



Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique

جامعة عبد الحميد بن باديس مستغانم

Université Abdelhamid Ibn Badis Mostaganem

كلية العلوم والتكنولوجيا مستغانم

Faculté Des Sciences et de la Technologie Mostaganem

Laboratoire Energies Renouvelables et Systèmes

Electriques (ERSE)



Thèse

Présenté pour l'obtention du diplôme

DOCTORAT

Option : Energies renouvelables

Présenté par :

AMRANI Fatima Zohra Bochra

Optimisation du dimensionnement et de la gestion d'un système multi-sources avec stockage hybride, Application : Sud Algérien

Soutenu le 11/02/2024 devant la commission d'examen :

Président de jury	BENTOUNES Hadj Adda	Pr	UAMB de Mostaganem
Examineur	CHAOUCH Abdellah	Pr	UAMB de Mostaganem
Examineur	ALLALI Ahmed	Pr	U.S.T.Oran
Examineur	AFFIF Benamar	Pr	Université de Mascara
Encadrant	BEKKOUCHE Benaïssa	Pr	UAMB de Mostaganem
Co-encadrant	MISSOUM Ibrahim	MCB	UAMB de Mostaganem

Année Universitaire : 2024/2025

Dédicace

Je dédie ce modeste travail

À Mes parents, pour leur amour inconditionnel et leur soutien sans faille.

*À la mémoire de mon grand-père Lhaj Mohammed, qui a toujours été une
source d'inspiration et de sagesse dans ma vie.*

À ma famille, pour leur encouragement constant.

À tous ceux qui ont cru en moi et m'ont inspiré à aller toujours plus loin.

À tous ceux qui m'aiment.

Remerciements

En préambule de ce travail, nous exprimons notre profonde gratitude à notre glorieux ALLAH pour nous avoir accordé le courage, la force et la patience nécessaires à son achèvement.

Je tiens à exprimer mes plus sincères remerciements à mon directeur de thèse, le Professeur BEKKOUCHE Benaïssa, Directeur du Laboratoire ERSE, pour son soutien constant, sa patience et son encadrement professionnel et pédagogique remarquables tout au long de ce travail. Son expertise scientifique et sa bonne humeur ont grandement enrichi cette expérience et rendu notre collaboration enrichissante et agréable. Comme, je suis profondément reconnaissant pour l'opportunité de travailler sous sa direction.

Je remercie également le Dr. MISSOUM Ibrahim, codirecteur de cette thèse, pour ses conseils avisés, son aide précieuse et son engagement tout au long de ce projet.

Je remercie également le Mme. BOUTLILIS Fatima, pour son aide précieuse et son engagement tout au long de ce projet.

Je souhaite exprimer ma profonde gratitude envers le Dr MARIH Salah, pour les précieuses informations qu'il m'a fournies, ses conseils avisés, son soutien précieux et son assistance précieuse dans le déroulement de cette recherche.

Je tiens également à remercier le directeur de la centrale photovoltaïque de Naâma Mr. ALIOUA. Aek, ainsi que les équipes techniques et administratives, pour leur collaboration et leur aide précieuse. Mes remerciements s'adressent également aux responsables de l'ONM de Naâma pour l'accès aux données essentielles à l'achèvement de ce travail.

Je tiens à exprimer ma sincère gratitude à Mr. BENTOUNES Hadj Adda et Mr CHAOUCH Abdellah, professeurs à l'UAMB Mostaganem, à Mr ALLALI Ahmed, Professeur à L'UST Oran, et à M. AFFIF Benamar, professeur à l'université de Mascara pour avoir accepté d'évaluer et d'expertiser notre travail.

Merci à tous ceux qui, de près ou de loin, ont contribué à la réalisation de cette thèse.

Résumé

Résumé

Cette thèse présente le dimensionnement optimal d'un système hybride éolien-photovoltaïque dans la région de Naâma, en Algérie, afin de surmonter les limitations des installations mono-sources, qui souffrent d'intermittence. Le travail se concentre d'abord sur le choix et l'identification d'un site venteux propice à l'installation d'une ferme éolienne complémentaire à l'installation photovoltaïque existante de Naâma. Après une analyse approfondie de plusieurs sites adjacents, utilisant le logiciel WASP, le site de Mécheria a été sélectionné comme le plus favorable pour une ferme éolienne de 20 MWc. La deuxième partie de ce travail a été consacrée à l'évaluation de la conception, des performances et de la dégradation de la centrale photovoltaïque de Naâma. Les résultats obtenus ont montré qu'après 5 ans d'exploitation, la centrale a su maintenir un bon niveau de production d'énergie, avec un facteur de capacité de 19.68 % et un ratio de performance de 77.56 %, situés dans la plage supérieure des benchmarks internationaux. La dernière partie de notre recherche s'est orientée vers l'optimisation du dimensionnement du nouveau système multi-sources conçu (ferme éolienne de Mécheria, centrale PV de Naâma), en évaluant différentes configurations à l'aide du logiciel HOMER Pro. Les résultats montrent que le système hybride connecté au réseau, sans stockage, est économiquement plus rentable que leur homologue autonome, en raison de la capacité à vendre toute l'énergie produite directement au réseau. En comparaison, le système autonome nécessite des batteries de stockage, des convertisseurs et parfois des générateurs de secours, augmentant ainsi les coûts d'installation, de maintenance et de gestion. Ensuite, nous avons évalué l'atteinte de notre objectif de recherche en comparant le système existant, comprenant la centrale photovoltaïque (PV) de Naâma connectée au réseau, avec le nouveau système hybride PV-éolien proposé. Les résultats indiquent que le système hybride développé génère une production d'électricité renouvelable maximale de 105 642 584 kWh/an, tandis que le PV seul produit 33 052 860 kWh/an, atteignant ainsi notre objectif de maximisation de l'utilisation des énergies renouvelables et de réduction de la dépendance aux sources fossiles. De plus, ce système est viable sur les plans technique et économique, offrant des bénéfices significatifs à long terme par rapport au système PV seul, en alignement avec les objectifs nationaux de l'Algérie visant à intégrer l'énergie éolienne et solaire dans son mix énergétique.

Mots clés : multi-source, photovoltaïque, énergie éolien, évaluation de performance, dimensionnement, optimisation, hauts plateaux de l'ouest algérien.

Abstract

This thesis presents the optimal design of a wind-photovoltaic hybrid system in the Naama region, Algeria, in order to overcome the limitations of mono-source installations, which suffer from intermittence. The work focuses first on selecting and identifying a windy site suitable for installing a wind farm project to complement the existing photovoltaic plant in Naama. After an in-depth analysis of several adjacent sites, using WAsP software, the Mecheria site was selected as the most favorable one for a 20 MWp wind farm. The second part of this work was devoted to evaluating the design, performance, and degradation of the Naama photovoltaic power plant. The results showed that, after 5 years of operation, the plant has maintained a good level of energy production, with a capacity factor of 19.68% and a performance ratio of 77.56%, well within the upper range of international benchmarks. The final part of our research focused on optimizing the sizing of the newly designed multi-source system (Mecheria wind farm, Naama PV plant), by evaluating different configurations using HOMER Pro software. The results show that the grid-connected hybrid system, without storage, is economically more profitable than its stand-alone counterpart, due to the ability to sell all the energy produced directly to the grid. In comparison, the stand-alone system requires storage batteries, converters, and sometimes backup generators, increasing installation, maintenance, and management costs. Next, we evaluated the achievement of our research objective by comparing the existing system, comprising the grid-connected Naama photovoltaic power plant, with the proposed new PV-wind hybrid system. The results indicate that the developed hybrid system generates a maximum renewable electricity output of 105,642,584 kWh/year, while PV alone produces 33,052,860 kWh/year, thus achieving our objective of maximizing the use of renewable energy and reducing dependence on fossil sources. In addition, this system is technically and economically viable, offering significant long-term benefits compared to PV alone, in alignment with Algeria's national objectives to integrate wind and solar energy into its energy mix.

Keywords: multi-source, photovoltaic, wind energy, performance evaluation, sizing, optimization, highlands of western Algeria.

ملخص

تقدم هذه الأطروحة التصميم الأمثل لأبعاد نظام هجين يجمع بين طاقة الهواء والطاقة الكهروضوئية في منطقة النعامة بالجزائر، من أجل التغلب على قصور المنشآت أحادية المصدر التي تعاني من التذبذب. يركز العمل أولاً على اختيار وتحديد موقع رياح مناسب لتركيبة مشروع مزرعة رياح مكملة للمحطة الكهروضوئية الموجودة في النعامة. وبعد تحليل متعمق للعديد من المواقع المجاورة، باستخدام برنامج WASP، تم اختيار موقع المشربية باعتباره الموقع الأكثر ملاءمة لإنشاء مزرعة رياح بقدرة 20 ميغاوات ذروي. خُصص القسم الثاني من هذا العمل لتقييم تصميم وأداء وتدهور محطة الطاقة الكهروضوئية بالنعامة حيث أظهرت النتائج أنه بعد 5 سنوات من التشغيل، حافظت المحطة على مستوى جيد من إنتاج الطاقة، حيث بلغ معامل القدرة 19.68% ونسبة الأداء 77.56%، وهو ما يقع ضمن النطاق الأعلى للمعايير الدولية. ركز الجزء الأخير من بحثنا على تحسين حجم النظام متعدد المصادر المصمم الجديد (مزرعة رياح مشربية ومحطة النعامة الكهروضوئية)، من خلال تقييم تكويناته المختلفة باستخدام برنامج HOMER Pro. أظهرت النتائج أن النظام الهجين المتصل بالشبكة، بدون تخزين، أكثر ربحية من الناحية الاقتصادية من نظيره المستقل، بسبب قدرته على بيع كامل طاقته المنتجة مباشرة إلى الشبكة. وبالمقارنة، يتطلب النظام المستقل بطاريات تخزين ومحولات وأحياناً مولدات احتياطية، مما يزيد من تكاليف التركيب والصيانة والتسيير. بعد ذلك، قمنا بتقييم تحقق هدفنا البحثي من خلال مقارنة النظام الحالي، الذي يتكون من محطة الطاقة الكهروضوئية المتصلة بالشبكة في النعامة، مع النظام الهجين الجديد المقترح من الطاقة الكهروضوئية وطاقة الرياح. وتشير النتائج إلى أن النظام الهجين المطور يولد طاقة كهربائية متجددة تبلغ 105,642,584 كيلوواط/ساعة في السنة كحد أقصى، بينما ينتج النظام الكهروضوئي وحده 33,052,860 كيلوواط/ساعة في السنة، وبالتالي حقق هدفنا المتمثل في مضاعفة استخدام الطاقة المتجددة والحد من الاعتماد على المصادر الأحفورية. بالإضافة إلى ذلك، فإن هذا النظام قابل للتطبيق تقنياً واقتصادياً، ويوفر فوائد كبيرة على المدى الطويل مقارنةً بالطاقة الكهروضوئية وحدها، بما يتماشى مع الأهداف الوطنية للجزائر لدمج طاقة الرياح والطاقة الشمسية في مزيج طاقتها.

الكلمات المفتاحية: متعدد المصادر، كهروضوئية، طاقة الرياح، تقييم الأداء، التصميم، تحسين، الهضاب العليا الغربية الجزائرية.

Liste des publications

Publications

Amrani. F.Z.B , Marih.S, Missoum.I Boutlilis.F, Bekkouche.B “ Site suitability analysis of wind energy resources in different regions of Algeria’s southwestern highland” ,[International Journal of Renewable Energy Development], [12th Nov 2023] <https://doi.org/10.14710/ijred.2024.56476>

Amrani F.Z.B , Boutlilis.F, Bekkouche.B, “Performance evaluation and degradation analysis of 20 MW photovoltaic power plant located in the southwestern highlands of Algeria” [Building Services Engineering Research & Technology , (Sage journals)], [29th May 2024] <https://doi.org/10.1177/014362442412572>

Conferences

Amrani F.Z.B, Bekkouche.B “Comparative assessment of wind resources and economic analysis of four main types of wind turbine in Western Algerian Hautes Plaines, Case study of Mecheria” [The First International Conference on Advanced Renewable Energy Systems ICARES’22], [December 18th-20th, 2022] Bou-Ismaïl-Tipaza.

Amrani. F.Z.B , Marih.S, Missoum.I Bekkouche.B “Wind potential assessment of the el dhaya region sidi belabess” [The second International Congress on Energy and industrial processes engineering ICEIPE’24], [march 12th-20th, 2024] Alger.

Table des matières

Dédicace	i
Remerciements	ii
Résumé	iv
Abstract	v
ملخص	vi
Liste des publications	vii
Table des matières	vii
Liste des figures	xiii
Liste des tableaux	xvi
Liste des abréviations	xvii
Introduction Générale.....	1
Chapitre I : Etat de l'art sur les systèmes multi-sources à énergies renouvelables	
I.1 Introduction.....	5
I.2 Energies renouvelables	6
I.3 Développement des énergies renouvelables	7
I.3.1 Au niveau mondial	7
I.3.2 Au niveau de l'Algérie	8
I.3.2.1 Les installations des énergies renouvelables réalisées en Algérie	9
I.3.2.2 Critiques de la réalisation des ER en Algérie.....	10
I.4 L'importance de l'hybridation	11
I.5 Définition des systèmes hybrides.....	11
I.5.2 Configuration des systèmes multi-sources.....	14
I.5.2.1 Configuration à Bus DC.....	15
I.5.2.2 Configuration à Bus AC	15
I.5.2.3 Configuration Mixte à Bus DC/AC	16
I.6 Avantages et inconvénients des systèmes hybrides.....	17
I.6.1 Avantages	17
I.6.2 Inconvénients	17
I.7 Dimensionnement des systèmes multi-sources.....	18
I.7.1 Études de recherche utilisant des outils logiciels pour les systèmes hybrides.....	19
I.7.2 Méthode de dimensionnement par logiciels	20
I.7.2.1 HOMER	20
I.7.2.2 HYBRID2	21

I.7.2.3 RETScreen	22
I.7.2.4 iHOGA	22
I.8 Les critères d'évaluation et d'optimisation d'un système hybride	23
I.8.1 Les critères et paramètres d'évaluation économique	24
I.8.1.1 Coût actuel net (Net Present Cost, NPC)	24
I.8.1.2 Coût total annualisé (TAC)	25
I.8.1.3 Coût d'énergie (Cost of energy ,COE).....	26
I.8.1.4 Coût d'énergie actualisé (Levelized cost of energy, LCOE).....	26
I.8.2 Les paramètres d'évaluation de la fiabilité	26
I.9 Conclusion	27
Chapitre II : Estimation des ressources énergétiques éoliennes	
II.1 Introduction	30
II.2 Choix du Site éolien pour une Installation Hybride PV-Éolien.....	30
II.2.1 Critères du choix d'un site éolien	31
II.2.2 Revue de la littérature sur les outils d'évaluation des ressources éoliennes	32
II.2.2.1 Aperçu sur le logiciel WAsP	33
II.2.3.1 Recueil des données météorologiques du vent	34
II.2.3.2 Estimation des ressources éolien	34
II.3 Ajustement des Données éoliennes.....	44
II.3.1 Extrapolation Vertical	44
II.3.2 Extrapolation temporelle	45
II.3.3 Extrapolation horizontale et effet de sillage	45
II.3.4 Courbe de puissance et production brute.....	45
II.4 Estimation de la production éolienne	46
II.4.1 Configurations d'implantations des turbines	47
II.4.1.1 Implantation a deux rangées avec couloir éolien.....	47
II.4.1.2 Implantation a une seule rangée	49
II.4.2 Comparaison des énergies produites pour les deux parcs	49
II.5 Etude économique à l'aide du logiciel RETScreen	51
II.5.1 Interprétation Économique	52
II.5 Conclusion.....	52

Chapitre III : Évaluation du dimensionnement et des performances de la centrale photovoltaïque de Naâma

III.1 Introduction	56
III.2 Critères du choix d'un site solaire.....	57
III.2.1 Rayonnement solaire du site.....	57
III.2.2 La température du site	58
III.2.3 Distance à la Sous-Station.....	59
III.2.4 Distance par rapport aux zones urbaines et habitats.....	60
III.3 Description de la centrale Photovoltaïque de Naâma.....	60
III.3.1 Situation géographique de la centrale	60
III.3.2 Description technique de la centrale	61
III.3.3 Caractéristiques techniques de la centrale.....	63
III.3.3.1 Caractéristiques du module photovoltaïque	63
III.3.3.2 Caractéristiques de l'onduleur.....	64
III.3.3.3 Modèle du transformateur	64
III.3.4 Vérification du dimensionnement de la centrale.....	65
III.3.4.1 Vérification de la Tension	66
III.3.4.2 Vérification du Courant.....	66
III.3.4.3 Vérification de la Puissance Totale	67
III.4 Méthodologie d'évaluation des performances	68
III.4.1 Les paramètres de performance.....	69
III.4.1.1 Rendement de référence	69
III.4.1.2 Rendement du champ photovoltaïque	70
III.4.1.3 Rendement Finale.....	70
III.4.1.4 Rapport de Performance.....	70
III.4.1.5 Facteur de Capacité	70
III.4.1.6 Les pertes de la centrale	71
III.4.1.7 Efficacité du système.....	71
III.5 Résultats de l'analyse des paramètres de performance	71
III.5.1 l'énergie Produite de la centrale en fonction du Rayonnement Solaire.....	71
III.5.2 Rendement de référence et rendement final	73
III.5.3 Rapport de performance et facteur de capacité	74
III.5.4 Pertes et Efficacité du système	75

III.6 Méthodologie de l'analyse de dégradation.....	77
III.7 Résultats de l'analyse de dégradation	77
III.8 Les performances des autres installations PV dans le monde	80
III.9 Conclusion.....	81
Chapitre IV : Optimisation du dimensionnement et de la gestion du système multi-source	
IV.1 Introduction	84
IV.2 Étude de la complémentarité des ressources éoliennes et solaires	85
IV.3 Choix de l'architecture du système	87
IV.4 Description de la configuration du système proposé.....	88
IV.4.1 Le système photovoltaïque	89
IV.4.2 La ferme éolienne	89
IV.4.3 Le système de stockage	90
IV.4.4 Le réseau électrique	90
IV.4.5 Le profil de charge de la wilaya de Nàama	90
IV.4.6 L'onduleur bidirectionnel	91
IV.5 Optimisation du dimensionnement du système hybride par Homer.....	92
IV.5.1 Dimensionnement du système par Homer.....	92
IV.5.2 Optimisation du système sur Homer	94
IV.6 Processus de simulation du système dans Homer	95
IV.6.1 Site d'implantation et données météorologique	96
IV.6.2 Sélection des Éléments du Système et Intégration des Paramètres Économiques	98
IV.7 Discussion des résultats de simulation du système hybride	100
IV.7.1 Comparaison de la production électrique	101
IV.7.2 Comparaison de l'utilisation du stockage.....	102
IV.7.3 Comparaison de fonctionnement du convertisseur.....	105
IV.7.4 Comparaison de la répartition du coût.....	106
IV.8 Décision sur la Configuration Optimale.....	107
IV.8.1 Comparaison de la production électrique	109
IV.8.2 Comparaison des paramètres économique	110
IV.8.3 Discussion des Résultats économiques.....	112
IV.9 Conclusion.....	112
Conclusion générale	114
Conclusion générale et perspectives	115

Références	118
Annexes	129
Annexe 01	130
Annexe 02	132

Liste des figures

Chapitre I

Figure I. 1:Les types d'énergies renouvelables.....	6
Figure I. 2 : Capacité installée totale d'ER par technologie [9].....	7
Figure I. 3 : Développement des énergies renouvelables dans le monde [9].	8
Figure I. 4 : Programme des énergies renouvelables en Algérie [3].	9
Figure I. 5 : Structure générale d'un système multi-source.	14
Figure I. 6:Configuration des Systèmes multi-sources à bus CC.....	15
Figure I. 7:Configuration des Systèmes multi-sources à bus AC.....	16
Figure I. 8:Configuration Mixte des Systèmes multi-sources à bus DC/AC.	16
Figure I. 9: Méthodologies de dimensionnement des systèmes multi-sources.	18
Figure I. 10:Schéma général du HOMER.	21
Figure I. 11: Schéma général du HYBRID 2.	21
Figure I. 12: Schéma général du RETScreen.	22
Figure I. 13: Schéma général du iHOGA.	23

Chapitre II

Figure II. 1 : Variations horaires moyennes de la vitesse du vent des trois sites.	35
Figure II. 2: Variations mensuelles moyennes de la vitesse du vent des trois sites.....	36
Figure II. 3:Fréquences annuelles de vitesse du vent pour les trois sites.	37
Figure II. 4: Vitesse moyenne annuelle du vent et répartition cumulative pour les trois sites.	38
Figure II. 5: Rose des vents annuelle pour les trois sites	41
Figure II. 6: Carte des ressources éoliennes des trois sites	43
Figure II. 7: Principe de l'extrapolation verticale.	44
Figure II. 8: schéma générale de la courbe de puissance d'une éolienne.....	46
Figure II. 9:La courbe de Puissance de la turbine PowerWind 2MW.	47
Figure II. 10: Implantation des éoliennes à deux rangées.	48
Figure II. 11: Implantation des éoliennes à une seule rangée.....	49
Figure II. 12: Production annuelle horaire d'énergie (AEP) pour les deux parcs.	50
Figure II. 13: Flux de trésorerie cumulé annuel (\$).	52

Chapitre III

Figure III. 1:Rayonnement total moyen mensuel sur une surface inclinée.	58
Figure III.2: Température ambiante moyenne mensuelle mesurée.	59

Figure III. 3: La distance entre la centrale Pv ,le poste source et la ville de Naâma.....	60
Figure III. 4: Localisation de la région d'étude.....	61
Figure III. 5: La centrale Photovoltaïque de Naâma (Source: google Maps)	62
Figure III. 6: Schéma diagramme de la configura d'un SKID.	63
Figure III. 7: Inclinaison et espacement entre les rangées de modules.	63
Figure III. 8: Flux d'énergie dans un système photovoltaïque connecté au réseau [78].....	69
Figure III. 9: L'Energie produite mensuelle et rayonnement solaire de la centrale.	72
Figure III. 10:Corrélation entre le rayonnement solaire et l'énergie produite.	72
Figure III. 11:Rendement de référence et rendement final de la centrale photovoltaïque.	73
Figure III. 12 : Rendement final, perte du système et perte de collection du système.....	75
Figure III. 13: Efficacité du système en fonction de la température.	76
Figure III. 14:Régression linéaire et CSD pour le PR au cours de la période surveillée.	78

Chapitre VI

Figure IV. 1 : Complémentarité Mensuelle des énergies solaire et éolienne des sites d'étude.	86
Figure IV. 2:Architecture du système hybride étudié.....	89
Figure IV. 3 : La consommation énergétique journalière de la wilaya de Naâma.....	91
Figure IV. 4: La localisation de site d'étude sur l'interface de HOMER.	96
Figure IV. 5: Rayonnement solaire global sur le plan horizontal (Site: Naâma).....	97
Figure IV. 6: Les moyennes mensuelles de température (Site: Naâma).....	97
Figure IV. 7: les vitesses moyenne mensuelle du vent (Site: Mécheria).....	97
Figure IV. 8:Le profil de charge de la wilaya de Naâma.....	98
Figure IV. 9 : Schéma représentatif du système hybride généré via HOMER.....	100
Figure IV. 10:Résultats de l'optimisation des configurations possibles.	100
Figure IV. 11:Carte thermique de la production photovoltaïque	102
Figure IV. 12: Carte thermique de la production éolienne.	102
Figure IV. 13:Etat de charge de la batterie dans le système relié au réseau.	103
Figure IV. 14: Etat de charge de la batterie dans le système autonome.	103
Figure IV. 15: Production Éolienne ,PV et Utilisation du Stockage dans le système autonome.	104
Figure IV. 16: Fonctionnement du convertisseur dans le système relié au réseau.	106
Figure IV. 17:Fonctionnement du convertisseur dans le système autonome.	106
Figure IV. 18: Énergie vendu au réseau électrique.....	107
Figure IV. 19:Répartition du coût par composant pour le système relié au réseau.	107

Figure IV. 20:Répartition du coût par composant pour le système autonome.	107
Figure IV. 21:Schéma représentatif du système hybride généré via HOMER.	108
Figure IV. 22:Production mensuelle des deux systèmes générés via HOMER.	109
Figure IV. 23:Compensation de la Faible Production PV par l'Énergie Éolienne.	110
Figure IV. 24:Les deux systèmes étudiés	110
Figure IV. 25:Répartition du coût par type de cout pour le système PV Naâma seul.	111
Figure IV. 26:Répartition du coût par type de cout pour le système hybride.	111

Liste des tableaux

Chapitre I

Tableau I. 1 : Les centrales PV installés en Algérie.	10
--	----

Chapitre II

Tableau II. 1:Coordonnées géographiques des sites d'études.....	34
Tableau II. 2:Classification de l'énergie éolienne à 10 m d'altitude [53].	39
Tableau II. 3: Les paramètres de Weibull saisonnières.	40
Tableau II. 4 : Classes et longueurs de rugosité [60].....	42
Tableau II. 5: Résultats générés par la ferme.	48
Tableau II. 6: Résultats de simulation du parc éolien à deux rangées.....	48
Tableau II. 7:Résultats de simulation du parc éolien à une seule rangée.	49
Tableau II. 8:Coûts initiaux du parc éolien de 20 MW de Mecheria.	51
Tableau II. 9:Paramètres de l'analyse financière et COE de l'installation.....	51
Tableau II. 10:Réduction des émissions de GES.....	51

Chapitre III

Tableau III. 1:Coordonnées géographiques de la centrale Pv de Naâma.	61
Tableau III. 2 : Spécifications techniques du module CS6P-250P.....	64
Tableau III. 3:Caractéristiques techniques de l'onduleur Sunny Central 800CP-XT SMA.....	64
Tableau III. 4 :Tableau récapitulatif de dimensionnement de la centrale PV.	68
Tableau III. 5: Paramètres de performance pour la période surveillée.....	74
Tableau III. 6 :Taux de dégradation pour différentes conditions climatiques	79
Tableau III. 7:Paramètres de performance pour différents systèmes PV P-Si dans le monde. 80	

Chapitre IV

Tableau IV. 1: Interprétation des valeurs de coefficients de corrélation [108].....	87
Tableau IV. 2: Paramètres économique et spécification des éléments du système.	99
Tableau IV. 3: Comparaison de la production des Deux Configurations.	101
Tableau IV. 4:Comparaison de l'utilisation de stockage des deux configurations.....	102
Tableau IV. 5: Fonctionnement du convertisseur dans les deux configurations.	105
Tableau IV. 6::Répartition du cout pour les deux configurations.	106
Tableau IV. 7:Répartition du cout pour les deux systèmes.....	111

Liste des abréviations

a.g.l	Above Ground Level (Niveau au-dessus du sol)
ABC	Artificial Bee Colony (Algorithme de Colonie d'Abeilles)
AC	Courant alternatif
ACO	Ant Colony Optimization (Optimisation par Colonies de Fourmis)
AEP	Annual Energy Production (Production annuelle d'énergie)
ASAL	l'Agence Spatiale Algérienne
CDF	Cumulative Distribution Function (Fonction de distribution cumulative)
CEI	Commission électrotechnique internationale
CF	Facteur de capacité
CO₂	Carbon dioxide (Dioxyde de carbone)
COE	Cost of Energy (Coût de l'Énergie)
Cp	Power Coefficient (Coefficient de puissance)
CS	Coucou Search (la recherche par coucou)
CSD	Classical Seasonal Decomposition (Décomposition Saisonnière Classique)
CSP	Concentrated solar power
DC	Courant continue
DOD	Depth of Discharge (Profondeur de Décharge)
DR	Degradation Rate(Ratio de dégradation)
Eac	Energie produite continue
Elev	Elevation (Élévation)
Em	Eclairage moyenne
ER	Energies Renouvelables
GA	Genetic Algorithm (l'algorithme génétique)
GES	Gaz à effet de serre
GHG	Greenhouse Gas (Gaz à effet de serre)
GPOA	Global Plane of Array (irradiation Global au plan du Panneau)
GPVN	Naâma Photovoltaic Power Plant (Centrale photovoltaïque de Naâma)
Gross AEP	Gross Annual Energy Production (Production annuelle brute d'énergie)
GRTE	Société Algérienne de gestion du réseau de transport de l'électricité
HOMER	Hybrid Optimization of Multiple Energy Resources (Optimisation Hybride de Multiples Ressources Énergétiques)
HS	Harmonic search (la recherche harmonieuse)
Ht	Heights (Hauteurs)
HYBRID	Integrated Design of Hybrid Renewable Energies (Conception Intégrée d'Énergies Renouvelables Hybrides)
IEA	International Agency of Energy (Agence internationale de l'énergie)
iHOGA	Improved Hybrid Optimization by Genetic Algorithms (Optimisation Hybride Améliorée par Algorithmes Génétiques)
IRR	Internal Rate of Return (Taux de rentabilité interne)
LC	Pertes de capteur réseau
LCOE	Levelized Cost of Energy (Coût Nivelé de l'Énergie)
Loss	Losses (Wake loss effect) (Pertes (effet de sillage))

LPSP	Loss of Power Supply Probability ‘(La probabilité de perte de charge)
LR	Linear regression (Régression linéaire)
LS	Pertes de système
MCP	Measurement-Correlation-Prediction (Mesure-Corrélation-Prédiction)
MPPT	Maximum Power Point Tracker (Suiveur du point de puissance maximale)
Net AEP	Net Annual Energy Production (Production annuelle nette d'énergie)
NOCT	Nominal Operating Cell Temperature (Température Nominale de Fonctionnement des Cellules)
NPC	Net Present Cost (Coût Net Présent)
NPV	Net Present Value (Valeur actuelle nette)
O&M	Operation and Maintenance (Exploitation et maintenance)
ONM	National Meteorological Office (Office National de la Météorologie)
PDF	Probability Density Function (Fonction de densité de probabilité)
PR	Ratio de performance
PSO	Particle Swarm Optimization (Optimisation par Essaim de Particules)
PV	Photovoltaïque
RAPSIM	Renewable Alternative Power Systems Simulation Model (Modèle de Simulation de Systèmes d'Énergie Alternative Renouvelable)
RETScreen	Renewable Energy and Energy Efficiency technology screen (Écran de technologie des énergies renouvelables et de l'efficacité énergétique)
RMSE	Root Mean Square Error (Erreur Quadratique Moyenne)
RMU	Ring Main Unit (Unité Principale de Boucle)
SCADA	Supervisory Control And Data Acquisition (Système de contrôle et d'acquisition de données)
Si	Silicium
SKID	Stationary Kilowatt Industrial Device (Dispositif Industriel Kilowatt Stationnaire)
SKTM	Shariket el Kahraba wel Taket Moutajdida
SMSE	Système multi sources à énergies renouvelables
STC	Standard test condition (condition de test standard)
Ta	Température ambiante
TAC	Total Annual Cost (Coût Annuel Total)
Tc	Température de la cellule
TRNSYS	Transient System Simulation Tool (Outil de Simulation de Systèmes Transitoires)
WAsP	Wind Atlas Analysis and Application Program (Programme d'analyse et d'application de l'Atlas éolien)
WRF	Weather Research and Forcasting (Recherche et Prévision Météorologique)
YA	Rendement du champ photovoltaïque
YF	Rendement final
YR	Rendement de référence
η_{sys}	Rendement du système

Introduction Générale

Introduction générale

Selon l'Agence Internationale de l'Énergie, plus de 80 % de la demande mondiale en électricité est satisfaite par la combustion d'hydrocarbures tels que le pétrole, le charbon et le gaz naturel. Dans ce contexte, de nombreux pays et régions ont mis en place des mesures actives et efficaces pour augmenter leur capacité installée en énergies renouvelables. Les 20 % restants de la demande mondiale sont couverts par les centrales nucléaires et diverses sources d'énergie renouvelable [1].

L'Algérie joue un rôle crucial sur les marchés mondiaux de l'énergie en tant que producteur et exportateur de gaz naturel et de gaz naturel liquéfié. En 2010, le secteur de la production électrique en Algérie reposait presque exclusivement sur les combustibles fossiles, notamment le gaz naturel. Cependant, au cours des dernières années, en raison des fluctuations des prix du pétrole et des préoccupations liées au changement climatique, l'Algérie a manifesté un intérêt croissant pour le développement des énergies renouvelables (ER) dans le cadre de sa transition énergétique en lançant un Programme National, vise à encourager l'investissement dans les ER et à augmenter leur part dans la production d'électricité, tout en favorisant un développement économique et durable [2].

Cette stratégie est principalement motivée par l'énorme potentiel en énergie solaire, constituant le pilier central d'un programme dédié au solaire thermique et photovoltaïque, dont l'objectif de ce programme est que l'énergie solaire représente plus de 37 % de la production nationale d'électricité d'ici 2030. Bien que le potentiel éolien soit relativement limité, le programme envisage tout de même de développer cette source d'énergie, avec une prévision de 3 % de la production d'électricité en 2030 [3].

Dans le cadre de ce programme, la période de 2011 à 2014 a été marquée par la réalisation de plusieurs projets. Cette phase a inclus la mise en place de 23 centrales photovoltaïques reliées au réseau, parmi lesquelles figure la centrale PV de Naâma, ainsi que la construction d'un seul parc éolien de 10,2 MW à Kebertene (Adrar), pour une capacité totale cumulée de 354,3 MWe des énergies renouvelables [4].

Problématique de la recherche

Les énergies renouvelables se caractérisent par une grande variabilité due à leur forte dépendance aux conditions climatiques. De plus, les systèmes basés sur une seule source d'énergie renouvelable ne garantissent pas une alimentation continue en électricité. En Algérie, la plupart des installations réalisées sont mono-sources, ce qui signifie qu'elles dépendent d'une seule source d'énergie renouvelable, limitant ainsi leur production à des périodes spécifiques de

la journée. Pour surmonter cette limitation, l'hybridation avec d'autres sources d'énergie renouvelable est essentielle. C'est dans ce contexte que s'inscrit notre travail de recherche, visant à optimiser et hybrider les installations photovoltaïques existantes en Algérie avec d'autres sources d'énergie renouvelable. Cette hybridation permettrait d'optimiser l'utilisation des ressources renouvelables disponibles, d'améliorer la stabilité et la fiabilité du réseau énergétique, et de réduire la dépendance aux solutions de stockage coûteuses et polluantes comme les batteries, contribuant ainsi à l'augmentation du taux de pénétration de ces énergies dans le mix énergétique national.

Objectif et planification de la thèse

Notre thèse vise à tirer parti des installations photovoltaïques déjà mises en place en Algérie pour les hybrider avec d'autres sources d'énergie, notamment l'énergie éolienne. En tirant parti de l'infrastructure photovoltaïque existante, nous pouvons créer des systèmes hybrides qui augmentent l'efficacité énergétique et garantissent une production d'électricité propre plus stable et plus fiable, conforme aux objectifs de développement économique et environnemental de l'Algérie. Ce travail vise aussi à contribuer à l'augmentation du taux de pénétration des énergies renouvelables en Algérie et à promouvoir une transition énergétique durable en combinant efficacement les ressources disponibles.

Cette thèse se propose d'explorer les différentes facettes de cette transition énergétique en Algérie, avec un accent particulier sur l'énergie éolienne et l'énergie solaire. Le premier chapitre se focalisera sur les principes, les composants et les applications des systèmes multi sources, offrant une introduction complète aux différentes sources d'énergie renouvelable et à leurs caractéristiques distinctives. Nous y examinerons également la croissance des énergies renouvelables à l'échelle mondiale et en Algérie, tout en mettant en lumière les initiatives visant à promouvoir leur développement.

Le deuxième chapitre s'attachera à identifier un site approprié pour la construction d'un parc éolien et à le connecter ultérieurement à la centrale photovoltaïque choisi de Naâma, afin de concevoir un système hybride connecté au réseau. Les prospections nous ont menés aux hauts plateaux du sud-ouest algérien, spécifiquement à Mécheria, El Kheiter et Naâma, ce chapitre se concentrera sur l'estimation du potentiel éolien de ces sites en utilisant le logiciel WAsP. Nous examinerons les méthodes et les outils utilisés pour évaluer la disponibilité et la variabilité des ressources éoliennes, en partant de la collecte de données sur le terrain jusqu'à l'utilisation de modèles informatiques avancés. Les résultats de cette analyse guideront nos prochaines étapes, notamment la conception d'un système multi-source. Cela inclura la

connexion de la centrale photovoltaïque de 20 MW de Naâma (GPVN) avec le parc éolien conçu au site sélectionné.

Le troisième chapitre portera sur l'analyse des performances de la centrale photovoltaïque de Naâma, inaugurée en 2016. Nous y examinerons ses performances sur une période de 72 mois conformément aux normes IEC 61724, en utilisant des données en temps réel issues du système de contrôle et d'acquisition de données (SCADA) de la centrale. Cette analyse permettra d'évaluer l'efficacité du dimensionnement de la centrale par une description détaillée des composants de la centrale. Ensuite, nous analysons divers paramètres de performance tels que le rendement, les pertes, l'efficacité du système, et nous appliquons des méthodes statistiques comme la régression linéaire et la décomposition saisonnière classique pour évaluer la dégradation de cette installation et ainsi d'évaluer sa performance à long terme notamment en termes de production d'électricité afin de déterminer sa capacité potentielle à être intégrée à une installation hybride.

Enfin, le quatrième chapitre explorera l'intégration des systèmes d'énergie solaire photovoltaïque et éolienne, en se concentrant sur la complémentarité de ces deux sources d'énergie. À l'aide du logiciel HOMER, nous optimiserons le dimensionnement du système hybride proposé, incluant le système photovoltaïque, la ferme éolienne, le système de stockage, le réseau électrique et le profil de charge. Les résultats de cette étude orienteront notre sélection finale de la configuration optimale du système, alignée avec nos objectifs de recherche, basée sur une évaluation approfondie des performances techniques et économiques.

En dernier lieu, ce travail de thèse sera synthétisé par une conclusion générale mettant en lumière les méthodes et les approches employées pour optimiser le dimensionnement des systèmes hybrides. Nous discuterons également des résultats obtenus et de leur implication pratique pour l'intégration efficace des énergies renouvelables en Algérie. En outre, nous proposerons des perspectives pour orienter les futures recherches scientifiques dans ce domaine, en identifiant les défis à relever et les opportunités à explorer pour améliorer durablement la transition énergétique du pays.

Chapitre I :

Etat de l'art sur les systèmes multi-sources à énergies renouvelables

I.1 Introduction

Le monde est actuellement confronté à des défis énergétiques et environnementaux sans précédent. Ces défis proviennent de l'augmentation rapide de la consommation d'électricité, qui se traduit par une pollution accrue de l'environnement. De nombreux pays considèrent les énergies renouvelables comme une lueur d'espoir, car elles peuvent jouer un rôle crucial dans la réduction des émissions de gaz à effet de serre et dans la lutte contre le changement climatique. Elles peuvent également jouer un rôle important dans le développement économique et l'amélioration des services du réseau électrique.

Les énergies renouvelables comprennent l'énergie solaire, l'énergie éolienne, l'hydroélectricité, l'énergie géothermique et la biomasse, chacune ayant ses propres avantages et applications [5]. Mais malgré ses grands bénéfices pour améliorer la vie future, son principal inconvénient reste qu'il est intermittent et dépend des conditions climatiques et météorologiques. Pour pallier ce défaut, il faudra utiliser des systèmes permettant de stocker cette énergie sous d'autres formes, ce qui n'est pas considéré comme abordable pour tout le monde, surtout lorsqu'il s'agit de grandes installations. Cependant, la deuxième solution la plus efficace est le développement de systèmes d'énergies renouvelables multi-sources (SMSE). Ils représentent une approche innovante pour exploiter pleinement le potentiel des énergies renouvelables. En intégrant plusieurs sources d'énergie dans un système cohérent, les SMSE visent à maximiser l'efficacité énergétique, à assurer la stabilité du réseau et à réduire la dépendance aux énergies fossiles [6].

Ce chapitre vise à constater en détail les principes, les composants et les applications des systèmes d'énergies renouvelables multi-sources afin d'apporter de la précision aux objectifs de notre plan de recherche. Nous commencerons par une introduction aux différentes sources d'énergie renouvelables et à leurs caractéristiques distinctives. Nous examinerons ensuite la croissance des énergies renouvelables dans le monde et en Algérie, en mettant en évidence les tendances, les politiques et les initiatives visant à favoriser son développement. Nous aborderons les fondements des systèmes multi sources, leurs différentes configurations et leurs composants de base, tout en soulignant leur importance dans la transition énergétique mondiale.

Enfin, nous nous pencherons sur les méthodes et les critères utilisés pour optimiser le dimensionnement des systèmes multi-source. Nous discuterons des approches d'optimisation, des indicateurs de performance et des considérations économiques, techniques et environnementales.

I.2 Energies renouvelables

Les énergies renouvelables englobent un ensemble de ressources énergétiques qui sont considérées comme inépuisables, à l'échelle humaine, disponibles en abondance, souvent gratuites, et respectueuses de l'environnement. Une source d'énergie est qualifiée de renouvelable en raison de sa capacité à être utilisée de manière continue.

Il existe cinq types majeurs d'énergies renouvelables, comprenant le solaire, l'éolien, l'hydraulique, la géothermie et la biomasse. Chacune de ces sources présente des avantages distincts. En effet, elles offrent une solution durable en réduisant les émissions de gaz à effet de serre, en contribuant à la sécurité énergétique grâce à leur disponibilité continue et en favorisant la diversification du mix énergétique pour une meilleure résilience face aux fluctuations des prix des combustibles fossiles [7]. La Figure I. 1 illustre les différents types des énergies renouvelables.

L'énergie solaire utilise le rayonnement du soleil pour produire de la chaleur (solaire thermique) ou de l'électricité (photovoltaïque). L'énergie éolienne convertit l'énergie cinétique du vent en énergie mécanique, puis en électricité à l'aide d'éoliennes. L'énergie hydraulique exploite la force de l'eau en mouvement pour générer de l'électricité par le biais de turbines hydrauliques. La biomasse désigne l'ensemble des matières organiques utilisées pour produire de l'énergie par combustion ou fermentation, incluant le bois, les résidus agricoles, et les déchets organiques. Enfin, la géothermie exploite la chaleur interne de la Terre pour le chauffage ou la production d'électricité.

