

REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE

الجمهورية الجزائرية الديمقراطية الشعبية

MINISTRE DE L'ENSEIGNEMENT SUPERIEUR
ET DE LA RECHERCHE SCIENTIFIQUE

ECOLE SUPERIEURE EN SCIENCES APPLIQUEES
--T L E M C E N--



المدرسة العليا في العلوم التطبيقية
École Supérieure en
Sciences Appliquées

وزارة التعليم العالي والبحث العلمي

المدرسة العليا في العلوم التطبيقية
-تلمسان-

Mémoire de fin d'étude

Pour l'obtention du diplôme d'Ingénieur

Filière : **Electrotechnique**
Spécialité : **Energie et environnement**

Présenté par :
Slimani Oualid
Meziani Mohamed Fares

Thème

**Dimensionnement d'un système
énergétique hybride
"solaire-éolien-batteries" combinant la
technique LPSP et la méthode des
moindres carrés**

Soutenu publiquement, le 03 / 07 / 2022, devant le jury composé de :

Mme I. Bousmaha	MCB	ESSA. Tlemcen	Présidente
Mr M. Mebrouki	MCA	ESSA. Tlemcen	Directeur de mémoire
Mr A.Kerboua	MCB	ESSA. Tlemcen	Examinateur
Mr La. Merad	Pr.	Univ. Tlemcen	Examinateur

Année universitaire : 2021/2022

Abréviations

- PV : Photovoltaïque
- DOD : Profondeur de décharge (Depth Of Discharge en anglais)
- EDC : État de charge
- RERL : Renewable energy research laboratory
- EES : Engineering Equation Solver
- EDC : Etat de charge (State Of Charge 'SOC' en anglais)
- CC : Courant continu
- CA : Courant alternatif
- LPSP : Probabilité de perte de la puissance d'alimentation (Loss of Power Supply Probability en anglais)
- PWHS : Système hybride photovoltaïque-éolienne (Photovoltaic-Wind Hybrid System en anglais)
- GPAP : Probabilité d'absorption du réseau (Grid Power Absorption Probability en anglais)
- NOCT : Température nominale de fonctionnement de cellule (Nominal Operating Cell Temperature en anglais))
- PSO : Optimisation par essaims de particules (Particle Swarm Optimization en anglais)
- DPSP : Deficiency of power supply probability
- LLP : Probabilité de perte de la charge (Loss of Load Probability en anglais)
- LCC : Coût d'un cycle de vie(Life Cycle Cost en anglais)
- LS : Moindres carrées (Least squares en anglais)
- AI : Intelligence artificielle (Artificial Intelligence en anglais)
- LOLE : Perte probable de charge (Loss Of Load Expected en anglais)
- LOEE : Perte D'énergie prévue (Loss Of Energy Expected en anglais)
- AG : Algorithme génétique (Genetic Algorithm 'GA' en anglais)
- HSA : Algorithme harmonique (Harmony Search Algorithm en anglais)
- SA : Recuit simulé (Simulated Annealing en anglais)
- BFO : Algorithme de butinage bactérien (Bacterial Foraging Algorithm en anglais)
- BCA : Algorithme de colonies d'abeilles artificielles (Bee Colony Algorithm en anglais)
- CS : Recherche coucou (Cuckoo Search Algorithm en anglais)
- ACA : Algorithme de colonie de fourmi (Ant Colony Algorithm en anglais)
- LPM : Modèle de programmation linéaire (Linear programming model en anglais)
- NLP : Programmation non-linéaire (Non-linear programming en anglais)
- MOP : Programmation multi-objectifs (Multi-objective programming en anglais)

- MILP : Programmation multi-entrées (Multi-input linear programming en anglais)
- MOGP : Programmation de but multi-objectifs (Multi-objective goal programming en anglais)
- DP : Programmation dynamique (Dynamic programming anglais)
- MOEA : Algorithmes évolutionnaires multi objectifs (Multi-objective evolutionary algorithms en anglais)
- KBS : Système basé sur la connaissance (knowledge based System en anglais)
- MPPT : Traqueur de point de puissance maximale (Maximum power point tracker en anglais)
- MCS : Recherche de coordonnées à plusieurs niveaux (Multilevel Coordinate Search en anglais)

Résumé

Les énergies fossiles sont limitées, difficiles à accéder et polluantes, alors que les énergies renouvelables sont plus abondantes et peuvent réduire l'émission globale des gaz à effet de serre. La plupart de ces ressources énergétiques renouvelables sont dérivées du soleil. Elles sont gratuites et respectent l'environnement. L'obstacle le plus important est l'intermittence de ces dernières. Les énergies produites par les générateurs de sources renouvelables sont instables et changent avec les conditions météorologiques du site considéré, ce qui se traduit par des instabilités de puissance produite. Par exemple, l'énergie éolienne dépend de la vitesse du vent, et l'énergie photovoltaïque dépend de la météo et indisponible dans la nuit. L'ajout d'un système de stockage dans ce cas est très important pour l'utilisation du surplus de production en électricité afin d'alimenter la charge ultérieurement. Toutefois, le dimensionnement d'un système énergétique sur un site isolé fait appel à une capacité très grande du système de stockage, ce qui peut engendrer un surcout. La solution dans ce cas est de combiner deux ou plusieurs sources renouvelables (système hybride) pour alimenter une charge électrique. Notre étude lors de ce projet de fin d'étude consiste à dimensionner et optimiser un système hybride photovoltaïque-éolien avec un système de stockage par batterie en combinant la technique LPSP à la méthode des moindres carrés. L'étude se fait sur deux endroits situés en Algérie : Tlemcen au nord et Adrar au sud. Une étude économique est faite afin de choisir une configuration optimale. L'étude nous permet de définir, à travers la valeur du LPSP, mais aussi le coût total du système les valeurs optimales du nombre de panneaux photovoltaïques, de la puissance éolienne et du nombre de batteries.

Abstract

Fossil energies are limited, difficult to access and pollutant, while renewable energies are more abundant and they can reduce the global emission of greenhouse gases. Most of these renewable energy resources are derived from the sun. They are free and respect the ecosystem. Nevertheless, the biggest obstacle is the intermittency. The energies produced by the generators of renewable sources are unstable and change with the weather conditions of the place of the study ; which translates into instabilities of power production. For example, wind energy depends on the wind speed, and photovoltaic energy is unavailable at night and depends on the weather. The addition of a storage system in this case is very important to charge it with the surplus of electricity production in order to satisfy the load later. But if we want to make a sizing of a system in an isolated site, the capacity of the storage system will be very large, which can generate an additional cost. The solution in this case is to combine two or more renewable sources (hybrid system) to satisfy the load demand. Our study during this project is to size and optimize an hybrid photovoltaic-wind system with a storage system based on batteries using LPSP technique and least square method for two sites in Algeria : Tlemcen in north and Adrar in south. Also, an economic study is made to choose an optimal configuration. The study allows us to define the adjustment of the system, the number of photovoltaic panels, the wind power and the number of battery to supply the load with an optimal reliability.

ملخص

الطاقات الأحفورية قابلة للاستنفاد ومحدودة ويصعب الوصول إليها، في حين أن الطاقات المتجددة أكثر وفرة ويمكن أن تقلل من الانبعاث للغازات الملوثة للبيئة. معظم موارد الطاقة المتجددة مستمدة من الشمس، ومتوفرة دائماً وتحترم النظام البيئي، وأكبر عقبة تواجهها هذه الطاقات هو التقطعات، الطاقات التي تنتجها مولدات المصادر المتجددة غير مستقرة وتتغير مع الظروف الجوية المرتبطة بالموقع المعتمد، الذي يترجم إلى عدم استقرار في إنتاج الطاقة، على سبيل المثال، تعتمد طاقة الرياح على سرعة الرياح، والطاقة الشمسية غير متوفرة في الليل كما تعتمد على حالات الطقس. إضافة نظام تخزين في هذه الحالة أمر مهم للغاية لشحنه بفائض إنتاج الكهرباء بالألواح الشمسية من أجل التزويد لاستعمالها لاحقاً، ولكن إذا أردنا أن ننشئ أبعاداً لنظام في موقع معزول، سعة نظام التخزين ستكون كبيرة جداً، الذي يمكن أن ينجر عنه فشل اقتصادي، الحل في هذه الحالة هو الجمع بين مصدرين متجددين أو أكثر لتغذية الحمل، تتمثل دراستنا خلال مشروع نهاية الدراسة هذا في تحديد الأبعاد وتحسين نظام هجين من طاقة الرياح و الطاقة الكهروضوئية مع نظام تخزين يعتمد على البطاريات باستخدام طريقتين للبعد والموثوقية معاً، توفير حمولة كهربائية في منطقتين في الجزائر، تُجرى دراسة اقتصادية لاختيار التكوين الأمثل، تسمح لنا الدراسة بتحديد إعدادات النظام، عدد الألواح الكهروضوئية، طاقة الرياح وعدد البطاريات المطلوبة لتزويد الحمل بالكهرباء بموثوقية مثلى.

Cet humble travail est spécialement dédié à :

***Mes chers parents, qui ont tout sacrifié pour que je puisse arriver à ce stade-là, sans eux je n'aurais jamais pu y arriver.
Que dieu les garde pour moi.***

Mon frère, et ma sœur qui m'ont soutenu moralement tout au long de mon universitaire.

Mes grands-parents paternels et maternels que dieu les préserve et leur accorde une très longue vie.

Mon camarade de travail Slimani Oualid, qui a rapporté les connaissances et les efforts nécessaires afin d'accomplir ce projet de fin d'étude

Mes amis et mes camarades de la promotion Electrotechnique 3ème année du cycle d'ingénieur

Enfin, à toute personne qui a aidé, de près ou de loin, à la réalisation de ce modeste travail

MEZIANI Mohamed Fares

*C'est avec un grand plaisir que je dédie ce
modeste travail :*

*A mes chers parents, pour leur soutien pendant tout mon
parcours scolaire, mais aussi de leur support et leur présence
dans les moments difficiles.*

A mes frères et ma sœur

A toute la famille Slimani et la famille Gacem

*A mon binôme, pour sa patience et sa compréhension et de
m'avoir supporté tout au long de ce travail.*

À tous mes amis

*Aussi bien à tous ceux qui m'ont aidé, de près ou de loin, dans
ce travail et au cours de mes études*

Slimani Oualid

Remerciements

Au nom d'Allah le miséricordieux le très miséricordieux. C'est d'abord grâce à Allah le tout puissant que ce modeste travail a pu voir le jour. Nous souhaitons avant tout remercier notre directeur de mémoire Mr. MEBROUKI Mohamed enseignant à l'école supérieure en sciences appliquées de Tlemcen, pour sa patience, sa disponibilité, ses conseils précieux et surtout le temps qu'il a consacré pour nous épauler du début jusqu'à la fin. Nous désirons aussi remercier tous les enseignants de l'école ESSA Tlemcen qui nous ont donné les connaissances nécessaires pour pouvoir réaliser ce modeste travail. Nous remercions aussi les membres de jury : Mme Imane Bousmaha (MCB), Monsieur Abdelfatah Kerboua (MCB) et Monsieur Larej Merad (Pr.) d'avoir accepté de juger ce travail et d'avoir la patience et la bienveillance de l'examiner . Finalement, nous tenons à remercier toutes les personnes qui ont contribué de près ou de loin à la réalisation de ce travail.

Table des matières

Abréviations	iii
Résumé	v
Abstract	vi
Remerciements	xi
Table des matières	xiii
Liste des figures	xv
Liste des tableaux	xvii

Introduction générale **1**

1 Méthodes de dimensionnement d'un système hybride **3**

1	Introduction	3
2	Paramètres requis pour l'optimisation d'un système hybride PV-énergie éolienne	3
2.1	Données météorologiques	4
2.2	Profil de la charge	4
2.3	Configuration du système	4
2.4	Modèle de système énergétique	4
2.5	Résultats de l'optimisation	5
3	Critères d'optimisation des systèmes hybrides PV-éolienne	5
3.1	Analyse de la fiabilité	5
3.2	Analyse des coûts	5
4	Méthodes de dimensionnement des systèmes hybrides, leurs avantages et inconvénients	5
4.1	Techniques classiques	5
4.2	Intelligence artificielle	8
4.3	Le recuit simulé (simulated annealing)	9
4.4	Algorithme de butinage bactérien (Bacterial Foraging Algorithm (BFO))	10
4.5	Techniques hybrides	10
5	Logiciels utilisés pour l'optimisation des systèmes hybrides	11
6	Analyse de la fiabilité de l'électricité	12
6.1	Perte probable de charge (Loss Of Load Expected) :	13
6.2	Perte d'énergie prévue (Loss Of Energy Expected) :	13
6.3	Probabilité de perte d'alimentation en puissance (Loss of Power Supply Probability)	13
6.4	Probabilité de déficience en alimentation en puissance (Deficiency of power supply probability (DPSP)) :	14
6.5	Probabilité de perte de charge (Loss of Load Probability (LLP)) :	14
6.6	Coût d'un cycle de vie (Life cycle cost (LCC))	15
6.7	LCC des panneaux photovoltaïques	15
6.8	LCC des aérogénérateurs	15

6.9	LCC du système de stockage	16
6.10	Moindres carrés linéaires généraux	16
7	Conclusion	17
Bibliographie		19
2	Modèles mathématiques des composant du système hybride	23
1	Introduction	23
2	Modélisation du générateur photovoltaïque :	23
3	Approches de modélisation de la courbe de puissance d'un générateur éolien :	24
4	Modélisation du système du stockage :	25
5	Méthode des moindres carrés pour les systèmes hybrides :	27
6	Technique LPSP	29
7	Modèle économique pour le dimensionnement des systèmes hybrides :	29
8	Combinaison de la méthode des moindres carrés et la technique LPSP	31
9	Conclusion :	32
Bibliographie		35
3	Résultats et discussion	37
1	Introduction :	37
2	Données géographiques et météorologiques et profil de la charge	37
3	Paramètres physiques, techniques et économiques du système hybride	38
4	Résultats et discussion	40
5	Conclusion	48
Bibliographie		49
Conclusion générale et perspectives :		51

Liste des figures

1. Figure (1.1) schéma synoptique d'un système hybride photovoltaïque-éolien avec un système de stockage par batterie.
2. Figure (2.1) Loi de commande optimale d'une éolienne tesse variable.
3. Figure (2.2) Organigramme de la combinaison entre la mode des moindres carrts la technique LPSP.
4. Figure (2.3) Organigramme de la technique LPSP.
5. Figure (3.1) Profils de l'éclairement solaire sur les deux sites sélectionnés : Tlemcen (Plateau Lalla Setti) (à gauche) et Adrar (à droite) pour une année (1 février 2004-31 janvier 2005)
6. Figure (3.2) Profils de la température ambiante sur les deux sites sélectionnés : Tlemcen (Plateau Lalla Setti) (à gauche) et d'Adrar (à droite) pour une année (1 février 2004-31 janvier 2005)
7. Figure (3.3) Profils de la vitesse du vent sur les deux sites sélectionnés : Tlemcen (Plateau Lalla Setti) (à gauche) et d'Adrar (à droite) pour une année (1 février 2004-31 janvier 2005)
8. Figure (3.4) Profil de la charge à approvisionner d'énergie.
9. Figure (3.5) Variation des puissances éolienne et photovoltaïque en fonction du paramètre t_{mf} (meilleur fit) pour la minimisation de la différence entre la consommation et la production d'énergie. Les résultats représente le cas du site d'Adrar pour 3 jours d'autonomie et une profondeur de décharge égale à 0.40.
10. Figure (3.6) Variation des puissances éolienne et photovoltaïque en fonction du coût total en Euro. Les résultats représentent le cas du site d'Adrar pour 3 jours d'autonomie et une profondeur de décharge égale à 0.40.
11. Figure (3.7) Variation de la probabilité LPSP avec le paramètre t_{mf} pour trois différents nombres de jour d'autonomie ($nja = 1, 3, 5$) avec $DoD = 0.4$ pour le site de Tlemcen.
12. Figure (3.8) Variation de la probabilité LPSP avec le paramètre t_{mf} pour trois différents nombres de jour d'autonomie ($nja = 1, 3, 5$) avec un $DoD = 0.4$ pour le site de Adrar.
13. Figure (3.9) Variation du nombre de batteries avec le nombre de jours d'autonomie pour les trois valeur de DoD (0.4,0.5,0.6) pour le site de Adrar (à gauche) et Tlemcen (à droite) en prenant un cout minimum.
14. Figure (3.10) Variation du nombre de batteries avec le nombre de jours d'autonomie pour les trois valeur de DoD (0.4,0.5,0.6) pour le site de Adrar (à gauche) et Tlemcen (à droite) en prenant une valeur de LPSP minimum.

Liste des tableaux

1. Tableau (2.1) Équations régissant les différentes approximations.
2. Tableau (3.1) Données géographiques pour les sites sélectionnés.
3. Tableau (3.2) Paramètres physiques pour la modélisation du générateur photovoltaïque.
4. Tableau (3.3) Paramètres physiques pour la modélisation du générateur éolien.
5. Tableau (3.4) Paramètres physiques pour la modélisation de l'état de charge des batteries.
6. Tableau (3.5) Paramètres économiques des composants du système.
7. Tableau (3.6) Résultats du paramètres t_{mf} , la probabilité LPSP, le coût total, la puissance éolienne, le nombre de panneaux et le nombre de batteries pour $nja = 1$ et un $DoD = 0.4$ dans le site de Adrar.
8. Tableau (3.7) Résultats du paramètres t_{mf} , la probabilité LPSP, le coût total, la puissance éolienne, le nombre de panneaux et le nombre de batteries pour $nja = 3$ et un $DoD = 0.4$ dans le site de Adrar.
9. Tableau (3.8) Résultats du paramètres t_{mf} , la probabilité LPSP, le coût total, la puissance éolienne, le nombre de panneaux et le nombre de batteries pour $nja = 5$ et un $DoD = 0.4$ dans le site de Adrar.
10. Tableau (3.9) Résultats du paramètres t_{mf} , la probabilité LPSP, le coût total, la puissance éolienne, le nombre de panneaux et le nombre de batteries pour $nja = 1$ et un $DoD = 0.6$ dans le site de Tlemcen.
11. Tableau (3.10) Résultats du paramètres t_{mf} , la probabilité LPSP, le coût total, la puissance éolienne, le nombre de panneaux et le nombre de batteries pour $nja = 3$ et un $DoD = 0.6$ dans le site de Tlemcen.
12. Tableau (3.11) Résultats du paramètres t_{mf} , la probabilité LPSP, le coût total, la puissance éolienne, le nombre de panneaux et le nombre de batteries pour $nja = 5$ et un $DoD = 0.6$ dans le site de Tlemcen.
13. Tableau (3.12) Résultats du paramètres t_{mf} , la probabilité LPSP, le coût total, la puissance éolienne, le nombre de panneaux et le nombre de batteries pour $nja = 5$ et un $DoD = 0.4$ dans le site de Tlemcen.

