

REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE

الجمهورية الجزائرية الديمقراطية الشعبية

MINISTERE 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'études

Pour l'obtention du diplôme d'Ingénieur

Filière : **Electrotechnique**
Spécialité : **Energie et Environnement**

Présenté par :
BENTRAR Mohamed
CHAUCHE Hibet Errahmen

Thème

**Dimensionnement optimal
d'un système énergétique hybride
"solaire-éolien-batteries" utilisant
la technique "LPSP"**

Soutenu publiquement, le 12 / 07 / 2021, 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	Co- Directeur de mémoire
Mr F.Boukli Hacène	MCA	ESSA. Tlemcen	Examinateur
Mme. M. Bouchaour	MCA	Univ. Tlemcen	Examinatrice

Année universitaire : 2020/2021

Abréviations

PV : Photovoltaïque

EnR : Énergies renouvelables

RE : Renewable Energy

MENA : Middle East and North Africa

FF : Fill Factor (facteur de remplissage)

PDD : Profondeur de décharge

DOD : Depth Of Discharge

EDC : État de charge

SOC : State Of Charge

CC : Courant continu

CA : Courant alternatif

LPSP : Probabilité de perte de la puissance d'alimentation (Loss of Power Supply Probability)

NOCT : Température nominale de fonctionnement de cellule (Nominal Operating Cell Temperature)

Résumé

Les réserves limitées d'énergies fossiles et la pollution entraînée par les gaz produits ouvrent la voie à des sources d'énergie renouvelables (EnR) alternatives et prometteuses telles que les ressources énergétiques solaires et éoliennes. Ces ressources sont fournies gratuitement et respectent l'environnement. Cependant, les EnR sont de nature intermittente. Par conséquent, il est nécessaire de lisser les fluctuations de puissance en stockant l'énergie pendant les périodes de surproduction pour la restituer au réseau lorsque la demande d'énergie devient importante. Dans ce contexte, l'apport envisagé avec ce travail de projet de fin d'étude(PFE) est de contribuer à la modélisation et l'optimisation d'un système hybride pour alimenter aussi bien des sites isolés « énergie de proximité » (campus, village) que des sites étendus tels que des régions sur le territoire national algérien à travers leur interconnexion. Une méthode de dimensionnement optimal d'un générateur photovoltaïque, d'un générateur éolien et d'un banc de batteries dans un système hybride de production énergie hybride (éolienne -photovoltaïque) entièrement autonome est utilisée.

Pour une charge donnée et une probabilité de perte d'énergie, une étude économique avec comme critère le prix le plus bas du système a été faite. Ladite étude nous permet de trouver le nombre optimal de batteries, de modules photovoltaïques et d'éolienne nécessaire pour satisfaire la charge.

Abstract

The limited reserves of fossil fuels and the pollution caused by the gases produced pave the way for alternative and promising renewable energy sources (RE) such as solar and wind energy resources. These resources are provided free of charge and respect the environment. However, REs are intermittent in nature. Therefore, it is necessary to smooth power fluctuations by storing energy during periods of overproduction to return it to the grid when the energy demand becomes high. In this context, the contribution envisaged with this end of study project work (PFE) is to contribute to the modeling and optimization of an hybrid system to supply both isolated “local energy” sites (campus, village) as extensive sites such as remoted regions in the algerian territory through their interconnection. An optimal sizing method of the photovoltaic generator and wind generator, of the battery bank in a fully autonomous hybrid energy production system (wind-photovoltaic) is used. For a given load and a probability of energy loss under the lowest system price criterion, the optimal number of batteries and photovoltaic modules has been calculated. A complete technical and economic analysis to study the feasibility of the system is done.

ملخص

إن الاحتياطات المحدودة من الوقود الأحفوري والتلوث الناجم عن الغازات المنتجة يمهدان الطريق لمصادر الطاقة المتجددة البديلة مثل مصادر الطاقة الشمسية وطاقة الرياح. يتم توفير هذه الموارد مجاناً مع الحفاظ على البيئة. ومع ذلك ، فإن مصادر الطاقة المتجددة متقطعة بطبيعتها. لذلك ، من الضروري تسيير الطاقة من خلال تخزينها خلال فترات الإنتاج الزائد لإعادتها إلى الشبكة عندما يصبح الطلب عليها مرتفعاً.

في هذا السياق ، تتمثل المساهمة المتوخاة في نهاية عمل مشروع التخرج نمذجة وتحسين نظام طاقة هجينة الذي يتكون من نظام للتخزين متمثل في البطاريات ومنظومة للألواح الشمسية وتربينات الرياح لتزويد المناطق المعزولة والغير المزودة بشبكة الكهرباء.

تم حساب العدد الأمثل للبطاريات والوحدات الكهروضوئية لحمولة معينة واحتمال فقد الطاقة بموجب معيار أدنى لسعر النظام و كذا اجراء تحليل تقني واقتصادي كامل لدراسة جدوى النظام .

À mes chers parents.

À ma sœur et mes frères.

À mes tantes Bahia et Fatma.

Hibet Errahman

J

e dédie ce travail :

- à ma mère et mon père pour tous les sacrifices qu'ils ont faits pour moi, pour leur soutien durant mon travail.
- à mes sœurs, je leur souhaite une vie pleine de succès et de réussite
- à toute ma famille, petite et grande
- à tous mes enseignants depuis le primaire jusqu' à maintenant
- Enfin, à tous ceux qui m'ont aidé de près ou de loin dans ce travail.

BENTRAR MOHAMED

Remerciements

C'est très simple, en se basant sur la traduction d'une parole du Prophète Mohammed (que la prière d'Allah et son salut soient sur lui) qui disait : **Celui qui ne remercie pas les gens, ne remercie pas Allah.**

Alors, nous sommes très heureux de trouver sur cette page l'occasion de rendre hommage et de remercier tous ceux qui ont participé à notre grande aventure scientifique et à notre succès.

Tout d'abord, nous aimerions exprimer notre profonde gratitude à monsieur Mebrouki Mohamed (encadreur) et à monsieur Kerboua Abdelfatah (co encadreur) de ce travail pour nous avoir donné le souffle de vie, la force, leur esprit critique, leur soutien et leurs conseils ainsi que l'intelligence nécessaire pour accomplir ce mémoire.

Nous voudrions aussi remercier également les membres du jury madame I. Bousmaha, madame M. Bouchaour et monsieur F. Boukli-Hacène qui nous rendent honneur en acceptant d'examiner notre modeste travail. Leur présence, l'intérêt qu'ils portent à notre projet, les conseils et les remarques qu'ils nous apporteront ne pourraient qu'enrichir ce travail. Enfin, nous remercions tous ceux 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 Généralités sur le système hybride photovoltaïque-éolien	3
1 Introduction	3
2 Généralités sur le système photovoltaïque	3
2.1 Potentiel solaire	3
2.2 Cellule photovoltaïque	4
2.3 Principe de fonctionnement	4
2.4 Paramètres physiques d'une cellule solaire	5
2.5 Différents types de modules solaires :	10
2.6 Association de cellules	11
2.7 Utilisation d'un générateur photovoltaïque	12
3 Généralités sur les systèmes éoliens	12
3.1 Le vent	13
3.2 Gisement éolien en Algérie	13
3.3 Définition d'une éolienne	13
3.4 Configurations des aérogénérateurs	15
3.5 Puissance électrique fournie par un aérogénérateur	18
3.6 Générateur à aimant permanent	20
3.7 Courbe de puissance	21
4 Accumulateurs	22
4.1 Principe de fonctionnement	22
4.2 Caractéristiques d'une batterie d'accumulateurs	22
5 Système énergétique hybride	24
5.1 Définition	24
5.2 Enjeux des systèmes hybrides	24
5.3 Différentes combinaisons majeures d'un système hybride	24
6 Conclusion	25
Bibliographie	27

2	Modèle d'optimisation du système hybride	29
1	Introduction	29
2	Modélisation du générateur photovoltaïque	29
3	Courbe de puissance d'un générateur éolien	30
4	Modélisation du système de stockage par les batteries	31
4.1	Premier scénario :	32
4.2	Deuxième scénario :	32
5	Méthode de dimensionnement du système hybride	33
5.1	Description de la méthode LPSP	33
5.2	Modèle économique	34
6	Conclusion	35
	Bibliographie	39
3	Résultats et discussion	41
1	Introduction :	41
2	Données météorologiques des deux sites et profil de la charge à alimenter	41
3	Paramètres physiques, techniques et économiques du système hybride	43
4	Résultats et discussion	44
5	Conclusion	49
	Bibliographie	51
	Conclusion générale et perspectives :	53

Liste des figures

1. Figure (1.1) Carte du potentiel solaire en Algérie.
2. Figure (1.2) Principe de fonctionnement d'une cellule photovoltaïque.
3. Figure (1.3) Schéma électrique équivalent.
4. Figure (1.4) a) caractéristique courant-tension $I = f(V)$ et b) caractéristique puissance-tension $P = g(V)$ d'une cellule photovoltaïque.
5. Figure (1.5) Point de fonctionnement à puissance maximum d'une cellule photovoltaïque.
6. Figure (1.6) Détermination graphique du facteur de remplissage (Fill factor).
7. Figure (1.7) Cellule photovoltaïque à base de silicium monocristallin.
8. Figure (1.8) Cellule photovoltaïque à base de silicium polycristallin.
9. Figure (1.9) Cellule photovoltaïque à base de silicium amorphe
10. Figure (1.10) Association des cellules solaires
11. Figure (1.11) Atlas de la vitesse moyenne du vent de L'Algérie estimée à 10 m du sol.
12. Figure (1.12) Champ d'éoliennes à axe horizontal.
13. Figure (1.13) Principaux organes du syst de conversion éolien.
14. Figure (1.14) Champs d'éoliennes de type onshore (à gauche) et offshore (à droite)
15. Figure (1.15) Composantes principales d'une éolienne.
16. Figure (1.16) éolienne de type Darrieus (Wind Wall).
17. Figure (1.17) Turbine de type : Darrieus classique, Darrieus (type H) et Savonius .
18. Figure (1.18) éolienne sans pales.
19. Figure (1.19) Hydroliennes.
20. Figure (1.20) Tube de courant autour d'une éolienne.
21. Figure (1.21) Coefficient de puissance C_p .
22. Figure (1.22) Loi de commande optimale d'une éolienne à vitesse variable.
23. Figure (1.23) Convention générateur, récepteur.
24. Figure (1.24) Architecture de la configuration à bus CC.
25. Figure (1.25) Architecture de la configuration à bus CA.
26. Figure (1.26) Architecture de la configuration à bus CA/CC
27. Figure (2.1) Loi de commande optimale d'une éolienne à vitesse variable.
28. Figure (2.2) Organigramme global de l'algorithme de dimensionnement.
29. 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)

30. 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)
31. 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)
32. Figure (3.4) Profil de la charge à approvisionner d'énergie
33. Figure (3.5) Variation de la puissance photovoltaïque optimale pour une puissance éolienne donnée pour une fiabilité totale du syst ($LPSP = 0.0$) pour les deux sites sélectionnés (3 jours d'autonomie)
34. Figure (3.6) Variation de la puissance photovoltaïque optimale pour une puissance éolienne donnée pour une fiabilité totale du syst ($LPSP = 0.0$) pour les deux sites sélectionnés (5 jours d'autonomie).
35. Figure (3.7) Variation de la puissance photovoltaïque optimale pour une puissance éolienne donnée pour différentes valeurs de degré de fiabilité du syst ($LPSP = 0.0, 0.01, 0.05$) pour le site de Tlemcen (3 jours d'autonomie).
36. Figure (3.8) Variation de la puissance photovoltaïque optimale pour une puissance éolienne donnée pour différentes valeurs de degré de fiabilité du syst ($LPSP = 0.0, 0.01, 0.05$) pour le site d'Adrar (3 jours d'autonomie).
37. Figure (3.9) Variation de la puissance photovoltaïque en fonction de LPSP pour différentes valeurs de la puissance éolienne pour le site de Tlemcen (3 jours d'autonomie).
38. Figure (3.10) Variation de la puissance photovoltaïque en fonction de LPSP pour différentes valeurs de la puissance éolienne pour le site d'Adrar (3 jours d'autonomie).

Liste des tableaux

1. Tableau (2.1) Potentiel solaire en Algérie
2. Tableau (1.2) Classification des turbines éoliennes selon la puissance.
3. Tableau (2.1) Les équations régissant les différentes approximations.
4. Tableau (3.1) Données géographiques pour les sites sélectionnés.
5. Tableau (3.2) Paramètres physiques pour la modélisation du générateur photovoltaïque
6. Tableau (3.3) Paramètres physiques pour la modélisation du générateur éolien
7. Tableau (3.4) Paramètres physiques pour la modélisation de l'état de charge des batteries
8. Tableau (3.5) Paramètres techniques des composants du système.
9. Tableau (3.6) Paramètres économiques des composants du système.
10. Tableau (3.7) Coût optimal en Euro (€) du syst hybride (PV/éolien) avec batteries de stockage pour différentes valeurs de LPSP pour le site de Tlemcen (3 jours d'autonomie).
11. Tableau (3.8) Coût optimal en Euro (€) du système hybride (PV/éolien) avec batteries de stockage pour différentes valeurs de LPSP pour le site d'Adrar (3 jours d'autonomie)

Introduction générale

Face à l'explosion démographique planétaire et au développement industriel, la consommation des combustibles fossiles augmente avec l'augmentation de la demande d'énergie, qui domine la consommation énergétique mondiale et est en forte croissance. En effet, celle-ci a augmenté de 11 % entre 1970 et 2000, et devrait encore augmenter de 30 à 40 % d'ici 2030 [1]. L'électricité d'aujourd'hui est la forme d'énergie la plus facile à exploiter ; mais avant d'être consommée, celle-ci doit être généralement produite dans des unités de production de forte puissance, puis acheminée par le réseau de transport, puis distribuée à chaque consommateur. D'autre part, les sites isolés ou éloignés du réseau sont alimentés par de petites centrales de production constituées généralement d'un groupe diesel et d'un réseau de distribution local sans réseau de transport.

Aujourd'hui, nous dépendons principalement des combustibles fossiles non renouvelables, qui ont été et continueront d'être la principale cause de pollution et de changement climatique. Par conséquent, les émissions de gaz à effet de serre sont l'un des effets secondaires indésirables des combustibles fossiles. Dans le contexte d'un développement durable, face au double enjeu mondial du risque de pénurie en matière fossile et de son impact sur le changement climatique, les gouvernements qui se sont engagés dans le protocole de Kyoto doivent donc intensifier leurs actions dans le domaine de la production d'énergie propre [2].

Ces dernières années, les énergies renouvelables ont fait l'objet d'une attention renouvelée. La principale raison de cette prospérité se cache derrière la prédiction de l'épuisement des sources d'énergie conventionnelles de la terre : le carburant, le gaz naturel, le charbon et même l'uranium. En revanche, les sources d'énergie renouvelables sont considérées comme inépuisables à l'échelle humaine puisqu'elles utilisent des flux d'énergie naturels provenant du soleil ou de la biomasse. Une autre raison du développement des énergies renouvelables est la répartition inégale de l'énergie conventionnelle sur la terre, couplée à une consommation inégale. Ainsi, une partie considérable des êtres humains n'a pas accès à l'électricité (environ 22% soit 1,5 milliard de personnes). Les besoins en électricité de ces personnes peuvent être satisfaits par la production d'électricité distribuée fournie par des systèmes d'énergie renouvelable [3, 4].

Ces dernières années, le développement et l'utilisation des énergies renouvelables ont connu une forte croissance. Désormais, tout système énergétique durable reposera sur une utilisation rationnelle des énergies traditionnelles et un recours accru aux énergies renouvelables. Pour ce faire, de nombreux laboratoires de recherche dans le domaine du développement durable ont initié de nombreux travaux de recherche qui visent, d'une part, à trouver des moyens de répondre à la demande de la consommation d'énergie, et d'autre part, à réduire l'impact négatif des ressources fossiles sur l'environnement [5].

Les principales sources d'énergie renouvelables sont l'énergie solaire (énergie transportée par le rayonnement solaire), l'énergie éolienne, l'énergie hydrolenne (ces éoliennes sous-marines utilisent les courants océaniques pour produire de l'électricité), l'énergie de la biomasse, l'énergie géothermique et l'énergie hydroélectrique.

Les systèmes de production à base d'énergies renouvelables ne sont pas totalement maîtrisés car leur puissance de sortie dépend de la disponibilité de la source principale (vent, soleil) ; ce qui rend problématique leur participation à la gestion du réseau électrique. Ces systèmes sont conçus et gérés de manière à injecter au réseau toute l'énergie disponible. Une installation massive de production de cette nature irrégulière et aléatoire ne peut perdurer du fait de l'impact négatif voire inacceptable sur l'opération du système [5, 4].

En ce qui concerne notre pays l'Algérie, le défi du développement des énergies renouvelables est encore plus important. En fait, ces énergies couvriront de plus en plus probablement la croissance nécessaire et légale des services énergétiques de base dans le développement rural, le logement, la santé, l'éducation et l'industrie à long terme [6]. Ainsi, de par sa situation géographique, l'Algérie a favorisé le développement et la prospérité de l'utilisation de l'énergie solaire et éolienne. En effet, compte tenu de l'importance de l'intensité du rayonnement solaire (169 440 TWh/an), le plus important dans le bassin méditerranéen. Pour être précis, l'énergie éolienne représente l'énorme potentiel de la région sud d'Adrar, et elle fournit une autre extension pour le développement diversifié de notre pays pour produire de l'électricité à partir de sources d'énergie renouvelables dans les prochaines décennies [7].

Le présent mémoire est organisé en trois chapitres. Dans le premier chapitre, nous présenterons des généralités sur les éléments d'un système hybride (photovoltaïque/éolienne) avec un système de stockage avec les différentes configurations.

Le deuxième chapitre présente la modélisation de tous les composants du système hybride dans le but d'analyser le comportement dynamique du système complet face aux variations climatiques, ainsi que les différentes techniques de dimensionnement et d'optimisation technico-économique.

Dans le troisième chapitre, nous présenterons les résultats de dimensionnement optimal du système hybride par une méthode basée sur les données horaires de l'irradiation solaire, de la température ambiante et de la vitesse du vent sur les sites sélectionnés (Tlemcen et Adrar). Pour une charge et une probabilité de perte d'énergie données (LPSP), nous avons déterminé le nombre optimal des modules photovoltaïques et éoliennes ainsi que le nombre de batteries et ce pour une année. Nous terminons notre travail par une conclusion générale, o nous exposerons les principaux résultats obtenus et donnerons des perspectives de travaux futurs.

Chapitre 1

Généralités sur le système hybride photovoltaïque–éolien

1 Introduction

Toutes les études spécialisées s'accordent à signaler que l'environnement sur terre est menacé par l'augmentation des émissions de CO_2 et l'effet de serre qui trouvent leurs origines dans l'utilisation excessive des ressources fossiles (charbon, pétrole, gaz, etc). Cette situation de plus en plus préoccupante a sonné la cloche d'alarme chez les décideurs politiques autour du monde mais aussi chez les chercheurs scientifiques qui s'appliquent à développer des méthodes technologiques d'exploitation d'autres ressources moins polluantes parmi lesquelles les énergies renouvelables telles que les énergies solaire, éolienne, etc.