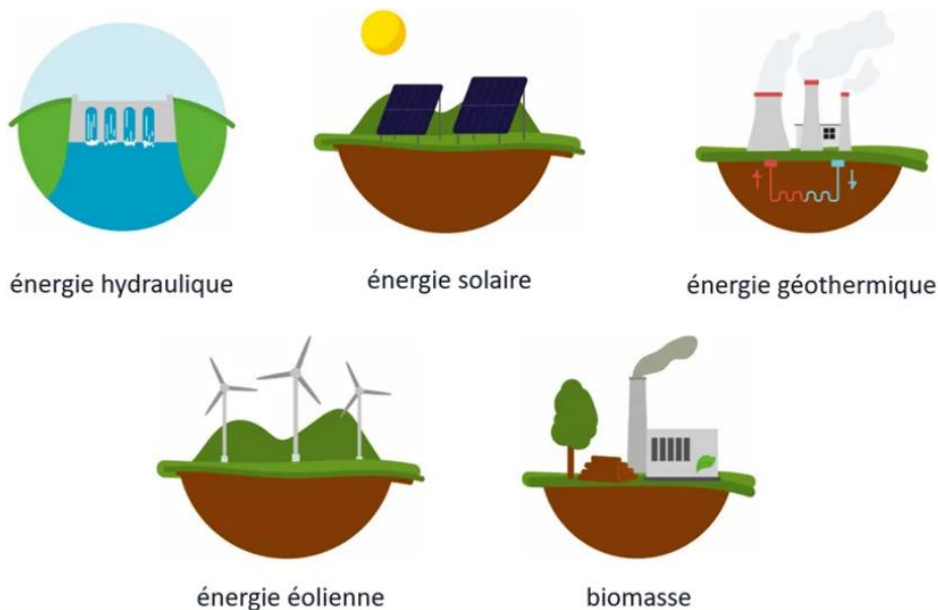


Figure I. 1: Les types d'énergies renouvelables.

I.3 Développement des énergies renouvelables

Au cours des dernières décennies, les énergies renouvelables ont connu une croissance remarquable à l'échelle mondiale, devenant une composante essentielle de la transition énergétique. En Algérie, malgré un potentiel considérable en énergies renouvelables, leur développement reste en cours, avec un accent croissant sur l'exploitation de ressources telles que le solaire et l'éolien pour répondre aux besoins énergétiques nationaux [8].

I.3.1 Au niveau mondial

Actuellement, la majeure partie des capacités renouvelables installées reposent principalement sur l'énergie éolienne et l'énergie solaire photovoltaïque, qui représentent 92 % des nouvelles capacités installées en 2022. Les autres technologies, comme la bioénergie, l'hydroélectricité, la géothermie, l'énergie solaire à concentration et l'énergie marine, restent sous-exploitées [9].

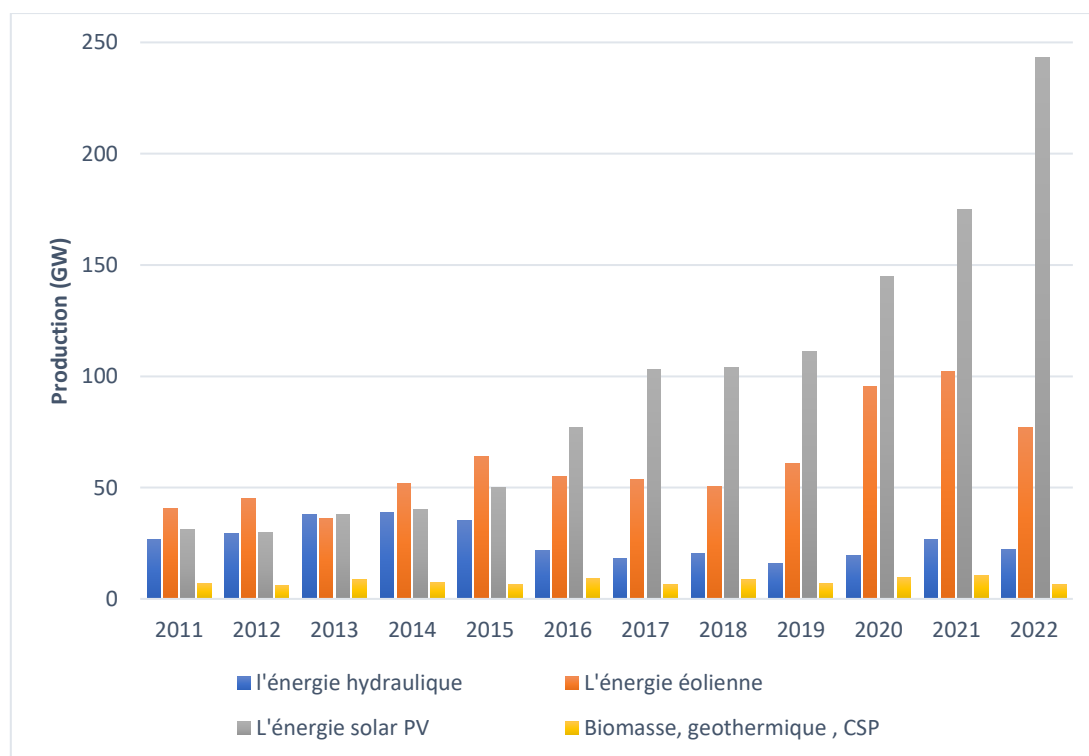


Figure I. 2 : Capacité installée totale d'ER par technologie [9].

À l'échelle mondiale, la Chine a continué à dominer les nouveaux investissements dans les énergies renouvelables, représentant 55% du total en 2022, suivie par l'Europe avec 12 % et les États-Unis avec 10 %. En revanche, l'Afrique et le Moyen-Orient combinés ne représentaient que 1,6% des investissements mondiaux dans les énergies renouvelables, ce qui indique une concentration élevée de ces investissements dans quelques régions seulement [9].

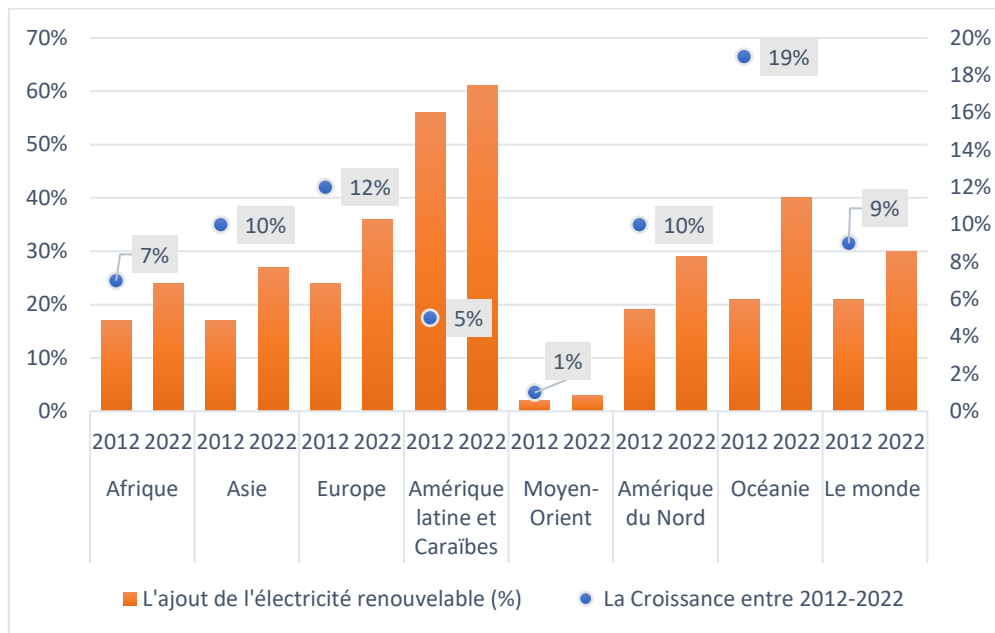


Figure I. 3 : Développement des énergies renouvelables dans le monde [9].

I.3.2 Au niveau de l'Algérie

Ces dernières années, l'Algérie a témoigné d'un intérêt croissant pour le développement des énergies renouvelables (ER) dans le cadre de sa transition énergétique. Le Programme National des Énergies Renouvelables, lancé par le gouvernement, vise à encourager l'investissement dans les ER et à accroître leur contribution à la production d'électricité, tout en favorisant le développement économique et durable du pays.

Ce choix stratégique est motivé par l'immense potentiel en énergie solaire, constituant l'axe majeur d'un programme dédié au solaire thermique et photovoltaïque. Ce programme vise à ce que le solaire représente plus de 37% de la production nationale d'électricité d'ici 2030. Malgré un potentiel éolien relativement faible, le programme n'exclut pas le développement de cette source d'énergie, prévoyant qu'elle atteigne environ 3% de la production d'électricité en 2030. En plus du solaire et de l'éolien, l'Algérie prévoit également l'installation d'unités expérimentales pour tester diverses technologies en matière de biomasse, de géothermie et de dessalement des eaux saumâtres, exploitant ainsi différentes filières d'énergie renouvelable [2]. L'objectif de ce programme est d'atteindre les installations des énergies renouvelables basées sur les technologies résumées dans la Figure I. 4 d'ici 2030 [3].

La révision de ce programme vise à promouvoir l'expansion à grande échelle du photovoltaïque et de l'éolien, ainsi que l'intégration des technologies de la biomasse (valorisation des déchets), de la cogénération, de la géothermie et du solaire thermique (CSP).

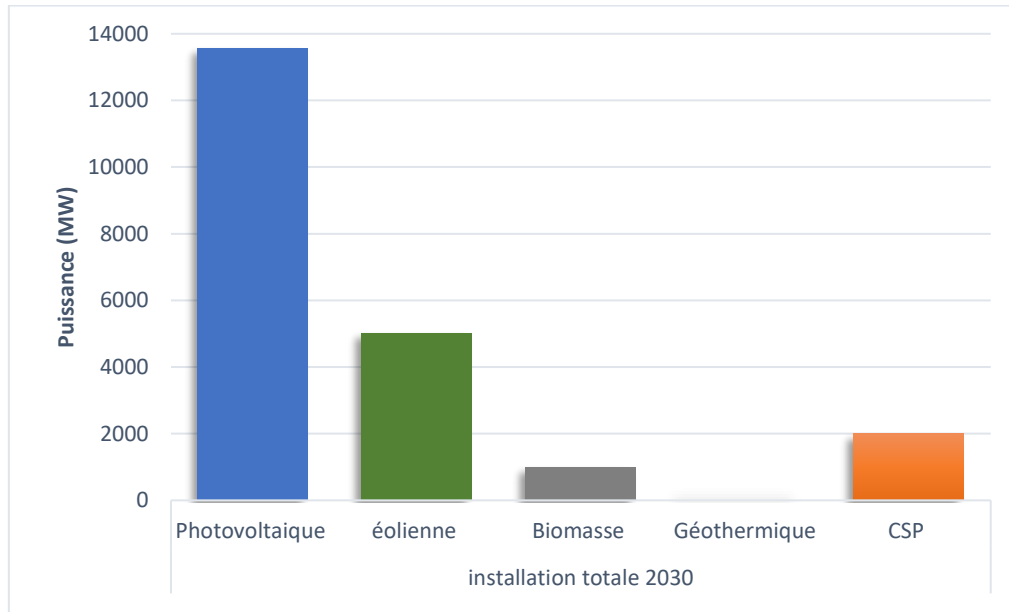


Figure I. 4 : Programme des énergies renouvelables en Algérie [2].

I.3.2.1 Les installations des énergies renouvelables réalisées en Algérie

Avant le lancement du programme des énergies renouvelables, les centrales hydrauliques en Algérie existaient mais étaient de faible puissance, avec une production de 230 MW, représentant environ 4% du parc de production [10]. Cette capacité limitée s'explique par le manque de sites hydrauliques exploitables et l'absence d'une politique gouvernementale favorisant le développement des énergies renouvelables, en raison de la prédominance des hydrocarbures.

Concernant les énergies photovoltaïques et éoliennes, la période de 2011 à 2014 du programme a été marquée par la réalisation de plusieurs projets. Cette phase a inclus la mise en place de 23 centrales photovoltaïques reliées au réseau (voir Tableau I.1), ainsi que la construction d'un seul parc éolien de 10,2 MW à Kebertene (Adrar), pour une capacité totale cumulée de 354,3 MWc [4].

Pour la mise en place de futures centrales photovoltaïques et éoliennes, quinze (15) wilayas ont été sélectionnées, comprenant Biskra, El-Oued, Ghardaïa, Khenchela, Laghouat, Naâma, Djelfa, Tébessa, Illizi, Ouargla, Adrar, Bechar, El-Bayadh, Tamanrasset et Tindouf. Cette sélection s'est basée sur les résultats des études de potentiel solaire et éolien menées par le Ministère de l'Énergie, en collaboration avec l'Agence Spatiale Algérienne (ASAL), le Centre de Développement des Énergies Renouvelables (CDER) et l'Office National de la Météorologie (ONM). Les critères de sélection des sites ont inclus l'accessibilité, la disponibilité des infrastructures électriques, la proximité des postes d'évacuation, la topographie, et la vocation du terrain (agricole, forestier, touristique, militaire, etc.) [11].

Tableau I. 1 : Les centrales PV installés en Algérie [4].

	Station	Localisation	Capacité (MW)
1	SPP1	Hassi R'mel	25
2	SPE	Adrar	10
3	Ghardaïa	Ghardaïa	11
4	Djanet	Illizi	3
5	Adrar	Adrar	20
6	Kabertene	Adrar	13
7	Tamanrasset	Tamanrasset	13
8	Tindouf	Tindouf	9
9	Z.Kounta	Adrar	6
10	Timimoun	Adrar	9
11	Reggane	Adrar	5
12	In-salah	Tamanrasset	5
13	Aoulef	Adrar	5
14	Ain EL-Lbel	Djelfa	20
15	Khang	Lghouat	20
16	Oued EL-Kebrit	Souk Ahras	15
17	Sedrate Leghzal	Naâma	20
18	Ain EL-Melh	M'sila	20
19	EL-Hadjira	Tougourt	10
20	Ain Skhouna	Saida	30
21	E.B.S Chikh	El Bayadh	24
22	Telga	Telemcene	12
23	Dhaya	Sidi bel abbes	12

I.3.2.2 Critiques de la réalisation des ER en Algérie

Une des principales critiques de la réalisation des énergies renouvelables en Algérie réside dans la mise en œuvre des installations sans une étude approfondie des autres paramètres influençant l'installation, par exemple, les installations photovoltaïques (PV) et éoliennes peuvent être influencées et dégradées par les régions avec des températures élevées, il est donc crucial de mettre en évidence l'importance de l'emplacement de ces installations en choisissant des sites adéquats et en sélectionnant des technologies appropriées pour chaque site.

De plus, la plupart des installations réalisées en Algérie sont mono-sources, c'est-à-dire qu'elles dépendent d'une seule source d'énergie renouvelable, ce qui limite leur production à des périodes spécifiques de la journée. Par exemple, les installations photovoltaïques ne produisent de l'énergie que lors de la présence du soleil, ce qui entraîne des périodes d'intermittence. Pour surmonter cette limitation, l'hybridation avec d'autres sources d'énergie renouvelable est essentielle comme l'énergie éolienne qui peut fournir de l'électricité lors de l'absence du soleil.

Cette hybridation permettrait d'optimiser l'utilisation des ressources renouvelables disponibles, d'améliorer la stabilité et la fiabilité du réseau énergétique, et de réduire la dépendance aux solutions de stockage coûteuses et polluantes comme les batteries, contribuant ainsi à la pénétration de ces énergies dans le mix énergétique national.

I.4 L'importance de l'hybridation

Il est crucial de se concentrer sur les énergies photovoltaïque et éolienne, qui sont parmi les plus développées et importantes dans le monde et en Algérie en raison de leur potentiel significatif. Ces deux sources d'énergie renouvelable jouent un rôle clé dans la transition énergétique globale grâce à leur capacité à générer de grandes quantités d'électricité de manière durable et écologique. Cependant, elles varient en fonction de l'heure de la journée, de la saison et de l'année. Cette nature intermittente a conduit les chercheurs à envisager l'hybridation, c'est-à-dire la combinaison de deux ou plusieurs sources d'énergies renouvelables afin d'augmenter ainsi la disponibilité du système et assure un approvisionnement permanent en énergie.

Dans ce contexte, notre recherche se concentre sur les systèmes hybrides afin d'augmenter la pénétration des énergies renouvelables en Algérie, en optimisant leur intégration pour surmonter les défis actuels et atteindre les objectifs énergétiques fixés. Toutefois, ces solutions nécessitent un dimensionnement préalable rigoureux basé sur une connaissance approfondie des ressources en énergies renouvelables du site d'implantation et une gestion rigoureuse de l'énergie électrique produite.

I.5 Définition des systèmes hybrides

Un système multi-sources, souvent désigné sous le terme de système hybride, est un ensemble complexe intégrant plusieurs sources d'énergie, qu'elles soient renouvelables ou non pour répondre aux besoins énergétiques. Ces systèmes combinent différentes sources renouvelables ainsi que des sources conventionnelles comme les générateurs diesel, des dispositifs de stockage et divers types de charges. Ils peuvent être soit connectés au réseau électrique principal, soit fonctionner de manière autonome, également connue sous le nom de régime isolé. Leur principal avantage réside dans leur capacité à compenser les variations d'approvisionnement des sources d'énergie renouvelables, ce qui permet d'atteindre un rendement énergétique global plus élevé. De plus, ils offrent la possibilité d'assurer une certaine autonomie énergétique en ne dépendant pas exclusivement d'une seule source. En résolvant en grande partie le problème de disponibilité de l'énergie, ces systèmes hybrides représentent une solution prometteuse pour répondre aux besoins énergétiques variés [12].

Plusieurs classifications de systèmes hybrides sont réalisées selon le critère choisi. Le schéma général des systèmes hybrides est représenté dans la Figure I. 5 .Il met en évidence un système multi-source typique comprend plusieurs composants principaux :

a. Sources d'énergie : Ce sont les différentes sources d'où provient l'énergie, telles que :

- Énergie solaire photovoltaïque (PV) : Les panneaux solaires convertissent la lumière du soleil en électricité grâce à l'effet photovoltaïque, où les photons sont capturés par des cellules solaires pour créer un courant électrique. Les systèmes solaires peuvent être montés sur des toits, des structures au sol ou intégrés dans des bâtiments. Les panneaux solaires sont généralement composés de cellules en silicium monocristallin, polycristallin ou amorphe.
- Énergie éolienne : Les éoliennes captent l'énergie cinétique du vent et la convertissent en électricité à l'aide de turbines. Les éoliennes peuvent être installées sur terre ou en mer, et leur taille varie des petites éoliennes domestiques aux éoliennes offshore géantes. La vitesse du vent, la taille des pales et la hauteur de la tour sont des facteurs importants pour maximiser le rendement énergétique.
- Autres sources d'énergie renouvelable : Comme l'hydroélectricité, qui utilise la force de l'eau pour générer de l'électricité, ou la biomasse, qui convertit la matière organique en énergie.

b. Dispositifs de conversion et de régulation : Ce sont des composants qui convertissent l'énergie produite par les sources en une forme utilisable et régulent le flux d'énergie dans le système tels que les redresseurs, les onduleurs et les hacheurs.

- Les redresseurs sont employés pour la conversion du courant alternatif en courant continu, les rendant ainsi essentiels aux systèmes de conversion d'énergies renouvelables. Ils sont relativement simples, économiques et efficaces.
- Les onduleurs, quant à eux, convertissent le courant continu en courant alternatif et peuvent fonctionner de manière autonome pour alimenter des charges en courant alternatif, ou en parallèle avec des sources en courant alternatif. Les onduleurs autonomes imposent à la charge leur propre fréquence de sortie, tandis que les onduleurs non autonomes nécessitent une source alternative pour fonctionner. Il existe également des onduleurs capables de fonctionner dans les deux modes : autonomes ou en parallèle avec d'autres générateurs, offrant ainsi une grande flexibilité, mais ils sont souvent plus coûteux.

- Les hacheurs permettent à la fois d'assurer les fonctions de redresseur et d'onduleur, en réalisant la conversion de courant continu à courant continu, lorsqu'il s'agit d'ajuster la tension entre deux sources.
- c. **Bus électrique** : C'est le point central où toutes les sources d'énergie se connectent. Cela permet de distribuer l'énergie produite aux différents composants du système.
- d. **Récepteurs** : Ce sont les appareils ou les équipements qui consomment l'énergie produite par le système, Elles comprennent une variété d'équipements électriques, des appareils ménagers aux systèmes industriels, chacun ayant des exigences de puissance spécifiques. Elles peuvent se présenter sous forme de type résistive ou inductive. La charge et l'équipement électrique, alimentée par le système, peuvent être alimentés en DC comme des équipements de télécommunications, le pompage d'eau, ou en AC dans les cas d'usage domestique, nécessitant l'utilisation d'un onduleur. Les charges sont évaluées en fonction de leur consommation électrique, de leur cycle de fonctionnement et de leur sensibilité aux interruptions de courant.
- e. **Éléments de stockage** : Il s'agit de dispositifs de stockage d'énergie tels que des batteries ou des supercondensateurs. Ces éléments permettent de stocker l'énergie produite pour une utilisation ultérieure lorsque la demande est élevée ou lorsque les sources d'énergie principales ne sont pas disponibles.
- f. **Réseau électrique** : le réseau joue un rôle crucial en intégrant et équilibrant les différentes sources d'énergie renouvelable pour assurer une alimentation électrique stable et fiable.
- g. **Générateur diesel** : Dans les systèmes hybrides, les générateurs diesel sont essentiels en tant que sources de secours. Ils fournissent une énergie de secours lors des périodes de faible production renouvelable, notamment dans les régions isolées où le raccordement au réseau est difficile [13].

Les systèmes d'énergie hybrides peuvent être soit connectés au réseau électrique, soit fonctionner de manière autonome. La plupart des systèmes hybrides connectés au réseau n'ont pas de dispositif de stockage. Cependant, dans certains cas, notamment pour les réseaux électriques faibles, des unités de stockage sont intégrées pour renforcer le réseau en cas de défaillance. Avec la multiplication des sources renouvelables aléatoires, le stockage devient crucial pour la stabilité du réseau. Certains systèmes incluent également des générateurs diesel comme secours. Dans les sites isolés sans réseau, l'autonomie totale du système hybride est souvent nécessaire, et des dispositifs de stockage sont essentiels pour compenser le décalage entre production et consommation [14].

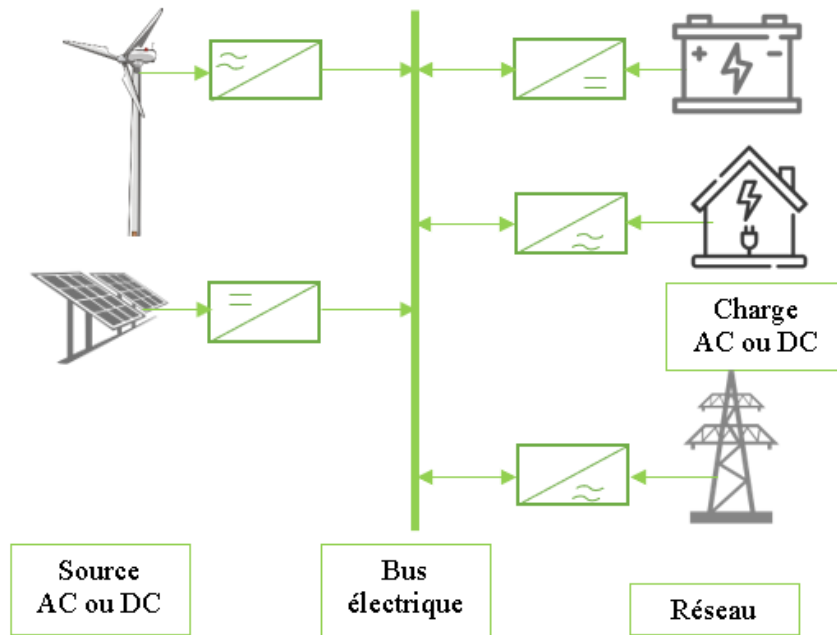


Figure I. 5 : Structure générale d'un système multi-source.

L'objectif principal d'un système multi-sources est de répondre à la demande de la charge en favorisant l'énergie produite par les sources renouvelables au détriment de celle fournie par les sources fossiles. Les économies réalisées par ce genre de systèmes doivent couvrir au moins l'investissement induit par les générateurs renouvelables et les autres composantes du système. La performance d'un système multi-sources en termes de rendement et de durée de vie, est influencée d'une part par la conception, c'est-à-dire par le dimensionnement des différentes composantes, la technologie de ces composantes, l'architecture, etc. D'autre part, cette performance dépend aussi du choix de la stratégie de gestion considérée. Elle se mesure essentiellement par l'économie réalisée en termes de carburant ou du kWh, mais aussi par la quantification du nombre de pannes produites par le dispositif le long de sa durée de vie, etc.

I.5.2 Configuration des systèmes multi-sources

Un système multi-source peut comprendre une éolienne, un générateur photovoltaïque, un système de distribution à courant alternatif (AC), un système de distribution à courant continu (DC), un système de stockage, des convertisseurs, des charges, des charges de délestage et une option de gestion des charges ou de supervision. Ces composantes peuvent être interconnectées selon différentes architectures. Généralement, les systèmes hybrides classiques comportent deux bus : un bus à courant continu (DC) pour les sources, les charges et les batteries, et un bus à courant alternatif (AC) pour les générateurs et le système de distribution. Les sources d'énergie renouvelable peuvent être connectées à l'un ou l'autre de ces bus en

fonction de la dimension et de la configuration du système. L'interconnexion entre les deux bus est souvent réalisée via des équipements d'électronique de puissance tels que des onduleurs/redresseurs ou des convertisseurs bidirectionnels. Dans un système multi-source avec des batteries de stockage et des charges auxiliaires, l'excès d'énergie est d'abord stocké dans les batteries avant d'alimenter les autres charges en fonction de leur priorité. Ainsi, les batteries de stockage remplissent un double rôle : charge et source. Les architectures se résument en trois types [13]:

I.5.2.1 Configuration à Bus DC

Dans la configuration à bus à DC, toutes les sources d'énergie convergent vers un bus à courant continu (DC), comme est illustré sur la Figure I. 6. Cette configuration offre une simplification du système de commande, mais présente des inconvénients tels qu'une efficacité globale réduite due aux pertes d'énergie et au besoin de dimensionner les onduleurs pour les pics de charge.

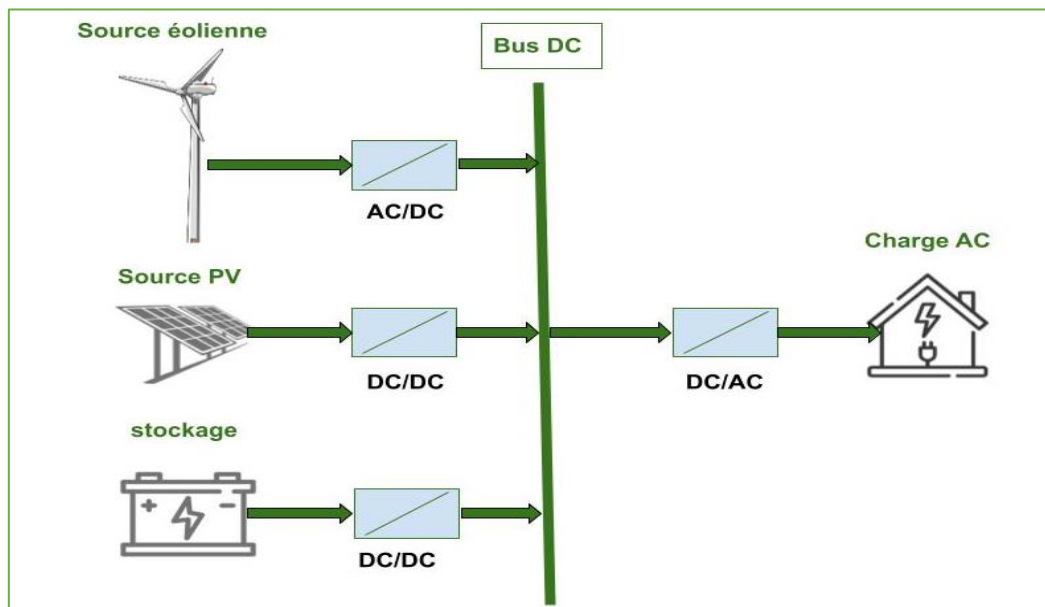


Figure I. 6: Configuration des Systèmes multi-sources à bus CC

I.5.2.2 Configuration à Bus AC

Dans la configuration à bus à AC, toutes les sources de production sont reliées au bus AC via des convertisseurs comme le montre la Figure I. 7. Cette structure fournit une tension alternative pour alimenter la charge avec un générateur qui démarre automatiquement en cas de pénurie de puissance. Le surplus d'énergie est utilisé pour charger le pack de batteries via le redresseur. Cependant, elle présente des difficultés d'imposer la fréquence et l'amplitude de la tension du bus et de les adapter à la charge, en raison de la complexité de synchroniser toutes les unités du réseau, ce qui la rend mieux adaptée aux grands réseaux disposant des moyens logistiques nécessaires.

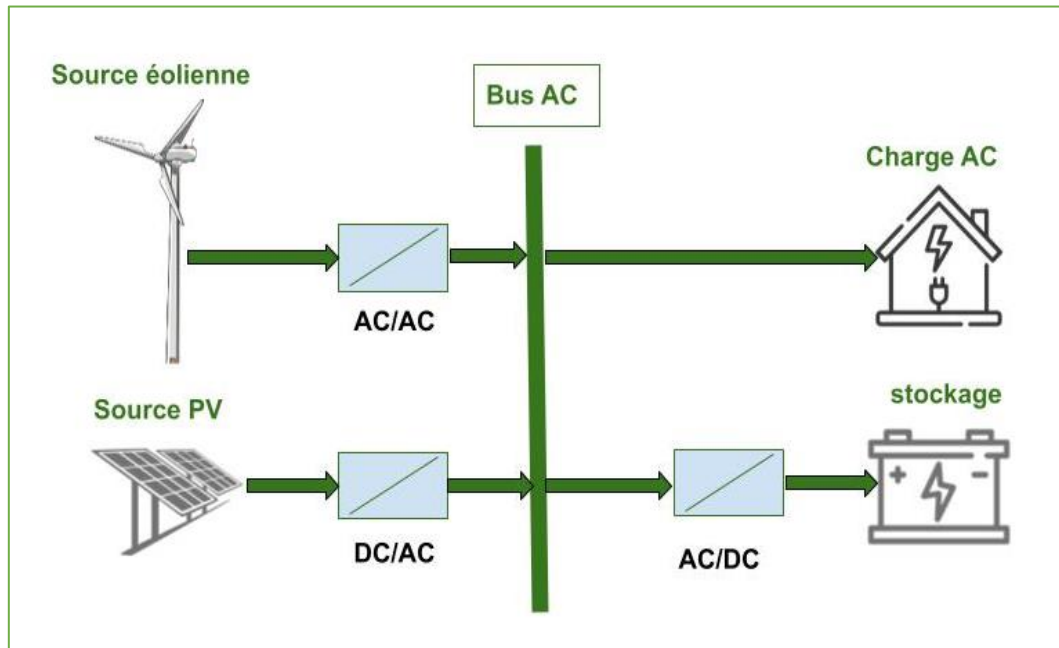


Figure I. 7: Configuration des Systèmes multi-sources à bus AC.

I.5.2.3 Configuration Mixte à Bus DC/AC

La configuration mixte à bus à DC/AC, représentée dans la Figure I. 8, offre des performances supérieures aux configurations précédentes. Les sources d'énergie renouvelable peuvent alimenter une partie de la charge en AC directement, ce qui améliore le rendement du système. Cette configuration permet une plus grande flexibilité et une meilleure efficacité, mais sa réalisation est plus complexe en raison du fonctionnement en parallèle des composants.

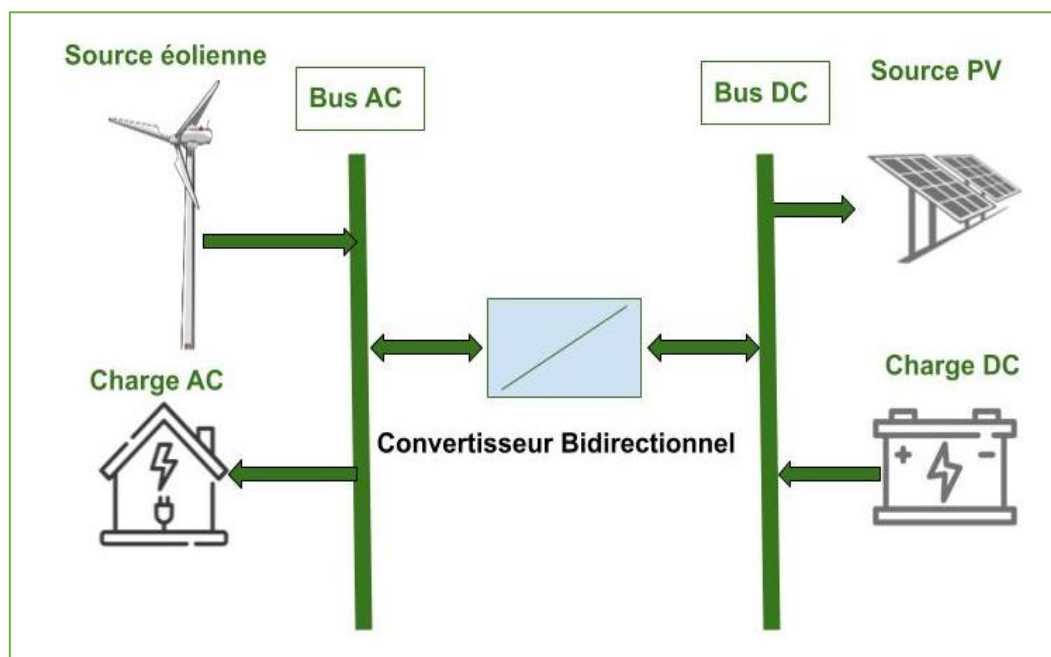


Figure I. 8: Configuration Mixte des Systèmes multi-sources à bus DC/AC.

I.6 Avantages et inconvénients des systèmes hybrides

Les systèmes d'énergie hybrides présentent divers avantages et inconvénients, résumés comme suit [14].

I.6.1 Avantages

- **Intégration de multiples sources d'énergie** : Deux ou plusieurs sources d'énergie renouvelable peuvent être combinées dans un seul système, en fonction du potentiel local des ressources énergétiques renouvelables.
- **Aucune émission** : Les systèmes hybrides d'énergie renouvelable (comme le PV et l'éolien) ne produisent aucune forme d'émission.
- **Installation modulaire** : Les systèmes photovoltaïques et éoliens sont faciles à installer et, dans la plupart des cas, ne nécessitent aucune conception spécifique pour un usage domestique.
- **Coût réduit pour les petits systèmes** : Les systèmes hybrides de petite taille sont moins coûteux que les grands systèmes complexes, tels que les systèmes nucléaires.
- **Indépendance énergétique** : Les sources d'énergie pour les systèmes hybrides sont abondantes, gratuites et inépuisables, rendant la production d'énergie électrique indépendante des fluctuations du prix des combustibles.

I.6.2 Inconvénients

- **Complexité accrue** : Les systèmes hybrides sont plus complexes que les systèmes à source unique, nécessitant une optimisation des divers composants du système.
- **Besoins de stockage** : La complexité des systèmes hybrides implique la nécessité de systèmes de stockage d'énergie.
- **Coût initial élevé** : Le coût d'investissement des systèmes hybrides est plus élevé comparé aux générateurs diesel.
- **Durée de vie des composants** : Les composants des systèmes hybrides peuvent avoir une durée de vie plus courte que celle des composants individuels en raison de leur fonctionnement en connexion avec des réseaux interconnectés. Les points critiques incluent la dégradation des batteries et le système mécanique de freinage des éoliennes.

I.7 Dimensionnement des systèmes multi-sources

Les approches pour dimensionner des systèmes hybrides peuvent être regroupées en trois catégories : les techniques classiques, les méthodes modernes et les outils logiciels. Les techniques classiques impliquent l'utilisation de méthodes itératives, numériques, analytiques, probabilistes et graphiques. Les méthodes modernes exploitent des techniques artificielles parmi lesquels : l'algorithme génétique (GA), l'optimisation par essaims particulaires (PSO), l'optimisation par colonies de fourmis (ACO), la colonie d'abeilles artificielles (ABC), la recherche harmonieuse (HS) et la recherche par coucou (CS). Ces algorithmes permettant ainsi de déterminer un dimensionnement optimal du système avec une meilleure convergence et une précision accrue dans la recherche de solutions optimales, comparés aux méthodes classiques, les algorithmes modernes d'IA peuvent résoudre des problèmes non linéaires et complexes, et traiter également des données incomplètes et les problèmes intermittents de l'énergie solaire/éolienne. Enfin, les outils logiciels de dimensionnement offrent une autre approche, il existe plus de 50 outils logiciels disponibles dans la littérature. Les outils logiciels les plus largement utilisés pour optimiser le dimensionnement des systèmes hybrides sont HOMER et iHOGA. Une étude détaillée de ces méthodologies peut être trouvée dans la revue de Liana et al [15]

Un aperçu des méthodes de dimensionnement des systèmes hybrides est brièvement présenté dans la figure ci-dessous.

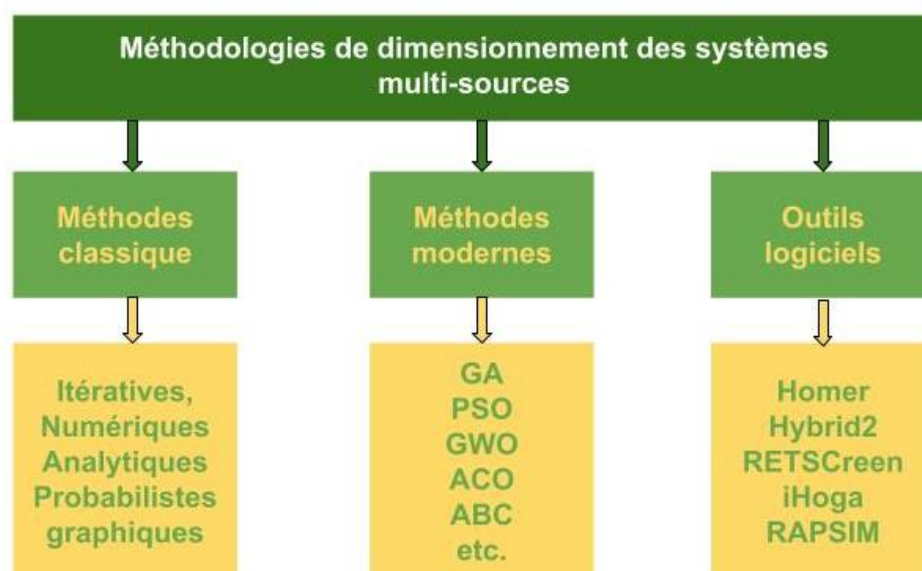


Figure I. 9: Méthodologies de dimensionnement des systèmes multi-sources.

I.7.1 Études de recherche utilisant des outils logiciels pour les systèmes hybrides

Pour Notre étude nous avons choisi la méthode d'outil de simulation parce qu'elle présente plusieurs avantages significatifs. Tout d'abord, les outils de simulation offrent une précision et une fiabilité accrues grâce à la capacité de modéliser des scénarios complexes et de prévoir le comportement du système hybride sous différentes conditions. Cela permet d'optimiser les configurations et de détecter d'éventuelles inefficacités avant la mise en œuvre réelle, réduisant ainsi les risques et les coûts associés aux erreurs de dimensionnement. De plus, les outils de simulation facilitent l'analyse de sensibilité et l'évaluation de diverses stratégies de gestion, ce qui est crucial pour prendre des décisions informées. Enfin, ces outils intègrent souvent des bases de données et des algorithmes avancés qui accélèrent le processus de dimensionnement, offrant ainsi un gain de temps considérable.

Dans cette section, quelques études d'analyse de systèmes hybrides utilisant les outils simulations pour divers emplacements sont discutées afin de mettre en évidence son l'utilité et importance. Les outils logiciels d'analyse des systèmes hybrides ont été utilisés par un grand nombre de chercheurs dans le monde entier. HOMER est l'outil le plus largement utilisé dans les études de recherche, suivi par RETScreen, iHOGA, HYBRID2, TRNSYS et RAPSIM. Turcotte et al. [16] ont classé les outils logiciels liés aux systèmes hybrides en quatre catégories : outils de pré-faisabilité, de dimensionnement, de simulation et de recherche en architecture ouverte. Les outils de pré-faisabilité sont principalement utilisés pour un dimensionnement approximatif et une analyse financière complète (par exemple, RETScreen). Les outils de dimensionnement sont utilisés pour déterminer la taille optimale de chaque composant du système et fournir des informations détaillées sur les flux d'énergie entre les différents composants (par exemple, HOMER). Avec un outil de simulation, l'utilisateur doit spécifier les détails de chaque composant afin d'obtenir le comportement détaillé du système (par exemple, HYBRID2). Dans un outil de recherche en architecture ouverte, l'utilisateur est autorisé à modifier les algorithmes et les interactions des composants individuels (par exemple, TRNSYS).

Sopian et al. [17] ont étudié les calculs d'optimisation avec HOMER et un algorithme génétique, trouvant des résultats presque identiques et un temps d'exécution similaire. Nema et al. [18] ont étudié un système hybride PV-solaire et éolien pour une station de base mobile de type GSM/CDMA à Bhopal – Centre de l'Inde, modélisé de manière appropriée en utilisant le logiciel HOMER. Rajkumar et al. [19] ont utilisé le système d'inférence neuro-flou adaptatif (ANFIS) pour modéliser un système hybride autonome solaire-éolien-batterie et ont comparé

les résultats avec HOMER et HOGA en utilisant des données météorologiques réelles pour deux emplacements, Miri et Kuching, en Malaisie orientale. Il a été constaté que l'ANFIS donne des résultats similaires à ceux de HOMER, tandis que HOGA prédit une taille de batterie et de PV inférieure avec une composante d'éolienne plus grande par rapport à HOMER et ANFIS.

Ces études de recherche indiquent que HOMER est un outil largement utilisé pour une analyse rapide permettant d'identifier la combinaison optimale de systèmes hybrides en fonction de la disponibilité des ressources renouvelables à un emplacement particulier.

