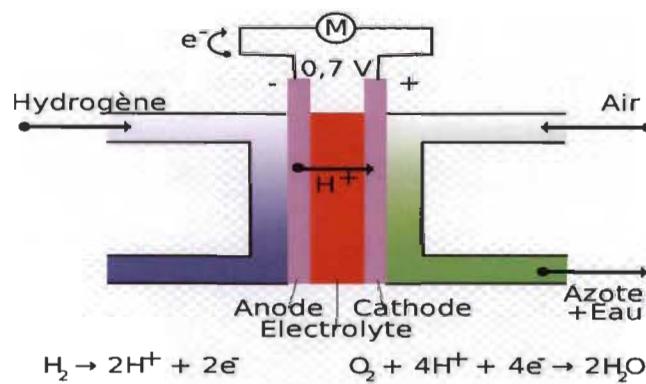


Figure 1.14 : Principe de fonctionnement d'une pile à combustible [S13].

1.4 Etat de l'art et revue technique de gestion des micro-réseaux

1.4.1 Etat de l'art des micro-réseaux

Dans ce chapitre qui suit, nous examinerons les définitions et le développement des micro-réseaux avec une description détaillée de ses avantages et de ses inconvénients. Puis nous tenterons d'apporter des solutions adéquates aux méthodes de contrôle des micro-réseaux et des générateurs distribués portant sur les questions d'alimentation, de contrôle de tension, de fréquence et de leur contrôle (micro-réseaux).

Les micro-réseaux (MR) ne sont pas récents puisque les réseaux électriques existaient depuis bien longtemps (à petite échelle) distribués dans des régions lointaines où l'interconnexion n'était pas possible pour des raisons techniques ou économiques.

Vu la pénétration en force des unités de distributions (UD) , ainsi que leurs importance dans la réduction des coûts de transport et la distribution des flux de puissance et les fluctuations de tension, l'avantage, donc, du concept des micro-réseaux intervient dans le contrôle coordonné entre l'intégration des systèmes de génération décentralisés et le système de stockage d'énergie.

Son avantage consiste à offrir à la population le choix des sources d'énergie durables, renouvelables, fiables, flexibles et économe grâce à ce réseau.

Les MR ont aussi la potentialité d'améliorer la qualité de l'alimentation et permettent à chacun de contrôler sa consommation et son approvisionnement en électricité.

Les MR ont une gestion intelligente des systèmes d'énergie renouvelable et sont dotés de plusieurs composants comme : des ressources d'énergie photovoltaïque, éolienne, piles à combustibles, moteurs, des dispositifs de stockage et des batteries. Ces dispositifs contribuent à absorber ou à couvrir l'excès ou le déficit de puissance, à améliorer la fiabilité

du MR, ils sont à proximité et englobent un ou plusieurs clients ou groupe de charges comme les hôpitaux, base militaire ou écoles etc. Tous ces dispositifs ou composants fonctionnent en harmonie avec le réseau électrique.

Malgré ces avantages, des inconvénients existent aussi pour les MR ; ils sont d'abord de l'ordre d'instabilité du contrôle de la puissance qui circule dans ces mêmes réseaux, de performance dû aux caractères aléatoires des énergies renouvelables drainant un flux de puissance avec une gestion bidirectionnelle ce qui n'est pas le cas pour les micro-réseaux centralisés, ce qui rend ardu et difficile l'opération d'ilotage des MR à cause d'intermittence des énergies renouvelables : l'éolienne, les photovoltaïques. Ainsi la stabilité et la fiabilité sont les préoccupations majeures des MR, de même que coordonner leur contrôle. Ses charges déséquilibrées et discontinues affectent la qualité de l'alimentation et la précision de partage de puissance dans les MR. Le but est d'obtenir et d'assurer une bonne régulation de tension, de fréquence et un bon partage de puissance connectée au MR.

1.4.2 Revue technique de gestion des micro-réseaux

Les différents besoins d'énergie consommée par les utilisateurs des villes, d'écoles, ou opérations militaires ou industries sont d'ordre d'énergies renouvelables plus propres et plus écologiques. Certains exigent un système plus flexible pour protéger leur centre de consommation en situation d'urgence, d'autres utilisent leur énergie d'une façon optimale, stimulent la croissance de leurs entreprises et protègent leur situation critique. Quelles que soient les solutions, les MR offrent des performances optimales pour répondre à tout un éventail de besoins grâce à leurs avantages multiples telles leur fiabilité, résistance ou leur résilience de service 24h/7 avec la génération d'énergie locale. La qualité de puissance assurant une bonne qualité d'énergie de stabilité, de sécurité électrique et la disponibilité de

cette puissance assure la demande en maintenant l'équilibre du réseau central, la production locale, la gestion de la charge et tout en efficacité optimale, la réduction des pertes d'énergie, la proximité entre la production et la consommation optimale et l'acheminement de l'énergie.

Pour optimiser les DG, le système de réutilisation de la chaleur offre des opportunités en augmentant le rendement énergétique global du système d'électricité et de chaleur combinée, qui résulte du captage de l'énergie thermique (vapeur d'eau chaude, chauffage, refroidissement etc.).

L'intelligence des MR leur permet d'optimiser le coût et comment intégrer le réseau central et les DG locales pour atténuer le coût de l'électricité chez les utilisateurs. Ainsi elle diminue la dépendance du réseau principal et limite les investissements dans les réseaux de transport et de distribution, réduit l'installation des centrales thermiques, stocke et exploite l'énergie en cas de besoin. L'émission des gaz à effet de serre est réduite.

Cependant, malgré tous ses avantages, les MR présentent des inconvénients qui se définissent comme suit [12]:

La qualité de l'alimentation des MG, la fréquence et la tension sont autant des problèmes qui nécessitent un suivi dans leur contrôle selon les normes voulues.

Le stockage de l'énergie électrique nécessite aussi beaucoup d'espace et beaucoup de maintenance pour ses batteries.

L'un des défis les plus importants aussi est la protection des micro-réseaux quant à sa mise en œuvre et le développement des normes d'interconnexions pour assurer sa cohérence. L'équilibrage de réseau passe par le respect d'un certain nombre de contraintes liées à sa gestion et à son fonctionnement. Cette gestion doit respecter différents contraintes

physiques et technologiques, pour assurer d'une part la sécurité des équipements, la sûreté d'approvisionnement, ainsi que la qualité et l'efficacité énergétiques.

Le fonctionnement de système a pour objectif d'atteindre une optimisation technico-économique en prenant en compte :

- Les contraintes d'équilibrage entre l'énergie produite et l'énergie consommée au sein du micro-réseau sur un horizon journalier au pas horaire,
- Des contraintes liées aux limites en tension et fréquence et à leur réglage,
- Le prix de l'énergie produite,
- L'impact environnemental.

Pour la mise en œuvre de ces objectifs par le gestionnaire électrique, les fonctions de gestion sont réparties en deux grands groupes selon leur dynamique d'exécution : à long et à court termes. Le schéma 1.15 suivant nous montre la planification temporelle des fonctions de gestion du micro-réseau:

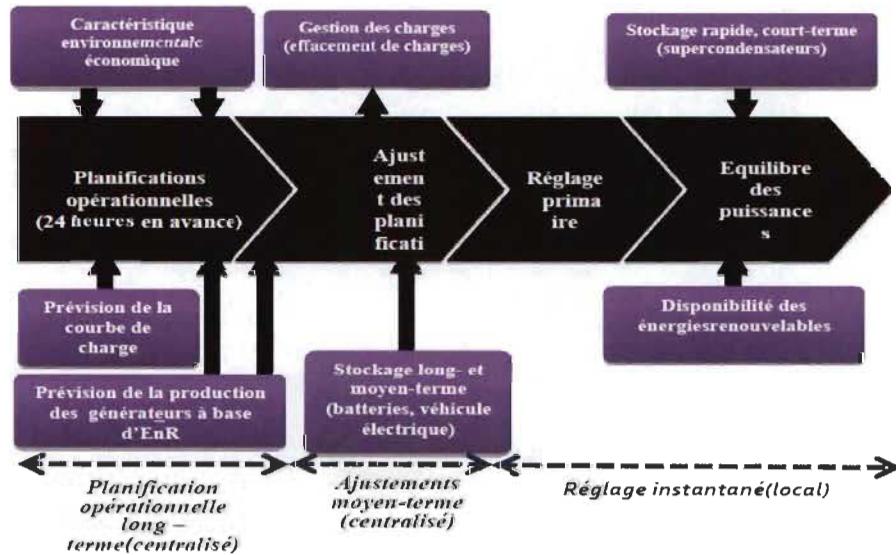


Figure 1.15: Classification temporelle des fonctions de gestion du micro-réseau [13].

1.5 Conclusion

Pour conclure, nous dirons que les systèmes traditionnels de puissance ont un impact négatif important sur l'environnement, ce qui nous pousse systématiquement à développer des énergies plus écologiques, plus propres et durables. Dans ce travail, nous proposons des solutions de gestion des ressources énergétiques à l'échelle d'un micro-réseau. Ces MR sont mis en œuvre par plusieurs réseaux qui interagissent les uns avec les autres. Ces derniers cherchent, avec de méthodes de haute technologie, à atténuer cet impact environnemental et améliorer la puissance et une meilleure gestion des actifs.

Pour cela, de nombreuses techniques de haute technologie innovante sont proposées dans le monde entier pour relever les défis du moment que le concept des MG prend de l'ampleur. Ces défis sont proposés dans plusieurs domaines politiques, techniques, économiques et de contrôle, dans le but d'améliorer la qualité de l'alimentation de l'équilibrage de débit, le contrôle de la tension, de la fréquence, le partage des charges, la fiabilité, la protection et la stabilité. Les domaines techniques et économiques incluent aussi le contrôle de la conception des systèmes de gestion de l'énergie, les coûts et l'investissement.

Chapitre 2 - Modélisation et estimation des puissances des générateurs constituant notre architecture du micro-réseau.

2.1 Architecture du micro-réseau et ses éléments constitutifs

L'utilisation des nouvelles productions d'électricité surtout l'énergie dite renouvelable ne cesse d'augmenter ces dernières années. Cette augmentation crée de nouvelles architectures pour faire face aux nouveaux défis et aux enjeux des micro-réseaux. L'évolution de ces nouvelles architectures des systèmes électriques doit être envisagée pour répondre aux nouveaux défis de la production décentralisée et pour exploiter, d'une manière optimale, le potentiel des technologies basées sur des nouvelles sources énergétiques.

Cette évolution passe par l'utilisation de nouveaux matériels, comme l'électronique de puissance, les réseaux de communication, des technologies de stockage et de cogénération, etc. De nouvelles méthodes de gestion seront nécessaires avec l'arrivée massive de ces nouvelles productions.

Trois technologies clefs seront abordées dans ce chapitre, les générateurs actifs, les micro-turbines à gaz et les éléments de stockage électrochimiques, très souvent utilisées dans des systèmes énergétiques comme le précise la figure 2.1 suivante avec une gestion énergétique à partir des différentes sources, renouvelable comme la photovoltaïque, la TG comme énergie non renouvelable et une estimation de la puissance demandée par les

consommateurs, ainsi qu'un système de stockage; soit pour stocker l'énergie reçue de la photovoltaïque, ou bien compléter la puissance manquante pour satisfaire la puissance désirée par le consommateur, ou bien une nécessité de vendre l'énergie stockée au réseau principal dans l'objectif d'optimiser le coût de consommateur.

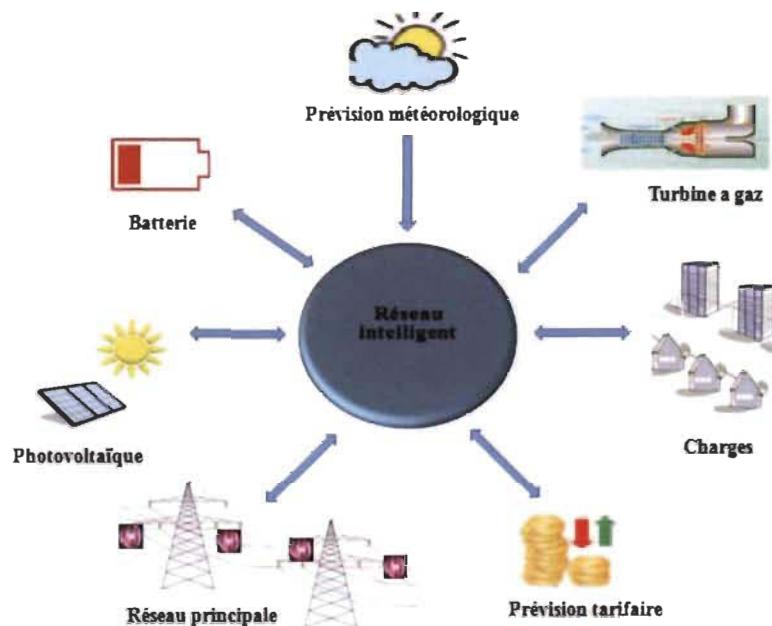


Figure 2. 1 : Architecture du réseau intelligent.

2.2 Détermination des puissances et les fonctions coûts des générateurs du micro-réseau

2.2.1 Estimation de la puissance maximale des générateurs PV

2.2.1.1 Première approche : « *Essai expérimental d'un module photovoltaïque (Lu Lin en 2004)* »

D'abord la démonstration suivante a été validée et élaborée expérimentalement par "Lu Lin en 2004" [1], dans le but de calculer une puissance maximale fournie par un

module photovoltaïque, avec l'utilisation de deux paramètres principaux : la température et l'éclairement solaire incident, qu'on pourra déduire à partir des équations suivantes:

$$P_m = -((A \times G) + B) \times T_c + (C \times G) + D. \quad (2.1)$$

P_m : puissance maximale produite en watt.

$$T_c = T_a + \left[\frac{(Noct-20)}{800} \right] \quad (2.2)$$

T_c : Température de la cellule en degré qui varie en fonction de l'éclairement et de la température ambiante.

Avec :

A, B, C et D sont des constantes positives qui peuvent être connues expérimentalement.

G : Éclairement solaire incident sur un plan incliné (W/m^2).

T_a : Température ambiante (K) ;

$Noct$: Température nominale de fonctionnement de la cellule solaire (Nominal Operating Cell Temperature). Elle est définie comme étant la température de la cellule, si le module est soumis sous certaines conditions comme l'éclairement solaire ($800 \text{ W}/\text{m}^2$), la distribution spectrale (AM 1.5), la température ambiante (20°C) et la vitesse de vent ($> 1\text{m}/\text{s}$).

2.2.1.2 Deuxième approche : « Modèle mathématique (Markvard en 2000) »

Afin d'évaluer au mieux la puissance maximale délivrée par les systèmes des modules PV, des modèles mathématiques sont mis en place par des chercheurs qui

décrivent le comportement de ces puissances dans le but d'analyser le fonctionnement et les performances de ces générateurs.

Par cette approche, un modèle mathématique d'estimation de cette puissance est développé pour déterminer la puissance de sortie en utilisant le rayonnement solaire injecté sur la surface des panneaux sous la température ambiante. Ce modèle est développé par Markvard, en 2000, à l'aide d'un calculateur programmable en utilisant des sous-programmes pour déterminer la puissance de sortie des systèmes PV. Cette puissance peut être calculée par l'équation suivante :

$$P_{pv} = \eta \times N \times A_m \times G_t \quad (2.3)$$

Avec:

- A_m : Surface du module photovoltaïque ;
- G_t : Eclairement solaire sur plan incliné (W/m^2) ;
- N : Nombre de modules constituant le champ photovoltaïque.
- η : Le rendement instantané du module dans les conditions standards (C.S.1), ($T=25^\circ$, $Gt = 1000/m^2$, AM1.5).

qui s'exprime par la formule suivante:

$$\eta = \eta_r (1 - \gamma (T_c - T_0)) \quad (2.4)$$

- γ : Coefficient de température ($^\circ C$) déterminé expérimentalement, il est défini comme étant la variation du rendement du module pour une variation de $1^\circ C$ de la température de la cellule. Les valeurs typiques de ce coefficient se situent entre 0.004 et 0.006 $^\circ C$.
- η_r : Le rendement de référence de générateur PV

Sachant que dans cette démonstration, toutes les pertes d'énergie dans un générateur PV, comme les pertes dans les câbles de connexion sont supposées nulles, afin de simplifier la mise en œuvre des caractéristiques techniques données par le constructeur dans le but de structurer la modélisation qui vient par la suite par la puissance totale délivrée par le système PV, la tension de circuit ouvert V_{co} , et le courant de court-circuit I_{cc} .

2.2.1.3 Troisième approche : « Modèle électrique (Borowy et Salameh en 1996) »

Cette approche consiste à faire un circuit électrique équivalent très ordinaire qui décrit le comportement de la puissance maximale délivrée par les systèmes photovoltaïques, et qui s'appuie principalement sur le circuit équivalent d'une diode. Ce modèle mathématique fait usage des spécifications techniques des modules photovoltaïques données par les constructeurs, a été développé par "Borowy et Salameh en 1996" dans le but d'offrir une méthode très simple pour connaître ces puissances. La figure 2.2 suivante nous montre le circuit équivalent de la diode avec la résistance R_s qui est construite par la contribution des différentes résistances de base et les deux faces de contact de front de la jonction.

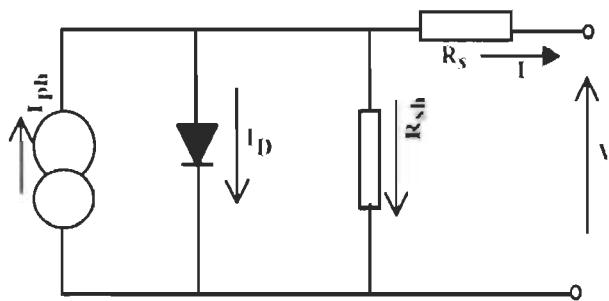


Figure 2. 2 : Circuit électrique équivalent d'une diode [1].

Selon le schéma électrique de la figure 2.2, on peut déterminer les différentes grandeurs physiques par les formules suivantes :

$$I_m = I_{cc} \left\{ 1 - \left[C_1 \exp \left(\frac{V_m}{C_2 \cdot V_{c0}} \right) - 1 \right] \right\} + \Delta I. \quad (2.5)$$

Avec :

C_1 et C_2 sont des paramètres qui peuvent se calculer par (2.6) et (2.7):

$$C_1 = \left(1 - \frac{I_{mp}}{I_{cc}} \right) \times \exp \left(- \frac{V_{mp}}{C_2 \times V_{c0}} \right) \quad (2.6)$$

$$C_2 = \frac{V_{mp}}{V_{c0}} - 1 / \ln \left(1 - \frac{I_{mp}}{I_{cc}} \right). \quad (2.7)$$

ΔI est un paramètre qui dépend de la différence de température et de l'éclairement solaire. Il est défini par l'expression (2.8) et (2.9):

$$\Delta I = \alpha_0 \left(\frac{G}{G_0} \right) \times \Delta T + \left(\frac{G}{G_0} - 1 \right) \times I_{cc}. \quad (2.8)$$

Avec :

$$\Delta T = T_c - T_0. \quad (2.9)$$

La tension V_m du module est déterminée par l'équation suivante (2.10):

$$V_m = V_{mp} \left[1 + 0.0539 \log \left(\frac{G}{G_0} \right) \right] + \beta_0 \times \Delta T - R_s \times \Delta I. \quad (2.10)$$

La puissance optimale à la sortie d'un module est déterminée par (2.11):

$$P_m = I_m \times V_m. \quad (2.11)$$

2.2.1.4 Comparaison des résultats des trois approches

Après l'étude de l'approche expérimentale et des deux dernières approches, nous procérons à la simulation des puissances maximales de sortie des systèmes photovoltaïques à l'aide de logiciel Matlab qui peut faire apparaître les comportements de ces puissances produites par les trois modèles proposés, sachant qu'on a supposé que le premier modèle est un modèle de référence, puisqu'il est conçu à partir des données expérimentales; une simulation qui consiste à faire l'évolution des puissances maximales ainsi que leurs erreurs relatives en fonction de conditions météorologiques, (éclairement solaire et température du module).