Depuis, les énergies renouvelables sont devenues une meilleure option alternative aux énergies fossiles : elles sont écologiques, disponibles mais malheureusement de caractère intermittent. D'autres raisons font des énergies renouvelables un objet d'étude de grande importance : la non proportionnalité entre les besoins en énergie qui sont en constante augmentation et la disponibilité des fossiles en diminution permanente. Un autre avantage des énergies renouvelables réside dans la facilité d'approvisionnement en électricité des sites reculés qui nécessitent, par leur éloignement, un investissement considérable pour créer de nouvelles lignes. Tout cela rend les énergies renouvelables une affaire pressante dans la politique énergétique des états.

En effet, l'énergie renouvelable est un terme désignant toute énergie extraite du soleil, du vent, de la chaleur de la terre, de l'eau et même de la biomasse. Contrairement aux combustibles fossiles, l'énergie renouvelable est une énergie aux ressources illimitées. A l'heure actuelle, les sources d'énergie renouvelables telles que l'éolien, le solaire, la biomasse et l'hydroélectricité commencent à concurrencer et même rivaliser avec les sources d'énergie à grande échelle telles que l'énergie fossile et nucléaire, et promettent de devenir des sources primaires dans certaines régions du monde.

Ce premier chapitre est consacré à présenter des généralités sur les différentes sources d'énergies renouvelables.

2 Généralités sur le système photovoltaïque

2.1 Potentiel solaire

Le potentiel solaire est défini comme le rayonnement solaire total reçu par unité de surface d'une zone donnée à un endroit précis à la fois. De par sa situation géographique, l'Algérie

dispose d'un gisement solaire les plus important du monde et en particulier de la région MENA (Middle East and North Africa).

En effet, la durée d'insolation sur la quasi-totalité du territoire national dépasse les 2000 heures annuellement et atteint les 3900 heures (hauts plateaux et Sahara). Ainsi, l'énergie reçue quotidiennement sur une surface horizontale de 1 m^2 est de l'ordre de 5 kWh sur la majeure partie du territoire national, soit près de $1700\text{ kWh/m}^2/\text{an}$ au Nord et $2263\text{ kWh/m}^2/\text{an}$ au sud du pays [7].

A cet effet, le tableau (2.1) résume le potentiel solaire par régions de l'Algérie. Ce même potentiel solaire est illustré sur la carte géographique du territoire algérien présentée sur la figure (1.1).

Régions	Régions côtières	Hauts plateaux	Sahara
Superficie (%)	4	10	86
Durée moyenne d'ensoleillement (heures/an)	2659	3000	3500
Énergie moyenne reçue (Kwh/m2/an)	1700	1900	2650

TABLE 1.1 – Potentiel solaire en Algérie

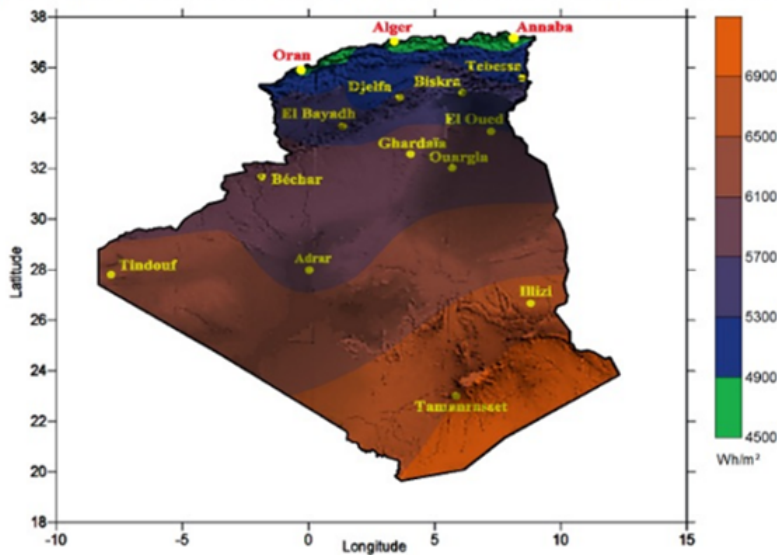


FIGURE 1.1 – Carte du potentiel solaire en Algérie.

2.2 Cellule photovoltaïque

La cellule photovoltaïque est l'élément primordial dans le processus de conversion de l'énergie solaire en électricité. C'est un composant électrique à base de semi-conducteur qui peut convertir l'énergie solaire en énergie électrique grâce à l'effet photovoltaïque. La puissance obtenue est proportionnelle à la puissance incidente et dépend du rendement énergétique de la cellule, laquelle délivre une tension et un courant continu [8].

2.3 Principe de fonctionnement

Une cellule solaire est constituée d'une jonction p-n créée par un ajout d'impuretés (dopage) dans le cristal semi-conducteur. Si les impuretés rajoutées sont des atomes de phosphore (avec

cinq électrons de valence), seuls quatre électrons sont nécessaires pour intégrer l'atome dans la structure cristalline du silicium ; le cinquième électron est mobile et libre. Ainsi, dans cette région du cristal, il existe un excès (une majorité) de charges négatives libres (porteurs de charge majoritaires) et cette région est dite de type n .

D'autre part, en dopant un cristal de silicium par des atomes de bore, qui n'ont que trois électrons de valence ; un électron est toujours manquant pour une liaison complète dans la structure cristalline du silicium. Cet électron peut être "emprunté" aux atomes voisins, de sorte que la place de l'électron manquant est déplacée. Cet électron manquant peut également être vu comme un "trou" avec une charge positive mobile. Il existe donc un excès de trous libres que d'électrons libres dans la région p : Les électrons sont appelés porteurs de charge minoritaires.

En raison des différences de concentration à la "frontière" entre les deux régions, les électrons diffusent dans la région p et les "trous" dans la région n . Par conséquent, un champ électrique dans la jonction autrefois électriquement neutre vient augmenter jusqu'à ce qu'une nouvelle diffusion pratique de porteurs soit évitée par celle-ci.

La lumière (ou le rayonnement solaire) tombant dans le semi-conducteur génère des paires électron-trou-d'électrons, ce qui entraîne une augmentation de la concentration des porteurs de charges minoritaires de plusieurs ordres de grandeur. Ces porteurs de charge diffusent vers la zone de charge d'espace (zone de déplétion) et sont séparés par le champ électrique qui s'y trouve. Entre les contacts du côté n et du côté p , une tension V peut être détectée, avec une énergie électrique dissipée sur le circuit externe où un courant électrique peut circuler, comme cela est indiqué sur la figure (1.2) [9].

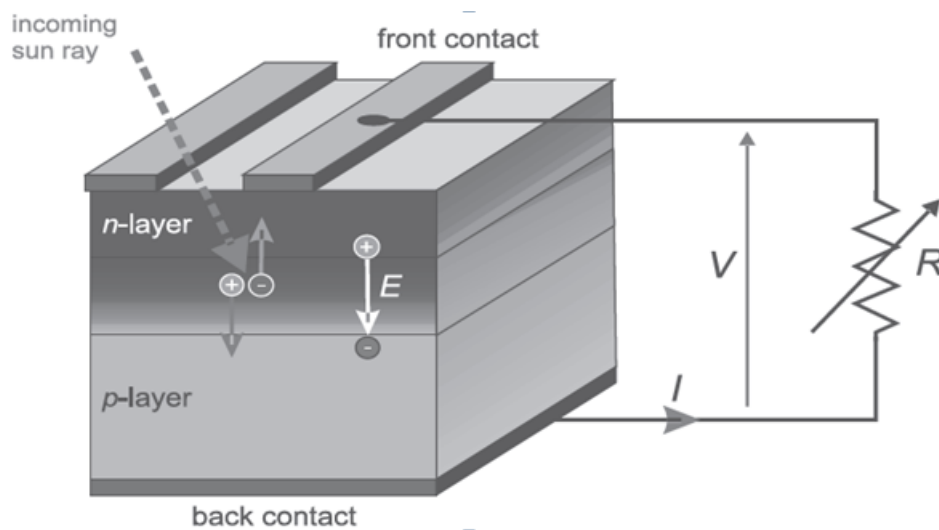


FIGURE 1.2 – Principe de fonctionnement d'une cellule photovoltaïque.

2.4 Paramètres physiques d'une cellule solaire

Une cellule (module) photovoltaïque peut être représentée par un schéma électrique équivalent (voir figure (1.3)) qui se compose d'une source de courant modélisant la conversion du flux lumineux en énergie électrique, une résistance shunt (en parallèle) R_{sh} due à un courant de fuite au niveau de la jonction (elle dépend de la façon dont celle-ci a été réalisée), une résistance série R_s représentant les diverses résistances de contact des grilles collectrices, et une diode en parallèle qui modélise la jonction pn [10].

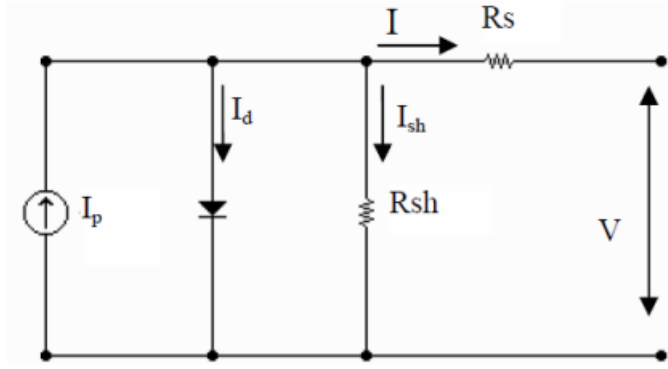


FIGURE 1.3 – Schéma électrique équivalent d'une cellule photovoltaïque [11].

En effet, le courant généré par le module est donné par la loi de Kirchoff :

$$I = I_{ph} - I_d - I_{sh} \quad (1.1)$$

où I est le courant délivré par la cellule photovoltaïque, I_{ph} le photo-courant, I_d le courant de diode et I_{sh} le courant shunt. Le courant I_{ph} est directement dépendant du rayonnement solaire G (éclairage solaire mesuré en W/m^2) et de la température de la cellule solaire T_c , tel que $I_{ph}(G = 0) = 0$.

Le courant de la diode est donné par :

$$I_d = I_{sat} \left(\exp \left(\frac{e(V + R_s I)}{n k_B T_c} \right) - 1 \right) \quad (1.2)$$

où $e = 1.6 \times 10^{-19}$ C la charge de l'électron, $k_B = 1.38 \times 10^{-23}$ eV/K, n le facteur d'idéalisation (ideality factor : $n = 1$ si le transport électrique à travers la jonction est assuré par diffusion et $n = 2$ si celui-ci est assuré par le mécanisme de recombinaison dans la zone de déplétion) et I_{sat} le courant de saturation. Ce dernier est fortement dépendant de la température et est donné par :

$$I_{sat} = K T_c^3 \exp \left(-\frac{E_g}{k_B T_c} \right) \quad (1.3)$$

où E_g est l'énergie de gap (bande interdite) du silicium cristallin. La valeur de la température doit être en Kelvin.

Le courant de la résistance shunt est calculé par :

$$I_{sh} = \frac{V + R_s I}{R_{sh}} \quad (1.4)$$

En regroupant l'ensemble des équations, on obtient :

$$I = I_{ph} - K T_c^3 \exp \left(-\frac{E_g}{k_B T_c} \right) \left(\exp \left(\frac{e(V + R_s I)}{n k_B T_c} \right) - 1 \right) - \frac{V + R_s I}{R_{sh}} \quad (1.5)$$

La figure (1.4) montre deux courbes typiques de la caractéristique courant-tension $I = f(V)$ (a) et la caractéristique puissance-tension $P = g(V)$ (b) d'une cellule photovoltaïque.

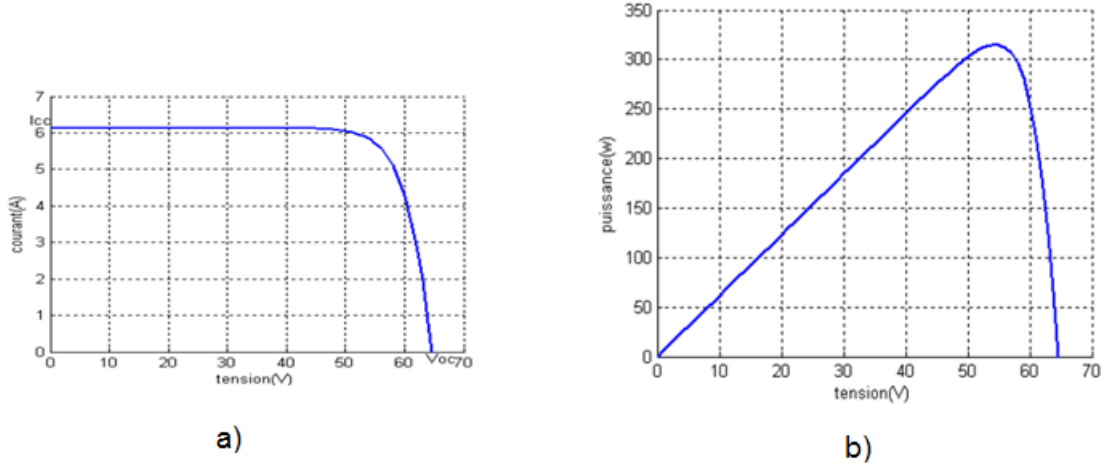


FIGURE 1.4 – a) caractéristique courant-tension $I = f(V)$ et b) caractéristique puissance-tension $P = g(V)$ d'une cellule photovoltaïque.

a. Courant de court-circuit I_{cc}

Le courant à court-circuit I_{cc} de la cellule correspond à une tension nulle, $V = 0$ (l'anode et la cathode ont la même tension). En remplaçant cette condition dans l'équation (1.5), on obtient [12, 1] :

$$I_{cc} = I_{ph} - I_{sat} \left(\exp \left(\frac{eR_s I_{cc}}{n k_B T_c} \right) - 1 \right) - \frac{R_s I_{cc}}{R_{sh}} \quad (1.6)$$

R_s étant de valeur très faible devant celle de R_{sh} , il est possible avec une bonne approximation de négliger le terme $\frac{R_s I_{cc}}{R_{sh}} \simeq 0$. Aussi, l'argument dans $\exp \left(\frac{eR_s I_{cc}}{n k_B T_c} \right)$ contenant la résistance R_s , celui-ci peut être pris égal à 1. Finalement, on obtient

$$I_{cc} \approx I_{ph} \quad (1.7)$$

Le courant de court-circuit I_{cc} est presque égal au photocourant I_{ph} . Par conséquent, I_{cc} a une forte dépendance du spectre et de l'intensité (nombre de photons) de la lumière incidente, mais aussi des propriétés optiques (coefficient d'absorption) de la cellule solaire elle-même et sa capacité à collecter les photons.

b. Tension à circuit ouvert V_{co}

La tension à circuit ouvert V_{co} correspond à un courant $I = 0$. En remplaçant cette condition dans l'équation (1.5) on trouve

$$0 = I_{ph} - I_{sat} \left(\exp \left(\frac{eV_{co}}{n k_B T_c} \right) - 1 \right) - \frac{V_{co}}{R_{sh}} \quad (1.8)$$

Puisque R_{sh} est d'une grande valeur, il est possible de négliger le dernier terme $\frac{V_{co}}{R_{sh}}$; ce qui donne

$$0 = I_{ph} - I_{sat} \left(\exp \left(\frac{eV_{co}}{n k_B T_c} \right) - 1 \right) \quad (1.9)$$

Une manipulation simple nous permet d'obtenir :

$$V_{co} = \frac{nk_B T_c}{e} \ln \left(1 + \frac{I_{ph}}{I_{sat}} \right) \quad (1.10)$$

Il est utile de remarquer que la tension à circuit ouvert V_{co} est reliée au photocourant I_{ph} (éclairage) à travers une fonction logarithmique, contrairement au courant de court circuit I_{cc} qui, lui, est relié à I_{ph} de manière linéaire.

c. Puissance maximum P_m

Le troisième paramètre externe d'une cellule photovoltaïque est la puissance maximum P_{max} délivrée par la cellule. A partir de la courbe de la caractéristique courant tension (voir figure (1.4.a)), il est possible de tracer la courbe de la puissance en fonction de la tension $P = I \times V$ en fonction de la tension V (voir figure (1.4.b)). La courbe a évidemment un maximum noté P_m , qui correspond à la puissance maximum que peut générer la cellule photovoltaïque. Les points sur la courbe de la caractéristique IV qui correspondent à la valeur maximum de la puissance sont indiqués sur la figure (1.5) et notés, respectivement, V_m pour la tension pour une puissance maximum et I_m le courant pour une puissance maximum. Ce point de puissance maximum sur

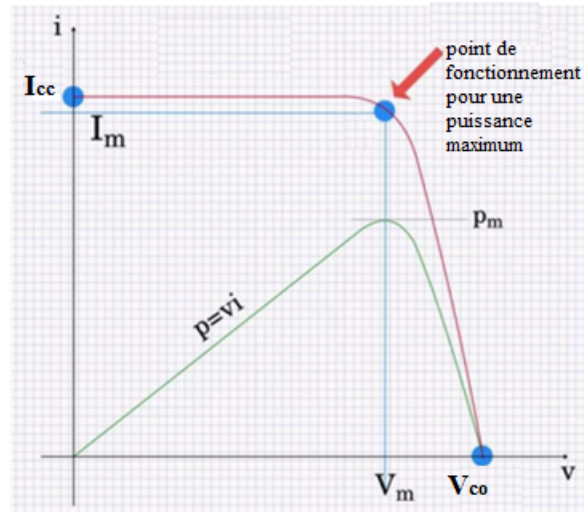


FIGURE 1.5 – Point de fonctionnement à puissance maximum d'une cellule photovoltaïque [13].

la caractéristique puissance-tension est appelé point de fonctionnement à puissance maximum (peak power operating point). La définition de ce point est essentiel dans le choix du type de la cellule photovoltaïque, avec un intérêt particulier à ce que la cellule soit fonctionnelle à tout instant, sous charge, en ce point [14].

d. Facteur de remplissage (Fill factor)

Le degré de performance d'une cellule photovoltaïque est déterminé par le calcul d'un paramètre appelé facteur de remplissage. Graphiquement, il est possible de calculer ce facteur de la manière suivante ([14, 15]) :

1. Sur la courbe caractéristique d'une cellule photovoltaïque (figure (1.6)) on trace deux lignes droites, une perpendiculaire à l'axe des abscisses et passe par V_{co} (en anglais V_{oc}), l'autre parallèle à l'axe des abscisses et passe par I_{cc} (en anglais I_{sc}). On obtient donc un rectangle de surface $V_{oc} \times I_{cc}$. La valeur de cette surface en unités internationales représente

la puissance théorique maximum (qui ne peut pas être atteinte) que peut générer la cellule photovoltaïque. Cette situation correspond à une cellule photovoltaïque fonctionnant soit comme une source de tension idéale, soit comme une source de courant idéale.

2. Sur la même courbe caractéristique (figure (1.6)) d'une cellule photovoltaïque on trace deux lignes droites, une perpendiculaire à l'axe des abscisses et l'autre parallèle à l'axe des abscisses et passant toutes les deux par le point de fonctionnement à puissance maximum. On obtient donc un deuxième rectangle de surface $V_m \times I_m$. La différence entre les deux surfaces reflète bien le fait que la cellule photovoltaïque n'est ni source de tension idéale (car il existe une pente indiquant une résistance interne en série R_s), ni une source de courant idéale (car il existe une pente indiquant une résistance interne en parallèle R_{sh}).
3. Le facteur de remplissage (Fill Factor) FF est défini comme le rapport des deux surfaces, à savoir :

$$FF = \frac{V_m \times I_m}{V_{oc} \times I_{cc}} \quad (1.11)$$

Théoriquement, le facteur de remplissage prend des valeurs positives inférieures à 1 ($0 < FF < 1$). La cellule photovoltaïque est d'autant plus performante que son facteur de remplissage est élevé.