I.7.2 Méthode de dimensionnement par logiciels

Dans la plupart des cas, en raison d'une conception optimale insuffisante ou d'un dimensionnement inadéquat, un système d'énergie hybride est surdimensionné ou mal planifié, ce qui entraîne des coûts d'installation élevés. Les analyses techniques et économiques d'un système hybride sont essentielles pour une utilisation efficace des ressources énergétiques renouvelables. En raison de la présence de plusieurs systèmes de génération d'énergie, la solution de système hybride est complexe et nécessite une analyse approfondie. Cela nécessite des logiciels et des modèles pouvant être utilisés pour la conception, l'analyse, l'optimisation et la planification économique. Plusieurs logiciels ont été développés pour évaluer le potentiel technique et économique de diverses technologies hybrides renouvelables afin de simplifier le processus de conception du système hybride et de maximiser l'utilisation des ressources renouvelables.

Dans cette section, nous allons définir en détail les outils de simulation de dimensionnement les plus couramment utilisés, en analysant leurs algorithmes d'optimisation, l'intégration des systèmes hybrides et leurs limitations, afin de sélectionner le logiciel le plus adéquat pour notre travail.

I.7.2.1 HOMER

HOMER est un logiciel largement utilisé dans la littérature pour l'optimisation des systèmes d'énergie renouvelable hybride et diverses études de cas, disponible gratuitement et convivial pour l'utilisateur. Ce logiciel est adapté pour effectuer rapidement des pré-études de faisabilité, des optimisations et des analyses de sensibilité dans plusieurs configurations de système possibles. HOMER utilise Windows comme plate-forme informatique avec le langage de programmation Visual C++. HOMER utilise des données d'entrée telles que diverses options technologiques, les coûts des composants, la disponibilité des ressources, les données des fabricants, etc., pour simuler différentes configurations système et génère des résultats sous forme d'une liste de configurations faisables triées par coût net actuel. HOMER affiche

également les résultats de simulation dans une grande variété de tableaux et de graphiques, ce qui permet de comparer les configurations et de les évaluer sur leurs mérites économiques et techniques. Il peut suggérer la conception de différents systèmes en fonction de paramètres économiques. Figure I. 10 présente une représentation schématique de HOMER [20].

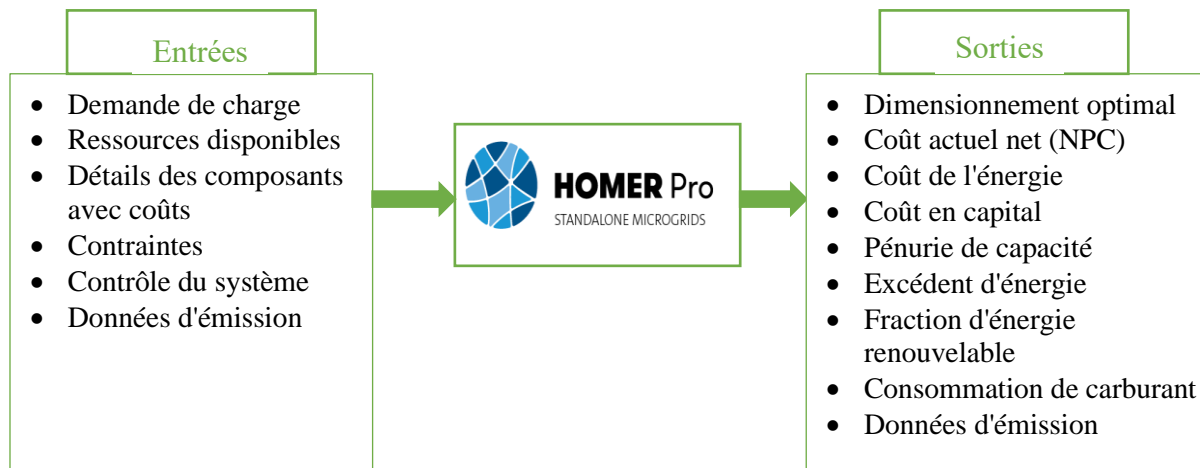


Figure I. 10: Schéma général du HOMER.

I.7.2.2 HYBRID2

Ce logiciel est programmé en Microsoft Visual BASIC et utilise une base de données Microsoft Access. HYBRID 2 est un modèle informatique probabiliste/séries temporelles et utilise des méthodes statistiques pour tenir compte des variations entre les pas de temps et peut effectuer une analyse de performance à long terme détaillée, une analyse économique et prédire la performance de divers systèmes hybrides. HYBRID 2 permet des simulations en séries temporelles pour des pas de temps généralement compris entre 10 minutes et 1 heure. HYBRID 2 permet de créer des systèmes basés sur trois bus contenant des éoliennes, des panneaux photovoltaïques, du diesel, des batteries de stockage, des convertisseurs de puissance et une charge de décharge. La Figure I. 11 donne un diagramme schématique de HYBRID2. Cet outil logiciel a un accès limité aux paramètres et un manque de flexibilité, mais il dispose d'une bibliothèque avec divers fichiers de données de ressources [21].

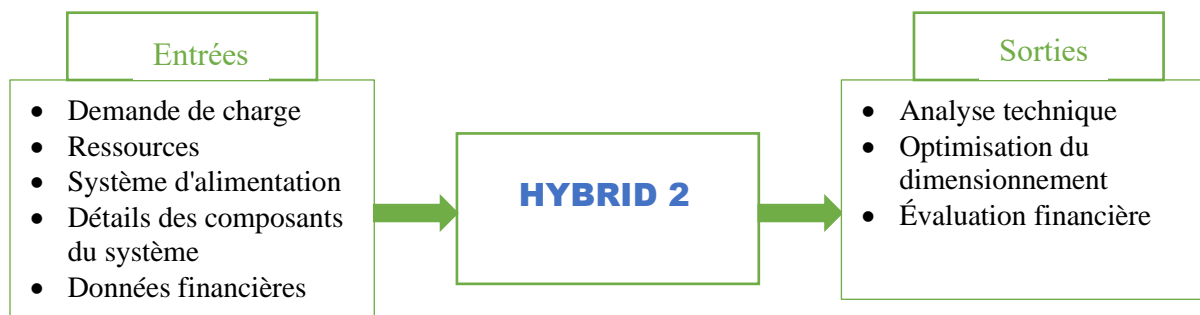


Figure I. 11: Schéma général du HYBRID 2.

I.7.2.3 RETScreen

RETScreen est un outil d'étude de faisabilité téléchargeable gratuitement pour évaluer à la fois les coûts financiers et environnementaux ainsi que les avantages de différentes technologies d'énergie renouvelable pour n'importe quel emplacement dans le monde. Ce logiciel utilise Visual Basic et le langage C comme plateforme de travail. La Figure I. 12 donne une représentation schématique du logiciel RETScreen. Le modèle PV de RETScreen couvre également les applications PV hors réseau et inclut les systèmes autonomes, hybrides et de pompage d'eau. Il dispose d'une base de données climatique mondiale de plus de 6000 stations au sol (données mensuelles d'irradiation solaire et de température pour l'année), de cartes des ressources énergétiques (par exemple, des cartes du vent), de données hydrologiques, de données sur les produits comme les détails des panneaux solaires photovoltaïques et les courbes de puissance des éoliennes. Il fournit également un lien vers la base de données climatique de la NASA. Il existe plusieurs feuilles de calcul pour effectuer une analyse détaillée du projet, notamment des modèles énergétiques, des analyses de coûts, des analyses des émissions, des analyses financières et des feuilles d'analyse de sensibilité et de risque. Les principales limites de RETScreen sont les suivantes : ne prend pas en compte l'effet de la température pour l'analyse de performance des PV, pas d'option pour l'importation de fichiers de données en série temporelle, options limitées pour la recherche, la récupération et les fonctionnalités de visualisation, problème de partage de données et ne prend pas en charge les calculs plus avancés [20].



Figure I. 12: Schéma général du RETScreen.

I.7.2.4 iHOGA

iHOGA est un outil logiciel d'optimisation de système hybride basé sur C++ utilisé pour le dimensionnement optimal de systèmes d'énergie hybride utilisant un algorithme génétique et une analyse de sensibilité avec un temps de calcul faible. iHOGA peut optimiser la pente des panneaux photovoltaïques, calculer les émissions sur le cycle de vie, permettre l'analyse de probabilité et proposer des options d'achat et de vente d'énergie au réseau électrique avec un

système de comptage net. La Figure I. 13 donne une représentation schématique générale de iHOGA. La nouvelle version de iHOGA est améliorée et inclut des effets de dégradation, une analyse de sensibilité, de nouvelles contraintes, une base de données de divers composants, une facilité de changement de devise, etc. Il existe deux versions, PRO+ et EDU. PRO+ est une version payante qui peut être utilisée sans aucune limitation avec toutes les fonctionnalités et un support technique complet, tandis que la version EDU, gratuite, peut être utilisée à des fins de formation ou éducatives uniquement et n'est pas autorisée dans les projets, travaux d'ingénierie, travaux d'installation et pour tout travail impliquant des transactions économiques [20]. Les limitations de la version EDU sont les suivantes :

- Elle peut uniquement simuler dans une charge quotidienne moyenne totale de 10 kWh.
- L'analyse de sensibilité n'est pas incluse.
- L'analyse de probabilité n'est pas incluse.
- Le comptage net n'est pas inclus.

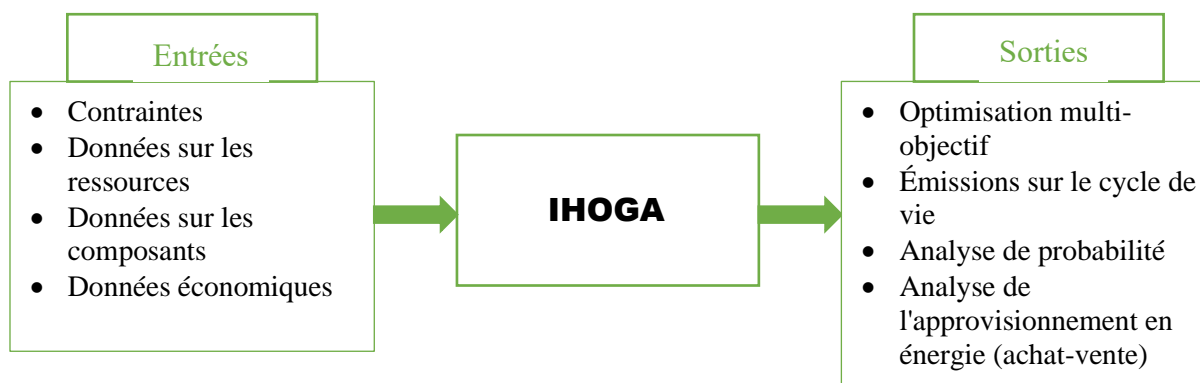


Figure I. 13: Schéma général du iHOGA.

I.8 Les critères d'évaluation et d'optimisation d'un système hybride

Il existe plusieurs indicateurs permettant d'évaluer les systèmes hybrides basés sur les énergies renouvelables. Ces indicateurs peuvent être regroupés en quatre catégories : évaluation économique, technique, environnementale et sociale. Ces paramètres permettent d'évaluer la disponibilité et la faisabilité des systèmes hybrides afin d'aider à la conception et à la construction d'une solution optimale pour une application donnée. L'évaluation économique est un élément crucial pour déterminer les coûts minimaux souhaitables, l'entretien, le remplacement et tout autre coût futur de ces systèmes. L'évaluation technique évalue la capacité du système hybride à garantir la cohésion nécessaire pour répondre à la demande de charge. L'évaluation environnementale permet d'estimer la quantité de CO₂ et d'autres émissions nocives produites par le système au cours d'une période donnée (pendant son fonctionnement

ainsi que pendant la phase de fabrication des composants du système). L'évaluation sociale examine la capacité du système hybride à produire de l'énergie dans le but d'améliorer l'indice de développement humain (IDH). De plus, elle évalue l'acceptation sociale des installations de système hybride et la création d'emplois.

Pour le dimensionnement des unités et l'optimisation des coûts des systèmes hybride, il est nécessaire d'évaluer le système en termes d'économie et de fiabilité de l'énergie, parmi lesquels les plus importants sont énumérés ci-dessous :

I.8.1 Les critères et paramètres d'évaluation économique

Lors de l'évaluation économique d'un système hybride pour optimiser son dimensionnement, plusieurs critères sont pris en compte dans le calcul des coûts. Cela inclut les coûts d'acquisition des composants du système hybride, tels que les éoliennes, les panneaux photovoltaïques et les batteries. Les coûts d'exploitation et de maintenance des composants pendant toute la durée de vie du système sont également considérés, ainsi que les coûts de remplacement des composants dont la durée de vie est inférieure à celle du projet.

Dans les sous-sections suivantes, les différents indicateurs économiques utilisés dans la littérature pour l'évaluation des systèmes énergétiques hybrides seront présentés :

I.8.1.1 Coût actuel net (Net Present Cost, NPC)

Le coût actuel net (Net Present Cost, NPC) des éléments constitutifs du système x englobe divers aspects tels que l'acquisition, le remplacement, l'exploitation et la maintenance, l'installation, ainsi que le carburant (dans le cas des générateurs diesel) sur la durée de vie du système [22] [23]. Sa formule de calcul est la suivante :

$$NPC = \sum_{x=1}^n (IC_x + RC_x + MC_x - C_{slv_x}) \quad I.1$$

Avec ; x représente les différents composants du système hybride tels que les générateurs PV, éoliennes, etc.

Pour chaque composant, le coût initial (IC_x) peut être déterminé comme suit :

$$IC_x = P_{cp} \times C_{cp} \quad I.2$$

Où :

- P_{cp} [kW] est la puissance installée pour chaque composant.
- C_{cp} est le coût d'acquisition [€ / kW], incluant le coût d'achat, les dépenses civiles, de construction, d'équipement mécanique et d'installation.

Puisque certains composants doivent être remplacés avant la fin de la durée de vie du projet, le coût de remplacement (RC_x) est également pris en compte, calculé selon l'équation suivante [23] :

$$RC_x = P_{cp} \sum_{j=1}^{N_{rep}} C_{cp}^R \times \frac{1}{(1+i)^{CLFT \times j}} \quad I.3$$

Avec :

- C_{cp}^R est le coût en capital du composant au moment du remplacement.
- N_{rep} est le nombre de remplacements pendant la durée de vie du projet.
- CLFT est la durée de vie du composant.
- i est le taux d'intérêt réel.

Le coût de maintenance et d'exploitation (MC_x) d'un composant x est calculé comme suit :

$$MC_x = P_{cp} \sum_{z=1}^{PLFT} C_{cp}^{O\&M} \times \frac{1}{(1+i)^z} \quad I.4$$

Où :

- $C_{cp}^{O\&M}$ comprend les coûts fixes et variables liés à l'entretien et à l'exploitation du composant.
- PLFT est la durée de vie du projet, généralement équivalente à celle des panneaux PV ou des turbines éoliennes.

Enfin, le coût de salvage (C_{slv_x}) est calculé comme suit :

$$C_{slv_x} = C_{cp}^R \times \frac{CR_{rem}}{CLFT} \left(\frac{1}{(1+i)^{PLFT}} \right) \quad I.5$$

Où :

- CR_{rem} est la durée de vie restante du composant à la fin du projet, calculée par :

$$CR_{rem} = CLFT - [PLFT - LFTC_{rep}] \quad I.6$$

- $LFTC_{rep}$ est la durée de vie totale d'un composant remplacé plusieurs fois, calculée par :

$$LFTC_{rep} = CLFL \times \text{integer} \left[\frac{PLFT}{CLFT} \right] \quad I.7$$

I.8.1.2 Coût total annualisé (TAC)

Le coût total annualisé (TAC) représente le coût actuel net multiplié par un facteur de récupération du capital (Capital Recovery Factor) [23]. Il est déterminé par l'équation suivante :

$$TAC = NPC \times \frac{i(1+i)^{PLFT}}{(1+i)^{PLFT} - 1} \quad I.8$$

I.8.1.3 Coût d'énergie (Cost of energy ,COE)

Le coût de l'énergie (COE), s'avère être un indicateur économique crucial permettant d'évaluer la viabilité financière du système hybride examiné. Il représente le critère prédominant utilisé par les chercheurs pour analyser l'aspect économique du dimensionnement d'un système hybride [23]. Son calcul est déterminé par la formule suivante :

$$COE = \frac{TAC}{\sum_{t=1}^{8760} p_{ch}} \quad I.9$$

Avec ; P_{ch} [kWh] désigne le profil de charge annuel. TAC représente le coût total annualisé, dont la méthode de calcul est expliquée dans la sous-section précédente.

I.8.1.4 Coût d'énergie actualisé (Levelized cost of energy, LCOE)

Le coût actualisé de l'énergie (LCOE) représente la somme totale des coûts associés à un système sur toute sa durée de vie, divisée par la quantité totale d'énergie produite pendant la même période [23].

$$LCOE = \frac{\sum_{x=1}^n (CRF \times IC_x) + RC_x + MC_x}{\sum_{t=1}^{PLFT} p_{ch}} \quad I.10$$

Où :

- CRF désigne le facteur de récupération du capital.
- IC_x , RC_x et MC_x représentent respectivement le coût d'acquisition, le coût de remplacement et le coût d'exploitation et de maintenance de chaque composant.
- PLFT correspond à la durée de vie du projet en heures.

I.8.2 Les paramètres d'évaluation de la fiabilité

Étant donné que les systèmes solaires et éoliens sont très intermittents par nature, il est donc indispensable d'évaluer la fiabilité du système. L'évaluation de la fiabilité du système fournit des informations utiles concernant la génération d'énergie, indiquant si elle est capable de satisfaire la demande de charge sur la période considérée. La probabilité de perte de charge (LPSP) est le paramètre le plus utilisé par les chercheurs dans les critères de fiabilité de l'énergie. Le LPSP (Loss of Power Supply Probability 'LPSP') est défini comme la probabilité qu'une alimentation électrique insuffisante se produise lorsque le système hybride (module PV, éolienne et batterie de stockage) est incapable de satisfaire la demande de charge. Un LPSP de 0 signifie que la charge sera toujours satisfaite et un LPSP de 1 signifie que la charge ne sera jamais satisfaite. La perte de probabilité d'alimentation (LPSP) est un paramètre statistique pour mesurer les performances du système pour une répartition de charge supposée ou connue. Le LPSP est donné par la relation suivante [23], [24]:

$$\text{LPSP} = \frac{\sum_{i=1}^m (E_{\text{load},i} - E_{\text{prod},i})}{\sum_{i=1}^m E_{\text{load},i}} \quad \text{I.11}$$

Avec :

- $E_{\text{load},i}$ est l'énergie demandée par le consommateur pour la période i .
- $E_{\text{prod},i}$ est l'énergie produite.
- m est le nombre de périodes pour lesquelles la recherche est réalisé.

I.9 Conclusion

En conclusion, les systèmes multi-source d'énergies renouvelables représentent une solution prometteuse pour répondre aux défis énergétiques et environnementaux contemporains. Ce chapitre a examiné en détail les principes, les composants et les applications des systèmes multi-sources d'énergies renouvelables. Nous avons exploré les différentes configurations de ces systèmes, ainsi que les méthodes et critères d'optimisation pour leur dimensionnement. Par ailleurs, nous avons abordé les logiciels d'optimisation de dimensionnement largement utilisés dans ce contexte afin de sélectionner le logiciel le plus adéquat pour notre travail. En outre, une analyse de la croissance des énergies renouvelables à l'échelle mondiale et en Algérie a été réalisée, mettant en lumière leur importance croissante dans la transition énergétique.

En plus, en mettant en lumière le programme national de l'Algérie en matière d'énergies renouvelables, nous avons illustré les efforts déployés à l'échelle nationale pour promouvoir l'intégration des SMSE dans le mix énergétique du pays afin de réaliser pleinement leur potentiel dans la lutte contre le changement climatique.

Enfin, une compréhension approfondie des aspects techniques et financiers a été atteinte, facilitant ainsi une décision éclairée concernant la configuration optimale du système hybride et la méthode appropriée de dimensionnement.

Chapitre II :

Estimation des ressources énergétiques éoliennes

II.1 Introduction

L'énergie éolienne est désormais largement considérée comme la source d'énergie renouvelable la plus prometteuse pour remplacer le charbon, le pétrole, le gaz et même l'énergie nucléaire [25]. Le travail présenté dans ce chapitre ne concerne que la première étape de notre projet, qui consiste à trouver un emplacement adapté pour la construction d'un parc éolien et à le connecter à l'avenir à la centrale photovoltaïque de Naâma, mise en service en mai 2016 [26]. Nos prospections nous ont conduits dans les hauts plateaux du sud-ouest algérien, plus précisément à Mécheria, El Kheiter et Naâma, des sites répondant à plusieurs critères favorables, notamment leur proximité avec la centrale photovoltaïque, la présence d'une station météorologique pour mesurer la vitesse du vent, et leur connexion au réseau central.

Ce chapitre vise à estimer le potentiel éolien de ces trois sites en utilisant le logiciel WAsP. Nous commencerons par examiner les critères essentiels pour choisir un site éolien approprié. Ensuite, nous explorerons les méthodes et outils permettant d'évaluer la disponibilité et la variabilité des ressources éoliennes, en tenant compte des facteurs géographiques, climatiques, et des considérations techniques pour la conversion de l'énergie éolienne en électricité exploitable. Nous aborderons également les méthodes de recueil et d'ajustement des données météorologiques, incluant l'extrapolation verticale, temporelle et horizontale, afin d'affiner l'estimation des ressources éoliennes et de sélectionner le site le plus approprié pour sa connexion avec la centrale photovoltaïque de Naâma parmi les trois sites étudiés. Enfin, ce chapitre se terminera par une étude économique utilisant le logiciel RETScreen pour interpréter les résultats obtenus et évaluer la viabilité financière du projet.

Les résultats de cette analyse orienteront notre travail dans les chapitres suivants, notamment en ce qui concerne la conception d'un système multi-source visant à améliorer la qualité de la distribution énergétique tout en favorisant l'augmentation de la pénétration des énergies renouvelables en Algérie.

II.2 Choix du Site éolien pour une Installation Hybride PV-Éolien

Lors de la planification d'une installation hybride photovoltaïque-éolienne, le choix du site revêt une importance capitale pour garantir une performance optimale et une intégration harmonieuse des deux sources d'énergie renouvelable. Comme l'objectif de ce chapitre est de trouver un site propice à l'installation d'une ferme éolienne à proximité de la centrale photovoltaïque de Naâma. Le processus de sélection du site devra tenir compte de divers critères pour garantir la viabilité et l'efficacité de cette intégration.

Tout d'abord, il est essentiel de choisir un site éolien qui présente des caractéristiques favorables pour une production éolienne maximale. Cela inclut des facteurs tels que la vitesse moyenne du vent, la direction et la variabilité du vent, ainsi que la topographie locale. En parallèle, il est crucial de sélectionner un site qui puisse accueillir une installation future de fermes éoliennes, en plus de la centrale photovoltaïque existante. Selon notre premier constat, les critères initiaux de sélection des sites sont principalement la disponibilité de bases de données éoliennes (la densité de puissance éolienne), la présence d'un réseau électrique, absence de zones d'exclusion et terrain approprié [27].

En choisissant un site capable de recevoir une installation éolienne future, nous anticipons et facilitons l'expansion potentielle de notre système hybride, renforçant ainsi sa capacité à répondre aux besoins énergétiques futurs.

II.2.1 Critères du choix d'un site éolien

Lors du processus de sélection d'un site pour l'installation d'un parc éolien, plusieurs critères doivent être soigneusement évalués afin d'assurer l'efficacité opérationnelle et la rentabilité du projet. Ces critères englobent divers aspects tels que la disponibilité et la régularité du vent, l'accessibilité au réseau électrique, les caractéristiques topographiques du site, ainsi que des considérations environnementales et économiques. Cette sous-section examine en détail les principaux critères pris en compte lors du choix optimal d'un emplacement pour un parc éolien, mettant en lumière leur importance pour le succès global du projet énergétique [28].

Potentiel éolien : La vitesse du vent est un critère déterminant pour évaluer le potentiel éolien d'un site. Les sites bénéficiant de vents forts et constants sont particulièrement propices à l'installation d'éoliennes.

Topographie : La configuration topographique d'un site peut influencer de manière significative la vitesse et la direction du vent. Les sites présentant des reliefs accidentés ou des obstacles naturels tels que des collines ou des montagnes peuvent engendrer des turbulences et des zones de faible vitesse du vent.

Impact environnemental : Les sites envisagés pour des parcs éoliens doivent être évalués en termes d'impact sur l'environnement, notamment sur la faune, la flore et les écosystèmes environnants.

Surface : Ce critère examine la superficie d'implantation de l'éolienne. Des surfaces plus grandes augmentent la possibilité d'installation de l'éolienne.

Distance aux lignes électriques : Un autre facteur efficace est la distance par rapport aux lignes électriques. En général, des distances plus courtes par rapport aux lignes électriques préviennent la chute de tension le long de la ligne. De plus, les pertes d'énergie du processus de production sont réduites, et l'efficacité du processus est augmentée.

Distance à la sous-station : Ce critère vise à déterminer la distance entre le site d'installation du parc éolien et le réseau de transmission public. Chaque centrale électrique nécessite une sous-station pour se connecter aux lignes électriques. En général, les zones adjacentes au réseau de transmission sont préférées.

Distance à la route : La proximité d'une route est l'un des critères essentiels pour déterminer l'emplacement du site éolien, ce qui réduit les coûts de transport de l'équipement de soutien de la centrale électrique et du personnel.

Distance au centre-ville : Les éoliennes doivent être éloignées des villes et des banlieues environnantes en raison de la pollution sonore et des problèmes visuels tels que la détérioration de la beauté des villes. Le chiffre minimum recommandé pour ce paramètre est de 2500 m dans certaines références.

Altitude : L'altitude est l'un des facteurs critiques dans la sélection des zones industrielles. Ce facteur dépend inversement de l'épaisseur de l'atmosphère et présente une corrélation de régression avec la température et les précipitations. De plus, la vitesse du vent à des altitudes plus élevées est plus élevée, et par conséquent, l'efficacité des éoliennes est accrue.

D'autres aspects climatologiques doivent être pris en compte lors du choix du site pour un parc éolien. Par exemple, la température moyenne a un impact significatif sur les performances des turbines éoliennes. Une augmentation drastique de la température peut réduire l'efficacité des turbines et endommager leurs composants. De plus, l'humidité et ainsi les précipitations peut provoquer la corrosion des pales des éoliennes.

II.2.2 Revue de la littérature sur les outils d'évaluation des ressources éoliennes

Divers chercheurs ont promu l'utilisation d'une gamme d'outils, tels que WindPRO, Windographer, et bien d'autres encore, pour l'évaluation des ressources éoliennes, parmi lesquels WAsP se distingue particulièrement. Par exemple, Romanic et al. a utilisé le logiciel WAsP pour étudier la climatologie ainsi que l'évaluation des ressources éoliennes et a calculé l'atlas éolien régional pour le centre-sud du Kansas, aux États-Unis [29]. Hernández et Saldaña ont appliqué la modélisation des ressources éoliennes à l'échelle méso-échelle et micro-échelle avec la Recherche et la Prévision Météorologiques (WRF) et WAsP, respectivement. De plus, le calcul du coût actualisé de l'énergie (LCOE), le facteur de capacité et le coût des éoliennes

ont été calculés dans l'État de Tabasco, au Mexique [30]. Ramadan a étudié la viabilité économique des parcs éoliens en utilisant les outils WAsP et WindPRO dans la péninsule du Sinaï, en Égypte [31]. Liu et Gao ont utilisé une approche de mesure sur tour à long terme pour une tour météorologique de 325 m de hauteur et 15 niveaux à Pékin, en Chine, en utilisant la fonction de Weibull et le logiciel WAsP pour calculer le potentiel de l'énergie éolienne [32]. Sharma et Ahmed ont inspecté les ressources éoliennes de l'île isolée de Kadavu et de la péninsule urbaine de Suva aux îles Fidji à une hauteur de 34 m en utilisant WAsP [33]. Himri et Merzouk ont utilisé les outils RETScreen et WAsP dans la région sud-ouest de l'Algérie pour étudier la faisabilité financière des parcs éoliens et l'évaluation des ressources éoliennes. Ainsi, il a été prouvé que WAsP est un outil puissant pour l'évaluation des ressources éoliennes [34]. Marih et al. ont évalué le potentiel éolien en utilisant le logiciel WAsP avec une base de données des paramètres de vent collectés sur une période de dix ans par la station de météorologie de la région d'Arzew, en Algérie [35].

II.2.2.1 Aperçu sur le logiciel WAsP

Dans le cadre de notre revue de la littérature sur les logiciels utilisés dans l'évaluation des ressources éoliennes, nous mettons en évidence le rôle crucial du logiciel WAsP. Le logiciel WAsP (Wind Atlas Analysis and Application Program) est largement reconnu comme un outil essentiel dans l'évaluation des ressources éoliennes. Développé par le Laboratoire national danois de Riso, il est spécialement conçu pour analyser les données de vent et évaluer le potentiel éolien dans diverses régions. WAsP, s'est imposé comme un instrument pratique pour l'évaluation des ressources éoliennes. WAsP est un outil informatique industriel standard utilisé dans le monde entier pour l'évaluation de l'énergie éolienne, la sélection de sites et le calcul du rendement énergétique pour les installations éoliennes dans divers terrains. Le programme WAsP montre généralement des erreurs de moins de 10% et fournit des résultats satisfaisants même avec des données éoliennes provenant d'une seule station météorologique [36]. Notre étude a choisi WAsP comme principal outil d'analyse, en raison de sa réputation bien établie et de ses fonctionnalités avancées.

La disponibilité de bases de données sur l'énergie éolienne, la présence d'un réseau électrique pour collecter l'énergie, l'absence de zones d'exclusion et un terrain approprié constituent les principaux critères de sélection du site [27]. Notre exploration nous a conduits vers les hauts plateaux du sud-ouest algérien, plus précisément à Mecheria, El Kheiter et le site de l'installation Photovoltaïque Naâma. De ce fait, cela répond particulièrement à ces conditions, ainsi que la proximité de la centrale photovoltaïque de Naâma et la présence d'une

station météorologique pour mesurer la vitesse du vent. Notre choix de ces régions a été motivé par des recherches effectuées pour évaluer les données éoliennes enregistrées à Mecheria, révélant une vitesse moyenne du vent très prometteuse de 5,6 m/s dans la direction sud-est dominante, ainsi que des vitesses de 4,9 m/s et 4,4 m/s respectivement aux sites d'El Kheiter et de Naâma [37]. Le Tableau II. 1 présente les caractéristiques géographiques des principaux sites étudiés ainsi que les périodes pour lesquelles les données de vitesse du vent sont disponibles.

Tableau II. 1: Coordonnées géographiques des sites d'études.

Station	Latitude (°)	Longitude (°)	Altitude (m)	Période de mesure
Mécheria	33,580	-0,280	1150,00	2011-2021
El Kheiter	34,149	0,067	1080,82	2011-2021
Naâma	33,263	-0,309	1174,39	2011-2021

II.2.3.1 Recueil des données météorologiques du vent

Un minimum d'une année de données d'observation est nécessaire pour quantifier les ressources éoliennes disponibles et évaluer le potentiel de développement de l'énergie éolienne [38]. Afin de pallier tout biais saisonnier et de rendre l'analyse moins influencée par les conditions spécifiques d'une seule année, cette étude a recueilli des données trihoraires de vitesse et de direction du vent à 10 m au-dessus du sol provenant de trois stations météorologiques situées dans les Hauts Plateaux du Sud-Ouest de l'Algérie, obtenues auprès de l'ONM, sur une période de 10 ans entre 2011 et 2021 (Tableau II. 1.)

Dans cette partie, une analyse des données de vitesse du vent est effectuée en termes de moyennes trihoraires ainsi que des moyennes mensuelles et annuelles. La distribution des vitesses du vent, essentielle pour évaluer le potentiel éolien, est également examinée, suivie de l'estimation de la densité de puissance éolienne pour les trois sites sélectionnés dans cette étude.

II.2.3.2 Estimation des ressources éolien

Dans cette section, nous présentons les principales conclusions et approfondissons une discussion complète des résultats obtenus à partir de l'évaluation comparative à Mécheria, El Kheiter et Naâma, en utilisant une base de données de dix ans. L'évaluation a couvert différents aspects de l'évaluation des ressources éoliennes, tels que la vitesse moyenne du vent, la direction prédominante, leur durée, leur disponibilité et la densité de puissance résultante.

La méthodologie de l'étude pour sélectionner un emplacement favorable pour une ferme éolienne se compose de quatre étapes. Comme la vitesse du vent est le facteur le plus important dans la construction d'une centrale éolienne, la première étape consiste à analyser les données du vent. La deuxième étape de notre processus implique l'utilisation du logiciel WAsP pour estimer la climatologie éolienne basée sur des données trihoraires de vitesse et de direction du

vent enregistrées à 10 m au-dessus du sol pour chacun des trois sites. Ensuite, dans la troisième étape, nous saisissons les informations topographiques pour chaque site comme entrée dans l'outil de WAsP map editor, qui génère une carte de contours (Contour map) et des atlas éoliens représentant le champ éolien des zones étudiées.

a. Variation de la Vitesse du vent

La vitesse du vent joue un rôle crucial dans l'évaluation précise du potentiel d'exploitation de l'énergie éolienne via des turbines pour générer de l'électricité. Évaluer la variabilité de la vitesse du vent, y compris ses fluctuations journalières, mensuelles, saisonnières et annuelles, revêt une importance essentielle pour déterminer la production d'énergie attendue sur des périodes spécifique [39]. La Figure II. 1 montre la vitesse moyenne journalière du vent à Mécheria, El Kheiter et Naâma à 10 m au-dessus du sol, et la Figure II. 2 illustre les vitesses moyennes mensuelles du vent des trois sites mesurés à une hauteur de 10 m.

Pour calculer la vitesse moyenne du vent \bar{v} , l'expression suivante est utilisée :

$$\bar{v} = \frac{1}{n} [\sum_{i=1}^n v_i] \quad \text{II.1}$$

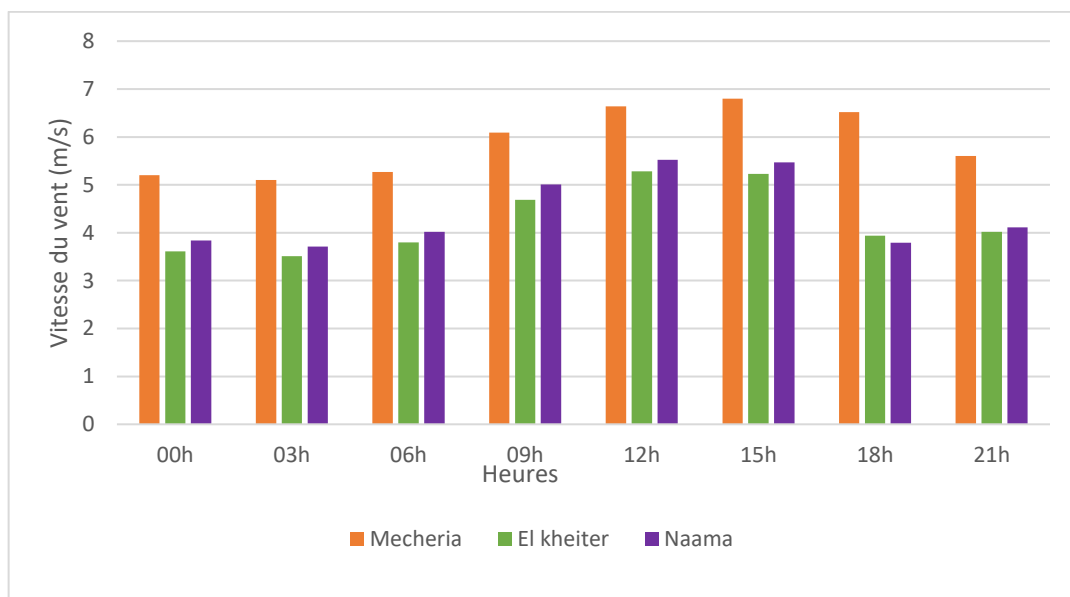


Figure II. 1 : Variations horaires moyennes de la vitesse du vent des trois sites.

L'évaluation des variations horaires de la vitesse moyenne du vent, effectuée à l'aide de l'équation (II.1), a révélé que les valeurs maximales de la vitesse du vent étaient enregistrées l'après-midi, tandis que les valeurs les plus basses étaient enregistrées aux premières heures du jour pour les trois sites. Ceci peut être attribué aux modèles de vent diurnes influencés par le chauffage et le refroidissement de la surface terrestre [40]. Bien que les données horaires de vitesse du vent montrent que les vitesses du vent commencent à augmenter vers 06h (6 heures

du matin). Ceci est probablement dû au réchauffement initial de la surface au début de la journée. La vitesse maximale du vent survient vers 15h (15 heures), coïncidant avec le moment de chauffage de surface maximal, ce qui entraîne l'activité convective la plus importante et des vents plus forts. À mesure que la journée avance et que la surface commence à se refroidir, les vitesses du vent commencent à diminuer, comme le montre Figure II. 1

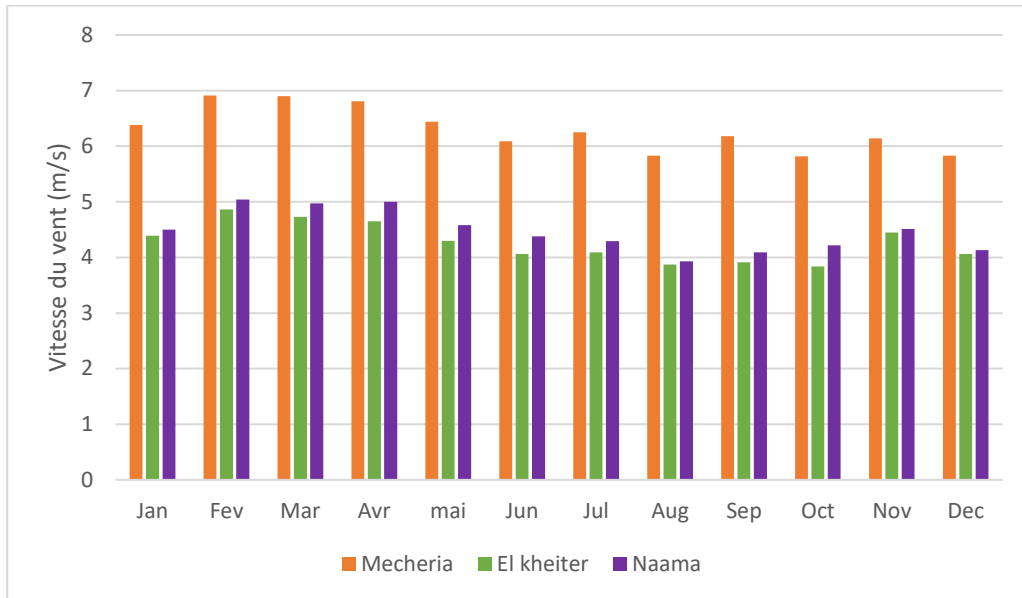


Figure II. 2: Variations mensuelles moyennes de la vitesse du vent des trois sites.

Les fluctuations mensuelles de la vitesse du vent ont été déterminées grâce à l'application de l'équation (II.1), révélant des similitudes significatives dans les schémas de vitesse du vent à travers les trois sites. Ces schémas révèlent des vitesses de vent plus élevées au printemps et une diminution correspondante des vitesses de vent en été (Figure II. 2) Cela est dû au fait que le printemps marque des périodes de transition entre les extrêmes de l'hiver et de l'été. Pendant ces transitions, les schémas météorologiques ont tendance à être moins stables, et les gradients de température et de pression changent. Au printemps, à mesure que les températures augmentent, les systèmes de pression peuvent devenir plus dynamiques, entraînant des vitesses de vent plus élevées. En revanche, en été, les températures commencent à baisser, ce qui entraîne une stabilisation progressive de l'atmosphère, ce qui réduit les vitesses de vent.

Ainsi, l'analyse des variations horaires et mensuelles de la vitesse du vent pour les trois sites (Figure II. 1 et Figure II. 2) indique que le site de Mecheria connaît des valeurs de vitesse du vent plus élevées pendant les mois les plus froids de l'année par rapport à El Kheiter et Naâma, et que les ressources éoliennes constantes du site pendant ces périodes pourraient le positionner comme un candidat prometteur pour un système hybride. Ce système combinerait

à la fois la génération d'énergie éolienne et solaire, améliorant potentiellement la fiabilité et l'efficacité de la production d'énergie renouvelable tout au long de l'année et optimisant la production du système.

b. Distribution de Weibull et densité de puissance

Il existe de nombreuses fonctions de distribution proposées dans la littérature pour évaluer les données éoliennes à travers le monde, telles que Weibull [41], Rayleigh [42], Gamma [43] , Burr [44], Normale, normale tronquée [45] , Loglogistic [46], et lognormale [47] .et la principale fonction du logiciel WASP est la distribution de Weibull. La Figure II. 3 montre la fonction de densité de probabilité de la distribution de la vitesse du vent annuelle pour Mecheria, El Kheiter et Naâma à 10 m au-dessus du sol en utilisant des modèles de Weibull Eq. (II.2), tandis que la Figure II. 4 représente la distribution cumulative $f(v)$ de la vitesse moyenne annuelle du vent en appliquant des modèles de Weibull Eq. (II.3) pour tous les emplacements, respectivement.

La distribution de Weibull représente une distribution statistique qui est déterminée par deux paramètres (strictement positifs) [48] :

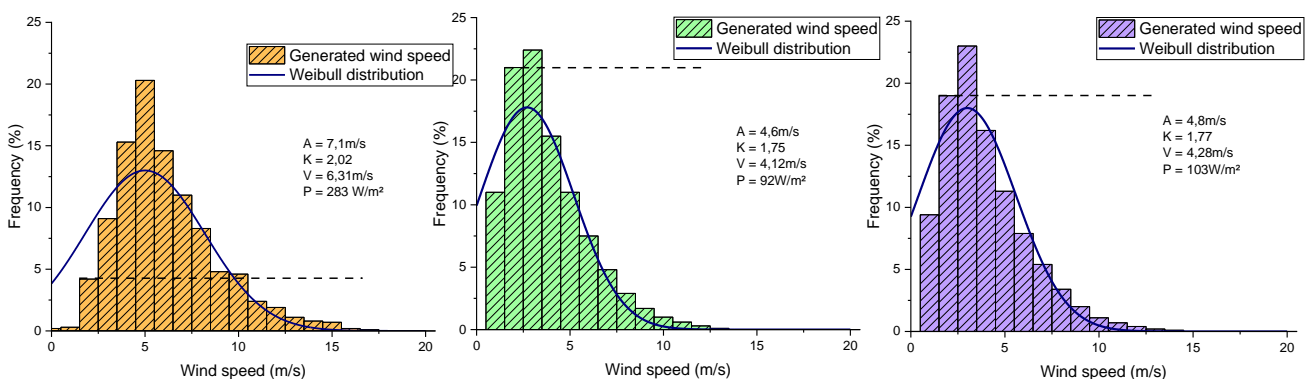
- A, facteur d'échelle proche de la vitesse moyenne du vent.
- k, facteur de forme.