Introduction générale

Les ressources en combustibles fossiles se raréfient en raison de l'augmentation constante de la demande d'énergie dans les secteurs commercial, industriel, agricole et domestique. Il est donc impératif de trouver des sources d'énergie alternatives pour couvrir la demande d'énergie tout en minimisant l'impact négatif sur l'environnement. La tendance actuelle de la recherche et du développement est de réduire la dépendance à l'égard des combustibles fossiles en travaillant sur des sources d'énergie renouvelables. Celles-ci présentent de nombreux avantages, notamment, l'omniprésence, l'accès libre, la durabilité, un impact environnemental favorable (une faible pollution) et des bénéfices économiques. Dans ce contexte, les ressources énergétiques alternatives comme l'énergie solaire, l'énergie éolienne, la biomasse, les biocarburants, l'énergie hydraulique et géothermique, etc ; sont largement utilisées pour produire de l'énergie ces dernières années.

Toutefois, en raison de la nature intermittente et variable de ce type de sources d'énergie, des variations des sorties de puissance et l'incertitude dans la puissance disponible sont inévitables. A ce titre, les systèmes d'énergie éolienne ne pourraient pas, en principe, être utilisés sur tous les sites où la vitesse du vent est insuffisante. Il est donc nécessaire de combiner plusieurs sources d'énergie pour obtenir un système fiable qui répond de manière satisfaisante à la demande en électricité. On parle donc de système hybride qui combine diverses sources d'énergie renouvelables. La caractéristique la plus importante d'un système hybride est qu'il utilise deux sources d'énergie renouvelables ou plus, avec ou sans connexion à des générateurs conventionnels, ce qui améliore l'efficacité et la fiabilité du système, et permet de surmonter les limitations économiques découlant de sources d'énergie renouvelables uniques.

En effet, la production d'électricité à partir d'un système hybride d'énergie renouvelable a été reconnue comme une option de production d'électricité faisable et rentable pour les applications hors réseau grâce aux progrès réalisés dans les technologies des convertisseurs de puissance et des technologies d'énergie renouvelable qui améliorent l'efficacité du système.

Ainsi, un système de production photovoltaïque peut être intégré à d'autres sources d'énergie alternatives comme l'éolienne, ce qui présente l'avantage d'être productif de jour comme de nuit, en hiver comme en été avec une production optimale de la période où le photovoltaïque est limité (en général hiver et nuit) et vice-versa.

Heureusement, et en fonction de l'emplacement et de la période, l'énergie photovoltaïque et l'énergie éolienne peuvent être complémentaires. La vitesse du vent est souvent faible pendant les périodes où la ressource solaire est optimale. A l'inverse, le vent est souvent plus fort dans les saisons où la ressource solaire est moindre. C'est ainsi, qu'un intérêt remarquable se manifeste pour l'utilisation des sources d'énergie renouvelables solaires et éoliennes, qui fournissent une forme techniquement et économiquement avantageuse de production électrique dans les zones isolées. Dans plusieurs cas, l'utilisation séparée des sources d'énergie solaire et éolienne peut entraîner un surcoût considérable. Toutefois, ces sources étant dépendantes des conditions climatiques imprévisibles, il est nécessaire d'intégrer un système de stockage afin d'améliorer la fiabilité du système hybride et répondre, ainsi, aux besoins de la charge dans les applications

autonomes ou connectées au réseau. Aussi, l'ajout d'une batterie de stockage (BS) pour l'énergie bidirectionnelle permet de stocker l'énergie excédentaire pendant la journée et de soutenir la demande de charge pendant l'intermittence et la nuit. Dans les prochaines années, on s'attend à ce que ce type de systèmes hybrides deviennent de plus en plus compétitifs et utiles.

D'autre part, différentes zones géographiques disposent de ressources d'énergie renouvelable spécifiques qui varient selon la saison. Cette nature aléatoire des ressources naturelles justifie la réalisation d'une configuration de système hybride qui permettrait d'extraire le maximum d'énergie possible de ces ressources afin que l'approvisionnement en énergie d'un tel système soit ininterrompu et cohérent. À cette fin, il est nécessaire de développer un modèle hybride bien défini pour combiner les ressources naturelles avec ou sans ressources énergétiques conventionnelles à base de combustibles fossiles pour former un micro-réseau utilisé dans des applications hors réseau.

Ainsi, pour utiliser efficacement et économiquement les ressources en énergie renouvelable disponibles, il est nécessaire de développer des modèles mathématiques optimaux basés sur la prédiction des données relatives aux ressources en énergie renouvelable en utilisant des techniques appropriées.

En effet, la modélisation d'un système hybride assure la conception, l'analyse et l'optimisation d'une représentation mathématique du système permettant d'observer l'effet des changements dans les variables du système. C'est une tâche très complexe qui nécessite le développement de modèles mathématiques pour chaque composant du système. Les modèles mathématiques des sources d'énergie renouvelables doivent être optimisés par diverses techniques d'optimisation afin d'améliorer les performances du système d'énergie hybride et minimiser le coût de son exploitation. Une analyse technico-économique du système hybride reste donc nécessaire pour l'utilisation efficace de la production d'électricité de tous les systèmes hybrides. Ainsi, lorsqu'il existe plusieurs modèles de systèmes hybrides bien définis, le modèle qui fournit une puissance cohérente et adéquate au coût le plus bas est sélectionné. En outre, la conception d'un système hybride dépend principalement de la performance des composants du système.

De nombreux chercheurs ont mené des études de recherche et développement (RD) pour résoudre les problèmes liés aux systèmes autonomes, et la plupart de ces études ont donné des résultats prometteurs en termes de réduction des coûts et d'augmentation de la fiabilité du système.

Un examen profond de ces méthodes d'optimisation a montré que les modèles basés sur la fiabilité constituent une bonne mesure de la performance du système car ils éliminent, dans une large mesure, l'incertitude qui accompagne les ressources énergétiques renouvelables. Aussi, il a été observé que l'utilisation de deux ou plusieurs techniques d'optimisation permettaient une meilleure évaluation du risque en considérant un plus grand nombre de paramètres, permettant l'établissement de configurations optimales globales du système.

À la lumière de ce qui vient d'être exposé, ce travail propose une revue de la littérature des différentes techniques de modélisation utilisées dans la production d'électricité basée sur des systèmes hybrides (photovoltaïque-éolien) avec système de stockage, pour les applications hors réseau.

Le présent mémoire est organisé de la manière suivante : Dans le premier chapitre nous passons en revue les différentes méthodes de dimensionnement et les techniques d'optimisation utilisées pour les systèmes hybrides autonomes (photovoltaïque-éolien) avec système de stockage pour un site isolé. Le deuxième chapitre est consacré aux modèles mathématiques des composants du système hybride étudié. Enfin, dans le chapitre trois nous exposons et discutons les résultats de notre travail.

Chapitre 1

Méthodes de dimensionnement d'un système hybride

1 Introduction

Le fait que les énergies renouvelables sont inépuisables rend leur utilisation en tant qu'alternative au nucléaire et aux énergies fossiles une solution idéale. Un fait aidant à la pénétration de cette alternative est que les technologies utilisées dans ce domaine ne cesse de se développer. Dans les sites isolés, l'utilisation des énergies renouvelables est très rentable [1].

Chaque type d'énergie renouvelable a ses propres inconvénients : C'est pour cela que beaucoup de chercheurs scientifiques s'intéressent à la combinaison de deux ou plusieurs systèmes énergétiques pour la production d'électricité pour former un système énergétique dit hybride. Il s'agit de la génération de l'énergie électrique multi-sources, avec la présence d'un système de stockage et de multiples charges électriques. Les systèmes hybrides servent à optimiser au maximum la production d'électricité techniquement et parfois même économiquement, et ils offrent un rendement global plus important. Dans notre cas, on s'intéresse à la combinaison de deux ressources renouvelables : éolienne et photovoltaïque. La combinaison de ces deux systèmes avec la présence d'un système de stockage par batterie élimine les effets indésirables de l'intermittence de ce type d'énergie et réduit le décalage entre la production de l'énergie et sa consommation.

Notre objectif dans ce travail est d'utiliser une méthode numérique pour combiner ces deux ressources en assurant un bon fonctionnement de notre système hybride avec une fiabilité optimale. Pour cela on doit passer par le dimensionnement et l'optimisation du système. En fait, l'objectif du dimensionnement d'un système énergétique est de définir la meilleure configuration des composants du système (nombre d'éléments et puissances), de déterminer ses équipements, les surfaces nécessaires pour l'installation et la méthodologie nécessaire pour la gestion [2].

Pour éviter un échec économique, une étude économique du projet doit être établie. La figure (1.1) représente un schéma synoptique d'un système hybride photovoltaïque-éolien en la présence d'un système de stockage par batterie. Dans la section suivante nous citons les paramètres requis dans l'optimisation d'un système hybride PV-énergie éolienne.

2 Paramètres requis pour l'optimisation d'un système hybride PV-énergie éolienne

Nous citons cinq paramètres nécessaires pour l'optimisation d'un système hybride PV-éolien [14] :

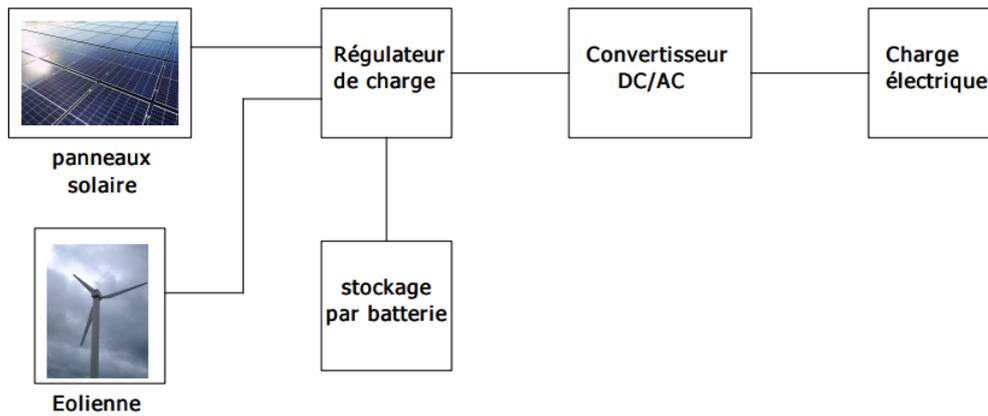


FIGURE 1.1 – schéma synoptique d'un système hybride photovoltaïque-éolien avec un système de stockage par batterie.

2.1 Données météorologiques

L'analyse des données météorologiques de l'endroit d'étude est une étape très importante dans le processus d'optimisation. Les données mesurées sur les ressources solaires et éoliennes représentent une partie essentielle lors de l'optimisation des systèmes hybrides PV/éolien. Les intervalles temporelles de données météorologiques sont mesurées chaque minute, chaque heure ou chaque jour, et plus l'intervalle est petit, plus la fiabilité augmente.

2.2 Profil de la charge

Le profil de la charge électrique annuel est l'une des données nécessaires à la conception, la planification et l'optimisation d'un système hybride. Ce paramètre est difficile à cerner à cause des fluctuations de la demande de la charge dans le temps. La détermination de ces données doit s'épauler sur une étude bien précise du profil de charge pour un intervalle de temps de prélèvement de données réduit.

2.3 Configuration du système

Après avoir obtenu les données requises (vitesse du vent, rayonnement solaire, température et la demande de la charge), un dimensionnement approprié de l'équipement peut être fait. Mais ce processus de dimensionnement doit être conforme aux ressources (l'effet photovoltaïque et le vent). Par exemple, si le site d'étude a un bon potentiel solaire et une petite vitesse du vent, le générateur PV doit prendre une grande partie du système hybride.

2.4 Modèle de système énergétique

Les modèles mathématiques des systèmes énergétiques servent à représenter avec fiabilité divers problèmes liés à l'énergie à l'aide des systèmes informatiques. La modélisation des composants est nécessaire pour l'optimisation. Par conséquent, ces modèles incluent toutes les variables qui influent sur la conversion de l'énergie. Des concepts simples doivent être utilisés dans ces modèles mathématiques. C'est ainsi que la difficulté et l'inexactitude d'un modèle augmente lorsque le chercheur n'inclue pas certains facteurs importants.

2.5 Résultats de l'optimisation

Les résultats de l'optimisation doivent être précis pour bien déterminer les excès et les déficits de la puissance. Cela n'est possible que si les quatre étapes cités ci-dessus sont suivies. Bien que la production d'énergie d'un système hybride dépend du site considéré, le calcul des résultats de l'optimisation pour un emplacement proche est également nécessaire.

3 Critères d'optimisation des systèmes hybrides PV-éolienne

Un système hybride PV-éolien doit être dédié à fournir de l'énergie avec fiabilité à la charge électrique. La configuration idéale de ce système doit avoir comme objectifs principaux : la fiabilité de et le bas coût du système [14].

3.1 Analyse de la fiabilité

La dépendance de la nature et l'imprévisibilité des ressources solaires et éoliennes ont un impact sur la production d'électricité, ce qui peut engendrer une production électrique insuffisante pendant les jours nuageux ou à un faible vent. L'analyse de la fiabilité de la production est très importante lors de la conception et l'optimisation d'un système hybride.

3.2 Analyse des coûts

Cette étape est nécessaire pour une optimisation économique afin de produire de l'énergie à un coût modéré.

4 Méthodes de dimensionnement des systèmes hybrides, leurs avantages et inconvénients

Un intérêt croissant est enregistré ces dernières années au développement de techniques de dimensionnement optimal des systèmes hybrides. Ces techniques de dimensionnement (algorithmes d'optimisation) peuvent être classifiées en deux catégories : Techniques classiques suivant une approche rigoureuse et techniques de la nouvelle génération. Les techniques de dimensionnement et d'optimisation doivent rechercher de manière efficace une combinaison optimale de paramètres tels que le coût du système, sa fiabilité, la taille du système PV, l'angle d'inclinaison des panneaux PV, le nombre de batteries, la taille de l'éolienne et la hauteur du moyeu. Un sous-dimensionnement entraîne une alimentation électrique insuffisante. Un certain nombre d'auteurs ont effectué des revues détaillées sur le dimensionnement et les techniques d'optimisation [33, 34]. Dans ce qui suit nous citons les différentes techniques d'optimisation avec leurs avantages et inconvénients [32].

4.1 Techniques classiques

Optimisation par approche itérative :

Cette étude est faite à l'aide d'un programme récursif qui se termine lorsque la conception optimale du système est atteinte. Dans cette méthode, le coût du système est minimisé en faisant varier linéairement les valeurs des paramètres ou par des techniques de programmation linéaire. En outre, l'approche itérative ne permet pas d'optimiser la surface du champs PV, l'angle du

module PV, la surface balayée de l'éolienne et la hauteur de l'installation de l'éolienne, car ces paramètres influent énormément sur les coûts du système. De nombreux travaux dans la littérature se concentrent sur le dimensionnement d'un PWHS (photovoltaic-wind hybrid system en anglais) en utilisant l'approche itérative. Un modèle d'optimisation du dimensionnement d'un système hybride solaire-éolien a été proposé en utilisant une méthode d'optimisation itérative qui inclut la prise en compte du coût énergétique nivelé du modèle, de la probabilité de perte de l'alimentation électrique (LPSP) pour un coût d'un système PWHS et de la fiabilité en fonction de la puissance électrique [1].

Approche probabiliste

Les approches probabilistes pour le dimensionnement du système hybride étudient l'effet du rayonnement solaire et de la fluctuation de la vitesse du vent pour la conception du système. Dans cette approche, des modèles appropriés pour la production de ressources et/ou la demande sont développés et finalement un modèle de risque est créé par une combinaison de ces modèles. Cependant, cette technique d'optimisation ne peut pas caractériser la performance dynamique changeante du système intégré/hybride. [1]

Méthode de construction graphique

Dans cette méthode, deux configurations du système ont été prises en compte dans l'optimisation, à savoir soit le photovoltaïque et la batterie, soit le photovoltaïque et l'éolienne [1]. Certains facteurs importants tels que le nombre de modules photovoltaïques, la surface photovoltaïque, l'angle de la pente photovoltaïque, la zone balayée par le vent et l'altitude de l'éolienne ont été totalement ignorés.

Modèle de programmation linéaire (Linear programming model : LPM)

1. **Avantage** : L'optimisation des problèmes linéaires est adaptée à l'analyse de la fiabilité des indices de probabilité et les contraintes économiques.
2. **Inconvénient** le non-fonctionnement de l'une des sources d'énergie renouvelables peut avoir un impact considérable sur la capacité du système global à fournir de l'énergie. [3, 4]

Modèle de programmation non-linéaire (Non-linear programming : NLP)

1. **Avantage** : Le modèle basé sur l'approche numérique permet de résoudre un problème complexe à l'aide d'un grand nombre d'opérations très simples.
2. **Inconvénient** : La méthode numérique fonctionne toujours avec plus d'itérations. L'incertitude de la vitesse du vent n'a pas été prise en compte. [5, 6]

Programmation multi-objectifs (Multi-objective programming : MOP)

L'approche multi-objective couvre deux parties mutuelles. La première consiste à fusionner toutes les fonctions objectives individuelles en une seule fonction composite, la seconde approche consiste en la détermination de la solution optimale. De nombreuses études ont été réalisées pour l'optimisation en utilisant la conception multi-objectifs. L'objectif de l'étude de dimensionnement proposée est de minimiser à la fois le coût total du système et la probabilité d'absorption de la puissance du réseau (GPAP), la technique de GPAP est considérée comme un critère de performance technique pour le dimensionnement du système hybride PV/éolien connecté au réseau en utilisant un système de stockage.

Cette méthode consiste à réaliser de multiples optimisations mono-objectives contrainant par des niveaux admissibles des autres objectifs. En faisant varier ces niveaux, un ensemble de solutions non inférieures peut être obtenu [1].

1. **Avantage** : Compromis entre les différents bénéfices des différents objets et choisit celui qui est antérieur.
2. **Avantage** : Une analyse de sensibilité a été effectuée pour valider les résultats.
3. **Inconvénient** : Le processus de décision est moins transparent et prend du temps. Les contraintes potentielles sont utilisées pour obtenir un modèle de distribution réaliste.