Et pour bien interpréter les résultats obtenus, on considère que les modules PV sont fabriqués à base de polycristallin, composé de 36 cellules connectées en série paramétrés sous les conditions standards (C.S.1), et qui représente les caractéristiques électriques du module, avec une mesure expérimentale de 40W effectuée sur un Module solaire polycristallin, les constantes A,B,C et D sont des données respectives comme suit :
 $A=0.0002, B=0.0004, C=0.1007, D=0.1018(4).$ [1]

Enfin, pour choisir le modèle le plus proche du modèle expérimental, des programmes sont mis en place sous le logiciel Matlab, pour chacun des modèles, afin de calculer l'erreur relative qui pourrait être commise par ces modèles ; en fonction de la température du module entre les valeurs estimées par le premier modèle expérimental (Lu lin) et celles estimées par les autres modèles traités.

Essai simplifié :

Erreur relative = $[\text{Valeur estimée (essai)} - \text{Valeur estimée (simplifier)}] / \text{V. estimée (essai)}.$

- Caractéristiques électriques du module polycristallin en conditions standards [C.S] [1] :

- Puissance maximale du module $P_{max}= 40$ W.
- Tension de circuit ouvert $V_{co}=20$ V.
- Courant de court-circuit $I_{cc}= 2.6$ A.
- Tension maximale 16.5 V.
- Courant maximal $I_{max}=2.42$ A.
- Surface du module photovoltaïque= $0.357m^2$.
- Coefficient du rendement dépondant de la température 0.0049 %.
- Coefficient de variation de I_{cc} dépondant de la température 0.065 %/°C.
- Coefficient de variation de V_{co} vs de la température -90 mV/°C.
- NOCT (Nominal Operating Cell Temperature) $43 +/- 2$ °C.

L'étude des comportements des puissances est réalisée à travers plusieurs valeurs du paramètre d'éclairement solaire, les résultats obtenus donnent la variation de la puissance en fonction de la température qui est présenté sur les différentes figures (2.3, 2.4, 2.5, 2.6) ci-dessous. Ainsi, et au fur et à mesure, on déduit les erreurs relatives commises par les modèles dans le but de comparer ces deux modèles avec le modèle expérimental (Lu Lin en 2004).

Les figures (2.3, 2.4, 2.5, 2.6) montrent le comportement des puissances délivrées ainsi que leurs erreurs par les systèmes photovoltaïques à travers la variation du paramètre de l'éclairement solaire ($G=300W/m^2$, $G=500W/m^2$):

- Pour un éclairement $G=300W/m^2$:

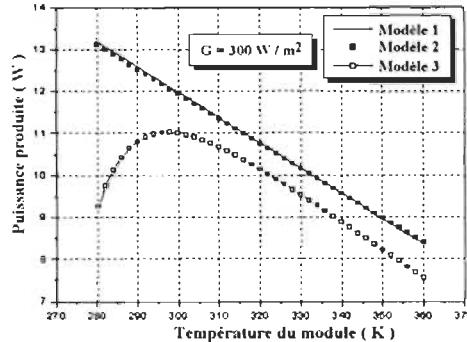


Figure 2.3 : Puissance maximale pour $G=300W/m^2$

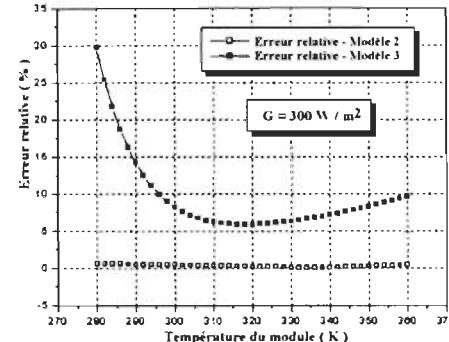


Figure 2.4 : Erreur relative du M1 et M2 pour $G=300W/m^2$

- Pour un éclairement $G=500W/m^2$:

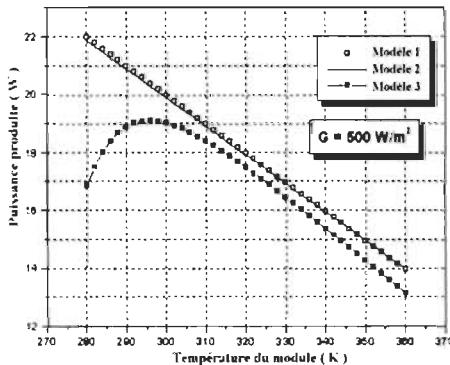


Figure 2.5 : Puissance maximale pour $G=500W/m^2$

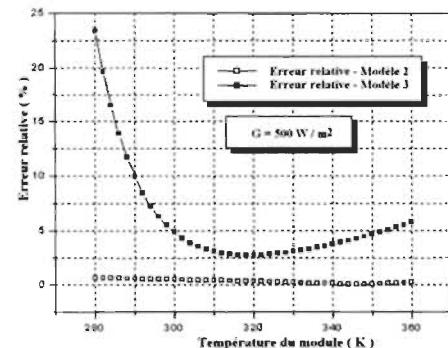


Figure 2.6 : Erreur relative pour $G=500W/m^2$

- Interprétation des résultats:

D'après les résultats obtenus, on remarque bien que le modèle 2 donne le résultat le plus proche par rapport au modèle de l'essai avec une erreur plus réduite.

L'effet photovoltaïque s'explique par l'exposition de la cellule au rayonnement qui pousse les photons à créer des paires électron-trou avec une énergie plus intéressante que celle de la bande d'énergie du semi-conducteur ($h\nu > E_g$).

Ce phénomène des charges nouvellement créées, dans des régions saturées sépare le champ excitant, mène à une polarisation de la jonction PN. Cette polarisation crée un

potentiel de tension intéressant nommé Photo-tension. Ensuite, avec la provocation d'une charge sur la cellule, cette tension délivre un courant qui circule dans la charge appeler le Photo-courant.

On remarque aussi après un certain temps une augmentation de la température mène à une puissance de sortie réduite, ce qui s'explique par la dépendance significative de la température à la tension de circuit ouvert. Une température qui augmente à une irradiation constante, la tension diminue alors que le courant augmente légèrement.

Après cette description des phénomènes photo-courant et photo-tension, on peut estimer le fonctionnement auquel le module est soumis, pour déduire la puissance que pourra délivrer ; sachant qu'avec une diminution de la largeur de la bande interdite du matériau, le photo-courant et le courant de la jonction augmentent avec l'augmentation de la température de la cellule. Une augmentation plus rapide du courant de la jonction provoque une diminution de la tension de circuit ouvert.

Dans cette comparaison, nous avons présenté trois modèles mathématiques permettant de calculer la puissance maximale à la sortie du module photovoltaïque en fonction de conditions météorologiques présentées par l'éclairement solaire et la température du module. C'est pourquoi, nous avons supposé que le premier est un modèle de référence, puisqu'il est conçu et basé à partir de l'expérience. Le logiciel Matlab, par exemple, peut faire apparaître les comportements émergents des trois modèles proposés. D'après les résultats de la simulation numérique, nous avons constaté que les valeurs délivrées par le deuxième modèle sont les plus proches, c'est-à-dire, elles coïncident fortement avec celles trouvées par le modèle d'essai.

2.2.1.5 Résumé des résultats :

Dans ce premier point de ce chapitre sur le photovoltaïque, d'une part nous nous sommes intéressés au principe de fonctionnement des photovoltaïques et à la description des différents phénomènes qui s'exposent dans les cellules (photo-courant, photo-tension) : de la transformation énergétique à partir des rayons solaires jusqu'à la production d'électricité dans le but d'évaluer le comportement de la puissance de sortie délivrée par les panneaux PV à partir des conditions météorologiques exprimées par l'éclairement solaire et la température du module. Ce travail se base sur l'estimation de cette puissance pour pouvoir l'intégrer par la suite dans la structure de notre programme qui sera détaillé dans les chapitres à venir.

Afin de bien structurer notre programme, les panneaux photovoltaïques sont des énergies renouvelables gratuites qui ne nécessitent aucun carburant, pour cela le coût de fonctionnement dans ce travail est supposé nul.

2.2.2 Estimation de la puissance des générateurs Turbine à gaz

2.2.2.1 Modélisation des turbines à gaz

Après la définition des composantes et le principe de fonctionnement des turbines à gaz dans le premier chapitre, on passe à leurs applications dans les MR. L'utilisation des turbines à gaz, dans les micro-réseaux, passe par une exécution des références de puissance par ces turbines, directement reçue par la supervision centrale et retourne des informations afin de caractériser le point de fonctionnement, comme le débit de gaz considéré comme un retour d'information afin de régler la valeur efficace de la tension et de la fréquence. Ces valeurs nécessitent un étage de conversion électronique de puissance « Back to back » ou la tension reçue des générateurs : d'abord redressée et après transformée de nouveau en

alternatif à 50Hz [5]. Deux stratégies de commande sont considérées pour les turbines à gaz, en mode isolé ou en mode connecté au réseau. Pour ces deux modes, et afin d'assurer le bon fonctionnement des convertisseurs électroniques, le redresseur et l'onduleur, comme le précise la figure 2.7, doivent maintenir la tension du bus continu VDC. Dans notre travail, les turbines à gaz sont conçues, soit pour compléter la puissance manquante pour satisfaire la demande de la charge, ou soit bien produire de la puissance et l'injecter au réseau public dans l'objectif d'optimiser la fonction coût total. Cette tension peut être maintenue constante en réglant la puissance fournie à la turbine (carburant) qui sera prise en considération dans la fonction coût des TG, dans ce travail.

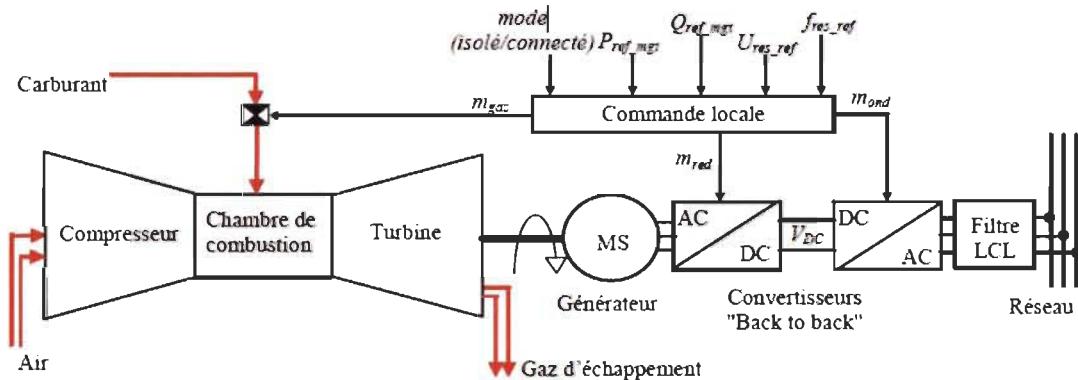


Figure 2.7: La chaîne de conversion des turbines à gaz [13]

« La première stratégie consiste à utiliser la micro-turbine pour alimenter un réseau isolé. Ainsi l'onduleur connecté au réseau fonctionne comme une source de tension alternative, autonome, en imposant des tensions sinusoïdales de fréquence et valeur efficace constantes aux bornes des condensateurs intégrés dans le filtre LCL de la connexion au réseau. La régulation de la fréquence et la valeur efficace de la tension sont faites par modification du rapport cyclique des transistors de l'onduleur. Cette stratégie permet d'utiliser la micro-turbine pour créer un micro-réseau autonome. C'est la supervision

centrale du micro-réseau qui fournit à la supervision locale de la micro-turbine des consignes de fréquence (f_{res_ref}) et la valeur efficace de la tension du réseau (U_{res_ref}) (figure 2.7). Dans ce régime, la micro-turbine à gaz doit être dimensionnée pour être capable d'alimenter les charges locales » [13].

« La seconde stratégie est utilisée quand la micro-turbine fonctionne, connectée au réseau. Des références de puissances actives et réactives (P_{mgt_ref} , Q_{mgt_ref}) sont fournies à la supervision locale de la micro-turbine (figure 2.7). La supervision locale fait le suivi et la commande de manière à ce que la micro-turbine suit les références de puissance. Le réseau impose les valeurs efficaces des tensions et la fréquence. Les références de puissances sont transformées en référence des courants injectés au réseau. Ces courants sont issus de la bobine raccordée au réseau d'un filtre réseau de type LCL. De cette manière, vu du réseau, la turbine à gaz fonctionne comme une source de courant. La supervision locale peut aussi fournir à la supervision centrale du micro-réseau des informations sur les puissances générées par la micro-turbine et le débit de gaz » [13].

Dans ce travail on prend en considération ces deux modes de stratégie de commande, car les TG dans notre micro-réseau joue le rôle d'une source de production de la puissance pour soit l'injecter directement au réseau public (vente), soit pour bien alimenter directement la charge (satisfaire la demande).

2.2.2.2 Modèle approximatif du premier ordre

Des simulations à temps réel nécessitent des modèles utiles et très détaillés. Néanmoins, ces modèles exigent des ressources de calcul importantes, surtout si plusieurs micro-turbines doivent être simulées en même temps. Pour ces raisons et dans le cadre dans

notre travail, nous avons utilisé un modèle simplifié qui nous permet d'estimer, en fonction de la puissance générée les émissions des gaz d'échappement (particulièrement CO, CO₂, NOx et CO₂ équivalent), la consommation du gaz et le rendement électrique de la micro-turbine, dans le but de concevoir une planification opérationnelle d'un micro-réseau qui se base sur des études et qui donne lieu à un modèle linéaire approximatif du premier ordre [13] :

$$P_{mgt_i}(t) = \frac{1}{1 + \frac{\tau_{mgt}}{3} \times S} \times P_{mgt_ref_i} \quad (2.12)$$

Avec P_{mgt} la puissance produite par la micro turbine et avec P_{mgt-ref} la référence de puissance.

Ce modèle linéaire nous permet la modélisation de la puissance électrique générée par la micro-turbine à gaz ainsi que tous les calculs pouvant être déduits (débit de gaz consommé, émissions de CO₂ équivalent), afin d'évaluer la fonction coût global de la turbine à gaz en prenant en considération le maximum des contraintes.

Cependant, la particularité de ce modèle simplifié contient une dynamique un peu plus rapide, c'est-à-dire un temps de réponse légèrement inférieur à celui du modèle détaillé étudié par [13].

2.2.2.3 Caractéristique du rendement des TG

Cette caractéristique du rendement a pour objectif d'estimer la consommation de gaz par la turbine ainsi que le gaz d'échappement dans son fonctionnement nominal, de plus nous avons supposé qu'elle travaille durant un intervalle de temps (τ) avec une puissance constante, son rendement est calculé par la formule (2.13) suivante :

$$\eta_i(t) = \frac{E_{mgt_i}(t)}{F_{mgt_i}(t)} = \frac{\tau \times P_{mgt_i}(t)}{F_{mgt_i}(t)} \quad (2.13)$$

Avec E_{MGT_i} (kWh électrique) l'énergie produite par la micro turbine et avec F_{mgt_i} (kWh thermique) l'énergie fournie à la micro turbine par le carburant (l'énergie calorifique du carburant).

Après des recherches et des essais expérimentaux, la caractéristique du rendement des TG n'est pas constante pour tous les points de fonctionnement, mais varie en fonction de la charge de la micro-turbine et du taux d'utilisation.

La figure 2.8 suivante montre un essai expérimental qui a été fait pour l'évaluation de la caractéristique du rendement des micro-turbines avec des puissances maximales de 30 et 60 kW, avec une plage de 50-100% de charge de la micro-turbine avec un pas de 5%.

Après ces expériences, on constate qu'il est conseillé d'éviter d'utiliser une micro-turbine en dessous de 50% de sa puissance nominale, parce que dans ce cas-là, le rendement est faible, de plus, les émissions polluantes sont importantes [13].

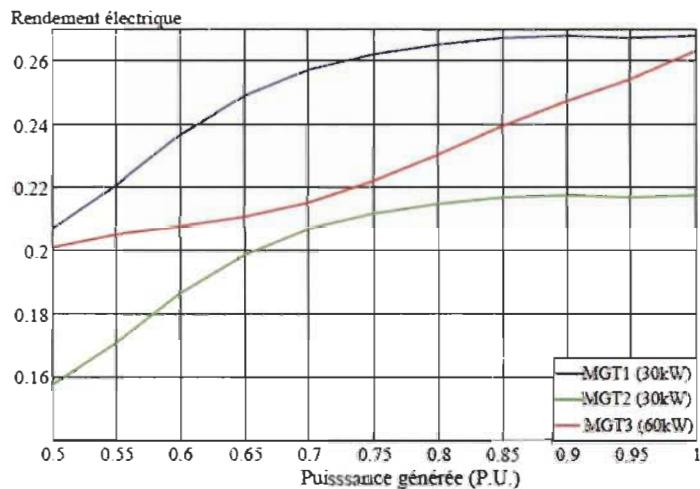


Figure 2.8 : Caractéristique du rendement des TG en fonction de la puissance [13].

2.2.2.4 Estimation des différentes grandeurs physiques des TG

Dans cette partie, on va évaluer le gaz consommé pour la production de l'énergie par les TG, ainsi que les différents gaz émis (polluants) par ces derniers, et cela dans le cadre de la définition de la fonction coût total des TG en respectant les contraintes de leur fonctionnement nominal avec le meilleur rendement.

- Estimation des gaz d'échappement de la micro-turbine :

Pour simplifier l'étude d'estimation et la quantification des différents gaz polluants (CO, CO₂ et NOx) dégagés par les TG, une étude est basée sur le modèle des «facteurs d'émission» qui définit la masse des gaz émis par les TG en fonction d'énergie produite par ces derniers comme le montre la formule (2.14) suivante :

$$m_p = \mu_p \times X \quad (2.14)$$

Avec la définition des paramètres suivants :

* m_p (mg) est la masse du gaz émis.

* μ_p (mg/kWh) est le facteur d'émission du gaz «p» pour la production de X (kWh) d'énergie électrique.

Chaque turbine à gaz possède son propre facteur d'émission selon leurs points de fonctionnement et le taux d'utilisation de la turbine en pourcentage donné par les fabricants, car les émissions de ces gaz ne sont pas constants et dépendent de ces paramètres.