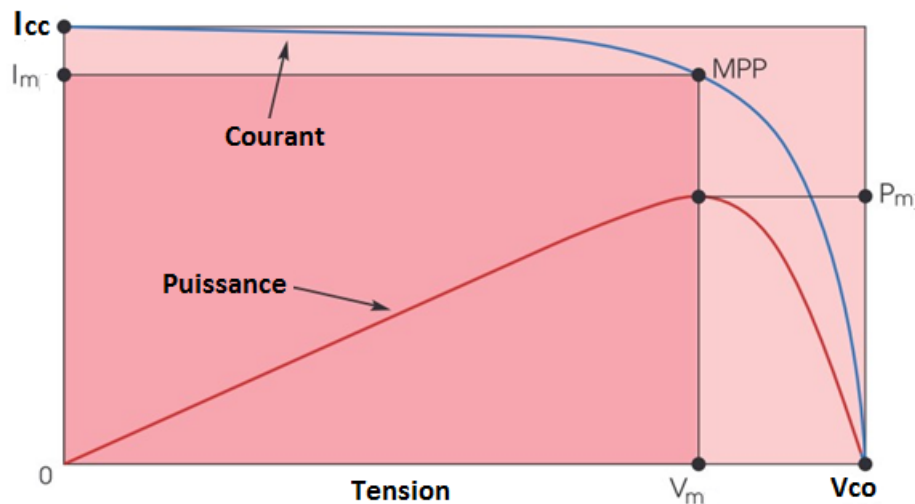


FIGURE 1.6 – Détermination graphique du facteur de remplissage (Fill factor) [13]

Rendement d'une cellule photovoltaïque

Le rendement η d'une cellule photovoltaïque est défini comme le rapport entre la puissance reçue par la cellule du rayonnement soleil P_{in} et la puissance maximum délivrée par cette dernière, $P_{out} = P_m$:

$$\eta = \frac{P_{out}}{P_{in}} = \frac{P_m}{P_{in}} \quad (1.12)$$

avec $P_m = V_m \times I_m$ et $P_{in} = G \times A$ où G est l'éclairement solaire (mesuré en W/m^2) reçu sur terre par une surface plane A (mesurée en m^2). Le rendement η s'écrit donc comme :

$$\eta = \frac{V_m \times I_m}{G \times A} \quad (1.13)$$

Il est utile de remarquer que le rendement d'une cellule est plus grand que celui d'un module du même type de matériau, puisque dans un panneau solaire le rapport de la surface recueillant de la lumière à la surface totale du panneau est petit par rapport à celui correspondant à une seule cellule.

2.5 Différents types de modules solaires :

Cellule à base de silicium mono-cristallin

Ce sont les premières cellules élaborées à partir d'un bloc de silicium cristallisé en un seul cristal. Lors du refroidissement, le silicium fondu se solidifie en ne formant qu'un seul cristal de grande dimensionnement, et on découpe ensuite le cristal en fines tranches qui donneront les cellules. Ces cellules sont en général d'une couleur uniforme, souvent noire [8].

Ce type de cellules se présente sous forme de plaquettes rondes (découpe directe à partir de lingot cylindrique sans chutes), carrées ou pseudo carrées (voir figure (1.7)). Leur rendement normalisé est de 12 à 20%. Elles ont une durée de vie qui peut aller jusqu'à 30 ans. Les fabricants donnent généralement une baisse de production de 0.5% par an et une performance minimale d'environ 85% au bout de 25 ans. Cependant, ce type de cellule présente deux inconvénients :

- Un prix relativement élevé
- Un temps de retour sur investissement en énergie élevée (jusqu'à 6 ans en zone peu favorable).



FIGURE 1.7 – Cellule photovoltaïque à base de silicium monocristallin.

Cellule à base de silicium poly-cristallin

Ce type de cellules est élaboré à partir d'un bloc de silicium cristallisé en plusieurs cristaux dont les orientations sont différentes. Pendant le refroidissement du silicium, il se forme plusieurs cristaux. Ce genre de cellule est souvent bleu avec des motifs montrant de gros cristaux enchevêtrés (voir figure (1.8)). Leur durée de vie est également de plus ou moins 30 ans et leur rendement est de l'ordre de 11 à 15% [8].

Cellule à base de silicium amorphe

Ce type de cellule est composé d'un support en verre ou en matière synthétique sur lequel est déposée une fine couche de silicium amorphe (l'organisation des atomes n'est plus régulière comme dans un cristal) (voir figure (1.9)). Le rendement de cette technologie est de l'ordre de 5 à 10%, plus bas que celui des cellules cristallines mais leur prix est bas, ce qui permet, à condition d'occuper plus de superficie, de produire une électricité relativement bon marché.

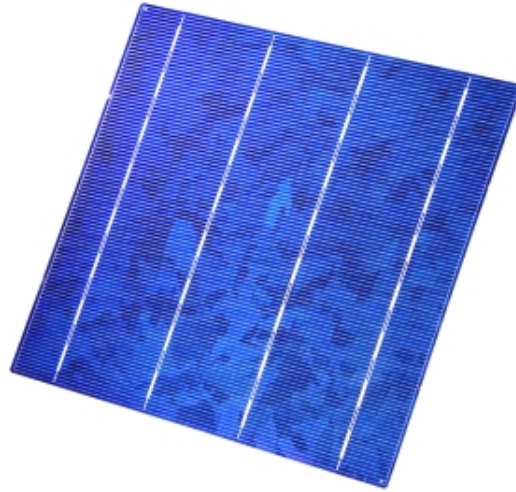


FIGURE 1.8 – Cellule photovoltaïque à base de silicium polycristallin.

Elles sont utilisées beaucoup dans les petits produits fabriqués en grande série et à faible besoins : montres et calculatrices mais moins utilisées dans le cadre des installations solaires [8].

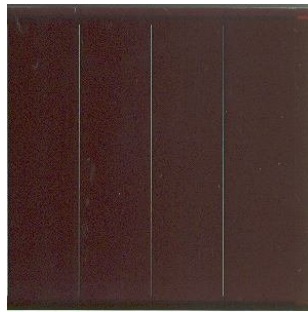


FIGURE 1.9 – Cellule photovoltaïque à base de silicium amorphe

2.6 Association de cellules

Dans les conditions standards, la puissance maximale pour une cellule à base de silicium de 10 cm^2 est d'environ 1.25 W (selon la technologie, la puissance produite est de 1 à 3 W sous une tension maximale de moins de 1 V). La cellule photovoltaïque élémentaire constitue donc un générateur électrique de très faible puissance insuffisant pour la plupart des applications domestique ou industrielles. Les générateurs photovoltaïques sont, de ce fait, réalisés par association, en série et/ou en parallèle d'un grand nombre de cellules élémentaires (voir figure (1.10)). Ces groupements sont appelés modules, puis panneaux.

Les connexions en série de plusieurs cellules augmentent la tension pour un même courant. Dans un groupement en série, les modules sont traversés par le même courant et la caractéristique résultante de ce groupement est obtenue par l'addition des tensions à courant donné.

Dans un groupement en parallèle, les modules étant soumis à la même tension, les intensités s'additionnent : la caractéristique résultante est obtenue par addition de courant à une tension donnée.

Enfin, pour constituer un panneau, il faut connecter des modules en série afin d'obtenir une

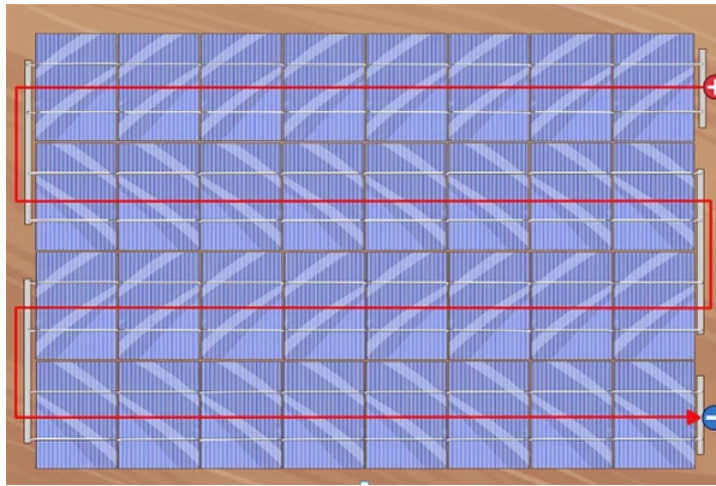


FIGURE 1.10 – Association des cellules solaires

tension suffisamment élevée pour être exploitable par les onduleurs permettant le raccordement au réseau et des groupement de modules parallèle afin d'augmenter la puissance.

2.7 Utilisation d'un générateur photovoltaïque

On distingue deux cas d'utilisation des générateurs photovoltaïques :

- Installation connectée au réseau : l'avantage du raccordement au réseau est de se dispenser de la problématique du stockage de l'électricité. Mais lorsque le site de consommation est isolé ou éloigné du réseau local, il serait judicieux en terme d'économie de préférer une installation décentralisée.
- Système isolé (stand-alone) autonome : l'énergie produite par les panneaux solaires photovoltaïques est utilisée immédiatement (pompage, ventilation, etc.) ou stockée dans des batteries pour une utilisation ultérieure. Le courant continu produit alimente directement des appareils prévus à cet effet ou est transformé en courant alternatif via des dispositifs d'électronique de puissance.

3 Généralités sur les systèmes éoliens

L'utilisation de l'énergie éolienne pour produire de l'électricité est l'une des technologies d'énergie renouvelable les plus développées et les plus utilisées, et elle est en constante évolution.

Depuis l'utilisation du moulin à vent, la technologie des capteurs de vent n'a cessé d'évoluer. Ce n'est qu'au début des années 40 que de véritables prototypes d'éoliennes à pales profilées ont été utilisés avec succès pour produire de l'électricité. Différentes technologies sont utilisées pour capter l'énergie éolienne (capteur à axe vertical ou à axe horizontal), et la structure du capteur devient de plus en plus performante. Outre les caractéristiques mécaniques des éoliennes, l'efficacité de la conversion de l'énergie mécanique en énergie électrique est également très importante. De même, il existe de nombreux appareils, et dans la plupart des cas, ils utilisent des machines synchrones et asynchrones.

Les stratégies de contrôle de ces machines et de leurs éventuelles interfaces de raccordement au réseau doivent être capables de capter le plus d'énergie possible dans la plage la plus large possible de changements de vitesse du vent afin d'augmenter la rentabilité des centrales éoliennes [16].

3.1 Le vent

Le vent est une source d'énergie naturelle renouvelable qui peut générer de l'électricité ou de l'énergie mécanique : c'est l'énergie éolienne. En fait, le vent est causé par le déplacement de la masse d'air dû indirectement à l'ensoleillement de la Terre. Par le réchauffement de certaines parties de la terre et le refroidissement d'autres parties, une différence de pression est créée et la masse d'air se déplace constamment. C'est pourquoi le vent est une quantité aléatoire et intermittente qui dépend d'une série de facteurs, tels que la situation géographique, l'altitude, la température et la hauteur du bassin versant. Les caractéristiques du vent déterminent non seulement la quantité d'énergie appliquée à l'éolienne, mais déterminent également des contraintes d'exploitation (turbulence, valeurs extrêmes, etc.) qui affectent également la durée de vie. En fait, le vent est mesuré par un anémomètre complété par une girouette, qui génère les grandeurs fondamentales que sont la vitesse et la direction [17].

3.2 Gisement éolien en Algérie

Afin de construire une carte des vents de l'Algérie, le bureau national de métrologie (BNM) et le centre de développement des énergies renouvelables (CDER) ont développé un programme de traitement des données de mesure de la vitesse du vent qui permet de déterminer la vitesse annuelle moyenne du vent (voir figure(1.11)) [19]. Quelques remarques s'imposent sur la répartition du potentiel éolien sur le territoire national :

- Au centre du désert du Sahara en Algérie, il existe une ellipse autour des sites d'Adrar, In Salah et Timimoune, enregistrant des vitesses supérieures ou égales à 6 m/s . L'ellipse est entourée d'une large bande qui occupe la majeure partie du sud du pays, notamment les régions d'Adrar et de Tindouf.
- De plus, il existe un couloir avec des vitesses allant de 4 à 5 m/s , de Tamanrasset à Béchar.
- On remarque également un micro-climat autour de Tiaret, avec une vitesse supérieure à 5 m/s , s'étendant jusqu'à Ténès.

Enfin, on constate que les trois régions du sud-ouest du Sahara (Tindouf, In Salah et Adrar) semblent les plus propices à l'implantation de parcs éoliens, leur potentiel économique cumulé étant proche de 24 TWh par an. Le potentiel éolien dans ces zones se heurte souvent à de fortes contraintes techniques et économiques, notamment l'éloignement et le manque de connectivité au réseau national, ce qui nécessitera davantage d'investissements.

3.3 Définition d'une éolienne

L'aérogénérateur, généralement appelée éolienne (voir figure (1.12)), est un dispositif qui convertit une partie de l'énergie cinétique (fluide en mouvement) du vent en énergie mécanique disponible sur l'arbre de transmission puis en énergie électrique par l'intermédiaire d'une génératrice (voir figure (1.13)).

Les modes d'exploitation de l'énergie éolienne sont :

- Les éoliennes terrestres dites « **onshore** » sont installées sur terre ferme.
- Les éoliennes dites « **offshore** » sont installées en mer.

Les deux modes d'exploitation sont illustrés sur la figure (1.14). D'autre part, les éoliennes sont divisées en trois catégories en fonction de leur puissance nominale, à savoir :

- * Éolienne de petite puissance : moins de 40 kW
- * Éolienne de puissance moyenne : de 40 kW à plusieurs centaines de kilowatts.
- * Éolienne de grande puissance : plus de 1 MW .

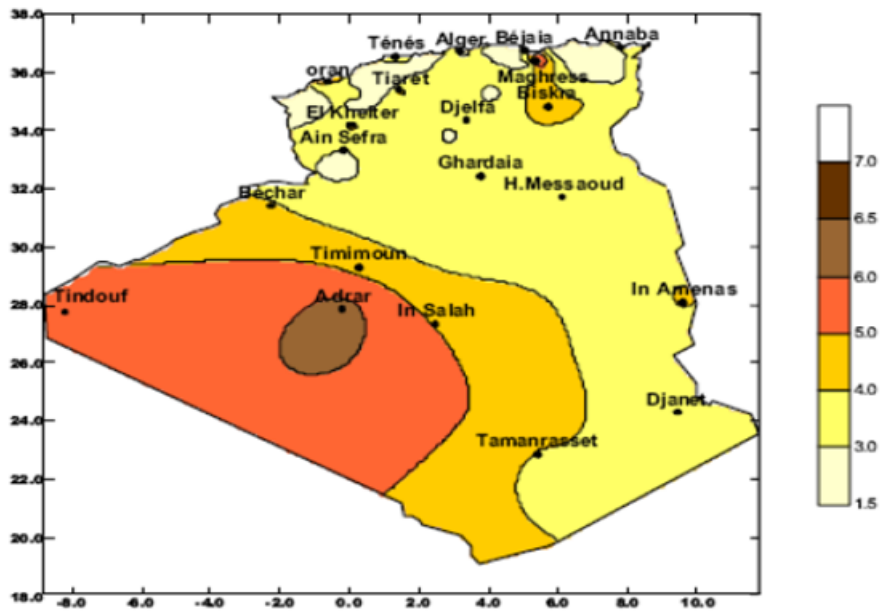


FIGURE 1.11 – Atlas de la vitesse moyenne du vent de L'Algérie estimée à 10 m du sol.



FIGURE 1.12 – Champ d'éoliennes à axe horizontal.

Le tableau (1.2) classe les turbines selon la puissance et le diamètre de leur hélices [20].

ÉCHELLE	DIAMÈTRE	PUISSANCE DÉLIVRÉE
Petite	moins de 12 m	moins de 40 KW
Moyenne	12 m à 45 m	de 40 KW à 1 MW
Grande	46 m et plus	1 MW et plus

TABLE 1.2 – Classification des turbines éoliennes selon la puissance.

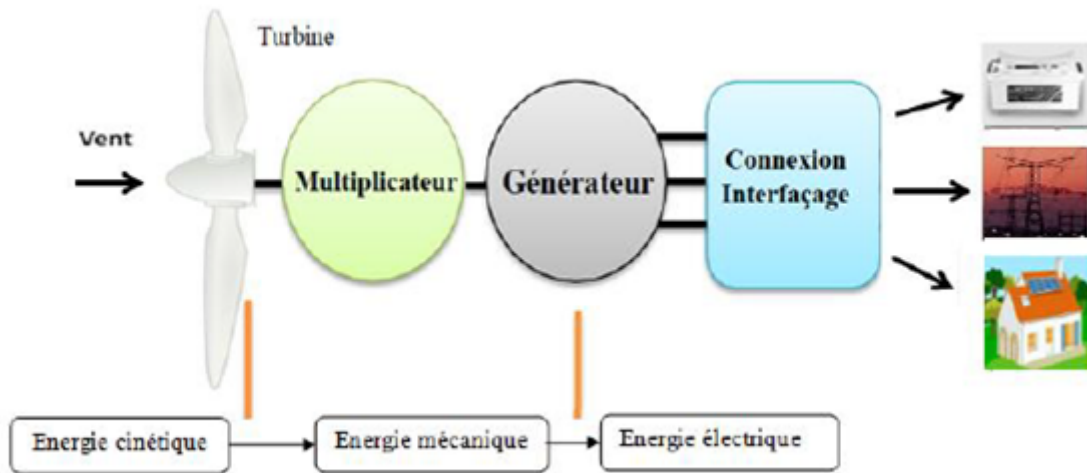


FIGURE 1.13 – Principaux organes du système de conversion éolien.



FIGURE 1.14 – Champs d'éoliennes de type onshore (à gauche) et offshore (à droite)

3.4 Configurations des aérogénérateurs

Aussi, les éoliennes sont classées selon le sens de leur axe de rotation. A cet effet, les éoliennes sont principalement divisées en deux catégories :

Éoliennes à axe horizontal

Différentes structures d'éoliennes utilisent des profils aérodynamiques à deux pales, à trois pales (le plus courant) et à multi pales [19]. Les voilures à axe horizontal sont de loin les plus utilisées actuellement, parce qu'elles :

- Présentent un rendement aérodynamique plus élevé.
- Démarrent de façon autonome .
- Faible empreinte au sol.

Néanmoins, elles possèdent certains inconvénients :

- Coût de construction très élevé.
- L'appareillage est situé au sommet de la tour, ce qui n'est pas à rendre facile la maintenance.

Une éolienne à axe horizontal est généralement constituée des éléments suivants [17] :

Rotor : partie rotative de l'éolienne placée en hauteur afin de capter des vents forts et réguliers. Il est composé des pâles qui sont montées sur un moyeu. La fonction essentielle du rotor est de convertir l'énergie cinétique du vent en énergie mécanique.