Programmation linéaire multi-entrées (Multi-input linear programming : MILP)

1. **Avantage** : Les problèmes à variables binaires sont réalisables pour avoir une solution optimale. Le modèle a été utile aux décideurs politiques des pays tropicaux pour évaluer un éco-village intelligent sur le plan environnemental.
2. **Inconvénient** : Le modèle est plus réaliste et augmente significativement la difficulté de sa résolution. [7]

Programmation de but multi-objectifs (Multi-objective goal programming : MOGP)

1. **Avantage** : La programmation par objectifs est bien adaptée aux objectifs multiples et utilisée pour satisfaire la tâche plutôt que l'optimiser.
2. **Inconvénient** : Plus de temps et de réflexion sont nécessaires dans le codage du programme. [8]

Programmation dynamique (Dynamic programming : DP)

1. **Avantage** : Aide à la prise de décision concernant l'investissement dans de nouveaux systèmes.
2. **Inconvénient** : Trop de fonctions récursives peuvent être source de confusion dans le codage. [9]

Méthode Analytique (Analytical method)

Dans cette approche, des modèles de calcul ont été proposés pour trouver la faisabilité du système caractérisant les composants des systèmes énergétiques intégrés [1]. Par conséquent, les performances du système peuvent être évaluées pour un ensemble d'objectifs réalisables pour une taille spécifique de composants. La meilleure configuration d'un système énergétique intégré est évaluée en comparant un ou plusieurs indices de performance de différentes configurations. Les composants des systèmes énergétiques intégrés sont caractérisés par des modèles de calcul afin de déterminer la faisabilité du système en utilisant la méthode statistique de collecte des données. Khatod et al [21] ont utilisé des distributions de *Beta* et de *Weibull* pour modéliser le rayonnement solaire et la vitesse du vent. Ils ont constaté que la méthode proposée était très efficace sur le plan informatique et qu'elle nécessitait moins de temps et beaucoup moins de données météorologiques que la méthode de Monte-Carlo. Kaldellis et al [22] ont développé une méthode de dimensionnement optimal basée sur le critère de l'énergie intrinsèque minimale. Il a constaté que la part du composant de la batterie dépasse 27% du cycle de vie du système dans la demande électrique, montrant la différence entre un système connecté au réseau et un système autonome pour un système basé sur le PV-batterie.

1. **Avantage** : Efficace sur le plan informatique et nécessite moins de temps de calcul.
2. **Inconvénient** : La méthode nécessite des fonctions de densité de probabilité continues et discrètes pour chaque segment.

Multi-objective evolutionary algorithms (MOEA)

1. **Avantage** : La méthode est très modulable et peut être étendue à de nouveaux sites avec d'autres paramètres.
2. **Inconvénient** : codage difficile. [10]

4.2 Intelligence artificielle

Les approches d'intelligence artificielle ne nécessitent pas la disponibilité de données météorologiques pour le dimensionnement de systèmes énergétiques intégrés dans des sites éloignés. Ces algorithmes peuvent gérer la variation non linéaire des composants du système de source d'énergie renouvelable ou la nature intermittente des sources d'énergie solaire et éolienne. Cette nouvelle génération d'algorithmes d'intelligence artificielle, principalement utilisés au cours de la dernière décennie, nécessitent moins de temps de calcul et ont une meilleure précision avec une bonne convergence par rapport aux méthodes traditionnelles [1].

Algorithme génétique (Genetic algorithm : GA)

L'algorithme génétique (Genetic Algorithm en anglais) est un processus de recherche qui imite le processus de sélection naturelle telles que l'héritage, la mutation, la sélection et le croisement, et a été développé par John Holland dans les années 1960-1970 [26, 27, 28, 29, 30]. Des nombreux chercheurs ont utilisé l'application de l'GA pour la conception et l'exploitation optimales de systèmes énergétiques hybrides PV-éolien [1].

1. **Avantage** : Elles peuvent résoudre des problèmes à solutions multiples, sont faciles à comprendre et peuvent être facilement transférés à des systèmes existants.
2. **Avantage** : Les techniques d'algorithme génétique en code réel sont basées sur le mécanisme de la sélection naturelle et de la génétique naturelle.
3. **Inconvénient** : Elles dépendent fortement de la convergence vers des optima locaux en raison du processus d'intensification.
4. **Inconvénient** : Elles ne peuvent pas garantir un temps de réponse constant de l'optimisation etc.

Optimisation par essais de particules (Particle swarm optimization : PSO)

C'est un algorithme de recherche d'optimisation développé par Kennedy [15, 16] sur la base de recherches sur le comportement des oiseaux et des poissons. Une fois le problème est défini la fonction objective est introduite en tenant compte de la sensibilité des valeurs dans le processus d'essaimage de particules. L'utilisation de cette méthode dans le système hybride PV-éolien est récente et de nombreux travaux de recherche l'ont utilisé. Une technique stochastique basée sur la population PSO commence avec une population de solutions aléatoires (particules) et recherche l'optimum en actualisant les générations. Lee et Cohen [17] ont utilisé un algorithme PSO évolutionniste pour résoudre la capacité éolienne et photovoltaïque dans le but de maximiser le rapport bénéfice-coût. K. Kaviani et al. [18] ont optimisé un système de production hybride éolien-photovoltaïque-pile à combustible sur ses 20 ans de fonctionnement

avec la technique PSO afin de minimiser le coût annuel du système hybride sous réserve d'un approvisionnement fiable pour répondre à la demande de la charge électrique.

1. **Avantage** : La méthode permet de résoudre les problèmes de diffusion et d'optimisation.
2. **Avantage** : Les méthodes heuristiques sont les plus successives et ont le taux d'efficacité maximal.
3. **Inconvénient** : Plusieurs modifications sont nécessaires.
4. **Inconvénient** : Méthode conflictuelle par nature.

Système basé sur les connaissances (Knowledge based System : KBS)

Cette méthode considère tous les facteurs correspondant aux combinaisons de plusieurs sources d'énergies, aux charges à alimenter et aux composants de conversion d'énergie associés à chaque système de production d'énergie de chaque élément du système hybride selon des règles appropriées permettant l'optimisation des ressources, des charges et des configurations [35].

1. **Avantage** : Il établit une base rationnelle pour la conception et la prédiction, équitable et rapide.
2. **Inconvénient** : Le processus de conception est répété pour chaque laps de temps afin d'obtenir l'ensemble requis de conception.

Colonie de fourmi (Ant colony)

L'algorithme des colonies d'abeilles artificielles (Bee Colony Algorithm 'BCA' en anglais) est un algorithme d'optimisation basé sur le comportement de butinage intelligent d'un essaim d'abeilles, proposé par Karaboga et Basturk. Dans cette approche, la position d'une source de nourriture représente une solution possible pour le problème d'optimisation et la quantité de nectar d'une source de nourriture correspond à la qualité de la solution associée [1]. Cet algorithme aide également à trouver la perte de puissance totale, le coût total de l'énergie électrique, les émissions totales produites par le système énergétique hybride, la minimisation du réseau et l'indice de stabilité de tension de la maximisation du système de distribution.

1. **Avantage** : vitesse de convergence élevée
2. **Inconvénient** : espace nécessaire pour la mémoire à long terme

Algorithme de recherche d'harmonie (HSA)

La recherche harmonique (HSA : Harmony search algorithm en anglais) est un algorithme d'optimisation heuristique sans dérivation, à paramètres réels, employé pour l'optimisation, avec plusieurs techniques d'optimisation méta-heuristiques évolutionnistes. La HSA est l'une des techniques d'optimisation basée sur la population la plus récente qui peut être adoptée dans divers domaines d'applications techniques [19]. Maleki et al. [20] ont utilisé l'algorithme de la recherche d'harmonie (HS) pour le dimensionnement optimal d'un système PV rentable basé sur une pile à combustible et un système hybride PV-éolien-batterie.

Recuit simulé (simulated annealing)

Le terme recuit simulé ('SA' en anglais) provient du recuit dans la métallurgie : un processus impliquant le chauffage et le refroidissement contrôlé d'un matériau pour augmenter la taille de ses cristaux et réduire ses défauts. Il a été développé par Kirkpatrick, Gelatt et Vecchi en 1983 [31]. Il s'agit d'une trajectoire basée sur une technique de recherche aléatoire pour

l'optimisation globale. Le recuit simulé est une technique robuste et polyvalente qui peut traiter des modèles hautement non linéaires, des données chaotiques et bruyantes avec de nombreuses contraintes. La principale faiblesse du recuit simulé est que la qualité du résultat peut être médiocre. [2]

Algorithme de butinage bactérien (Bacterial Foraging Algorithm (BFO))

C'est un algorithme d'optimisation inspiré du comportement de recherche de nourriture en groupe de bactéries telles qu'*Escherichia coli* et *Myxococcus Xanthus*. Il s'agit du comportement de chimiotaxie des bactéries. Qui perçoit les gradients chimiques dans l'environnement et se rapproche ou s'éloigne de signaux spécifiques. [1]. Chaque bactérie se voit attribuer un ensemble de variables à optimiser et se voit assigner des valeurs aléatoires (Δ) dans l'univers du discours défini par des limites supérieure et inférieure entre lesquelles la valeur optimale est susceptible de se situer. Chaque bactérie est autorisée à prendre toutes les valeurs possibles dans l'intervalle et la fonction objectif.

Algorithme de colonies d'abeilles artificielles (BCA)

L'algorithme des colonies d'abeilles artificielles (Bee Colony Algorithm 'BCA' en anglais) est un algorithme d'optimisation basé sur le comportement de butinage intelligent d'un essaim d'abeilles, proposé par Karaboga et Basturk. Dans l'ABC, la position d'une source de nourriture représente une solution possible pour le problème d'optimisation et la quantité de nectar d'une source de nourriture correspond à la qualité de la solution associée [1]. Un algorithme original multi-objectif de colonies d'abeilles artificielles a été utilisé pour résoudre la reconfiguration du système de distribution et le problème de l'approvisionnement en énergie. Cet algorithme aide également à trouver la perte de puissance totale, le coût total de l'énergie électrique, les émissions totales produites par le système énergétique hybride, la minimisation du réseau et l'indice de stabilité de tension de la maximisation du système de distribution.

Recherche de cuckoo

La recherche de Cuckoo (cuckoo search algorithm) est un nouvel algorithme méta-heuristique pour la résolution de problèmes d'optimisation, basé sur le comportement de parasitisme obligatoire de certaines espèces de coucous. L'optimisation du dimensionnement peut être considérée comme un problème multi-objectif avec des contraintes économiques, techniques et environnementales. La recherche de coucous (CS) est développée en basant sur le comportement de reproduction intéressant, tel que le parasitisme des couvées de certaines espèces de coucous. Les coucous femelles pondent des œufs qui imitent les œufs de leur nid haut en couleur et en motif. En règle générale, chaque coucou pond un œuf à la fois et le dépose dans un nid choisi au hasard. Les meilleurs nids avec la meilleure qualité d'œufs (solutions) seront transmis aux générations suivantes, et le nombre de nids hôtes disponibles est fixé [1].

4.3 Techniques hybrides

Des chercheurs du domaine ont eu l'idée de combiner deux méthodes d'optimisation afin d'améliorer les résultats d'optimisation. Ci-après nous citons quelques combinaisons [32].

Recherche de recuit simulé (Simulated Annealing (SA)-Tabu search (TS))

1. **Avantage** : Les techniques méta-heuristiques peuvent améliorer la qualité et la convergence, au lieu des SA et TS individuels.
2. **Inconvénient** : Répétabilité des résultats d'optimisation obtenus avec la même condition initiale.

Simulation Monte Carlo-PSO

1. **Avantage** : La capacité d'optimisation peut être facilement complétée.
2. **Inconvénient** : La méthode souffre de l'optimisme partiel.

Méthode itérative/AG

1. **Avantage** : Les chromosomes ayant une valeur de justesse (fitness) plus élevée sont utilisés pour produire la génération suivante.
2. **Inconvénient** : Des solutions sous-optimales sont atteintes en raison du changement linéaire des variables de décision.

Algorithmes évolutionnistes

1. **Avantage** : Robustesse maximale, convergence rapide et bien adapté aux problèmes multi-objectifs.
2. **Inconvénient** : Les poids d'inertie sont ajustés de façon aléatoire.

Recherche de coordonnées à plusieurs niveaux (MCS)

1. **Avantage** : Elle nécessite moins de temps de calcul.
2. **Inconvénient** : Un trop grand nombre de fonctions récursives d'échantillonnage et de variables entraîne une confusion dans le codage.

5 Logiciels utilisés pour l'optimisation des systèmes hybrides

Ce paragraphe est consacré à un passage en revue des logiciels les plus utilisés dans le dimensionnement des systèmes énergétiques hybrides.

HOMER : Le modèle d'optimisation hybride pour les énergies renouvelables électriques (HOMER) a été développé par le National Renewable Energy Laboratory et utilise une simulation pour obtenir la configuration optimale. Ce simulateur utilise un pas de temps horaire et des données environnementales pour fournir une optimisation en tenant compte des contraintes et des variables de la source d'énergie renouvelable. Il ne permet pas à l'utilisateur de sélectionner un composant approprié pour un système. [1]

HOGA : Il a été développé par le Département de génie électrique de l'Université de Saragosse (Espagne). C'est un programme d'optimisation pour les systèmes hybrides qui utilise des algorithmes génétiques. Il propose un intervalle de 1 h dans une simulation où tous les paramètres restent constants [1].

- HYBRID2** Développé par le "Renewable Energy Research Laboratory" (RERL) de l'Université du Massachusetts (MIT). Il peut atteindre une grande précision dans la simulation en proposant un intervalle de temps allant de 10 min à 1 h. Le RERL recommande de commencer à optimiser le système hybride avec HOMER et d'améliorer la conception en utilisant HYBRID2 [1].
- TRNSYS** Programme de simulation du système d'énergie transitoire (en anglais Transient Energy System Simulation Program) Il s'agit d'un logiciel de simulation pour les systèmes énergétiques, développé à Fortran en 1975 par l'Université du Wisconsin et l'Université du Colorado (USA). Il a été initialement développé pour simuler des systèmes thermiques, alors qu'il est devenu un simulateur de système hybride, y compris photovoltaïque, solaire, thermique et d'autres systèmes. La bibliothèque standard de TRNSYS comprend de nombreux composants couramment utilisés dans les systèmes d'énergie thermique et électrique renouvelable. La simulation est réalisée avec une grande précision, ce qui permet de visualiser les graphiques avec précision. Cependant, il ne permet pas la réalisation d'optimisations. Il n'est pas gratuit. [1]
- HYDROGEMS** Il ne s'agit pas d'un programme, mais d'une série de bibliothèques mises au point par l'Institut 'for Energy Technology'. Les bibliothèques sont utilisées par TRNSYS et par le logiciel 'Engineering Equation Solver' (EES). Les bibliothèques sont développées par le modèle HYDROGEMS pour les composants suivants : générateurs photovoltaïques, éoliennes, génératrices diesel, piles à combustible polymères et alcalines, électrolyseurs, réservoirs d'hydrogène, batteries au plomb et convertisseurs CC/CA. Il est possible de réaliser une optimisation économique. Ces bibliothèques sont gratuites pour les utilisateurs de TRNSYS [1].
- INSEL** Il a été développé à l'Université d'Oldenburg et permet la simulation de systèmes d'énergie renouvelable. L'utilisateur sélectionne des blocs dans sa bibliothèque et les connecte pour définir la structure du système. L'analyse opérationnelle peut être effectuée dans un délai spécifié par l'utilisateur. La flexibilité de créer les modèles et les configurations du système est une caractéristique très intéressante. Il n'est pas gratuit [1].
- ARES** C'est un programme développé à l'Université de Cardiff, qui simule très précisément les systèmes PV-Wind-Battery. Ce logiciel n'est pas disponible [1].
- SOLSIM** Il a été développé à la Fachhochschule Konstanz (Allemagne). Il a été modélisé pour les panneaux photovoltaïques, les éoliennes, les génératrices diesel et les batteries. Il est possible d'inclure des générateurs de biogaz et de biomasse pour produire de l'électricité et de la chaleur. Il simule le fonctionnement du système et effectue une analyse économique. Les options de contrôle sont très limitées, n'optimisent que les angles d'inclinaison du panneau [1].
- SOMES** Il a été développé à l'Université d'Utrecht (Pays-Bas). Ce logiciel peut simuler les performances des systèmes d'énergie renouvelable (champs photovoltaïques et éoliennes) [1].
- HYBRIDS** Il est basé sur le coût actuel net pour déterminer le potentiel du système hybride, et il nécessite une moyenne quotidienne de données environnementales et la demande en électricité de charge [1]. Dans le tableau(), les Caractéristiques des logiciels de simulation et/ou d'optimisation les plus utilisés sont indiquées [1].

6 Analyse de la fiabilité de l'électricité

La fiabilité de l'électricité serait plus significative si on la définissait comme la capacité du système électrique à assurer la fourniture d'énergie électrique aux charges de manière adéquate

et sûre [1]. Une fluctuation caractérise la fiabilité de la puissance du système hybride basé sur le PV (photovoltaïque) et le vent en raison de l'intermittence. Le rayonnement solaire et la vitesse du vent dépendent de l'emplacement, des conditions climatiques, de l'ombre des nuages, de l'inclinaison du panneau PV et de la température ambiante. Ainsi, la température ambiante et l'irradiation solaire influe sur la production d'énergie du système photovoltaïque. De plus, la fluctuation de la vitesse du vent au cours de la journée influe fortement sur la production d'énergie du système hybride. C'est pour cette raison que l'analyse de la fiabilité de l'énergie est nécessaire. C'est une étape importante dans le processus de conception d'un tel système. La plupart des techniques probabilistes disponibles dans la littérature pour l'évaluation de la fiabilité sont dans la portée d'une évaluation adéquate. Les indices d'adéquation reflètent divers facteurs tels que la disponibilité, la capacité des composants du système, les caractéristiques et l'incertitude de la charge, etc.

Les indices de fiabilité, cités ci-après, sont utilisés pour évaluer la performance de fiabilité d'un système de production comme le système hybride PV-éolienne par rapport à certaines exigences minimales prédéterminées. Ils comparent des conceptions supplémentaires et permettent d'identifier les points faibles et de déterminer les moyens de correction dans le système de production et enfin d'intégrer le coût et les performances pour prendre une décision [1].

6.1 Perte probable de charge (Loss Of Load Expected) :

LOLE (h/an) représente le nombre d'heures prévues dans une année où la charge dépasse la capacité de production électrique existante [1].

$$LOLE = \sum_{h=1}^H \sum_{i \in S} P_i T_i \quad (1.1)$$

où S est la perte totale des états de charge du système, P_i la probabilité pour que le système rencontre l'état i et T_i le temps (heure) d'une charge qui dépasse la capacité de production. Enfin, H est généralement pris comme le temps annuel en heures 8760 h.

6.2 Perte d'énergie prévue (Loss Of Energy Expected) :

LOEE représente la valeur attendue de l'énergie qui n'a pas été fournie. Elle se produit lorsque la capacité de production électrique existante ne peut pas répondre à la demande horaire de la charge [1].

$$LOEE = \sum_{h=1}^H \sum_{i \in S} P_i LOE_i \quad (1.2)$$

où S est l'ensemble des états de perte d'énergie du système, P_i la probabilité pour que le système rencontre l'état i , LOE_i est la quantité de perte d'énergie (kWh) lorsque le système n'a pas pu fournir l'énergie attendue à l'instant h .