La fonction de densité de probabilité (PDF) en fonction de la vitesse du vent V s'écrit comme suit :

$$f(V) = \frac{k}{A} \left(\frac{V}{A}\right)^{k-1} \exp\left[-\left(\frac{V}{A}\right)^k\right] \tag{II.2}$$

La fonction de distribution cumulative (CDF) est donnée par l'équation :

$$F(V) = 1 - \exp\left[-\left(\frac{V}{A}\right)^k\right] \tag{II.3}$$



a-Mecheria

b-EL-khieter

c-Naâma

Figure II. 3:Fréquences annuelles de vitesse du vent pour les trois sites.

Les paramètres de Weibull peuvent être déterminés à l'aide d'une variété de méthodes, y compris des expressions analytiques simples et des approches numériques. Parmi celles-ci, on trouve la méthode des moments [49], la méthode des moindres carrés basée sur la fonction cumulative de Weibull et la méthode du facteur d'énergie [50]. Nous avons choisi la méthode du moment parce qu'il s'agit de la méthode prédominante utilisée par WAsP, où l'équation de probabilité des vents supérieurs à la moyenne est [49] [51] :

$$\hat{p} = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n 1 \{V_i \triangleright \bar{V}\} \quad \text{II.4}$$

Le résultat est l'Eq. (II.5):

$$\ln(-\ln(\hat{p})) - k \left[\ln\left(\frac{1}{n} \sum_{i=1}^n V_i\right) - \frac{1}{3} \ln\left(\frac{1}{n} \sum_{i=1}^n V_i^3\right) + \frac{1}{3} \Gamma\left(1 + \frac{3}{k}\right) \right] = 0 \quad \text{II.5}$$

L'équation (II.5) est résolue de manière itérative pour déterminer k, puis, comme pour la méthode des moments, A est calculée avec l'équation (II.6) :

$$A = \left(\frac{\frac{1}{n} \sum_{i=1}^n V_i^3}{\Gamma\left(1 + \frac{3}{k}\right)} \right)^{\frac{1}{3}} \quad \text{II.6}$$

Avec Γ est la fonction gamma donnée comme suit :

$$\Gamma(x) = \int_0^{\infty} e^{-t} t^{x-1} dt \quad \text{II.7}$$

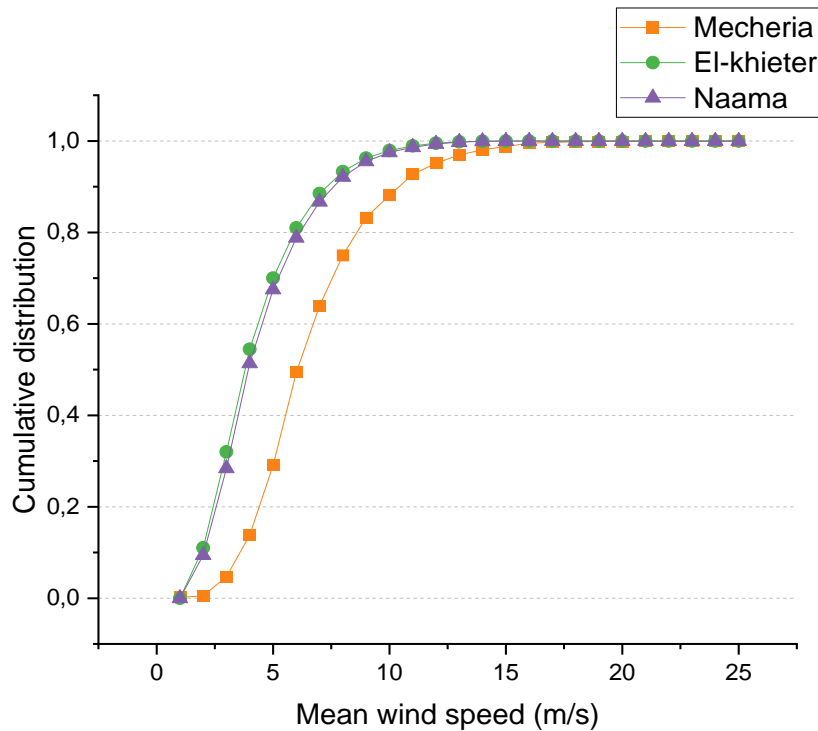


Figure II. 4: Vitesse moyenne annuelle du vent et répartition cumulative pour les trois sites.

La densité de puissance éolienne peut être divisée en sept catégories en fonction de la vitesse du vent et de la densité de puissance annuelle, comme illustré dans le Tableau II. 2 :

Tableau II. 2: Classification de l'énergie éolienne à 10 m d'altitude [52].

Class de la puissance éolienne	Vitesse du vent moyenne (m/s)	La Densité de puissance (W/m ²)
1	0-4,4	0-100
2	4,4-5,1	100-150
3	5,1-5,6	150-200
4	5,6-6,0	200-250
5	6,0-6,4	250-300
6	6,4-7,0	300-400
7	7,0-9,4	400-1000

L'analyse des histogrammes de distribution de Weibull pour les trois différents sites révèle des classifications distinctes de la vitesse du vent et de la densité de puissance annuelle, comme le montre la Figure II. 3 et la Figure II. 4. La vitesse moyenne annuelle du vent et la densité de puissance moyenne avec la valeur la plus élevée de 6,31 m/s et 283 W/m² ont été trouvées à Mécheria, qui appartient à la classe de vent 5, suivie de Naâma (4,28 m/s et 103 W/m²) avec une classe de vent 2 et El Kheiter (4,12 m/s et 92 W/m²) la classant comme une classe de vent 1. Les auteurs Dayal et al. ont rapporté qu'une classe de puissance éolienne de 3 ou plus est généralement considérée comme appropriée pour la plupart des développements d'énergie éolienne à grande échelle [52], ce qui est comparable à des études similaires dans les hauts plateaux de l'Algérie. La région d'El Bayadh, par exemple, affiche une vitesse moyenne du vent de 4,73 m/s et une densité de puissance de 157,49 W/m², tandis que la zone de Djelfa enregistre une vitesse moyenne du vent de 3,88 m/s avec une densité de puissance de 81,57 W/m² [53]. Par ailleurs, à l'extrême Est de l'Algérie, les valeurs moyennes annuelles de la vitesse du vent pour trois stations des hauts plateaux, Ksar-Chellala, Tiaret et M'sila, étaient respectivement de 3,94 m/s, 5,07 m/s et 4,03 m/s, avec des densités de puissance de 144 W/m², 238 W/m² et 142,13 W/m² [54] [55] [56]. Ainsi, les résultats montrent clairement que le site de Mécheria dispose d'un niveau de ressources éoliennes plus élevé que d'autres sites des hauts plateaux et possède un grand potentiel pour le développement de parcs éoliens. De plus, on peut observer sur les deux figures II.3 et II.4 que les courbes de fréquence et de densité cumulée suivent la même tendance des vitesses du vent. Cependant, la Figure II. 4 illustre que la valeur maximale de la distribution cumulative se situe à une vitesse de vent de 12 m/s. Cependant, l'évolution de la courbe de distribution cumulée de la zone de Mécheria offre une grande marge de choix des caractéristiques des éoliennes de grande puissance par ce qu'elle est l'image de la courbe de

puissance des turbines éoliennes d'après la revue des caractéristiques des éoliennes éditée par l'auteur Carrillo et al.,2013 [57].

Le Tableau II. 3 répertorie les paramètres saisonniers et annuels de Weibull K et A pour les trois emplacements. Le facteur de forme K peut être utilisé pour prédire la stabilité du vent et la distribution du vent à un endroit spécifique, tandis que le facteur d'échelle A peut prédire la force du vent.

Tableau II. 3: Les paramètres de Weibull saisonniers.

Site	Paramètres	Hiver	Printemps	Eté	Automne	Annuel
Mécheria	A m/s	7,1	7,5	6,8	6,9	7,1
	K	1,88	2,04	2,17	2,09	2,02
El Kheiter	A m/s	4,6	5	4,4	4,5	4,6
	K	1,61	1,83	2,04	1,65	1,75
Naâma	A m/s	4,7	5,3	4,6	4,6	4,8
	K	1,57	1,87	2,12	1,69	1,77

Les variations de l'écart type, des facteurs de forme et d'échelle sont calculées à l'aide des équations (II.5) et (II.6). Le site de Mécheria présente les valeurs annuelles les plus élevées pour k et A, avec des valeurs de 2,02 et 7,1 m/s, respectivement, tandis que le site d'El Kheiter affiche les valeurs les plus faibles de 1,75 et 4,6 m/s. Cette observation est conforme aux principes des paramètres de Weibull, où des valeurs A plus élevées correspondent à des vitesses moyennes du vent plus élevées. Simultanément, une valeur de K plus élevée dépassant la valeur 2 indique une variation réduite et un vent plus stable sur le site. L'investigation de la variation saisonnière des facteurs de forme et d'échelle conduit à la conclusion que la vitesse du vent est plus uniforme en été qu'en hiver sur les trois sites. Ces résultats sont cohérents avec les modèles météorologiques saisonniers attendus, car l'Eté apporté généralement des vents plus faibles et plus stables, tandis que l'hiver connaît des conditions de vent plus variables et atténuées.

Lorsque nous comparons les valeurs obtenues à celles trouvées dans d'autres études dans les hauts plateaux du pays, nous constatons que le facteur de forme dans la région de Ksar-Chellala se situe entre 1,5 et 1,24. De plus, à Tiaret et à M'Sila, le facteur de forme est de 1,48 et 1,41, respectivement [54] [55] [56], et à Djelfa et El Bayadh, le facteur de forme est de 1,71 et 1,62, respectivement [53]. Cette constatation démontre que Mécheria bénéficie de vents abondants et stables à grande vitesse, tandis que d'autres endroits bénéficient de vents plus petits et moins stables à basse vitesse. Ainsi, nous croyons que les valeurs du facteur de forme dans notre zone d'étude valident notre choix.

c. Les directions dominantes du vent (Roses du vent)

L'évaluation de la direction du vent identifie la direction prédominante et l'amplitude du vent le plus courant [58]. Le logiciel WAsP a été utilisé pour générer des roses des vents pour les trois sites. Le diagramme polaire annuel de direction du vent est présenté dans la Figure II. 5. Les fréquences de vitesse du vent sont représentées dans 16 secteurs de fréquence sur ce diagramme. Chaque secteur représente un intervalle de direction du vent allant de 1° à 380°. La direction dominante peut être observée variant d'un emplacement à un autre, ainsi qu'à l'intérieur du même emplacement.

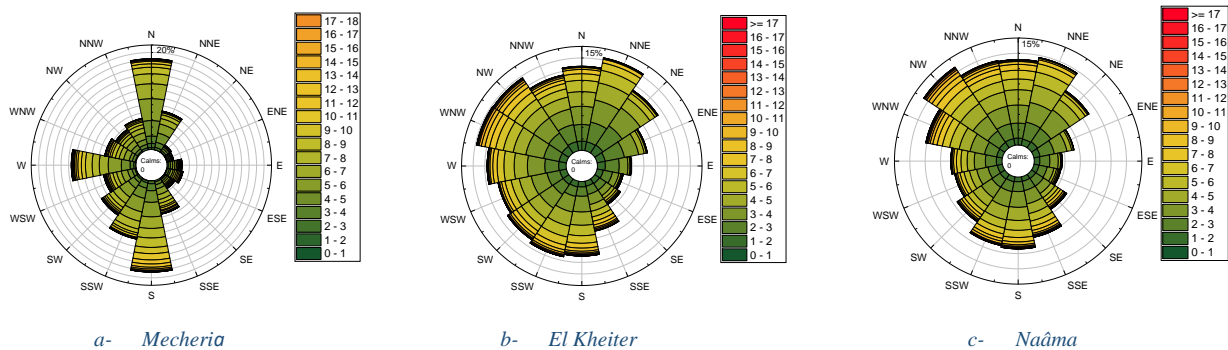


Figure II. 5: Rose des vents annuelle pour les trois sites

L'analyse des roses des vents révèle que les directions de vent dominantes pour les trois sites proviennent des côtés nord-ouest et sud de la région. En ce qui concerne les autres directions, nous avons observé une variation significative dans les directions dominantes des sites d'El Kheiter et de Naâma à travers les seize secteurs (voir Figure II. 5 (b, c)). En revanche, la Figure II. 5 (a) montre que la région de Mécheria a enregistré la direction la plus stable du nord au sud, constituant un bon indice favorable à la plantation d'éoliennes. Par conséquent, il est préférable qu'une éolienne fasse face à cette direction.

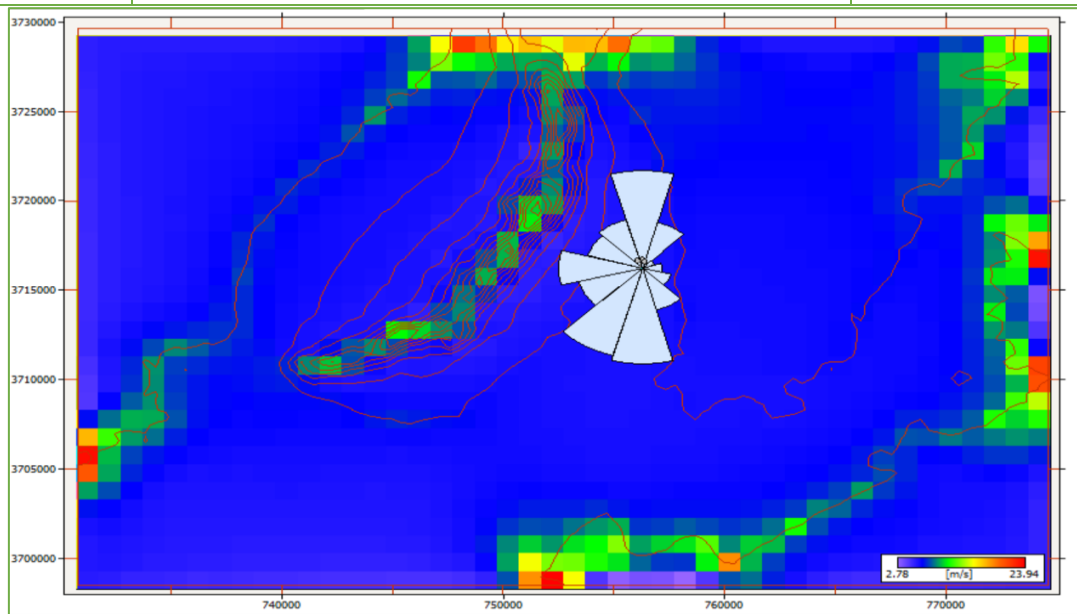
d. Carte des ressources éoliennes

L'Atlas éolien pour les trois régions a été établi à une altitude de 10 m afin de représenter le champ éolien dans l'ensemble de la zone (Figure II. 6), avec une longueur de rugosité de 0,003 m utilisée dans cette étude. La rugosité une caractéristique de l'état de surface terrestre qui influence les paramètres d'un écoulement se produisant sur cette surface. Chaque paysage possède une longueur et une classe de rugosité spécifiques. La longueur de rugosité fait référence à la hauteur au-dessus du sol Z_0 où s'applique la condition d'adhérence, c'est-à-dire où la vitesse moyenne théorique du vent serait nulle (le vecteur du vent moyen est égal au vecteur nul). Cette longueur dépend de l'homogénéité du terrain, du type d'obstacles présents, et de la distance sur laquelle ces conditions s'appliquent dans chaque direction [59].

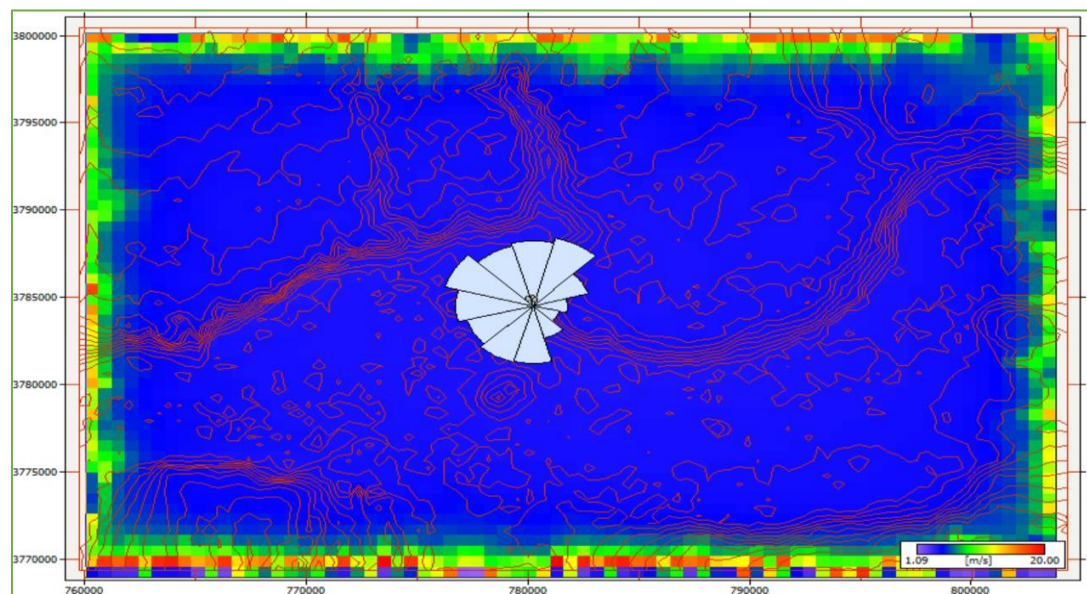
La classe de rugosité est définie dans l'Atlas éolien mondial en fonction de la longueur de rugosité. Compte tenu de la difficulté du calcul exact de la longueur de rugosité, le tableau ci-dessous fournit une classification utilisée dans les études.

Tableau II. 4 : Classes et longueurs de rugosité [59]

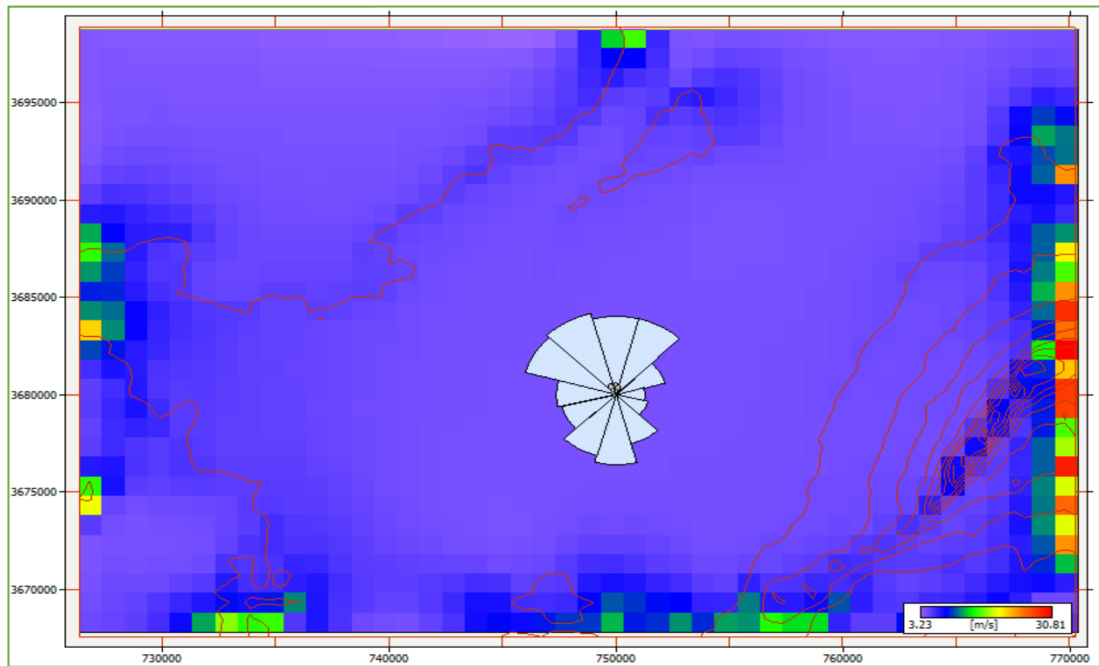
CR : Classe de rugosité	Description	Z ₀ (m) : Longueur de rugosité
0	Surface de l'eau	0.0002
1	Zone ouverte avec quelques obstacles	0.003
2	Terre Agricole avec quelques obstacles a plus de 1 km de distance	0.1
3	Zone urbaine et terre agricole avec beaucoup d'obstacles	0.4
4	Grande zone urbaine ou aire forestière	1.6



a- Mecheria



b- El Kheiter



c- Naâma

Figure II. 6: Carte des ressources éoliennes des trois sites .

Les sommets montagneux (indiqués en rouge) présentent les vitesses de vent les plus élevées, tandis que les zones de terrain plat (en bleu) connaissent des vitesses de vent plus faibles, ce qui signifie que la vitesse du vent varie en fonction de la topographie du site. Selon la carte éolienne de Mécheria, une grande partie de la région est balayée par des vents variant de 5 m/s à 6,8 m/s, avec des rafales atteignant 11 m/s dans les zones montagneuses. En revanche, à l'Est de la région, les vitesses les plus élevées sont enregistrées, ce qui peut constituer un bon emplacement pour l'installation d'une ferme éolienne si les zones montagneuses de la région, situées à plus de 1100 m d'altitude, sont évitées.

Les cartes d'El Kheiter montrent que la région est balayée par des vitesses allant de 3,5 m/s à 5,5 m/s sur l'ensemble de la région. Les cartes du site de Naâma sont balayées à des vitesses variant de 3,21 m/s à 5 m/s. Le site du mât de mesure a été marqué par la distribution de fréquence des roses des vents, comme le montre le centre de la carte des ressources éoliennes. La différenciation des caractéristiques éoliennes de Mécheria est influencée par la présence de montagnes dans la partie ouest de l'emplacement du mât de mesure. Cela souligne l'importance de prendre en compte la topographie locale lors de la planification des installations de turbines éoliennes.

II.3 Ajustement des Données éoliennes

Ajuster la vitesse du vent à différentes hauteurs, emplacements et moments est un processus crucial pour l'évaluation des ressources éoliennes afin d'assurer leur pertinence et leur précision pour l'analyse. Pour ce faire, il est nécessaire d'ajuster les données éoliennes collectées en utilisant des méthodes d'extrapolation selon les étapes suivantes [60].

II.3.1 Extrapolation Vertical

L'un des principaux objectifs lors de l'évaluation du site est d'estimer la ressource éolienne à la hauteur du moyeu d'une éolienne, car le mât météorologique utilisé pour recueillir les données du vent est généralement positionné à des hauteurs inférieures à celles du moyeu de l'éolienne. Par conséquent, il est nécessaire d'utiliser un modèle mathématique pour extrapoler le vent mesuré au moyeu de l'éolienne. Dans cette étude, l'expression de la loi logarithmique a été utilisée, car elle est la fonction principale employée par le logiciel WASP, définie par Eq (II.8) [59] [61]:

$$V(z) = \frac{V_*}{0.4} \ln\left(\frac{z}{z_0}\right) \quad \text{II.8}$$

WASP utilise les mesures à une seule hauteur et aussi une carte locale de la rugosité, ainsi il connaît le paramètre Z_0 en amont du mât pour chaque direction du vent. Ensuite, en déduit la vitesse de frottement V_* , qui caractérise l'écoulement à plus haute altitude, non perturbé par la surface. Ensuite par le procédé inverse, il redescend du vent en altitude au vent proche de la surface à la hauteur et à l'emplacement désiré comme le montre la Figure II. 7 [61].

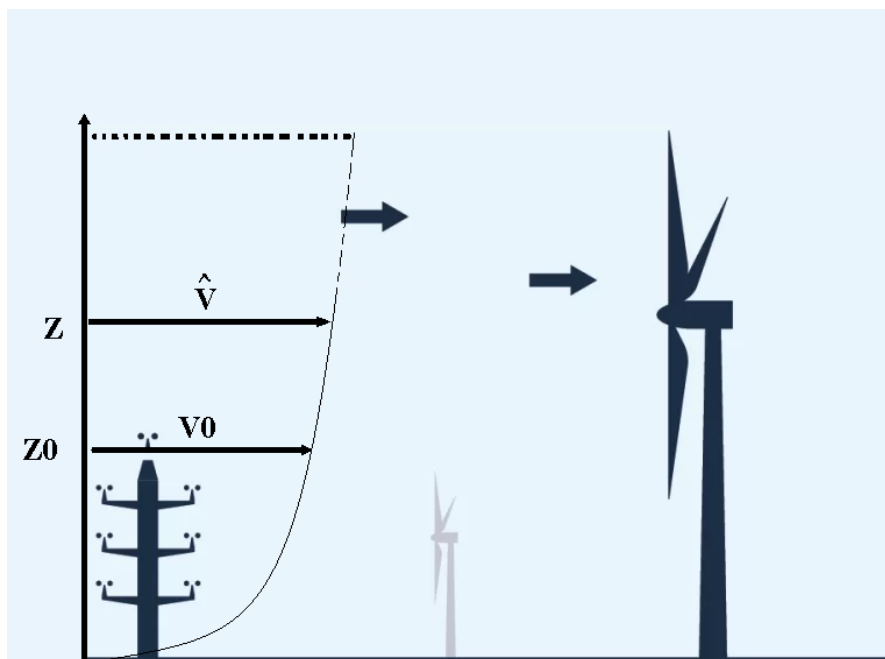


Figure II. 7: Principe de l'extrapolation verticale.

II.3.2 Extrapolation temporelle

« Ajustement à long terme » est un autre terme désignant l'extrapolation temporelle, qui consiste à étendre les données d'une période limitée à une période plus longue. Pour résoudre ce problème, un autre ensemble de données éoliennes collectées sur de nombreuses années (données de référence à long terme) à partir d'un emplacement proche est essentiel. Ces données de référence servent de base pour faire une estimation plus précise des conditions de vent sur le site d'étude. Des méthodes telles que MCP (mesure-corrélation-prédiction) sont largement utilisées dans cette étape [62]. Leur principe est d'établir une relation entre la mesure réalisée sur le site V_{site} et la mesure de référence V_{ref} comme le montre Eq. (II.9), la régression linéaire est une version améliorée de la méthode de Klint et Langreder [63] utilisée pour réaliser cet ajustement, incorporant un terme aléatoire ϵ qui suit une distribution normale, abordant ainsi le problème de la variance décroissante et donnant finalement de meilleurs résultats.

$$\hat{V}_{site} = \beta_0 + \beta_1 V_{ref} + \epsilon \quad \text{II.9}$$

Avec β_0 et β_1 sont les paramètres de la régression

II.3.3 Extrapolation horizontale et effet de sillage

L'extrapolation horizontale prend en compte le fait que les éoliennes ne seront pas installées exactement à l'endroit où se trouve le mât de mesure. Cette étape est également utilisée pour tester les différentes configurations de parcs éoliens, permettant ainsi de placer les éoliennes dans les endroits les plus venteux tout en minimisant les effets d'ombre portée des éoliennes les unes sur les autres [39]. L'extrapolation horizontale n'est jamais réalisée seule, dans la plupart des cas, elle est combinée aux étapes de calcul de la production brute et de la production ajustée au sillage. Le WAsP est le meilleur logiciel pour cette étape.

II.3.4 Courbe de puissance et production brute

La courbe de puissance d'une éolienne est la fonction qui donne la puissance délivrée par la machine en fonction de la vitesse du vent V appelée densité de puissance. Elle s'exprime comme suit [64] :

$$p(V) = \frac{1}{2} \rho S c_p(V) V^3 \quad \text{II.10}$$

Où P est la puissance délivrée en W , ρ est la densité de l'air en $kg \cdot m^{-3}$, S est la surface balayée par le rotor (πR^2 pour une éolienne de rayon R) en m^2 , et C_p est le coefficient de puissance, une caractéristique de l'éolienne. La forme générale de la fonction de courbe comporte deux parties

de formes différentes : une partie parabolique et une partie linéaire constante (Figure II. 8), donc c'est la première partie non linéaire de la courbe de puissance qui cause la différenciation entre les utilisateurs et les fabricants comme les courbes de puissance fournies par les fabricants d'éoliennes représentent des conditions standard rarement rencontrées dans la réalité. C'est pourquoi de nombreux travaux se sont concentrés sur la modélisation de la courbe de puissance, utilisant des méthodes variées [57].

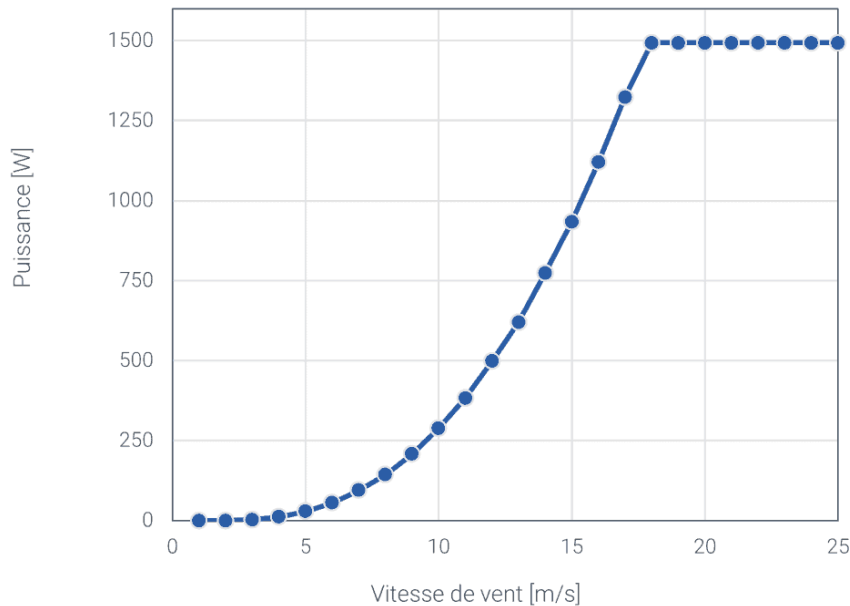


Figure II. 8: schéma générale de la courbe de puissance d'une éolienne.

II.4 Estimation de la production éolienne

Compte tenu des résultats prometteurs obtenus dans la première partie de l'analyse qui favorisant le site de Mécheria, la seconde partie de cette analyse consiste à concevoir un parc éolien d'une capacité de 20 MW et à analyser sa faisabilité afin de le connecter ultérieurement à la centrale photovoltaïque de 20 MW de Naâma (GPVN) et de réaliser un système multi-sources qui contribue à améliorer la qualité du réseau électrique central et à augmenter la pénétration des énergies renouvelables.

Nous avons choisi la turbine PowerWind 2MW pour la conception de la ferme éolienne de 20 MW sur le site de Mécheria, en utilisant le logiciel WAsP afin d'estimer sa production électrique et évaluer efficacement sa productivité dans la région. La Figure II. 9 illustre sa distribution de puissance en fonction de la vitesse avec une hauteur de moyeu de 80 m extrapolée à l'aide de l'Eq (II.8). Notre décision a été influencée par une étude comparative menée pour la région d'Arzew [35].

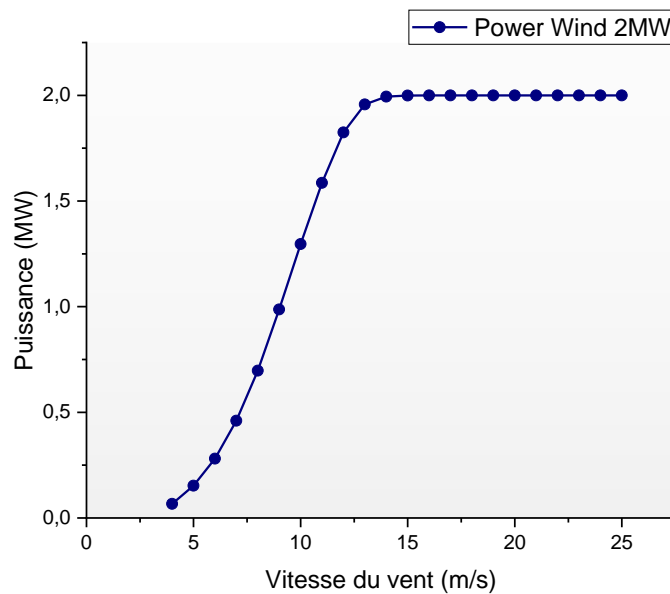


Figure II. 9: La courbe de Puissance de la turbine PowerWind 2MW.

II.4.1 Configurations d'implantations des turbines

En règle générale, l'implantation des turbines éoliennes sur un site dépend de plusieurs facteurs, notamment la direction prédominante du vent, la présence d'obstacles et la topographie de la région. Pour optimiser la production d'un parc éolien, deux configurations couramment utilisées sont la configuration en une seule rangée et l'implantation en plusieurs rangées parallèles. Dans le cadre de cette étude, les deux implantations ont été appliquées afin de déterminer le choix optimal pour la conception de la ferme éolienne sur le site sélectionné. Ces implantations ont été évaluées en fonction de la distribution du vent, des caractéristiques du terrain et des contraintes techniques spécifiques, dans le but d'optimiser la production énergétique et la rentabilité du parc éolien.

II.4.1.1 Implantation a deux rangées avec couloir éolien

Nous avons choisi la configuration à deux rangées laissant un passage espacé entre deux éoliennes en cascade de la première rangée pour minimiser l'impact des sillages sur les éoliennes de la deuxième rangée, comme le montre la Figure II. 10. Les turbines du site ont été implantées en deux rangées faisant face aux directions dominantes du vent. Les résultats de simulation de l'installation sont illustrés par les tableaux (II.5 et II.6), avec (x,y location) représente la localisation des éoliennes, (Elev. [m]) est l'altitude d'éolienne, (Ht [m]) est la hauteur de l'éolienne par rapport au sol, (U[m/s]) est la vitesse de vent de chaque éolienne, (Brute AEP [GWh]) est l'énergie annuelle produite brute, (Net AEP [GWh]) est l'énergie annuelle produite Nette et enfin (Pertes%) est l'effet de sillage c-à-d l'indice de perte de chaque

éolienne. Il est à noter que la 11ème rose du vent illustré au-dessus des 10 éoliennes est l'emplacement du mat de mesure.

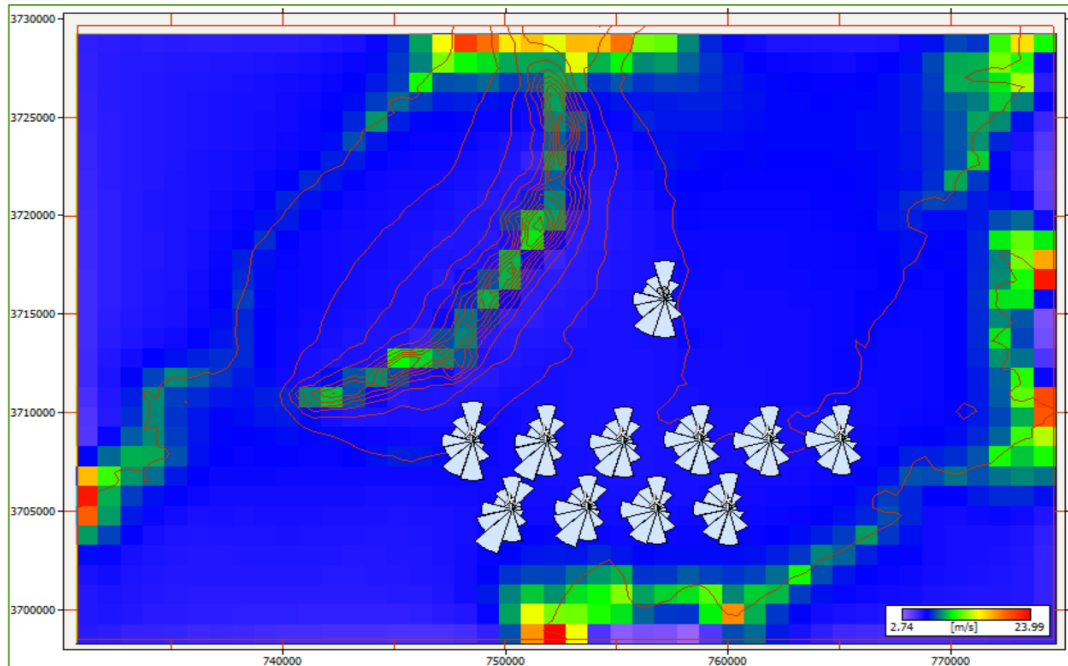


Figure II. 10: Implantation des éoliennes à deux rangées.

Tableau II. 5: Résultats générés par la ferme.

Site	X-location [m]	Y-location [m]	Elev. [m]	Ht [m]	U [m/s]	Brute AEP [GWh]	Net AEP [GWh]	Pertes [%]
Turbine 01	760050,2	3705107	1120,8	80	9,65	10,603	10,584	0,18
Turbine 02	748528,6	3708564	1139,6	80	9,73	10,862	10,856	0,06
Turbine 03	756824,1	3705050	1082	80	9,5	10,443	10,424	0,18
Turbine 04	751869,9	3708564	1056,6	80	9,25	10,236	10,222	0,14
Turbine 05	755326,3	3708506	1069,6	80	9,27	10,215	10,194	0,2
Turbine 06	750314,4	3705107	878,7	80	9,29	10,239	10,228	0,11
Turbine 07	758782,8	3708621	1100	80	9,37	10,246	10,225	0,21
Turbine 08	761893,6	3708564	1100	80	9,41	10,257	10,239	0,18
Turbine 09	753713,3	3705165	1003,5	80	9,36	10,329	10,308	0,21
Turbine 10	765119,6	3708621	1111,7	80	9,58	10,479	10,471	0,08

Tableau II. 6: Résultats de simulation du parc éolien à deux rangées.

Variable	Totale	Moyenne	Min	Max
Totale Brute AEP[GWh]	103,91	10,391	10,215	10,862
Totale Net AEP[GWh]	103,75	10,375	10,194	10,856
Effet de sillage proportionnel [%]	0,15	-	0,06	0,21
Vitesse du vent moyenne [m/s]	-	9,44	9,25	9,73
Densité de puissance [W/m2]	-	831	764	895

II.4.1.2 Implantation a une seule rangée

A titre de comparaison, nous avons simulé un parc éolien avec une configuration à une seule rangée face aux directions des vents dominants comme le montre la Figure II. 11 . Bien que cette configuration occupe une grande distance, l'écart des résultats obtenus par rapport à deux rangées était insignifiant comme le montre le Tableau II. 7.

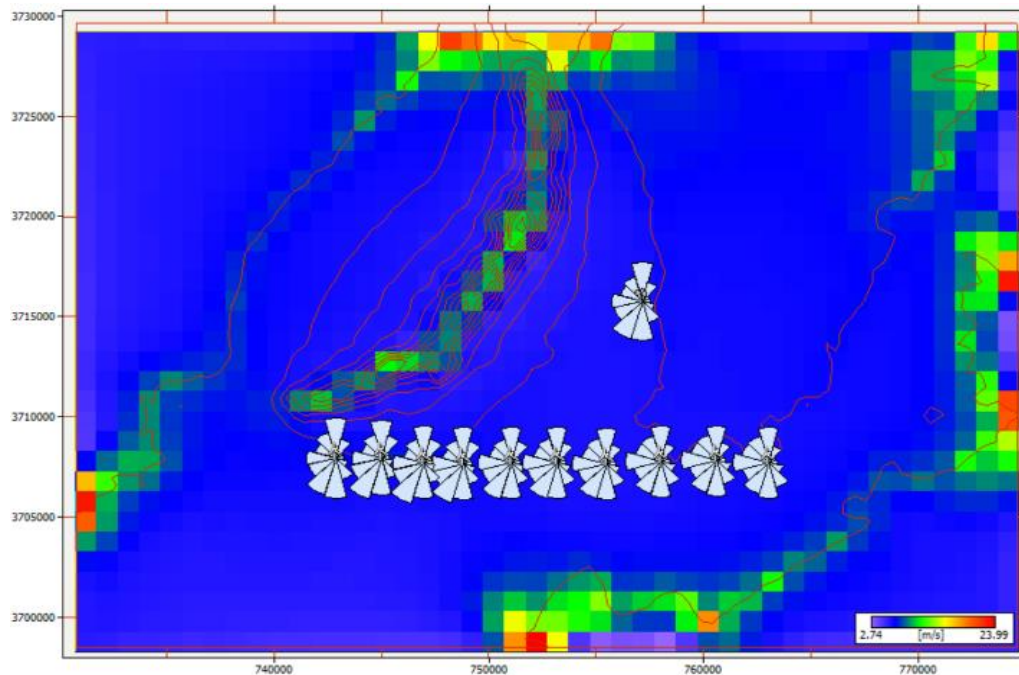


Figure II. 11: Implantation des éoliennes à une seule rangée.

Tableau II. 7: Résultats de simulation du parc éolien à une seule rangée.

Variable	Totale	Moyenne	Min	Max
Totale Brute AEP[GWh]	103,2	10,32	10,181	10,862
Totale Net AEP[GWh]	102,94	10,294	10,157	10,858
Effet de sillage proportionnel [%]	0,26	-	0,04	0,4
Vitesse du vent moyenne [m/s]	-	9,37	9,22	9,73
Densité de puissance [W/m ²]	-	809	758	887

II.4.2 Comparaison des énergies produites pour les deux parcs

Les résultats de comparaison des deux parcs d'installation à deux rangées (Parc 1) et à une seule rangée (Parc 2) obtenus dans la Figure II. 12 montre bien un petit avantage de la première installation en termes d'énergie produite nette et brute consécutivement. Mais point de vue évolution de productions les deux configurations sont acceptables, elles dépendent uniquement des homogénéités du terrain et des types d'obstacles. Une étude plus approfondie la longueur de rugosité du sol peut différencier entre les deux.