Pâles : (en général 3) Les pâles sont une partie très importante des éoliennes. Elles captent l'énergie cinétique du vent, et la transfèrent au moyeu du rotor. Le nombre de pâles influe directement sur l'efficacité de conversion du rotor. Plus le nombre de pâles est élevé, plus le couple de démarrage sera grand et plus la vitesse de rotation sera petite.

Moyeu : C'est le support des pâles, qui permet d'orienter ces dernières pour réguler la vitesse de rotation.

Mât (Tour) : C'est un tube d'acier ou éventuellement un treillis métallique. Généralement de forme conique, où à l'intérieur sont disposés les différents équipements de l'éolienne parmi lesquels le transformateur qui permet d'augmenter la tension de l'électricité produite afin de l'injecter sur le réseau; Il doit être le plus haut possible pour éviter les perturbations près du sol. Il mesure entre 50 et 130 m de haut et a un diamètre à son pied compris entre 4 et 7 m.. Utiliser la tour pour supporter l'ensemble (rotor, nacelle), à une hauteur suffisante afin de bénéficier au maximum de l'énergie du vent.

Nacelle : montée au sommet du mât, abritant les différents éléments mécaniques permettant de coupler la turbine éolienne au générateur électrique.

Génératrice électrique : c'est l'élément principal de la conversion mécano-électrique qui est généralement une machine synchrone, asynchrone à cage ou à rotor bobiné. La puissance électrique de cette génératrice peut varier entre quelque kW à 10 MW.

Multiplicateur : Il adapte la vitesse de rotation de la turbine éolienne à celle du générateur électrique.

La base : Dans le cas des éoliennes terrestres, il est généralement circulaire et en béton armé, de sorte que l'ensemble de la structure peut être maintenu.

Les composants d'une éolienne à axe horizontal sont illustrés sur la figure (1.15).

- 1 : pâles, 2 : moyeu rotor,
- 3 : nacelle, 4 : cardan,
- 5 : transmission,
- 6 : multiplicateur de vitesse,
- 7 : frein à disque,
- 8 : accouplement,
- 9 : génératrice,
- 10 : radiateur de refroidissement,
- 11 : centrale de mesures du vent,
- 12 : contrôle,
- 13 : centrale hydraulique,
- 14 : mécanisme d'orientation face au vent,
- 15 : paliers du système d'orientation équipés d'un frein à disque,
- 16 : capot, 17 : mât.

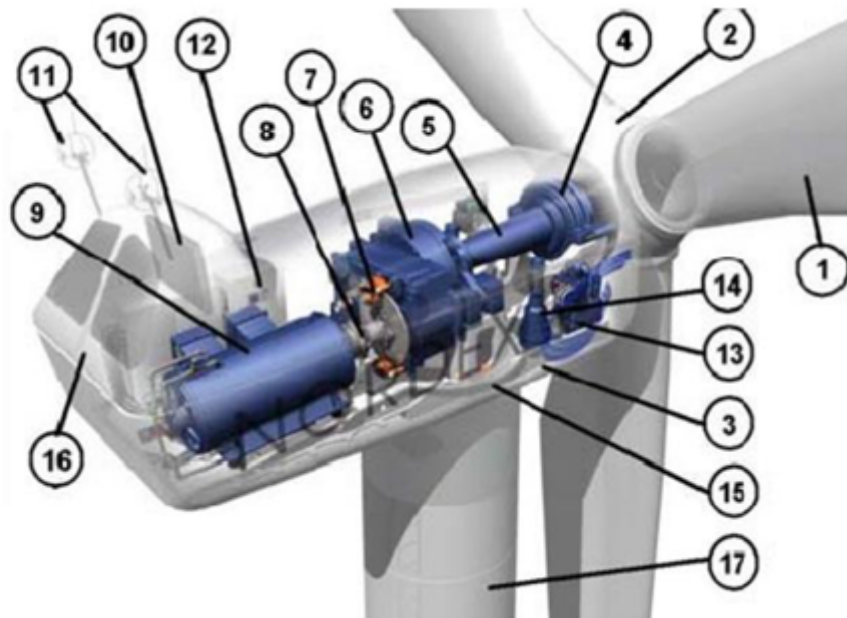


FIGURE 1.15 – Composantes principales d'une éolienne.

Éoliennes à axe vertical

Les éoliennes à axe vertical sont conçues pour s'adapter au mieux aux contraintes créées par les turbulences en milieu urbain pour pouvoir capter des vents à faible vitesse (voir figure (1.16)) [17, 21].



FIGURE 1.16 – Éolienne de type Darrieus (Wind Wall) [21].

Afin de réduire la vitesse de rotation pour limiter le bruit et capter les flux d'air avec des changements de direction turbulents, elles peuvent fonctionner avec du vent de toutes directions et sont moins soumises à ces perturbations que les éoliennes à axe horizontal. Ils sont relativement silencieux et peuvent être facilement intégrés dans la conception architecturale. Leur avantage est que la commande et le générateur sont situés au sol, ils sont donc facilement accessibles. Certaines de ces éoliennes doivent être entraînées au démarrage et leur coefficient de puissance est inférieur à celui des éoliennes à axe horizontal, de telles éoliennes sont donc très rares et méconnues. Il existe principalement les trois technologies suivantes :

1. Turbines Darrieus classiques
2. Turbines à pales droites (H-type)
3. Turbine de type Savonius (voir figure (1.17))



FIGURE 1.17 – Turbine de type : Darrieus classique, Darrieus (type H) et Savonius .

Éolienne sans pales

L'appareil apparaît comme un cylindre, qui vibre avec la force du vent dans toutes les directions et convertit ces mouvements en énergie électrique. Cette éolienne sans pales (voir figure 1.18) présente de nombreux avantages : pas de bruit, pas de danger pour les oiseaux, et des coûts de maintenance réduits. Cette nouvelle machine profite de l'effet aérodynamique du vortex d'air, différent des éoliennes traditionnelles à flux laminaire. Bien sûr, sa capacité de production est bien inférieure aux énormes turbines qui décorent la côte. Une colonne d'environ 3 mètres de haut ne produit que 100 watts de puissance, alors que la plupart des éoliennes ont de 1 à 3 mégawatts.



FIGURE 1.18 – Éolienne sans pales [23, 22].

Hydrolienne : Le but des hydroliennes est de capter l'énergie cinétique des courants océaniques ou des rivières pour faire tourner les rotors des turbines sous-marines. C'est donc la transposition offshore de la roue éolienne qui récupère l'énergie cinétique du vent (voir figure (1.19)) [24].

3.5 Puissance électrique fournie par un aérogénérateur

La distribution de la vitesse du vent du site sélectionné, la hauteur du moyeu et la courbe de puissance de sortie de l'éolienne choisie (déterminée par l'efficacité de la puissance aérodynamique C_p , le rendement de la transmission mécanique η_m et le rendement du générateur η_g) affectent les performances de l'éolienne. Par conséquent, ces facteurs doivent être correctement pris en compte lors de la modélisation des éoliennes [17, 25].

Étude simplifiée La modélisation des éoliennes est basée sur la fameuse loi de Betz. Considérons le système éolien à axe horizontal représenté par (voir figure 1.20), sur lequel nous représentons la vitesse du vent en amont de l'éolienne V_1 et en aval de V_2 . Supposons que la vitesse du vent traversant le rotor soit égale à la valeur moyenne entre la vitesse du vent non perturbé devant l'éolienne V_1 et la vitesse du vent après le passage du rotor V_2 [18], soit :

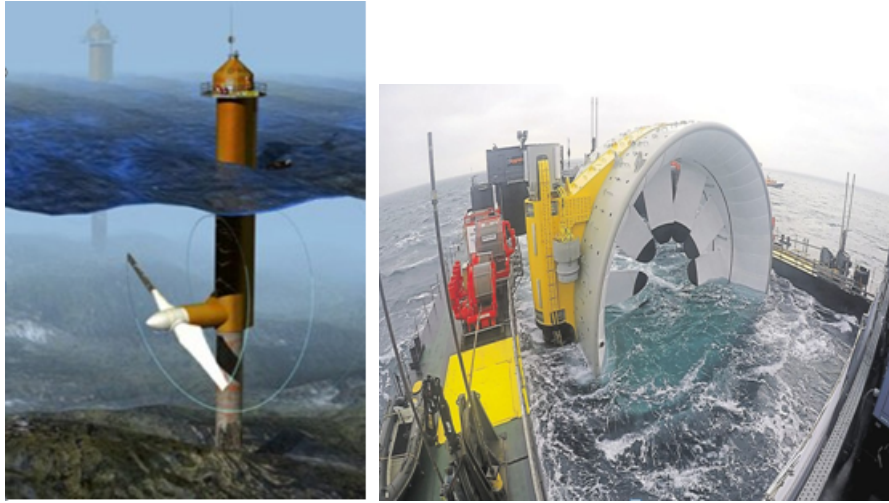


FIGURE 1.19 – Hydroliennes.

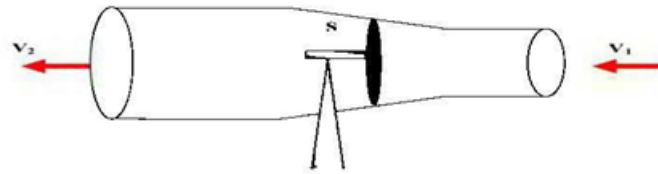


FIGURE 1.20 – Tube de courant d'air autour d'une éolienne.

$$V = \frac{V_1 + V_2}{2} \quad (1.14)$$

La masse d'air en mouvement de densité ρ traversant une surface S des pales en une seconde est :

$$m = \rho S \frac{V_1 + V_2}{2} \quad (1.15)$$

La puissance mécanique P_m alors extraite s'exprime par la moitié du produit de la masse et de la diminution de la vitesse du vent (seconde loi de Newton).

$$P_m = m \frac{V_1^2 + V_2^2}{2} \quad (1.16)$$

Soit en remplaçant m par son expression dans (1.16) on obtient :

$$P_m = \rho S \frac{(V_1 + V_2) \times (V_1^2 + V_2^2)}{4} \quad (1.17)$$

La puissance du vent captée par les pales est exprimée comme suit :

$$P_v = \rho S \frac{V_1^3}{2} \quad (1.18)$$

avec $\rho = 1.225 \text{ kg/m}^3$ est la densité d'air, S la surface balayée par le rotor de l'éolienne mesurée en m^2 et V_1 la vitesse du vent mesurée en m.s^{-1} .

Les pales ne captent pas complètement la puissance du vent, ce qui fait que la puissance aérodynamique est inférieure à celle du vent. Ces deux puissances sont liées par l'expression

suivante :

$$\frac{P_m}{P_v} = \frac{[1 + \frac{V_2}{V_1}][1 + \frac{V_2^2}{V_1^2}]}{2} \quad (1.19)$$

Le rapport $\frac{P_m}{P_v}$ est aussi appelé coefficient de puissance C_p (voir figure (1.21)).

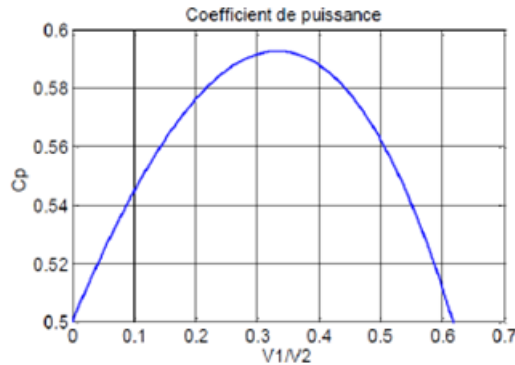


FIGURE 1.21 – Coefficient de puissance C_p .

On peut estimer la valeur maximale de ce coefficient en appuyant sur la théorie de Rankin-Frode des hélices dans des fluides incompressibles, afin d'estimer la puissance maximale qu'une éolienne peut récupérer. C'est la valeur maximale du coefficient, qui correspond à la limite du coefficient de puissance appelée limite de Betz (théorie de Betz année 1920), qui est de 0,593 [17, 18]. Pratiquement, la puissance récupérable ne dépasse pas 75~80% de la valeur maximale.

3.6 Générateur à aimant permanent

Le développement de la technologie des matériaux magnétiques permet de construire des générateurs synchrones à aimants permanents à un coût compétitif. Ce type de machine possède un grand nombre de pôles et peut augmenter considérablement le couple mécanique. Il existe plusieurs concepts de machines synchrones à aimants permanents dédiés aux applications éoliennes, comme les engins de chantier standards (magnétisation radiale) à générateurs à disques (champ axial), ou encore à rotors externes [19]. La modélisation des génératrices synchrones à aimants permanents prend en compte les mêmes hypothèses que les générateurs asynchrones.

Avantages des générateurs à aimants permanents :

- Densité de puissance élevée et faible inertie du rotor.
- La structure du rotor est simple et solide.
- En raison de la configuration à entraînement direct, le niveau de bruit est faible. En raison du grand nombre de pôles, le système de turbine ne nécessite pas de multiplicateurs.
- Pas de contacts glissants, donc moins de maintenance.
- Un facteur de puissance élevé et un fonctionnement à haut rendement sont obtenus grâce à l'auto-excitation (pas de pertes par excitation).

Inconvénients des générateurs à aimants permanents :

- Le coût des matériaux magnétiques est élevé et l'industrie manufacturière est difficile à gérer.
- Fonctionnement synchrone : Ceci exige l'utilisation d'un convertisseur électronique pour adapter la fréquence et la tension du générateur à celle du réseau, et par conséquent la puissance sera affectée.
- Perte de flexibilité du site en raison du contrôle du débit et de l'impact possible de la démagnétisation (incapable de contrôler la force du champ magnétique).
- Utilisation dans la plage de faible puissance ($< 100 \text{ kW}$).
- L'éolienne à base de générateur synchrone injecte des courants entachés d'harmoniques.

3.7 Courbe de puissance

Dans un système de production d'énergie où les éoliennes fonctionnent à des vitesses variables, tant que des restrictions de sécurité sont respectées, le dimensionnement de l'éolienne est déterminé pour générer une puissance nominale P_n à partir de la vitesse nominale du vent V_n , ce qui correspond à une valeur donnée de λ appelée λ_{opt} (voir figure 1.22). La vitesse de rotation optimale Ω_{opt} résultante est donnée par la formule suivante [16, 26] :

$$\Omega_{opt} = \frac{\lambda_{opt}}{R} v \quad (1.20)$$

- Zone I :** $P = 0$ (l'éolienne ne fonctionne pas), ce qui correspond à une vitesse du vent très faible, insuffisante pour entraîner la rotation de l'éolienne,
- Zone II :** La puissance fournie est fonction de la vitesse du vent, qui est la zone où l'extraction de puissance maximale (MPPT) est obtenue en ajustant la vitesse du générateur pour la maintenir autour de λ_{opt} . L'angle de calage de pale β est fixe, et le coefficient de puissance de l'éolienne est égal à sa valeur maximale C_{pmax}
- Zone III :** La vitesse de rotation est maintenue constante par le dispositif de réglage, par la direction des pales, et la puissance fournie est en fait égale à P_n .
- Zone IV :** Le système de sureté de fonctionnement arrête la rotation et le transfert d'énergie (éolienne de mise en drapeau $\beta = 90$).

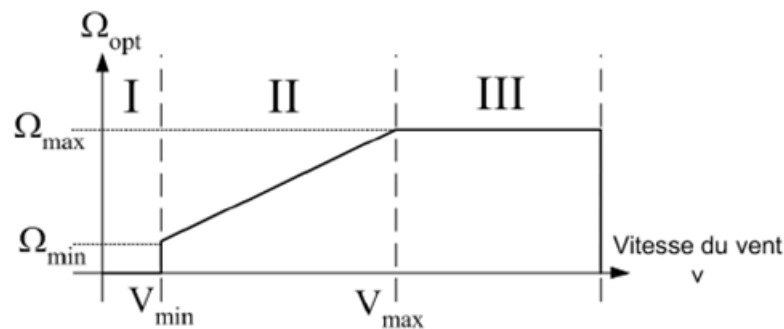


FIGURE 1.22 – Loi de commande optimale d'une éolienne à vitesse variable.

La plupart des éoliennes utilisent deux principes de contrôle aérodynamique pour limiter la puissance extraite à la valeur nominale du générateur [17] :

- Système de **pitch** ou à **pas** ou **calage variable** est une technologie active, très coûteuse, il comprend un réglage mécanique de la position angulaire de la pale sur son axe, il est donc utilisé dans les systèmes de transmission de moyenne et haute puissance. Les pales

font face au vent à faible vitesse, puis s'inclinent pour atteindre la position du drapeau à vitesse maximale.

Ce système présente les avantages suivants : Dans les mêmes conditions de fonctionnement, la puissance de sortie est supérieure à celle de l'éolienne à décrochage Stall, et elle peut être démarrée rapidement en modifiant l'angle de calage.

- Système de **Stall** ou **décrochage aérodynamique** est plus performant, car c'est le choix de la forme et de l'angle de calage des pales, entraînant une perte de portance, dépassant une certaine vitesse du vent, c'est donc une solution passive. Le système présente les avantages suivants : la structure du rotor est plus simple, le coût est moindre, il n'y a pas de système de contrôle de l'angle de décrochage, et la maintenance est plus aisée car le nombre de pièces mécaniques en mouvement est réduit.

4 Accumulateurs

4.1 Principe de fonctionnement

Un accumulateur comprend deux électrodes, une électrode positive (cathode) et une électrode négative (anode), séparées par l'électrolyte. Les deux électrodes immergées dans l'électrolyte sont l'anode, qui est l'électrode négative pendant la décharge, la cathode où se produit la réaction de réduction (électrode de décharge positive) et l'électrolyte qui est une permettant la transmission des substances ioniques impliquées dans l'ensemble de la réaction d'oxydoréduction. La réaction d'oxydation électrochimique se produit aux deux interfaces. Les électrons libérés traversent le circuit externe et atteignent finalement Cathode où se produit la réaction de réduction [27].

4.2 Caractéristiques d'une batterie d'accumulateurs

Les batteries ont quelques paramètres qui les caractérisent [5, 18], on cite parmi eux :

Force électromotrice C'est la différence de potentiel qui existe, en circuit ouvert, entre la cathode et l'anode de la batterie.

Tension et courant : La tension V aux bornes d'un générateur électrochimique est la différence de potentiel qui existe entre son électrode positive et son électrode négative. Il s'agit donc d'une grandeur positive, par définition. L'orientation des conducteurs dans un générateur électrochimique est habituellement choisie pour que l'intensité I du courant soit positive, en utilisant la convention génératrice pour une pile ou un accumulateur en décharge et la convention récepteur pour un accumulateur en charge (voir figure (1.23)).



FIGURE 1.23 – Convention génératrice, récepteur.

Capacité La capacité d'une batterie représente la quantité de charge maximale qu'elle peut fournir dans une heure sous conditions de décharge spécifiée donnée et déclarée par le fabricant comme l'intensité de courant de décharge, la tension d'arrêt et la température de fonctionnement.

$$Q = \int_0^{\Delta t} i dt \quad (1.21)$$

L'unité internationale de la quantité de charge Q est le coulomb (C), l'intensité i est en ampère (A) et la durée Δt en seconde (s).