6.3 Probabilité de perte d'alimentation en puissance (Loss of Power Supply Probability)

Pour atteindre une fiabilité optimale dans un système de production hybride, on peut considérer la probabilité de la perte d'alimentation en puissance (Loss of Power Supply Probability

(LPSP)), qui est par définition la fraction de l'énergie déficitaire par l'énergie demandée de la part des charges électriques [11] :

$$LPSP = \frac{LOEE}{\sum_{i=1}^H LD_i} \quad (1.3)$$

où LD_i est la demande horaire de la charge. Si la probabilité LPSP est égale à 0, la fiabilité est parfaite et une LPSP égale à 1 signifie que le besoin en électricité de la charge ne sera jamais satisfait. Afin de calculer la LPSP, la contrainte suivante est considérée lors du processus d'optimisation :

$$LPSP \leq LPSP_{\text{désirée}} \quad (1.4)$$

$LPSP_{\text{désirée}}$ est la valeur maximum autorisée de la probabilité LPSP qui est définie par l'utilisateur.

6.4 Probabilité de déficience en alimentation en puissance (Deficiency of power supply probability (DPSP)) :

Elle représente la probabilité qu'une alimentation électrique insuffisante se produise lorsque le système hybride est incapable de satisfaire la demande de la charge. La technique DPSP est considérée comme le critère technique mis en œuvre pour le dimensionnement et l'évaluation d'un système hybride PV/éolien utilisant un banc de batteries. Le modèle technique pour le dimensionnement du système hybride est développé en utilisant le paramètre DPSP [1].

$$DPS = \sum_{t=1}^T LD(t) - E_{\text{sys}}(t) \quad (1.5)$$

$$DPSP = \frac{\sum_{t=1}^T DPS(t)}{\sum_{t=1}^T LD(t)} \quad (1.6)$$

où $LD(t)$ est la demande de charge (kWh).

$DPS(\text{power supply fault})$ représente une condition qui se produit lorsque les composants principaux de production d'énergie et/ou les unités de secours du système hybride PV-éolienne ne peuvent pas répondre à la demande de charge. $E_{\text{sys}}(t)$ (kWh/an) est la production d'énergie du système hybride PV- éolienne à l'heure t .

6.5 Probabilité de perte de charge (Loss of Load Probability (LLP)) :

Ce paramètre est défini comme :

$$LLP = \frac{\sum_{t=1}^T ES(t)}{\sum_{t=1}^T LD(t)} \quad (1.7)$$

où $ES(t)$ (kWh) est le manque de puissance à l'heure t [1].

6.6 Coût d'un cycle de vie (Life cycle cost (LCC))

Le LCC est utilisé pour l'analyse des coûts du système hybride PV-Eolien. L'analyse LCC consiste à trouver la valeur actuelle nette de toutes les dépenses prévues pendant la durée de vie du système [6]. Le LCC est formulé comme suit [1]. :

$$LCC = C + OM_{npv} + R_{npv} - S_{npv} \quad (1.8)$$

où C est le coût du capital, OM le coût d'exploitation et de maintenance, R le coût de remplacement et S la valeur de récupération, le tout en Euro. L'indice npv (net present value) indique la valeur actuelle nette de chaque facteur. On distingue trois types d'étude de l'analyse LCC :

6.7 LCC des panneaux photovoltaïques

En prenant un coût initial de α_{pv} en $/m^2$, le coût en capital de l'investissement pour les panneaux photovoltaïques est obtenu par :

$$LCC = \alpha_{pv} A_{pv} \quad (1.9)$$

avec un coût annuel d'exploitation et de maintenance de β_{pv} en $/m^2/an$, le coût total OM pour les panneaux photovoltaïques par an est de

$$OM = \beta_{pv} A_{pv} \quad (1.10)$$

Par conséquent, si le coût augmente à un taux annuel de μ_{pv} , la somme de la valeur actuelle nette (VAN) des panneaux photovoltaïques est de :

$$OM_{npv,PV} = \beta_{pv} A_{pv} \sum_{j=1}^N \left(\frac{1 + \mu_{pv}}{1 + i} \right)^j \quad (1.11)$$

où N est la durée de vie du projet et i désigne le taux d'intérêt.

En supposant que la durée de vie du projet (N) est égale à la durée de vie des panneaux PV, le coût de remplacement de ce composant est nul ($RPV = 0$). En considérant le prix de revente du λ_{pv} en $/m^2$. La valeur actuelle nette du revenu total de la revente est de :

$$S_{npv,PV} = \lambda_{pv} A_{pv} \left(\frac{1 + \delta}{1 + i} \right)^N \quad (1.12)$$

où δ est le taux d'inflation. Par conséquent, à l'aide de l'équation, on obtient le LCC des panneaux PV.

6.8 LCC des aérogénérateurs

De même, la valeur du LCC pour les éoliennes est obtenue de la même manière que celle expliquée pour les panneaux PV dans la dernière section, sauf que l'exposant "pv" est remplacé par "wt".

$$S_{npv,wt} = \lambda_{wt} A_{wt} \left(\frac{1 + \delta}{1 + i} \right)^N \quad (1.13)$$

6.9 LCC du système de stockage

En considérant N Batteries pour le système de stockage, le coût en capital de l'investissement pour le système de stockage est

$$C_{\text{bat}} = N_{\text{bat}} \alpha_{\text{bat}} \quad (1.14)$$

où α_{bat} est le coût unitaire de la batterie en $/m^2$. La durée de vie des batteries (L_b) est inférieure à celle des panneaux photovoltaïques et des éoliennes (considérée ici égale à N). Ainsi, des investissements supplémentaires sont nécessaires avant d'atteindre l'horizon du projet. Le nombre de fois, sur un horizon de N ans, où le remplacement d'une batterie est nécessaire, est

$$X = \frac{N}{L_b} - 1 \quad (1.15)$$

Ici, la durée de vie du projet est de 20 ans et la durée de vie de chaque batterie est de 5 ans, donc chaque batterie doit être remplacée 3 fois pendant la durée de vie du projet.

Par conséquent, la valeur actuelle nette de remplacement est obtenue par :

$$OM_{nbat,bat} = \beta_{bat} A_{bat} \sum_{j=5,10,15}^N \left(\frac{1 + \mu_{bat}}{1 + i} \right)^j \quad (1.16)$$

Pour le système de stockage, le coût d'exploitation et de maintenance (OM), ainsi que la valeur de récupération sont négligés.

6.10 Moindres carrés linéaires généraux

En statistique, la méthode des moindres carrés ordinaires permet d'estimer les paramètres inconnus d'un modèle de régression linéaire. A la base, cette méthode permet de minimiser la somme des carrés des différences entre la variable dépendante observée (valeurs de la variable observée) dans l'ensemble de données donné et celles prédites par la fonction linéaire de la variable indépendante [13]. Ainsi, la méthode des moindres carrés fournit une estimation sans biais de la moyenne à variance minimale lorsque les erreurs ont des variances finies.

Pour un système hybride, nous utilisons la méthode des moindres carrés, pour minimiser la somme des carrés des écarts de la charge et de la puissance générée par les générateurs photovoltaïque et l'éolien, à savoir

$$\sum_{i=1}^{8784} [L(i) - (tP_0(i)\eta_{pv} + (1-t)W_0(i)\eta_W)]^2 \quad (1.17)$$

où $L(i)$, $P_0(i)$ et $W_0(i)$ sont, respectivement, la puissance de la charge, la puissance photovoltaïque, la puissance éolienne, toutes à l'heure i , η_{pv} et η_W les rendements respectifs des générateurs photovoltaïque et l'éolien. Notons aussi que 8784 est le nombre d'heure par année ($366 \cdot 24$). La minimisation de l'expression ci-dessus donne un paramètre t dit meilleur fit (best fit) définissant les tailles du système éolien et du système PV correspondant à un minimum de différence d'énergie. Pour des données météorologiques spécifiques, et pour $0 < t < 1$, on obtient le dimensionnement de notre système selon la puissance fournie par un générateur photovoltaïque et un générateur éolien. Un système hybride à appliquer pour une charge spécifique et un site spécifique a du mérite si $0 < t < 1$. Si t est inférieur à 1, il est alors avantageux d'ajouter un générateur PV au système éolien.

7 Conclusion

Il a été question dans ce chapitre d'introduire les systèmes hybrides, de citer quelques logiciels utilisés dans le domaine de l'optimisation des systèmes hybrides photovoltaïque-éolien, et enfin de passer en revue les différentes méthodes et approches utilisées dans le dimensionnement et d'optimisation des systèmes d'énergie renouvelables hybrides Photovoltaïque/éolien.

Bibliographie

- [1] K. Anoune, M. Bouya , A. Astito , A.B Abdellah, **Sizing methods and optimization techniques for PV-wind based hybrid renewable energy system : A review.**
- [2] Tezer T, Yaman R, Yaman G., **Evaluation of approaches used for optimization of stand-alone hybrid renewable energy systems**, Renew Sustain Energy Rev 2017 ;73 :840–53.
- [3] Nagabhushana A. C, Rohini. Jyoti, A. B. Raju, Economic Analysis and Comparison of Proposed HRES for Stand-Alone Applications at Various Places in Karnataka State, IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies - India 2011
- [4] A.K. Akella, M.P. Sharma, R.P. Saini, Optimum utilization of renewable energy sources in a remote area, Alternate Hydro Energy Centre, India 2005
- [5] A. A. EL-ZEFTAWY, A. A. ABOU ELoELA, Optimal Planning of Wind-Diesel Generation Units in an Isolated Area, Electric Power Systems Research, 22 27 - 33, 1991
- [6] S. Ashok, Optimised model for community-based hybrid energy system, National Institute of Technology, Calicut, India 2006
- [7] L. Ferrer-Martí, B. Domenech, A. García-Villoria, R. Pastor, A MILP model to design hybrid wind–photovoltaic isolated rural electrification projects in developing countries, Universitat Politècnica de Catalunya, Barcelona Tech, Barcelona, Spain 2012
- [8] S.S. Deshmukh a, M.K. Deshmukh, A new approach to micro-level energy planning—A case of northern parts of Rajasthan, India 2007
- [9] T. K. DAS D. Chakraborty, SWAPAN SETH, ENERGY CONSUMPTION AND PROSPECTS FOR RENEWABLE ENERGY TECHNOLOGIES IN AN INDIAN VILLAGE, Jadavpur University, India, 1989
- [10] Xavier .P, Daniel .F, Geoff .L, Multiobjective optimisation of integrated energy systems for remote communities considering economics and CO2 emissions, International Journal of Thermal Sciences 44 1180–1189, 2005
- [11] S. khenfous, A. Kaabeche et S. Diaf, **Optimisation du dimensionnement d’un système hybride photovoltaïque/éolien par des méthodes méta heuristiques**,2017.
- [12] Askarzadeh A, dos Santos Coelho L. **A novel framework for optimization of a grid independent hybrid renewable energy system : a case study of Iran**, Sol Energy 2015 ;112 :383–96.
- [13] wiki, [fr.abcdef.wiki/wiki/Ordinary least squares](https://fr.wikipedia.org/wiki/Ordinary_least_squares) Avril 2022.
- [14] Sinha S, Chandel SS, **Review of recent trends in optimization techniques for solar photovoltaic wind based hybrid energy systems**, Renew Sustain Energy Rev 2015 ;50 :755–69.
- [15] Kennedy ER. J, **Particle swarm optimization**. In : Proceedings of the international conference on neural networks ; 1995, p. 4(2) :1942–48.

- [16] Poli R, Kennedy J, Blackwell T. **Particle swarm optimization**. *Swarm Intell* . 2007 ;1(1) :33–57.
- [17] Lee T-Y, Chen C-L. **Wind-photovoltaic capacity coordination for a time-of-use rate industrial user**. *IET Renew Power Gener* 2009 ;3(2) :152.
- [18] Kashefi Kaviani A, Riahy GH, Kouhsari SM. **Optimal design of a reliable hydrogen-based stand-alone wind/PV generating system, considering component outages**. *Renew Energy* 2009 ;34(11) :2380–90.
- [19] Das S, Mukhopadhyay A, Roy A, Abraham A, Panigrahi BK. **Exploratory power of the harmony search algorithm : analysis and improvements for global numerical optimization**. *IEEE Trans Syst, Man, Cybern, Part B (Cybern)* 2011 ;41(1) :89–106.
- [20] Maleki A, Askarzadeh A. **Comparative study of artificial intelligence techniques for sizing of a hydrogen-based stand-alone photovoltaic/wind hybrid system**. *Int J Hydrog Energy* 2014 ;39(19) :9973–84.
- [21] Khatod DK, Pant V, Sharma J. **Analytical approach for well-being assessment of small autonomous power systems with solar and wind energy sources**. *IEEE Trans Energy Convers* 2010 ;25(2) :535–45.
- [22] Kaldellis JK, Zafirakis D, Kondili E. **Optimum autonomous stand-alone photovoltaic system design on the basis of energy pay-back analysis**. *Energy* 2009 ;34(9) :1187–98.
- [23] Ant Colony Algorithm – from Wolfram MathWorld, <https://mathworld.wolfram.com/AntColonyAlgorithm.html> avril 2022.
- [24] Dorigo M, Gambardella LM. **Ant colony system : a cooperative learning approach to the traveling salesman problem**. *IEEE Trans Evolut Comput* 1997 ;1(1) :53–66.
- [25] Dorigo M, Birattari M, Stutzle T. **Ant colony optimization**. *IEEE Comput Intell Mag* 2006 ;1(4) :28–39.
- [26] Bourouni K, Ben MBarek T, Al Tae A. **Design and optimization of desalination reverse osmosis plants driven by renewable energies using genetic algorithms**. *Renew Energy* 2011 ;36(3) :936–50.
- [27] Yang H, Zhou W, Lu L, Fang Z. **Optimal sizing method for stand-alone hybrid solarwind system with LPSP technology by using genetic algorithm**. *Sol Energy* 2008 ;82(4) :354–67.
- [28] Merei G, Berger C, Sauer DU. **Optimization of an off-grid hybrid PV-Wind-Diesel system with different battery technologies using genetic algorithm**. *Sol Energy* 2013 ;97 :460–73.
- [29] Goldberg DE. **Genetic algorithms in search, optimization, and machine learning**. Addison-Wesley ; 1989.
- [30] Fadaee M, Radzi MAM. **Multi-objective optimization of a stand-alone hybrid renewable energy system by using evolutionary algorithms : a review**. *Renew Sustain Energy Rev* 2012 ;16(5) :3364–9.
- [31] Kirkpatrick S. **Optimization by simulated annealing : quantitative studies**. *J Stat*
- [32] Rajanna Siddaiah and R.P. Saini, **A review on planning, configurations, modeling and optimization techniques of hybrid renewable energy systems for off grid applications**, *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 58 (2016) 376–396.
- [33] Zhou W, Lou C, Li Z, Lu L, Yang H. **Current status of research on optimum sizing of stand-alone hybrid solar–wind power generation systems**. *Appl*

- [34] Bhandari B, Lee KT, Lee GY, Cho YM, Ahn SH. Optimization of hybrid renewable energy power systems : a review. *Int J Precis Eng Manuf Green, Technol* 2015 ;2(1) :99–112, *Energy* 2010 ;87 :380–9, *Phys .* 1984 ;34(5–6) :975–86.
- [35] R. Ramakumar et al. A knowledge-based approach to the design of integrated renewable energy systems, *IEEE Transactions on Energy Conversion*, Vol.7, No.4, December 1992.

Chapitre 2

Modèles mathématiques des composant du système hybride

1 Introduction

Après avoir vu les méthodes de dimensionnement ainsi que les paramètres d'optimisation technico-économique d'un système hybride photovoltaïque-éolien, nous procédons d'abord dans la première partie de ce chapitre à la détermination de la modélisation du système énergétique. Notre objectif est de définir les équations mathématiques qui caractérisent les différentes parties du système concerné. La modélisation sert à clarifier la liaison entre l'énergie demandée par la charge et l'énergie qui doit être fournie par le générateur photovoltaïque et les turbines, donc assurer la fiabilité du système.

La deuxième partie consiste à étudier les méthodes de dimensionnement du système photovoltaïque-éolien, qui sont : la méthode des moindres carrés afin de trouver la différence minimale entre la production et la consommation électrique et la technique dite LPSP (Loss of power supply probability) pour une fiabilité optimale.

2 Modélisation du générateur photovoltaïque :

Le fonctionnement d'un générateur photovoltaïque peut être décrit par le circuit électrique équivalent, ou bien par sa propre caractéristique courant (I) – tension (V) [1, 2]. La nature des composants du matériau utilisé, la température et l'éclairement solaire reçu influent sur la performance de notre générateur.

En vue technique, les performances dépendent de la puissance maximale à la sortie de notre système PV [3].

Nous utilisons un modèle mathématique assez simple pour estimer la valeur de la puissance fournie (produite) par ce dernier système. [4]

$$P_{PV}(t) = \eta_{gpv} N A_m G_i(t) \quad (2.1)$$

où η_{gpv} est le rendement instantané du générateur photovoltaïque, A_m la surface d'un module en m^2 , $G_i(t)$ l'éclairement global incident mesuré dans un plan incliné à l'instant t en (W/m^2) et N le nombre des modules.

Supposons que le générateur photovoltaïque est piloté par une commande MPPT (Maximum Power Point Tracking en anglais) qui offre l'habileté de suivre le point de puissance maximal qu'un générateur photovoltaïque peut atteindre. Il permet de contrôler le générateur photovoltaïque et le convertisseur statique utilisé, de façon à délivrer la puissance maximale à

la charge, et cela pour tout instant. La complexité de l'algorithme de l'MPPT utilisé se diffère selon le type d'implantation, en variant le rapport cyclique associé au convertisseur utilisé. [5]. Nous supposons aussi que les pertes d'énergie dans le système photovoltaïque sont négligeables. Le rendement instantané du générateur est représenté par la relation ci-dessous [6] :

$$\eta_{gpv} = \eta_r \eta_{cp} [1 - \beta_t (T_c - T_r)] \quad (2.2)$$

où η_r est le rendement de référence du générateur PV, η_{cp} le rendement de conditionnement de puissance (power conditioning efficiency en anglais) égal à 1 si le suiveur du point de puissance maximale utilisé est parfait, T_c la température de la cellule PV (°C), T_r la température de référence de la cellule PV et β_t le coefficient de rendement en température (generator efficiency temperature coefficient en anglais) qui représente l'influence de la température sur le rendement du générateur photovoltaïque, qui varie entre 0,004 à 0,006 par 1°C pour les cellules à base de silicium. [7]. On peut aussi exprimer la température de la cellule photovoltaïque selon le bilan énergétique proposé par Duffie et al par l'équation suivante [8] :

$$T_c = T_a + G_t \cdot \left(\frac{NOCT - 20}{800} \right) \quad (2.3)$$

tels que T_a est la température ambiante (°C), $NOCT$ la température nominale (ou bien normale) de fonctionnement des cellules ($NOCT$ pour Nominal Operating Cell Temperature en anglais) qui représente la température qu'une cellule en fonctionnement et en circuit ouvert atteint sous les conditions moyennes ($G = 800W/m^2$, température ambiante $T = 20^\circ C$, distribution spectrale $AM = 1.5$ et une vitesse du vent supérieure ou égale à 1m/s) [9]. Les paramètres η_{cp} , β_t et $NOCT$ dépendent du type de module photovoltaïque. Ils sont déterminés par le fabricant des modules.