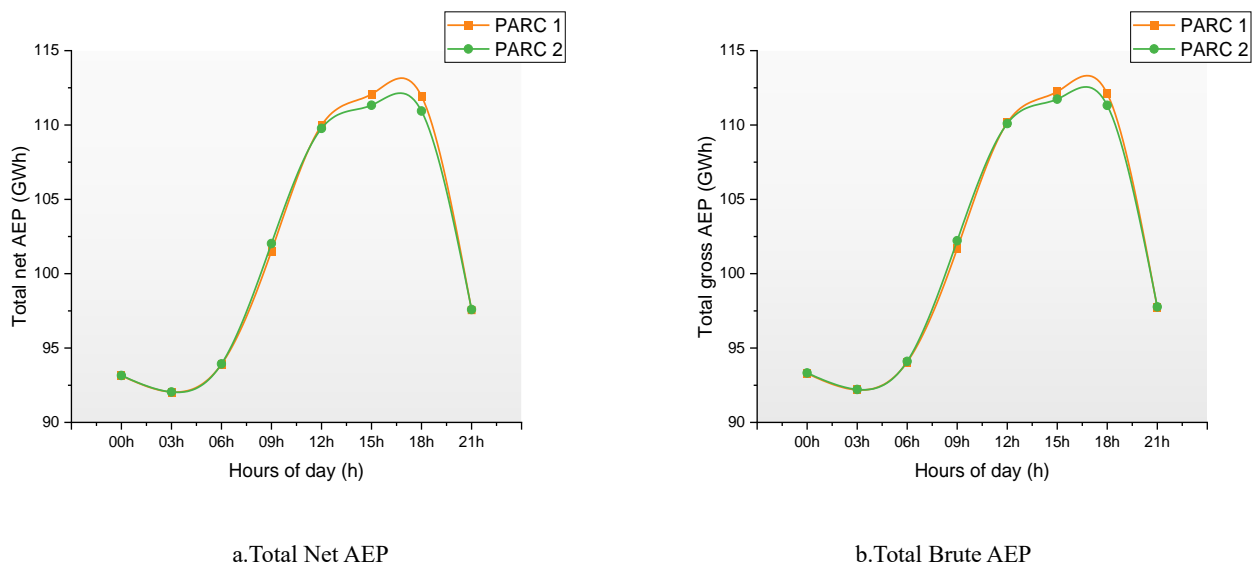


Figure II. 12: Production annuelle horaire d'énergie (AEP) pour les deux parcs.

Interprétation des résultats

Pour optimiser l'efficacité globale du parc éolien, une étude comparative de plusieurs paramètres tels que : la production annuelle d'énergie, l'effet de sillage des pertes, la vitesse annuelle moyenne du vent et la densité de puissance a été effectuée. Les résultats de simulation obtenus lors de l'analyse du parc à deux rangées avec présence du couloir entre éolien résulte une énergie annuelle produite brute de 103.91 GWh et une énergie net produite de 103.75 GWh induisant une perte de 0.16 GWh, ce qui est montré par une valeur de 0.15% d'effet de sillage. Par contre les résultats du deuxième parc avec une seule rangée dévoile une production annuelle brute produite de 103.2GWh avec une énergie nette annuelle produite de 102.94GWh avec une perte de 0.26 GWh , qui présente un taux d'effet de sillage de 0.29% supérieur à celle du parc a deux rangées avec la présence du couloir espacé.

Ces résultats présentent des indices très forts au niveau des valeurs de vitesse moyenne et densité de puissance au niveau du moyeu des éoliennes. La vitesse moyenne peut atteindre une valeur de 9.44 m/s et la densité de puissance de 831W/m². Le choix de type d'éolienne de 80m hauteur de mat, donne un avantage d'avoir une vitesse de valeur importante (9.44m/s), cette valeur d'après la courbe de puissance de l'éolienne est très prometteuse pour l'installation de ce type des éoliennes dans la région de Mécheria et assure un fonctionnement de ces dernières avec des énergies produite très proches de leurs valeurs nominales. En comparaison avec les régions d'El Kheiter et de Naâma, les conclusions de cette étude indiquent clairement qu'un parc éolien de 20 MW dans la région de Mécheria est nettement plus réalisable, affirmant son potentiel en tant que site privilégié pour le développement de l'énergie éolienne. Ces résultats

renforcent davantage le cas de l'installation de parcs éoliens et soulignent la pertinence de la région pour les projets éoliens, corroborés par des comparaisons favorables avec d'autres études [52] [58] [65].

II.5 Etude économique à l'aide du logiciel RETScreen

Dans cette section, le logiciel RETScreen a été utilisé pour confirmer le choix de notre site et ainsi la technologie utilisée dans ce travail, et pour évaluer la production, les économies d'énergie, les coûts, les réductions d'émissions, la viabilité financière et l'efficacité énergétique [66]. La répartition des paramètres financiers d'entrée de RETScreen a été choisie dans la gamme acceptable des modèles d'études de cas [67]. Le Tableau II. 8 répertorie les principaux éléments de coût. Le Tableau II. 9 présente les résultats de l'analyse financière en utilisant les résultats du logiciel WASP comme entrées. Le Tableau II. 10 montre les réductions annuelles estimées des émissions de gaz à effet de serre (GES) et de CO₂.

Tableau II. 8: Coûts initiaux du parc éolien de 20 MW de Mecheria.

Coûts		Montant	
Coûts initiaux	Étude de faisabilité	0.70%	\$ 110 600
	Développement	3.10%	\$ 489 800
	Ingénierie	1.80%	\$ 28 400
	Système électrique	83.4%	\$ 13 177 200
	Équilibre du système et divers	11%	\$ 1 738 000
	Total des coûts initiaux	100%	\$ 15 800 000
Coûts annuels et paiements de la dette		Unité	Montant
	O&M (Exploitation et maintenance)	\$	1 452 000
	Paieement de la dette - 15 ans	\$	867 509
	Total des coûts annuels	\$	2 319 509

Tableau II. 9: Paramètres de l'analyse financière et COE de l'installation.

Paramètres financiers	Unité	Valeur
TRI avant impôts – fonds propres	%	29.4
TRI avant impôts – actifs	%	17.2
Durée de la dette	An	15
Retour sur investissement simple	An	6.2
Retour sur investissement des fonds propres	An	5.1
Valeur actuelle nette (NPV)	\$	66 512 105
Coût de l'énergie (COE)	\$/kWh	0.06

Tableau II. 10: Réduction des émissions de GES.

Cas étudié	Unité	Réduction des émissions
Cas de référence	tonnes de CO ₂	34894.3
Cas proposé	tonnes de CO ₂	1744.7
Réduction brute annuelle des émissions de GES	tonnes de CO ₂	33149.5

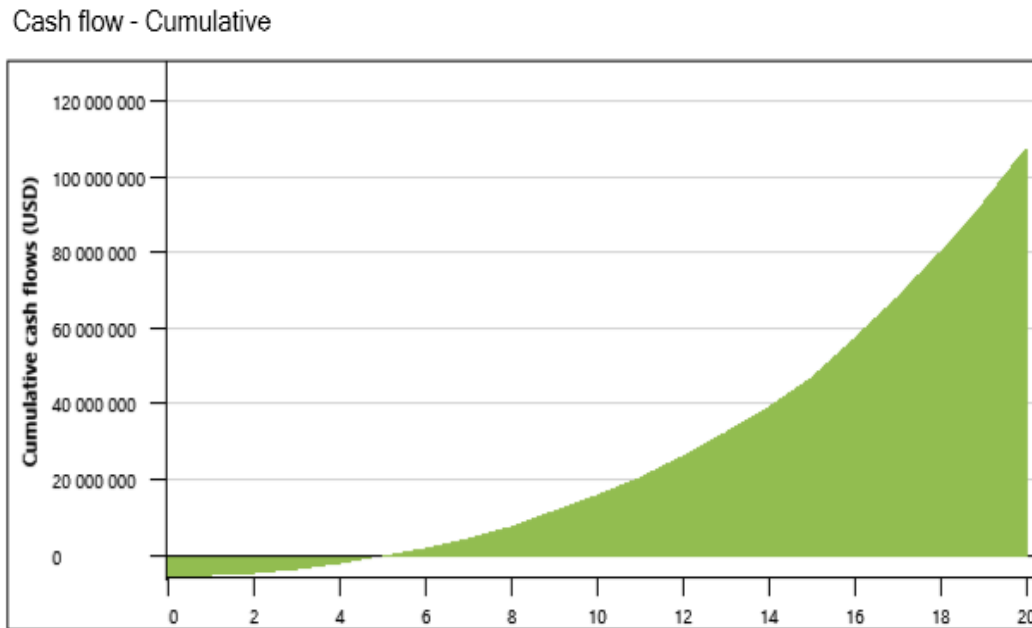


Figure II. 13: Flux de trésorerie cumulé annuel (\$).

II.5.1 Interprétation Économique

Les résultats montrent que le système conçu est plus rentable avec un investissement initial plus faible. Le système présente un coût net total (NPC) de 15 800 000 \$, un coût d'exploitation de 2 319 509 \$ et un coût de l'énergie vendue (COE) de 0,06 dollar par kWh. Comparés à des parcs éoliens de même taille, ces chiffres sont très profitables et satisfaisants (Djehri, 2020 [68]; Uhumwangho et al., 2021 [69]). De plus, la figure 12 montre que le nouveau système éolien conçu a des périodes de retour sur investissement simple et actualisé de respectivement 6,2 ans et 5,1 ans. Ainsi, il présente une période de retour sur investissement plus courte et des économies de coûts plus élevées.

En outre, le parc éolien de notre étude permet une réduction significative des émissions de gaz à effet de serre (GES), avec environ 33 149,5 tonnes de CO₂ évitées par an par rapport au cas proposé utilisant des combustibles fossiles. Ces résultats valident notre choix de site et, par extension, la technologie utilisée dans ce travail. Enfin, il présente une meilleure optimisation du système d'énergie éolienne utilisé, satisfaisant la demande énergétique tout en contribuant à la préservation de l'environnement dans un pays producteur de pétrole comme l'Algérie, afin de lutter contre le changement climatique [70].

II.5 Conclusion

En réponse à la demande croissante en énergie et dans un souci de préservation de l'environnement en Algérie, un pays traditionnellement dépendant de la production d'énergies

fossiles, dans ce chapitre, nous avons évalué le potentiel éolien des sites de Mécheria, El Kheiter et Naâma situés dans les hauts plateaux de l'ouest algérien en utilisant le logiciel WAsP.

En comparant le potentiel des trois sites en termes de variation de la vitesse moyenne du vent sur une base journalière, saisonnière, mensuelle et annuelle, les indicateurs éoliens favorisent nettement le site de Mécheria. Les variations quotidiennes de la vitesse moyenne du vent révèlent un schéma remarquable se produisant l'après-midi à 15 heures, influencé par le réchauffement maximal de la surface terrestre attribué aux modèles de vent diurnes. De plus, les fluctuations mensuelles sont les plus élevées pendant les mois les plus froids de l'année, offrant une opportunité idéale pour une hybridation avec un système solaire, ce qui peut être un bon indice favorisant l'hybridation du système avec un système solaire prospérant généralement pendant les mois les plus chauds de l'année, ce qui constitue un indicateur prometteur pour notre objectif de recherche.

De plus, en comparant la vitesse annuelle du vent et la densité de puissance des trois sites, le site de Mécheria se distingue avec une classification de puissance éolienne de classe 5, tandis que Naâma et El Kheiter sont classés respectivement en classe 2 et classe 1. Cette classification souligne non seulement le potentiel supérieur en énergie éolienne du site de Mécheria, mais met également en évidence sa pertinence pour l'établissement d'un projet éolien robuste et efficace.

Les données éoliennes ont été essentielles à la création des atlas éoliens régionaux de chaque site, mettant en lumière l'impact significatif de la topographie du site sur les variations de la vitesse du vent. Notamment, dans le cas de la région de Mécheria, les caractéristiques éoliennes révèlent clairement une remarquable constance de la direction nord-sud, ce qui rend extrêmement avantageux d'orienter les éoliennes dans cette direction pour exploiter au mieux les ressources éoliennes optimales de la région.

Encouragés par ces indicateurs pertinents favorisant le potentiel éolien de Mécheria, une installation de turbines éoliennes de 20 MW a été conçue dans cet espace avec un choix prudent de machines, prenant en compte les dimensions du site et la configuration. La technologie de turbine PowerWind 90/2MW a été choisie pour cette étude. Le potentiel éolien de ce site à une hauteur de moyeu de 80 m a présenté une vitesse moyenne du vent de 9,44 m/s et une densité de puissance de 831 W/m² pour la direction privilégiée. En simulant deux configurations différentes de placement de turbines, nous constatons que la disposition en deux rangées offre de meilleurs résultats. L'installation de dix turbines dans cette configuration a abouti à une

production énergétique annuelle brute de 103,91 GWh et une production nette de 103,75 GWh, avec un effet de perte d'effet de sillage de seulement 0,15 %.

De plus, les résultats de l'analyse économique et de la réduction des gaz à effet de serre obtenus confirment le choix de notre site et, par conséquent, la technologie utilisée dans ce travail, où le coût de l'énergie (COE) était de 0,06 \$/kWh, et la réduction totale des émissions annuelles de gaz à effet de serre était de 33 149,5 tonnes de CO₂. Cela permet également une meilleure optimisation du système éolien utilisé, répondant à la demande énergétique et contribuant à la préservation de l'environnement dans un pays producteur de combustibles fossiles comme l'Algérie pour lutter contre le changement climatique.

Enfin, les résultats fructueux de cette analyse constitueront un guide précieux pour les prochains chapitres de notre travail, orienteront notre travail futur vers la conception d'un système multi-source, visant à connecter la centrale photovoltaïque de 20 MW de Naâma (GPVN) avec le parc éolien étudié dans notre analyse. Cette démarche vise à améliorer la qualité de la distribution énergétique tout en favorisant le respect de l'environnement et en augmentant la pénétration des énergies renouvelables sur le territoire algérien.

Chapitre III :

Évaluation du dimensionnement et des performances de la centrale photovoltaïque de Naâma

III.1 Introduction

Le gouvernement algérien a mis en service une centrale photovoltaïque connectée au réseau en 2016 [26], d'une capacité de 20 mégawatts, dans la localité de Naâma, au sud-ouest de l'Algérie. Nous avons choisi cette installation pour notre étude en raison de la facilité d'accès à ses données de production, ce qui permet une analyse approfondie et précise de ses performances. Afin de compléter notre projet de système hybride, il est impératif de vérifier les états de fonctionnement de la centrale photovoltaïque de Naâma. En particulier, nous devons évaluer la robustesse de sa conception, depuis le choix du site jusqu'à la production d'énergie. Cette démarche vise à déterminer la capacité potentielle de la centrale à être intégrée efficacement dans une installation hybride.

Les performances et la fiabilité d'un système photovoltaïque connecté au réseau dépendent principalement des technologies des modules PV, des onduleurs et de la configuration du système, ainsi que des conditions météorologiques telles que l'irradiation solaire globale, la température ambiante et les pertes dues à l'encrassement [71]. Dans ce contexte, le but principal de ce chapitre est d'étendre l'analyse des performances de la centrale photovoltaïque de Naâma (située dans les hauts plateaux du sud-ouest de l'Algérie) sur une période totale de 72 mois et d'évaluer son dimensionnement pour une analyse des performances plus complète. Les paramètres étudiés seront basés sur les normes IEC 61724 [72] et seront évalués à l'aide de données en temps réel obtenues à partir du système de contrôle et d'acquisition des données (SCADA) de la centrale pour les cinq années opérationnelles entre 2017 et 2022. D'autre part, les résultats de l'étude de ce chapitre peuvent nous donner des indices pour mettre en œuvre le projet d'intégration de cette centrale photovoltaïque au parc éolien conçu à Mécheria.

Dans la première partie, nous évaluerons l'installation de Naâma selon les critères standards utilisés pour la sélection des sites photovoltaïques afin de déterminer si elle prend en compte tous les critères essentiels pour l'implantation d'un site photovoltaïque. Ensuite, nous présenterons la centrale photovoltaïque connectée au réseau de Naâma, en décrivant ses différentes composantes et parties constitutives ainsi que leurs caractéristiques techniques. De plus, nous procéderons à l'évaluation du dimensionnement de cette centrale en vérifiant l'adaptation des unités des sous-champs. Ensuite, nous analyserons divers paramètres, y compris le rendement de référence et final, les pertes et l'efficacité du système, le rapport de performance et le facteur de capacité. De plus, une analyse de dégradation sera effectuée en

appliquant deux méthodes statistiques, la régression linéaire (LR) et la décomposition saisonnière classique (CSD).

III.2 Critères du choix d'un site solaire

Dans cette section, nous procéderons à une évaluation de la centrale de Naâma afin de déterminer si elle prend en compte tous les critères essentiels pour l'implantation d'un site photovoltaïque. Lorsqu'il s'agit de choisir un site approprié pour l'installation d'un système photovoltaïque, plusieurs critères clés doivent être soigneusement évalués pour garantir l'efficacité et la rentabilité de l'installation solaire. Ces critères incluent des éléments tels que l'irradiation solaire, la topographie du terrain, l'orientation et l'inclinaison des panneaux solaires, l'accès au réseau électrique et d'autres considérations environnementales et techniques. En générale, le site de Naâma a été sélectionné après une évaluation approfondie de plusieurs critères clés. L'irradiation solaire dans cette région a été mesurée et s'est avérée être parmi les plus élevées, offrant un potentiel solaire optimal pour la production d'électricité. De plus, la topographie du terrain a été minutieusement étudiée pour assurer une exposition maximale au soleil, sans obstructions majeures qui pourraient réduire l'efficacité des panneaux solaires.

L'orientation et l'inclinaison des panneaux ont été soigneusement calculées pour garantir une capture maximale de l'énergie solaire tout au long de l'année. Enfin, l'accès au réseau électrique local a été confirmé, facilitant ainsi l'intégration efficace de l'électricité produite par le système photovoltaïque dans le réseau existant.

Grâce à cette analyse approfondie des critères de choix, le site à Naâma a été identifié comme étant idéal pour développer un projet photovoltaïque performant, offrant une combinaison optimale de ressources solaires abondantes, d'une topographie favorable et d'une connectivité électrique adéquate.

Cette section explore en détail les principaux critères pris en compte lors du choix de cette région pour comprendre leur importance dans le développement d'un projet photovoltaïque performant. Parmi tous les critères mentionnés précédemment, les critères environnementaux tels que la météo et le climat jouent un rôle primordial dans le choix d'un site, car ils sont directement liés à la production d'énergie de la centrale et à l'évaluation de ses performances [73] :

III.2.1 Rayonnement solaire du site

Le rayonnement solaire est l'un des facteurs les plus fondamentaux à considérer lors du choix d'un site pour l'installation de panneaux solaires photovoltaïques (PV). Ce rayonnement représente l'énergie solaire reçue par une surface donnée, et il est essentiel pour la production

d'électricité à partir de l'énergie solaire. Plus le rayonnement solaire est élevé, plus les panneaux solaires peuvent générer d'électricité. Dans cette optique, l'évaluation du rayonnement solaire dans une zone donnée devient un critère clé pour déterminer la viabilité d'une installation photovoltaïque et optimiser sa performance énergétique. Les données d'irradiance solaire globale enregistrées de manière systématique toutes les heures, tous les jours et tous les mois, ont été consignées sur une période de douze mois, du 1er janvier 2017 au 31 décembre 2017, à l'aide du pyranomètre de la station météo de la centrale de Naâma, formant ainsi la base de cette analyse. La Figure III. 1 illustre la moyenne mensuelle du rayonnement solaire global en inclinaison de 15° par rapport au plan horizontal (GPOA).

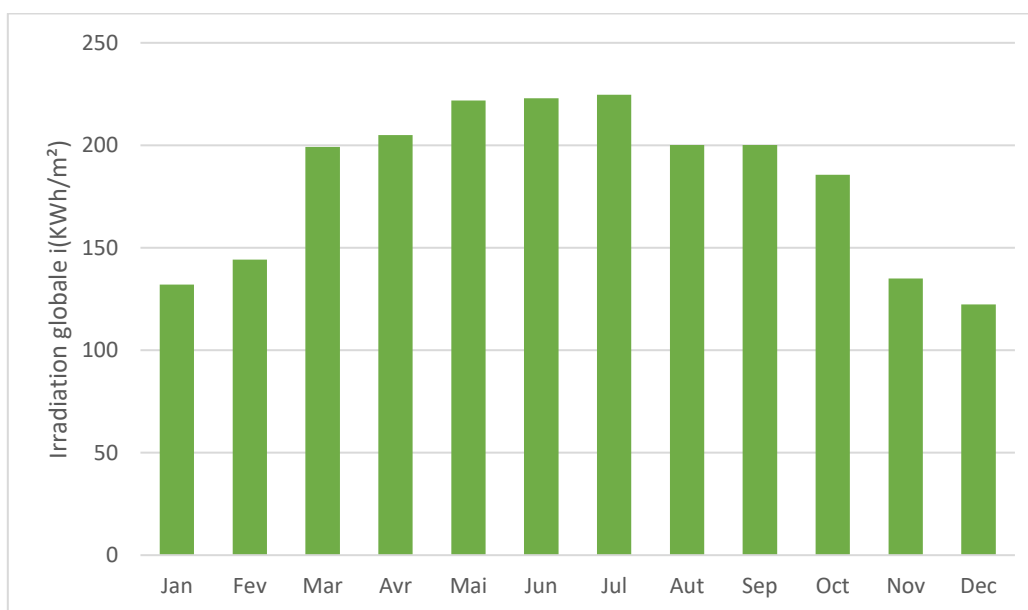


Figure III. 1: Rayonnement total moyen mensuel sur une surface inclinée.

La valeur maximale d'insolation totale dans le plan incliné a été atteinte en juillet, avec 244,2 kWh/m², et la plus basse en décembre était de 122,5 kWh/m². Le total annuel d'irradiation solaire dans le plan incliné était de 2232,6 kWh/m², classé en tant que Classe 7, ce qui le qualifie de remarquable selon les conclusions de Kassem et al [74] et cela signifie qu'une installation PV à ce site devrait être capable de produire une quantité substantielle d'énergie.

III.2.2 La température du site

Lors du choix d'un site pour l'installation de panneaux solaires, la température ambiante joue un rôle essentiel. Comme les panneaux solaires fonctionnent de manière plus efficace à des températures plus basses, les températures élevées peuvent réduire l'efficacité des panneaux solaires en augmentant leur résistance interne et en diminuant leur production d'électricité. Par conséquent, il est crucial de choisir un emplacement où les températures restent modérées pour optimiser les performances et la durabilité des installations PV. Dans cette perspective,

l'évaluation des conditions de température locale devient un aspect clé pour assurer le succès et la rentabilité d'une installation photovoltaïque. La Figure III.2 illustre la moyenne mensuelle de la température ambiante (T_{amb}) du site étudié.

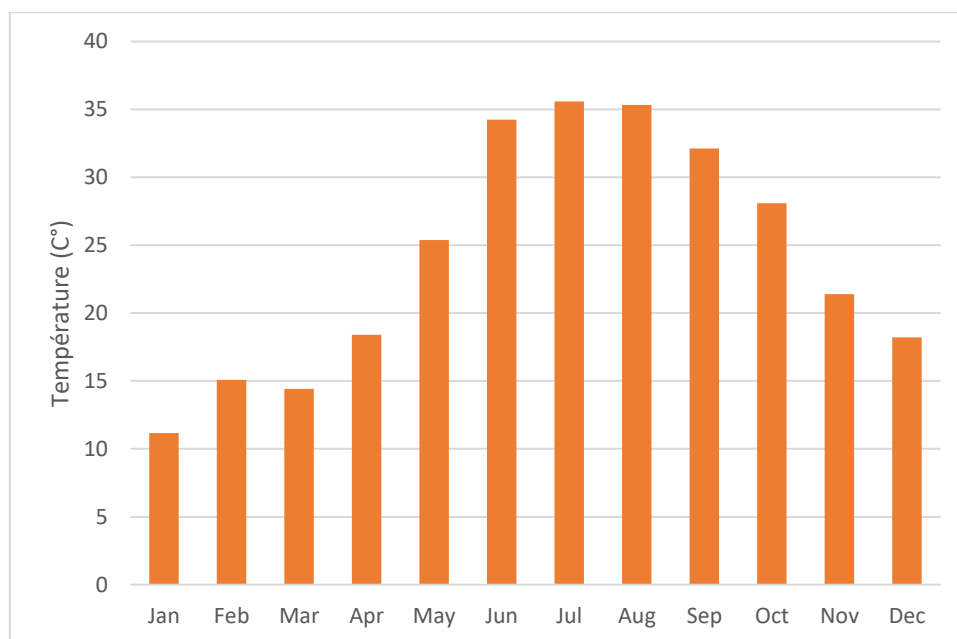


Figure III.2: Température ambiante moyenne mensuelle mesurée.

La température ambiante mensuelle moyenne variait de 11,6 °C en janvier à 35,59 °C en juillet. Ceci est attribué à l'impact des changements saisonniers sur la température, lié aux conditions climatiques de la région, où les mois plus froids abaissent la moyenne et les mois plus chauds l'augmentent, aboutissant à une température moyenne globale de 24,12 °C comme indiqué dans la Figure III.2 et cela signifié que la température de ce site est favorable et ne devrait pas entraîner des pertes significatives dans une installation à cet endroit.

III.2.3 Distance à la Sous-Station

Lors du choix d'un site pour l'installation photovoltaïques à grande échelle, la distance à la sous-station est un critère crucial. Cette distance représente la proximité du site par rapport au réseau de transmission public, ce qui impacte l'efficacité de l'intégration de l'énergie produite dans le réseau électrique [75]. Le site d'implantation de la centrale de Naâma envisagé est un terrain vague accessible, éloigné à seulement 1 km du point d'injection au réseau électrique comme le montre la Figure III. 3 . Les sites situés à proximité immédiate d'une sous-station bénéficient d'une connectivité optimale au réseau électrique, ce qui réduit les coûts et les pertes d'énergie associés au transport de l'électricité donc l'installation de Naâma respecte pleinement ce critère avec une distance de 1 km du point d'injection au réseau.



Figure III. 3: La distance entre la centrale Pv ,le poste source et la ville de Naâma (Source: google earth)

III.2.4 Distance par rapport aux zones urbaines et habitats

Choisir un emplacement éloigné des zones urbaines et des habitations lors de l'installation d'une centrale solaire à grande échelle permet de réduire les impacts négatifs sur l'environnement humain, d'améliorer la sécurité et de faciliter les opérations de maintenance, contribuant ainsi à une intégration harmonieuse de l'installation dans son environnement [75].

Cette considération est d'autant plus importante compte tenu de l'emplacement du site d'installation de la centrale photovoltaïque. De ce fait, l'installation de Naâma est située à 5 km de la ville de Naâma comme le montre la Figure III. 3, ce qui assure un éloignement adéquat des zones urbanisées, Elle est donc également conforme à ce critère.

III.3 Description de la centrale Photovoltaïque de Naâma

La centrale photovoltaïque de Naâma, d'une capacité de 20 MWc, s'étend sur une superficie totale de 31 hectares. Ce projet a été développé par Shariket Khahraba wa Taket Moutadjadida (SKTM) dans le cadre du programme national des énergies renouvelables en Algérie. Située dans un endroit appelé Sedret leghzal à l'ouest de la wilaya de Naâma, cette centrale contribue activement à la transition énergétique du pays vers des sources d'énergie plus durables. L'électricité produite par la centrale est injectée directement dans le réseau national de 30 kV, fournissant ainsi une source d'énergie renouvelable au réseau électrique national.

III.3.1 Situation géographique de la centrale

La centrale photovoltaïque est mise en service depuis mai 2016 et est située dans la province de Naâma [26], une ville dans les hauts plateaux de l'ouest de l'Algérie, se situant

approximativement à la latitude $33^{\circ}16'N$, longitude $0^{\circ}22'W$ et avec une altitude de 1172 mètres comme présenté dans le Tableau III. 1.

Tableau III. 1: Coordonnées géographiques de la centrale Pv de Naâma.

Coordonnées géographiques et astronomiques	
Longitude	$0^{\circ}22'W$
Latitude	$33^{\circ}16'N$
Altitude	1172m
Albedo	0.20
Classification Köppen	Semi-aride

La région d'étude Naâma se trouve entre l'Atlas tellien et l'Atlas saharien de l'Algérie dans sa partie occidentale. Elle est bordée au nord par les wilayas de Tlemcen et de Sidi bel Abbas, au sud par la wilaya de Béchar, à l'est par la wilaya d'El-Bayadh et à l'ouest par le Royaume du Maroc (Figure III. 4). La région est connue pour son climat semi-aride selon la classification climatique de Köppen [76], recevant notablement moins de précipitations par rapport à d'autres régions du pays, ce qui la rend très propice à l'exploitation de l'énergie photovoltaïque.

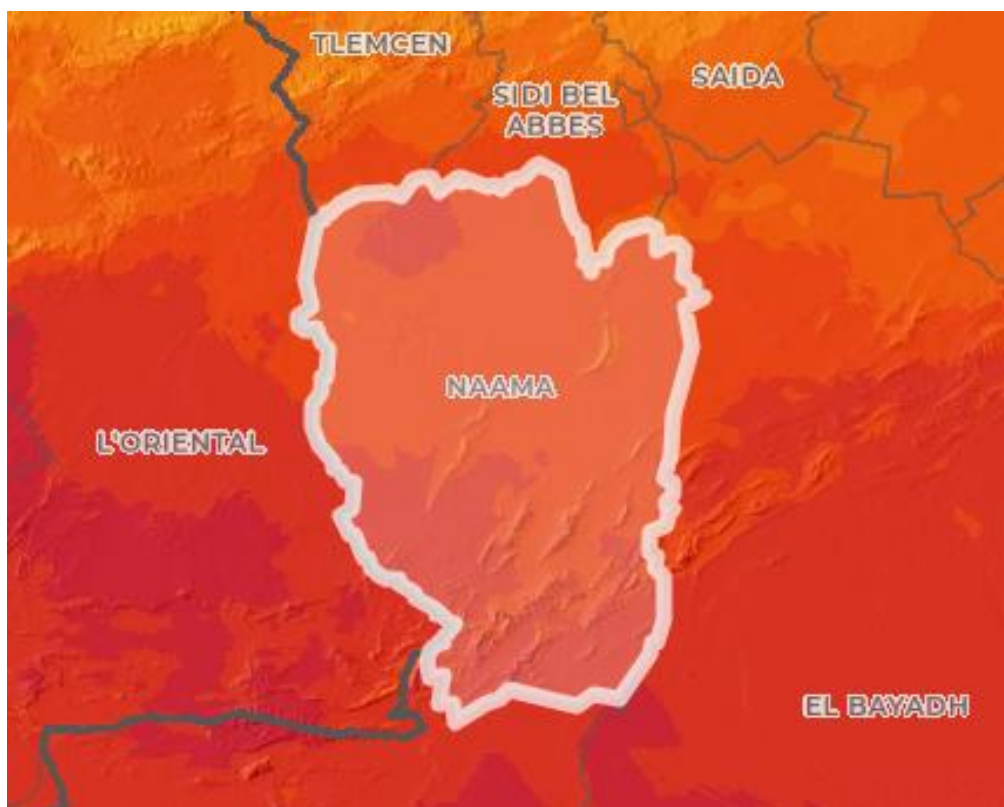


Figure III. 4: Localisation de la région d'étude

III.3.2 Description technique de la centrale

La puissance nominale de la centrale photovoltaïque de Naâma est de 20 MWc, répartie en dix sous-systèmes de 2 MW appelés SKIDs inclinés à 15° vers le sud et montés sur des structures

de support espacées de 6 mètres(Figure III. 5), cette distance étant déterminée de manière à éviter tout effet d'ombrage entre les lignes. Comme illustré dans la Figure III. 6 , chaque SKID contient deux onduleurs de 1 MW (SMA Sunny Central 800 CP-XT) connectés à un transformateur 1800KVA-U:0.36/0.36/30KV. Le nombre de panneaux (Canadian Solar polycristallin 250W) par onduleur est de 3984 panneaux, répartis sur 166 chaînes avec 24 panneaux connectés en série par chaîne, et le champ contient un total de 79680 panneaux.

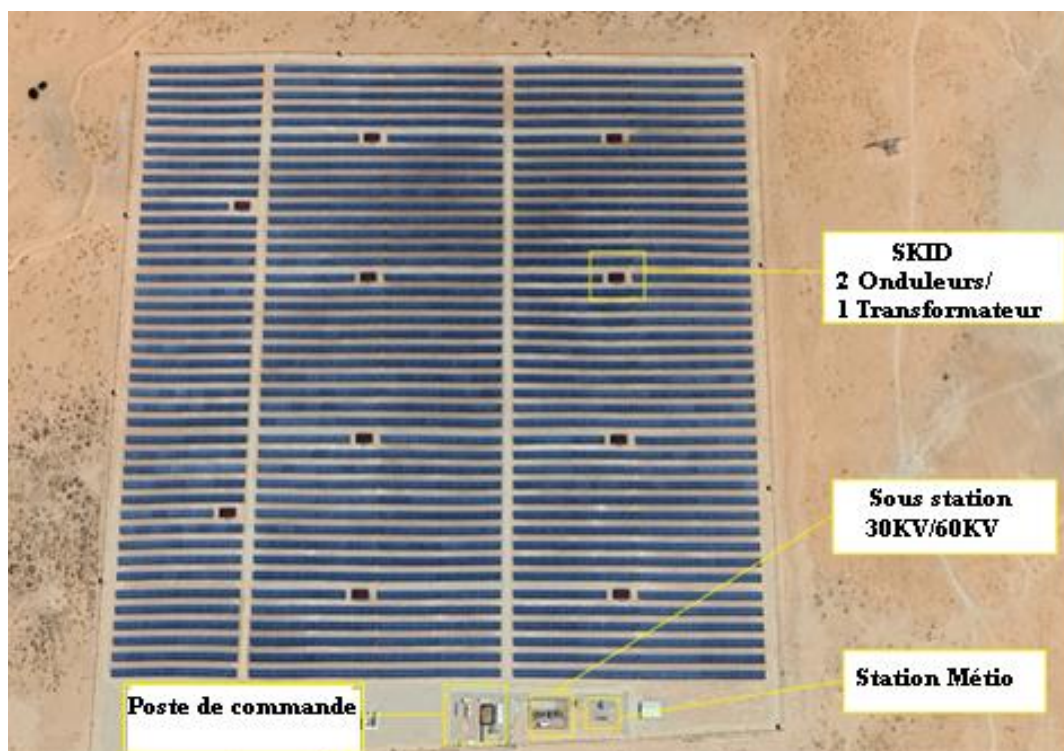


Figure III. 5: La centrale Photovoltaïque de Naâma (Source: google Maps)

Toutes les données provenant des SKIDs sont centralisées dans le boîtier de capteurs puis envoyées à l'unité principale d'acquisition et de contrôle des données (SCADA), qui assure la mesure des valeurs en courant continu (CC) et alternatif (CA), ainsi que la mesure des paramètres météorologiques du système. Tous les SKIDs sont bouclés via des cellules à moyenne tension appelées Unités Principales de Distribution (RMU), qui jouent un rôle dans l'assurance de la connexion, la déconnexion et la communication avec toutes les cellules des autres sous-champs. Ces RMUs forment deux boucles fermées, étroitement connectées aux stations de transmission recevant l'énergie de la centrale photovoltaïque et l'évacuant efficacement vers le réseau après conversion par le transformateur principal de la centrale photovoltaïque (30 kV/60 kV).

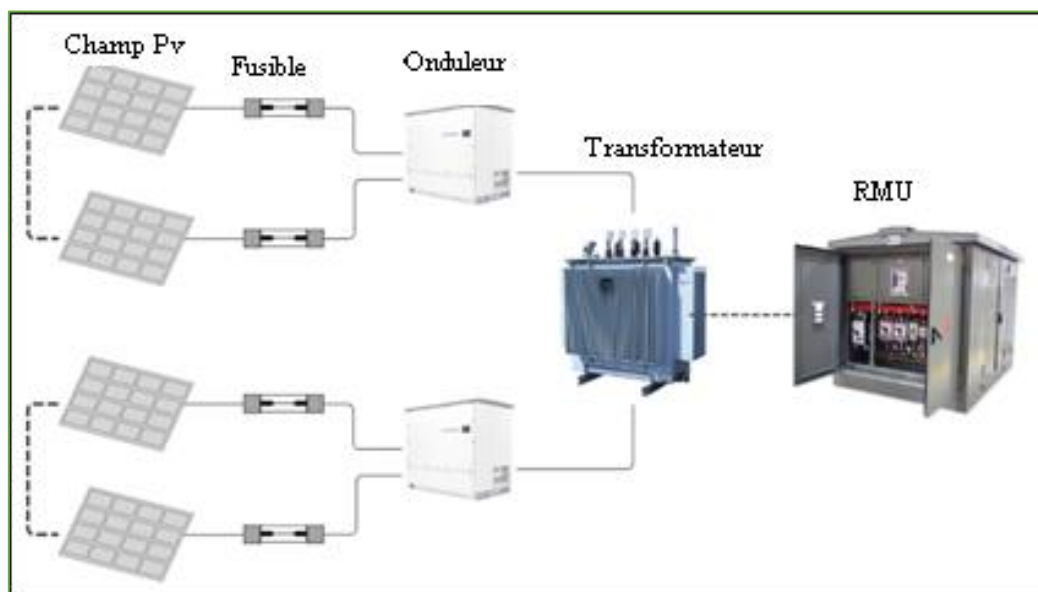


Figure III. 6: Schéma diagramme de la configura d'un SKID.

III.3.3 Caractéristiques techniques de la centrale

L'analyse approfondie des caractéristiques techniques d'une centrale photovoltaïque permet de comprendre en détail les composants clés qui composent ce système énergétique durable. Dans cette section, nous explorerons les spécifications techniques de ces éléments, mettant en lumière leur importance et leur impact sur les performances globales de la centrale photovoltaïque.

III.3.3.1 Caractéristiques du module photovoltaïque

Les caractéristiques techniques des modules photovoltaïques choisis pour la centrale de Naâma sont des panneaux solaires polycristallins de marque Canadian Solar, avec une puissance nominale de 250 watts par panneau, les spécifications détaillées de ces modules sont décrites dans le Tableau III.2 et dans l'[Annexe 01](#). Ces panneaux sont installés sur des structures porteuses inclinées à un angle de 15° vers le sud et espacées d'environ 6 mètres, avec une hauteur maximale d'environ 3 mètres par rapport au sol et une hauteur minimale d'environ 0,6 mètre. Ces structures sont conçues pour éviter les effets d'ombrage entre les modules. L'espacement entre les rangées de modules photovoltaïques est illustré dans la Figure III. 7.

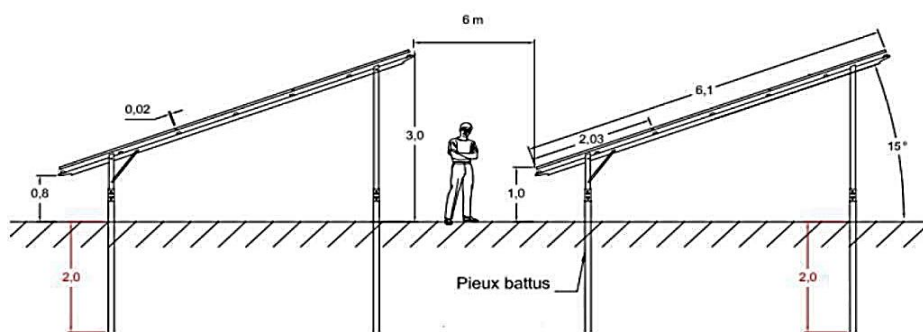


Figure III. 7: Inclinaison et espacement entre les rangées de modules.

Tableau III. 2 : Spécifications techniques du module CS6P-250P

Module	Spécification
La technologie PV	Polycristallin
Puissance Max (Pmax)	250 Wp
Tension en fonctionnement optimal (Vmpp)	30.1 Vdc
Courant en fonctionnement optimal (Impp)	7.75 A
Tension en circuit ouvert	37.2 V
Intensité de court-circuit	8.87 A
Tension maximale du système	1000 Vdc
Disposition des cellules	60(6*10)
Coefficient de température de Pmax	-0,43%/°C
Dimensions	1638*982*40mm
NOCT	45± 2°C

III.3.3.2 Caractéristiques de l'onduleur

Pour l'installation photovoltaïque de la centrale de Naâma, des onduleurs SMA Sunny Central 800 CP-XT sont utilisés, chacun ayant une capacité nominale de 1 MW. Les caractéristiques techniques détaillées de ces onduleurs sont présentées en détail dans le Tableau III. 3 ([Annexe 02](#)), fournissant des informations essentielles telles que leurs performances, leurs spécifications électriques, et leurs fonctionnalités de contrôle avancées. Ces données techniques sont cruciales pour évaluer la compatibilité de ces onduleurs avec les panneaux solaires installés et pour garantir le bon fonctionnement et la durabilité de l'ensemble du système photovoltaïque de la centrale de Naâma.

Tableau III. 3:Caractéristiques techniques de l'onduleur Sunny Central 800CP-XT SMA.

Onduleur	Spécification
Puissance DC Max	898 KW
Tension d'entrée Max	1000 V
Courant d'entrée Max	1400 A
Plage de tension d'entrée	641-850 V
Puissance nominale de sortie AC (à 50°C)	800 KVA
Tension nominale de sortie	360 V
Courant de sortie Max	1411 A
Rendement Max	98,60%
Phase d'injection	3
Fréquence	50 60 Hz

III.3.3.3 Modèle du transformateur

Le modèle de transformateur utilisé dans cette installation photovoltaïque joue un rôle essentiel dans la transmission efficace de l'électricité produite vers le réseau de distribution. Dans le cas de la centrale de Naâma, le transformateur utilisé dans le SKID est un transformateur à trois enroulements de 1800 KVA 30/0,360. Ce transformateur assure la conversion de l'énergie

fournie par l'onduleur basse tension à une tension de sortie de 30 kV. De plus, l'énergie produite par le champ photovoltaïque est évacuée vers le réseau 60 kV par l'intermédiaire du transformateur principal (30 kV/60 kV, 50 Hz). Cette configuration de transformateurs garantit une distribution efficace de l'électricité solaire vers le réseau électrique, tout en maintenant des niveaux de tension appropriés pour l'intégration au réseau.

III.3.4 Vérification du dimensionnement de la centrale

Après avoir décrit les caractéristiques de la centrale photovoltaïque de Naâma dans la section précédente, nous allons, dans cette partie, vérifier le dimensionnement de cette installation. Cette vérification comprendra l'analyse des caractéristiques techniques de chaque composant, ainsi que l'adaptation de l'onduleur au nombre de panneaux solaires installés, afin de nous assurer que la configuration actuelle est optimale et conforme aux spécifications prévues.