Si le courant débité a une intensité constante I , la formule devient :

$$Q = I\Delta t \quad (1.22)$$

L'unité internationale de la capacité d'une batterie est Ah . Comme indication

$$1Ah = 1000mAh = 3600 \text{ Coulomb}$$

Profondeur de décharge et état de charge La profondeur de décharge d'une batterie est déterminée par la loi

$$DOD = \frac{Q_d}{Q} \quad (1.23)$$

où Q_d est la quantité de charge manquante et Q la capacité assignée de la batterie. D'autre part, l'état de charge EDC (*SOS* state of charge en anglais) est donnée par

$$EDC = 1 - \frac{Q_d}{Q} = 1 - DOD \quad (1.24)$$

Énergie massique et énergie volumique Dans beaucoup d'applications, il est important de disposer d'un générateur électrochimique emmagasinant le plus d'énergie possible pour une masse ou un volume le plus faible possible. On est donc amené à définir :

- l'énergie massique W_m , rapport de l'énergie E (en Wh) que peut fournir le générateur électrochimique à sa masse m : $W_m = \frac{W}{m} (Wh.Kg^{-1})$
- l'énergie volumique W_v , rapport de l'énergie E (en Wh) que peut fournir le générateur électrochimique à son volume v : $W_v = \frac{W}{v} (Wh.L^{-1})$

Énergie emmagasinée C'est l'énergie chimique totale susceptible d'être transformée en énergie électrique. Si un générateur électrochimique débite un courant d'intensité instantanée i et que la tension instantanée à ses bornes est v , l'énergie électrique E produite pendant la durée Δt est donnée par la relation :

$$W = \int_0^{\Delta t} v.i dt$$

L'unité pratique d'énergie emmagasinée par un générateur électrochimique est plutôt le watt-heure (Wh) qui correspond à $3600 J$.

Durée de vie Une qualité essentielle pour un accumulateur est de pouvoir être rechargée un grand nombre de fois. On appelle durée de vie l'aptitude à supporter des cycles successifs de charge et décharge. Elle est chiffrée par le nombre maximal de cycles de charge et décharge. Pour avoir un nombre élevé de cycles (charge-décharge) il est recommandé de ne pas laisser la batterie trop se décharger.

5 Système énergétique hybride

5.1 Définition

Le système d'alimentation hybride est une technologie émergente de production d'électricité qui intègre deux ou plusieurs sources de production à partir d'énergies renouvelables, d'énergie traditionnelle (généralement des générateurs diesel) ou d'une combinaison de ces deux sources d'énergie [8, 30].

5.2 Enjeux des systèmes hybrides

Les systèmes hybrides présentent les enjeux suivants :

- Les générateurs diesel et les technologies d'énergies renouvelables ont des structures de coûts complètement différentes (investissement, maintenance, exploitation, etc.) Le coût d'investissement des générateurs diesel est assez faible par rapport aux autres systèmes de production d'électricité à base d'énergie renouvelable, mais les coûts d'exploitation et de maintenance des générateurs diesel sont beaucoup plus élevés que ceux de la plupart des technologies d'énergie renouvelable.
- En termes de qualité de service et de fiabilité du système, les groupes électrogènes ont l'avantage d'une alimentation électrique à la demande, c'est-à-dire qu'ils fonctionnent selon les besoins exacts de la population rurales (à condition qu'elles soient bidimensionnelles et fournissent du carburant). Les sources d'énergie renouvelables sont plus ou moins affectées par une variabilité prévisible, obligeant les batteries à être intégrées dans ces systèmes.
- Les systèmes hybrides offrent la possibilité d'équilibrer les avantages et les inconvénients spécifiques de chaque technologie, assurant une forte intégration des énergies renouvelables.
- Plusieurs études ont confirmé que si les systèmes hybrides sont conçus de manière optimale, ils peuvent être plus rentables et fiables que des technologies d'énergie renouvelable seuls ou des générateurs diesel seuls. Par conséquent, au cours des dernières décennies, les gens se sont de plus en plus intéressés à la conception, à l'échelle et à l'installation de systèmes d'alimentation hybrides électrifiés dans les zones rurales.

5.3 Différentes combinaisons majeures d'un système hybride

Configuration à bus CC (courant continu) Dans cette architecture, tous les systèmes de production d'électricité (générateur diesel, système de stockage et technologie d'énergie renouvelable par exemple l'éolienne et les panneaux photovoltaïques) sont raccordés sur le bus CC. Par conséquent, la source qui génère naturellement un courant alternatif (AC) doit être précédée d'un ou plusieurs redresseurs avant d'être connectée à un bus CC (figure 1.24).

Configuration à bus AC (courant alternatif) De même que pour l'architecture précédente, la configuration AC implique que tous les systèmes de production d'énergie électrique soient connectés au bus AC. Pour les sources d'un courant alternatif comme l'éolienne et le groupe électrogène la liaison se fait directement ou à travers des convertisseurs CA/CA. Les autres énergies qui génèrent un courant continu (panneaux solaire) sont connectés au bus par un onduleur, tandis que les batteries sont connectées par un convertisseur bidirectionnel (voir figure 1.25).

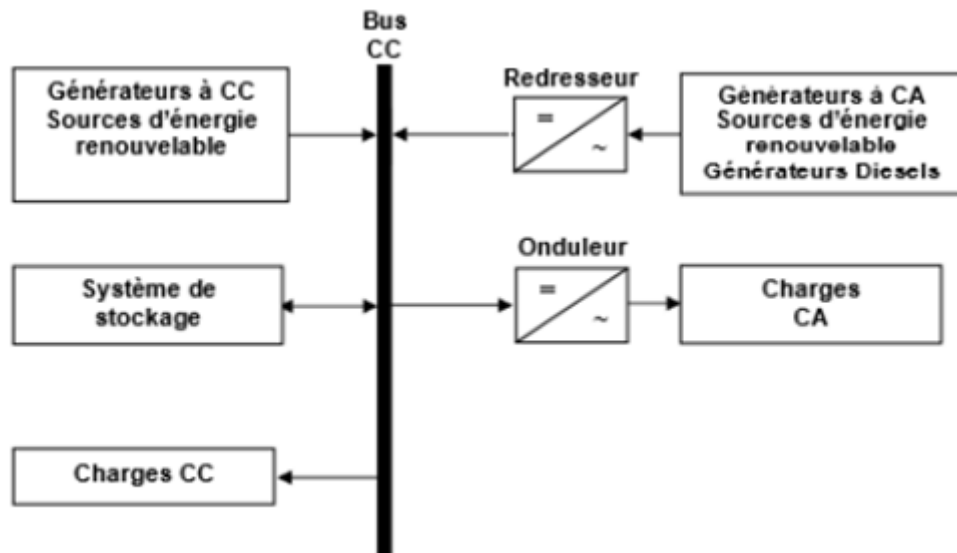


FIGURE 1.24 – Architecture de la configuration à bus CC [31].

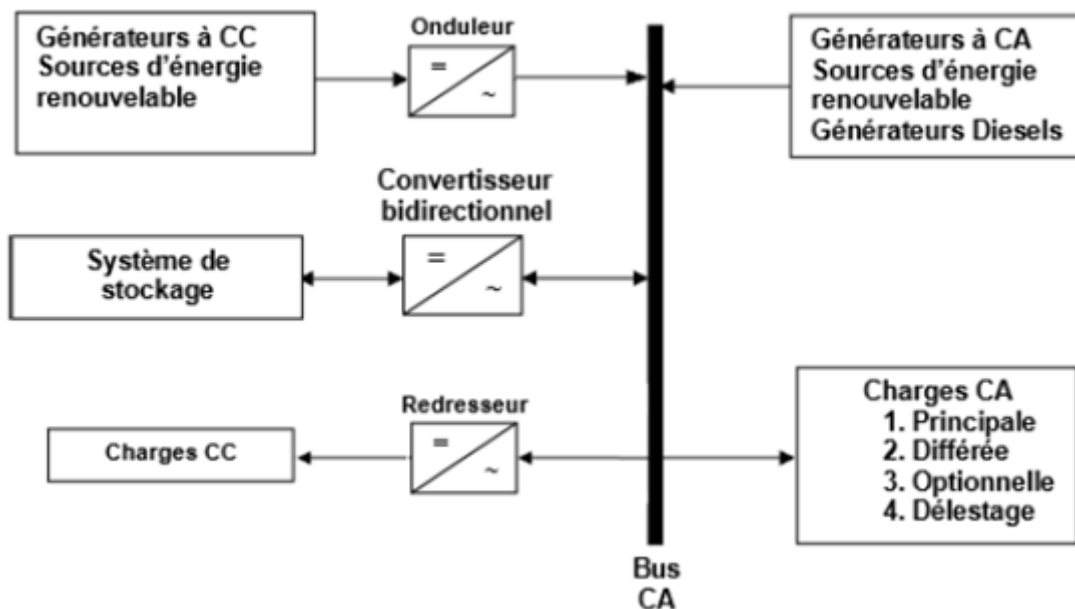


FIGURE 1.25 – Architecture de la configuration à bus CA [31].

Configuration à bus AC/CC Dans cette configuration, la source d'alimentation alternative est inter-connectée sur le bus AC, tandis que la batterie et les dispositifs photovoltaïques sont connectés au bus DC. Les deux bus sont connectés l'un à l'autre à l'aide d'un convertisseur bidirectionnel pour assurer que la puissance des générateurs DC est canalisée vers la charge et celle des générateurs AC est canalisée vers les batteries pour le chargement. Cette configuration permet de garantir que les deux bus fournissent de l'énergie en même temps (voir figure 1.26).

6 Conclusion

Dans ce premier chapitre, nous avons passé en revue les différentes caractéristiques physiques et techniques des composants d'un système hybride composé d'un générateur photovoltaïque,

d'un générateur éolien et d'un système de stockage (batteries). Ainsi, les gisements solaire et éolien en Algérie, les types de cellules photovoltaïques, les types d'éoliennes utilisées, les différentes configurations des systèmes hybrides sont donnés. Dans le chapitre suivant, nous exposerons les modèles mathématiques de modélisation des trois composants du système hybride (photovoltaïque-éolien-batterie).

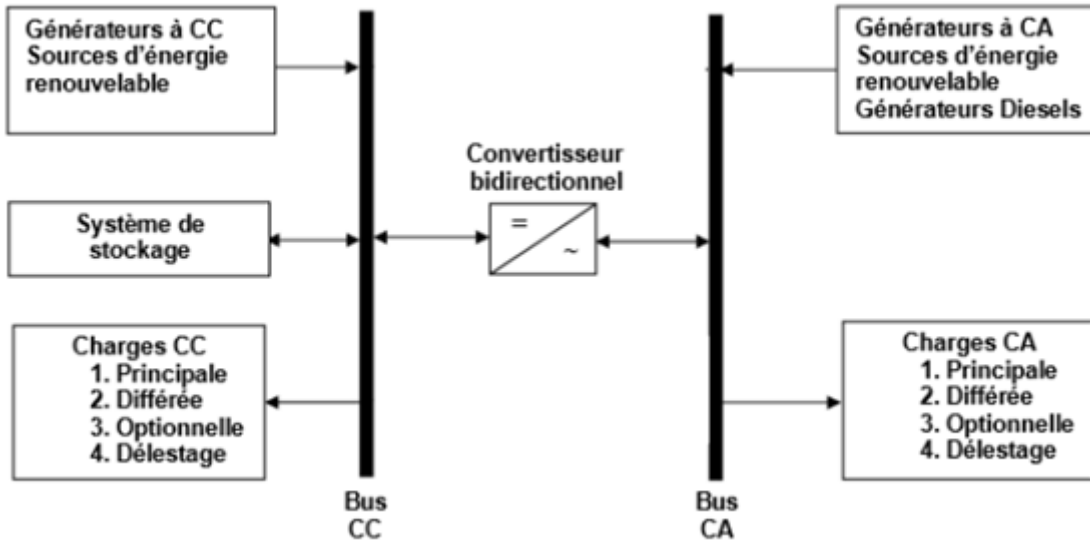


FIGURE 1.26 – Architecture de la configuration à bus CA/CC [31].

Bibliographie

- [1] Arno HM Smets et al., **Solar energy : The physics and engineering of photovoltaic conversion, technologies and systems**, UIT Cambridge, (2015).
- [2] David M. Driesen, **Renewable Energy under the Kyoto Protocol : The Case for Mixing Instruments**, College of Law - Faculty Scholarship. 27(2007).
- [3] Leon Freris and David Infield, **Renewable Energy in Power Systems**, John Wiley Sons, Ltd, (2008).
- [4] Geerten J. I. Schrama and Sabine Sedlacek, **Environmental and Technology Policy in Europe**, Springer-Science+Business Media. B.V. (2003).
- [5] Aldo Vieira da Rosa, **Fundamentals of Renewable Energy Processes**, Elsevier Academic Press (2005)
- [6] D. Saheb-Koussaet al., **Hybrid Options Analysis for Power Systems for Rural Electrification in Algeria**, Energy Procedia 6 750–758 (2011).
- [7] Sara Cherifi et Mohamed Haddad, **L'énergie solaire : Un moteur de développement durable an Algérie**, Les Cahiers du Cread, vol. 35 - n 03 - (2019).
- [8] Benoit Roby et al., **Production de l'énergie électrique à partir des sources renouvelables**, MULTON Bernard (2012).
- [9] Stefan Krauter, **Solar electric power generation : Photovoltaic energy system**, springer (2006).
- [10] Sofiane Abada, **Étude et optimisation d'un générateur photovoltaïque pour la recharge d'une batterie avec un convertisseur Sepic**, Mémoire de maîtrise (2011).
- [11] J. Royer and E. J. Schiller, **Le pompage photovoltaïque : Manuel de cours à l'intention des ingénieurs et des techniciens**, Québec : Institut de l'énergie des pays ayant en commun l'usage du français (1998).
- [12] A. Berrachedi, **Caractéristique courant-tension (IV) d'un panneau photovoltaïque : Méthodes de mesure et influence des paramètres externes**, Mémoire de master à l'ESSAT(2019).
- [13] R. Kumar, L. Umanand, **Estimation of solar radiation using clearness index for sizing photovoltaic system**, Centre of electronic design and technology, Indian institut of science.Bangalor. India, Available on line 8 April 2005.
- [14] Richard H, Bube, **Photovoltaic Materials**, Imperial College Press (1998).
- [15] Anne Labouret et Michel Viloz, **Énergie solaire photovoltaïque**, Dunod (2003)
- [16] Issam Meghlaoui, **Modélisation et simulation d'une chaîne de conversion éolienne de petite puissance à axe horizontal**, Mémoire de Magister, (2009).
- [17] M.H. Ali, **Wind energy systems : Solutions for power quality and stabilization**, CRC Press (2017).

- [18] Martin Taïki Vaïtchemé, **Modélisation et simulation d'un système de stockage intégré dans un micro-réseau autonome solaire-éolien**, Mémoire de maîtrise (2019).
- [19] Abdelhalim Borni, **Étude et optimisation d'un multi-système hybride de conversion d'énergie électrique**, Thèse (2015).
- [20] Khaled Ferkous, **Étude d'une chaîne de conversion d'énergie éolienne**, Mémoire de Magister(2009).
- [21] Bouthaina Madaci, **Architectures intégrées de gestion de l'énergie pour les multi-systèmes autonomes utilisant le stockage par accumulateurs**, Thèse (2018).
- [22] <https://www.parismatch.com/Actu/Environnement/Des-nouvelles-eoliennes-sans-pales-76631>
- [23] <https://www.batiactu.com/edito/l-avenir-est-il-aux-eoliennes-sans-pale--41251.php>
- [24] Thierry Maître, **Les hydroliennes**, Encyclopédie de l'énergie, déc.-15, Article : 068 (2018).
- [25] Mohamed Mladjao et Mouhammad Al Anfaf, **Contribution à la modélisation et à l'optimisation de systèmes énergétiques multi-sources et multi-charges**, Thèse (2017).
- [26] Lilia Abdelhamid, **Contribution à l'amélioration des performances des générateurs éoliens - évaluation de l'impact des énergies renouvelables sur l'environnement**, Thèse (2012).
- [27] Pierre Mayé, **Générateurs électrochimiques - Piles, accumulateurs et piles à combustible**, Dunod (2010).
- [28] Arnaud Delaille, **Développement de méthodes d'évaluation de l'état de charge et de l'état de santé des batteries utilisées dans les systèmes photovoltaïque**, Thèse (2006).
- [29] Said. Diaf et al., **A methodology for optimal sizing of autonomous hybrid PV/wind system**, Energy Policy, Elsevier, 35, pp.5708-5718 (2007).
- [30] Ludmil Stoyanov, **Étude des différentes structures de systèmes hybrides à sources d'énergies renouvelables**, Thèse, (2011).
- [31] B. Samer, **Optimisation de dimensionnement d'un système hybride éolien/diesel autonome**, Thèse, Université M'Hamed Bougerra de Boumerdes (2015).

Chapitre 2

Modèle d'optimisation du système hybride

1 Introduction

Après avoir cité les différents composants du système hybride (photovoltaïque-éolien) et des batteries, ainsi que l'influence de leurs paramètres sur le système, nous procédons à la modélisation du système global.

Afin de déterminer la stratégie d'optimisation adéquate, le comportement du système doit être compris sur la base des données d'entrée. Par conséquent, la modélisation est un moyen d'exprimer les processus techniques sous forme mathématique. Son but est d'étudier théoriquement le comportement de certains paramètres et de les optimiser en respectant les contraintes données. Pour cette raison, il est nécessaire de modéliser le système énergétique hybride (photovoltaïque-éolien-batteries) pour établir une relation directe entre l'énergie produite par le système et la demande de la charge.

Dans ce cadre, nous présenterons la modélisation de puissance du système hybride photovoltaïque-éolien-batterie dans la première partie de ce chapitre, puis nous verrons les modèles de dimensionnement optimal du système hybride.

2 Modélisation du générateur photovoltaïque

Un générateur photovoltaïque est un dispositif non-linéaire dont le fonctionnement peut être décrit par sa caractéristique courant-tension $I - V$ mais aussi par son circuit électrique équivalent. Plusieurs modèles mathématiques ont été développés afin de décrire le comportement d'un générateur photovoltaïque [1, 2, 3, 4, 5, 6].

D'autre part, la performance d'un module photovoltaïque dépend des variables physiques du matériau de la cellule photovoltaïque qui le compose, de sa température et de l'éclairement solaire reçu par celle-ci. Techniquement, la performance d'un générateur photovoltaïque est d'autant plus meilleure que sa puissance maximale de sortie est élevée.

Dans le présent travail nous utilisons un modèle mathématique simple pour estimer la puissance de sortie des modules photovoltaïques et ce en utilisant les données du rayonnement solaire disponible sur une surface inclinée et de la température ambiante ainsi que les données du fabricant des modules photovoltaïques. Ainsi, la puissance instantanée produite en sortie d'un générateur photovoltaïque P_{PV} peut être calculée selon l'expression suivante [2] :

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

où η_{gpv} est le rendement instantané du générateur photovoltaïque, A_{gpv} la surface d'un module unique utilisé dans un système mesurée en m^2 , $G_i(t)$ l'éclairement global incident sur un plan

incliné (mesuré en W/m^2) et N le nombre de modules.

Nous supposons que le générateur photovoltaïque est piloté par une commande MPPT qui permet de maximiser la puissance extraite. Aussi, toutes les pertes d'énergie dans le générateur photovoltaïque, y compris les pertes de connexion, les pertes de câblage et les autres pertes, sont supposées nulles.