3 Approches de modélisation de la courbe de puissance d'un générateur éolien :

Le fonctionnement d'une éolienne dépend du vent, et la puissance dépend de la vitesse du vent. On peut représenter les équations de la puissance électrique délivrée par l'éolienne comme suit [10] :

$$P = \begin{cases} 0 & V < V_{dém} \\ q(V) & V_{dém} \leq V \leq V_n \\ P_n & V_n \leq V \leq V_{max} \\ 0 & V > V_{max} \end{cases} \quad (2.4)$$

où $V_{dém}$ est la vitesse de démarrage de l'éolienne, V_n la vitesse du vent suffisante pour délivrer la puissance nominale, V_{max} la vitesse maximale du vent que l'éolienne peut supporter (au-delà de cette vitesse il serait dangereux pour l'éolienne de capter le vent, si c'est le cas, l'éolienne doit être positionnée en drapeau) et $q(V)$ une relation prédéfinie entre la puissance de sortie et la vitesse du vent.

La relation $q(V)$ peut être définie par des approches mathématiques en utilisant des expressions polynomiales et autres non polynomiales. Les équations régissant les différentes approximations de la courbe de puissance sont données dans le tableau (2.1) [3]

Pour une vitesse du vent V , on fait la commande de l'éolienne. Dans la courbe de puissance, on distingue trois régions : la première région est entre $V = 0$ et $V_{dém}$ où la valeur de la puissance reste toujours nulle. La région 2 est décrite comme une ligne droite entre $V_{dém}$ et V_{max} . Dans la

Modèle	Expressions de q	Paramètres
Linéaire [11, 12]	$q(v) = P_n \frac{(V - V_{dém})}{V_n - V_{dém}}$	-
Quadratique [13, 14]	$q(v) = P_n \left(\frac{V - V_{dém}}{V_n - V_{dém}} \right)^2$	-
Basé sur weibull [1]	$q(v) = a + bV^k$	$a = \frac{P_n V_{dém}^k}{V_{dém}^k - V_n^k}$ $b = \frac{P_n}{V_{dém}^k - V_n^k}$

TABLE 2.1 – Équations régissant les différentes approximations

troisième région, la valeur de la puissance reste constante, la vitesse du vent dépasse la vitesse maximale et l'éolienne doit être mise en drapeau.

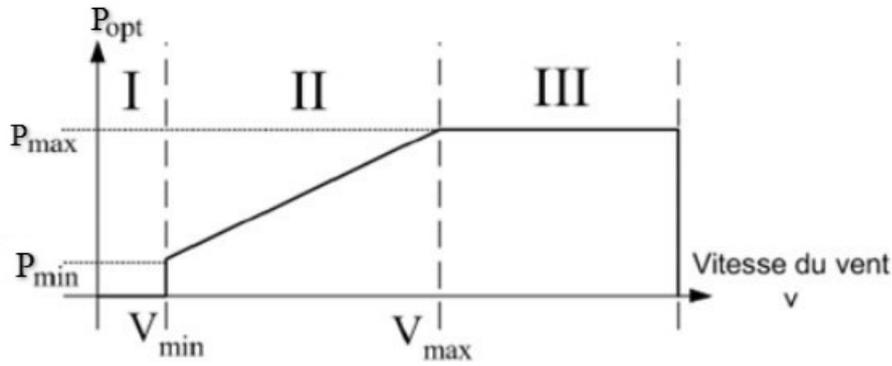


FIGURE 2.1 – Loi de commande optimale d'une éolienne à vitesse variable.

Pour le calcul de la puissance de l'éolienne, une méthode basée sur la distribution de Weibull peut être utilisée. Chaque éolienne a une différente forme de courbe de puissance, qui dépend de leur conception et de leur puissance nominale particulière. Or, on ne peut pas trouver des équations caractéristiques généralisées avec précision similaire pour toutes les éoliennes. Pour cela, nous utilisons dans notre travail le modèle linéaire comme suit :

$$P = \begin{cases} 0 & V < V_{dém} \\ P_n \frac{(V - V_{dém})}{V_n - V_{dém}} & V_{dém} \leq V \leq V_n \\ P_n & V_n \leq V \leq V_{max} \\ 0 & V > V_{max} \end{cases} \quad (2.5)$$

4 Modélisation du système du stockage :

L'état de charge EDC (SOC en anglais) est le paramètre le plus significatif d'une batterie rechargeable. Il est donc nécessaire de le déterminer précisément. Son modèle dépend principalement de l'état précédent de la charge, de l'énergie délivrée par l'aérogénérateur $E_{éol}$, de l'énergie fournie par les panneaux photovoltaïques E_{pv} , et de l'énergie nécessaire pour satisfaire la charge E_{ch} . Ainsi, l'état de charge à un instant donné des batteries peut être calculé selon deux scénarios.

A l'instant t , on peut définir l'état de charge d'une batterie en représentant ces deux cas [15, 16] :

Cas 1 : Si $E_{ch}(t) \leq E_{éol}(t)$

Ici, les batteries sont en état de chargement, l'équation de l'état de charge instantanée $EDC(t)$ son unité est le watt-heure (Wh) est représentée dans cette formule :

$$EDC(t) = EDC(t-1) + [E_{pv}(t) + (E_{éol}(t) - E_{ch}(t))\eta_{ond}]\eta_{cha} \quad (2.6)$$

Tel que :

$$E_{pv} = P_{pv}(t) * \Delta t \quad (2.7)$$

$$E_{éol}(t) = P_{éol}(t) * \Delta t \quad (2.8)$$

$$E_{ch} = P_{ch}(t) * \Delta t \quad (2.9)$$

$P_{pv}(t)$ représente la puissance instantanée fournie par les panneaux photovoltaïque, $P_{éol}(t)$ est la puissance instantanée délivrée par l'aérogénérateur, $P_{ch}(t)$ est la puissance instantanée de la charge, Δt représente la différence de temps de mesure, η_{ond} est le rendement de l'onduleur utilisé et η_{cha} est le rendement de charge de la batterie.

Cas 2 : Si $E_{ch}(t) \geq E_{éol}(t)$

Il existe deux possibilités :

1 - Si $E_{pv}(t) \geq (E_{éol}(t) - E_{ch}(t))/\eta_{ond}$, les batteries sont en état de décharge et l'état de décharge est donné par :

$$EDC_{bat}(t) = EDC_{bat}(t-1) + \left(\frac{E_{éol}(t) - E_{ch}(t)}{\eta_{ond}} \right) \eta_{cha} * \Delta t \quad (2.10)$$

2 - Si $E_{pv}(t) \leq (E_{éol}(t) - E_{ch}(t))/\eta_{ond}$, les batteries sont mises en décharge suivant la formule suivante :

$$EDC_{bat}(t) = EDC_{bat}(t-1) + \left(\frac{E_{éol}(t) - E_{ch}(t)}{\eta_{ond}} \right) * \frac{\Delta t}{\eta_{déch}} \quad (2.11)$$

où $\eta_{déch}$ est le rendement de décharge de la batterie.

Limites de charge et de décharge du système de stockage :

La charge et la décharge de la batterie doivent respecter la relation suivante :

$$EDC_{bat,min} \leq EDC_{bat}(t) \leq EDC_{bat,max} \quad (2.12)$$

où $EDC_{bat,max}$ est l'état de charge maximal des batteries et $EDC_{bat,min}$ l'état de charge minimal de charge des batteries avec :

$$EDC_{min} = DOD \times C_{bat,n} \quad (2.13)$$

où DOD est la profondeur de décharge (Depth of discharge en anglais) et $C_{bat,n}$ l'état nominal de charge.

Détermination de la capacité nominale du système de stockage :

La capacité de la batterie (en Wh) est liée directement au nombre de jours d'autonomie (n_{ja}). Elle dépend aussi de l'énergie fournie par le système hybride sans batteries en une journée, et aussi de l'énergie consommée par la charge en une journée.

Pour tous les jours de la durée de fonctionnement, nous calculons $E_d(t)$, la différence entre l'énergie absorbée par la charge $E_{ch}(t)$ pendant un intervalle de temps fixe (ici une heure) et l'énergie fournie par les deux sources éolienne et photovoltaïque, $E_p(t)$. On obtient

$$E_d(t) = E_{ch}(t) - E_p(t) \quad (2.14)$$

où

$$E_p(t) = E_{éol}(t) + E_{pv}(t) \quad (2.15)$$

On définit la différence d'énergie pour une journée de l'année après avoir calculé l'énergie absorbée par la charge et l'énergie fournie par les sources renouvelables dans le cas où ce déficit existe selon la formule suivante :

$$E_{dj}(t) = \sum_{t=1}^{24} E_d(t) \quad \text{si} \quad E_d(t) \geq 0 \quad (2.16)$$

La capacité nominale peut être calculée tout en considérant le déficit maximum en un jour (E_{dj}) pendant l'année.

$$C_{bat,n} = \frac{N_{ja}max * E_{dj}(t)}{\eta_{déch}} \quad (2.17)$$

5 Méthode des moindres carrés pour les systèmes hybrides :

La méthode des moindres carrés est utilisée pour déterminer la meilleure adéquation entre la puissance de PV et de l'éolienne à une charge donnée. [17, 18]. Tout d'abord, la puissance photovoltaïque P_{pv} qui répond à la charge de puissance P_{ch} pour un système PV uniquement est donnée par

$$P_{pv} \times \eta_{pv} = P_{ch} \quad (2.18)$$

où η_{pv} est le rendement du système photovoltaïque. D'autre part, si le système énergétique avait comme source d'énergie que l'éolienne, on obtiendrait l'équation suivante :

$$P_{éol} \times \eta_{éol} = P_{ch} \quad (2.19)$$

Cependant, si le système énergétique comportait une source d'énergie photovoltaïque et un aérogénérateur (éolienne) avec un banc de batteries de stockage, on pourrait écrire l'inéquation suivante

$$t \times P_{pv}(i) \times \eta_{pv} + (1 - t) \times P_{éol}(i) \times \eta_{éol} \neq P_{ch}(i) \quad (2.20)$$

où t est défini comme le pourcentage de la puissance photovoltaïque à utiliser dans l'alimentation de la charge. L'inégalité ci-dessus vient du fait que la somme des puissances photovoltaïque et éolienne n'est pas toujours égale à la puissance de la charge à l'heure i . Il existe toujours une différence entre la consommation et la production (un excès de production ou un déficit). Cette différence sera prise en charge par le système de stockage : Dans le cas d'un excès de production, les batteries se chargent, alors que pour un déficit, les batteries se déchargent.

L'idée que nous adoptons dans ce travail est d'utiliser la méthode des moindres carrés pour minimiser la somme, sur une année, des carrés des écarts de puissance entre la production

(photovoltaïque+ éolienne) et la charge. Pour cela, nous construisons une fonction de mérite suivante :

$$\chi^2 = \sum_{i=1}^{8784} [P_{ch}(i) - (P_{pv}(i) \times \eta_{pv} + (1-t) \times P_{éol}(i) \times \eta_{éol})]^2 \quad (2.21)$$

ou encore

$$\chi^2 = \sum_{i=1}^{8784} [P_{ch}(i) - P_{éol}(i) \times \eta_{éol} - t(P_{pv}(i) \times \eta_{pv} - P_{éol}(i) \times \eta_{éol})]^2 \quad (2.22)$$

Posons

$$X_1(i) = P_{pv}(i) \times \eta_{pv} - P_{éol}(i) \times \eta_{éol} \quad (2.23)$$

et

$$y(i) = P_{ch}(i) - P_{éol}(i) \times \eta_{éol} \quad (2.24)$$

telle que

$$\chi^2 = \sum_{i=1}^{8784} [y(i) - tX_1(i)]^2 \quad (2.25)$$

En comparant cette fonction à la fonction de mérite générale pour la méthode de moindres carrés linéaire

$$\chi^2 = \sum_{i=1}^N \left[\frac{y(i) - \sum_{k=1}^M a_k X_k(i)}{\sigma_i} \right]^2 \quad (2.26)$$

où σ_i est l'erreur de mesure au point i , prise égale à 1, on déduit que $M = 1$ et $a_1 = t$. Les éléments de la matrice de conception du problème d'ajustement sont donnés par [17] :

$$A_{i1} = X_1(i), \quad i = 1, 8784 \quad (2.27)$$

alors que les éléments d'un vecteur b sont donnés par

$$b(i) = y(i), \quad i = 1, 8784 \quad (2.28)$$

La minimisation de la fonction de mérite χ^2 passe par l'égalisation de sa dérivée par rapport à t à zéro ; ce qui donne l'équation suivante :

$$\sum_{i=1}^{8784} y(i)X_1(i) - tX_1(i)^2 = 0 \quad (2.29)$$

Posons

$$\alpha_{11} = \sum_{i=1}^{8784} X_1(i)^2 \quad (2.30)$$

et

$$\beta_1 = \sum_{i=1}^{8784} y(i)X_1(i), \quad (2.31)$$

ce qui permet d'écrire

$$t\alpha_{11} = \beta_1 \quad (2.32)$$

ou encore

$$t = \frac{\beta_1}{\alpha_{11}} \quad (2.33)$$

Il suffit donc de calculer les valeurs de α_{11} et β_1 pour avoir la valeur du paramètre meilleur fit (best fit) t pour une configuration donnée.

Ainsi, un système hybride (photovoltaïque+ éolien) alimentant une charge spécifique et un site spécifique a du mérite si $0 < t < 1$. Si la valeur t approche 1, il est alors avantageux d'ajouter un générateur PV au système éolien.

6 Technique LPSP

Il existe deux cas de fonctionnement pour cette technique [3] :

Cas 1 : Si la puissance produite par l'éolienne est supérieure à la puissance demandée par la charge ($P_{eol} > P_{ch}$), l'excès ($P_{eol} - P_{ch}$) et l'énergie produite par le générateur photovoltaïque seront destinées pour charger les batteries. Quand l'état de charge de la batterie atteint l'état maximale, la puissance restante peut être dirigée vers les charges auxiliaires.

Cas 2 : Si la puissance produite par l'éolienne est insuffisante pour alimenter la charge, on se dirige vers le générateur photovoltaïque, s'il y a toujours un déficit d'énergie ($P_{pv}(t) < P_{ch}(t) - P_{eol}/\eta_{ond}$), on utilise l'énergie emmagasinée dans les batteries, tout en prenant en considération qu'il ne faut pas aller au-dessous de la limite minimale de l'état de charge de la batterie ($EDC_{bat} < EDC_{bat,min}$).

Dans le cas où l'énergie fournie par l'aérogénérateur, le générateur photovoltaïque et le système de stockage est toujours insuffisante pour satisfaire la demande de la charge, une équation est utilisée pour calculer ce déficit. En effet, la probabilité LPSP est définie comme le rapport entre la probabilité des pertes totales de l'énergie (Loss of Power Supply (LPS), en anglais), définie comme,

$$LPS(t) = (P_{ch}(t) - P_{eol}(t))\Delta t - ((P_{pv}(t) + EDC(t - 1) - EDC_{bat,min})\eta_{ond} \quad (2.34)$$

et l'énergie exigée par la charge, telle que

$$LPSP = \frac{\sum_{t=1}^T LPS(t)}{\sum_{t=1}^T C(t)} \quad (2.35)$$

où $C(t)$ est l'énergie demandée par la charge définie comme

$$C(t) = P_{ch}(t) \times \Delta t \quad (2.36)$$

Afin de calculer la LPSP, la contrainte suivante est considérée lors du processus d'optimisation : $LPSP_{désirée} \geq LPSP$. Le but de notre travail est donc de minimiser la probabilité LPSP afin d'augmenter la fiabilité du système hybride.

7 Modèle économique pour le dimensionnement des systèmes hybrides :

Une étude économique selon un modèle choisi est indispensable à la démarche de dimensionnement d'un système hybride. En effet, le coût total de fonctionnement d'une installation énergétique est un paramètre décisif dans le choix des composants du système. Un coût modéré avec une fiabilité acceptable serait la bonne solution recherchée par un utilisateur. Dans notre

travail, nous avons utilisé un modèle économique simple basé sur le calcul de trois types de coût pour les différents composants du système hybride, à savoir le coût initial, de maintenance et de remplacement [19].

Un coût initial C_i :

Ce type de coût C_i est lié directement aux frais d'acquisition et d'installation du système, tel que :

$$C_i = P_{\acute{e}ol}C_{i,\acute{e}ol} + P_{pv}C_{i,pv} + N_{bat}C_{i,bat} + S_{ond}C_{i,ond} \quad (2.37)$$

où

- $C_{i,\acute{e}ol}$: coût initial de l'aérogénérateur (€/W)
- $C_{i,pv}$: coût initial du champs photovoltaïque (€/W)
- $C_{i,bat}$: coût initial du Bloc de batterie (€/W)
- $C_{i,ond}$: coût initial de l'onduleur (€/W)
- S_{ond} : puissance apparente de l'onduleur (VA).

coût de maintenance :

Il est représenté en pourcentage par rapport au coût initial des différents composants, pour une période donnée; ici c'est le cas d'une année [3].

$$C_m = (P_{\acute{e}ol}C_{i,\acute{e}ol}m_{\acute{e}ol} + P_{pv}C_{i,pv}m_{pv} + N_{bat}C_{i,bat}m_{bat} + S_{ond}C_{i,ond}m_{ond})dv_{sys} \quad (2.38)$$

où

- $m_{\acute{e}ol}$: Pourcentage de maintenance annuel du système éolien (%).
- m_{pv} : Pourcentage de maintenance du système photovoltaïque pour un an (%).
- m_{bat} : Pourcentage de maintenance du système de stockage pour un an (%).
- m_{ond} : Pourcentage de maintenance de l'onduleur pour un an (%).
- dv_{sys} : Période de fonctionnement du système (durée de vie)

coût de remplacement :

Chaque élément faisant partie du système a un délai de fin de vie donc une durée de vie. Il est donc primordial de le remplacer à chaque fois qu'il arrive à sa propre fin de vie et cela pendant toute la durée de fonctionnement du système.