Nous rappelons que le dimensionnement de l'installation prend en compte les spécifications des modules solaires. Le module choisi a une puissance max de 250W sous une tension V_{mp} de 30,1V. Le nombre total de modules (N_t) est calculé comme suit :

$$N_t = \frac{P_c}{P_{\max(\text{module})}} \quad \text{III.1}$$

$$\text{Avec : } P_c = \frac{Pu}{N_s \times Cl} = \frac{20000000}{1,545 \times 0,65} = 19920000 \quad \text{III.2}$$

Alors que le nombre total de module est : $N_t = \frac{19920000}{250} = 79680 \text{ modules}$

Où :

- N_t : le nombre total de modules
- P_c : puissance crête
- Pu : puissance utile
- N_s : nombre d'heures d'ensoleillement
- Cl : Coefficient de perte

Comme la centrale d'étude a été répartie en 20 sous-centrales de 1MW connectée à un onduleur, cette répartition en sous-champs présente plusieurs avantages significatifs pour l'installation photovoltaïque. Elle assure la continuité de service en permettant à chaque sous-station de fonctionner indépendamment des autres. Cela minimise les risques de pannes globales et facilite la maintenance, car les interventions peuvent être réalisées sur une sous-station spécifique sans

affecter l'ensemble du système. En Outre, cette approche permet également de transporter et de manipuler du matériel plus léger, simplifiant ainsi les opérations logistiques et d'installation.

Nous nous concentrerons sur la vérification du dimensionnement d'une seule de ces sous-centrales, qui servira de modèle pour toute l'installation. Pour cette raison, nous allons dans cette section vérifier l'adaptation de l'onduleur au nombre de panneaux solaires en série et en parallèle c'est-à-dire l'adaptation de l'onduleur Sunny Central 800CP avec les modules Canadien Solar CS6P-250P, nous devons vérifier plusieurs aspects techniques : la tension, le courant et la puissance :

Comme mentionné précédemment, chaque onduleur est connecté à 24 modules en série et à 166 chaînes en parallèle.

III.3.4.1 Vérification de la Tension

- Tension totale en circuit ouvert (V_{oc} total) : nous calculerons V_{oc} total en multipliant la tension V_{oc} du panneau par le nombre de panneaux en série N_s . Il est essentiel de s'assurer que cette tension n'excède pas la tension maximale d'entrée tolérée par l'onduleur.

$$\begin{aligned} V_{oc_{Total}} &= V_{oc_{module}} \times N_s && \text{III.3} \\ V_{oc_{Total}} &= 37,2 \times 24 = 892,8 \text{ V} \end{aligned}$$

Alors que la tension totale en circuit ouvert (892,8 V) est inférieure à la tension d'entrée maximale de l'onduleur (1000 V), ce qui est acceptable.

- Tension de fonctionnement (V_{mp} total) : nous déterminerons V_{mp} total en multipliant la tension V_{mp} du module PV par le nombre de panneaux en série N_s . Il est crucial que cette valeur soit dans la plage de tension d'entrée spécifiée pour garantir un fonctionnement optimal de l'onduleur.

$$\begin{aligned} V_{mp_{Total}} &= V_{mp_{module}} \times N_s && \text{III.4} \\ V_{mp_{Total}} &= 30,1 \times 24 = 722,4 \text{ V} \end{aligned}$$

Donc, la tension de fonctionnement totale (722,4 V) se situe dans la plage de tension MPPT de l'onduleur (641-850 V), ce qui est optimal pour l'efficacité de l'onduleur.

III.3.4.2 Vérification du Courant

- Courant total de court-circuit (I_{sc} total) : nous calculerons d'abord le courant I_{sc} total en multipliant le I_{sc} du panneau par le nombre de chaînes en parallèle N_p . Il est impératif que ce courant ne dépasse pas la capacité maximale d'entrée de l'onduleur.

$$ISC_{Total} = ISC_{module} \times N_p \quad \text{III.5}$$

$$ISC_{Total} = 8,87 \times 166 = 1472,42A$$

Alors que le courant total de court-circuit (1472,42 A) dépasse légèrement le courant d'entrée maximal de l'onduleur (1400 A). Toutefois, ce type d'onduleur est conçu avec des marges de sécurité pour gérer des courants transitoires ou des pics temporaires. Avec un courant de court-circuit maximal de 2500 A ([Annexe 02](#)), donc ce dépassement est jugé acceptable, surtout parce qu'il se produit uniquement pendant de courtes périodes.

- Courant de fonctionnement total (Imp total) : nous déterminerons le courant Imp total en multipliant le Imp du panneau par le nombre de chaînes en parallèle N_p . Cette valeur doit être inférieure à la capacité de l'onduleur pour garantir un fonctionnement sûr et efficace.

$$Imp_{Total} = Imp_{module} \times N_p \quad \text{III.6}$$

$$Imp_{Total} = 7,75 \times 166 = 1286,5A$$

Donc, le courant de fonctionnement total (1286,5 A) est proche de la limite maximale d'entrée de l'onduleur (1400 A), mais il est acceptable.

III.3.4.3 Vérification de la Puissance Totale

Puissance crête totale (P_{max} total) : Pour cela, nous calculerons d'abord la puissance crête totale en multipliant la puissance crête du panneau par le nombre total de panneaux, c'est-à-dire le nombre de panneaux en série (N_s) multiplié par le nombre de chaînes en parallèle (N_p). Il est important que cette puissance totale soit proche de la puissance nominale de l'onduleur, mais sans la dépasser significativement, pour éviter toute surcharge ou perte d'efficacité.

$$P_{max_{Total}} = P_{max_{module}} \times N_s \times N_p \quad \text{III.7}$$

$$P_{max_{Total}} = 250 \times 24 \times 166 = 996 \text{ KW}$$

Alors que la puissance crête totale (996 kW) dépasse la puissance nominale de l'onduleur (898 kW) mais en général, ce dépassement se produit pendant des périodes limitées. Ce phénomène peut être expliqué par le fait que le dimensionnement initial a été effectué en utilisant les conditions STC, mais en pratique, ces niveaux de production élevés sont observés uniquement à court terme. Cependant, cela reste gérable grâce à la capacité de l'onduleur à tolérer et à gérer des surcharges temporaires.

En conclusion, on peut dire que malgré une légère sous-dimensionnement de l'onduleur, notre évaluation du dimensionnement atteste de la cohérence et de la pertinence des choix techniques adoptés lors de la conception de cette installation photovoltaïque.

Maintenant que nous avons examiné en détail les caractéristiques électriques de notre installation PV et confirmé leur adéquation avec les spécifications de l'onduleur, passons à l'étape suivante : évaluer le dimensionnement de toute la centrale. Pour ce faire, nous présenterons un tableau récapitulatif comprenant le dimensionnement global de toute l'installation réparti en SKIDs et sous-champs (Tableau III. 4).

Tableau III. 4 :Tableau récapitulatif de dimensionnement de la centrale PV.

SKID	Onduleurs	Nbr total de modules	Ns	Np	I _{max} (A)	U _{max} (V)	P _c (MWc)
01	1	3984	24	166	1472,42	892,8	0,99600
	2	3984	24	166	1472,42	892,8	0,99600
02	3	3984	24	166	1472,42	892,8	0,99600
	4	3984	24	166	1472,42	892,8	0,99600
03	5	3984	24	166	1472,42	892,8	0,99600
	6	3984	24	166	1472,42	892,8	0,99600
04	7	3984	24	166	1472,42	892,8	0,99600
	8	3984	24	166	1472,42	892,8	0,99600
05	9	3984	24	166	1472,42	892,8	0,99600
	10	3984	24	166	1472,42	892,8	0,99600
06	11	3984	24	166	1472,42	892,8	0,99600
	12	3984	24	166	1472,42	892,8	0,99600
07	13	3984	24	166	1472,42	892,8	0,99600
	14	3984	24	166	1472,42	892,8	0,99600
08	15	3984	24	166	1472,42	892,8	0,99600
	16	3984	24	166	1472,42	892,8	0,99600
09	17	3984	24	166	1472,42	892,8	0,99600
	18	3984	24	166	1472,42	892,8	0,99600
10	19	3984	24	166	1472,42	892,8	0,99600
	20	3984	24	166	1472,42	892,8	0,99600
		79680		3320			19,92000

III.4 Méthodologie d'évaluation des performances

Les performances de la centrale de Naâma connecté au réseau de 20 MWc sont évaluées à l'aide des paramètres de performance développés par l'Agence internationale de l'énergie (IEA), en particulier la norme IEC 61724 [77] .Cette évaluation plonge dans les détails complexes issus des données enregistrées de production. Ces paramètres de performance comprennent le rendement de référence (Y_R), le rendement final (Y_F), le ratio de performance (PR), le facteur de capacité (CF), les pertes et l'efficacité du système. Les paramètres subséquents sont exprimés comme suit :

III.4.1 Les paramètres de performance

Les paramètres de performance d'un système photovoltaïque sont essentiels pour évaluer son efficacité et sa fiabilité. La Figure III. 8 présente de manière détaillée tous ces paramètres, offrant ainsi un aperçu complet du processus de conversion de l'énergie photovoltaïque et de ses performances.

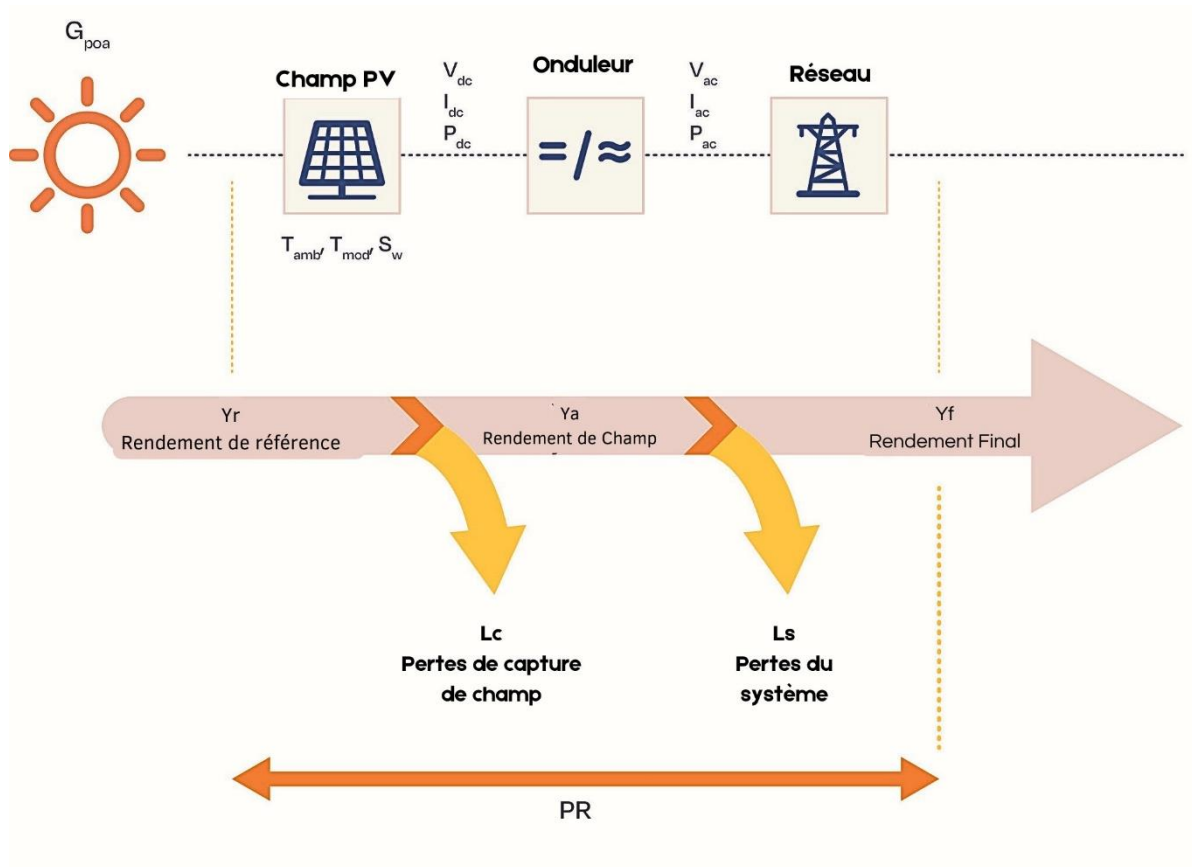


Figure III. 8: Flux d'énergie dans un système photovoltaïque connecté au réseau [78].

Ces paramètres comprennent :

III.4.1.1 Rendement de référence

Le rendement de référence (Y_r) représente le rapport entre la quantité totale de rayonnement solaire (H_t en kWh/m²) atteignant la surface des panneaux solaires PV, et la quantité de rayonnement de référence G_0 (1000 W/m²) selon les conditions STC : irradiation de 1000 W/m², température ambiante de 25°C et spectre de référence AM 1.5-G [79].

$$Y_R = \frac{H_t \text{ (kW h/m}^2\text{)}}{G_0 \text{ (kW/m}^2\text{)}} \quad \text{III.8}$$

III.4.1.2 Rendement du champ photovoltaïque

Le rendement du champ PV (Y_a) est calculé comme étant le rapport entre l'énergie totale générée EDC (exprimée en kWh) à la sortie du champ PV sur une période donnée (jour, mois ou année) et la puissance nominale (exprimée en kWc), tel que défini par l'équation [79] :

$$Y_a = \frac{E_{DC}(\text{kWh})}{P_{rated}(\text{KW})} \quad \text{III.9}$$

III.4.1.3 Rendement Finale

Le rendement final (Y_F) est défini comme le rapport entre la production totale d'énergie CA générée par le système (E_{Ac}) pour une période spécifique d'une année, d'un mois ou d'un jour et la puissance nominale à un STC de 1000 W/m² d'irradiance solaire et de température de cellule de 25 C pour le système PV installé, comme indiqué par [80] :

$$Y_F = \frac{E_{Ac}(\text{KWh})}{P_{rated}(\text{KW})} \quad \text{III.10}$$

III.4.1.4 Rapport de Performance

Le ratio de performance (PR) est l'une des métriques les plus importantes pour évaluer l'efficacité globale du système photovoltaïque, car il facilite la comparaison et l'étalonnage de différents systèmes PV. Il indique l'effet global des pertes du système (panneaux solaires, câbles, onduleurs, conditions météorologiques) sur la puissance de sortie d'un champ PV. Il est défini comme le rapport entre le rendement final (Y_F) et le rendement de référence (Y_R), comme exprimé par l'équation [81] :

$$PR = \frac{Y_F}{Y_R} \times 100 (\%) \quad \text{III.11}$$

III.4.1.5 Facteur de Capacité

Le facteur de capacité (CF) ne prend en compte aucun facteur environnemental et est exprimé comme l'énergie annuelle réelle produite divisée par la quantité d'énergie que le système photovoltaïque pourrait produire à sa puissance nominale maximale en fonctionnement continu 24 heures par jour [80]. Le facteur d'utilisation de la capacité est déterminé par :

$$CF = \frac{E_{Ac}(\text{KWh})}{P_{rated}(\text{KW}) * 8760(\text{h})} \times 100 (\%) \quad \text{III.12}$$

III.4.1.6 Les pertes de la centrale

Les pertes du système (L_s) représentent les pertes qui se produisent dans le système au niveau de l'onduleur lors de la conversion de l'énergie DC/AC et du transformateur, tandis que les pertes de collection de capture du champ photovoltaïque (L_c) sont les pertes du champ PV dues à l'écart entre le rayonnement réel et le rayonnement de référence, et sont calculées par la différence entre le rendement réel du champ (Y_A) et le rendement final (Y_F) [82], comme indiqué par les expressions :

$$L_C = Y_R - Y_A \quad \text{III.13}$$

$$L_S = Y_A - Y_F \quad \text{III.14}$$

III.4.1.7 Efficacité du système

Enfin, l'efficacité du système est la proportion de l'énergie produite par le système photovoltaïque par rapport à l'énergie collectée, et est calculée comme le rapport de l'énergie totale générée par le système PV (E_{AC}) au produit de l'irradiation sur le plan des panneaux solaires (H_t) et de la surface totale du champ photovoltaïque (A) [83].

$$\eta = \frac{E_{AC}(KWh)}{H_t(KWh/m^2) * A(m^2)} \times 100 (\%) \quad \text{III.15}$$

III.5 Résultats de l'analyse des paramètres de performance

Cette section présente une analyse approfondie des résultats de performance obtenus à partir de la centrale photovoltaïque de 20 MWc de Naâma, couvrant cinq années de données opérationnelles (2017-2022).

III.5.1 l'énergie Produite de la centrale en fonction du Rayonnement Solaire

La Figure III. 9 présente le l'Energie produite obtenus de la centrale photovoltaïque de Naâma en fonction du rayonnement solaire incident ainsi que La Figure III. 10 illustre la corrélation associée à ces derniers paramètres. L'analyse de cette relation repose sur l'utilisation du coefficient de corrélation linéaire (R), qui indique la force et la direction de l'association entre le rayonnement solaire et la production d'énergie. Un coefficient de corrélation élevé (proche de 1) indique une forte corrélation positive, ce qui signifie que la production d'énergie augmente proportionnellement avec l'augmentation du rayonnement solaire. À l'inverse, un coefficient de corrélation proche de 0 indique une absence de corrélation linéaire entre les deux variables.

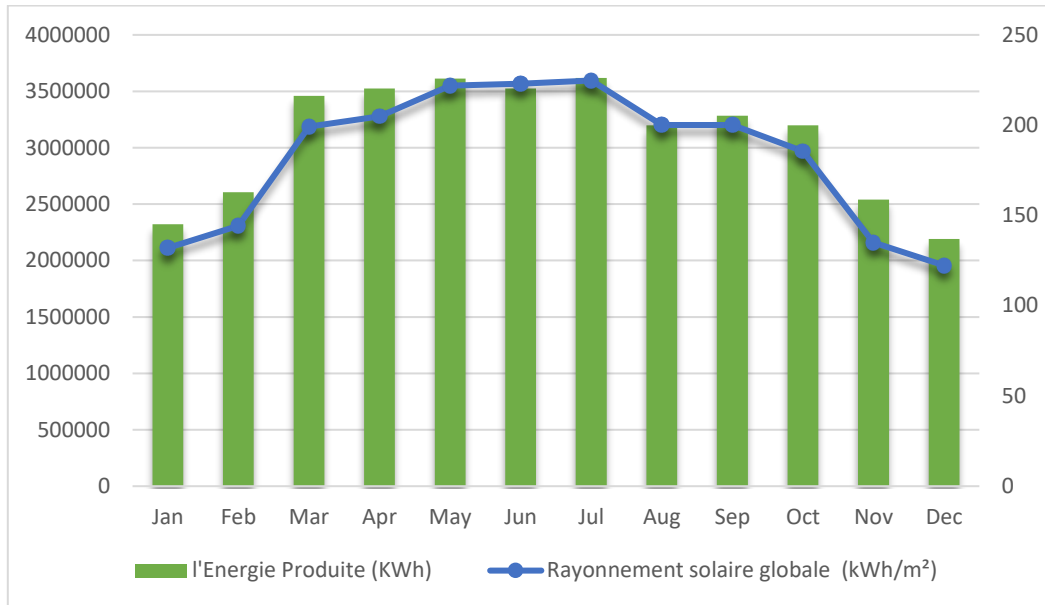


Figure III. 9: L'Énergie produite mensuelle et rayonnement solaire de la centrale.

En ce qui concerne les productions d'énergie, le mois de juillet a enregistré la valeur la plus élevée de 3618433,686 kWh, attribuée au pic de rayonnement solaire au cours de ce mois. En revanche, le mois de décembre a marqué la production d'énergie la plus faible à 2189781,022 kWh, ce qui correspond à la réduction du rayonnement solaire. Ces résultats soulignent l'impact substantiel des fluctuations saisonnières sur la production d'énergie photovoltaïque, avec une production maximale observée pendant l'été et une production minimale pendant l'hiver, comme l'illustre la Figure III. 9. De plus, la Figure III. 10 fournit une représentation visuelle qui confirme la forte corrélation ($R^2= 0,9903$) entre le rayonnement solaire et la production d'énergie de la centrale photovoltaïque tout au long de l'année.

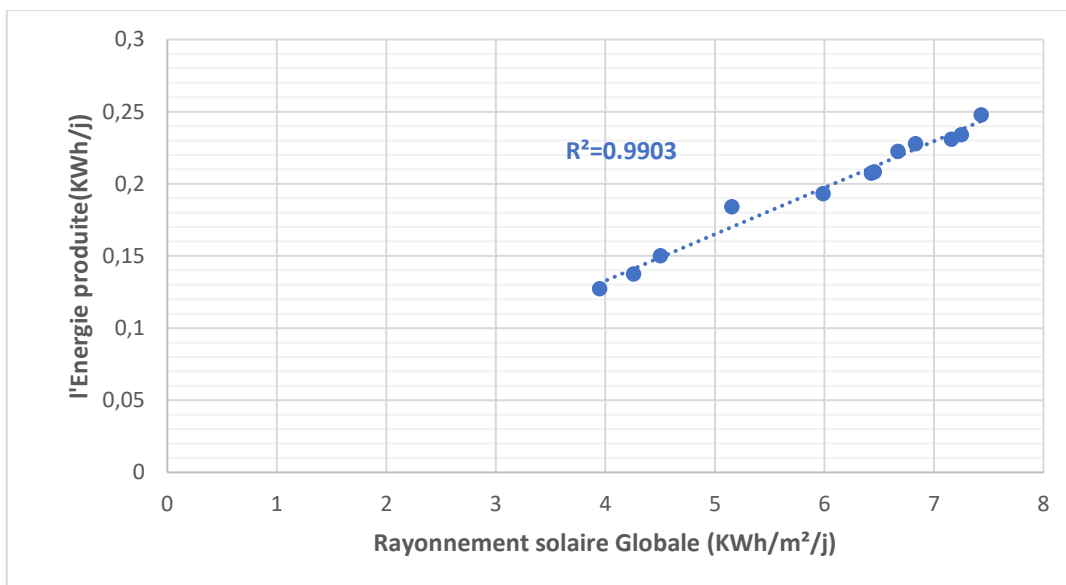


Figure III. 10: Corrélation entre le rayonnement solaire et l'énergie produite.

III.5.2 Rendement de référence et rendement final

Le rendement de référence et le rendement final sont essentiels pour évaluer de manière précise la performance et l'efficacité d'un système photovoltaïque. La Figure III. 11 présente le rendement de référence mesuré et le rendement final de la centrale photovoltaïque de Naâma sur une base quotidienne saisonnière pendant la période de surveillance. L'évaluation des deux rendements, effectuée à l'aide des équations (III.8, III.10), a révélé que les valeurs maximales de rendement de référence et de rendement final ont été enregistrées en été, tandis que les valeurs les plus basses ont été enregistrées en hiver au cours de toutes les années.

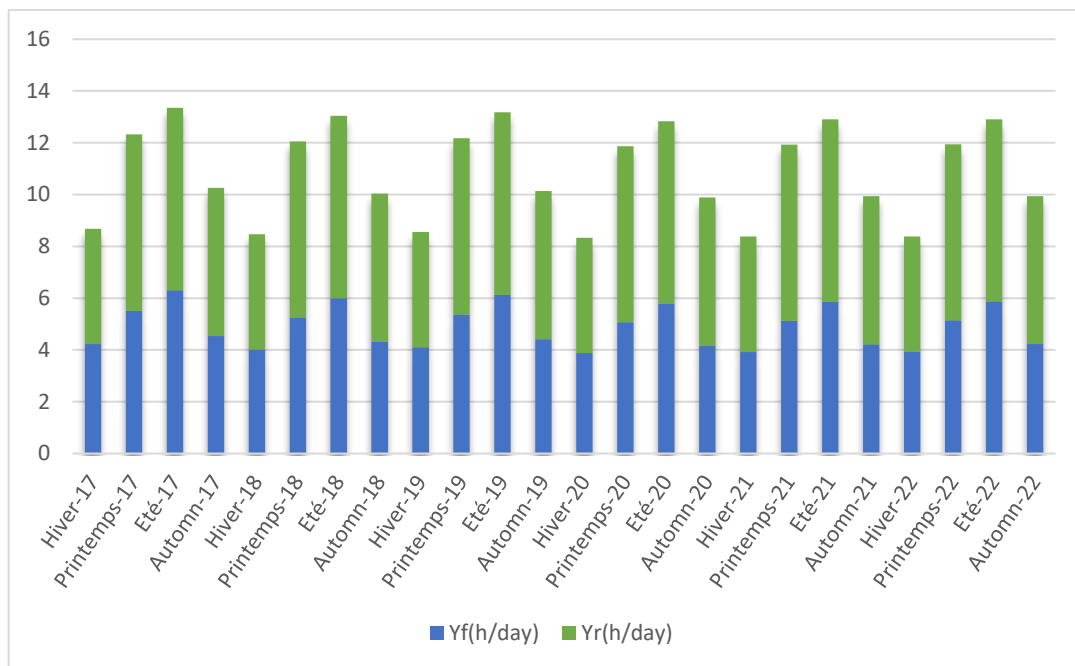


Figure III. 11: Rendement de référence et rendement final de la centrale photovoltaïque.

De plus, au cours de la période surveillée (2017-2022), le rendement de référence annuel est resté presque constant, ce qui peut être attribué à la stabilité climatique du site, favorisant une réception régulière de l'énergie solaire dans le site d'installation. En revanche, le rendement final a diminué, atteignant une moyenne de 4,81 h/jour en 2022. Cette baisse pourrait également refléter une légère dégradation des performances de la centrale photovoltaïques au fil du temps, Une analyse détaillée de la dégradation de ce système sera abordée dans la section suivante, afin d'examiner le taux de dégradation et de déterminer s'il reste dans des limites acceptables.

Lors de l'analyse des données moyennes annuelles (Tableau III. 5). Un Y_R de 5,78 h/jour est généralement considéré comme bon, indiquant que le site reçoit une quantité adéquate de rayonnement solaire pour permettre une production d'énergie efficace. Dans ce contexte, un Y_F de 4,81 h/jour est également satisfaisant, car il démontre que le système photovoltaïque convertit efficacement l'énergie solaire disponible en électricité utilisable.

III.5.3 Rapport de performance et facteur de capacité

L'examinations des données annuelles du Tableau III. 5 fournit des informations utiles sur les performances de la centrale photovoltaïque de Naâma au cours des cinq premières années de production, en mettant l'accent à la fois sur le rapport de performance et le facteur de capacité.

Tableau III. 5: Paramètres de performance pour la période surveillée.

L'année	Yr(h/j)	Yf(h/j)	PR(%)	CF(%)
2017	5.91	5.07	85.82	21.08
2018	5.29	4.81	90.96	20.05
2019	5.87	4.92	83.80	20.51
2020	5.87	4.65	79.12	19.36
2021	5.69	4.71	82.85	19.59
2022	6.09	4.72	77.56	19.68
Moyenne	5.81	4.81	83.35	20.05

Les résultats résumés dans le Tableau III. 5 sont calculés à l'aide des équations (III.11) et (III.12) et révèlent une diminution lente et progressive à la fois du Performance Ratio (PR) et du Facteur de Capacité (CF) sur les cinq années. Les valeurs de PR variant de 77,56 % à 90,96 % indiquent l'efficacité avec laquelle la centrale solaire convertit le rayonnement solaire en énergie. Notamment, le PR le plus bas se produit en 2022, corrélé à un rendement de référence plus élevé de 6,09 h/jour et un rendement final plus bas, tandis que le PR le plus élevé est enregistré la deuxième année de production, caractérisé par un écart inférieur entre Yr et Yf.

De même, d'après l'analyse présentée dans le Tableau III. 5, il est évident que le paramètre de performance a subi un changement dans son modèle de diminution à partir de 2020. Ce changement est attribué à une maintenance prolongée et un nettoyage au cours de cette année, ce qui a entraîné des défis opérationnels tout au long de l'année, comme indiqué par la valeur la plus basse de Yf (4,65 h/jour) malgré un Yr plus élevé de 5,87 h/jour. De manière intéressante, cette maintenance a contribué à optimiser l'efficacité du système au cours des années suivantes, comme en témoigne la valeur de PR la plus élevée de 82,85 % enregistrée en 2021. En revanche, le PR plus élevé enregistré en 2021 par rapport à 2022, malgré le rendement final (Yf) plus élevé en 2022, peut être attribué à l'impact de la dégradation de la centrale sur la performance globale.

De plus, les valeurs de CF, fluctuant entre 19,36 % et 20,08 % annuellement, fournissent des informations sur la quantité à laquelle la capacité installée est correctement utilisée au fil des ans. Comme indiqué dans le Tableau III. 5, le CF le plus élevé se trouve lors de la première année de production avec une valeur de 21,08 %, ce qui coïncide avec le Yf le plus élevé. En revanche, le CF le plus bas se produit en 2020, correspondant à l'année de maintenance

caractérisée par le Yf le plus bas, comme discuté précédemment. Cet alignement indique une corrélation directe entre le facteur d'utilisation de la capacité et la production d'énergie globale.

Lors de l'analyse des données moyennes annuelles, un facteur de capacité de 20,05 % est considéré comme satisfaisant, indiquant une utilisation efficace de la capacité installée. De plus, un ratio de performance de 83,35 % se situe bien dans la plage supérieure des benchmarks, ce qui montre que notre système photovoltaïque fonctionne de manière optimale, avec une conversion très efficace de l'énergie solaire en électricité. Ces résultats sont conformes aux benchmarks établis dans la littérature dans l'étude de S. Odeh [84], où le CF moyen se situe entre 10 % et 20 %, et le PR typique varie de 60 % à 90 %.

III.5.4 Pertes et Efficacité du système

La Figure III. 12 présente le rendement final moyen mensuel, les pertes de collecte et les pertes du système pour l'année 2017. Il est important de se concentrer sur les données d'une année spécifique comme 2017 car la moyenne des données sur plusieurs années peut dissimuler les variations mensuelles, entraînant des évaluations moins précises des pertes et de l'efficacité du système.

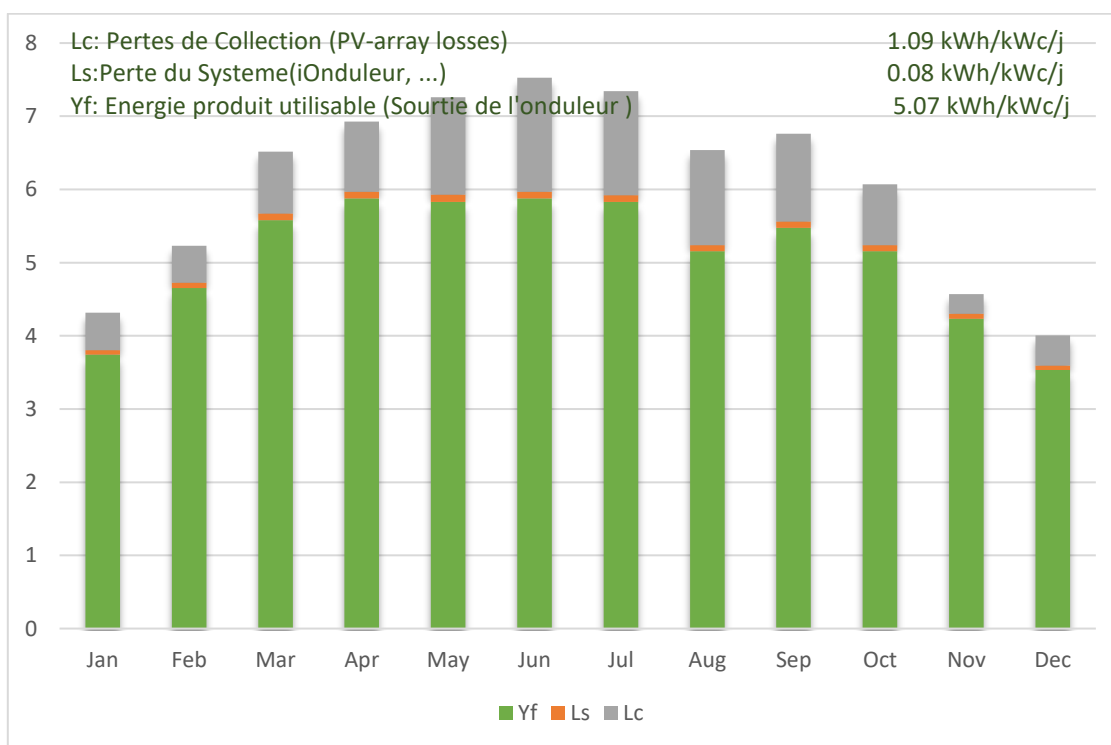


Figure III. 12 : Rendement final, perte du système et perte de collection du système

Pour l'installation étudiée, les pertes de collecte mensuelles moyennes ont varié de 0,26 en novembre à 1,55 h/j en juin, les pertes du système ont varié de 0,06 en janvier à 1,52 h/j en mai, avec les pertes les plus élevées se produisant pendant les mois d'été (mai, juin, juillet et

août) cela est due principalement aux températures élevées, d'encrassement, de collecte de poussière et d'un manque de maintenance périodique dans ces périodes [85] [86]. Mais en générale ces pertes sont considérées faibles, ce qui est un signe positif de l'efficacité du système indiquent que les composantes du système, y compris les câblages, les onduleurs, et les panneaux, ont fonctionné de manière optimale.

Les paramètres climatiques tels que la température, le rayonnement solaire, salissure, l'humidité et le vent ont un impact direct sur l'efficacité du système, en particulier la température. La Figure III. 13 montre l'efficacité du système en fonction de la température ambiante du site. L'efficacité moyenne du système varie de 13,71 à 14,08 % en hiver (décembre, janvier et février), ce qui correspond aux valeurs de température les plus basses. En revanche, pour l'été (juin, juillet et août), elle varie entre un minimum de 12,33 % et un maximum de 12,54 %, coïncidant avec les températures les plus élevées. Ces résultats indiquent clairement qu'une augmentation de la température des cellules est associée à une diminution de l'efficacité du système, comme le confirme le coefficient de corrélation de Pearson, qui donne une valeur de -0,768. Cette valeur signifie une forte relation linéaire négative entre les deux variables, indiquant qu'à mesure qu'une variable augmente, l'autre diminue proportionnellement.

En général, la température du site de Naâma a réduit l'efficacité du système photovoltaïque de seulement 1,67 %, ce qui est raisonnable et favorable comparé à Ain El Melh, un autre site des Hauts Plateaux de l'Algérie avec des conditions climatiques similaires, où l'efficacité diminue de 2,8 % [87]. De plus, ce résultat est nettement meilleur par rapport à Adrar, un site saharien où les températures estivales peuvent atteindre 43,4 °C, entraînant une réduction de l'efficacité de la centrale de 4,02 % [88].

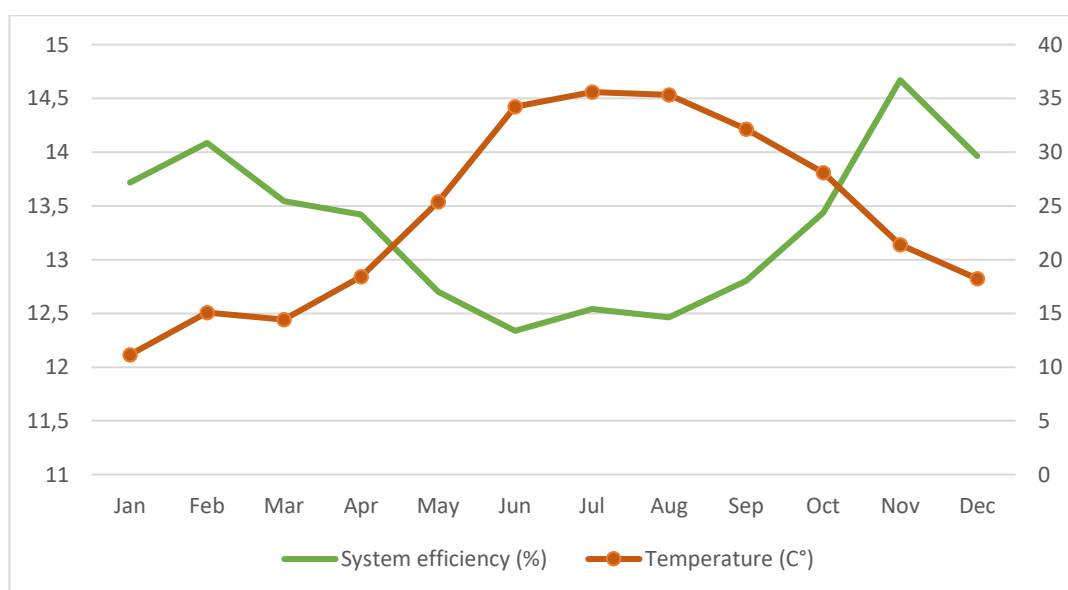


Figure III. 13: Efficacité du système en fonction de la température.

III.6 Méthodologie de l'analyse de dégradation

Pour évaluer l'efficacité et la fiabilité à long terme du système étudié, cette section présente une analyse de la dégradation sur une période opérationnelle prolongée. Cette analyse nous permet d'analyser la tendance des séries temporelles de performance en évaluant l'intercepte et la pente d'une telle tendance à l'aide de la régression linéaire à travers l'évaluation. Le taux de dégradation annuel (DR) du système PV étudié a été examiné en utilisant deux méthodes statistiques les plus courantes pour extraire la tendance du PR, à savoir la régression linéaire (LR) et la décomposition saisonnière classique (CSD) [89], définies par :

$$DR = 12 \times \frac{a}{b} \times 100 (\%) \quad \text{III.16}$$

Où 'a' représente la pente et 'b' est l'ordonnée à l'origine de la tendance linéaire de l'équation $Y = aX + b$ dérivée de l'ajustement des données de séries chronologiques du rapport de performance dans un modèle statistique. La méthode classique de décomposition saisonnière (CSD) extrait la tendance de la série chronologique PR en appliquant une technique de décomposition impliquant des moyennes mobiles centrées de 72 mois de données de performance [81], qui sont définies comme suit :

$$\hat{y} = T_t + S_t + e_t \quad t = 1, \dots, n \quad \text{III.17}$$

Avec \hat{y} est la valeur ajustée, T_t est la composante de la tendance, S_t est la composante saisonnière, e_t est la composante résiduelle et n est le nombre de données observées sur la période surveillée. La composante de tendance T_t s'exprime comme suit :

$$T_t = \frac{1}{2} \left(\frac{1}{k} \sum_{i=t-m}^{t+m-1} y_i + \frac{1}{k} \sum_{i=t-m+1}^{t+m} y_i \right) \quad t > m \quad \text{III.18}$$

Où m est défini comme la demi-largeur d'une moyenne mobile ($m = k/2$) et k est l'ordre de la moyenne mobile. Dans le calcul, $k = 12$, égal au nombre de mois d'une année. Afin de calculer le taux de dégradation de la statique de la CSD, l'équation (III.16) est appliquée à la composante de tendance T_t .

III.7 Résultats de l'analyse de dégradation

L'analyse de la dégradation des systèmes photovoltaïques est importante dans le développement de modèles de prévision de la durée de vie [76] . La Figure III. 14 illustre les résultats des deux équations linéaires calculées à l'aide de l'équation (III.17) et de l'équation (III.18). Par la suite, l'ordonnée à l'origine et la pente de l'équation $Y=ax+b$ pour chaque

modèle sont utilisées pour calculer le taux de dégradation en utilisant l'équation (III.16). Le Tableau III.6 résume les documents de recherche relatifs au taux de dégradation des systèmes photovoltaïques à différents endroits géographiques.

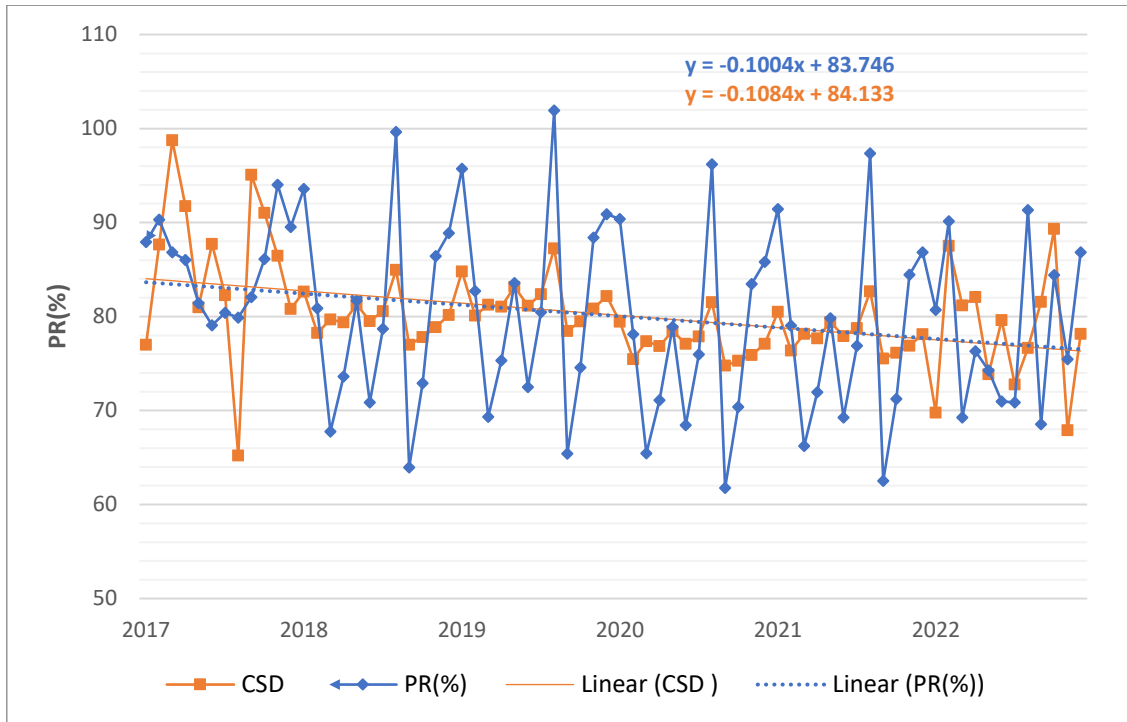


Figure III. 14: Régression linéaire et CSD pour le PR au cours de la période surveillée.

La régression linéaire appliquée à la série chronologique mensuelle PR donne un DR de -1,43 %/an. Dans le même temps, le modèle CSD se traduit par un taux de dégradation de -1,55 %/an. Notamment, on observe que la méthode CSD indique un taux plus élevé que la méthode LR. L'évaluation de RMSE est également effectuée à l'aide de l'équation (III.19), qui mesure le décalage moyen entre chaque observation et la valeur correspondante ajustée par le modèle de régression linéaire, ce qui se traduit par une valeur inférieure pour la méthode de CSD égale à 4,919 par rapport à RMSE de la méthode LR avec une valeur de 9,387, en préférant le taux de dégradation estimé à l'aide de cette méthode.

$$RMSE = \sqrt{\frac{1}{n} \sum_{i=1}^n (x - x_p)^2} \quad \text{III.19}$$

Où 'n' est le nombre de données, 'x_p' est la valeur prédite, 'x' est la valeur observée et 'i' est le nombre de variables d'entrée.