Le rendement instantané η_{gpv} du générateur photovoltaïque est donné par l'équation suivante [7] :

$$\eta_{gpv} = \eta_r \eta_{cp} [1 - \beta_t (T_c - T_{c,\text{réf}})] \quad (2.2)$$

où η_r est le rendement de référence du générateur photovoltaïque, η_{cp} est le rendement de conditionnement de puissance (power conditioning efficiency) qui est égal à 1 si un suiveur du point de puissance maximale parfait est utilisé, T_c la température de la cellule photovoltaïque (en $^{\circ}C$), $T_{c,\text{réf}}$ la température de référence de la cellule photovoltaïque et β_t le coefficient de rendement en température (generator efficiency temperature coefficient), allant de 0,004 à 0,006 par $^{\circ}C$ pour les cellules à base de silicium.

Sur la base du bilan énergétique proposé par Duffie et al. [8], la température de la cellule photovoltaïque peut être exprimée comme suit :

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

où T_a est la température ambiante ($^{\circ}C$), $NOCT$ la température nominale de fonctionnement des cellules (NOCT pour Nominal Operating Cell Temperature en anglais).

Notons que η_r , η_{cp} , β_t , $NOCT$ et A_m sont des paramètres qui dépendent du type de module photovoltaïque, et qui sont donnés par le constructeur des modules.

3 Courbe de puissance d'un générateur éolien

Diverses approches ont été utilisées dans la littérature pour modéliser la courbe de puissance des éoliennes (voir figure 2.1). En effet, la puissance électrique $P_{\text{éol}}(V)$ délivrée par une éolienne en fonction de la vitesse du vent V peut être exprimée comme [9] :

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

où $V_{\text{dém}}$ est la vitesse de démarrage de l'éolienne, V_n vitesse du vent pour laquelle l'éolienne délivre une puissance nominale P_n , V_{max} vitesse maximale du vent au delà de laquelle il serait dangereux pour l'éolienne de s'exposer au vent (l'éolienne doit être mise en drapeau) et $q(V)$ une relation prédéfinie entre la puissance de sortie et la vitesse du vent.

En effet, la relation $q(V)$ peut être approchée par diverses fonctions 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).

1. Sur la base du modèle le plus simplifié de la courbe linéaire, la région (2) de la courbe de puissance ((voir figure (2.1)) est décrite comme une ligne droite. Ce comportement est utilisé dans de nombreuses applications.
2. Le modèle quadratique utilise une équation du second ordre pour exprimer la partie non linéaire de la courbe où $q(V)$ est approximée par une équation quadratique pour décrire la relation entre la puissance de sortie de l'éolienne et la vitesse du vent.

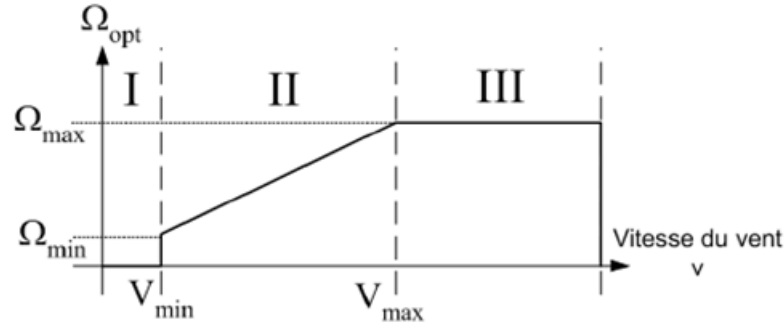


FIGURE 2.1 – Loi de commande optimale d'une éolienne à vitesse variable.

Modèle	Expressions de q	Paramètres
Linéaire [10, 11]	$q(v) = P_n \frac{V - V_{dém}}{V_n - V_{dém}}$	-
Quadratique [12, 13, 14]	$q(v) = P_n \left(\frac{V - V_{dém}}{V_n - V_{dém}} \right)^2$	-
Basé sur la distribution de 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 pour la puissance éolienne.

- Une méthode basée sur la distribution de **Weibull** avec paramètres à définir est proposée pour le calcul de la puissance de l'éolienne. Comme c'est le cas d'autres modèles, ce dernier présente également des problèmes de précision car plusieurs éoliennes ont différentes formes de courbes de puissance, en fonction de leur conception et de leur puissance nominale. Par conséquent, aucun ensemble d'équations caractéristiques généralisées ne peut reproduire avec précision les performances de toutes les éoliennes.

Dans notre travail, nous utilisons le modèle linéaire pour la puissance en fonction de la vitesse du vent, à savoir :

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

4 Modélisation du système de stockage par les batteries

Le modèle mathématique de l'état de charge de la batterie dépend de l'état de charge précédente, de l'énergie produite par l'éolienne $E_{éol}$, de l'énergie produite par le générateur photovoltaïque E_{pv} et de l'énergie demandée par la charge E_{ch} . Ainsi, l'état de charge à un instant donné des batteries peut être calculé selon deux scénarios [15, 16] :

4.1 Premier scénario :

Dans le cas où $E_{\acute{e}ol}(t) \geq E_{ch}(t)$, les batteries commencent à être chargées, et la capacité de stockage instantanée $EDC_{bat}(t)$ (mesurée en Wh) (EDC pour état de charge) est donnée par :

$$EDC_{bat}(t) = EDC_{bat}(t-1) + [E_{pv}(t) + (E_{\acute{e}ol}(t) - E_{ch}(t))\eta_{ond}] \eta_{cha} \quad (2.6)$$

avec

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

$$E_{\acute{e}ol} = P_{\acute{e}ol}(t)\Delta t \quad (2.8)$$

et

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

et où $P_{pv}(t)$ est la puissance produite par le générateur photovoltaïque à l'instant t , $P_{\acute{e}ol}(t)$ la puissance produite par l'éolienne à l'instant t , $P_{ch}(t)$ la puissance produite par la charge à l'instant t , Δt et l'intervalle de mesure temporel (ici 1 heure), η_{ond} le rendement de l'onduleur et η_{cha} le rendement de charge des batteries.

4.2 Deuxième scénario :

Dans le cas $E_{\acute{e}ol}(t) \leq E_{ch}(t)$, deux possibilités se présentent :

1. Si $E_{pv}(t) \geq (E_{\acute{e}ol}(t) - E_{ch}(t))/\eta_{ond}$, le processus de décharge des batteries se déclenche, lequel est caractérisé par la relation suivante :

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

2. Si $E_{pv}(t) \leq (E_{\acute{e}ol}(t) - E_{ch}(t))/\eta_{ond}$, dans cet état, nous avons un processus de décharge des batterie, qui est caractérisé par la relation suivant :

$$EDC_{bat}(t) = EDC_{bat}(t-1) + \left(E_{pv}(t) - \frac{E_{\acute{e}ol}(t) - E_{ch}(t)}{\eta_{ond}} \right) \frac{\Delta t}{\eta_{d\acute{e}ch}} \quad (2.11)$$

où $\eta_{d\acute{e}ch}$ est le rendement de décharge des batteries.

Limites de l'état de chargement des batteries

Pour tous les scénarios possibles, l'état de charge des batteries doit satisfaire la condition suivante :

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

où $EDC_{bat,max}$ est l'état de charge maximum des batteries et $EDC_{bat,min}$ l'état de charge minimum des batteries donné par

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

avec $C_{bat,n}$ l'état de charge nominal des batteries et DOD la profondeur de décharge des batteries (DOD de l'anglais Depth of discharge)

Détermination de la capacité nominale du système de stockage :

La capacité des batteries en termes d'énergie Wh dépend principalement du nombre de jours d'autonomie N_{ja} , de l'énergie produite pour chaque jour par les générateurs à énergies renouvelables sans le système de stockage, et de la consommation énergétique journalière par la charge.

Nous calculons, pour chaque jour de l'année, la différence entre l'énergie demandée par la charge et l'énergie produite par les générateurs à énergies renouvelables,

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

avec

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

ce qui va nous permettre de calculer la différence d'énergie en une journée (déficit journalier) pour tous les jours de l'année

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

Ensuite, pour déterminer la capacité nominale, nous tenons compte du déficit journalier E_{dj} maximum sur une année, selon l'expression suivante :

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

5 Méthode de dimensionnement du système hybride

L'objectif principal de la présente étude est de trouver la configuration optimale de la centrale hybride éolienne, photovoltaïque avec stockage afin de satisfaire la puissance demandée par la charge choisie. En terme d'analyse technique, plusieurs approches sont utilisées pour réaliser les configurations optimales des systèmes hybrides. Parmi ces méthodes numériques, nous citons la méthode du moindre carré (least-square method) [17, 18, 19], la méthode du compromis (trade-off, en anglais) [20, 21] et la méthode technique appelée LPSP [22, 8, 24, 25, 26].

Pour le dimensionnement et l'évaluation de notre système hybride photovoltaïque/éolien avec système de stockage nous utilisons une procédure basée sur une analyse technico-économique qui se fait sur deux étapes. Dans un premier lieu, nous allons appliquer la technique appelée LPSP (en anglais Loss of power supply probability) qui, comme son nom l'indique, se sert du calcul d'un paramètre pertinent pour le système hybride pour mesurer la probabilité de perte d'approvisionnement en puissance du système. Pour une valeur désirée de LPSP, le calcul nous sortira des triplets de configurations de puissances nominales photovoltaïque et éolienne ainsi que le nombre de batterie (P_{PVn} , $P_{éoln}$, N_{bat}). Par la suite, et à partir des configurations obtenues pour un LPSP donné, nous utilisons une approche économique qui déterminera pour nous la configuration optimale (la moins chère en terme des coûts d'achat, de maintenance et enfin de renouvellement des équipements).

5.1 Description de la méthode LPSP

La méthodologie utilisée peut être résumée dans les phases de fonctionnement du système suivantes :

Phase 1 : La puissance demandée par la charge est inférieure à la puissance produite par l'aérogénérateur ($P_{ch} < P_{éol}$). Dans ce cas, le surplus d'énergie, ainsi que l'énergie générée par les panneaux photovoltaïques sont transférés aux batteries via des convertisseurs statiques.

Le nouvel état de charge des batteries est calculé à l'aide de l'équation (2.6). Si ce dernier dépasse l'état maximal admissible $EDC_{bat-max}$, l'énergie excédentaire sera dirigée vers les charges auxiliaires.

Phase 2 : La puissance requise (demandée) par la charge est supérieure à la puissance produite par l'éolienne ($P_{ch} > P_{éol}$). Dans ce cas, le déficit d'énergie ($P_{ch} - P_{éol}$) est compensé par le générateur photovoltaïque. Si ce dernier ne peut pas couvrir la demande de la charge, ($P_{pv}(t) < P_{ch}(t) - P_{éol}/\eta_{ond}$), alors le déficit énergétique est couvert par les batteries via l'onduleur DC/AC, sous condition que la limite minimale de l'état de charge n'est pas atteinte $EDC_{bat} < EDC_{bat-min}$, et une nouvelle capacité de batterie est calculée à l'aide de l'équation (2.11).

Dans la **phase 2**, si l'énergie disponible générée par les générateurs photovoltaïques et éoliens stockés dans les batteries est insuffisante pour satisfaire les exigences de la charge énergétique au temps t , le déficit énergétique (Loss of Power Supply) $LPS(t)$ peut être exprimé comme suit :

$$LPS(t) = (P_{ch}(t) - P_{éol}(t))\Delta t - (P_{pv}(t) + EDC_{bat}(t-1) - EDC_{bat-min})\eta_{ond} \quad (2.18)$$

Enfin, la probabilité LPSP est définie comme la somme de tous les besoins non satisfaits "LPS", divisée par l'énergie totale requise par la charge pendant la période de fonctionnement T (Pour cette étude, $T = 1$ année).

$$LPSP = \frac{\sum_{t=1}^T LPS(t)}{\sum_{t=1}^T P_{ch}(t) \times \Delta t} \quad (2.19)$$

Elle exprime le taux d'insatisfaction des charges.

Algorithme de dimensionnement

Pour le besoin des calculs inscrits dans le cadre de la méthode décrite précédemment, nous définissons les paramètres P_{pv-inf} , P_{pv-sup} et $P_{éol-inf}$, $P_{éol-sup}$ représentant, respectivement, les limites inférieures et supérieures des puissances délivrées par les deux générateurs photovoltaïque et éolien. En outre, dP_{pv} et $dP_{éol}$ représentent les pas de variation des puissances nominales photovoltaïque et éolienne. N_{ja} est le nombre de jours d'autonomie et dt représente le pas de simulation [9].

Les données d'entrée de cet algorithme sont :

- l'éclairement solaire sur un plan incliné.
- les valeurs moyennes de la température ambiante.
- la vitesse du vent pour chaque heure d'une journée typique de chaque mois de l'année.
- la valeur de la 'LPSP' désirée sur une année.
- les paramètres techniques des différents composants du système.

Cet algorithme permet de déterminer un ensemble de configurations pour le système (P_{pv} , $P_{éol}$, N_{bat}) qui satisfont la condition sur la 'LPSP'. Seule une analyse économique permet de déterminer le dimensionnement optimal du système hybride.

5.2 Modèle économique

Après la détermination des différents triplets ($P_{pv,n}$; $P_{éol,n}$; N_{bat}) qui satisfont la probabilité 'LPSP' désirée, nous avons principalement pour chaque composant du système trois types de

coût [9] : un coût initial, un coût de maintenance et un coût de renouvellement des composants.

Coût initial : Le coût initial C_i est lié au coût d'achat du système, ainsi que le coût d'installation, et peut être, de ce fait, très important.

$$C_i = P_{\text{éol}}C_{i,\text{éol}} + P_{pv}C_{i,pv} + N_{bat}C_{i,bat} + S_{ond}C_{i,ond} \quad (2.20)$$

où $C_{i,\text{éol}}$ est le coût initial du système éolien, ($\text{€}/W$), $C_{i,pv}$ coût initial du système photovoltaïque, ($\text{€}/W$), $C_{i,bat}$ coût initial du système de stockage, ($\text{€}/W$), $C_{i,ond}$ coût initial de l'onduleur, ($\text{€}/W$) et S_{ond} la puissance apparente de l'onduleur, (VA).

Coût de maintenance : Le coût de maintenance est donné en pourcentage par rapport au coût initial de chaque composant, et ce pour une période d'une année.

$$C_m = (P_{\text{éol}}C_{i,\text{éol}}m_{\text{éol}} + P_{pv}C_{i,pv}m_{pv} + N_{bat}C_{i,bat}m_{bat} + S_{ond}C_{i,ond}m_{ond})dv_{sys} \quad (2.21)$$

où $m_{\text{éol}}$ et le pourcentage de maintenance annuel du système éolien, (en %), m_{pv} le pourcentage de maintenance annuel du système photovoltaïque, (en %), m_{bat} le pourcentage de maintenance annuel du système de stockage, (en %), m_{ond} le pourcentage de maintenance annuel de l'onduleur, (en %) et dv_{sys} la durée de vie du système, (en nombre d'années).

Coût de renouvellement des composants : Chaque composant de système a une durée de vie et il doit être remplacé périodiquement sur toute la durée de fonctionnement du système hybride. Le coût de remplacement (renouvellement) C_r est donné par :

$$C_r = P_{\text{éol}}C_{i,\text{éol}}\frac{dv_{sys} - dv_w}{dv_w} + P_{pv}C_{i-pv}\frac{dv_{sys} - dv_{pv}}{dv_{pv}} + N_{bat}C_{i-bat}\frac{dv_{sys} - dv_{bat}}{dv_{bat}} + S_{ond}C_{i-ond}\frac{dv_{sys} - dv_{ond}}{dv_{ond}} \quad (2.22)$$

où dv_w , dv_{pv} , dv_{bat} et dv_{ond} représentent les durées de vie du système éolien, du système photovoltaïque, du système de stockage et de l'onduleur, respectivement.

Généralement, le générateur éolien et le générateur photovoltaïque ont une durée de vie proche de la durée de vie du système, donc un coût de remplacement pratiquement nul. Finalement, le coût global C_g pour toute la durée de fonctionnement est donné par :

$$C_g = C_i + C_m + C_r \quad (2.23)$$

Enfin, l'organigramme de la méthode LPSP est présenté sur la figure (2.2).

6 Conclusion

Ce chapitre a été consacré au passage en revue des modèles mathématiques ayant servi à la modélisation des puissances délivrées par un générateur photovoltaïque et un générateur éolien ainsi que l'état de charge des batteries dans un système hybride destiné à l'alimentation en électricité d'une charge électrique. La suite du chapitre est dédiée à la présentation de la méthode technique de dimensionnement optimal du système hybride basée sur le calcul de la probabilité de perte d'approvisionnement en puissance, communément appelée LPSP. Enfin, un modèle pour une étude économique en vue de trouver parmi tant de configurations répondant à une valeur donnée de LPSP, celle optimale, c'est à dire à coût minimal, est exposé. Les caractéristiques techniques des composants du système hybride, les paramètres de modélisation ainsi que la littérature ayant référence à cette technique sont donnés afin de faciliter au lecteur la

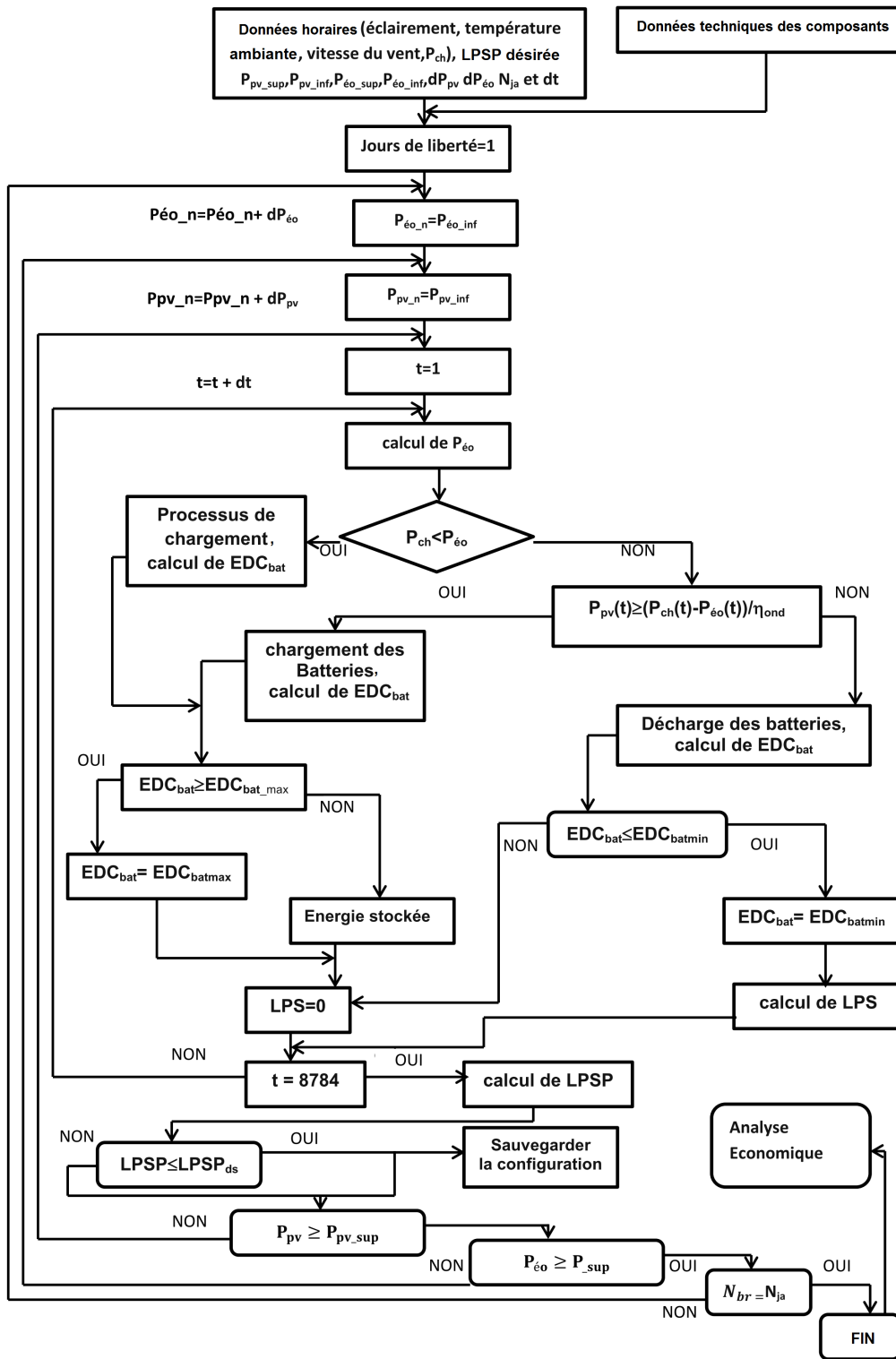


FIGURE 2.2 – Organigramme global de l’algorithme de dimensionnement.

bonne assimilation de la procédure suivie dans ce travail. Dans le chapitre suivant nous exposerons les résultats de dimensionnement optimal par la méthode LPSP obtenus par simulation numérique, suivis par une discussion.