Après l'estimation des différents gaz polluants dégagés par ces turbines (CO, CO₂, NOx), on passe maintenant au calcul de la quantité du CO₂ équivalent qui devient facile par la considération de l'effet de chaque gaz sur le réchauffement climatique global. Comme le

CO et les NOx sont des gaz toxiques à effet local, ils ont une influence sur l'effet de serre, car leur absorption dans l'atmosphère est plus lente que le CO₂. « Le potentiel de réchauffement global (Global warming potential) de 1g de NOx est considéré égal à 298g de CO₂ équivalent et 1g de CO à 3g de CO₂ équivalent ». [13]

En se basant sur les données expérimentales vues dans la partie caractéristique du rendement, les figures (2.9, 2.10) suivantes nous montrent l'évaluation d'émissions des gaz NOx, et CO respectivement:

- Estimation d'émissions de NOx (mg/kWh) :

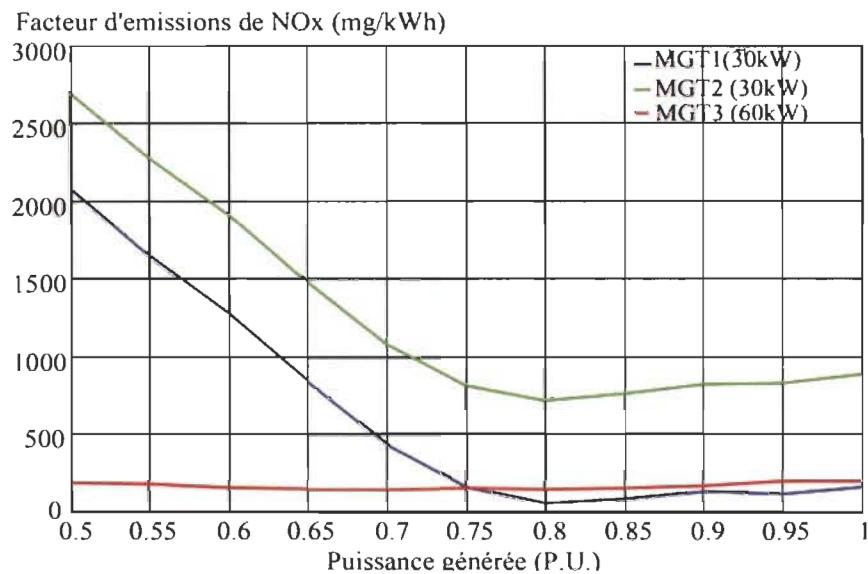


Figure 2.9 : Émission de gaz NOx par les différents TG. [13]

- Estimation d'émissions de CO (mg/kWh) :

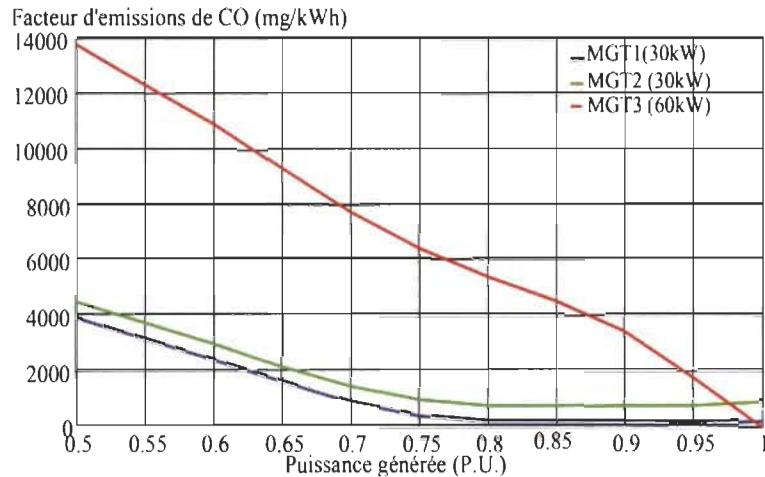


Figure 2.10 : Émission de gaz CO par les différents TG. [13]

D'après ces données quantitatives sur les gaz polluants, on pourra déduire la quantité de CO₂ équivalent, calculée comme suit, sachant que cette formule sera utilisée dans notre programme de simulation [13] :

$$m_{CO2_equivalent_i} = m_{CO_i} + 3 \times m_{CO2_i} + 298 \times m_{NOx_i} \quad (2.15)$$

- Estimation de la consommation de gaz par les TG:

En se basant sur la formule du rendement des TG (2.13), et on reformule à nouveau l'équation, elle devient comme suit :

$$F_{mgt_i}(t) = \frac{E_{mgt_i}(t)}{\eta_i(t)} = \frac{P_{mgt_i}(t) \times \tau}{\eta_i(t)} = \frac{P_{mgt_max_i} \times \tau}{\eta_i(t)}. \quad (2.16)$$

On peut déduire que la quantité du carburant consommée par les TG est proportionnelle à son énergie thermique, donc F_{mgt_i} est largement suffisante pour estimer la consommation du gaz par une micro-turbine à gaz qui fonctionne à puissance constante

P_{mgt_i} durant un intervalle de temps τ . La masse du gaz consommé peut être calculée à partir de la densité énergétique du gaz naturel qui est de 13,5 kWh/kg. Ainsi :

$$m_{gaz_i}(t) = \frac{P_{mgt_i}(t)}{13,5}. \quad (2.17)$$

Pour finir, la quantité consommée des gaz par les TG est proportionnelle aux émissions de CO₂ par ces dernières, ainsi les émissions de CO et de NOx sont plutôt en dépendance de la température dans la chambre de combustion, et sont aussi plus importantes dans les régimes de fonctionnement avec un faible rendement; leur quantité est faible dans les régimes d'opération avec rendement nominal, donc nous avons créé un modèle qui, à partir de la puissance produite par la micro-turbine durant un intervalle de temps, permet d'estimer:

- le rendement de la micro-turbine.
- la consommation du gaz.
- les quantités de CO, CO₂ et NOx.
- la quantité de CO₂ équivalent.

2.2.2.5 Estimation des coûts de la turbine à gaz

Afin de bien structurer notre fonction coût total de la turbine à gaz, il est à noter que cette fonction se compose de trois coûts différents. Le premier coût d'émissions de CO₂ est pénalisé par 8 euros pour chaque tonne émission du CO₂, sachant que la masse des émissions de CO₂ dépend de la capacité de la production de la puissance générée par les turbines à gaz, donc la fonction coût des émissions de CO₂ équivalent correspond à cette masse multipliée par un prix des émissions de CO₂ équivalent. Pour cela, la figure 2.11

suivante exprime l'évaluation du prix en fonction de la puissance générée pour les différents turbines à gaz mentionnées précédemment :

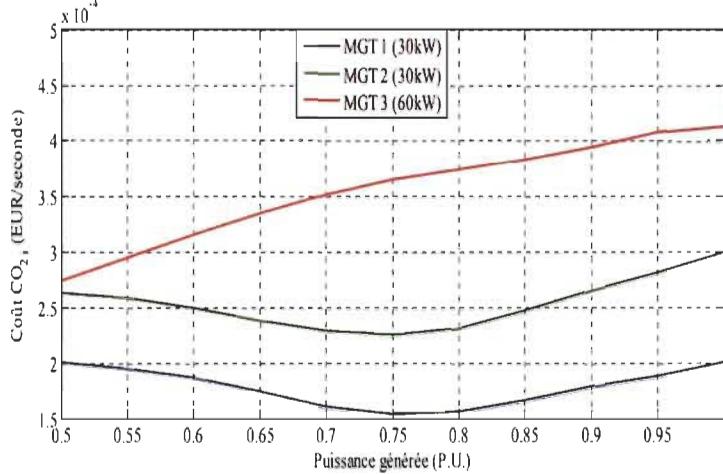


Figure 2.11 : Évaluation du coût de CO₂ en fonction de la puissance. [13]

Le deuxième coût de fonctionnement et le dernier coût de démarrage et d'arrêt sont fixés à un coût environnemental équivalant à 5 minutes de fonctionnement nominal pour le démarrage et à 2.5 minutes de fonctionnement nominal pour l'arrêt. Les formules suivantes nous permettent d'évaluer le coût de chaque composant [6]:

- Coût d'émission de CO₂ :

$$Coût_{émission} = m_{CO2_equivalent_i} * 8€ \quad (2.18)$$

- Coût de fonctionnement :

$$F_{mgt_i}(t) = \frac{E_{mgt_i}(t)}{\eta_i(t)} = \frac{P_{mgt_i}(t) \times \tau}{\eta_i(t)} \quad (2.19)$$

$$m_{gaz_i}(t) = \frac{F_{mgt_i}(t)}{13,5} \quad (2.20)$$

$$C_{nominal} = m_{gaz} * C_{unitaire_gaz} \quad (2.21)$$

- Coût démarrage d'arrêt :

$$Coût_{démarrage}(0,1) = 5_{min} * C_{nominal} \quad (2.22)$$

$$Coût_{arrêt}(1,0) = 2.5_{min} * C_{nominal} \quad (2.23)$$

Après l'évaluation des coûts des composantes de la TG, voici l'estimation de la fonction coût global :

Coût total

$$Coût_{total} = Coût_{émission} + C_{nominal} + Coût_{démarrage} + Coût_{arrêt} \quad (2.24)$$

Ceci étant exposé, nous avons créé un modèle qui se concrétisera par une programmation sur MATLAB dans le 3^{eme} chapitre.

2.2.3 Batterie de stockage

2.2.3.1 Généralités

Plusieurs technologies de stockage d'énergie sont utilisées dans différentes applications de production d'électricité surtout les énergies dites renouvelables comme l'énergie solaire et éolienne, sachant que la technologie la plus largement utilisée pour les applications photovoltaïques est la technologie au plomb (Pb). Un exemple de la composition de ce modèle est présenté avec la figure 2.12. C'est encore la technologie la plus compétitive et la mieux maîtrisée.



Figure 2.12 : Exemple de modèle de batterie type PB. [S14]

En parallèle d'autres nouvelles technologies de stockage sont en cours de développement, les plus connues le Nickel-Cadmium (Ni-Cd) et le Lithium-ion (Li-ion), qui arrivent à proposer les meilleures performances et moins de contraintes. Ce qui nous intéresse dans notre travail, ce sont leurs prix compétitifs sur les marchés avec le minimum de contraintes. Suite à la particularité de ces éléments de stockage, nous présentons ici le modèle d'un accumulateur au plomb à plaques tubulaires, car c'est un modèle de la technologie la plus utilisée pour les applications photovoltaïques [14].

2.2.3.2 Modélisation des paramètres des éléments de stockage

La technologie de stockage d'énergie choisie dans ce travail est la technologie du plomb. Nous présentons, dans cette partie, la modélisation de la tension, l'état de charge et l'état de santé des accumulateurs électrochimiques, et cela dans l'objectif d'estimer la fonction coût délivrée par les batteries en respectant au maximum les contraintes.

- L'évaluation de la tension aux bornes d'un accumulateur au Pb :

L'évaluation comportementale de la tension aux bornes des accumulateurs n'est pas facile à modéliser, car sa complexité réside dans ses nombreuses réactions chimiques qui interviennent instantanément. Plusieurs recherches sont basées sur les processus électrochimiques et des circuits équivalents. Généralement, ces modèles sont lourds en capacité de calcul et prennent de nombreux paramètres en compte, difficiles à identifier.

Dans le cadre de notre travail, on souhaite développer un modèle comportemental simple, sans chercher à correspondre parfaitement aux valeurs expérimentales, car l'objectif est d'estimer la capacité des batteries.

Pour cela une proposition d'un modèle linéaire décrit ce comportement dans les deux états de batterie charge et décharge comme suit [14]:

- $I_{bat}(t) \geq 0$ (charge ou repos)

$$V_{bat}(t) = V_{0ch} + a \times SOC(t) \quad (2.25)$$

- $I_{bat}(t) < 0$ (décharge)

$$V_{bat}(t) = V_{0dch} - b \times SOC(t) \quad (2.26)$$

Les paramètres a et b sont déterminés à partir des nouvelles courbes de tension en fonction de l'état de charge comme le montre les figures (2.13, 2.14) qui sont basées sur les mesures expérimentales réalisées sur le site de l'INES.

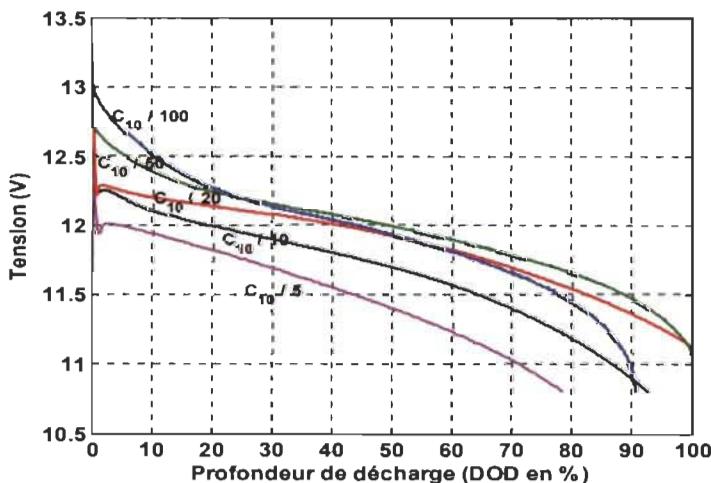


Figure 2.13 : Tension en décharge en fonction de l'état de charge d'un accumulateur au plomb à plaques tubulaires [T.Y.R]

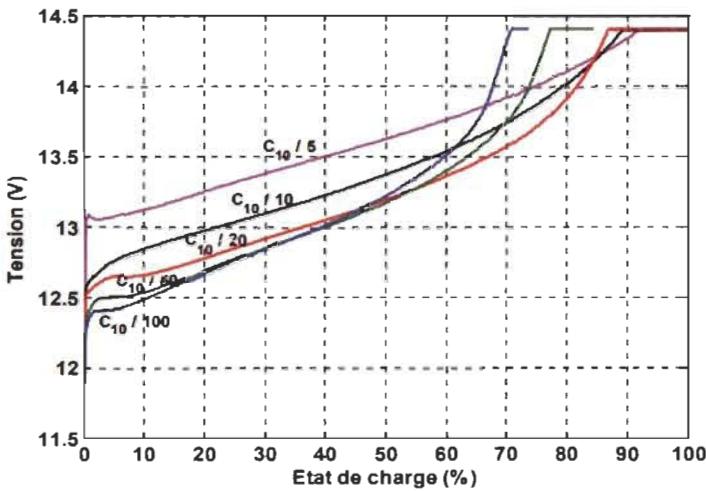


Figure 2.14 : Tension en charge en fonction de l'état de charge d'un accumulateur au plomb à plaques tubulaires [14]

Selon les formes des courbes expérimentales montrées par la figure 2.14 précédente, on peut déterminer les constantes a et b , ainsi que les paramètres V_{0ch} , V_{0dch} .

La figure 2.15 suivante montre les courbes mesurées et interpolées, avec les équations correspondantes sur la zone linéaire, par contre des erreurs les plus importantes apparaissent en début et fin de charge, lorsque la courbe réelle n'est pas linéaire.

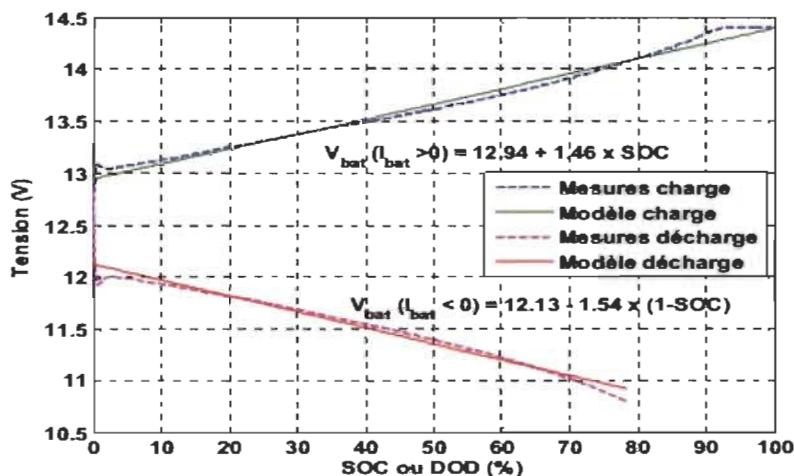


Figure 2.15 : Courbe de tensions modélisées et expérimentales en fonction de l'état de charge. [14]

Afin de limiter les dégradations de l'accumulateur, qui auront un impact sur la fonction coût, nous imposerons un fonctionnement uniquement dans la plage d'état de charge entre 20% et 90% avec comme l'objectif d'optimiser le coût sur cette plage de fonctionnement; ainsi le modèle linéaire représentera convenablement le comportement de la tension.

- Évaluation de l'état de charge et l'état de santé des batteries (SOC « State Of Charge », SOH « State of Health ») [4] :

L'évaluation de l'état de charge n'est pas facile à déterminer dans des conditions irrégulières de cyclages comme (application PV), car la capacité d'un accumulateur au plomb (quantité de charge disponible) dépend uniquement du régime de fonctionnement. Généralement, pour déterminer cette estimation de l'état de charge, deux moyens sont utilisés, le premier consiste à calculer la capacité de référence, dite fixe, le deuxième est la capacité de référence, dite variable.

Par contre, ces deux méthodes ne permettent pas de prendre en compte la dynamique qui intervient dans l'accumulateur, donc elles ne seront pas adaptées à des conditions irrégulières de cyclages comme celles correspondants aux applications PV.

Dans le cadre de notre travail, on se contentera d'utiliser la méthode développée par « A.Delaille » pour l'estimation de l'état de charge et de l'état de santé qui est plus adaptée aux conditions de cyclages irrégulières. Pour chaque courant de charge/décharge, les quantités de charge extraites et injectées sont calculées avec un coefficient de pondération permettant de prendre en compte les conditions d'utilisation. Ainsi, quelque soit le régime

de fonctionnement, la quantité de charge injectée ou extraite de l'accumulateur est calculée pour le régime de référence correspondant à la capacité de référence fixe.

Les expressions (2.27) et (2.28) suivantes expriment l'évaluation de l'état de charge et l'état de santé des batteries avec l'indice « t_k » qui permet de souligner que chacune des valeurs est revue à chaque pas de temps et la capacité de référence est variable en fonction du vieillissement de la batterie (état de santé).

Le modèle de perte de capacité que nous avons développé est présenté dans la partie sur l'état de santé « SOH », voici les expressions qui représentent l'état de charge et l'état de santé des batteries [14]:

$$SOC(t_k) = \frac{C_{bat}(t_k)}{C_{ref}(t_k)} \quad (2.27)$$

$$SOH(t_k) = \frac{C_{ref}(t_k)}{C_{ref}(t_0)} \quad (2.28)$$

Avec « $C_{ref}(t_0)$ » la capacité de référence initiale fournie par le constructeur avant toute utilisation de l'accumulateur et « $C_{ref}(t_k)$ » la capacité de référence à l'instant « t_k » après utilisation (vieillissement).

Soit $C_{bat}(t_0)$ la capacité initiale en Ah, et Q_d et Q_c respectivement les quantités de charge déchargée et chargée en Ah, donc la capacité C_{bat} sera calculée comme suite :

$$C_{bat}(t_k) = C_{bat}(t_0) - Q_d(t_k) + Q_c(t_k) \quad (2.29)$$

2.2.3.3 Estimation des coûts de la batterie

L'objectif de notre travail est d'évaluer le coût de la batterie qui peut être estimé par la valeur de la dégradation dans une unité de temps ainsi que leurs états de santé, en d'autres

termes le coût de la batterie inclut le coût d'investissement, l'expression (2.30) suivante exprime l'état de santé et état de santé minimal :

$$BrC_{(x_i, x_j, T)} = BiC * \left[\frac{\Delta SOH_{(x_i, x_j, t)}}{1 - SOH^{min}} \right] \quad (2.30)$$

Avec BrC le Coût de la batterie.

$\sum BrC$: BiC prix d'investissement de la batterie.

Ceci étant exposé, nous avons créé un modèle à partir de la méthode mentionnée précédemment pour évaluer les paramètres de l'élément de stockage, pour déduire le coût des batteries ainsi que leurs investissements. Ces paramètres permettent d'estimer et de déduire:

- La tension.
- L'état de charge (SOC).
- L'état de santé (SOH).
- Le coût de la batterie.
- Le coût d'investissement.

2.2.3 Réseau principal

Dans cette partie, on définit un réseau principal conventionnel qui participera d'une part à la satisfaction instantanément de la demande de la charge, mais aussi à l'optimisation de la fonction coût final, en intégrant ces prix de vente et d'achat variables qui se basent sur les périodes de consommation. Les formules mathématiques utilisées, dans ce travail, afin de calculer le prix de vente ou d'achat de la puissance par réseau principal, sont les suivantes:

Coût d'achat:

$$\text{Coût_achat} = \text{Prix_achat} * \text{Puissance demandée.} \quad (2.31)$$

Coût de vente:

$$\text{Coût_vente} = \text{Prix_vente} * \text{Puissance demandée.} \quad (2.32)$$

D'un point de vue global, le gestionnaire adapte en permanence la production des centrales électriques pour maintenir l'équilibre entre la production et la consommation, essentielle au maintien de la sûreté. Le réseau est, a priori, construit et dimensionné pour garantir cet équilibre entre l'offre et la demande et participe à l'optimisation de la fonction coût final.