Le coût de remplacement est lié principalement au changement de certaines parties du système. Généralement, l'aérogénérateur et le système photovoltaïque ont quasiment la durée de vie du système, on peut ne pas prendre en considération leurs couts de remplacement; alors que l'onduleur et le bloc de batteries doivent être remplacés. Ainsi, l'expression du coût de renouvellement C_r s'écrit sous la forme [20] :

$$C_r = P_{\acute{e}ol}C_{i,\acute{e}ol}\frac{dv_{sys} - dv_{\acute{e}ol}}{dv_{\acute{e}ol}} + P_{pv}C_{i,pv}\frac{dv_{sys} - dv_{pv}}{dv_{pv}} + N_{bat}C_{i,bat}\frac{dv_{sys} - dv_{bat}}{dv_{bat}} + S_{ond}C_{i,ond}\frac{dv_{sys} - dv_{ond}}{dv_{ond}} \quad (2.39)$$

où $dv_{\acute{e}ol}, dv_{pv}, dv_{bat}$ et dv_{ond} représentent respectivement les durées de vie de l'aérogénérateur,

du générateur photovoltaïque, de l'onduleur et des batteries. En général, l'aérogénérateur et le système photovoltaïque ont une durée de vie approximative de la durée de vie du système global [20]. Finalement, le coût global C_g pour toute la durée de fonctionnement du système hybride est donné par [3] :

$$C_g = C_i + C_m + C_r \quad (2.40)$$

8 Combinaison de la méthode des moindres carrés et la technique LPSP

L'idée générale sur laquelle repose notre travail consiste à combiner la méthode des moindres carrés et la technique LPSP, avec le modèle économique cité ci-dessus, pour le dimensionnement d'un système hybride (photovoltaïque+éolien) avec un système de stockage. En effet, la méthode des moindres carrés sert à minimiser la somme des carrés des écarts entre la consommation (la charge) et la production (générateurs photovoltaïque et éolien) sur une année, en fournissant le paramètre meilleur fit t_{mf} qui donne les proportions des puissances photovoltaïque et éolienne pour une configuration donnée (nombre de panneaux et puissance nominale de l'éolienne). Ensuite, cette configuration est traitée tout d'abord par la technique LPSP pour avoir sa fiabilité (valeur du LPSP), et puis par le modèle économique pour avoir le coût total correspondant. Dans ce travail, nous avons décomposé l'intervalle des valeurs de t_{mf} (entre 0 et 1) en de petits intervalles de 0.1 et nous avons calculé le LPSP minimum pour chaque intervalle avec le coût total correspondant, ainsi que les puissances éoliennes, le nombre de panneaux photovoltaïques et le nombre de batteries. Pour mieux comprendre la procédure suivie, nous illustrons sur la

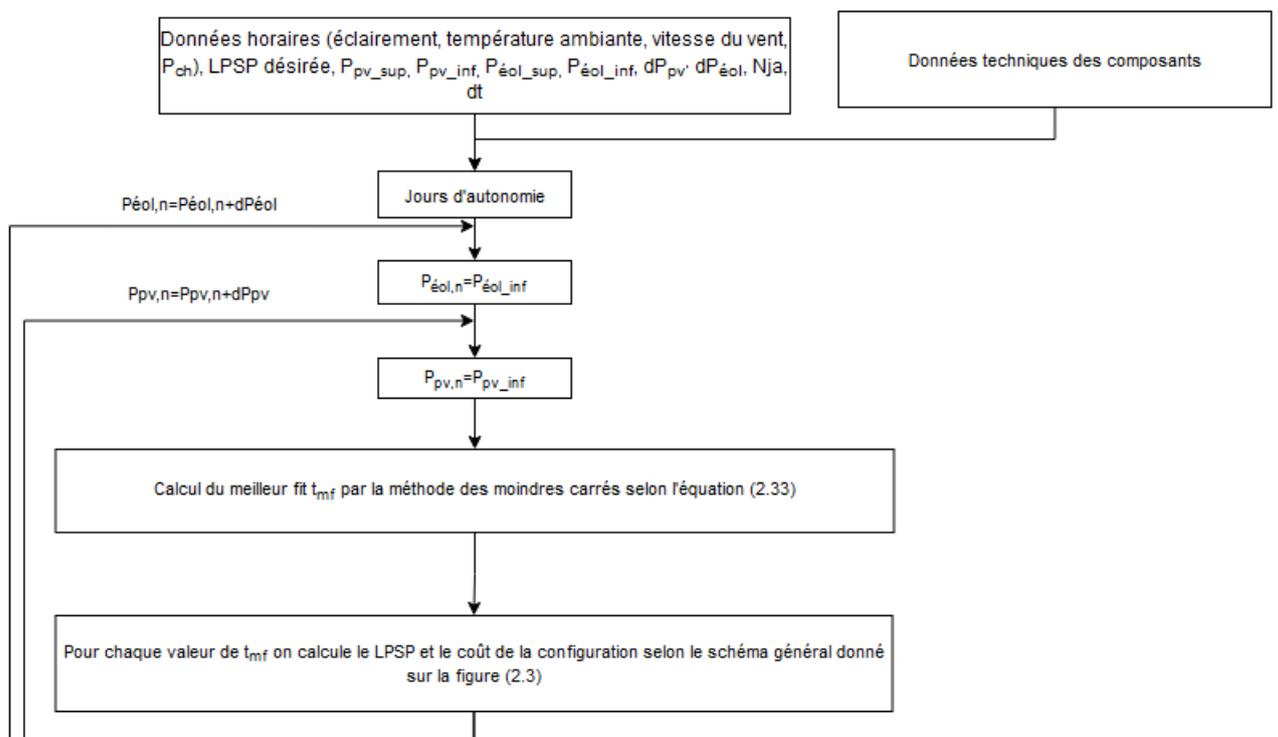


FIGURE 2.2 – Organigramme de la combinaison entre la méthode des moindres carrés et la technique LPSP.

figure (2.2) l'organigramme de la combinaison de la méthode des moindres carrés et la technique LPSP avec le modèle économique. D'autre part, la figure (2.3) montre l'organigramme typique de la technique LPSP avec un modèle économique [3]. Notons la différence entre la technique LPSP générale et la procédure proposée et qui réside dans le fait que les deux boucles utilisées pour générer les puissances nominales éolienne et photovoltaïque pour la technique LPSP sont, dans notre cas, utilisées pour générer des configurations pour le calcul du paramètre meilleur fit. Ainsi, à chaque configuration générée de puissances photovoltaïque et éolienne correspond un meilleur fit t_{mf} .

9 Conclusion :

Dans ce chapitre nous avons cité les différents modèles mathématiques et techniques des différents parties du système hybride : Le générateur photovoltaïque, l'aérogénérateur et les batteries. Ensuite, nous avons introduit le lecteur à la méthode des moindres carrés et à la technique LPSP. Ces deux procédures sont combinées pour un bon dimensionnement du système hybride avec stockage d'énergie. Après, nous avons introduit un modèle économique simple qui nous permet de chercher une configuration du système hybride avec un coût modéré.

Bibliographie

- [1] B.S.Borowy and Ziyad M. Salameh, Methodology for Optimally Sizing the Combination of a Battery Bank and Pv Array in a Wind/PV Hybrid System, IEEE Transactions on Energy Conversions, vol.11, no.2, pp. 367-375, June (1996).
- [2] Thomas Mambrini, Caractérisation de panneaux solaires photovoltaïques en condition réelles d'implantation et en fonction des différentes technologies, Thèse de doctorat (2015).
- [3] C.Bentrar H. Chaouche mémoire de fin d'étude Dimensionnement optimal d'un système énergétique hybride "solaire-éolien-batteries" utilisant la technique "LPSP" (2021).
- [4] T.Markvard, Solar Electricity, Wiley, 2nd ed. USA (2000).
- [5] A.TOULAIT, R. Aili ,Modélisation et simulation sous MATLAB/SIMULINK d'un système photovoltaïque adapté par une commande MPPT, mémoire de fin d'étude de master académique (2014).
- [6] El Habib.M,A.Said,S.EL-Hadidy,M,A,Al-Zaharna, Optimization sizing model for hybrid solar wind power generation system, Energy 24,919-929 (1999).
- [7] Markvard, T., 2000. Solar Electricity, second ed. Willey, USA.
- [8] John A. Duffie, William A. Beckman, Solar Engineering of Thermal Process, John Wiley Sons, Inc, (1991).
- [9] Belhadj Mohammed, Modélisation D'un Système De Captage Photovoltaïque Autonome, Centre Universitaire De Bechar Institut des Sciences Exactes (2008).
- [10] A.Bouharchouche , A. Bouabdallah , E.M. Berkouk, S. Diaf et H. Belmili, Conception et réalisation d'un logiciel de dimensionnement d'un système d'énergie hybride éolien-photovoltaïque, Revue des Énergies Renouvelables Vol. 17 N3 359 376 (2014).
- [11] C.Bueno and J.A. Carta, Technical-economic analysis of wind-powered pumped hydrostorage systems. Part I : model development, Solar Energy, vol.78, pp.382-395.
- [12] Y.Hongxing, L. Lu, Z. Wei, A novel optimization sizing model for hybrid solar wind power generation system, Solar Energy 81, 7684 (2007).
- [13] Lin Lu, Hongxing Yang and John Burnett, Investigation on wind power potential on Hong Kong islands-an analysis of wind power and wind turbine characteristics, Renewable Energy, vol.27, pp.1-12, (2002).
- [14] P.Giorsetto and K. F. Utsurogi, Development of a new procedure for reliability modeling of wind turbine generators, IEEE Trans. Power App. Syst., vol. PAS-102, pp. 134143, (1983).
- [15] A.Bin, Y. Hongxing, S. Hui, L. Xianbo, Computer aided design for PV/Wind hybrid system, Renewable energy 28, 14911512 (2003).
- [16] S.B. Bogdan, Z.M. Salameh, Methodology for optimally sizing the combination of a battery bank and PV array in a wind/PV hybrid system, IEEE Transactions on Energy Conversion 11 (2), 367375 (1996).

- [17] Numerical Recipes in FORTRAN 77, The Art of Scientific Computing Second Edition, volume 1, William H. Press Harvard-Smithsonian Center for Astrophysics Saul A. Teukolsky Department of Physics, Cornell University William T. Vetterling Polaroid Corporation Brian P. Flannery EXXON Research and Engineering Company.
- [18] Bogdan S. Borowy ,Ziyad M. Salameh, Optimum Photovoltaic Array Size for a Hybrid Wind/PV System, IEEE Transactions on Energy Conversion, Vol. 9, No. 3, September 1994.
- [19] A.Castle, J.M. Kallis, S.M. Moite, N.A. Marshall, 'Analysis of Merit of Hybrid Wind/Photovoltaic Concept for Stand Alone Systems', Proc. of the 15th IEEE PV Specialists Conference, 198 I, pp. 734-744.
- [20] A.Bouharchouche , A. Bouabdallah , E.M. Berkouk, S. Diaf et H. Belmili, Conception et réalisation d'un logiciel de dimensionnement d'un système d'énergie hybride éolien-photovoltaïque, Revue des Énergies Renouvelables Vol. 17 N3 359 376 (2014).

Chapitre 3

Résultats et discussion

1 Introduction :

Dans le chapitre précédent, nous avons fait une modélisation des trois systèmes d'énergie constituant le système hybride étudié, à savoir : un système photovoltaïque, un générateur éolien et un système de stockage électrochimique (batteries). Aussi, nous avons donné le modèle mathématique de la technique LPSP ainsi que les équations mathématiques de la méthode des moindres carrées appliquées à notre étude. Dans ce chapitre, nous commençons par exposer les données météorologiques sur une année des deux sites sélectionnés : Tlemcen au nord de l'Algérie (Plateau de Lalla Setti) et Adrar, au sud de l'Algérie, ainsi que le profil de la charge à alimenter. Ensuite, nous donnons les paramètres physiques, techniques et économiques du système hybride étudié. Enfin, nous présentons les résultats obtenus par simulation avec discussion et perspectives.

2 Données géographiques et météorologiques et profil de la charge

Nous citons dans le tableau (3.1) les données géographiques des deux sites (Tlemcen (plateau de Lalla Setti) et Adrar).

Site	Longitude	Latitude	Altitude (m)
Tlemcen	-1.317 (E)	34.882 (N)	800
Adrar	-1.368 (E)	26.406 (N)	279

TABLE 3.1 – Données géographiques pour les sites sélectionnés [1].

Il est utile de noter que l'étude de dimensionnement du système hybride est basée sur les données météorologiques des deux sites s'étalant sur une année (366 jours ou encore 8784 heures) du 1 Février 2004 au 31 Janvier 2005 pour les deux sites sélectionnés [1].

La figure (3.1) illustre la variation de l'éclairement (en W/m^2) à intervalle d'une heure sur les sites de Tlemcen (à gauche) et d'Adrar (à droite). Aussi, la figure (3.2) illustre la variation de la température ambiante (en C) à intervalle d'une heure sur les sites de Tlemcen et d'Adrar. Par ailleurs, la variation de la vitesse du vent à 10 m d'altitude du sol à intervalle d'une heure sur les deux sites est illustrée sur la figure (3.3). D'après les figures présentées, il est clair que le site d'Adrar est plus ensoleillé et plus venté que celui de Tlemcen. Aussi, la variation des données météorologiques sont supposées constantes sur une intervalle d'une heure.

Enfin, le profil de la charge électrique quotidienne (la même pour les deux sites) utilisée dans cette étude est illustré sur la figure (3.4). La charge électrique concerne une unité administrative d'une société algérienne (habitat tertiaire) implantée dans la région de Tlemcen [2]. Le profil de la charge dépend essentiellement de la consommation en électricité de l'unité pendant le jour et de l'irrigation et l'éclairage pendant la nuit. Une activité considérable de la charge est enregistrée entre 9 h (matin) et 16 h avec un pic de consommation autour de 11 h.

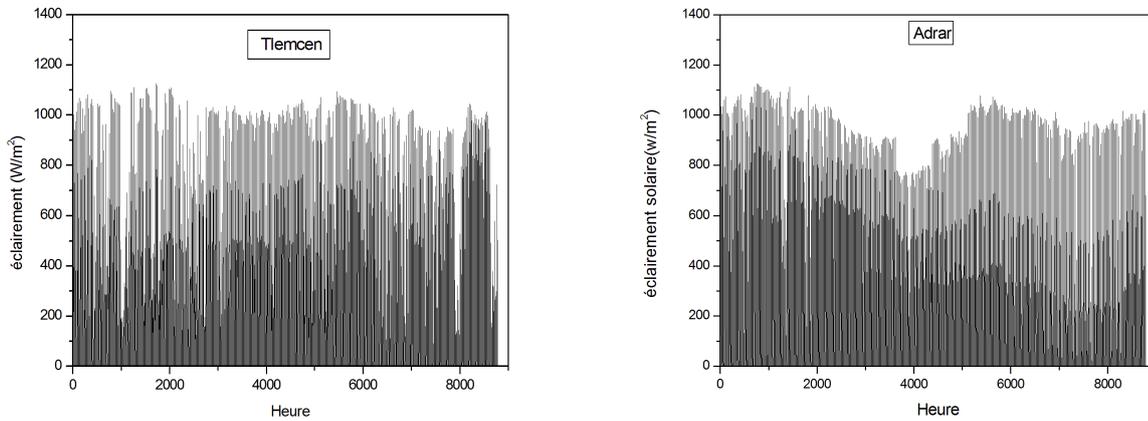


FIGURE 3.1 – Profils de l'éclairage solaire sur les deux sites sélectionnés : Tlemcen (Plateau Lalla Setti) (à gauche) et Adrar (à droite) pour une année (1 février 2004-31 janvier 2005) [1]

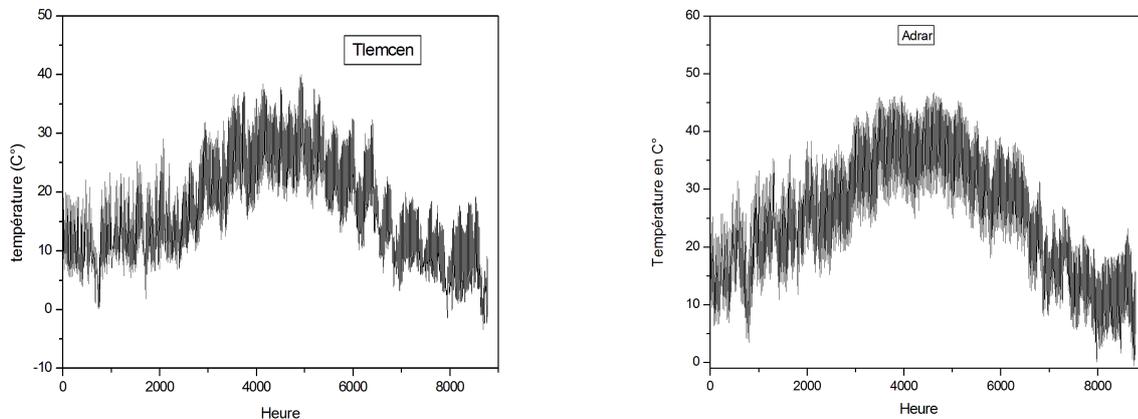


FIGURE 3.2 – Profil de la température ambiante sur les deux sites sélectionnés : Tlemcen (Plateau Lalla Setti) (à gauche) et d'Adrar (à droite) pour une année (1 février 2004-31 janvier 2005) [1].

3 Paramètres physiques, techniques et économiques du système hybride

Les valeurs numériques des différents paramètres techniques utilisés dans la modélisation du générateur photovoltaïque (JW-G2100, développé par la société Jiawei Europe SAS) sont

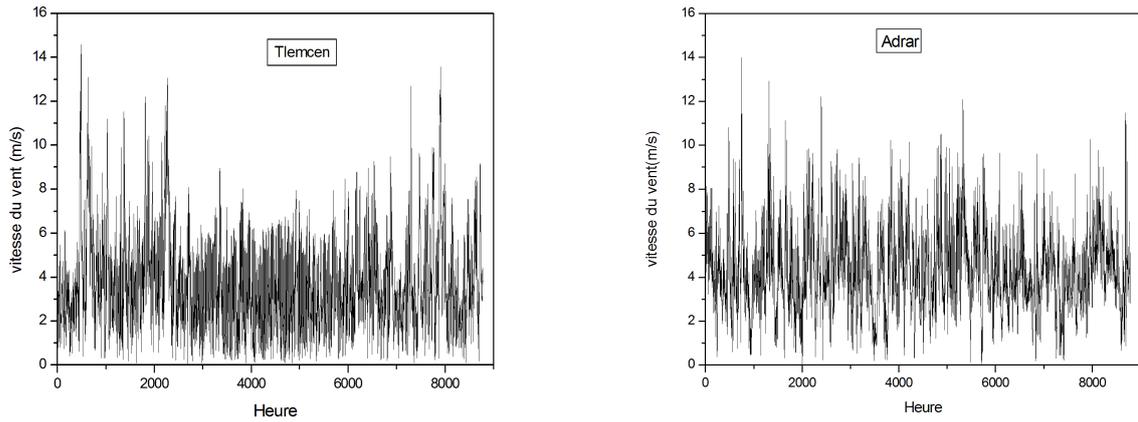


FIGURE 3.3 – Profil de la vitesse du vent sur les deux sites sélectionnés : Tlemcen (Plateau Lalla Setti) (à gauche) et d’Adrar (à droite) pour une année (1 février 2004-31 janvier 2005) [1].