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] T. Markvard, **Solar Electricity**, Wiley, 2nd ed. USA (2000).
- [3] W. Zhou, H.X. Yang, Z.H. Fang, **A Novel model for photovoltaic array performance prediction**, Applied Energy, vol. 84, no. 12, pp. 1187-1198, (2007).
- [4] F. Lasnier and T.G. Ang, **Photovoltaic Engineering Handbook**, CRC Press, England, (1990).
- [5] M. Nikraz, H. Dehbonei, C.V. Nayar, **A DSP Controlled PV System with MPPT**, Australian Power Engineering Conference, Christchurch, pp. 1-6, (2003).
- [6] Thomas Mambrini, **Caractérisation de panneaux solaires photovoltaïques en condition réelles d'implantation et en fonction des différentes technologies**, Thèse de doctorat (2015).
- [7] 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).
- [8] John A. Duffie, William A. Beckman, **Solar Engineering of Thermal Process**, John Wiley Sons, Inc, (1991).
- [9] 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).
- [10] 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, (2005).
- [11] Y. Hongxing, L. Lu, Z. Wei, **A novel optimization sizing model for hybrid solar wind power generation system**, Solar Energy 81, 76–84 (2007)..
- [12] 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).
- [13] Chou K.C., R.B. Corotis, **Simulation of Hourly Wind Speed and Array Wind Power**, Solar Energy, vol. 26, pp. 199-212, (1981).
- [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. 134–143, (1983).
- [15] A. Bin, Y. Hongxing, S. Hui, L. Xianbo, **Computer aided design for PV/Wind hybrid system**, Renewable energy 28, 1491–1512 (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), 367–375 (1996).
- [17] W. Kellogg, M.H. Nehrir, G. Venkataramanan, V. Gerez, **Optimal unit sizing for a hybrid PV/wind generating system**, Electric Power System Research 39, 35–38 (1996).
- [18] S.B. Bogdan, Z.M. Salameh, **Optimum photovoltaic array size for a hybrid wind/PV system**, IEEE Transactions on Energy Conversion 9(3), 482–488 (1994).
- [19] S. Gomma, A.K.A. Seoud, H.N. Kheiralla, **Design and analysis of photovoltaic and wind energy hybrid systems in Alexandria, Egypt**, Renewable Energy 6 (5-6), 643–647 (1995).
- [20] E.S. Gavanidou, A.G. Bakirtzis, **Design of a stand alone system with renewable energy sources using trade off methods**, IEEE Transactions on Energy Conversion 7 (1), 42–48 (1993).
- [21] M.A. Elhadidy, S.M. Shaahid, **Optimal sizing of battery storage for hybrid (wind+diesel) power systems**. Renewable Energy 18, 77–86 (1999).
- [22] A. Kaabeche, M. Belhamel and R. Ibtouen, **Optimal Sizing Method for Stand-Alone Hybrid PV/Wind Power Generation System**, Revue des Énergies Renouvelables SMEE'10, Bou-Ismaïl, Tipaza, pp. 205 – 213 (2010).
- [23] S. Diaf, M. Belhamel, M. Haddadi and A. Louche, **Technical and Economic Assessment of Hybrid Photovoltaic-Wind System with Battery Storage in Corsica Island**, Energy Policy, Vol. 36, N2, pp. 743 – 754 (2008).
- [24] S. Diaf, D. Diaf, M. Belhamel, M. Haddadi and A. Louche, **A Methodology for Optimal Sizing of Autonomous Hybrid PV/Wind System**, Energy Policy, Vol. 35, N11, pp. 5708–5718 (2007).
- [25] L. Lu, H.X. Yang, L.J. Burnett, **Investigation on wind power potential on Hong Kong islands—an analysis of wind power and wind turbine characteristics**, Renewable Energy 27, 1–12. (2002).
- [26] I. Abouzahr, R. Ramakumar, **Loss of power supply probability of stand alone electric conversion systems : A closed form solution approach**, IEEE Transaction on Energy Conversion 5 (3), 445–452 (1990).

Chapitre 3

Résultats et discussion

1 Introduction :

Après avoir donné, dans le chapitre précédent, les bases mathématiques et numériques de la méthode LPSP pour le dimensionnement d'un système hybride (PV/éolien) avec batteries de stockage, nous débuterons ce chapitre par la présentation des gisements solaire et éolien des deux sites sélectionnés pour le besoin de notre étude, en l'occurrence : Tlemcen (plateau de Lalla Seti) et Adrar (tous deux situés en Algérie) ainsi que la température ambiante sur chacun des sites sur une année complète (366 jours ; ce qui équivaut à 8784 heures) à intervalle d'une heure. Ensuite, nous présentons la charge électrique à alimenter par le système hybride. Les résultats de notre étude seront présentés par la suite avec discussion.

2 Données météorologiques des deux sites et profil de la charge à alimenter

Les données géographiques des deux sites (Tlemcen (plateau de Lalla Seti) et Adrar) sont données dans le tableau (3.1).

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].

En effet, l'étude de dimensionnement du système hybride est faite sur la base de données météorologiques d'une année (366 jours) s'étalant de 1 Février 2004 au 31 Janvier 2005 pour les deux sites sélectionnés [1].

Ainsi, 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).

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 de l'éclairage pendant la nuit. Une activité considérable de la charge est enregistrée entre 9.0 h et 16 h avec un pic de consommation autour de 11 h.

Il est utile de noter que l'éclairage, la température et la vitesse du vent sont supposés constants pendant l'intervalle d'une heure. Les allures des grandeurs mesurées (éclairage, température et vitesse du vent) montrent que le site d'Adrar est plus chaud, plus venté et plus ensoleillé que celui de Tlemcen.

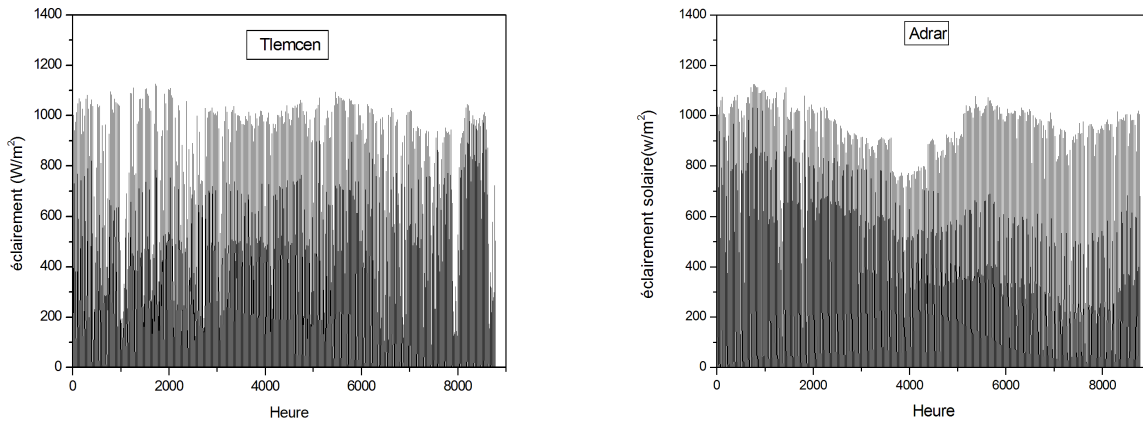


FIGURE 3.1 – Profils de l'éclairage solaire sur les deux sites sélectionnés : Tlemcen (Plateau Lalla Setti) (à gauche) et Adrar (à droite) pour une année (1 février 2004-31 janvier 2005) [1]

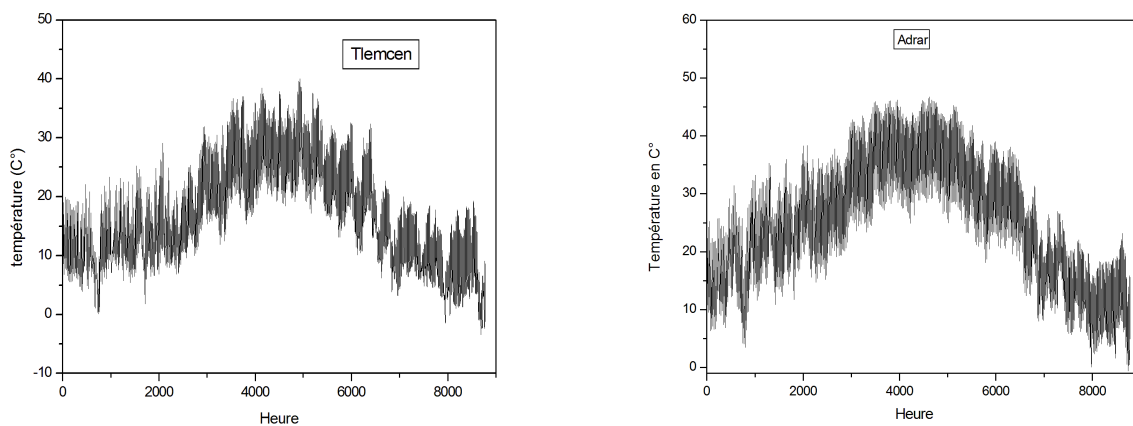


FIGURE 3.2 – Profil de la température ambiante sur les deux sites sélectionnés : Tlemcen (Plateau Lalla Setti) (à gauche) et d'Adrar (à droite) pour une année (1 février 2004-31 janvier 2005) [1].

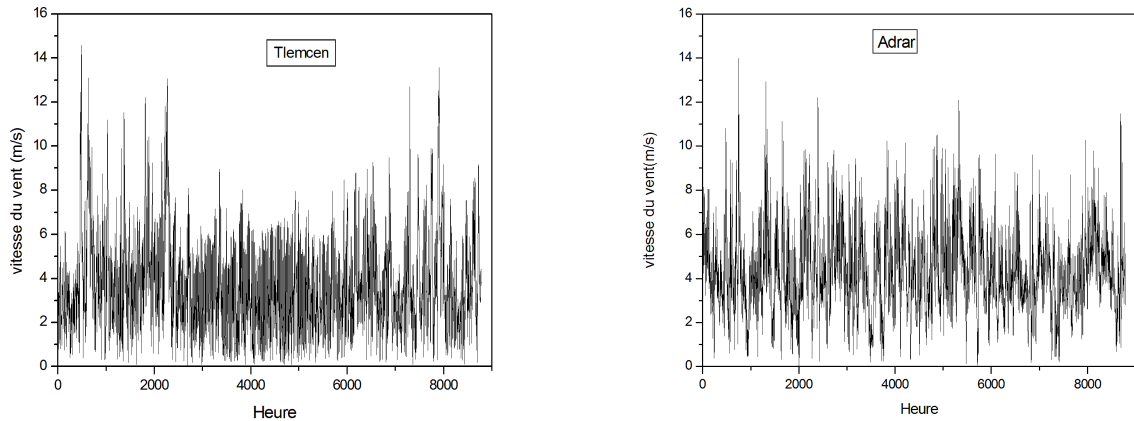


FIGURE 3.3 – Profil de la vitesse du vent sur les deux sites sélectionnés : Tlemcen (Plateau Lalla Setti) (à gauche) et d’Adrar (à droite) pour une année (1 février 2004-31 janvier 2005) [1].

3 Paramètres physiques, techniques et économiques du système hybride

Dans la présente étude, la puissance nominale de l’éolienne est variée dans un intervalle entre 0 W (pas d’éolienne) et 100 kW avec un pas de 5 kW , alors que la puissance photovoltaïque nominale varie dans un intervalle entre 0 W (pas de panneau photovoltaïque) et 60 kW avec un pas de 1.0 kW .

Nous donnons dans le tableau (3.2) les valeurs numériques des différents paramètres physiques utilisés dans la modélisation du générateur photovoltaïque.

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	$25\text{ }C^\circ$
NOCT	température nominale de fonctionnement d’une cellule	$45\text{ }C^\circ$

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

Nous donnons dans le tableau (3.3) les valeurs numériques des différents paramètres physiques utilisés dans la modélisation du générateur éolien.

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	45.0 m/s

TABLE 3.3 – Paramètres physiques pour la modélisation du générateur éolien

Nous donnons dans le tableau (3.4) les valeurs numériques des différents paramètres physiques utilisés dans la modélisation de l’état de charge des batteries.

3. PARAMÈTRES PHYSIQUES, TECHNIQUES ET ÉCONOMIQUES DU SYSTÈME HYBRIDE

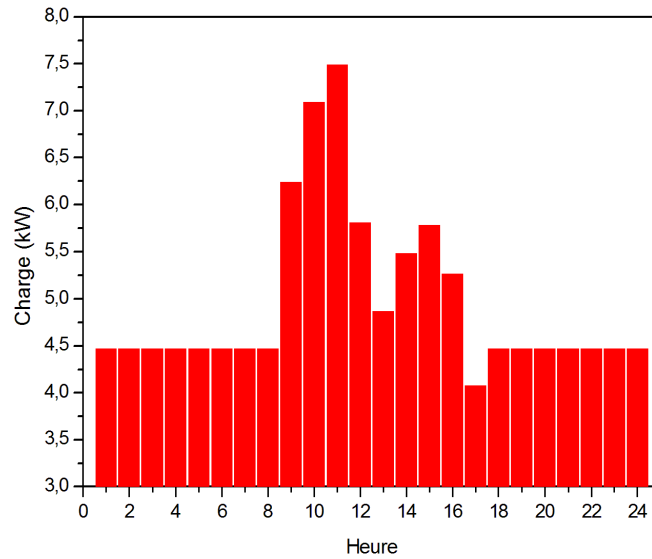


FIGURE 3.4 – Profil de la charge à alimenter d'énergie [2].

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]
$\eta_{\text{déch}}$	rendement de décharge des batteries	0.80 [5]

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

Nous donnons dans le tableau (3.5) les valeurs numériques des différents paramètres utilisés dans la modélisation de l'état de charge des batteries.

Paramètre	Désignation	Valeur
$PV_{W/S}$	puissance photovoltaïque crête du module par unité de surface	200.68 W/m^2 [3]
V_{bat}	tension d'une batterie	12 V [6]
Ah_{bat}	capacité d'une batterie	220 Ah [6]

TABLE 3.5 – Paramètres techniques des composants du système.

Nous donnons dans le tableau (3.6) les valeurs numériques des différents paramètres utilisés dans la modélisation de l'état de charge des batteries.

4 Résultats et discussion

Dans cette étude, nous avons considéré que la profondeur de décharge (PDD, DOD (depth of discharge) en anglais) tolérée est égale à 0.4 et que les batteries étaient initialement à un état de charge égal à 90% de leur charge maximum.

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

Afin de montrer l'influence des énergies éolienne et photovoltaïque ainsi que la capacité des batteries sur le dimensionnement du système hybride, nous traçons sur les figures (3.5) et (3.6) les différentes combinaisons d'énergie photovoltaïque et éolienne qui garantissent une valeur nulle de LPSP ($LPSP = 0.0$, charge totalement satisfaite) pour deux durées d'autonomie pour les batteries (3 et 5 jours) pour les deux sites sélectionnés. Notons que pour une puissance nominale éolienne donnée, la puissance nominale photovoltaïque correspondant au coût le plus bas est sélectionnée sur les trois figures.

Nous remarquons sur la figure (3.5) correspondant à une durée de 3 jours d'autonomie qu'il est possible de diminuer la puissance photovoltaïque nominale requise en augmentant la puissance éolienne nominale avec une pente plus raide pour la variation en puissance photovoltaïque nominale jusqu'à une puissance éolienne nominale égale à 20 kW . Au delà d'une puissance éolienne nominale 20 kW , la variation de la puissance photovoltaïque nominale devient moins prononcée lorsque la puissance éolienne nominale augmente.

Il est utile de remarquer que l'augmentation de la puissance éolienne nominale au delà de 40 kW sur le site d'Adrar ne fait pas diminuer la puissance photovoltaïque nominale requise, puisque celle-ci ne varie pas grand chose. Contrairement à cela, l'augmentation de la puissance éolienne nominale au delà de 30 kW sur le site de Tlemcen entraîne un besoin décroissant de la puissance photovoltaïque nominale.

D'autre part, la figure (3.6), correspondant à une durée de 5 jours d'autonomie, montre une tendance décroissante de la puissance photovoltaïque en fonction de la puissance éolienne semblable à celle pour une durée de 3 jours d'autonomie. Aussi, nous remarquons une diminution de la puissance photovoltaïque requise à cause du fait que le nombre de batteries devrait considérablement augmenter pour cette durée d'autonomie. Le site de Tlemcen peut diminuer considérablement son besoin en énergie photovoltaïque jusqu'à 5 kW si une puissance éolienne de plus de 100 kW est fournie. Cela n'impliquera pas forcément une meilleure proposition

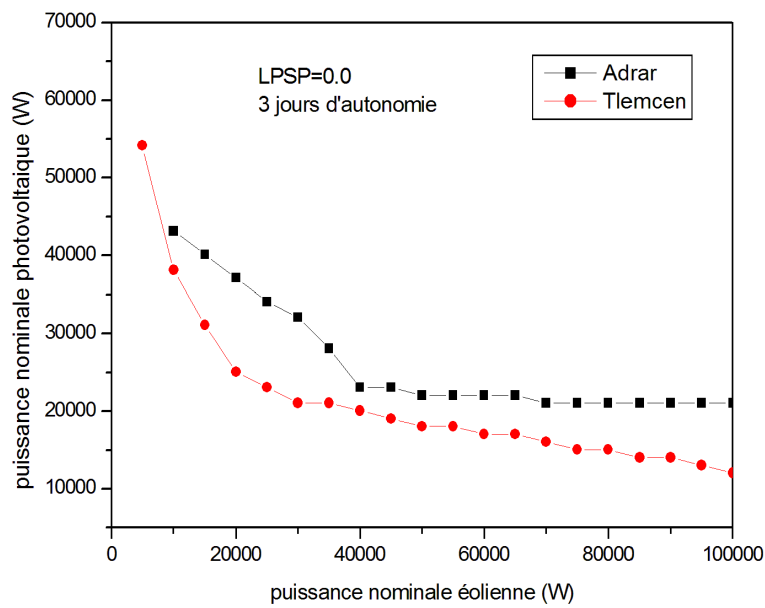


FIGURE 3.5 – Variation de la puissance photovoltaïque optimale pour une puissance éolienne donnée pour une fiabilité totale du système ($LPSP = 0.0$) pour les deux sites sélectionnés (3 jours d'autonomie).