2.3 Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons évalué les éléments constituants notre micro-réseau, leurs puissances délivrées, ainsi que leurs contraintes et cela pour définir leurs fonctions coût, dans l'objectif d'estimer le coût total optimal qui satisfait la charge en sélectionnant les générateurs les moins coûteux et les plus efficaces en énergie à partir du modèle comportemental du système. Nous allons maintenant développer des stratégies de gestion d'énergie. Grâce à la modélisation vue dans le chapitre précédent, il va être possible d'anticiper l'état du système en fonction des données prévisionnelles pour proposer une gestion énergétique avec des stratégies optimales selon un critère de performance.

Ce système de gestion énergétique sera utilisé, dans le dernier chapitre, qui présente un algorithme de planification opérationnelle déterministe d'un parc de production d'électricité au sein d'un micro-réseau. L'enjeu est d'intégrer et de favoriser dans cette gestion les productions d'électricité dite verte ou propre, de manière à les utiliser pour le réglage du

micro-réseau et en optimisant son exploitation. La programmation dynamique sera utilisée pour minimiser le coût économique total de production d'électricité, la consommation du carburant ou les émissions de CO₂ équivalent.

Chapitre 3 - : Conception de l'algorithme de programmation dynamique.

3.1 Introduction

L'objectif de ce chapitre est de construire une planification opérationnelle des moyens de production afin non seulement d'accueillir massivement les nouvelles productions distribuées, et de favoriser la production d'énergie dite verte ou renouvelable.

De par leurs possibilités de contrôle, de nouvelles flexibilités sont offertes par la production distribuée aux gestionnaires de réseaux électriques. Pour bien explorer cette technique dans un micro-réseau autour d'une gestion centralisée, on se base sur le coût économique, qui est l'un des facteurs essentiels, le coût environnemental l'est également dans le contexte des politiques visant un développement durable.

Nous proposons, dans un premier temps, une formulation du problème avec tous les éléments qui composent notre micro-réseau ainsi que la description des contraintes que ce soit physique par les composants ou que ce soit économique par l'optimisation de la fonction objective. Ensuite, on passe à une application d'une gestion dite « prédictive » en respectant ces contraintes imposées par les différents générateurs, mais qui possède des limites que nous exposerons.

Par la suite, conformément à l'organisation du système de gestion énergétique proposé sur la figure 2.1, dans ce chapitre, nous allons définir quelques méthodes des

algorithmes de gestion prévisionnelle. À partir des données prévisionnelles considérées connues et grâce au modèle de notre système, nous déterminerons les stratégies de gestion qui garantissent l'optimisation de la fonction objective. Enfin, nous terminons par l'utilisation d'une application avec un algorithme d'optimisation par programmation dynamique pour déterminer la gestion optimale, qui est la stratégie pour optimiser l'utilisation des générateurs actifs.

Dans le micro-réseau choisi dans ce travail, on néglige tous les pertes dans les lignes; on considère la petite distance entre les générateurs et la charge. Les générateurs distribués sont d'une taille relativement petite et par conséquent, le temps nécessaire de démarrage et d'arrêt des unités de production est plus faible que celui des grandes centrales électriques. Et ont terminent dans la suite de ce chapitre par une présentation de la mise en œuvre de notre projet.

Jusqu'à présent dans la littérature, l'optimisation des systèmes multi-sources connectés au réseau concernait plutôt le dimensionnement d'une installation et la gestion du stockage (s'il existe), selon des tarifs de rachat et de vente de l'énergie électrique, des coûts d'investissement et du profil des charges.

3.2 Formulation de la problématique et définition des contraintes

3.2.1 Formulation de la problématique

Les éléments étudiés, qui composent notre système dans ce travail et représentés dans la figure 3.1, indiquent les flux de puissance possibles, ainsi que leurs conventions de

cheminement respectives selon les composantes du système. Sachant que le terme équilibre correspond à l'équilibre entre l'offre et la demande :

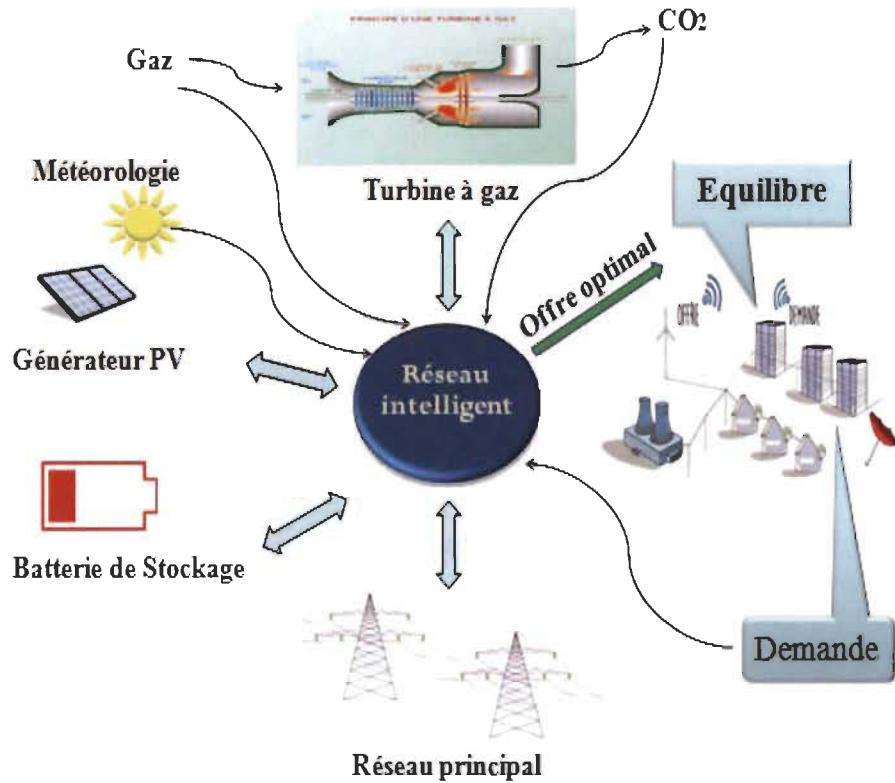


Figure 3.1 : Composants étudiés de notre architecture du réseau.

Le système de ce travail est formé de quatre composantes :

- Générateur actif (Photovoltaïque avec une énergie propre).
- Batterie (éléments de stockage).
- Générateur conventionnelle (Turbine à gaz avec une énergie non propre).
- Réseau principal.

Ces composantes possèdent des données d'entrée imposées, sur lesquelles nous n'avons aucun contrôle. Cela signifie que l'on prend l'hypothèse que la production PV (i.e son point de fonctionnement) et que les charges ne sont pas pilotées. La puissance réseau « $P_{rest}(t)$ » et la puissance des batteries « $P_{bat}(t)$ » sont les inconnues à déterminer en fonction de l'état du système. À chaque instant, l'état du système est caractérisé par les points de charge de la consommation.

L'état de charge et l'état de santé des batteries dépendent du courant qui y transite, voir les équations (2.25) et (2.26). Les équations de ces deux composantes sont calculées dans le chapitre précédent et les lois de la physique imposent l'équilibre des puissances à chaque instant .

Le système étudié lors de mes travaux de recherche se compose d'une micro-turbine à gaz, et afin de mieux intégrer son application au sein des micro-réseaux, cette turbine doit exécuter des références de puissance directement envoyées par la supervision centrale et retourner des informations afin de caractériser le point de fonctionnement, comme par exemple le débit de gaz.

Ceci est à réaliser pour les deux modes de fonctionnement (isolé, connecter au réseau). En plus, lorsque le micro-réseau fonctionne en mode isolé, la turbine doit pouvoir régler la valeur efficace de la tension et la fréquence, ce qui consommera davantage de temps de calcul lors des simulations. Pour ces raisons, nous nous sommes basés sur un modèle simplifié qui nous permet d'estimer, toutes les secondes, en fonction de la puissance générée les émissions des gaz d'échappement (particulièrement CO₂), la consommation du gaz et le rendement électrique de la micro turbine.

Puisque notre travail est destiné pour une application autonome, le prix de la puissance réseau est déterminée explicitement par les équations mathématiques (2.31) et (2.32) à partir de la puissance demandée, ce qui fait de cette dernière la seule inconnue.

3.2.2 Définition des contraintes

Concernant la définition des contraintes dans ce travail, on distingue deux catégories, contraintes physiques imposées par les éléments qui composent notre micro-réseau et les contraintes économiques pour l'optimisation de la fonction objective.

La définition de la première contrainte imposée par les différents composants du système est formulée par la relation (3.1). Cette formule a pour objectif de déterminer la puissance du réseau:

$$P_{PV}(t) + P_{bat}(t) - P_{charges} + (t) P_{res}(t) = 0 \quad (3.1)$$

Les autres contraintes du problème de répartition de l'énergie sont exprimées par le reste des équations qui suivent de (3.35) à (3.38).

$$SOC_{min} \leq SOC(t) \leq SOC_{max} \quad (3.2)$$

$$SOH(t) \geq SOH_{min} \quad (3.3)$$

$$P_{bat\ min} \leq P_{bat}(t) \leq P_{bat\ max} \quad (3.4)$$

$$P_{res\ min} \leq P_{res}(t) \leq P_{res\ max} \quad (3.5)$$

$P_{rest}(t)$ qui représente la puissance du réseau est bornée par les puissances échangées P_{resmin} , P_{resmax} par la contrainte (3.5), Les équations (3.2), (3.3), (3.4),

représentent respectivement les contraintes sur l'état de charge, l'état de santé et la puissance des batteries, qui sont des contraintes physiques.

On considère que le système ne peut pas fonctionner si les contraintes ne sont pas vérifiées, donc les solutions correspondant au dépassement de ces contraintes sont éliminées. On impose une limite de puissance de charge des batteries, car le modèle d'état de charge ne prend pas en compte de la puissance (le rendement de charge ne dépend que de l'état de charge (SOC)) «State Of Charge ». Sans contrainte et conformément au modèle d'état de charge, il serait possible de charger complètement les batteries en quelques secondes avec une puissance très élevées, alors que cela n'est pas réaliste. En pratique, le rendement de charge dépend de la puissance et du courant de charge [9].

La limite de puissance de charge des batteries permet donc de « compenser » cette faiblesse du modèle que nous utilisons. Les contraintes physiques sont prioritaires face aux contraintes d'ordre économique, telles que celles imposées sur la puissance réseau (3.5).

Les contraintes sur la puissance échangées avec le réseau ne sont pas nécessairement strictes, c'est-à-dire que dans ce travail le système peut fonctionner même si elles ne sont pas vérifiées (les contraintes durant l'achat ou vente de la puissance avec le réseau sont négligeables).

Dans le cas d'une optimisation, on impose un coût de pénalité sur le critère de performance lors du non respect des contraintes mentionnées dans ce travail. Dans ce cas, la solution est pénalisée mais elle n'est pas éliminée.

3.3 Application d'une gestion prédictive

Dans cette partie, nous proposons une gestion dite « prédictive », c'est-à-dire une gestion basée sur des prédictions de la production et de la consommation. Le mode de fonctionnement est imposé en fonction de la valeur de la puissance photovoltaïque, de l'état des batteries et de la consommation. Cette gestion est dite « prédictive » car elle prend en compte l'état de santé des batteries « SOH » (State Of Health) dans les règles prédefinies dans le chapitre 2. Le principe de la gestion prédictive est basé sur les quatre principales règles suivantes :

- 1) L'énergie photovoltaïque est en priorité utilisée pour alimenter les charges.
- 2) Les batteries sont chargées ou déchargées uniquement pour assurer la bonne optimisation de la fonction coût.
- 3) Les batteries sont rechargées avec la source disponible, soit par le système solaire photovoltaïque ou par le réseau. Sachant que charger les batteries par le réseau se fait seulement pendant les heures creuse ou la vente de la puissance et le moins chère.
- 4) Tenir compte de l'état de santé des batteries SOC.

Suite à ces conclusions et conformément à la structure du système de gestion proposée dans ce travail, nous allons proposer une gestion basée sur des prédictions de la consommation et de la production photovoltaïque, a partir de ces informations, nous allons calculer la stratégie de gestion optimale conformément à un objectif.

Nous allons voir comment définir l'objectif pour obtenir une stratégie de gestion qui optimise l'utilisation de l'énergie PV pour la fonction coût. L'objectif sera exprimé en termes techniques et économiques, ce qui va permettre de prendre en compte le coût de vieillissement des batteries qui est l'un des paramètres les plus importants dans le calcul d'une stratégie optimale.

Pour cela, un exemple d'application d'une gestion restreinte (sans prendre en considération l'état de santé des batteries SOC) dans la littérature [14] va nous permettre d'une part d'évaluer la répartition énergétique en présence de la PV, et de faire une comparaison avec une gestion optimale avec une programmation dynamique (le paramètre SOC santé de la batterie est important dans cette gestion). Cette comparaison nous montrera bien l'effet de la gestion optimale dans la fonction coût et minimale en favorisant les énergies dite vertes et en prenant en considération le paramètre de vieillissement des batteries.

Dans un premier temps, le principe de la gestion restreinte est basé sur les trois principales règles suivantes :

- 1) La production d'énergie par le photovoltaïque est prioritaire pour alimenter les charges.
- 2) Les batteries sont déchargées uniquement pour assurer le manque de puissance des charges en absence ou insuffisance de l'énergie de la PV.
- 3) Les batteries sont rechargées dès que possible avec la source disponible (PV ou réseaux).

4) La puissance réseau et prioritaire aux restes des sources pendant les heures creuse, c'est-à-dire la vente de la puissance serait moins chère par rapport à la puissance produite par les autres sources comme la TG dans ce travail.

Ensuite, le mode de fonctionnement est imposé en fonction de la valeur de la puissance photovoltaïque et de la consommation. La figure 3.2 montre le résultat d'une simulation temporelle réalisée sur une période journalière (exemple du 22 février 2007[14]). Sachant que la puissance demandée par le consommateur durant cette journée est satisfaite par la puissance des photovoltaïques, des batteries, et du réseau, donc la TG n'intervient pas dans cette partie. Sur cette figure sont tracés les profils de consommation, de production PV, de puissance échangée avec le réseau via un élément du stockage, et de la puissance échangée avec les batteries. Cette figure nous permet d'analyser la stratégie de gestion appliquée conformément aux trois principales règles prédefinies:

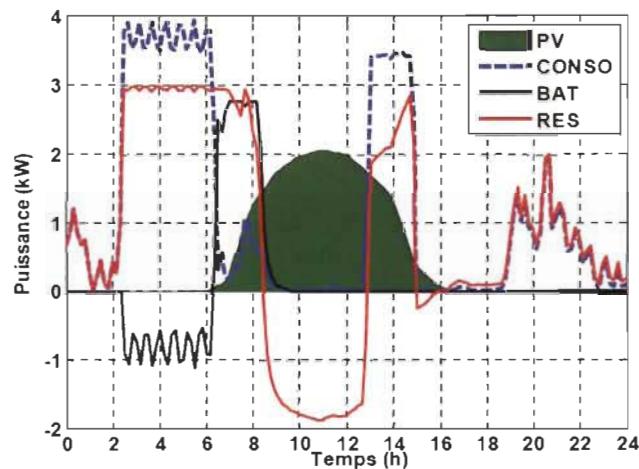


Figure 3.2 : Exemple d'une gestion prédictive pour une journée [14].

On remarque que l'énergie PV est bien utilisée en priorité pour alimenter les charges car la production seule suffit pour satisfaire le pic de consommation entre 13h et 15h sans avoir recours aux batteries. Les batteries sont déchargées uniquement pour compléter le

manque de l'énergie quand la production d'énergie par la PV n'est pas suffisante, entre 2h et 6h dans notre exemple.

Pour notre cas, et avant de proposer un algorithme de gestion, la gestion optimale intègre le paramètre de l'état de santé des batteries SOC dans l'optimisation de la fonction coût, ainsi que les tarifs de l'électricité sur le réseau (vente et injection) qui seront également considérés. Nous allons maintenant étudier les méthodes d'optimisation qui sont plus adaptées à nos besoins.

3.4 Outils d'optimisation

3.4.1 Définitions

Le problème d'optimisation en général consiste à déterminer les commandes qui assurent la minimisation (ou la maximisation) d'un indice de performance, avec un respect total des contraintes imposées (tant qu'elles existent). Dans ce travail, l'optimisation consiste à minimiser la fonction objective pour une consommation d'énergie à un prix minimum.

Suivant la nature et la simplification des formes mathématiques des éléments du modèle, vu dans le chapitre 2, le problème d'optimisation est plus ou moins simple à résoudre. Les éléments à prendre en compte sont la nature des variables et des composantes (continues ou discrètes) ainsi que la nature des contraintes (linéaires, non linéaires, quadratiques...). On distingue deux situations :

- Optimisation en contexte statique : satisfait les points de consommation par l'indice de performance ne dépend que des valeurs des variables à un instant donné. On souhaite optimiser l'indice pour cet instant.

- Optimisation en contexte dynamique : dans ce cas, la fonction contient des variables représentant un même phénomène à des instants différents. On souhaite optimiser l'indice de performance sur toute une période.

La dynamique d'un phénomène est représentée par plusieurs variables. Dans ce contexte, le nombre de variables devient bien plus important qu'en statique, ce qui complexifie le problème et sa résolution.

Pour une optimisation en contexte dynamique, on distingue deux types d'optimisation, selon la connaissance de l'avenir : si on ne connaît pas la valeur de toutes les variables, on dit que l'avenir est inconnu ou incertain ou bien un avenir connu et certain donc connaître formellement la valeur de toutes les variables à tous les instants :

- Avenir inconnu ou incertain : dans ce cas, il convient de déterminer la solution optimale à appliquer à chaque instant en fonction de l'état du système au temps présent. On parlera d'optimisation réactive. Il y a différents moyens de réaliser une optimisation réactive, comme par exemple calculer une nouvelle solution optimale à chaque instant ou bien réajuster une solution prévisionnelle en fonction de l'écart entre les prévisions et les valeurs réelles des variables.

- Avenir connu et certain : connaissant parfaitement l'évolution des variables, on calcule à l'avance la solution optimale à appliquer (solution prévisionnelle). Nous parlerons d'optimisation prévisionnelle.

Pour l'exemple de ce travail, qui est assez représentatif des problèmes rencontrés en gestion et optimisation de l'énergie, des prévisions sur la valeur des variables autorisent à considérer l'avenir comme connu et donc à réaliser une optimisation prévisionnelle (plus facile que l'optimisation réactive).

Cependant, plusieurs études abordent ces deux cas et proposent différentes méthodes d'optimisation. Le problème de gestion de l'énergie et d'optimisation dans les systèmes photovoltaïques multi-sources et multi charges sont assimilables à l'application « VEH ». Nous proposons, donc, de nous inspirer des travaux réalisés dans ce domaine pour choisir une méthode de résolution et d'optimisation adaptée à notre application.

3.4.2 Synthèse des méthodes d'optimisation et choix de la méthode de résolution

Avant de proposer une synthèse des méthodes d'optimisation, on propose de classer les problèmes d'optimisation en deux catégories selon la nature des variables :

- Domaines de valeurs continues :

Les méthodes d'optimisation lorsque la valeur des variables est continue et que le processus d'évolution de la solution est bien choisi, vont aboutir à la solution exacte. Une autre méthode pour obtenir la solution exacte dans le cas de variables continues est la programmation linéaire (PL), ou encore la programmation linéaire mixte (PLM).

Cependant, comme son nom l'indique, cette méthode ne s'applique que pour les problèmes linéaires, c'est-à-dire dont la fonction objective et les contraintes sont linéaires.