Tableau III. 6 :Taux de dégradation pour différentes conditions climatiques

Localisation	Classification de Köppen	Technologie PV	Période (Mois)	Analyses Statistiques	DR (%/an)	Reference
Naâma, Algeria	Désert et semi-aride	Poly-c-Si	78	LR	1.43	L'étude Présent
				CSD	1.55	
El Abiodh Sidi Cheikh, Algérie	Désert et semi-aride	Poly-c-Si	36	LR	0.76	[90]
Sud Italie	Méditerranéen	Mono-c-Si	43	LR	0.52	[81]
				CSD	1.48	
Mahbūbnagar, l'Inde	Tropical	Mono-c-Si	50	LR	0.27	[91]
				CSD	0.32	
Nicosie, Cyperus	Méditerranéen	Poly-c-Si	60	LR	0.36–0.71	[92]
		Mono-c-Si	60	LR	0.25–0.98	
		Poly-c-Si	60	CSD	0.77–1.37	
		Mono-c-Si	60	CSD	0.78–1.30	
Saida, Algérie	Désert et semi-aride	Poly -c-Si	24	LR	0.58	[94]
Golden, CO, USA	Continental	Mono-c-Si	60	CSD	0.71	[95]

L'analyse comparative présentée dans le Tableau III.6 met en évidence les taux de dégradation observés sur différentes périodes de surveillance et technologies PV, révélant des résultats intéressants. Lorsque l'on compare nos valeurs de taux de dégradation (DR) avec celles rapportées dans d'autres études, des variations notables émergent. Par exemple, Malvoni et al. [96] ont observé des valeurs de DR de 0,52 % et 1,48 % par an pour la technologie PV mono-c-Si à Lecce, en Italie, sur une période de surveillance de 43 mois. De même, à Mahabubnagar, en Inde, Malvoni et al [81] ont enregistré des valeurs de DR de 0,27 % (LR) et 0,32 % (CSD) par an sur une période d'investigation de 50 mois avec une technologie PV cohérente. En revanche, Makrides et al [92] ont documenté une gamme de valeurs de DR entre 0,36 % et 0,71 % sur une période d'exposition de 60 mois pour la technologie Poly-c-Si et entre 0,25 % et 0,98 % par an pour la technologie mono-c-Si, mettant en évidence des différences entre deux technologies PV distinctes.

En conclusion, les valeurs de DR dérivées de cette recherche sont en bon accord avec les taux de dégradation rapportés dans la littérature, bien qu'elles soient légèrement plus élevées que dans certaines études précédentes, ce qui peut être attribuée à la période de surveillance prolongée de 72 mois. Ces observations corroborant les résultats de Malvoni et al. [81], qui ont noté une corrélation notable entre la période de temps et le DR, indiquant qu'une augmentation de la période surveillée correspond à une augmentation de la dégradation. De plus, la technologie utilisée dans l'étude joue également un rôle, car les technologies mono-c-Si et Poly-c-Si ont produit les taux de dégradation les plus élevés.

III.8 Les performances des autres installations PV dans le monde

Pour comparer précisément les performances de la centrale photovoltaïque de Naâma avec d'autres systèmes PV mentionnés dans la littérature, l'accent est spécifiquement mis sur les systèmes utilisant la même technologie photovoltaïque, à savoir le silicium polycristallin (P-Si). Le Tableau III. 7 offre un aperçu complet, englobant le rendement final (Y_f), le ratio de performance (PR) et le facteur de capacité (CF).

Tableau III. 7: Paramètres de performance pour différents systèmes PV P-Si dans le monde.

Localisation	Classification de Köppen	Capacité Installée (KW)	Y_f (h/day)	PR (%)	C_F (%)	Référence	
Naâma (2017)	Algérie	Aride (BSk)	20000	5.07	85.82	21.08	L'étude actuelle
Naâma (Moy 2017-2022)				4.81	83.35	20.05	
Adrar	Algérie	Aride (BWh)	20000	4.98	71.71	20.76	[88]
				4.98	71.67	20.72	[97]
Ain El-Melh	Algérie	Aride (BWh)	20000	5.08	71.59	21.16	[87]
El Abiodh Sidi Cheikh	Algérie	Aride (BWh)	23920	4.95	82.02	20.64	[90]
Ouagadougou	Burkina Faso	Aride (BSh)	33000	4.89	80.73	19.89	[83]
Meknès	Maroc	Aride (BSk)	2.04	4.98	81.7	20.52	[98]
Shagaya	Kuwait	Aride (BWh)	5600	4.92	80.2	20.58	[99]
Irbid	Jordon	Aride (BSh)	5000	4.43	80	18	[100]
Albacete	Spain	Aride (BSk)	4600	3.39	78.84	14.11	[101]
Punta Arénas	Chile	Aride (BSk)	8.2	3.6	89	15.1	[102]
Rama Gundam	Inde	Aride (Bsh)	10000	4.15	78	17.29	[103]

Les résultats comparatifs révèlent que le système PV étudié se classe parmi les systèmes les plus performants par rapport à d'autres situés dans la même zone climatique identifiée comme "aride (BSk)" selon la classification climatique de Köppen [76]. Notamment, seul le système chilien surpasse celui de Naâma (PR = 89 %), malgré un rendement final et un facteur de capacité inférieurs à ceux du système installé à Naâma. Ce ratio de performance supérieur peut être attribué à la réduction de la température opérationnelle induite par l'influence des vents locaux du nord-ouest [102]. De plus, la centrale PV chilienne est une installation à petite échelle plus facile à entretenir, ce qui entraîne des pertes réduites par rapport à celles de la centrale PV de Naâma. De plus, les résultats de comparaison montrent que le système PV étudié surpasse régulièrement les systèmes situés dans différentes zones climatiques et se rapproche de ceux rapportés à El Abiodh Sidi Cheikh (Algérie) [90]. Cette différenciation observée dans les résultats de performance peut être liée à plusieurs facteurs, tels que la spécification des modules

photovoltaïques, l'efficacité des onduleurs et surtout les conditions climatiques particulières sur les sites d'installation [104].

III.9 Conclusion

L'Algérie offre de nombreuses opportunités d'investissement dans le secteur de l'énergie photovoltaïque, notamment à travers le lancement de programmes ambitieux de réalisation de centrales photovoltaïques pour la production d'énergie électrique, parmi lesquelles figure l'installation de Naâma. Dans ce chapitre, nous avons évalué la centrale photovoltaïque de Naâma qui est située dans une région aride au sud-ouest des hauts plateaux de Algérie selon plusieurs aspects.

Tout d'abord nous avons analysé cette centrale selon les critères l'implantation d'un site photovoltaïque. Parmi lesquels, les aspects environnementaux, tels que l'irradiation solaire, la température, la topographie du terrain ainsi que l'accès au réseau électrique. Grâce à cette évaluation approfondie des critères de sélection, le site de Naâma s'est révélé être un emplacement idéal pour développer un projet photovoltaïque performant, offrant une combinaison optimale de ressources solaires abondantes, d'une topographie favorable, et d'une connectivité électrique adéquate.

Par la suite, nous avons réalisé une description générale de la centrale photovoltaïque afin de comprendre son fonctionnement, suivi d'une vérification de son dimensionnement. Il ressort de cette analyse que la centrale fonctionne correctement et que son dimensionnement a été bien réalisé.

Ensuite une analyse des performances de ce système a été surveillée sur une base de données en temps réel collectées sur une période prolongée de 2017 à 2022. L'évaluation des performances a été réalisée selon la norme IEC 61724, et les résultats suivants ont été obtenus : Sur la période surveillée, le rendement de référence annuel (Y_R) est resté presque constant, avec une moyenne de 5,78 h/jour, ce qui reflète la stabilité climatique du site et la réception régulière de l'énergie solaire. Toutefois, le rendement final (Y_F) a montré une légère baisse au fil des années, atteignant une moyenne de 4,81 h/jour en 2022 attribuée à une légère dégradation des performances de la centrale photovoltaïques au fil du temps. De plus, les résultats moyens annuels montrent que la centrale a su maintenir un bon niveau de production d'énergie, avec un facteur de capacité de 20,05 % et un ratio de performance de 83,35 %, situés dans la plage supérieure des benchmarks internationaux. Ces indicateurs démontrent une utilisation efficace de la capacité installée et une conversion optimale de l'énergie solaire en électricité. Les pertes de collecte et de système, avec des moyennes respectives de 1,09 % et 0,08 %, sont considérées

comme faibles, ce qui confirme l'efficacité des composants du système. Ces résultats indiquent clairement que le système a fonctionné correctement et a révélé des performances globalement satisfaisantes par rapport à d'autres centrales PV dans le monde.

Une analyse de la dégradation du système PV étudié a également été réalisée à l'aide de méthodes de régression linéaire et de décomposition saisonnière classique (CSD), donnant un taux de dégradation d'environ -1,43 % et -1,55 % par an. Ces valeurs sont en bon accord avec les taux de dégradation rapportés dans la littérature, confirmant la robustesse du système malgré le passage du temps. On peut donc conclure qu'après cinq ans d'exploitation, la centrale maintient une efficacité de production satisfaisante, ce qui renforce son potentiel d'intégration dans un système hybride ce qui ouvre la voie à l'intégration de cette dernière avec le parc éolien précédemment conçu dans le chapitre précédent, situé dans la région de Mécheria. Cependant tous les critères de conception du système hybride sont préparés, le dernier chapitre sera consacré à l'étude de faisabilité du système hybride.

Chapitre IV :

Optimisation du dimensionnement et de la gestion du système multi-source

IV.1 Introduction

L'Algérie, connue pour ses ressources substantielles en hydrocarbures, possède également un potentiel significatif en énergies renouvelables, notamment en énergie solaire et éolienne [105] [106]. Dans le cadre de notre recherche visant à accroître la pénétration des énergies renouvelables en Algérie et à promouvoir l'énergie éolienne, identifiée comme la deuxième source énergétique prioritaire dans le programme national, cette étude se focalisera sur l'hybridation de deux installations : la centrale photovoltaïque existante à Naâma, dont l'évaluation des performances et de la dégradation a montré que le dimensionnement reste robuste avec un taux de dégradation acceptable, et le parc éolien conçu à Mécheria, dont la faisabilité a été confirmée avec une productivité satisfaisante, telles que présentées dans les chapitres précédents. Ces résultats démontrent que la combinaison de ces deux systèmes constitue une approche prometteuse pour augmenter la part des énergies renouvelables et renforcer la sécurité énergétique en Algérie en fonction des ressources locales disponibles.

Ce chapitre se concentrera sur l'étude de la faisabilité de l'hybridation de deux installations décrites auparavant. Nous commencerons donc par une étude de la complémentarité des deux sources solaire et l'éolien de chaque installation afin de comprendre les synergies possibles et de choisir soigneusement l'architecture appropriée pour notre système hybride. Ensuite, nous décrirons en détail la configuration du système proposé, en examinant leurs différents composants tels que le système photovoltaïque, la ferme éolienne, le système de stockage, le réseau électrique, et le profil de charge.

Afin d'assurer la faisabilité et le fonctionnement du système multi source (éol-Mécheria + PV-Naâma + Réseau) dans le but de répondre à l'objectif principal de ce chapitre, nous allons entamer le processus d'optimisation de notre système hybride en utilisant le logiciel HOMER. Ce choix est motivé par la capacité de cet outil à fournir la configuration faisable optimale, sa rapidité et sa facilité de changer l'architecture du système, ainsi que sa bibliothèque très riche. Il est donc possible de faire bon nombre d'analyses avec de nombreuses configurations différentes en moins de quelques minutes de simulation. Nous détaillerons le processus de dimensionnement et d'optimisation de ce logiciel, ainsi que ces équations utilisées, avant de passer au processus de simulation. Cette simulation inclura la sélection du site d'implantation, les données météorologiques, la sélection des éléments du système et l'intégration des paramètres économiques. Après simulation le logiciel peut nous enseigner sur les indices économiques tels que le coût Net actualisé (NPC), le coût de l'énergie (COE) et le coût nivelé de l'électricité (LCOE) explicitent clairement la viabilité économique des systèmes hybrides

d'énergie renouvelable. Par ailleurs, à travers la simulation on peut avoir des informations importantes sur la demande énergétique, l'offre de l'énergie, l'insuffisance et le surplus.

Enfin, les résultats de cette étude nous guideront dans la sélection de la configuration optimale de notre système, répondant à nos objectifs de recherche, basés sur une analyse approfondie des résultats techniques et économiques.

IV.2 Étude de la complémentarité des ressources éoliennes et solaires

Les systèmes hybrides présentent un intérêt particulier car l'utilisation simultanée de plusieurs sources d'énergie permet de répondre de manière plus efficace à une demande continue en énergie, que ce soit de la part des utilisateurs ou du réseau électrique. La grande variabilité des sources renouvelables nécessite souvent un surdimensionnement des générateurs éoliens ou photovoltaïques, ainsi que l'intégration de solutions de stockage d'énergie ou de tampons énergétiques pour équilibrer les fluctuations temporelles et de puissance entre la production et la consommation. Ce surdimensionnement des générateurs et l'ajout de solutions de stockage ont plusieurs implications :

- Une partie de l'énergie produite peut être perdue en raison de limitations de capacité de globales du système.
- Le coût du système est augmenté, ce qui se traduit par un coût de production plus élevé par kilowattheure.

L'utilisation de systèmes hybrides permet de réduire la taille des composants du système, de minimiser les pertes d'énergie, d'améliorer la fiabilité et de rendre l'utilisation des sources d'énergie renouvelables plus économiquement viable [107]. Ces avantages sont d'autant plus significatifs lorsque les sources solaires et éoliennes sont complémentaires et s'alignent avec la courbe de consommation.

L'objectif principal de cette section est d'approfondir notre compréhension de la complémentarité entre les systèmes photovoltaïques et éoliens, en utilisant les estimations de potentiel et de production réalisées dans les chapitres précédents. Cette étude se focalisera particulièrement sur la complémentarité mensuelle entre ces sources, c'est-à-dire déterminé si les mois venteux correspondent aux périodes moins ensoleillées.

Après avoir estimé la puissance produite par chaque système, nous avons utilisé le coefficient de corrélation de Pearson, qui varie de -1 à 1 (Eq. (IV.1)), pour quantifier d'abord la complémentarité mensuelle. Cette analyse nous a permis d'analyser l'intensité de la relation entre le gisement éolien de la région de Mécheria et solaire de la région de Naâma.

Pour évaluer la complémentarité mensuelle entre l'énergie éolienne et l'énergie solaire, nous avons sélectionné deux paramètres pertinents [108]:

Le premier paramètre, qui mesure la simultanéité temporelle des deux sources d'énergie, est le coefficient de corrélation CC entre les énergies moyennes journalières éoliennes et solaires pour chaque mois. Ce coefficient est calculé selon l'équation :

$$CC = \frac{\sum_{i=1}^N (y_i - \bar{y}) (x_i - \bar{x})}{\{(\sum_{i=1}^N (y_i - \bar{y})^2)(\sum_{i=1}^N (x_i - \bar{x})^2)\}^{1/2}} \quad \text{IV.1}$$

Où y_i et x_i représentent les valeurs moyennes journalières des énergies solaire et éolienne pour le mois i , et \bar{y} et \bar{x} sont respectivement les valeurs moyennes annuelles de ces énergies.

Le deuxième paramètre, qui évalue la complémentarité énergétique entre l'irradiation solaire et l'énergie éolienne, est le rapport R de la moyenne annuelle des irradiations solaires journalières à l'énergie journalière du vent, défini par l'équation :

$$R = \frac{E_{Wind}}{E_{Solar}} \quad \text{IV.2}$$

Où E_{solar} et E_{wind} sont les valeurs moyennes annuelles des énergies solaire et éolienne pour un mètre carré.

Un coefficient de corrélation CC proche de 1 indique que les deux sources d'énergie varient dans le même sens, tandis qu'une corrélation négative la plus proche possible de -1 suggère une complémentarité maximale entre les énergies solaire et éolienne pour un site donné. Les résultats de la complémentarité obtenus sont présentés dans la Figure IV. 1 suivante, ainsi que le Tableau IV.1 donne l'interprétation adoptée des coefficients de corrélation.

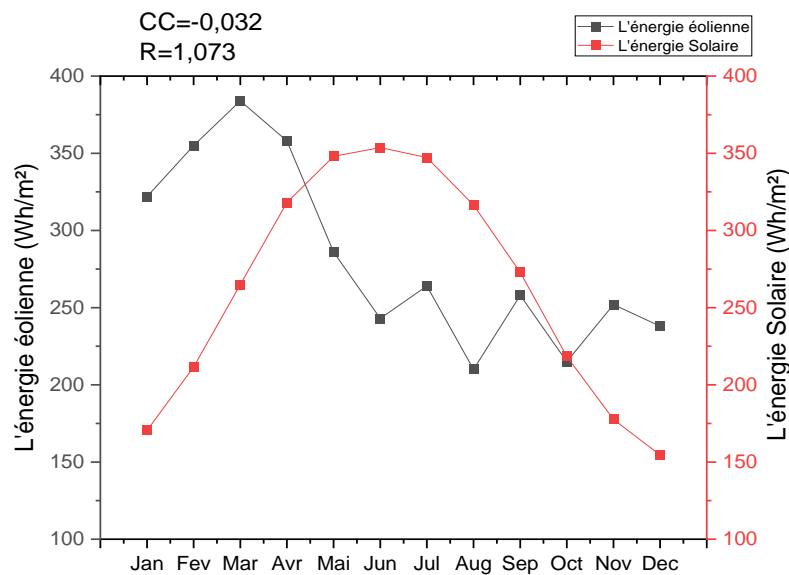


Figure IV. 1 : Complémentarité Mensuelle des énergies solaire et éolienne des sites d'étude.

D'après les résultats de la Figure IV. 1 et le Tableau IV.1, on peut observer que l'interprétation des valeurs de coefficients de corrélation de $CC=-0.035$ est proche de zéro, ce qui indique une faible similarité ou corrélation entre les énergies éolienne et solaire au niveau mensuel. Selon la table d'interprétation, un coefficient CC compris entre -0.3 et 0.0 correspond à une faible complémentarité. En outre, le rapport $R=1.073$ indique que l'énergie éolienne moyenne annuelle est 1.073 fois supérieure à l'irradiation solaire moyenne annuelle par mètre carré, suggérant ainsi une prédominance significative de l'énergie éolienne dans cette région en termes de potentiel.

Tableau IV. 1: Interprétation des valeurs de coefficients de corrélation [109].

Coefficient de corrélation (CC)	Niveau de complémentarité
$0.9 \leq CC \leq 1.0$	Très forte similarité
$0.6 \leq CC \leq 0.9$	Forte similarité
$0.3 \leq CC \leq 0.6$	Similarité modérée
$0.0 \leq CC \leq 0.3$	Faible similarité
$-0.3 \leq CC \leq 0.0$	Faible complémentarité
$-0.6 \leq CC \leq -0.3$	Complémentarité modérée
$-0.9 \leq CC \leq -0.6$	Forte complémentarité
$-1.0 \leq CC \leq -0.9$	Très forte complémentarité

La complémentarité entre l'énergie éolienne et solaire, même si elle est faible, peut tout de même être bénéfique pour l'exploitation d'un système hybride éolien-solaire. Cette complémentarité justifie la nécessité d'analyser leur productibilité respective afin de mieux comprendre comment ces deux sources peuvent se compléter et il est essentiel d'évaluer leur potentiel de production hybride sur différentes périodes de l'année.

Pour optimiser l'utilisation des énergies éolienne et solaire malgré leur faible complémentarité, il pourrait être nécessaire d'envisager d'autres stratégies. Par exemple, cela pourrait impliquer l'intégration d'autres technologies de stockage d'énergie, telles que des batteries, pour compenser les fluctuations de production et de demande. De plus, des études approfondies sur les modèles de consommation énergétique dans la région pourraient fournir des informations supplémentaires sur la meilleure utilisation de ces sources d'énergie renouvelables.

IV.3 Choix de l'architecture du système

Dans la continuité de notre analyse sur la complémentarité limitée entre les sources éoliennes et solaires, il est apparu nécessaire d'intégrer des solutions de stockage pour garantir

une production d'énergie stable et fiable. Cette nécessité nous a conduit à un choix méticuleux de l'architecture de notre système hybride. En tenant compte des avantages et des inconvénients de chaque configuration présentée dans le premier chapitre de cette Thèse (Chapitre I), nous avons opté pour une architecture AC/DC par ce qu'elle offre plusieurs avantages significatifs par rapport aux autres configurations possibles. Premièrement, elle permet une plus grande flexibilité dans la gestion des flux d'énergie entre les différentes sources et le système de stockage. Deuxièmement, cette architecture facilite l'intégration des systèmes éoliens et solaires avec le réseau électrique existant, en permettant une conversion efficace et une meilleure qualité de l'alimentation. De plus, elle réduit les pertes d'énergie lors des conversions multiples que nécessitent certaines autres configurations.

De plus, le choix de cette architecture pour notre système hybride n'est pas seulement motivé par les avantages techniques et la nécessité de garantir une connexion optimale avec le réseau électrique, mais il est également le plus adéquat avec la constitution de notre système choisit tout en améliorant la stabilité du système global. La description détaillée de ce système hybride et de ses composants spécifiques sera abordée dans la section suivante.

IV.4 Description de la configuration du système proposé

La structure du système hybride que nous envisageons comprend la centrale photovoltaïque (PV) intégrée au réseau situé à Naâma, ainsi qu'une ferme éolienne conçue au niveau du site de Mécheria. Ces deux sources d'énergie renouvelable présentent des caractéristiques de production variables en fonction des conditions météorologiques, ce qui crée des fluctuations dans la production d'électricité. Pour atténuer ces fluctuations et assurer une alimentation stable au réseau, il est essentiel d'incorporer un système de stockage d'énergie dans notre configuration. L'association de ces deux technologies renouvelables avec le stockage est cruciale pour garantir la fiabilité et la stabilité du système hybride connecté au réseau. En intégrant le stockage, nous pouvons compenser ces fluctuations en stockant l'énergie excédentaire lors des périodes de forte production et en la consommant lorsque la demande dépasse la production en cas de faible besoin de charge ou en cas de mauvais service du réseau.

La configuration proposée est un système hybride éolien-PV connecté au réseau avec un système de stockage, dont l'architecture est illustrée dans la Figure IV. 2. Cette configuration se compose de deux bus : un bus AC auquel sont connectés l'éolienne, le réseau électrique ainsi que la charge électrique, et un bus DC comprenant le champ photovoltaïque (PV) et le système de stockage. Ces deux bus sont interconnectés par le biais d'un onduleur bidirectionnel.

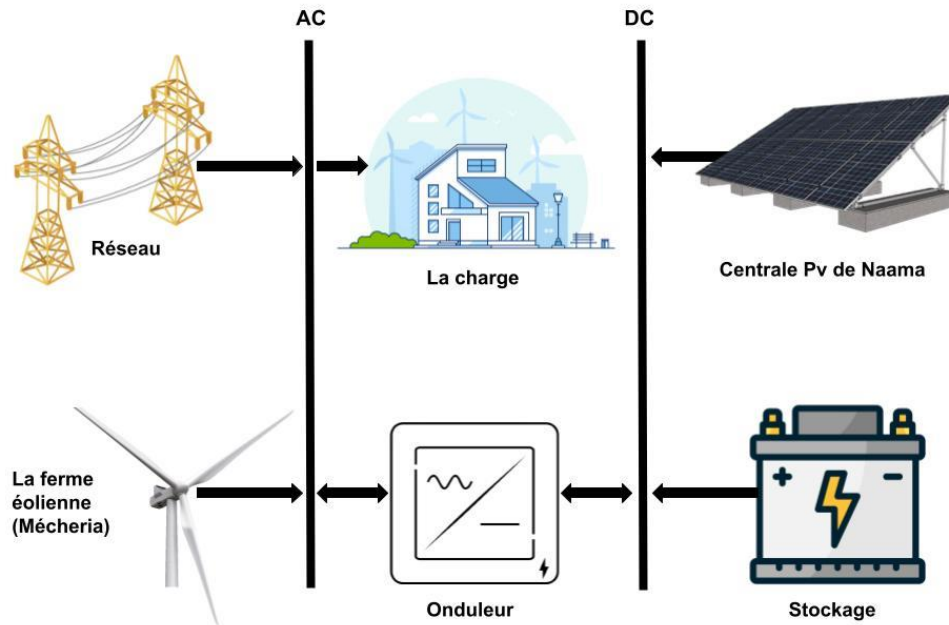


Figure IV. 2: Architecture du système hybride étudié.

Voici la description détaillée des composants du système hybride étudié, en mettant en lumière les données spécifiques de l'installation PV de Naâma, de la ferme éolienne à Mécheria, ainsi que les composants supplémentaires comme le réseau, la charge et le stockage :

IV.4.1 Le système photovoltaïque

Pour le système PV intégré au système hybride, nous avons choisi de conserver les mêmes composants que ceux utilisés dans la centrale PV de Naâma, qui présente une puissance crête de 20 MWc et qui affiche des performances satisfaisantes, comme démontré par l'évaluation de sa performance décrite dans le chapitre précédent (Chapitre III). Les panneaux solaires sont orientés vers le Sud avec une inclinaison de 15° par rapport au sol, ce qui optimise leur exposition au soleil. L'énergie produite en courant continu par le champ photovoltaïque est convertie en courant alternatif à l'aide d'un onduleur, ce qui signifie que l'installation PV de Naâma est connectée au bus AC du système hybride par le biais de l'onduleur. De plus, Nous considérerons également que la centrale photovoltaïque de Naâma est optimisée, ce qui signifie que la taille de l'onduleur a été ajustée pour correspondre au champ photovoltaïque en fonction de la technologie spécifique des modules PV utilisés, comme expliqué précédemment.

IV.4.2 La ferme éolienne

L'installation éolienne de notre système hybride est directement connectée au bus AC du système hybride, nous avons utilisé les données issues de la conception de la ferme éolienne située dans la région de Mécheria décrite dans le deuxième chapitre (Chapitre II), avec une puissance crête de 20MWc équivalente à celle de la centrale PV de Naâma, afin de répondre

aux besoins électriques de toute la wilaya de Naâma. Cette ferme éolienne utilise la technologie de l'éolienne PowerWind 2MW pour produire de l'énergie électrique à partir du vent.

IV.4.3 Le système de stockage

Le système de stockage est intégré au bus DC et joue un rôle crucial dans la gestion des fluctuations de la production et de la demande d'énergie. Il stocke l'excédent d'électricité générée par l'éolienne et le PV pour une utilisation ultérieure lorsque la production est faible ou la demande est élevée. La détermination des spécifications du système de stockage comprennent sa capacité de stockage, son efficacité de charge et de décharge, ainsi que sa technologie (par exemple, batteries au lithium-ion) est crucial pour garantir un fonctionnement efficace et fiable du système intégré.

Dans notre système, nous avons choisi les batteries au lithium-ion car elles sont souvent utilisées pour les applications de stockage à grande échelle en raison de leur densité énergétique élevée et de leur longue durée de vie. Récemment, leur prix final diminue et leur fonctionnalité s'améliore constamment grâce à l'optimisation des coûts de fabrication, à l'allongement de la durée de vie, à l'utilisation de nouveaux matériaux et à l'amélioration des paramètres de sécurité [110]. La plus grande installation de stockage Li-ion, située à la ferme éolienne de Laurel Mountain dans l'Ohio, démontre leur efficacité et leur pertinence pour les installations à grande échelle [111].

IV.4.4 Le réseau électrique

Le réseau électrique est connecté au bus AC du système hybride et il permet d'échanger de l'électricité entre le système hybride et le réseau national. Cette connexion assure la stabilité de l'approvisionnement électrique et permet de couvrir les besoins énergétiques en cas de fluctuations de la production renouvelable.

IV.4.5 Le profil de charge de la wilaya de Naâma

On considère ici que le système hybride doit répondre à une demande électrique correspondant à la consommation réelle de la wilaya de Naâma. Cette courbe de consommation est basée sur les relevés effectués au niveau du transformateur principal qui alimente l'ensemble des communes de la wilaya. La population totale de cette localité est de 289 045 habitants et elle dispose de trois postes de transformation : deux dans les communes de Ain Sefra, Mécheria, et Naâma, qui ont les consommations les plus élevées, et un dernier poste à Abdelmoula, où la consommation est la plus faible. La consommation électrique annuelle de la région est de 22,47 GWh, La variation journalières de la charge est présentée sur la Figure IV. 3, représentant une journée typique en été (15 juillet) et une autre en hiver (15 décembre).

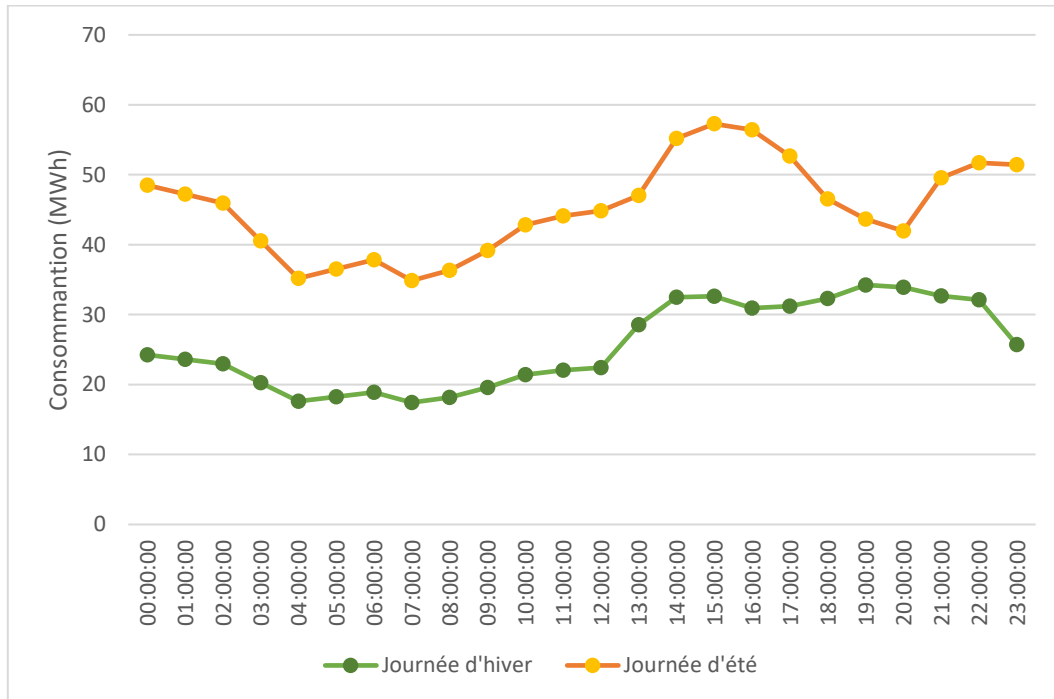


Figure IV.3 : La consommation énergétique journalière de la wilaya de Naâma.

La variation horaire de la consommation observée dans la Figure IV. 3 en été a commencé à augmenter progressivement à partir de 07h00 du matin, atteignant un pic à 15h00 avec 57,28 MWh, puis diminue légèrement jusqu'en fin de journée. Les heures de pointe de consommation en été se situent entre 13h00 et 18h00, où la demande électrique est la plus élevée en raison des besoins de climatisation et de refroidissement.

De plus, La consommation en hiver démarre également à la hausse vers 07h00 du matin, mais atteint son pic un peu plus tard dans la journée par rapport à l'été, à 14h00 avec 32,48 MWh, puis diminue légèrement jusqu'à la fin de la journée. En hiver, les heures de pointe se produisent généralement entre 18h00 et 20h00, lorsque la demande d'électricité est plus élevée en raison de l'utilisation domestique et de l'éclairage.

Les données montrent des variations significatives de la demande électrique tout au long de la journée, avec des pics d'utilisation correspondant aux besoins saisonniers. Ces fluctuations de consommation doivent être prises en compte lors de la conception et de l'optimisation du système hybride pour répondre efficacement aux besoins énergétiques, en intégrant une combinaison d'énergie solaire, éolienne et de stockage pour répondre à ces demandes variables et optimiser l'utilisation des ressources renouvelables.

IV.4.6 L'onduleur bidirectionnel

L'onduleur bidirectionnel joue un rôle crucial dans un système hybride éolien-PV-batterie relié au réseau en architecture AC/DC. En fonctionnement normal, il réalise la conversion du courant

continu (DC) produit par les panneaux photovoltaïques (PV) et stocké dans les batteries en courant alternatif (AC) pour alimenter les charges et injecter de l'énergie dans le réseau électrique. De plus, l'onduleur bidirectionnel peut également fonctionner en mode redresseur, où il convertit le courant alternatif (AC) provenant du réseau ou des éoliennes en courant continu (DC) pour charger les batteries lorsque les sources renouvelables produisent un surplus d'énergie [112].

IV.5 Optimisation du dimensionnement du système hybride par Homer

Après avoir évalué plusieurs outils couramment utilisés dans le premier chapitre de cette thèse (Chapitre I), nous avons choisi de réaliser l'optimisation du dimensionnement de notre système hybride avec le logiciel HOMER, car il s'est avéré être le plus adéquat pour notre travail et le plus couramment utilisé pour l'optimisation des systèmes hybrides selon la littérature récente [113]. Ce logiciel peut modéliser des systèmes hybrides fonctionnant en parallèle avec le réseau électrique ou en mode autonome. Il dispose également de modèles pour diverses sources d'énergie renouvelable dans sa base de données.

IV.5.1 Dimensionnement du système par Homer

Pour dimensionner les systèmes énergétiques dans HOMER, plusieurs équations clés sont utilisées. Ces équations permettent de déterminer les besoins en capacité de stockage et la production d'énergie des sources renouvelables. Cette sous-section contient les détails des différents calculs effectués dans HOMER Pro pour notre système.

HOMER utilise l'équation suivante pour calculer la production du champ photovoltaïque (PV):

$$P_{PV} = Y_{PV} f_{PV} \left(\frac{\overline{G}_T}{\overline{G}_{T,STC}} \right) [1 + \alpha_p (T_c - T_{c,STC})] \quad \text{IV.1}$$

Où :

- Y_{PV} : la capacité nominale du champ PV, c'est-à-dire sa production d'énergie dans des conditions de test standard [kW]
- f_{PV} : le facteur de dégradation du champ PV [%]
- G_T : le rayonnement solaire incident sur le champ PV [kW/m²]
- $G_{T,STC}$: le rayonnement incident dans des conditions de test standard [1 kW/m²]
- α_p : le coefficient de température de la puissance [%/°C]
- T_c : la température des cellules PV [°C]
- $T_{c,STC}$: la température des cellules PV dans des conditions de test standard [25°C]

HOMER calcule la production d'énergie de l'éolienne à chaque pas de temps en utilisant un processus en trois étapes. Tout d'abord, il détermine la vitesse du vent à la hauteur du moyeu de l'éolienne. Ensuite, il calcule la quantité d'énergie que l'éolienne produirait à cette vitesse du vent dans des conditions de température et de pression standard. Enfin, HOMER ajuste cette valeur de production d'énergie en fonction de la densité d'air réelle.

a. Calcul de la vitesse du vent au niveau du moyeu :

Dans chaque pas de temps, HOMER calcule la vitesse du vent au niveau du moyeu de l'éolienne en utilisant l'une des deux méthodes : la loi logarithmique ou la loi de puissance. Les équations utilisées sont les suivantes :

Loi logarithmique :

$$U_{hub} = U_{anem} \times \frac{\ln(Z_{hub}/Z_0)}{\ln(Z_{anem}/Z_0)} \quad \text{IV.2}$$

Loi de puissance :

$$U_{hub} = U_{anem} \times \left(\frac{Z_{hub}}{Z_{anem}} \right)^\alpha \quad \text{IV.3}$$

Avec :

- U_{hub} : la vitesse du vent au niveau du moyeu de l'éolienne [m/s]
- U_{anem} : la vitesse du vent à la hauteur de l'anémomètre [m/s]
- Z_{hub} : la hauteur du moyeu de l'éolienne [m]
- Z_{anem} : la hauteur de l'anémomètre [m]
- Z_0 : la longueur de rugosité de surface [m]
- α = l'exposant de la loi de puissance

b. Calcul de la production d'énergie de l'éolienne à la densité d'air standard :

Après avoir déterminé la vitesse du vent au niveau du moyeu, HOMER se réfère à la courbe de puissance de l'éolienne pour calculer la production d'énergie attendue de l'éolienne à cette vitesse du vent dans des conditions de température et de pression standard.

c. Correction de la densité :

Les courbes de puissance spécifient généralement les performances de l'éolienne dans des conditions de température et de pression standard (STP). Pour s'ajuster aux conditions réelles, HOMER multiplie la valeur de puissance prédite par la courbe de puissance par le rapport de densité de l'air. L'équation utilisée est la suivante :

$$P_{WTG} = P_{WTG,STP} \times \left(\frac{\rho}{\rho_0} \right) \quad \text{IV.4}$$

Où :

- P_{WTG} : la production d'énergie de l'éolienne [kW]
- $P_{WTG,STP}$: la production d'énergie de l'éolienne dans des conditions de température et de pression standard [kW]
- ρ : la densité de l'air réelle [kg/m^3]
- ρ_0 : la densité de l'air dans des conditions de température et de pression standard ($1.225 \text{ kg}/\text{m}^3$)

L'énergie de la batterie peut être modélisée à l'aide de l'équation [114] :

$$E_B(t) = V_B \times C_B \times (SOC(t - 1) - SOC(t)) \quad \text{IV.5}$$

Où :

- V_B : la tension nominale de la batterie
- C_B : la capacité nominale de la batterie
- $SOC(t)$: l'état de charge de la batterie à l'instant t

L'état de charge (SOC) de la batterie au lithium-ion (LI) utilisées dans ce travail est estimé par l'équation (IV.6) selon une approche de comptage en ampères-heures :

$$SOC(t) = SOC(0) - \frac{T}{C} \int_0^t (\eta * I(t) - \delta) dt \quad \text{IV.6}$$

Où :

- $SOC(0)$ est le SOC initial de la batterie,
- $I(t)$ est le courant,
- T est la période d'échantillonnage,
- C est la capacité nominale de la batterie,
- η est l'efficacité coulombien, et δ est l'autodécharge.

IV.5.2 Optimisation du système sur Homer

Homer intègre des algorithmes d'optimisation qui permettent de sélectionner le meilleur système hybride. Il réalise des centaines, voire des milliers de simulations horaires à plusieurs reprises pour garantir le meilleur ajustement entre l'offre et la demande, afin de concevoir le système optimal pour répondre aux charges désirées. Il se base sur le coût net actualisé (NPC) du projet, qui comprend le coût total d'installation et le coût de fonctionnement du système sur toute sa durée de vie. Le NPC représente le coût estimé sur la durée de vie du système, en évaluant tous les coûts associés au projet, y compris les coûts initiaux d'installation (IC), les remplacements de composants, l'entretien et le carburant. L'évaluation du NPC par HOMER

prend également en compte les coûts de récupération, c'est-à-dire la valeur résiduelle des composants du système à la fin de la durée de vie du projet. L'économie annuelle est estimée en soustrayant les coûts annualisés pour chaque méthode d'approvisionnement, ce qui permet de déterminer les économies ou les pertes globales annuelles.

HOMER utilise le coût du cycle de vie pour évaluer et classer les différentes combinaisons de systèmes. Doté d'une interface puissante, il permet un classement précis avec une analyse détaillée du système. Le logiciel effectue automatiquement des analyses de sensibilité pour rendre compte de l'impact de divers paramètres de conception, tels que la disponibilité des ressources ou les coûts des composants. Pour l'analyse des coûts des systèmes hybrides, il utilise plusieurs modèles, dont le coût actuel net (NPC) qui représente le coût total de cycle de vie du système. Ce calcul englobe tous les coûts liés au projet, y compris les coûts initiaux d'installation, de remplacement, de fonctionnement, d'entretien et de carburant. HOMER calcule le NPC selon l'équation suivante [115] [116] :

$$NPC = \frac{TAC}{F(i, N)} \quad \text{IV.7}$$

Où TAC est le coût global annualisé du système et F est le facteur capital de recouvrement, calculé selon la formule :

$$F(i, N) = \frac{i(1+i)^N}{i(1+i)^N - 1} \quad \text{IV.8}$$

Où ; N est le nombre d'années et i est le taux d'intérêt annuel qui peut être calculé en à partir de l'équation (IV.9) avec i' est le taux d'intérêt nominal et f est le taux d'inflation annuel :

$$i = \frac{i' - f}{i' + f} \quad \text{IV.9}$$

Le coût annuel global du système, noté COE, est également calculé en appliquant l'équation [23]:

$$COE = \frac{TAC}{\sum_{t=1}^{8760} p_{ch}} \quad \text{IV.10}$$

Avec , P_{ch} [kWh] désigne le profil de charge annuel. TAC représente le coût total annualisé, dont la méthode de calcul est expliquée dans le premier chapitre (Chapitre I).

IV.6 Processus de simulation du système dans Homer

Après avoir identifié les équipements nécessaires et leur dimensionnement, ainsi qu'évalué la demande énergétique (consommation d'énergie), nous avons utilisé la version HOMER pro 3.14.2 pour simuler et optimiser notre système. Nous avons entamé cette

simulation avec la configuration de notre hybride proposée précédemment. Cette approche nous a permis de modéliser cette configuration en tenant compte des paramètres tels que les ressources disponibles, les coûts d'installation et de fonctionnement, et les contraintes spécifiques du site. Les résultats obtenus nous ont aidés à déterminer la configuration optimale qui répond à nos objectifs d'optimisation. Les étapes du processus sont les suivantes :

IV.6.1 Site d'implantation et données météorologique

La première étape de la simulation dans HOMER consiste à sélectionner le site d'implantation du projet. Cela permet au logiciel d'extraire automatiquement les données météorologiques pertinentes pour ce site. Dans notre cas, notre installation comporte deux emplacements distincts, séparés de 30 km. Comme HOMER nous permet de modifier les données météorologiques qu'il intègre dans sa simulation, nous avons pu sélectionner correctement nos deux sites. Pour notre installation, nous avons choisi de sélectionner le site de la centrale photovoltaïque de Naâma, qui existe déjà. Pour le second site d'implantation, nous avons intégré manuellement les données de vent appropriées pour Mécheria, où l'installation éolienne sera située. Cette flexibilité offerte par HOMER nous a permis d'entamer la simulation en tenant compte des conditions météorologiques spécifiques à chaque site.