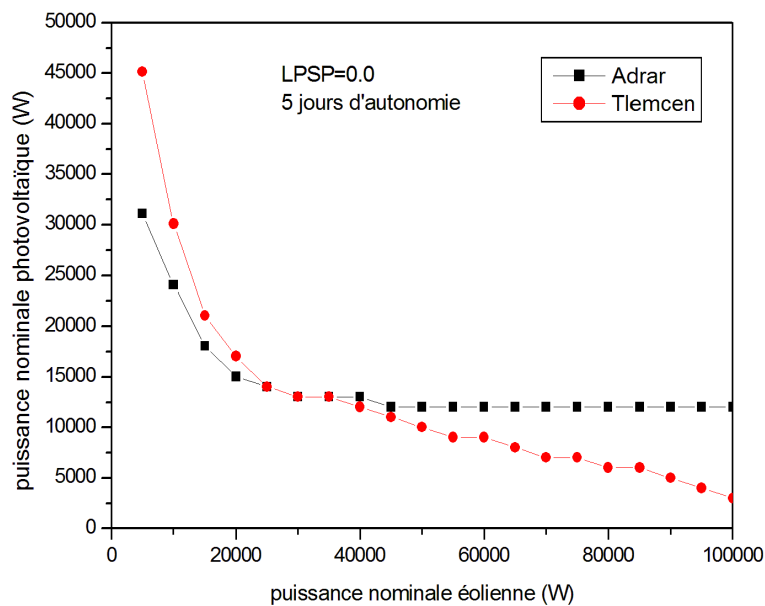


FIGURE 3.6 – Variation de la puissance photovoltaïque optimale pour une puissance éolienne donnée pour une fiabilité totale du système ($LPSP = 0.0$) pour les deux sites sélectionnés (5 jours d'autonomie).

puisque le site de Tlemcen n'est pas suffisamment venté pour y retirer cette puissance ; mais aussi parce que le cout de cette éolienne n'est pas optimal. D'autre part, sur le site d'Adrar, le besoin en puissance photovoltaïque reste constant même si la puissance éolienne augmente.

Les figures (3.7) et (3.8) illustrent, pour une durée de 3 jours d'autonomie, la variation de la puissance photovoltaïque nominale (optimale) en fonction de la puissance éolienne nominale pour trois valeurs de LPSP ($LPSP = 0.0, 0.01, 0.05$) pour les sites de Tlemcen et d'Adrar, respectivement.

Les courbes de variation de la puissance photovoltaïque en fonction de la puissance éolienne confirme l'idée selon laquelle un système est d'autant plus fiable que son LPSP tend vers zéro. En effet, pour une alimentation en énergie sans interruption (probabilité de perte de provision en puissance) ($LPSP = 0.0$) la puissance totale (éolienne et photovoltaïque) requise est beaucoup plus grande que celle pour une alimentation avec risque de perte de puissance ($LPSP = 0.01, 0.05$)(système non fiable).

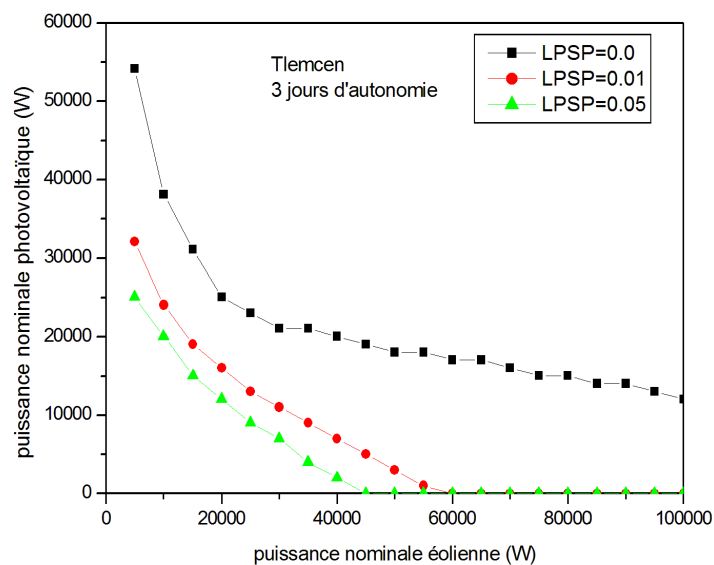


FIGURE 3.7 – Variation de la puissance photovoltaïque optimale pour une puissance éolienne donnée pour différentes valeurs de degré de fiabilité du système ($LPSP = 0.0, 0.01, 0.05$) pour le site de Tlemcen (3 jours d'autonomie).

Aussi, pour les deux sites, il est possible, dans le cas d'une LPSP non nulle, de se passer de la puissance photovoltaïque à partir d'une certaine puissance éolienne minimale (à partir de 45 kW pour une $LPSP = 0.05$ et 60 kW pour une $LPSP = 0.01$ pour le site de Tlemcen et à partir de 25 kW pour $LPSP = 0.05$ et 45 kW pour $LPSP = 0.01$ pour le site d'Adrar).

Les figures (3.9) et (3.10) illustrent la variation de LPSP en fonction de la puissance photovoltaïque nominale pour différentes valeurs de la puissance éolienne et ce pour une durée de 3 jours d'autonomie. Il est clair que le paramètre LPSP est inversement proportionnel à la puissance totale (éolienne+ photovoltaïque) requise. Nous pouvons distinguer deux comportements de la variation de la puissance photovoltaïque en fonction de LPSP. Pour des valeurs relativement grandes de LPSP, la puissance photovoltaïque augmente lentement et linéairement, alors qu'elle croît de manière non linéaire mais plus rapide lorsque LPSP devient très petite. L'augmentation de la puissance éolienne nominale fait décaler les courbes de LPSP en fonction de la puissance photovoltaïque de telle manière que pour une valeur donnée de LPSP la puissance photovoltaïque nominale décroît.

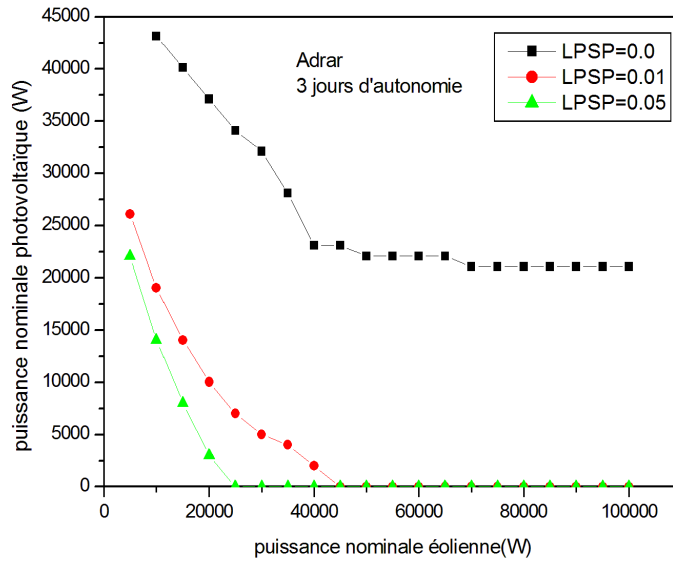


FIGURE 3.8 – Variation de la puissance photovoltaïque optimale pour une puissance éolienne donnée pour différentes valeurs de degré de fiabilité du système ($LPSP = 0.0, 0.01, 0.05$) pour le site d’Adrar (3 jours d’autonomie).

Comme exemple, sur le site d’Adrar, il est possible, avec la seule puissance éolienne 30 KW (pas de puissance photovoltaïque), d’atteindre une valeur de LPSP égale à 0.02, alors que sur le site de Tlemcen, et avec la même situation (même puissance éolienne sans puissance photovoltaïque), la LPSP atteinte est égale à 0.15 (système moins fiable avec risque de perte d’alimentation).

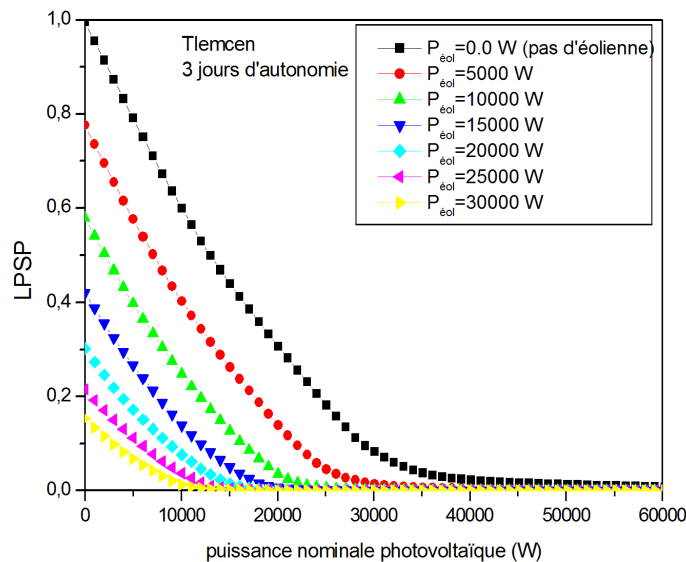


FIGURE 3.9 – Variation de la puissance photovoltaïque en fonction de LPSP pour différentes valeurs de la puissance éolienne pour le site de Tlemcen (3 jours d’autonomie).

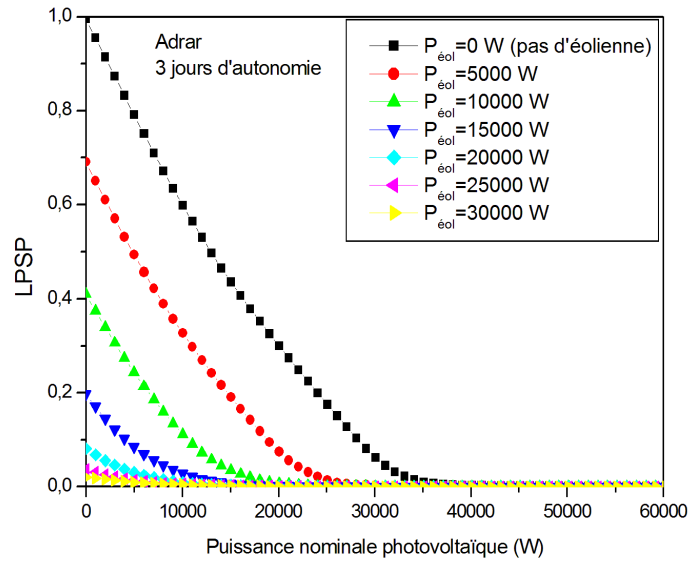


FIGURE 3.10 – Variation de la puissance photovoltaïque en fonction de LPSP pour différentes valeurs de la puissance éolienne pour le site d’Adrar (3 jours d’autonomie).

Enfin, les coûts optimaux en Euro (€) du système hybride (PV/éolien) avec batteries de stockage pour différentes valeurs de LPSP (0.0, 0.01, 0.05) pour le sites de Tlemcen et d’Adrar, avec 3 jours d’autonomie sont donnés dans les tableaux (3.7) et (3.8), respectivement. La puissance photovoltaïque nominale requise y est donnée en kW et en nombre de panneaux (entre parenthèse).

Il est clair des deux tableaux que le coût optimal du système hybride pour une valeur de $LPSP = 0$ (fiabilité totale) est le plus élevé pour les deux sites sélectionnés. Ce coût chute d’à peu près 47% (73%) sur le site de Tlemcen (Adrar) du coût optimal si nous envisageons faire fonctionner le système avec une $LPSP = 0.01$ avec risque de perte d’alimentation et d’à peu près 63% (75%) sur le site de Tlemcen (Adrar) du coût optimal si nous envisageons faire fonctionner le système avec une $LPSP = 0.05$ avec un risque plus grand de perte d’alimentation.

Aussi, le coût optimal pour une $LPSP = 0$ pour le site d’Adrar est nettement élevé par rapport à celui pour le site de Tlemcen. Nous estimons cette différence à un pourcentage de 29% par rapport au coût le plus élevé. A notre avis, cette différence de coût optimal est due essentiellement au coût élevé de l’éolienne (à 10 kW) proposée pour le site d’Adrar par rapport au coût de l’éolienne (à 5 kW) proposée pour le site de Tlemcen.

D’autre part, l’analyse de dimensionnement du système pour une $LPSP = 0$ propose de placer une éolienne de 10 kW pour le site d’Adrar (plus venté) et une éolienne de 5 kW pour le site de Tlemcen (moins venté). Aussi, elle propose un nombre plus grand de panneaux (270 panneaux) pour le site de Tlemcen que le site d’Adrar (216 panneaux) et à peu près le même nombre de batteries (38 pour Tlemcen et 39 pour Adrar).

5 Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons présenté les résultats de dimensionnement d’un système hybride (PV/éolien) avec batteries de stockage dédié à fournir de l’énergie électrique à une unité administrative d’une société pour deux sites en Algérie : Tlemcen(Lalla Setti) et Adrar. En se

LPSP	Puissance éolienne (kW)	Puissance photovoltaïque (kW)	Nombre de batterie	Coût optimal
0.0	5.0	54.1836 (270 panneaux)	38	31610.83 €
0.01	0.0	56.1904 (281 panneaux)	43	16764.64 €
0.05	0.0	34.1156 (170 panneaux)	50	11694.09 €

TABLE 3.7 – Coût optimal en Euro (€) du système hybride (PV/éolien) avec batteries de stockage pour différentes valeurs de LPSP pour le site de Tlemcen (3 jours d'autonomie)

LPSP	Puissance éolienne (kW)	Puissance photovoltaïque (kW)	Nombre de batterie	cout optimal
0.0	10.0	43.146 (216 panneaux)	39	44385.68 €
0.01	0.0	35.119(176 panneaux)	48	11922.97 €
0.05	0.0	31.105(155 panneaux)	50	11001.74 €

TABLE 3.8 – Coût optimal en Euro (€) du système hybride (PV/éolien) avec batteries de stockage pour différentes valeurs de LPSP pour le site d'Adrar (3 jours d'autonomie)

basant sur des données météorologiques (éclairage, température ambiante, vitesse du vent) fiables des deux sites, nous avons procédé à des calculs du paramètre de fiabilité du système hybride, en l'occurrence la probabilité de perte d'alimentation en puissance LPSP (Loss of power supply probability), laquelle prend une valeur nulle pour un système d'alimentation en énergie totalement fiable. Afin d'élucider l'influence des différents paramètres du système (LPSP, jours d'autonomie, puissance éolienne nominale donnée) sur le dimensionnement du système, nous avons tracé la variation de la puissance photovoltaïque nominale optimale en fonction de la puissance éolienne nominale donnée et ce pour différentes valeurs de LPSP et pour différentes durées d'autonomie. Les résultats obtenus sont en bon accord avec d'autres trouvés dans la littérature (voir par exemple [8]). Enfin, nous avons calculé le coût optimal du système hybride pour les deux sites et ce pour une durée de 3 jours d'autonomie.

Bibliographie

- [1] <http://www.soda-pro.com/web-services/radiation/helioclim-3-archives-for-free>
- [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] Fiche technique préparée par MILLTECH SPA www.milltech-dz.com
- [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] <https://www.solaris-store.com>
- [7] S.A. Derai et A. Kaabeche, **Modélisation et dimensionnement d'un système hybride Eolien/ Photovoltaïque autonome**, Revue des Energies Renouvelables Vol. 19 N2 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 :

Ce travail avait l'objectif de dimensionner un système hybride utilisant deux ressources renouvelables à savoir l'énergie photovoltaïque et l'énergie éolienne avec un système de stockage en batteries, et ce pour alimenter en électricité une unité administrative au sein d'une société de moyenne consommation. L'étude est faite sur la base de données météorologiques, sur une année à intervalle d'une heure, de deux sites sur le territoire national algérien : Tlemcen(plateau de Lalla setti) et Adrar. La méthode d'optimisation utilisée consiste à choisir la configuration la moins couteuse parmi celles qui répondent à un critère de minimisation de la probabilité de perte d'alimentation en puissance (Loss of Power Supply Probability, en anglais) que l'on indique communément par le sigle LPSP. En effet, la méthode d'optimisation LPSP procède, à intervalle d'une heure, à deux tâches essentielles :

1. calculer la différence entre la demande de la charge électrique et la somme des puissances photovoltaïque et éolienne disponibles
2. surveiller l'état de charge des batteries,

pour ensuite décider de charger les batteries avec le surplus d'énergie renouvelable disponible ou de les décharger si l'énergie renouvelable disponible est insuffisante pour satisfaire les besoins de la charge. Il est utile de noter que le degré de fiabilité du système peut être ajusté à travers le choix de la valeur d'une LPSP désirée, selon que l'on veut un système hybride totalement fiable sans risque de perte d'approvisionnement ($LPSP = 0.0$), ou encore un système moins fiable avec risque de coupure d'électricité dans l'unité administrative. En effet, la probabilité de perte d'approvisionnement en électricité est d'autant plus grande que le LPSP s'éloignera de la valeur zéro avec une valeur limite de 1.

Dans ce travail nous avons montré, à travers des courbes, l'influence des différents paramètres du système (LPSP, jours d'autonomie, puissance éolienne nominale donnée) sur le dimensionnement du système hybride ; lequel est représenté par un triplet, à savoir : la puissance éolienne nominale requise, la puissance éolienne nominale requise ou encore le nombre de panneaux photovoltaïques à implanter et enfin le nombre de batteries à installer. Nous avons aussi calculé le coût optimal du système hybride pour les deux sites sélectionnés et ce pour une durée de 3 jours d'autonomie.

Enfin, les résultats d'optimisation obtenus nous ont permis, tout d'abord, de comprendre la procédure d'optimisation basée sur la technique LPSP, ce qui est en soi un moyen efficace pour enrichir nos connaissances dans le domaine. Aussi, les résultats obtenus nous ont permis de faire un dimensionnement optimal d'un système hybride (éolien+ photovoltaïque) avec un système de stockage pour l'alimentation d'une unité administrative sur deux sites (Tlemcen et Adrar) et ce avec des coûts réels du marché mondial actuel. L'étude a montré une différence entre les configurations optimales en terme d'équipements et de coûts pour les deux sites sélectionnées

Sur le plan théorique, nous entendons faire une comparaison de nos résultats avec ceux obtenus par d'autres techniques numériques de la littérature ou encore avec ceux obtenus par le logiciel Homer. Notre objectif est aussi de pouvoir utiliser des données météorologiques réelles des sites étudiés obtenues par des stations météorologiques locales fiables.

Sur le plan pratique, nous envisagerons d'appliquer ce type de procédure pour le dimensionnement de systèmes hybrides pour d'autres sites isolés (reculés et non connectés au réseau) sur le territoire national afin de venir en aide à la population privée d'électricité et même à ceux dont la connection de leurs projets au réseau est prohibitive.