Dans le cas où le problème n'est pas linéaire, d'autres méthodes que nous appelons « algébriques » permettent de résoudre le problème rapidement, mais elles aboutissent à une solution approchée. Par exemple, la méthode de Newton s'applique uniquement pour les problèmes sans contraintes. Il faut cependant faire attention aux minimums locaux et à la valeur initiale du point de départ. Si le problème est contraint et n'est pas linéaire, il est généralement simplifié sous forme quadratique et résolu avec la programmation quadratique (« QP », ou programmation quadratique séquentielle « SQP »).

- Domaines de valeurs discrètes :

Malgré le temps de calcul qui augmente très rapidement avec le nombre de possibilités, la méthode de recherche par énumération reste la plus exacte et la plus fiable parmi toutes les méthodes pour déterminer la meilleure solution. Cependant, ce temps de calcul rend cette méthode rapidement inexploitable.

En parallèle, il existe d'autres méthodes pour obtenir une solution exacte. Comme la Programmation Dynamique (PD) et la méthode Branch and Bound sont des méthodes qui utilisent des schémas graphiques. En effet, l'ensemble des solutions du problème est représenté par un graphe qui limite le nombre de calculs et aboutit à la solution optimale en un temps satisfaisant par rapport à la méthode par énumération malgré le grand nombre de possibilités. L'optimisation par méthode graphique s'applique essentiellement à des problèmes de cheminement (plus court chemin), de gestion des flux ou d'ordonnancement, auxquels il est souvent possible de s'identifier.

Les algorithmes exacts sont généralement de complexité exponentielle. Il est parfois nécessaire de faire appel à des algorithmes qui fournissent plus rapidement une solution réalisable et donc pas forcément optimale (solution approchée) mais qui aboutit à de très bonnes performances. Parmi ces algorithmes on cite les algorithmes génétiques qui sont très populaires pour fournir une solution approchée d'un problème complexe à variables discrètes. Ils s'inspirent de la théorie de l'évolution pour proposer rapidement une solution satisfaisante sans avoir à étudier toutes les possibilités.

Dans notre cas, l'algorithme d'optimisation doit fournir la stratégie qui optimise la fonction objective. Tout en respectant les contraintes, la stratégie est calculée avec des données d'entrée prévisionnelles, d'où une stratégie prévisionnelle. Pour obtenir la performance optimale conformément aux conditions réelles, il faut réaliser une optimisation réactive.

Parmi les méthodes d'optimisation utilisées pour résoudre les problèmes de gestion de l'énergie, nous allons choisir une méthode pour notre application avec la programmation dynamique avec l'algorithme de Bellman.

Le choix de la méthode de résolution dépend de la nature de problème (composantes, contraintes et la fonction objective). Dans notre cas, le problème d'optimisation consiste à déterminer la gestion de l'énergie dans le système qui minimise la facture énergétique du propriétaire du système. Pour cela, nous devons tenir compte des tarifs de l'énergie sur le réseau, de l'état de santé et de l'état de charge des batteries, de la disponibilité de l'énergie photovoltaïque et du profil de consommation. Les données d'entrée sont donc des variables dont la prédiction est incertaine. De plus, des contraintes

sont imposées sur l'énergie échangée avec le réseau et les batteries. Nous sommes donc face à un problème d'optimisation sous contraintes, a priori, les composantes du système (puissances) sont des valeurs continues et les contraintes ne sont pas forcément dérivables ou linéaires.

Le choix de la méthode de résolution par une programmation dynamique, passe d'abord par une étude de la littérature concernant des problèmes similaires de gestion de l'énergie dans un système multi-sources et multi charges. Cela correspond généralement aux systèmes PV autonomes ou connectés au réseau.

Suite à cette synthèse, nous avons choisi d'utiliser la programmation dynamique sous forme discrète. Nous allons réaliser une optimisation prévisionnelle que l'on va réajuster en temps réel en fonction des perturbations. Les modèles n'ont pas besoin d'être simplifiés car les contraintes et la fonction objective peuvent être de n'importe quelle nature. Nous présentons maintenant, en détail, la méthode d'optimisation utilisée pour réaliser la programmation dynamique. Cette méthode graphique correspond à un algorithme de recherche du plus court chemin proposé par Bellman.

3.5 Algorithme de Bellman et programmation dynamique

Avant de procéder, il faut définir l'algorithme de Bellman, c'est une méthode déterministe qui permet de trouver le plus court chemin entre un état initial et un état final dans un graphe d'état orienté pondéré, et similaire à l'approche de l'algorithme de Dijkstra qui permet aussi d'aborder le problème du plus court chemin de manière intelligente avec excellent résultat, ce qui lui donne une complexité en temps intéressante, tout en étant optimale. Cependant, l'inconvénient de cette méthode et qu'elle ne s'applique pas à toutes

les configurations de graphes (par exemple ceux avec des pondérations négatives), et il nous faut donc un nouvel algorithme pour gérer ces cas.

Pour cela, la particularité de l'algorithme de Bellman permet de résoudre le problème du court chemin même avec une pondération négative, car dans notre cas; on pourra avoir des arcs avec des valeurs négatives qui dépendent de plusieurs facteurs (l'heure de consommation, achat du réseau, état de charge des batteries etc.). La figure 3.3 montre un exemple d'une application d'un court chemin pour aller de 1 vers 5 avec des pondérations négatives résolues par l'algorithme de Bellman.

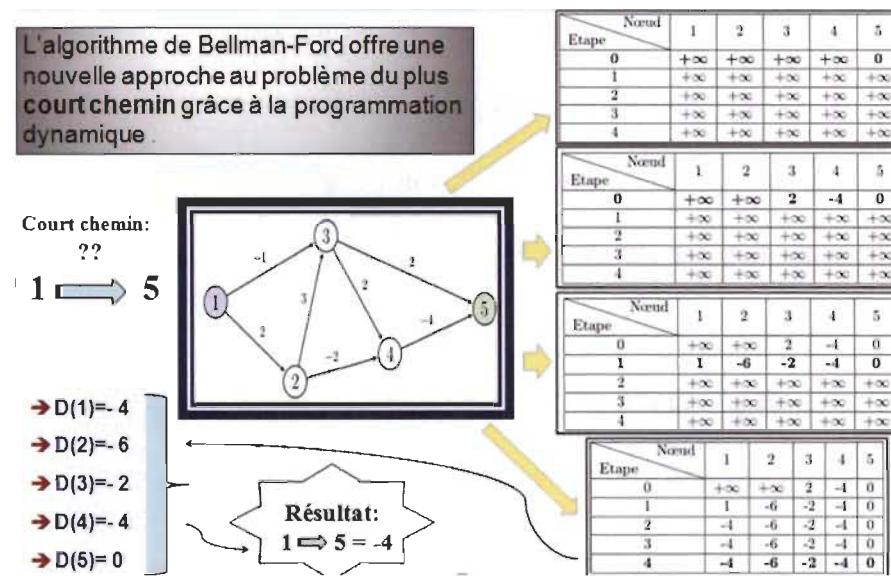


Figure 3.3 : Exemple d'application de l'algorithme de Bellman.

Reprendons depuis le début, on a un graphe pondéré (positivement ou négativement), et on cherche le plus court chemin entre deux nœuds distincts (1 vers 5). Une approche naïve serait d'explorer toutes les combinaisons possibles de chemin et de choisir celle qui obtient une pondération totale minimale. Le problème ici est évidemment la complexité en temps exponentiel. Dans ce genre de situation, il est fondamental de se poser

cette question : qu'est-ce qui rend notre algorithme si lent ? Lorsqu'on explore toutes les possibilités de chemins, on repasse très souvent sur d'anciens nœuds et arcs, ce qui nous fait parcourir notre graphe plusieurs fois inutilement.

Désormais, on connaît la raison de la lenteur de notre précédent algorithme; et il faut alors chercher à améliorer ce point, si possible, ou bien changer de concept. L'algorithme de Bellman-Ford va améliorer l'algorithme naïf, en utilisant une approche différente du problème : la programmation dynamique. L'idée est justement de ne pas repasser plusieurs fois sur des parties du graphe, mais plutôt de garder les informations utiles en mémoire à l'aide d'un algorithme dynamique, et de les réutiliser intelligemment. Ce point rend le temps de résolution moins lent, sachant que dans notre cas le pas d'échantillonnage n'est pas un facteur important, choisi de 30min, donc l'algorithme de Bellman avec la programmation dynamique et le choix idéal pour la prise de décisions optimise la fonction objective. Le choix de la méthode de résolution dépend de la connaissance de l'avenir selon que l'on réalise de l'optimisation prévisionnelle ou une optimisation réactive.

3.6 Le problème d'Engagement des Unités

Dans le cadre de ce travail, on ne considère que les systèmes électriques autonomes, qui se basent uniquement sur le coût de fonctionnement des générateurs sélectionnées. En effet, la problématique de la planification opérationnelle sur une journée de la production d'électricité ainsi que la problématique de l'ajustement infra journalier sont placées hors des aspects tarifaires de vente d'électricité propres à la libération des marchés de l'électricité.

L'objectif principal de notre micro-réseau est de satisfaire l'équilibre entre l'offre et la demande à chaque instant, par conséquent une réserve d'énergie est nécessaire pour fournir une quantité suffisante de services systèmes (réserves) et satisfaire l'ensemble des contraintes opérationnelles sur différents horizons temporels, ceci à coût optimal en utilisant les prédictions de la métrologie et de la charge.

Le problème majeur de la planification opérationnelle est la détermination du plan de production composé des générateurs sélectionnés, la veille pour le lendemain à partir de prédictions, notamment des charges. Généralement la fonction objective consiste à minimiser le coût économique total de production d'électricité, en prenant en considération la consommation du carburant ou les émissions de CO₂ équivalent des TG. Le problème de l'ajustement infra journalier vise à modifier les points de consigne de quelques générateurs de façon à prendre en compte les aléas et les déviations par rapport aux prédictions de la veille.

Dans le cadre général de la gestion technico économique des réseaux électriques, l'objectif général est de minimiser le coût économique et de prendre en compte les incertitudes et le risques.

Pour l'optimisation de la fonction objective du micro-réseau dans ce travail qui se rapproche à des problématiques de la planification opérationnelle des systèmes électriques, un algorithme est mis en œuvre afin de résoudre ces problématiques, voir que la plupart des algorithmes de gestion des systèmes électriques concernent l'optimisation économique : UC: " Unit Commitment", OPF : "Optimal Power Plow", ED : "Economic Dispatch",

sachant que ces algorithmes se ramènent au même problème d'optimisation sous contraintes d'égalité et d'inégalité.

Le plan d'engagement d'unité dans les systèmes électriques est équivalent à un plan de production crée par UC "Unit Commitment". Ce plan se construit à partir d'une période d'avance. Dans ce travail, cette période est estimée un jour avant, sur plusieurs intervalles de temps consécutifs, dans le but d'obtenir un coût total de fonctionnement minimal prenant en compte la courbe prévisionnelle des consommateurs; sachant que la fonction coût des générateurs inclut toutes les pénalités d'arrêt et de démarrage de générateurs, ainsi que les contraintes dynamiques, de plus un réservoir de puissance est mis en place afin de satisfaire toujours la contrainte de la puissance demandée. Le problème d'engagement d'unité se ramène à la solution du problème d'ED. Pour chaque intervalle de temps déterminé par les références des puissances, les générateurs opérationnels et la quantité de la puissance vont générer ces générateurs.

Ensuite, les niveaux des puissances générés par l'ensemble des générateurs sur chaque intervalle de temps est déterminé par "Optimal Power Flow". La particularité de la "OPF" par rapport à "ED" est qu'il prend en considération l'architecture du réseau, les puissances actives et réactives maximales dans les lignes des réseaux, ainsi que les contraintes de sécurité de réseau. Dans notre cas , la détermination du coût marginale optimal sur chaque nœud du réseau en fonction de la consommation peut être négligé, parce que la structure de l'architecture utilisée n'est pas si complexe et maillée que celle d'un réseau de transport ou de distribution.

On termine par ED "Economic Dispatch" (qui est une approche d'optimisation de la production réalisée durant l'exploitation sur un intervalle de temps donné. Dans notre cas,

un pas de 30 min et pris en compte pour l'échantillonnage de temps, ainsi que la courbe de la consommation étant connue, il est nécessaire aussi de connaître les courbes de coût des générateurs et les pertes dans les lignes en fonction des niveaux de puissance des générateurs. Le but est d'assurer l'équilibrage du réseau en respectant la contrainte de la puissance demandée par la somme des puissances générées par générateurs avec un minimum de coût.

Ceci étant exposé, le problème d'optimisation de la planification opérationnelle pour la minimisation des émissions polluantes ou le carburant consommé dans un micro-réseau consiste à rechercher la solution optimale d'un problème d'engagement d'unités avec des fonctions coût appropriées pour chaque générateur.

3.7 Les formules mathématiques représentatives de la fonction objective dans le micro-réseau

L'expression de la fonction objective permet de calculer les points de fonctionnement des générateurs tout en favorisant les énergies dite renouvelables ainsi en minimisant le coût économique de la production d'électricité. Le problème d'engagement des unités est basé sur cette fonction pour sélectionner les références de puissance des générateurs à utiliser, ainsi que leurs durées de fonctionnement. Donc l'objectif général de l'engagement d'unité consiste à minimiser le coût de fonctionnement total du système durant un période bien précis en respectant toutes les contraintes. À la fin de ces procédures, on obtient un plan de production optimisé pour un système électrique entier, et des références de puissances sont obtenues pour un pas temporel fixe (30min), elles sont envoyées la veille pour une exécution temporelle le lendemain.

D'autres hypothèses peuvent être adoptées ou intégrées au système final, comme les contraintes d'accélération des générateurs qui ne sont pas prises en compte, car étant donné la réponse quasi instantanée des générateurs actifs, aussi pour les turbines à gaz avec le temps d'accélération et inférieur à 30 secondes et les pertes liées à la distribution de l'électricité dans le micro-réseau sont supposées nulles en raison de la faible longueur des lignes.

Pour la formulation mathématique de problème d'engagement des unités, on commence par la définition des contraintes des différents générateurs qui constituent notre micro-réseau, sachant que la contrainte principale est une contrainte d'égalité dont l'objectif est de respecter l'équilibre de réseau, par la somme de puissance délivrée par l'ensemble des générateurs et quel soit égale à la puissance demandée.

La formule suivante montre la contrainte principale d'égalité à respecter :

$$P_{Load} = \sum P_{produite} \quad (3.6)$$

Les contraintes des générateurs photovoltaïques actifs considérées dans notre architecture sont supposées nulles, et on va prendre toute la puissance fournie par ce générateur, vu que leurs sources pour produire de l'énergie propre et gratuite.

Par contre, pour les turbines à gaz, on définit plusieurs contraintes liées au rendement et au problème d'engagement des unités, ces générateurs qui seront caractérisés par les contraintes d'inégalité durant leur fonctionnement admissible, avec une puissance générée par ces turbines qui ne doit pas dépasser la valeur nominale de générateur (P_{MGT_nom}), et pour garantir un rendement convenable du générateur qui doit être supérieur à une puissance minimale (P_{MGT_min})[14]:

$$P_{MGT_min} \leq P_{MGT}(t) \leq P_{MGT_max} \quad (3.7)$$

Pour un rendement acceptable, la micro-turbine à gaz doit toujours travailler dans un intervalle compris entre la valeur supérieure et inférieure à une puissance minimale (P_{MGT_min} , P_{MGT_max}). Le plus souvent, cet intervalle est de l'ordre de 50% et 90% de la puissance maximale du générateur, comme la montre les formules suivantes [14]:

$$P_{MGT_max} = 0,9P_{MGT_nom} \quad (3.8)$$

$$P_{MGT_min} = 0,5P_{MGT_nom} \quad (3.9)$$

On peut imposer d'autres contraintes selon le besoin, par exemple, on peut imposer des contraintes sur la quantité d'émission du CO₂.

Concernant les batteries, plusieurs contraintes sont définies et liées à leur état de santé et leur état de charge. Pour cela, la puissance générée par ces batteries doit être comprise entre une valeur mini et une valeur maxi afin que l'état de la batterie ne se dégrade pas et de maximiser leur durée de vie.

$$SOC_{min} \leq SOC(t) \leq SOC_{max} \quad (3.10)$$

$$P_{bat_min} \leq P_{bat}(t) \leq P_{bat_max} \quad (3.11)$$

$$SOH(t) \geq SOH_{min} \quad (3.12)$$

Un déséquilibre de réseau peut être pris en considération, dans ce travail, car l'incertitude dans les prévisions de la demande est un élément inévitable. Pour cela, une contrainte de réserve de puissance est nécessaire et obligatoire afin de garantir cette équilibre, sachant que cette réserve est généralement de l'ordre 10% de la puissance maximale des générateurs.

3.8 Programmation dynamique et conception de l'algorithme de Bellman dans la gestion énergétique

La résolution des systèmes complexes passe par une programmation dynamique. Ce système sera décomposé en sous-système (sous-problème) pour faciliter la résolution globale de façon optimale, c'est-à-dire que l'on va pouvoir déduire la solution optimale d'un problème en combinant les solutions optimales d'une série de sous problèmes.

L'utilité de la programmation dynamique est très avantageuse pour des résolutions des problèmes complexes qui exigent une séquence de décisions dépendantes. À chaque étape, les décisions possibles sont évaluées comme étant la somme du coût présent et du coût futur attendu et donc supposé connu.

Dans notre cas, l'application de la programmation dynamique récursive a la minimisation du coût économique de la production d'électricité délivrée par les différents générateurs, ayant été définis dans les chapitres précédents, en intégrant la minimisation des émissions de CO₂ et en respectant le maximum des contraintes des générateurs et du micro-réseau.

Plusieurs algorithmes de la programmation dynamique sont mis en place par les mathématiciens, et chaque algorithme possède sa particularité selon la résolution de la problématique complexe. Tout comme l'algorithme génétique, des résultats approximatifs sont donnés avec un temps de calcul réduit par rapport aux autres algorithmes; en le comparant à celui de Bellman qui donne aussi des résultats mais plus exacts avec un temps de calcul plus long. Dans notre travail, le temps de calcul n'est pas une contrainte, car la

période d'échantillonnage est largement suffisante (30 min). Pour cela on a opté pour la solution de Bellman.

L'algorithme de Bellman est une méthode déterministe qui permet de trouver le plus court chemin entre un état initial et un état final dans un graphe d'état orienté pondéré. Un graphe d'état $G(X, U)$ est défini comme 2 ensembles finis disjoints de sommet $\{X\}$ et d'arc $\{U\}$, représentant respectivement les états du système et les transitions entre chaque état. Un graphe est orienté si tous ses arcs sont orientés, c'est-à-dire s'il existe une extrémité terminale $T(u)$ et une extrémité initiale $I(u)$ associée à chaque arc. Un graphe est pondéré si à chaque arc est associé une valeur correspondant au coût de passage entre le sommet de l'extrémité initiale et le sommet de l'extrémité terminale. Dans notre cas, nous appelons cette valeur le poids de l'arc, note $p(u)$ qui représente la fonction coût de chaque générateur

La figure 3.4 suivante montre un exemplaire de graphe de Bellman pondéré :

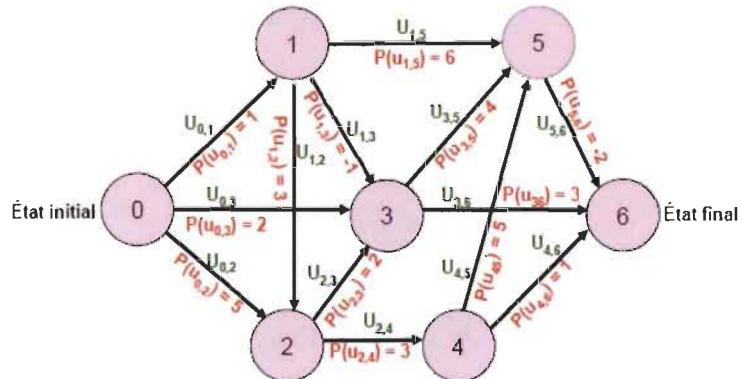


Figure 3.4 : Exemple d'un graphe d'état pondéré $G(X, U)$.