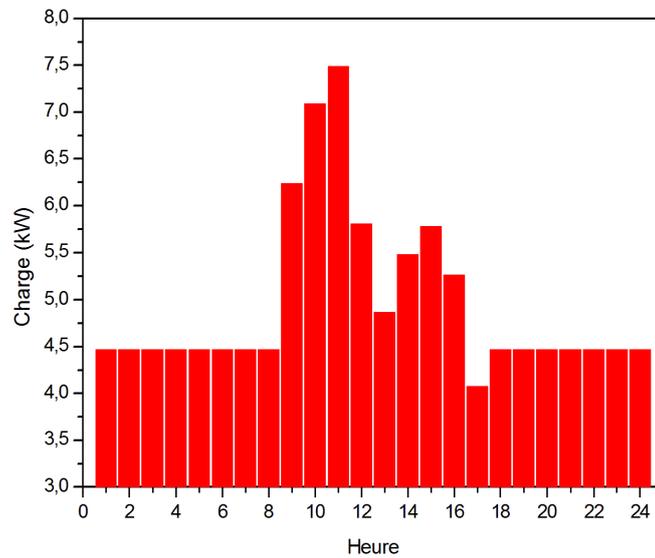


FIGURE 3.4 – Profil de la charge à alimenter d’énergie [2].

données dans le tableau (3.2).

Les valeurs numériques des différents paramètres physiques utilisés dans la modélisation du générateur éolien sont données dans le tableau (3.3) .

Les valeurs numériques des différents paramètres physiques utilisés dans la modélisation de l’état de charge des batteries ainsi que la conversion de l’énergie sont données dans le tableau (3.4) .

Nous donnons dans le tableau (3.5) les coûts initiaux, de maintenance et de remplacement de chacun des composants du système hybride étudié.

Dans cette étude, nous avons considéré que les batteries étaient initialement à un état de charge égal à 90% de leur charge maximum.

3. PARAMÈTRES PHYSIQUES, TECHNIQUES ET ÉCONOMIQUES DU SYSTÈME HYBRIDE

Paramètre	Désignation	Valeur
η_r	rendement référence du module	0.182
η_{pc}	rendement de conditionnement de la puissance	1.0
β_t	coefficient de rendement pour température par C	0.005
$T_{c,ref}$	température référence d'une cellule	25 C
NOCT	température nominale de fonctionnement d'une cellule	45 C
$PV_{W/S}$	puissance photovoltaïque crête du module par unité de surface	210 W/m^2

TABLE 3.2 – Paramètres techniques pour la modélisation du générateur photovoltaïque [3]

Paramètre	Désignation	Valeur
$V_{dém}$	vitesse de démarrage de l'éolienne	2.0 m/s
V_n	vitesse nominale de l'éolienne	10.0 m/s
V_{max}	vitesse maximale de l'éolienne	25.0 m/s

TABLE 3.3 – Paramètres physiques pour la modélisation du générateur éolien

Paramètre	Désignation	Valeur
η_{ond}	rendement de l'onduleur	0.90 [4]
S_{ond}	puissance apparente de l'onduleur	8000 VA [4]
η_{cha}	rendement de charge des batteries	0.80 [5]
$\eta_{déch}$	rendement de décharge des batteries	1.0 [5]
V_{bat}	tension d'une batterie	12 V [6]
Ah_{bat}	capacité d'une batterie	220 Ah [6]

TABLE 3.4 – Paramètres physiques pour la modélisation de l'état de charge des batteries

4 Résultats et discussion

La technique de dimensionnement du système hybride proposée est faite en deux étapes. La première étape consiste à utiliser la méthode numérique des moindres carrés (least squares) pour minimiser la différence entre la consommation en énergie de la charge et la production d'énergie par le système photovoltaïque et le générateur éolien. Pour cela, nous proposons des valeurs numériques du nombre de panneaux photovoltaïques allant de 1 à 1000 pour une puissance crête de $210 W/m^2$ par panneau et une puissance éolienne allant de 1kW à 100 kW avec un pas de 1kW. A chaque configuration (nombre de panneaux + puissance éolienne) proposée correspond une valeur du paramètre t_{mf} (meilleur fit) pour lequel la différence d'énergie entre la consommation et la production est minimale.

Ainsi, la figure (3.5) illustre la variation des puissances éolienne et photovoltaïque (nombre de panneaux) en fonction du paramètre t_{mf} . Elle montre clairement que la puissance éolienne diminue avec t_{mf} alors que la puissance photovoltaïque augmente. Cela donne une idée claire au concepteur du projet dans sa recherche d'une configuration du système hybride qui privilégierait l'utilisation d'un type d'énergie sur un autre. En effet, la valeur de t_{mf} décide de la part de chaque type d'énergie à utiliser. Ainsi, un concepteur qui voudrait utiliser plus d'éolien que de photovoltaïque, pour une raison ou une autre, il lui suffit de choisir une configuration avec un paramètre t_{mf} de valeur approchant le zéro. Par contre, si celui-ci choisit d'utiliser plus de

Paramètre	Désignation	Valeur
$C_{i,\text{éol}}$	Coût initial par Watt du générateur éolien	2.54 €/W [7]
$C_{i,\text{PV}}$	Coût initial par Watt du générateur photovoltaïque	0.23 €/W [3]
$C_{i,\text{bat}}$	Coût initial par Watt du système de stockage	0.19 €/W [6]
$C_{i,\text{ond}}$	Coût initial par Watt de l'onduleur	0.19 €/W [6]
$m_{\text{éol}}$	Pourcentage de maintenance annuel du générateur éolien	3%
m_{PV}	Pourcentage de maintenance annuel du générateur photovoltaïque	1%
m_{bat}	Pourcentage de maintenance annuel du système de stockage	0%
m_{ond}	Pourcentage de maintenance annuel de l'onduleur	1%
dv_{sys}	durée de vie du système complet	25 ans
$dv_{\text{éol}}$	durée de vie du générateur éolien	20 ans
dv_{PV}	durée de vie du générateur photovoltaïque	25 ans
dv_{bat}	durée de vie du système de stockage	5 ans
dv_{ond}	durée de vie de l'onduleur	10 ans

TABLE 3.5 – Paramètres économiques des composants du système [7, 8].

photovoltaïque que d'éolien, il n'a qu'à prendre une valeur élevée de t_{mf} , si le facteur coût n'était pas un facteur aussi décisif que le type d'énergie à utiliser.

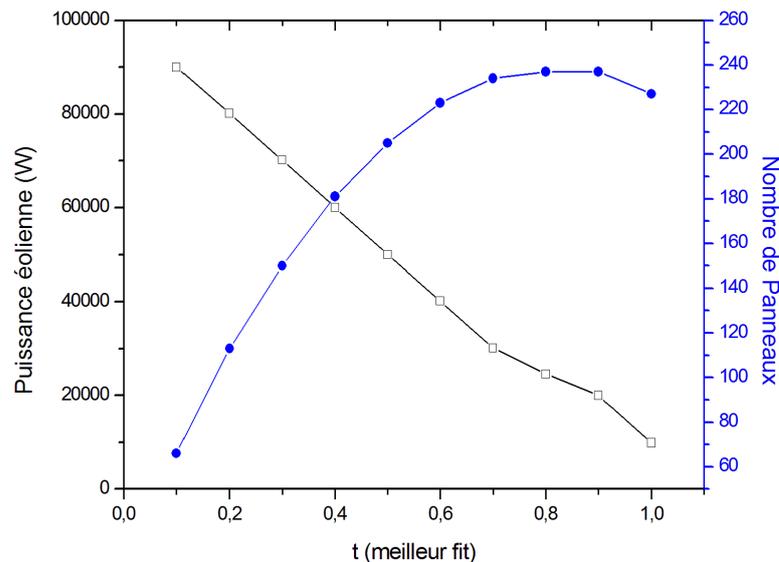


FIGURE 3.5 – Variation des puissances éolienne et photovoltaïque en fonction du paramètre t_{mf} (meilleur fit) pour la minimisation de la différence entre la consommation et la production d'énergie. Les résultats représente le cas du site d'Adrar pour 3 jours d'autonomie et une profondeur de décharge égale à 0.40.

La figure (3.6) montre la variation du coût total en fonction de la puissance éolienne et du nombre de panneaux. Il est clair, d'après la figure, que l'augmentation de la puissance éolienne fait augmenter considérablement le coût total du système hybride proposé, vu le prix élevé d'un Kilowatt d'énergie éolienne. Sur la base de cette figure, le concepteur du système hybride peut, encore une fois, choisir la configuration selon ce qu'il peut se permettre comme coût total. Toutefois, les résultats illustrés sur la figure ne peuvent pas être décisifs dans le choix de la configuration, puisqu'il en manque la variation du paramètre $LPSP$ qui décide de la fiabilité du système hybride. Il faudra donc recourir à d'autres figures ou tableaux qui exposeraient la variation du $LPSP$.

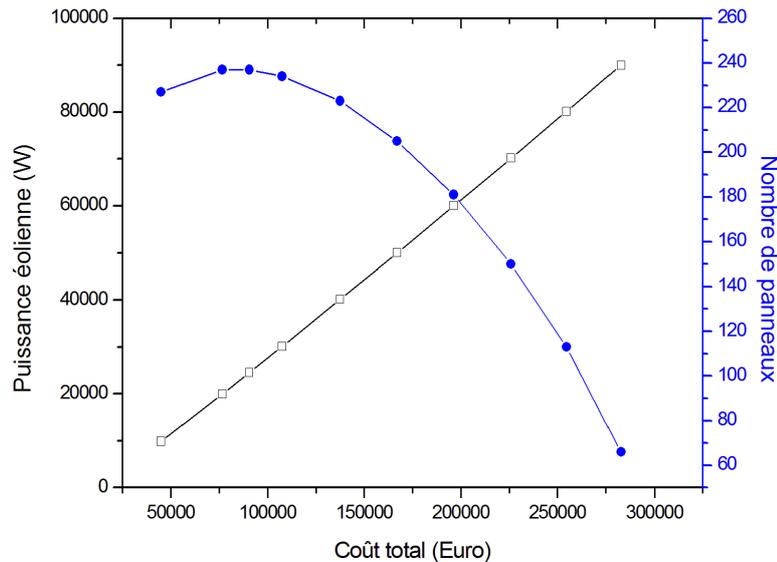


FIGURE 3.6 – Variation des puissances éolienne et photovoltaïque en fonction du coût total en €. Les résultats représentent le cas du site d'Adrar pour 3 jours d'autonomie et une profondeur de décharge égale à 0.40.

C'est dans cet esprit que nous présentons dans le tableau (3.6) la variation des paramètres suivants : $LPSP$ minimale, coût total du système hybride, puissance éolienne, nombre de panneaux et nombre de batteries en fonction du paramètre t_{mf} (meilleur fit) pour le site d'Adrar, pour une seule journée d'autonomie $n_{ja} = 1$ et une profondeur de décharge $DoD = 0.4$. Les valeurs de $LPSP$ minimum varient entre 0.129 et 0.068, ce qui représente une fiabilité non acceptable, puisque la valeur désirée est fixée (par le concepteur) à 0.01. D'autre part, le coût total du système augmente avec l'augmentation de la puissance éolienne. Aussi, le nombre de panneaux augmente avec t_{mf} alors que le nombre de batteries diminue. Pour pouvoir interpréter ces résultats, nous devons voir les tableaux (3.7) et (3.8), illustrant les résultats pour des nombres de jours d'autonomie $n_{ja} = 3$ et $n_{ja} = 5$, respectivement, pour le même site (Adrar) et pour la même profondeur de décharge $DoD = 0.4$. En effet, le $LPSP$ diminue lorsque le nombre de jours d'autonomie augmente. On obtient une valeur nulle de $LPSP$ pour $n_{ja} = 5$ (système parfaitement fiable). A partir de ces tableaux, il est possible au concepteur du système hybride de choisir une configuration de moindre coût 45051 € pour cinq jours d'autonomie avec une puissance éolienne réduite 9.8 kW, un nombre de panneaux égal à 227 et 54 batteries. Comme il peut aussi choisir une configuration avec un coût légèrement élevé mais avec un nombre réduit de panneaux qui répond à la contrainte d'une surface disponible insuffisante au

montage d'un nombre élevé de panneaux. Un autre choix de configuration peut se présenter et qui tient compte du fait que la technologie des éoliennes, surtout pour des puissances moyennes, devient accessible aux constructeurs particuliers avec diminution du coût dans le proche avenir. Cela est dû au fait que la technologie des éoliennes est plus accessible et moins sophistiquée que celle utilisée dans la fabrication des panneaux photovoltaïques.

Meilleur fit	LPSP (min)	Coût (€)	Puissance éolienne (kW)	Nombre de panneaux	Nombre de batteries
0-0.1	0.129	282652.70	90.023	66	16
0.1-0.2	0.072	254629.60	80.132	113	14
0.2-0.3	0.068	241813.60	75.665	130	13
0.3-0.4	0.069	198727.80	61.540	134	13
0.4-0.5	0.072	144307.80	43.760	135	13
0.5-0.6	0.076	107716.10	31.818	134	13
0.6-0.7	0.079	83660.25	23.940	136	13
0.7-0.8	0.084	65588.28	17.962	141	13
0.8-0.9	0.092	47762.00	12.127	142	13
0.9-1.0	0.111	31426.62	6.729	146	13

TABLE 3.6 – Résultats du paramètre t_{mf} , la probabilité LPSP, le coût total, la puissance éolienne, le nombre de panneaux et le nombre de batteries pour $n_{ja} = 1$ et un $DoD = 0.4$ dans le site de Adrar.

Meilleur fit	LPSP (min)	Coût (€)	Puissance éolienne (kW)	Nombre de panneaux	Nombre de batteries
0.0-0.1	0.0398	282681.20	90.023	66	46
0.1-0.2	0.0070	254654.30	80.132	113	40
0.2-0.3	0.0011	225988.20	70.179	150	37
0.3-0.4	0.00049	196377.80	60.022	181	34
0.4-0.5	0.000277	167003.10	50.050	205	33
0.5-0.6	0.000128	137546.70	40.151	223	32
0.6-0.7	0.000076	107508.50	30.164	234	32
0.7-0.8	0.000045	90561.75	24.585	237	32
0.8-0.9	0.000058	76485.52	19.988	237	32
0.9-1.0	0.000661	45030.77	9.886	227	32

TABLE 3.7 – Résultats des paramètres t_{mf} , la probabilité LPSP, le coût total, la puissance éolienne, le nombre de panneaux et le nombre de batteries pour $n_{ja} = 3$ et un $DoD = 0.4$ dans le site de Adrar.

Le tableau (3.9) donne la variation des paramètres suivants : LPSP, coût total du système hybride, puissance éolienne, nombre de panneaux et nombre de batteries en fonction du paramètre t_{mf} (meilleur fit) pour le site de Tlemcen, pour une seule journée d'autonomie $n_{ja} = 1$ et une profondeur de décharge $DoD = 0.6$. Les valeurs de LPSP minimum varient entre 0.230 et 0.200, ce qui représente une fiabilité non acceptable, puisque ces valeurs dépassent la valeur désirée. D'autre part, le coût total du système augmente avec l'augmentation de la puissance éolienne. Aussi, le nombre de panneaux augmente avec t_{mf} alors que le nombre de batteries

Meilleur fit	LPSP (min)	Coût (€)	Puissance éolienne (kW)	Nombre de panneaux	Nombre de batteries
0-0.1	0.016	282709.70	90.023	66	76
0.1-0.2	0.000636	254680.00	80.132	113	67
0.2-0.3	0.00	250198.20	78.567	119	66
0.3-0.4	0.00	225477.50	69.995	151	61
0.4-0.5	0.00	195746.50	59.799	182	57
0.5-0.6	0.00	166279.80	49.799	206	55
0.6-0.7	0.00	136766.00	39.883	224	54
0.7-0.8	0.00	106714.90	29.896	235	53
0.8-0.9	0.00	76505.47	19.989	237	53
0.9-1.0	0.00	45051.68	9.886	227	54

TABLE 3.8 – Résultats du paramètres t_{mf} , la probabilité LPSP, le cout total, la puissance éolienne, le nombre de panneaux et le nombre de batteries pour $nja = 5$ et un $DoD = 0.4$ dans le site de Adrar.

diminue. La comparaison des tableaux (3.9), (3.10) et (3.11) illustrant les résultats pour des nombres de jours d'autonomie $nja = 1$, $nja = 3$ et $nja = 5$, respectivement, pour le même site (Tlemcen) et pour la même profondeur de décharge $DoD = 0.6$ montre que le $LPSP$ diminue lorsque le nombre de jours d'autonomie augmente. On obtient une valeur de $LPSP$ très proche du zéro pour $nja = 5$. Le tableau (3.12) illustre la variation des mêmes paramètres présentés ci-dessus pour le même site (Tlemcen) pour un nombre de jours d'autonomie $nja = 5$ et une profondeur de décharge $DoD = 0.4$. Les valeurs de la probabilité $LPSP$ minimum varient entre 0.0334 et 0 ; une seule valeur de $LPSP$ n'est pas acceptable car elle dépasse la $LPSP$ désirée, alors que les autres valeurs vérifient la condition $LPSP \leq LPSP_{désirée}$.

On remarque que le nombre de batteries dans le tableau (3.12) a connu une diminution par rapport au tableau (3.11) car la capacité qu'on peut retirer d'une batterie possédant un $DoD = 0.4$ est plus importante qu'une batterie qui possède un $DoD = 0.6$.

Meilleur fit	LPSP (min)	Coût (€)	Puissance éolienne (kW)	Nombre de panneaux	Nombre de batteries
0.0-0.1	0.226	283184.10	90.011	77	22
0.1-0.2	0.200	263666.20	83.147	108	19
0.2-0.3	0.202	225541.60	70.032	151	18
0.3-0.4	0.201	208323.30	64.191	165	18
0.4-0.5	0.201	195890.10	59.999	173	18
0.5-0.6	0.202	165908.00	49.969	188	18
0.6-0.7	0.204	135381.90	39.868	197	18
0.7-0.8	0.221	105097.10	29.967	197	18
0.8-0.9	0.215	73755.23	19.880	188	18
0.9-1.0	0.230	42166.67	9.995	161	19

TABLE 3.9 – Résultats du paramètres t_{mf} , la probabilité LPSP, le cout total, la puissance éolienne, le nombre de panneaux et le nombre de batteries pour $nja = 1$ et un $DoD = 0.6$ dans le site de Tlemcen.