Chapitre 4 - Mise en œuvre de la solution sous Matlab/Simulink

4.1 Méthode d'optimisation de la fonction objective:

Dans ce projet, on cherche à minimiser une fonction coût, qui correspond aux coûts de production de tous les générateurs, tout en respectant les contraintes déjà identifiées.

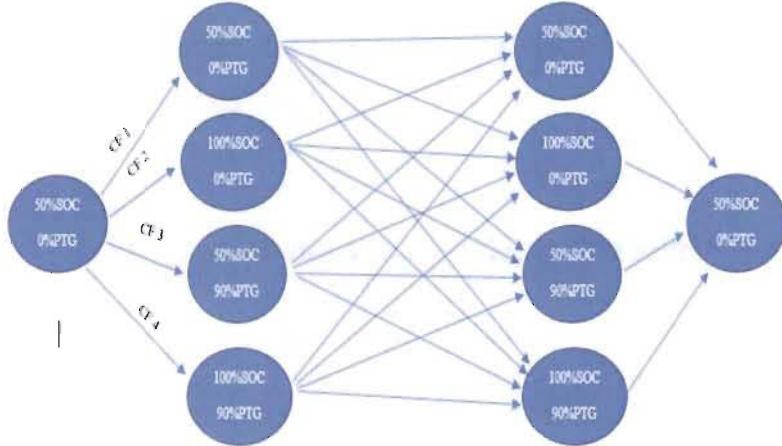
$$F_{cout} = \min(Cout_{bat} \times P_{bat} + Cout_{TG} \times P_{TG} + Cout_{res_achat} \times P_{res_achat} - Cout_{res_vente} \times P_{res_vente}) \quad (4.1)$$

Dans notre cas, les états du graphe de Bellman seront, un vecteur de deux valeurs qui contiendra la valeur de l'état de charge de la batterie (SOC), et la puissance de la micro-turbine à gaz. Les poids des arcs seront les coûts de passage d'un état à un autre.



Pour construire le graphe de Bellman, on va échantillonner la plage des valeurs de l'état de charge (SOC), et la puissance de la micro-turbine à gaz, tout en respectant les contraintes déjà définies dans le chapitre précédent. Sachant que dans ce travail, la puissance achetée par le réseau provient d'une source nucléaire moins polluante que la TG. Pour cela, et pour faciliter la simulation on va supposer que deux valeurs de SOC (50% et 100%) et deux valeurs de la puissance de la micro-turbine à gaz (0% et 90%). On ne va

prendre que trois itérations. La puissance du PV et celle du réseau ne vont pas intervenir dans l'algorithme car on va prendre le maximum d'énergie fournie par le PV, et en dernier



recours, on va faire appel au réseau principal, voici la figure 4.1 représente le graphe de Bellman après échantillonnage:

Figure 4.1 : Graphe de Bellman basé sur le pourcentage de nos générateurs G(X, U).

Après avoir déterminé les états de graphe, il reste à déterminer les poids des arcs qui sont calculés avec la fonction cash-flow (CF) à partir des fonctions coûts de chaque générateur, qui représente le coût de passage d'un état x vers un état y.

$$CF(x, y) = (C_{bat}(x, y)) + (C_{TG}(x, y)) + (C_{res}(x, y)) \quad (4.2)$$

Ensuite, l'algorithme calcule les poids de tous les arcs, et décide le chemin optimal, qui est le chemin avec le coût le plus bas on optimisant la fonction objective figure 4.2.

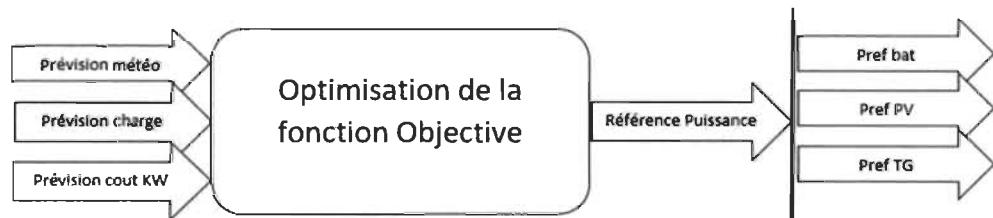


Figure 4.2 : Optimisation de la fonction Objective.

4.2 Mise en œuvre de la solution sous Matlab/Simulink

4.2.1 Les étapes de la simulation

Nous allons maintenant définir toutes les étapes qui présentent comment nous avons appliqué l'algorithme de Bellman à notre système pour réaliser l'optimisation de point au moindre coût. La fonction objective est la somme des flux de trésorerie (4.2), (cash-flow en anglais) qui est définie comme la différence entre les encaissements et les décaissements générés par l'activité (ici production ou consommation d'énergie). Dans notre cas, on prend en compte le coût de la durée des batteries suite à leur vieillissement.

- 1 - Lire les entrées:

Cette première étape consiste à lire toutes les entrées prévisionnelles extraites de la littérature [10], comme l'estimation de la puissance produite par le photovoltaïque durant la journée, consommation du gaz par la turbine à gaz afin d'estimer la puissance produite ainsi que les gaz polluants, état de santé des batteries dans le but de définir le prix au moment de leurs utilisations, et on termine par une consommation prévisionnelle journalière comme le montre la figure 4.3 suivante:

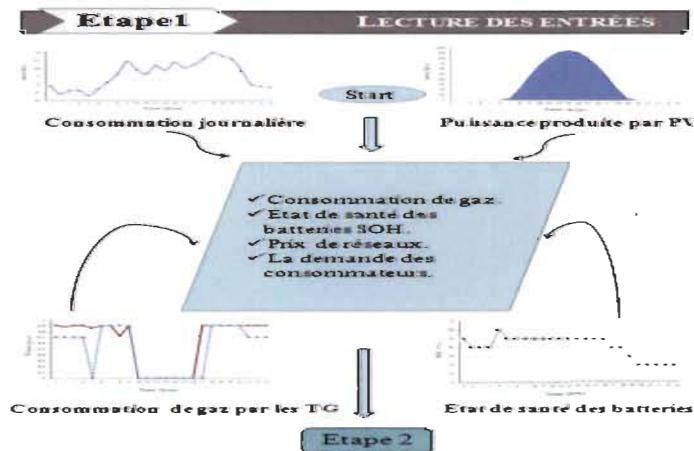


Figure 4.3 : Première étape du graphe de Bellman (lire les entrées) [10].

- 2 - Définition des états et les transitions :

Après la lecture et l'estimation des entrées, la deuxième étape consiste à:

- Définir les états qui représentent le modèle et le nombre de générateurs choisis, ainsi que leurs paramétrages qui consistent à définir le pourcentage de ces générateurs.
- Définir les transitions, sachant que chaque état possède un état initial et final, et chaque passage d'un état à l'autre possède une fonction coût qui représente la transition comme le précise la figure 4.4 suivante:

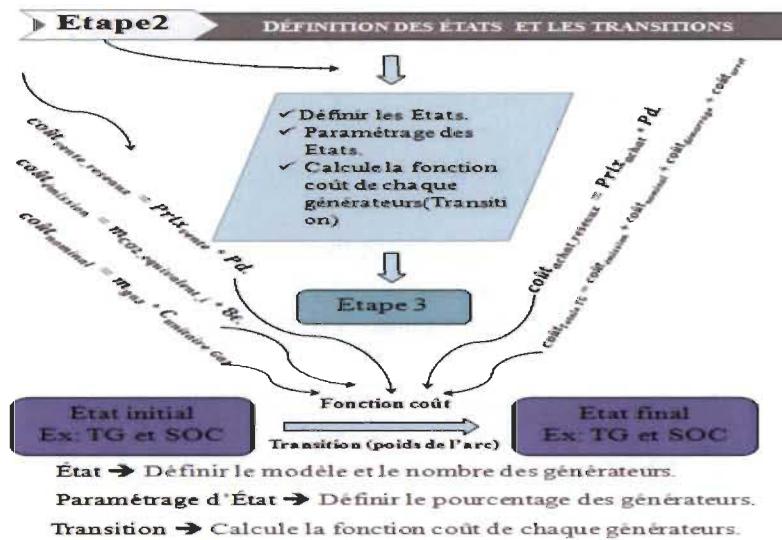


Figure 4.4: Deuxième étape du graphe de Bellman(les états et transitions).

- 3 - Construction de graphe de Bellman :

Suite à la définition des états et les transitions, et après la sélection des pas d'échantillonnage :

- Horizontal: les axes de temps choisis avec un pas de 3 (24h/8h), représentent les transitions.

- Vertical: les axes pourcentage des générateurs choisis 2 (TG, SOC),représentent les états.

Cette étape nous permet de construire notre graphe de Bellman comme le montre la figure 4.5 suivante :

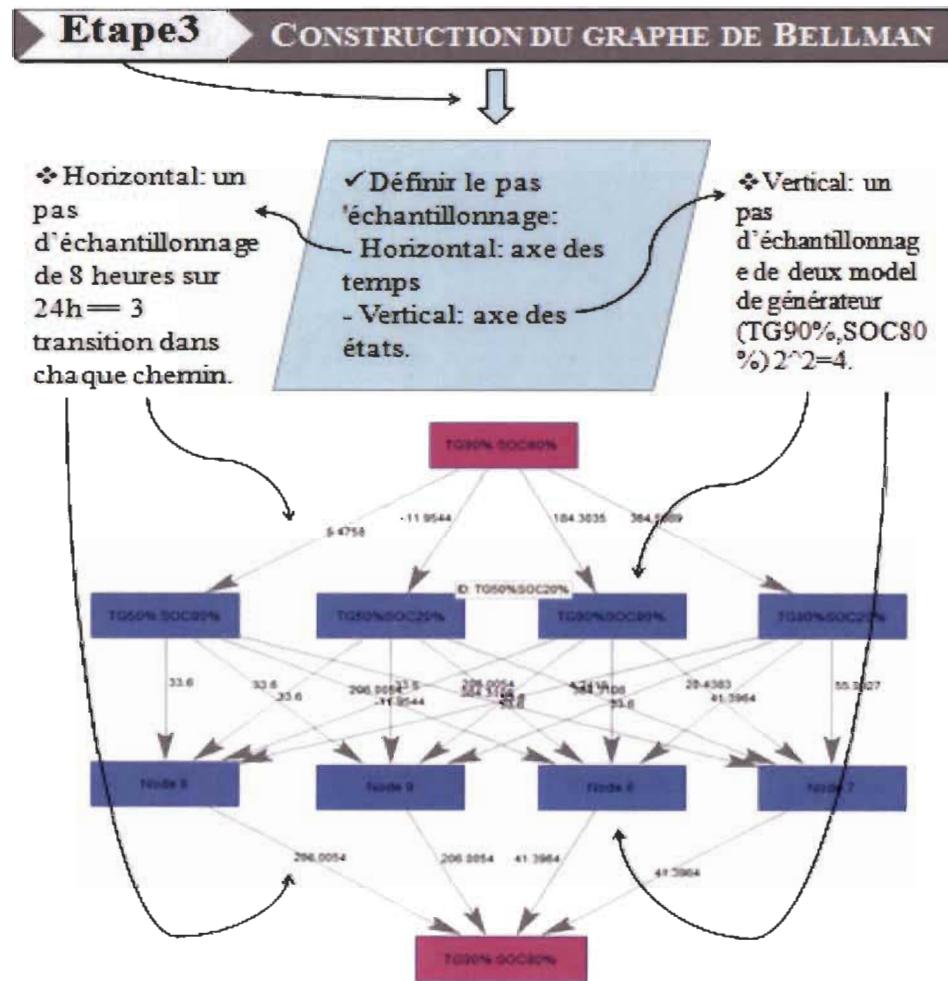


Figure 4.5: Troisième étape du graphe de Bellman (construction du graphe).

- 4 - Optimisation de la fonction objective :

Après la construction du graphe de Bellman, on passe au calcul de tous les chemins de transition. Avec l'utilisation intelligente de la programmation dynamique pour mémoriser les valeurs de tous les chemins calculés, on optimise la fonction coût par

détermination du chemin le plus court et déduire les références des générateurs à activer comme le montre la figure 4.6 suivante:

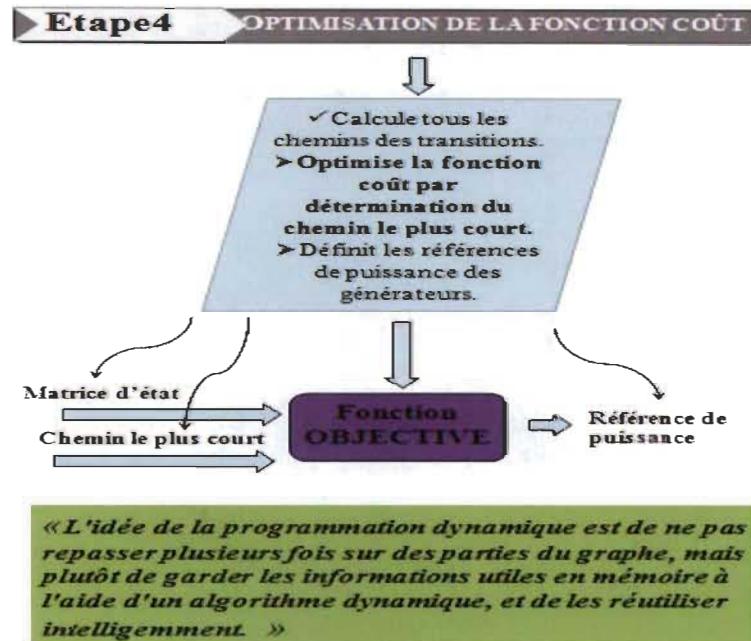


Figure 4.6: Quatrième étape du graphe de Bellman (fonction objective).

Pour mettre en œuvre l'étude précédente, on va procéder à une simulation sur le logiciel Matlab. Pour cela nous avons programmé l'algorithme de Bellman, qui respecte les contraintes déjà définies dans le paragraphe précédent, ce programme doit nous permettre de savoir le chemin optimal qui coûte le moins, et de forcer l'état final à être le même que l'état initial.

Afin de faciliter la programmation, nous avons décidé de décomposer le programme en fonctions :

- Fonction qui calcule le coût de la batterie.
- Fonction qui calcule le coût de CO₂.

- Fonction qui calcule le coût du passage d'un état à un autre.
- Fonction qui calcule le coût du réseau.
- Fonction qui calcule le coût de la turbine à gaz.
- Fonction qui contient les coûts.
- Fonction qui détermine la puissance de la batterie.
- Fonction qui calcule les poids des arcs.
- Fonction qui détermine les références.

En se basant sur le graphe de Bellman, qui définit toutes les possibilités de transitions entre les étapes, le but est de trouver la séquence des états des générateurs sélectionnés et leur puissance de référence qui minimise la somme des coûts accumulés liés à la production d'électricité pendant chaque intervalle de temps.

4.2.2 Organigramme de graphe de Bellman

L'utilisation de la théorie des graphes a permis de développer l'algorithme de résolution de Bellman

La figure 4.7 suivante représente un organigramme général qui résume toutes les étapes importantes pour la construction de Bellman dans notre travail:

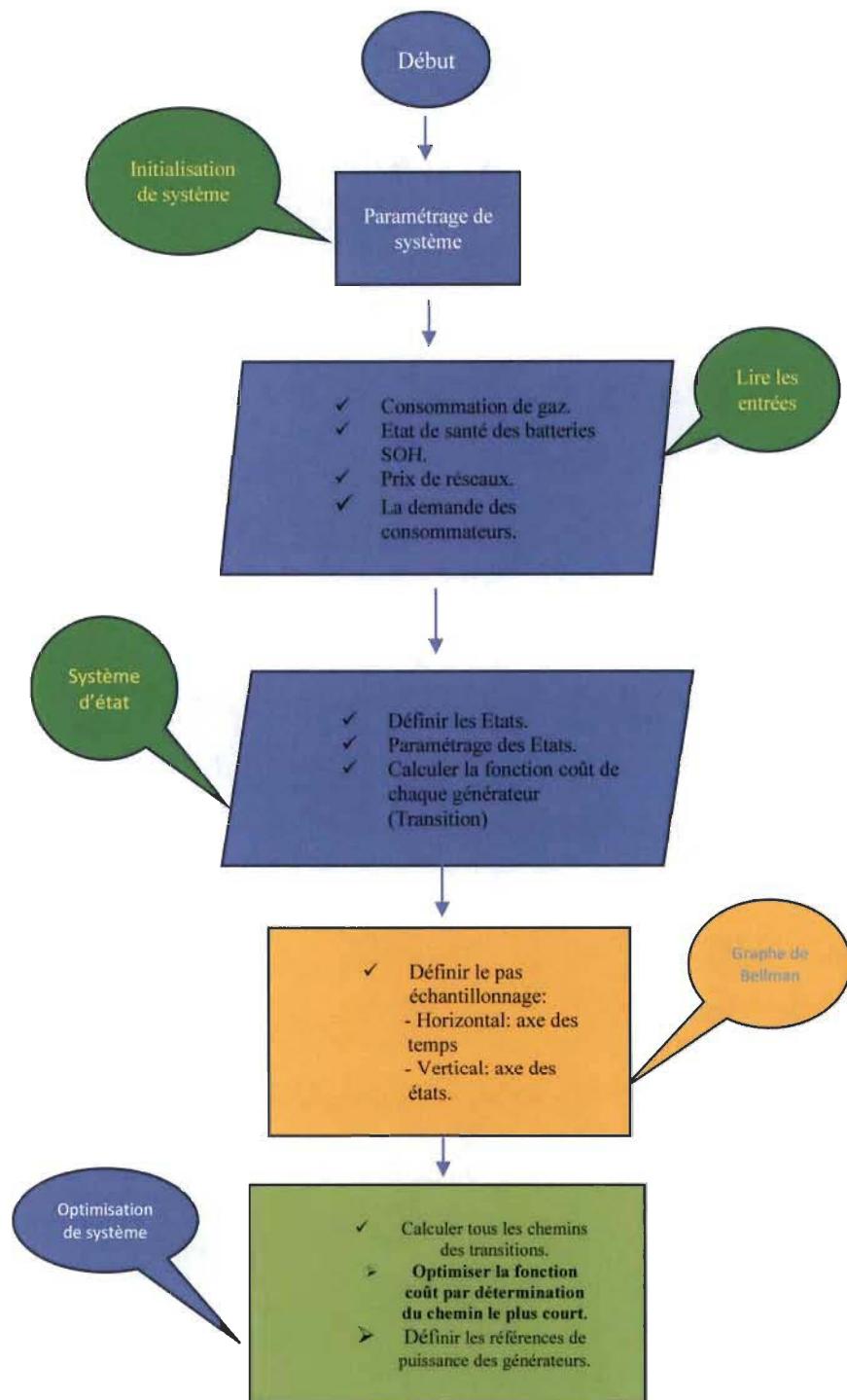


Figure 4.7 : Organigramme général du graphe de Bellman.

4.3 Interprétation et comparaison des résultats de la simulation

En se basant sur la littérature [14] précédente, on passe maintenant de l'exemple vu précédemment sur la gestion restreinte à une gestion optimale en appliquant la programmation dynamique et l'algorithme de Bellman au système schématisé sur la figure 3.1, dont les caractéristiques des données d'entrées sont identiques à la gestion restreinte, pour pouvoir comparer les résultats. Dans cette simulation, l'état de santé des batteries SOH et l'état de charge SOC sont des paramètres importants dans l'algorithme de Bellman en début et fin de chaque période d'échantillonnage. Il n'est donc pas forcément identique en début et fin de chaque journée.