La figure (3.7) illustre l'évolution de $LPSP$ avec le paramètre t_{mf} pour trois nombres de

Meilleur fit	LPSP (min)	Coût (€)	Puissance éolienne (kW)	Nombre de panneaux	Nombre de batteries
0.0-0.1	0.0903	283224.00	90.011	77	64
0.1-0.2	0.0294	254764.60	80.045	120	55
0.2-0.3	0.00885	225574.80	70.032	151	53
0.3-0.4	0.00460	196407.00	60.161	173	53
0.4-0.5	0.00353	166524.50	50.163	188	52
0.5-0.6	0.00321	139330.10	41.157	196	52
0.6-0.7	0.00321	135414.20	39.868	197	52
0.7-0.8	0.00361	105129.40	29.967	197	52
0.8-0.9	0.0052	73788.48	19.880	188	53
0.9-1.0	0.0193	42200.87	9.995	161	55

TABLE 3.10 – Résultats du paramètres t_{mf} , la probabilité LPSP, le cout total, la puissance éolienne, le nombre de panneaux et le nombre de batteries pour $nja = 3$ et un $DoD = 0.6$ dans le site de Tlemcen.

Meilleur fit	LPSP (min)	Coût (€)	Puissance éolienne (kW)	Nombre de panneaux	Nombre de batteries
0.0-0.1	0.0568	283263.90	90.011	77	106
0.1-0.2	0.0125	254799.70	80.045	120	92
0.2-0.3	0.00188	225609.00	70.032	151	89
0.3-0.4	0.000958	196440.20	60.161	173	88
0.4-0.5	0.00064	166557.70	50.163	188	87
0.5-0.6	0.000574	146426.00	43.488	194	87
0.6-0.7	0.00059	135446.50	39.868	197	86
0.7-0.8	0.00079	105161.70	29.967	197	86
0.8-0.9	0.00131	73821.73	19.880	188	88
0.9-1.0	0.00833	42236.02	9.995	161	92

TABLE 3.11 – Résultats du paramètres t_{mf} , la probabilité LPSP, le cout total, la puissance éolienne, le nombre de panneaux et le nombre de batteries pour $nja = 5$ et un $DoD = 0.6$ dans le site de Tlemcen.

jours d'autonomie : $nja = 1, 3, 5$ pour une valeur de $DoD = 0.4$ pour le site de Tlemcen. Pour un seul jour d'autonomie la valeur de la probabilité $LPSP$ dépasse la valeur désirée pour toutes les valeurs de t_{mf} . L'allure de $LPSP$ diminue en augmentant le nja . En effet, pour $nja = 3$, nous avons obtenu 7 valeurs acceptables de la LPSP alors que pour $nja = 5$ il n'y a qu'une seule valeur qui dépasse la $LPSP_{désirée}$. Nous représentons dans la figure (??) la variation de $LPSP$ avec le paramètre t_{mf} pour les nombres de jours d'autonomie : $nja = 1, 3$ et 5 avec une profondeur de décharge $DoD = 0.4$ pour le site d'Adrar. Pour un seul jour d'autonomie la valeur de $LPSP$ est non acceptable pour toutes les valeurs de t_{mf} , pour $nja = 3$ et $nja = 5$, nous avons obtenu 9 valeurs acceptables de la LPSP. Ces résultats prouvent qu'en augmentant le nja , le $LPSP$ diminue, et partant une meilleure fiabilité du système.

La variation du nombre de batteries selon le nombre de jours d'autonomie pour des valeurs de profondeur de décharge $DoD = 0.4, 0.5$ et 0.6 pour les deux sites étudié (Tlemcen et Adrar) avec un cout minimum est illustrée dans la figure (3.9). Pour les deux sites, le nombre de batteries

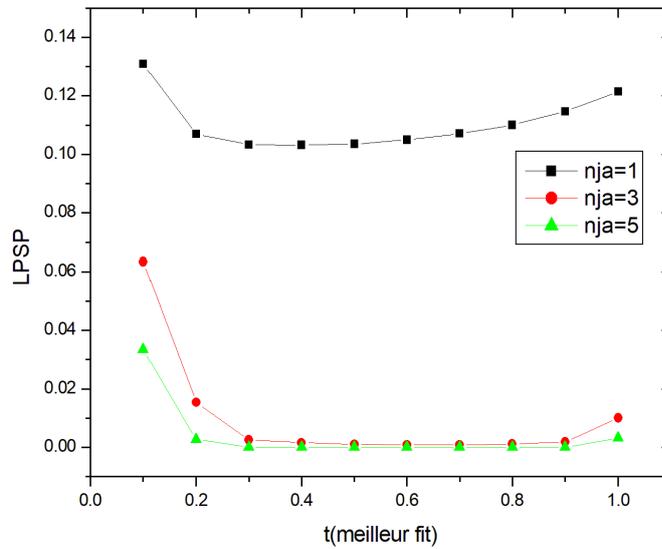


FIGURE 3.7 – Variation de la probabilité LPSP avec le paramètre t_{mf} pour trois différents nombres de jours d'autonomie ($nja = 1, 3, 5$) avec un $DoD = 0.4$ pour le site de Tlemcen.

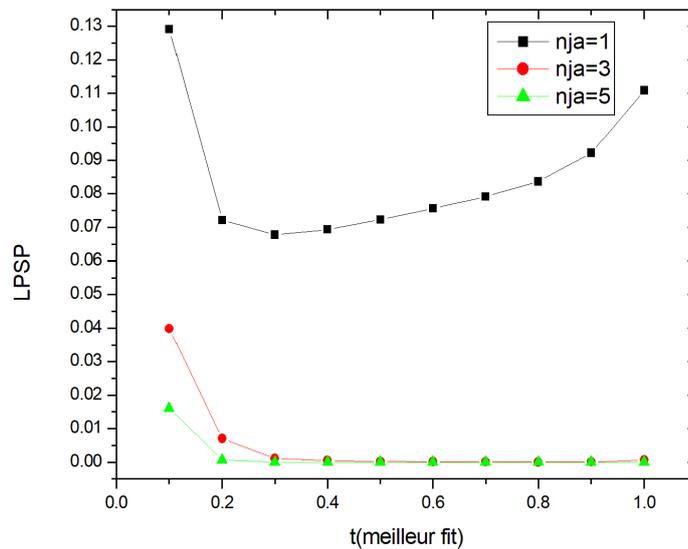


FIGURE 3.8 – Variation de la probabilité LPSP avec le paramètre t_{mf} pour trois différents nombres de jour d'autonomie ($nja = 1, 3, 5$) avec un $DoD = 0.4$ pour le site de Adrar.

Meilleur fit	LPSP (min)	Coût (€)	Puissance éolienne (kW)	Nombre de panneaux	Nombre de batteries
0.0-0.1	0.0334	283230.70	90.011	77	71
0.1-0.2	0.00269	254770.30	80.045	120	61
0.2-0.3	0.00	229509.30	71.371	147	59
0.3-0.4	0.00	225214.10	69.907	151	59
0.4-0.5	0.00	195929.10	59.999	173	59
0.5-0.6	0.00	165946.00	49.969	188	58
0.6-0.7	0.00	135419.90	39.868	197	58
0.7-0.8	0.00	105135.10	29.967	197	58
0.8-0.9	0.00	73794.18	19.880	188	59
0.9-1.0	0.00314	42206.57	9.995	161	61

TABLE 3.12 – Résultats du paramètres t_{mf} , la probabilité LPSP, le cout total, la puissance éolienne, le nombre de panneaux et le nombre de batteries pour $nja = 5$ et un $DoD = 0.4$ dans le site de Tlemcen.

augmente avec le nja pour toutes les valeurs de DoD , et en même temps, le nombre de batteries devient plus grand en prenant une valeur de profondeur de décharge plus importante, ce qui est logique car la capacité qu'une batterie peut délivrer a diminué. Nous remarquons bien que les allures du nombre de batteries pour les différents DoD pour Tlemcen sont différentes par rapport à celle de Adrar. En fait, les allures pour Adrar sont plus importantes. Cela se manifeste par un besoin de stockage moins important pour Adrar, donc une production en énergie des ressources renouvelables plus importante. Nous expliquons cette différence par les différentes conditions météorologiques et géographiques dans les deux sites (il est indiqué déjà que Adrar est plus venté et plus ensoleillé que Tlemcen). La variation du nombre de batteries selon le

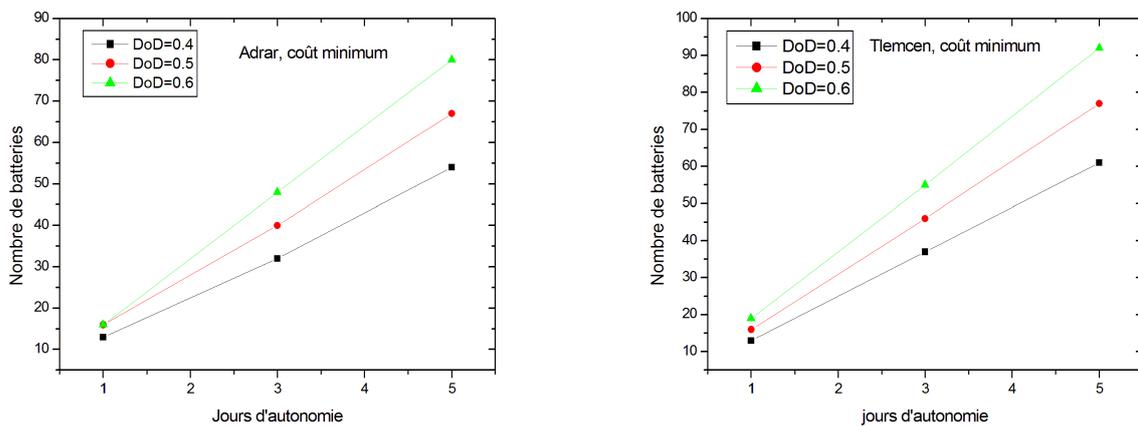


FIGURE 3.9 – Variation du nombre de batteries avec le nombre de jours d'autonomie pour les trois valeurs de DoD (0.4, 0.5, 0.6) pour le site de Adrar (à gauche) et Tlemcen (à droite) en prenant un coût minimum.

nombre de jours d'autonomie pour des valeurs de profondeur de décharge $DoD = 0.4, 0.5$ et 0.6 pour les deux sites étudiés (Tlemcen et Adrar) avec LPSP minimum est illustrée dans la figure (3.10). Pour les deux sites, le nombre de batteries augmente avec le nja pour toutes les valeurs de DoD . En même temps, le nombre de batteries devient plus grand en prenant une valeur

de profondeur de décharge plus importante, ce qui semble normal, puisque la capacité qu'une batterie peut délivrer diminue en prenant une valeur de DoD plus élevée. Nous observons que les allures du nombre de batteries pour les différents DoD pour Tlemcen sont différentes par rapport à celles de Adrar. Les allures pour Adrar sont plus importantes, ce qui se traduit par un besoin de stockage moins important pour Adrar, donc une production en énergie des ressources renouvelables plus importante.

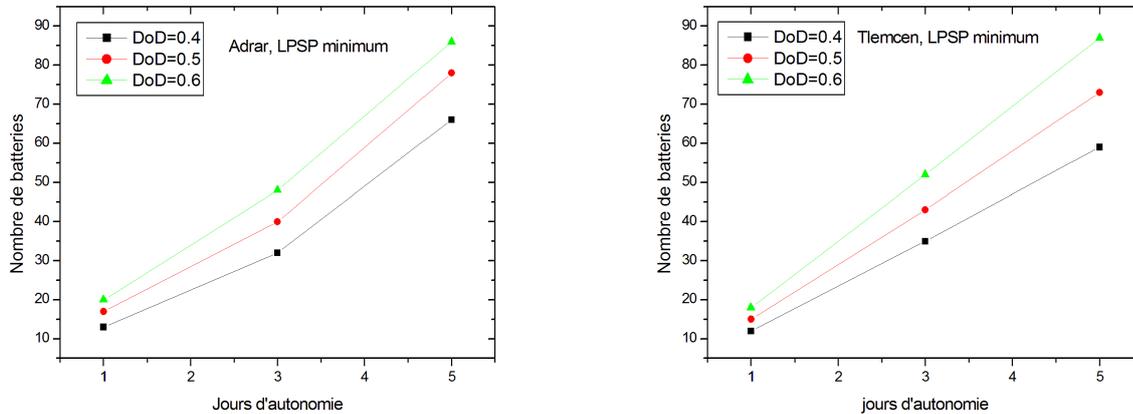


FIGURE 3.10 – Variation du nombre de batteries avec le nombre de jours d'autonomie pour les trois valeurs de DoD (0.4, 0.5, 0.6) pour le site de Adrar (à gauche) et Tlemcen (à droite) en prenant une valeur de LPSP minimum.

5 Conclusion

Ce dernier chapitre a été consacré à la présentation des résultats obtenus par simulation d'un dimensionnement d'un système hybride composé de deux sources renouvelables, éolienne et photovoltaïque, avec un système de stockage électrochimique. Ce système doit être capable de fournir l'électricité à une unité administrative faisant partie d'une société, dans deux différentes régions se situant en Algérie, la première est dans le nord-ouest à Tlemcen (plateau Lalla Setti), l'autre se situe dans le sud, précisément à Adrar. Les conditions géographiques et météorologiques (vent, température ambiante, gisement solaire) pour chaque région sont utilisées. Le travail de simulation consiste à minimiser la différence d'énergie entre la charge et la production d'énergies photovoltaïque et éolienne, pour ensuite utiliser la technique *LPSP* pour trouver des configurations (nombre de panneaux PV, puissance éolienne, nombre de batteries, coût total du système, la probabilité LPSP et le paramètre t_{mf}) qui varient selon le critère mis le plus en valeur : coût minimum, fiabilité élevée (*LPSP* minime) ou encore le type d'énergie renouvelable privilégié. Les résultats obtenus permettent au concepteur de systèmes hybrides une large panoplie de choix de configurations, selon ses besoins, mais aussi selon les contraintes imposées par différentes situations : surface insuffisante pour montage de panneaux, accessibilité à la technologie éolienne au détriment de la technologie du photovoltaïque, etc. Les résultats ont montré aussi qu'en augmentant le nombre de jours d'autonomie, la fiabilité du système hybride augmente.

Bibliographie

- [1] <http://www.soda-pro.com/web-services/radiation/helioclim-3-archives-for-free>, mai 2022.
- [2] A. Kerboua et al., **Optimal sizing of a hybrid system for supplying the administrative unit of a limited liability company in ALGERIA by using Particle swarm optimization**, 8th Global Congress on Renewable Energy and Environment (ESWAE-2020)
- [3] Voir site : https://www.energiesdouce.com/index.php?controller=attachment&id_attachment=381, juillet 2022
- [4] M.A. Ben Lakehal et Y. Amoura, **Dimensionnement optimal par essaim particulaire et par algorithme génétique d'un système énergétique hybride pour l'alimentation du bloc administratif de la SARL Boublenza**, Mémoire de master (2020).
- [5] Arnaud Delaille, **Développement de méthodes d'évaluation de l'état de charge et de l'état de santé des batteries utilisées dans les systèmes photovoltaïques**, Thèse (2006).
- [6] Voir site : <https://www.solaris-store.com>, mai 2022
- [7] S.A. Derai et A. Kaabeche, **Modélisation et dimensionnement d'un système hybride Eolien/ Photovoltaïque autonome**, Revue des Energies Renouvelables Vol. 19 N°2 265-276 (2016).
- [8] S. Diaf et al., **Technical and economic assessment of hybrid photovoltaic/wind system with battery storage in Corsica island**, Energy Policy 36 743–754 (2008).

Conclusion générale et perspectives :

Le présent travail a été consacré au dimensionnement d'un système hybride combinant deux sources d'énergie renouvelables, à savoir le photovoltaïque et l'éolien, avec un système de stockage électrochimique (batteries) pour deux sites d'Algérie : Tlemcen et Adrar. Il a été jugé utile qu'un passage en revue des différents types de méthodes de dimensionnement des systèmes hybride soit élaboré, afin de mieux comprendre les enjeux scientifiques, économiques et sociales que génère l'avènement des nouvelles sources d'énergie renouvelables dans la paysage énergétique mondiale, mais aussi dans la vie quotidienne des populations. L'étude technique commence par l'utilisation de la méthode des moindres carrées (least squares method) en vue de minimiser la différence d'énergie, sur une année complète (2004), entre la charge (consommation en électricité) et la production d'énergie par le système hybride. La procédure donne un paramètre t_{mf} appelé meilleur fit pouvant avoir plusieurs valeurs entre 0 et 1. Nous avons montré qu'il est possible de choisir, à partir des valeurs de t_{mf} , la part de chaque type de source d'énergie dans le système hybride. Ensuite, la technique *LPSP* est utilisée pour chercher les meilleures configurations en terme de coût et de fiabilité après que le système de stockage soit introduit. La particularité de cette démarche réside dans le fait que le paramètre décisif dans le choix d'une configuration n'est plus le coût total du système minimum, à lui seul, puisque ladite démarche considère que le concepteur d'un système hybride peut choisir un système avec un coût légèrement élevé du moment que celui-ci lui permet de privilégier un type d'énergie renouvelable sur un autre. Ce choix est dicté parfois par des contraintes objectives : surface insuffisante de montage de panneaux, accessibilité à la technologie des éoliennes, ou encore impossibilité d'installer une éolienne à cause du bruit à risque sur la santé des riverains, etc. L'étude fournit donc cette possibilité de choix en élaborant des tableaux récapitulatifs qui permettent une meilleure visibilité des différences entre configurations à travers les valeurs des paramètres pertinents : Le LPSP, le coût total, la puissance éolienne, le nombre de panneaux et le nombre de batteries en fonction du meilleur fit t_{mf} . Les résultats obtenus montrent aussi que le nombre de jours d'autonomie élevé (5 jours) est à même d'augmenter la fiabilité du système, mais non sans augmentation du coût total du système.

Comme perspectives, il serait utile d'appliquer la méthode des moindres carrées pour minimiser la différence d'énergie entre la consommation et la production, mais cette fois ci en introduisant d'emblée l'énergie de stockage dans le compte des énergies (en tant que consommation pour la charge et comme production pour la décharge). L'application des méthodes de l'intelligence artificielle dans le dimensionnement des systèmes hybrides est aussi à prévoir.