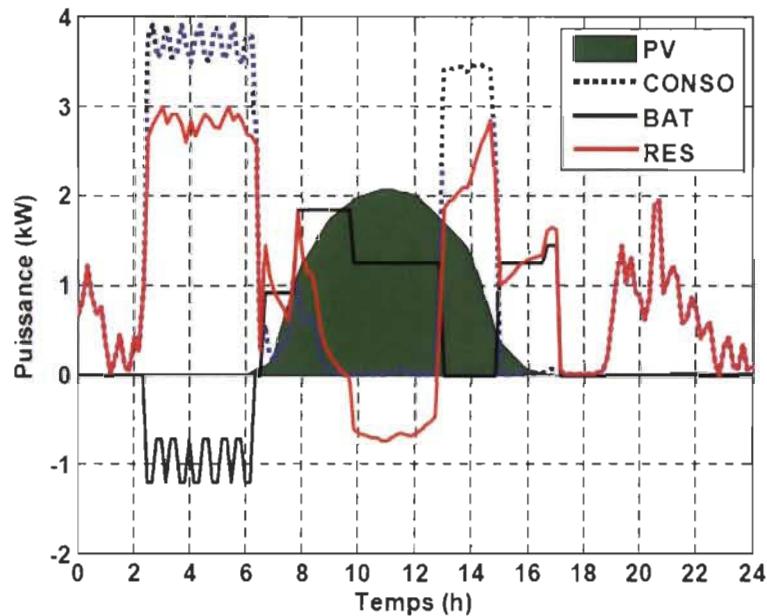


Figure 4.8 : Exemple d'une gestion optimale pour une journée [14].

La figure 4.8 montre les profils de puissance dans le système pour la même journée que nous avons utilisé en exemple pour la gestion restreinte. La vente d'énergie stockée à partir du réseau n'est pas autorisée, elle n'apporte donc aucun gain financier. Par conséquent la stratégie optimale consiste à ne décharger les batteries que pour réaliser l'écrêtage lorsque

le PV n'est pas suffisant. La stratégie de déchargé est donc identique à celle de la gestion restreinte. En revanche, on observe une stratégie de charge différente de la gestion restreinte. Cette fois-ci, les batteries sont rechargées avec l'énergie PV qui est donc considérée comme valorisée. La quantité d'énergie PV injectée sur le réseau est donc beaucoup plus faible.

Dans notre travail, on applique une gestion sur notre système étudié avec le dimensionnement des différents générateurs dont les caractéristiques du système et les paramètres physiques sont donnés par la figure 4.9, sachant que dans cette gestion en intègre la turbine a gaz en supposant que le réseau travail durant les heures pleines, donc l'achat de la puissance sur le réseau est trop cher, et la puissance de la TG devient prioritaire. les profils de consommation, d'irradiation et de la température ambiante et les paramètres de la simulation sont donnés par la figure 4.10.

On applique la programmation dynamique et l'algorithme de Bellman au système schématisé sur la figure 3.1. On rappelle ci-dessous le problème d'optimisation avec le respect des contraintes physique et économique imposées, ainsi que l'état de santé des batteries du début et en fin de la simulation est pris en considération.

Les paramètres de la simulation du micro-réseau

| Système | Contraintes et limitation |
|---------------------|--|
| PV | $P_{PV_nom}=80 \text{ Kw}$ |
| Turbine a gaz | $P_{GT_nom}=30 \text{ Kw}$ |
| Réseaux | $P_{res_max}=20 \text{ Kw}$ $P_{res_min}=-30 \text{ Kw}$ $U_{bat}=120 \text{ V}$ $I_{bat_max}=156 \text{ A}$ |
| Système de stockage | $C_{ref}=440 \text{ Ah}$ $SOCl_{min}=10\%$ $SOCl_{max}=90\%$ $SOH_{min}=60\%$ |

Figure 4.9 : Paramétrages des contraintes de la simulation.

```

pas_v=0.25;%pas d'echantillonage des etats
pas_h=3;% pas d'echantillonage des périodes de temps à intervalles de 3 heures
Ptg=30;% puissance maximale de la turbine à gaz
Soc=1;%etat de charge maximale
C_Gaz=8;% euro pour m^3
C_Co2=8e-6;% euro pour chaque tonne
muco=100;%facteur d'émission CO
muco2=202;%facteur d'émission CO2
munox=0.4;%facteur d'émission NOX
Rend=0.27;% rendement turbine a gaz 30kw
SOH_min=0.2;%etat de santé minimale
Bic=10000;% 48V 500Ah
Pm=24;%puissance batterie
Z=3e-3;% coefficient de perte batterie
S=4;%surface 4m^2
N=24;%nombre de modules
Nr=0.5;%rendement relatif
Y=0.006;%coefficient de température

```

Figure 4.10 : Paramétrages des données d'entrées de la simulation.

Le résultat de la simulation donne le chemin optimal [1 5 8 10], c'est-à-dire que le passage du nœud 1 jusqu'au nœud 10 en passant par les nœuds (5 et 8) respectivement contient le minimum du prix après la somme de toutes les transitions, comme le montre le graphe de Bellman sur la figure 4.11 avec le coût total de 227.65 € que nous voyons sur la figure 4.12. Donc ce coût total est le coût optimal durant cette journée (24h), sachant que la puissance totale demandée par le consommateur durant la même journée est de 1653 KWh (voir annexe D), ce qui nous mène à un tarif de 0.1377 KWh avec cette gestion, au lieu de 0.1546 KWh avec une gestion ordinaire.

Ce chemin correspond au chemin avec le coût le plus faible, plus optimal, est le moins polluants en sélectionnant les générateurs de production.

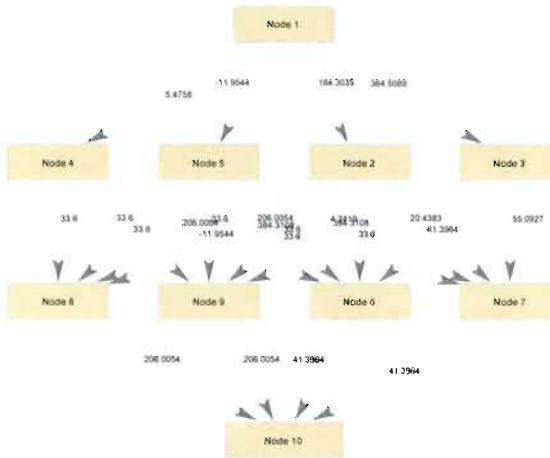


Figure 4.11 : Graphe de Bellman après simulation sous Matlab-Simulink.

```

Calculepuissance.m x Principale.m x Main.m x C_TG.m x
1 - clc;
2 - clear all;
3 - z=1;
4 - pas_v=0.5; % pas d'échantillonage des états
5 - pas_h=8; % pas d'échantillonage des périodes de temps 8 intervalles de 3 heures
6 - Ptg=30; % puissance maximale de la turbine à gaz
7 - Soc=1; % état de charge maximale
8 - C_Gaz=8; % euro pour m^3
9 - C_Co2=8e-6; % euro pour chaque tonne
10 - muco=100; % facteur d'émission CO
11 - muco2=202; % facteur d'émission CO2
12 - munox=0.4; % facteur d'émission NOX
13 - Rend=0.27; % rendement turbine à gaz 30kw
14 - SOH_min=0.2; % état de santé minimale
15 - BIC=10000; % SEV 5000AR

```

Command Window

```

dist =
227.6510
path =
1 5 8 10
Chemin optimal

```

Figure 4.12 : Résultat de la simulation sous Matlab-Simulink.

La figure 4.13 montre les profils de puissance dans le système pour la même journée que nous avons utilisée en exemple pour la gestion précédente. La vente d'énergie stockée à partir du réseau n'est pas autorisée, elle n'apporte donc aucun gain financier. Par conséquent, la stratégie optimale consiste à ne décharger les batteries que pour optimiser la

fonction coût. La stratégie de décharge est donc identique à celle de la gestion restreinte. En revanche, on observe une stratégie de charge différente de la gestion restreinte.

Cette fois-ci, les batteries sont rechargées avec l'énergie PV qui est donc considérée comme valorisée. La quantité d'énergie PV injectée sur le réseau est donc beaucoup plus faible. Dans le cas de la simulation périodique, on laisse l'état de charge libre en imposant uniquement qu'il soit identique en début et en fin de chaque cycle. Dans ce contexte, on remarque que les batteries sont chargées avec le réseau entre 15h et 17h en prévision du jour suivant. Cette charge n'est pas possible avec le surplus de PV l'après-midi, à cause de la discrétisation de l'état de charge des batteries. Entre 8h et 10h, l'état de charge des batteries est compris entre 20% et 50%, et donc le rendement charge est très bon. L'état de charge des batteries dépasse 50% et le rendement de charge chute. L'idéal serait d'utiliser le reste du PV pour charger encore plus les batteries afin d'éviter d'utiliser le réseau plus tard (ici entre 15h et 17h). Mais une charge plus importante, entre 10h et 13h, ne pourrait pas s'effectuer car le PV ne produisant pas assez pendant cette période.[14]

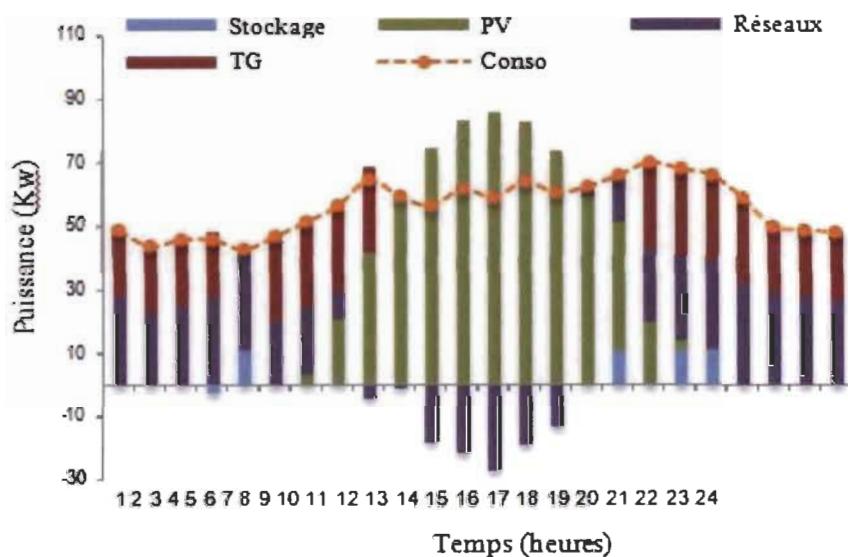


Figure 4.13 : Résultat de la gestion optimale pour une journée.

La figure 4.14 compare les courbes des coûts de distribution obtenues avec la programmation dynamique et avec la gestion restreinte. On observe une distribution plus importante en termes de prix plus économique avec la gestion optimale que celle obtenue avec la gestion restreinte. Avec la programmation dynamique, on observe également une légère différence de la quantité de masse de CO₂ équivalent injectée par la turbine à gaz, comme nous allons le voir au travers de la figure 4.15, et les batteries sont plus souvent chargées à partir du PV avec la gestion optimale.

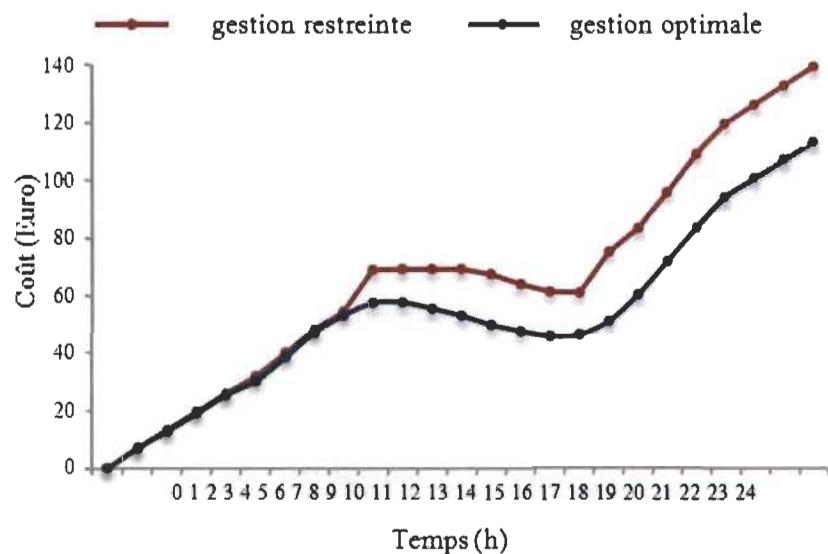


Figure 4.14 : Comparaison de coût de la gestion optimale et restreinte.

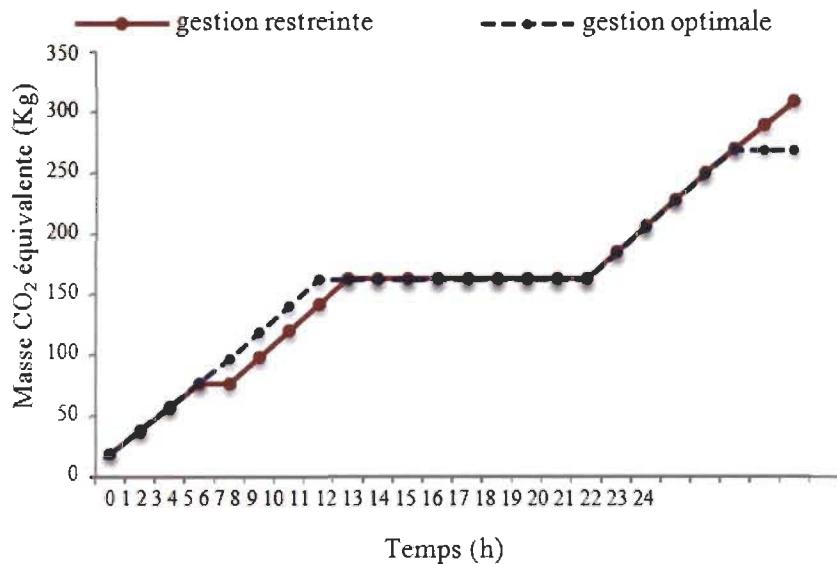


Figure 4.15 : Évaluation de la masse CO₂ dans la gestion optimale et restreinte.

Afin d'analyser l'efficacité de l'algorithme de planification opérationnelle par programmation dynamique, ainsi que les avantages et les flexibilités offerts par le micro-réseau, on termine ce travail par une évaluation de la fonction coût durant un pas de 4h, comme le montre la figure 4.16, qui nous permet de déduire une comparaison très pointue sur l'optimisation de la fonction coût avec une gestion restreinte. Cette gestion optimale sélectionne les générateurs basés sur des sources d'énergie renouvelables qui sont prioritaires par rapport aux générateurs conventionnels.

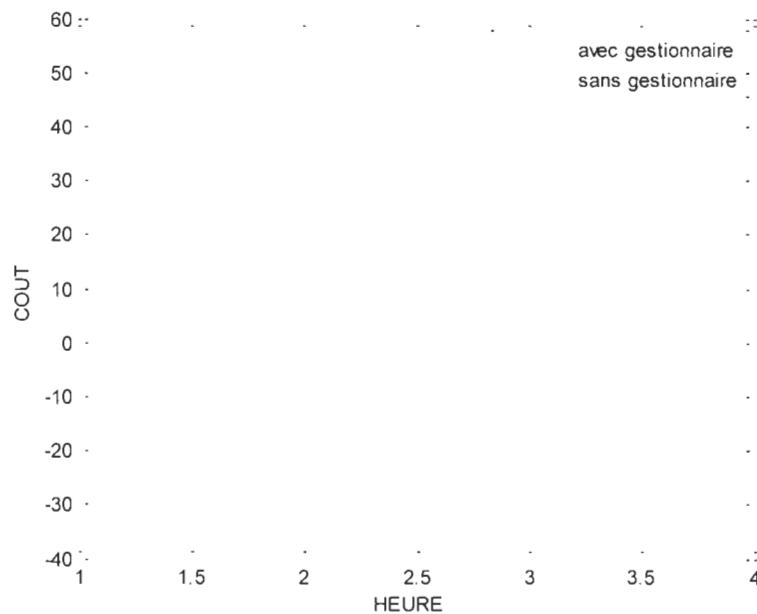


Figure 4.16 : Évaluation de la fonction coût avec et sans gestionnaire.

Au début, on a commencé par une simulation sans optimisation de la planification opérationnelle qui définit tous les chemins de l'état initial à l'état final. Dans ce cas, la charge est répartie entre les générateurs proportionnellement à la puissance nominale. Ensuite, des simulations sont faites, chacune avec sa fonction objective: soit les émissions de CO₂ équivalent, soit le coût du carburant consommé, soit une optimisation multi objectif afin d'arriver à un compromis entre les deux objectifs précédents.

En présence des générateurs actifs PV qui sont favorisés par rapport aux autres générateurs, participant à l'augmentation de l'efficacité énergétique, ainsi qu'aux économies qui peuvent être apportées par l'algorithme d'optimisation de la planification opérationnelle tout en utilisant les nouvelles options et la flexibilité que les générateurs actifs nous offrent.

Pour les générateurs conventionnels comme la turbine à gaz dans ce travail, l'importance des économies en CO₂ équivalent est appréciable. Elle est apportée par

l'utilisation du stockage par l'algorithme d'optimisation par programmation dynamique. L'énergie échangée avec les batteries (stockée puis ensuite déstockée). En effet, la micro-turbine à gaz est parfois en état de veille et les charges sont alimentées uniquement par les générateurs actifs (et plus précisément par l'énergie stockée dans les batteries).

Donc, l'algorithme de programmation dynamique vise à sélectionner à partir de la recherche graphique d'un chemin optimal de l'étape finale du système jusqu'à la première étape comme le montre la figure 3.4, qui minimise la valeur de la fonction objective.

4.4 Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons développé des algorithmes de gestion d'énergie pour l'étape prévisionnelle du système de supervision proposé au chapitre 2. Nous avons montré qu'une gestion basée sur de simples règles de comparaison atteint ces limites sur l'efficacité de l'utilisation de l'énergie PV. Avec la méthode de programmation dynamique, nous avons ensuite développé un algorithme d'optimisation qui calcule la stratégie optimale conformément à un critère de performance économique. Nous avons validé son efficacité en comparant les résultats avec la gestion dite « restreinte ». Enfin, nous avons exploité l'algorithme d'optimisation pour montrer la priorité de l'énergie PV. Dans la suite de nos travaux, nous allons utiliser l'algorithme d'optimisation pour une gestion journalière. Pour calculer la stratégie optimale, nous aurons besoin de données prévisionnelles. Dans ce chapitre qui traite les méthodes de formulation et des fonctions objectives et leurs contraintes, on détaille et on développe un algorithme de pilotage afin de réaliser l'équilibre entre l'offre et la demande tout en favorisant l'utilisation des énergies renouvelables disponibles et minimisant les émissions de CO₂. Aussi, on a élaboré notre propre

programme qui se base sur l'algorithme de Bellman pour minimiser le coût et optimiser la production.

La problématique de l'optimisation de la planification opérationnelle a été présentée en premier lieu afin de nous positionner sur la définition générale du problème d'engagement d'unités. Le problème d'optimisation des micro-réseaux est similaire au problème d'optimisation d'un système électrique classique.

Dans notre cas l'application qui compose le micro-réseau avec micro-turbine à gaz comme générateur conventionnel et des générateurs actifs (Photovoltaïque) est présentée. L'algorithme pour la planification opérationnelle 24h à l'avance et les contraintes de cette optimisation sont définis et détaillés dans les chapitres précédents, L'utilisation de l'énergie renouvelable la photovoltaïque est rendue prioritaire par une prise en compte en amont de l'optimisation sur l'usage des turbines à gaz. La particularité de cette application est que l'algorithme proposé comprend deux niveaux d'optimisation. La première consiste qu'à chaque état de fonctionnement du parc de production, les références de puissance des turbines en fonctionnement sont optimisées, ensuite la configuration conduisant à la valeur minimale de tous les états optimisés avant est retenue comme valeur optimale pour le pas de temps considéré.

On termine par l'ajustement des références de puissance avec un pas de 30 minutes pour tous les générateurs sélectionnés par l'algorithme. Cet ajustement est sélectif et nécessaire dans le but de réduire l'impact de l'incertitude des prévisions 24h à l'avance avec une réserve de 10% de la puissance nominale installée dans le micro-réseau qui garantit cette incertitude.

Chapitre 5 - Conclusion générale

L'intégration et le développement massif des énergies renouvelables dans nos réseaux électriques nécessitent une gestion optimale en favorisant ces énergies dites propres, et c'est dans l'intérêt d'une production d'électricité qui minimise la pollution de l'environnement et qui soit plus économique, L'objectif de ce travail est l'étude et la mise en œuvre d'un système de gestion d'énergie dans un micro-réseau composé des générateurs actifs et conventionnels.

Ce type de gestion dans les réseaux de distribution a toujours existé, mais leurs présence n'a jamais été d'une ampleur significative pour avoir un impact sur le fonctionnement du réseau et leur mise en place devient plus suffisante car leur fonctionnement n'est pas adapté pour faire aux besoins et à l'augmentation de la demande de puissance, cela a pour conséquence de limiter le développement de la production décentralisée.

Aujourd'hui, avec le développement et l'augmentation impressionnante des énergies dites vertes (photovoltaïque, éolienne etc.), les énergéticiens s'intéressent et cherchent des solutions permettant de résoudre ce problème et de favoriser l'insertion de la production décentralisée, avec l'intégration intelligente et instantanée de ces énergies dans nos réseaux. En effet, ces énergies sont intermittentes, dépendent totalement de la météorologie, en

préservant la sûreté du système électrique, garantissant la continuité de la fourniture de l'énergie électrique.

Pour cela une solution est envisagée, dans ce travail, pour exploiter les sources locales pilotables de production d'électricité et ainsi réduire la complexité liée à leur grand nombre. Dans ce travail, nous avons sélectionné pour notre micro-réseau des générateurs actifs photovoltaïques et générateurs conventionnels : la turbine à gaz.

Dans un premier temps, nous avons commencé par la définition générale des différents générateurs de production d'électricité existant à base d'énergie renouvelable dite propre ou verte (décentralisée), et les générateurs de production à base non-renouvelable dits conventionnels (centralisés), et rappeler le fonctionnement actuel des réseaux électriques afin de nous positionner sur les enjeux et innovations attendus dans les futurs réseaux dits intelligents. On a terminé par un rappel sur les systèmes de gestion énergétique pour un micro-réseau avec l'état de l'art et fonction de contrôle.

Ensuite dans le chapitre qui suit, on a sélectionné les générateurs qui composent notre micro-réseau afin de détailler leurs principes de fonctionnement, leurs caractéristiques ainsi que leurs modélisations en vue d'une utilisation dans un système de gestion énergétique. On a défini leurs contraintes, puis une organisation possible consistant à créer des zones locales de réglages pour lesquelles l'équilibre offre/demande est réalisé.

Dans le dernier chapitre, un gestionnaire est mis en place ayant la charge de constituer un micro-réseau composé d'un générateur photovoltaïque et une turbine à gaz, le tout piloté localement. Le système de gestion de ce micro-réseau pourra communiquer sa demande ou excès d'énergie avec les opérateurs des réseaux en facilitant de cette manière la planification opérationnelle et le dispatching de l'ensemble du système électrique.

Les travaux dans ce mémoire de maîtrise apportent des contributions au développement de ce système de gestion. La solution proposée vise à intégrer et prédéterminer le profil de production des générateurs de manière à réaliser une optimisation globale d'une fonction objective puis à terminer par l'ajustement des points de fonctionnement au cours de la journée.

Ces contributions visent à définir la conception d'une planification opérationnelle des moyens de production en se basant sur les prédictions de la charge et de la production PV (longue terme) en utilisant une programmation dynamique adéquate. Ensuite, et à partir d'un pas d'échantillonnage choisi de 30min, on utilise un réseau de communication, un algorithme d'ajustement (gestion moyen terme) sera conçu pour l'exécution pour chaque pas sélectionné de manière en prendre tous les possibilités des déviations par rapport aux prédictions. Cette organisation est rappelée avec les différentes fonctions de contrôle et le principe d'une pré-optimisation la veille pour le lendemain en utilisant des prédictions de consommation, de production et d'ajustement en cours d'exploitation afin de prendre en compte les imprévus.

Cela va nous permettre de construire un algorithme de planification opérationnelle développé est déterministe du parc de production d'électricité pour concevoir ce système de gestion. Aussi la programmation dynamique est utilisée pour minimiser le coût économique total de production d'électricité, la consommation du carburant ou les émissions de CO₂ équivalent.

L'organisation d'un système de gestion énergétique pour un micro-réseau et la concrétisation de ces outils étudiés va nous permettre d'avoir une solution optimale et atteindre les objectifs suivants :

- Minimiser les quantités de CO₂ équivalent émises par les générateurs conventionnels dans notre cas, la turbine à gaz.
- Favoriser la production des sources renouvelables et maximiser leur disponibilité et leur durée par l'utilisation des moyens de stockage.
- Minimiser le coût économique de l'énergie produite au sein du micro-réseau.
- Utilisation maximale de l'efficacité énergétique.

Notre perspective était de réaliser un projet dans la réalité ou concevoir une maquette qui permet de mettre en place notre système et le présenter à l'échelle nationale et même mondiale outre cela rendre notre algorithme de Bellman un algorithme plus général qui peut manipuler toutes les sources d'énergies disponibles.

Références

- [1] M. Belhadj,T. Benouaz,A. Cheknane et S.M.A Bekkouche:" Estimation de la puissance maximale produite par un générateur photovoltaïque" *Laboratoire de Physique et Dispositifs à Semi-conducteurs Université de Béchar, Algérie Revue des Énergies Renouvelables Vol. 13 N°2 (2010) 257 – 264.*
- [2] Hamed Taheri, Ouassima Akhrif, Aimé Francis, "Contribution of PV Generators with Energy Storage to Grid Frequency and Voltage Regulation Via Nonlinear Control Techniques" *École de technologie Supérieure(ÉTS), Montreal, Royal Military College of Canada(RMC), Kingston, Ontario, Canada, 978-1-4799-0224-8/13.2013 IEEE.*
- [3] Zhiyong XiaStudent Member, IEEE, Jaber A. Abu Qahouq, Senior Member, IEEE:" State-of-health Indication Method for Li-Ion Batteries" *Department of Electrical and Computer Engineering Tuscaloosa, Alabama 35487, USA. 978-1-5386-1180-7/18©2018 IEEE.*
- [4] Nina Yang, Jing Feng, Quan Sun, Tianyu Liu:" Online Estimation of State-Of-Health for Lithium Ion Batteries Based on Charge Curves", *National University of Defense Technology Changsha, Hunan, China.*

- [5] Osintsev K.V., Zhirgalova T.B., Khasanova A.V: "Operation Principles of Gas Turbine Generator" *South Ural State University Chelyabinsk, Russian Federation, 978-1-5090-5648-4* 17©2017 IEEE.
- [6] Qi Li, Zhongli Ji, Xuezhong Wang: "Simulation and Optimization of Oxy-fuel Gas Cycle Power Plant with CO₂ Capture" *College of Mechanical and Transportation Engineering China University of Petroleum, 978-1-4244-6255-1/11* ©2011 IEEE.
- [7] J. M. Guerrero, M. Chandokar, T. Lee and P. C. Loh, "Advanced control architectures for intelligent microgrids – part I: decentralized and hierarchical control", *IEEE Trans. on Industrial Electronics*, vol. 60, no.4, pp. 1254-1262, Apr. 2013.
- [8] Yann Riffonneau, Seddik bacha, Franck baruel and Stephanie Plane, "optimal power flow management for Grid connected PV system with Batteries" *IEEE Transactions on sustainable energy*, vol, no.3, PP.309- 320, july 2011.
- [9] Malsyz 13 P. Malysz, S. Sorouspour et A. Emadi, " MILP-based Rolling Horizon Control for Microgrids with Battery Storage", *Industrial Electronics Society, IECON, 2013*.
- [10] Anis BOULAL, Houssam Eddine CHAKIR, M'hamed DRISSI, Hafid GRIGUER, Hamid OUADI: "Optimal Management of Energy Flows in a Multi-Source Grid", *2018 Renewable Energie, Power Systems & Green Inclusive Economy (REPS-GIE)*, Page s: 1 - 6.

- [11] Josep M. Guerrero ; Poh Chiang Loh ; Tzung-Lin Lee ; Mukul Chandorkar: "Advanced Control Architecture for Intelligent Microgrids-PartII: Power Quality, Energy Storage, and AC/DC Microgrids" *IEEE Trans. on Industrial Electronics*, vol. 60, no.4, pp. 1254-1262, Page s: 1263 - 127.
- [12] ALLAL El Moubarek Bouzid, "ÉLABORATION D'UNE MÉTHODE DE CONTRÔLE POUR AMÉLIORER LA ROBUSTESSE D'UN MICRO RÉSEAU ÉLECTRIQUE", Juillet 2017, Thèse Présentée à l'Université Du QUÉBEC à Trois-Rivières.
- [13] KANCHEV Hristiyan, "GESTION DES FLUX ENERGETIQUES DANS UN SYSTÈME HYBRIDE DE SOURCES D'ENERGIE RENOUVELABLE : OPTIMISATION DE LA PLANIFICATION OPERATIONNELLE ET AJUSTEMENT D'UN MICRO RESEAU ELECTRIQUE URBAIN", Jun 2015, Doctorat Delivre Simultanément Par L'école Central De LILLE et l'Université Technique De SOFIA Dans Le Cadre D'une Cotutelle International De Thèse.
- [14] YANN Riffonneau, " GESTION DES FLUX ÉNERGÉTIQUE DANS UN SYSTÈME PHOTOVOLTAÏQUE AVEC STOCKAGE CONNECTER AU RÉSEAU – APPLICATION A L'HABITAT ", Feb 2010, Thèse pour obtenir le grade de docteur de l'université de JOSEPH FOURIER Spécialité : Génie électrique.

Références web

- [S1] https://www.lemonde.fr/planete/article/2018/01/23/gaz-a-effet-de-serre-la-france-sur-la-mauvaise-pente_5245904_3244.html Consulté le 23/01/2018.
- [S2] <http://www.panneaux-solaires-france.com/histoire-panneaux-solaires> Consulté le 20/06/2018.
- [S3] <https://www.encyclopedie-energie.org/stockage-hydraulique-et-production-delectricite/>. Consulté le 10/08/2018.
- [S4] https://www.rtefrance.com/sites/default/files/2014_01_23_rte_presentation_bilan_electrique_v1.pdf Consulté le 25/09/2018.
- [S5] http://www.sigma-tec.fr/textes/texte_principes.html Consulté le 10/10/2018.
- [S6] <http://www.photovoltaque.guidenr.fr/index.php> Consulté le 20/10/2018.
- [S7] <http://costelec09.free.fr/?p=photovoltaque&r=reseau> Consulté le 30/11/2019.
- [S8] <http://www.alloprof.qc.ca/BV/pages/s1562.aspx> Consulté le 15/11/2018.
- [S9] http://clg-du-chinchon-montargis.tice.ac-orleans-tours.fr/php5/IMG/pdf/Les_Eoliennes.pdf Consulté le 15/08/2018.
- [S10] <https://frapasa.com/fr/biomasse/> Consulté le 10/06/2018.
- [S11] https://www.researchgate.net/publication/283567284_La_production_d'electricite_par_la_geothermie_a_moyenne_enthalpie Consulté le 10/09/2019.

- [S12] <https://direns.mines-paristech.fr/Sites/Thopt/fr/co/turbines-gaz.html> Consulté le 05/03/2019.
- [S13] https://fr.wikipedia.org/wiki/Pile_%C3%A0_combustible. Consulté le 18/08/2019.
- [S14] <https://fr.https://sitelec.org/cours/abati/accu/accu.htm>. Consulté le 22/12/2019.
- [S15] https://fr.wikipedia.org/wiki/%C3%89nergie_solaire_photovolta%C3%AFque#:~:text=En%202017%2C%20au%20niveau%20mondial,%C3%A9nergie%20estime%20qu'avec%20les. Consulté le 12/08/2020.

Annexe A – Code des fonctions coûts (batterie, CO₂, réseau, TG) :

Batterie:

```
function R=Brc(x1,y1)

SOH_min = 0.2;

Z = 0.5e-4;
BiC = 15000;
DSOH= (y1-x1)* Z;
R = BiC*(DSOH/(1-SOH_min));
```

CO2:

```
function R=CCO2(x1,y1)
Pnom=30;
if(y1==0.5)
    U = 4000;
else
    if(y1==0.7)
        U=1000;
    else
        if(y1 == 0.9)
            U=100;
        else
            U=0;
        end
    end
end
m = U*y1*Pnom*8;
R = (m*80)*1e-9;
```

Le coût du réseau:

```
function R=GRES(Pg, FiT,EgP)
if(Pg > 0)
    R = Pg*FiT*8;
```

```

else
    R = Pg*EgP*8;
end;

```

Le coût de la Turbine à gaz:

```

function R=CTG(x1,y1)
CDEM=0;
CARR=0;
Rend=1;
if(y1==0.5)
    Rend=0.21;
else
    if(y1==0.7)
        Rend=0.255;
    else
        if(y1 == 0.9)
            Rend=0.27;
        end
    end
end
F=y1*30*8/Rend;
Mgaz= F/13.5;
Qgaz=Mgaz/0.8;
CFON=Qgaz*10;
if(x1==0 && y1== 0)
    CFON =0;
end
if(x1==0 && y1~= 0)
    CDEM = 5*CFON/480;
end
if(x1~=0 && y1==0)
    CARR=2.5*CFON/480;
end
R=CFON + CDEM + CARR + CCO2(x1,y1);

```

Annexe B – Code du graphe de Bellman :

Fonction qui calcule le cout du passage d'un état à un autre (transition):

```
function Res=CF(X,Y,FiT,EgP,PL,Ppv)
Ptg = Y(2)*30;
Pb = Pbat(X(1),Y(1));
Pg = PL-Ppv-Pb-Ptg;
Res=BrC(X(1),Y(1))+CTG(X(2),Y(2))+CRES(Pg,FiT,EgP);
```

Fonction qui contient les coûts:

```
function R=Mat(M,FiT,EgP,Pl,Ppv)
for i=1:10
    for j=1:10
        if(i==1)
            if (M(i,j)==0)
                M(i,j)=0;
            else
                M(i,j) = CF(Ref(i),Ref(j),FiT(1),EgP(1),Pl(1),Ppv(1));
            end
        else
            if(i>=2 && i<6)
                if (M(i,j)==0)
                    M(i,j)=0;
                else
                    M(i,j)
                    CF(Ref(i),Ref(j),FiT(2),EgP(2),Pl(2),Ppv(2));
                end
            else
                if (M(i,j)==0)
                    M(i,j)=0;
                else
                    M(i,j)=CF(Ref(i),Ref(j),FiT(3),EgP(3),Pl(3),Ppv(3));
                end
            end
        end
    end
end
```

```
    end
  end
end
R=w;
```

Fonction qui calcule les poids des arcs:

```
function R=Poids(X,Y,FiT,EgP,P1,Ppv)
w=zeros(1,24);
for i=1:4
  w(i)=CF(Ref(X(i)),Ref(Y(i)),FiT(1),EgP(1),P1(1),Ppv(1));
end
for i=5:20
  w(i)=CF(Ref(X(i)),Ref(Y(i)),FiT(2),EgP(2),P1(2),Ppv(2));
end
for i=21:24
  w(i)=CF(Ref(X(i)),Ref(Y(i)),FiT(3),EgP(3),P1(3),Ppv(3));
end
R=w;
```

Annexe C – Code qui détermine les références des générateurs :

Fonction qui détermine la puissance de la batterie:

```
function R=Pbat(x1,y1)
DSOC=y1-x1;
DCbat=DSOC*228;
Ibat=DCbat/1.0;
if (Ibat<0)
    Vbat=12.13-(1.54*(1-DSOC));
else
    Vbat=12.94+(1.46*DSOC);
end
R=Vbat*Ibat/1000;
```

Fonction qui détermine les références :

```
function R=Ref(N)
if (N==1)
    R=[0.5 0];
end
if (N==2)
    R=[0.5 0];
end
if (N==3)
    R=[0.5 0.9];
end
if (N==4)
    R=[1 0];
end
if (N==5)
    R=[1 0.9];
end
if (N==6)
    R=[0.5 0];
end
```

```
if (N==7)
    R=[0.5 0.9];
end
if (N==8)
    R=[1 0];
end
if (N==9)
    R=[1 0.9];
end
if (N==10)
    R=[0.5 0];
end
```

Annexe D – Puissance totale demandée dans la journée :

pas_v=0.25;% pas d'echantillonage des etats

pas_h=3;% pas d'echantillonage des périodes de temps 8 intervalles de 3 heures

Ptg=30;% puissance maximale de la turbine à gaz

Soc=1;% etat de charge maximale

C_Gaz=8;% 8 euro pour m^3

C_Co2=8e-6;% 8 euro pour chaque tonne

muco=100;% facteur d'émission CO

muco2=202;% facteur d'émission CO2

munox=0.4;% facteur d'émission NOX

Rend=0.27;% rendement turbine à gaz 30kw

SOH_min=0.2;% etat de santé minimale

Bic=10000;% 48V 500Ah

Pm=24;% puissance batterie

Z=3e-3;% coefficient de perte batterie

S=4;% surface 4m²

N=24;% nombre de modules

Nr=0.5;% rendement relatif

Y=0.006;% coefficient de température

Pd=[20 19 18 17 8 8 9 9 10 12 16 17 19 19 20 24 45 46 47 48 49 49 50 54 56 58 60 61
 62 58 50 49 48 45 40 38 36 34 32 30 30 30 30 30 30 25 22 20];%profil puissance
 demandée

% P demandée(totale) = 1653 KWh.

G=[0 0 0 0 0 0 0 0 0 10 20 30 100 300 400 500 600 600 600 650 800 900 1100 1200
 1200 1300 1400 1700 1500 1300 1200 1100 1100 1000 800 600 400 100 50 20 0 0 0 0 0
 0 0];%profil de l'éclairement

tem=[12 9 9 9 8 8 7 7 7 7 9 9 12 12 14 14 15 15 15 15 17 17 17 18 19 20 20 22 20 20
 20 19 18 18 17 17 16 15 15 14 12 12 12 12 12 12 12 12 12 12 12 12];%profil de température

Prev_AchatR=[1.55 1.59 1.6 1.52 1.63 1.65 1.66 1.67 1.68 1.69 1.61 1.68 1.52 1.50 1.7
 1.55 1.62 1.64 1.59 1.68 1.55 1.59 1.6 1.52 1.63 1.65 1.66 1.67 1.68 1.69 1.61 1.68 1.52
 1.50 1.7 1.55 1.62 1.64 1.59 1.68 1.59 1.6 1.52 1.63 1.65 1.66 1.67 1.68];%profil d'achat
 réseau

Prev_VenteR=[1 1.05 1.06 1.09 1.1 1.16 1.18 1.15 1.09 1.2 1.11 1.12 1.13 1.14 1.1 1.16
 1.18 1.15 1.09 1.2 1.11 1.12 1.13 1.14 1.1 1.16 1.18 1.15 1.09 1.2 1.11 1.12 1.13 1.14 1.1
 1.16 1.18 1.15 1.09 1.2 1.11 1.12 1.13 1.14 1.1 1.05 1.06 1.09];%profil de vente réseau

%R=Ref(pas_v,Ptg,Soc);%échantillonage des états

M= Ref_temps(pas_h,pas_v);%échantillonage du temps