La localisation d'implantation sélectionnée est représentée dans la Figure IV. 4. De plus, les Figures IV.5 , IV.6 et IV.7 présentent respectivement les données météorologiques d'irradiation solaire ,de température et de vent pour les deux installations de notre système.



Figure IV. 4: La localisation de site d'étude sur l'interface de HOMER.

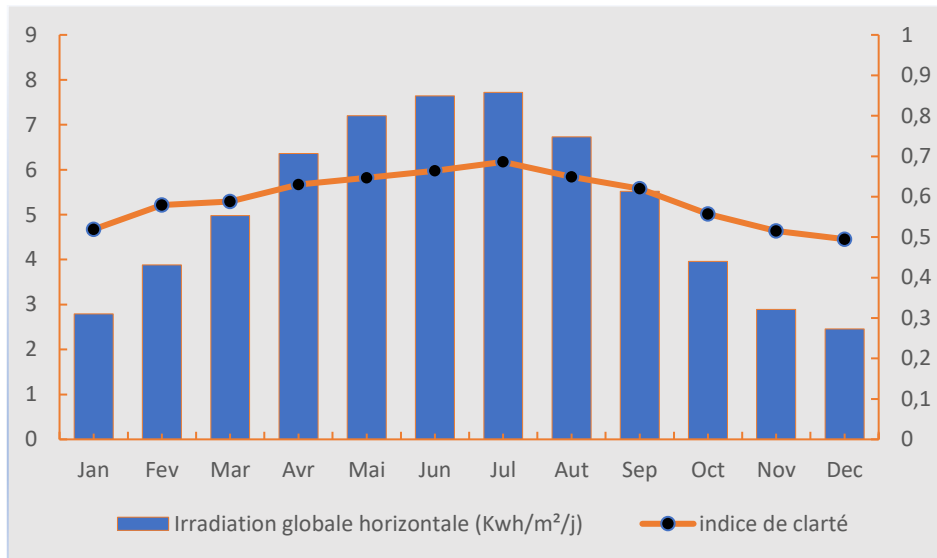


Figure IV. 5: Rayonnement solaire global sur le plan horizontal (Site: Naâma)

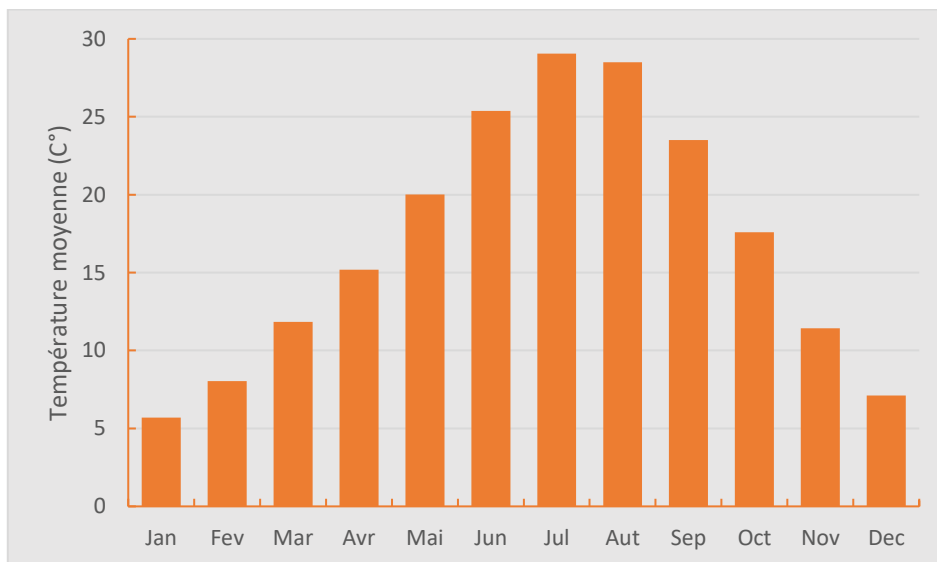


Figure IV. 6: Les moyennes mensuelles de température (Site: Naâma).

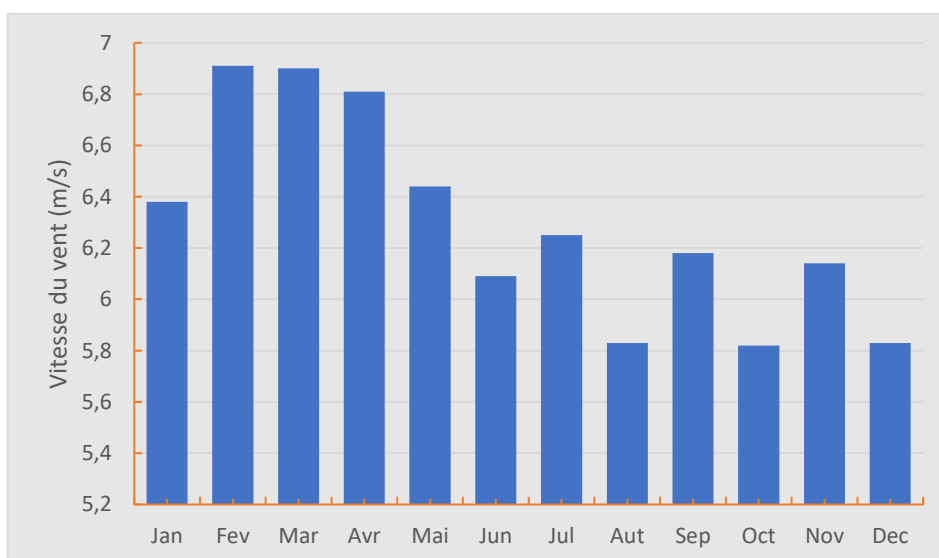


Figure IV. 7: les vitesses moyenne mensuelle du vent (Site: Mécheria)

IV.6.2 Sélection des Éléments du Système et Intégration des Paramètres Économiques

La sélection des éléments du système et l'intégration des paramètres économiques constituent la deuxième étape essentielle de notre processus. Cette phase implique l'identification et la sélection minutieuse de chaque composant du système énergétique, tels que les panneaux solaires, les éoliennes, les batteries de stockage ainsi que le profil de charge. De plus, elle implique également l'intégration des données économiques associées à chaque élément.

Pour le profil de charge de la wilaya de Naâma de notre système, nous avons pris en compte le profil de consommation estivale car il représente la période de l'année où la demande énergétique est généralement la plus élevée en raison des besoins de climatisation et de refroidissement. Ce profil est présenté en HOMER de manière graphique dans la Figure IV.8 , tandis que le Tableau IV.2 détaille les éléments de notre système hybride avec leurs paramètres économiques d'entrée dans le logiciel. Pour une optimisation efficace nous avons pris en compte les prix du marché international dans nos paramètres économiques, car les prix sur le marché local sont souvent subventionnés.

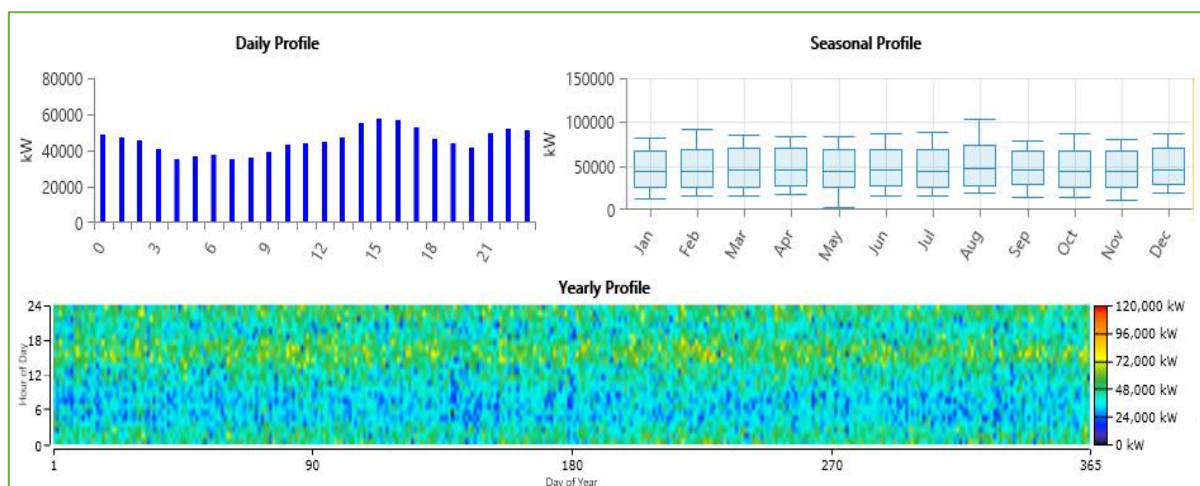


Figure IV. 8: Le profil de charge de la wilaya de Naâma.

La Figure IV. 8 présente plusieurs graphiques et tableaux décrivant le profil de charge de consommation de la wilaya de Naâma sur différentes échelles de temps (quotidien, saisonnier et annuel). Pour le Profil Quotidien (Daily Profile) la consommation commence à augmenter à partir de 6h du matin, atteignant un pic de 56,44MW vers 15h , Il y a une légère diminution en fin de journée, mais la consommation reste relativement élevée jusqu'à environ 23h.

Pour le Profil Saisonnier (Seasonal Profile) la consommation est relativement constante tout au long de l'année, avec quelques variations saisonnières, Il semble y avoir des pics de

consommation plus fréquents en été (juin, juillet, août), ce qui pourrait être dû à une augmentation de l'utilisation des climatiseurs ou autres appareils de refroidissement.

Pour le Profil Annuel (Yearly Profile) en carte thermique (heatmap) montre la consommation d'électricité en kW chaque heure sur toute l'année, avec les couleurs indiquent les niveaux de consommation, du bleu (faible) au rouge (élevé) dont on peut observer une consommation plus élevée pendant les heures de travail à partir de 08h à 17h .

Tableau IV. 2: Paramètres économique et spécification des éléments du système.

Eléments du système	La technologie	Coût capital (\$/KW)	Coût de remplacement(\$/KW)	Coût O&M (\$/KW/an)	Durée de vie
Photovoltaïque	CS6P-250P	472,00	330,00	47,2	20
Eolienne	PowerWind 2MW	790,00	395,00	158,00	20
Convertisseur	System converter	300,00	200,00	5,00	15
Batterie	1Mwh Li-ion	503,30	400,00	7,50	15
Réseau électrique	Le prix d'achat de l'électricité (\$/Kwh)			0,038	
	Le prix de vente de l'électricité (\$Kwh)			0,055	

- La durée de vie standard des panneaux photovoltaïques est de 25 ans. Cependant, dans notre simulation, nous avons réduit cette durée de vie à 20 ans. Cette décision a été prise en considération du fait que l'installation PV de Naâma est déjà en fonctionnement depuis cinq ans (Les caractéristiques techniques des panneaux CS6P-250P de l'installation PV sont décrites dans le chapitre III et dans l'[Annexe 01](#)).
- Pour l'installation éolienne, le modèle spécifique d'éolienne, le PowerWind 2MW, n'était pas disponible dans la base de données de HOMER. Cependant, HOMER nous a permis d'entrer manuellement les spécifications de cette turbine éolienne et de tracer sa courbe de puissance correspondante. Par conséquent, nous avons intégré ces spécifications dans les paramètres d'entrée du logiciel. Il convient de noter que l'étude économique de l'installation éolienne a déjà été réalisée dans le deuxième chapitre. Ainsi, nous allons intégrer ces mêmes paramètres économiques dans le logiciel, comme indiqué dans le Tableau IV.2, tandis que les caractéristiques et la courbe de puissance de l'éolienne sont présentées dans le chapitre II.
- Pour le système de stockage choisi pour notre installation, nous avons opté pour des batteries au lithium-ion. Ces dernières sont principalement utilisées pour les systèmes à grande échelle de plusieurs mégawatts. Elles présentent une profondeur de décharge nominale (DOD) de 80% et ont une durée de vie estimée à 15 ans. Les paramètres économiques de ces batteries ont été obtenus à partir de l'article de Zakeri et Seri [110].

Après avoir sélectionné les éléments et leurs paramètres économiques, nous obtenons l'architecture de notre système hybride étudié illustré dans la Figure IV. 9, suite à un dimensionnement approprié.

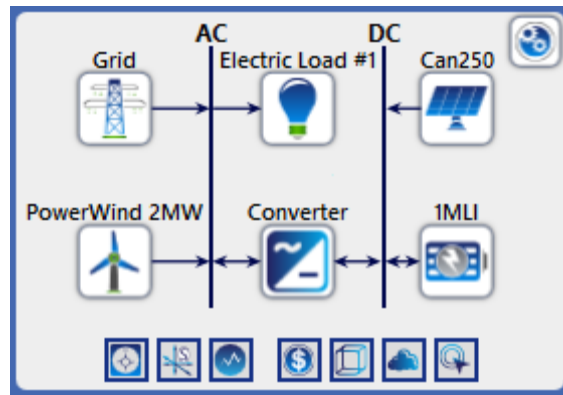


Figure IV. 9 : Schéma représentatif du système hybride généré via HOMER.

IV.7 Discussion des résultats de simulation du système hybride

Avant la discussion des résultats de la simulation, il est crucial de souligner le processus et les résultats économiques obtenus grâce à l'utilisation de HOMER. Le logiciel a été déployé pour explorer diverses configurations économiques afin de dimensionner le système hybride. Après avoir terminé la simulation, HOMER a généré la configuration optimale en termes d'efficacité économique pour l'installation du système hybride étudié. De plus, il a évalué plusieurs scénarios et les a classés en fonction de leur viabilité économique, offrant ainsi une vue d'ensemble des options disponibles, de la plus économique à la moins économique.

Comme illustré dans la Figure IV. 10 le logiciel classe les résultats dans une liste en fonction de la valeur du NPC (Net Present Cost) et COE (Cost Of Energy) ainsi que du coût initial du projet.

Architecture							Cost			
Can250 (kW)	PowerWind 2MW	1MLI	Converter (kW)	NPC (\$)	COE (\$)	Operating cost (\$/yr)	Initial capital (\$)			
	10			\$18.7M	\$0.0189	\$223,944	\$15.8M			
20,000			20,000	\$19.7M	\$0.0371	\$332,479	\$15.4M			
20,000		1	20,000	\$20.5M	\$0.0385	\$350,637	\$15.9M			
20,000	10		20,000	\$27.9M	\$0.0202	-\$262,139	\$31.2M			
20,000	10	1	20,000	\$28.1M	\$0.0284	\$448,672	\$22.3M			
20,000	10	1	20,000	\$28.6M	\$0.0207	-\$243,980	\$31.7M			
20,000			20,000	\$31.2M	\$0.285	\$1.22M	\$15.4M			
20,000		1	20,000	\$32.2M	\$0.284	\$1.25M	\$15.9M			
	10			\$58.2M	\$0.314	\$3.28M	\$15.8M			
	10	1	20,000	\$68.0M	\$0.357	\$3.53M	\$22.3M			
20,000	10		20,000	\$89.4M	\$0.447	\$4.50M	\$31.2M			
20,000	10	1	20,000	\$90.4M	\$0.443	\$4.53M	\$31.7M			

Figure IV. 10: Résultats de l'optimisation des configurations possibles.

Les résultats de l'interprétation de la Figure IV. 10 montrent que, bien que la méthode de simulation HOMER ait indiqué que le système éolien seul pourrait être optimal pour couvrir la charge énergétique, nous avons choisi de ne pas nous limiter à cette configuration. En effet, notre objectif principal est d'augmenter la pénétration des énergies renouvelables dans le réseau algérien en intégrant une approche hybride combinant l'énergie solaire et l'énergie éolienne ce qui permet de pallier les intermittences de chaque source individuelle, assurant une production plus stable et fiable tout au long de l'année, et contribuant ainsi à la transition énergétique de l'Algérie.

Comme est indiqué dans la Figure IV. 10, HOMER nous propose deux configurations de système hybride éolien-PV-batterie : l'une relié au réseau et l'autre autonome. Dans cette partie, nous allons comparer ces deux configurations non pas pour choisir la plus optimale, mais plutôt pour justifier le choix de notre configuration, comme cette comparaison nous permettra d'analyser le comportement des composants de chaque configuration afin d'identifier et d'éliminer ceux qui ne contribuent pas de manière significative dans la production de ce système ce qui réduira automatiquement les coûts de cette nouvelle installation.

IV.7.1 Comparaison de la production électrique

Pour comparer les deux configurations de notre système hybride, nous avons utilisé les données clés fournies par les simulations dans le logiciel HOMER. Le Tableau IV. 3 compare les principaux indicateurs de la production pour chaque configuration, suivi d'une interprétation et d'une discussion des résultats :

Tableau IV. 3: Comparaison de la production des Deux Configurations.

Indicateur	Système relié au réseau		Système autonome	
Production totale (kWh/an)	108.417.454	100%	105.642.588	100%
Production solaire (kWh/an)	33.052.860	30,5%	33.052.860	31,3%
Production éolienne (kWh/an)	72.589.728	67,0%	72.589.728	68,7%
Achat auprès du réseau(kWh/an)	2.774.867	2,56%	0	
Consommation totale (kWh/an)	18.250.000	17,1%	15.765.030	100%
Ventes au réseau(kWh/an)	88.514.811	82,9%	0	
Excess d'Électricité (kWh/an)	0		89.755.852	
Taux d'énergies renouvelables (%)	100		100	

En terme de Production Énergétique, les deux systèmes produisent presque la même quantité totale d'énergie annuelle, indiquant une contribution équilibrée des sources d'énergie renouvelables dans chaque cas et atteignent une fraction renouvelable de 100%. De plus, la valeur plus élevée de l'énergie éolienne (67%) par rapport à celle du système photovoltaïque

(30,5%) reflète la capacité de l'éolien à compenser les périodes où la production solaire est absente et à maintenir une contribution significative à la production totale d'électricité, comme illustré dans les figures IV.11 et IV.12.

En revanche, le système autonome a un excès d'électricité très élevé (89,76 GWh/an), ce qui indique que la capacité de production est largement supérieure à la demande et qu'une grande quantité d'énergie est perdue sans être utilisée. L'avantage du système relié au réseau se manifeste par sa capacité à valoriser cet excédent en vendant une quantité significative d'énergie au réseau (88,51GWh/an), tout en achetant une quantité minimale d'électricité (2,78GWh/an, soit 2,56%) pour répondre à la charge requise.

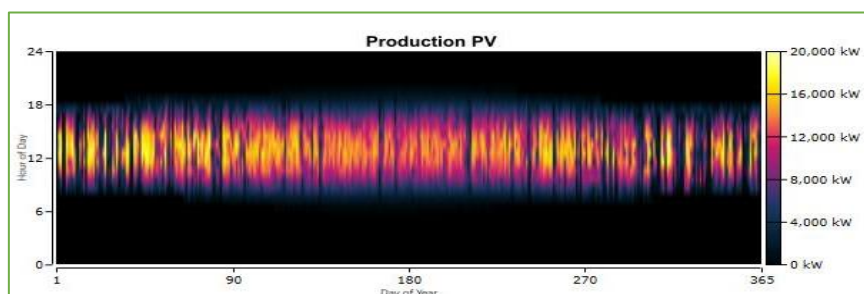


Figure IV. 11: Carte thermique de la production photovoltaïque

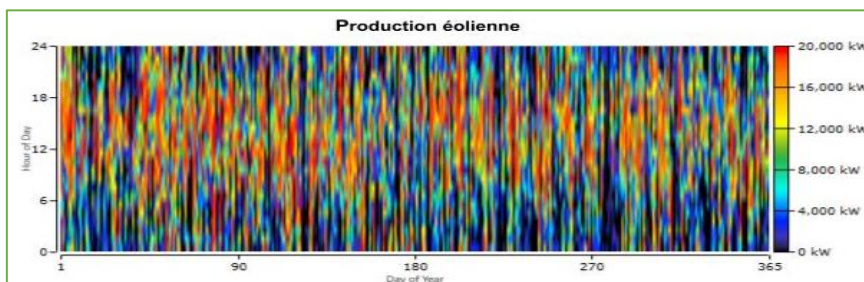


Figure IV. 12: Carte thermique de la production éolienne.

IV.7.2 Comparaison de l'utilisation du stockage

Le Tableau IV. 4 suivant montre les résultats de l'utilisation de la batterie dans les deux systèmes de notre étude :

Tableau IV. 4: Comparaison de l'utilisation de stockage des deux configurations.

Indicateur	Système relié au réseau	Système autonome
Nombre de batteries	1	
Tension de bus (V)	600	
Autonomie (heur)	1704	
Capacité nominale (kWh)	1000	
Capacité nominale utilisable (kWh)	800	
Énergie entrante (kWh/an)	0	339 061
Énergie sortante (kWh/an)	0	305 154
Pertes (kWh/an)	0	33 906
Débit annuel (kWh/an)	0	321 661

D'après ces résultats on remarque que en intégrant des systèmes de stockage dans les deux configurations, nous observons que le logiciel a assigné des caractéristiques d'entrée identiques pour plusieurs paramètres clés. Notamment, la tension de bus, l'autonomie, la capacité nominale et la capacité nominale utilisable sont affichées de manière uniforme pour les deux systèmes. En revanche, en ce qui concerne les paramètres de sortie du logiciel relatifs à l'utilisation de la batterie, il est notable qu'aucune énergie n'entre ni ne sort de la batterie dans le système relié au réseau alors que ce système ne nécessite pas de stockage d'énergie pour satisfaire les besoins de la charge. Par contre, le système autonome requiert l'utilisation d'un système de stockage pour couvrir les besoins de consommation. Cela est démontré par les valeurs d'énergie entrante (339 MWh/an) et sortante (305 MWh/an), confirmant également que le logiciel a dimensionné correctement le stockage dans ce système.

Les figures de la carte thermique de l'état de charge de la batterie pour les deux systèmes confirment cette utilisation et non-utilisation du stockage dont la figure relative au système relié au réseau (Figure IV. 13) montre un état de charge constant à 100%, tandis que la figure relative au système autonome (Figure IV. 14) montre des variations de l'état de charge, indiquant une utilisation active du stockage.

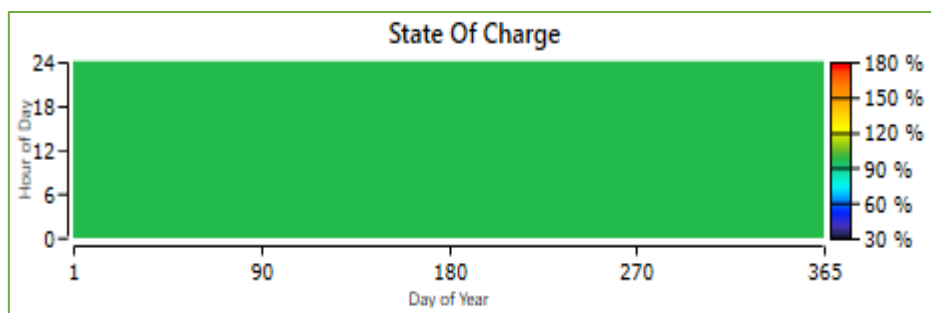


Figure IV. 13: Etat de charge de la batterie dans le système relié au réseau.

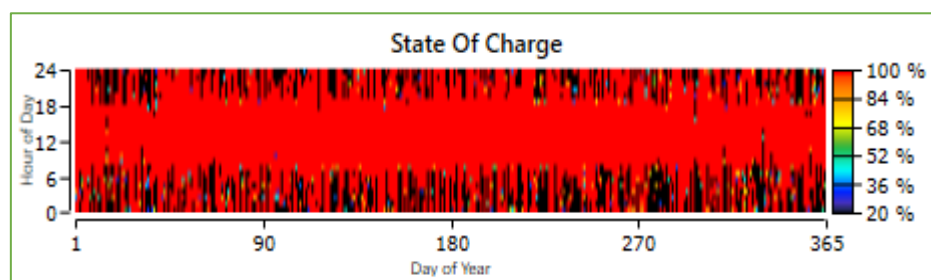


Figure IV. 14: Etat de charge de la batterie dans le système autonome.

De plus, d'après la Figure IV. 14 ,On peut observer aussi que dans les heures en présence du soleil (période diurne), l'état de charge est constamment à 100% (indiqué en rouge). Cela signifie que l'énergie produite par le système photovoltaïque est suffisante pour couvrir les besoins de consommation sans avoir recours au stockage. En revanche, dans les heures en

absence du soleil (période nocturne) on observe des fluctuations de l'état de charge (avec des variations de couleur), ce qui indique que la batterie est sollicitée. Ces fluctuations sont principalement dues à l'intermittence de l'énergie éolienne, qui varie en fonction des conditions météorologiques tout au long de l'année. Ces observations montrent l'importance de la combinaison des sources d'énergie solaire et éolienne dans notre site pour maintenir un approvisionnement énergétique constant et la nécessité d'un système de stockage pour compenser les périodes d'intermittence de la production dans le cas de système autonome.

Les fluctuations dans les énergies de production et l'utilisation du stockage au cours des mois de l'année sont présentées dans la Figure IV. 15 ci-dessous.

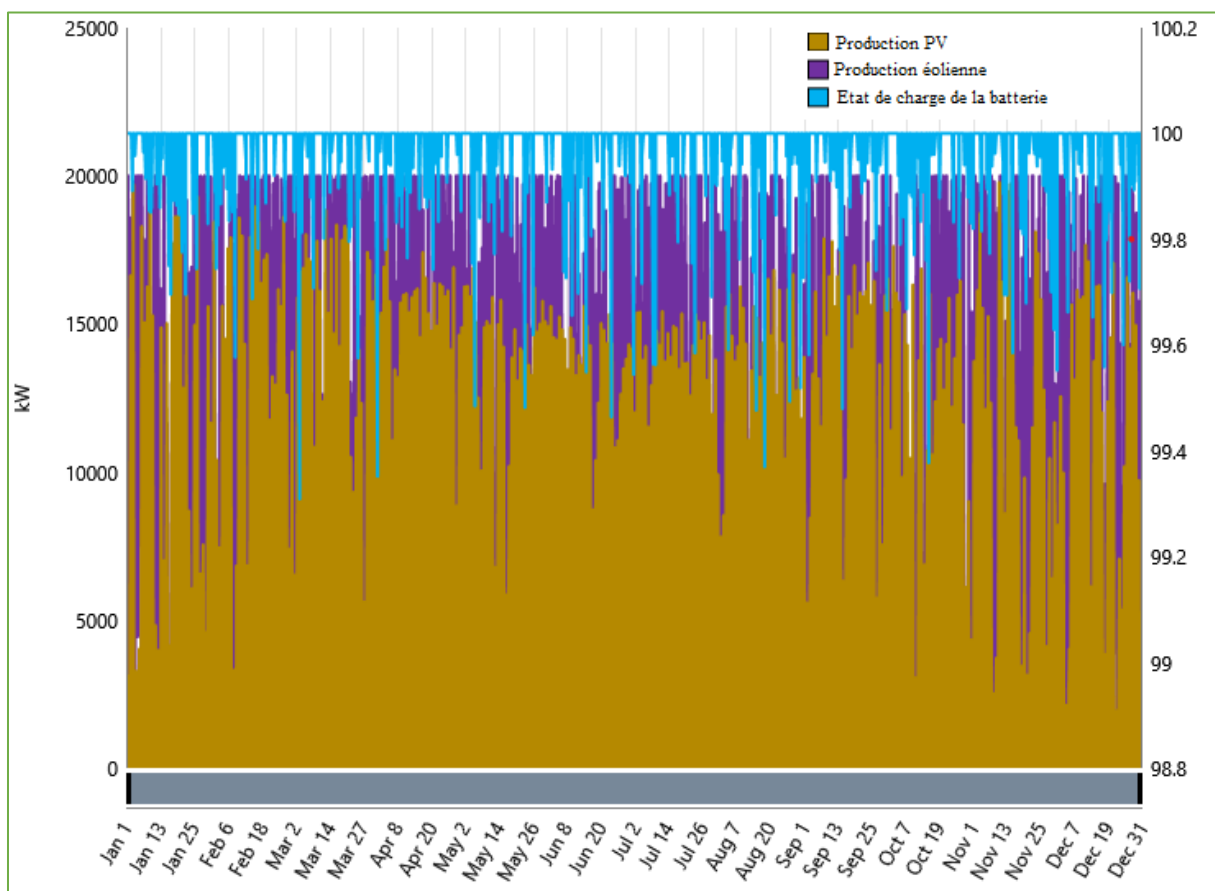


Figure IV. 15: Production Éolienne, PV et Utilisation du Stockage dans le système autonome.

La Figure IV. 15 montre que le système autonome utilise de manière efficace les sources d'énergie renouvelable disponibles et les variations de production éolienne et solaire sont compensées par le système de stockage, permettant une alimentation stable de la charge. Cela illustre l'avantage de la gestion des sources par le logiciel HOMER. En optimisant l'intégration et la coordination des différentes sources d'énergie renouvelable et des systèmes de stockage pour couvrir les besoins en consommation.

IV.7.3 Comparaison de fonctionnement du convertisseur

Dans cette partie, nous allons comparer le fonctionnement des convertisseurs dans le système hybride reliés au réseau et le système autonome, Le Tableau IV. 5 suivant montre les résultats de ce fonctionnement :

Tableau IV. 5: Fonctionnement du convertisseur dans les deux configurations.

Indicateur	Système relié au réseau		Système autonome	
	Onduleur	Redresseur	Onduleur	Redresseur
Fonctionnement				
Capacité (kW)	20.000	20.000	20.000	20.000
Production moyenne (kW)	3584	0	162	28,2
Production minimale (kW)	0	0	0	0
Production maximale (kW)	18.790	0	3.744	843
Facteur de capacité (%)	17,9	0	0,811	0,141
Heures de fonctionnement (hrs/an)	4385	0	1374	418
Énergie produite (kWh/an)	31.400.217	0	1.421.508	246.678
Énergie consommée (kWh/an)	33.052.860	0	1.496.324	259.661
Pertes (kWh/an)	1.652.643	0	74.816	12.983

D'après les résultats du Tableau IV. 5, le convertisseur dans un système relié au réseau fonctionne seulement en mode onduleur, produisant en moyenne 3584 kW et atteignant une capacité maximale de 18,790 MW avec un facteur de capacité de 17,9 %. Ce convertisseur fonctionne pendant 4385 heures par an et génère 31,40 GWh/an. Les valeurs de production plus élevées dans ce système s'expliquent par le fait que le convertisseur convertit l'énergie photovoltaïque pour l'intégrer au bus AC. En revanche, dans le système autonome, le convertisseur fonctionne à la fois en onduleur et en redresseur, avec des productions moyennes beaucoup plus faibles de 162 kW et 28,2 kW respectivement, et des capacités maximales de 3744 kW et 843 kW. Le facteur de capacité y est extrêmement bas, et le convertisseur fonctionne pendant 1374 heures en mode onduleur et 418 heures en mode redresseur, produisant au total 1,42 GWh/an en mode onduleur et 246,7 MWh/an en mode redresseur. Ces valeurs inférieures s'expliquent par le fait que le convertisseur fonctionne en deux modes pour couvrir les besoins en consommation : en onduleur en présence d'énergie PV et en redresseur en son absence pour stocker de l'énergie provenant de l'éolienne. Comme la charge est généralement satisfaite par le système PV, les conversions d'énergie dans ce mode sont également inférieures. Ces discussions de fonctionnement sont également corroborées par les cartes thermiques des deux systèmes présentés dans les figures IV.17 et IV.16.

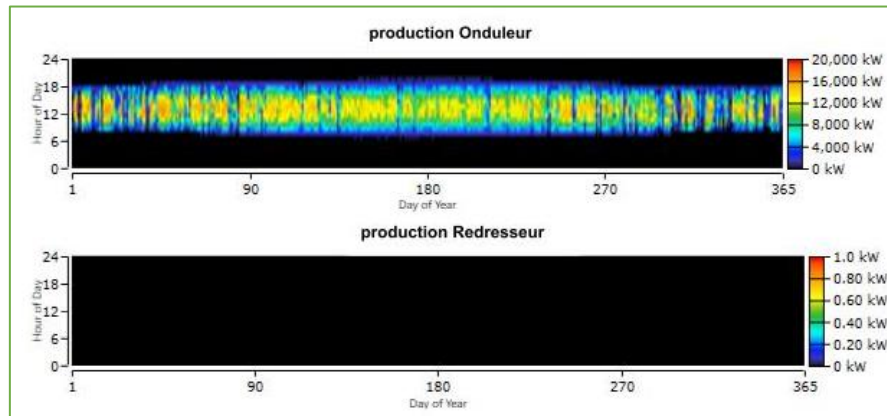


Figure IV. 16: Fonctionnement du convertisseur dans le système relié au réseau.

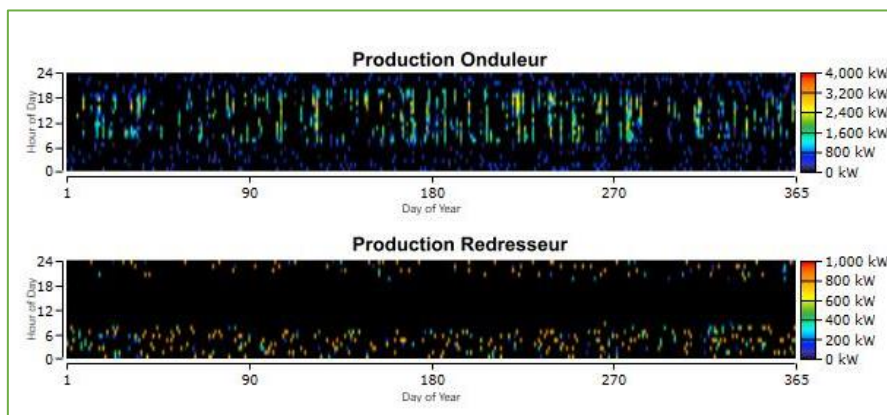


Figure IV. 17: Fonctionnement du convertisseur dans le système autonome.

IV.7.4 Comparaison de la répartition du coût

Le Tableau IV. 6 établit une comparaison entre les résultats économiques des deux systèmes obtenus par HOMER :

Tableau IV. 6.: Répartition du cout pour les deux configurations.

Indicateur	Système relié au réseau	Système autonome
Totale NPC (\$)	29.589.240	90.365.390
COE (\$/kWh)	0,02071	0.4434
Cout opérationnel (\$/an)	243.980	4.534.676

D'après ces résultats, on remarque que Pour le système autonome, le coût total (NPC) est beaucoup plus élevé que celui du système relié au réseau. Cette différence substantielle s'explique par le fait que les sources de production sont bien au-delà des besoins de la charge ce qui rend génère un excès d'énergie très supérieur. Cela augmente considérablement les coûts d'installation dans ce système. Par contre, dans le système relié au réseau, cet excédent d'énergie est vendu au réseau électrique (Figure IV. 18), ce qui réduit les coûts de cette installation comme est indiqué dans les figures IV.19 et IV.20, où \$61.572.076\$ est vendu au réseau, Cette vente d'excédent d'énergie réduit le NPC total de l'installation reliée au réseau à 29.589.240\$.

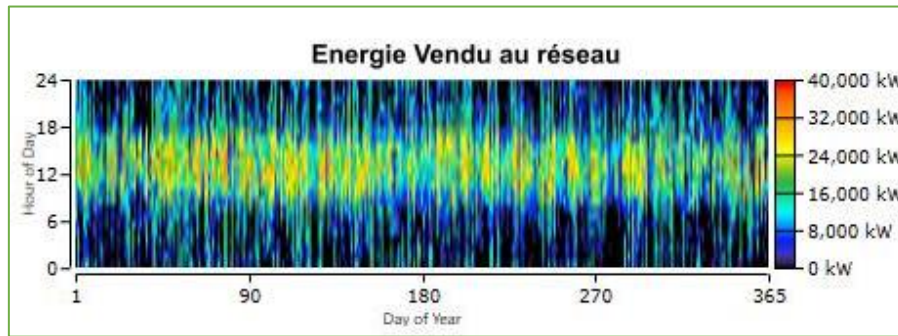


Figure IV. 18: Énergie vendu au réseau électrique.

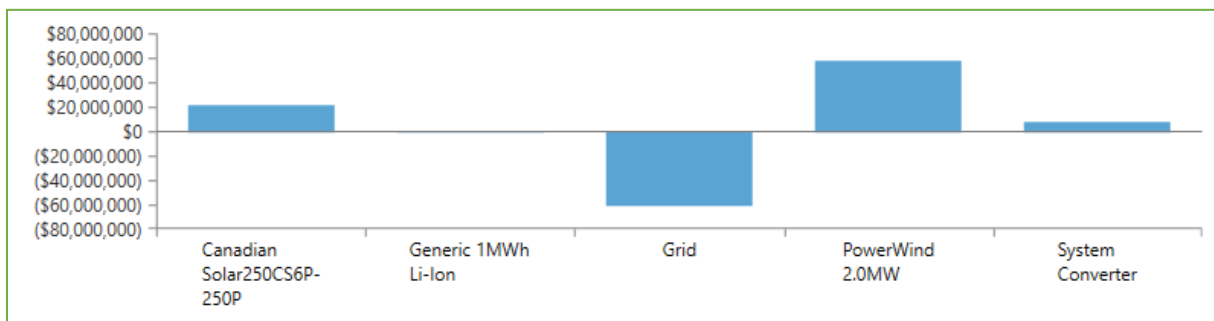


Figure IV. 19: Répartition du coût par composant pour le système relié au réseau.

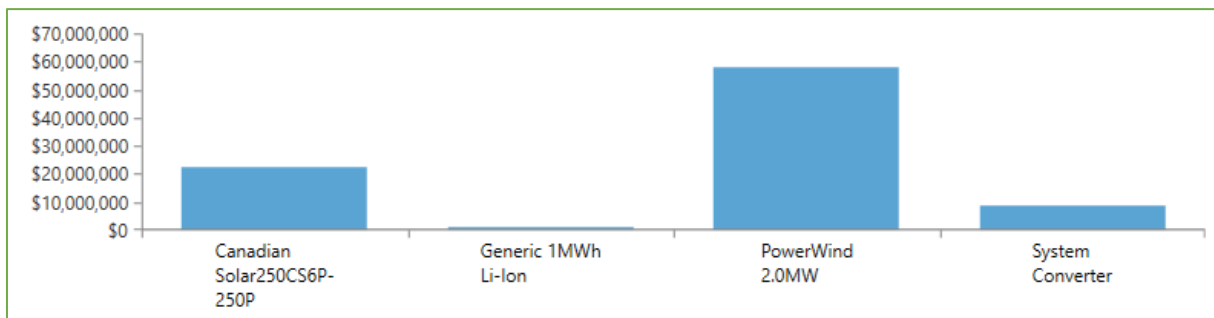


Figure IV. 20: Répartition du coût par composant pour le système autonome.

De plus ,les systèmes autonomes nécessitent des batteries de stockage, des convertisseurs fonctionnant en modes onduleur et redresseur, et parfois des générateurs de secours pour garantir une alimentation ininterrompue ce qui entraîne des coûts plus élevés en termes d'installation, de maintenance et de gestion.

IV.8 Décision sur la Configuration Optimale

D'après les résultats de l'analyse comparative présentée dans la section précédente des paramètres clés des deux configurations , ces résultats nous ont guidés dans la sélection de la configuration optimale de notre système, répondant à nos objectifs de recherche.

Tout d'abord, la comparaison de la production entre le système relié au réseau et le système autonome nous a conduit à la conclusion de ne pas utiliser la charge de consommation de la wilaya de Naâma pour deux raisons : d'une part, les sources de production sont beaucoup plus

élevées que les besoins de cette charge, générant un excès d'énergie très élevé, et d'autre part, comme nous l'avons mentionné précédemment, notre objectif est d'augmenter la pénétration des énergies renouvelables dans le réseau algérien, plutôt que de simplement couvrir les besoins de consommation.

Ensuite, les résultats de la comparaison de l'utilisation du stockage dans les deux configurations nous ont guidés vers le retrait du stockage de notre configuration car nous avons constaté que dans le système hybride relié au réseau, il n'y a aucune utilisation du stockage. (Ce qui démontre l'effet de l'hybridation)

De plus, la comparaison du fonctionnement du convertisseur dans les deux configurations nous a indiqué qu'il est préférable de remplacer le convertisseur bidirectionnel par un onduleur, car dans le système relié au réseau, ce convertisseur fonctionne uniquement en mode onduleur.

Enfin, tous ces paramètres ont été confirmés par la comparaison des paramètres économiques des deux systèmes, où le système relié au réseau présente un coût nettement inférieur par rapport à la configuration autonome, ce qui nous incite finalement à choisir la nouvelle configuration qui répond à notre objectif, à savoir le système hybride connecté au réseau, sans charge ni stockage. Cette configuration est présentée dans la Figure IV. 21 ci-dessous :

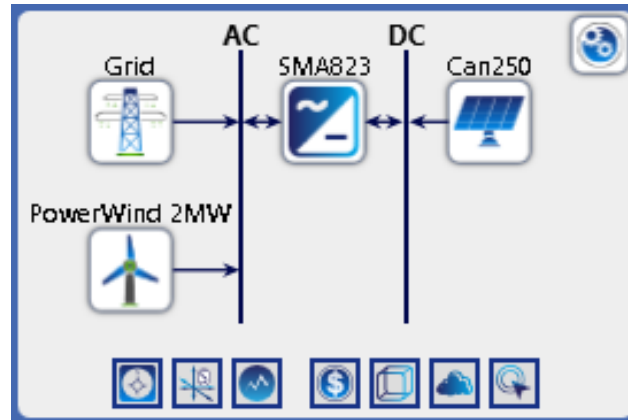


Figure IV. 21: Schéma représentatif du système hybride généré via HOMER.

Dans cette partie, nous allons vérifier si notre objectif de recherche, à savoir l'augmentation de la pénétration des énergies renouvelables, est atteint. Pour ce faire, nous effectuerons une comparaison entre le système existant, qui comprend la centrale photovoltaïque (PV) de Naâma reliée au réseau, et le nouveau système proposé qui intègre l'hybridation en utilisant le potentiel éolien de la région via une installation éolienne afin de déterminer si cette intégration améliore le taux de pénétration des énergies renouvelables dans le mix énergétique algérien. Pour cette raison, cette comparaison sera effectuée sous deux aspects :

IV.8.1 Comparaison de la production électrique

Dans cette section, l'énergie produite par le système hybride est comparée à celle produite par la centrale électrique de Naâma afin de déterminer la contribution de notre système au réseau. La Figure IV. 22 présente l'histogramme de la production mensuelle d'énergie (en kWh) de ces deux systèmes.

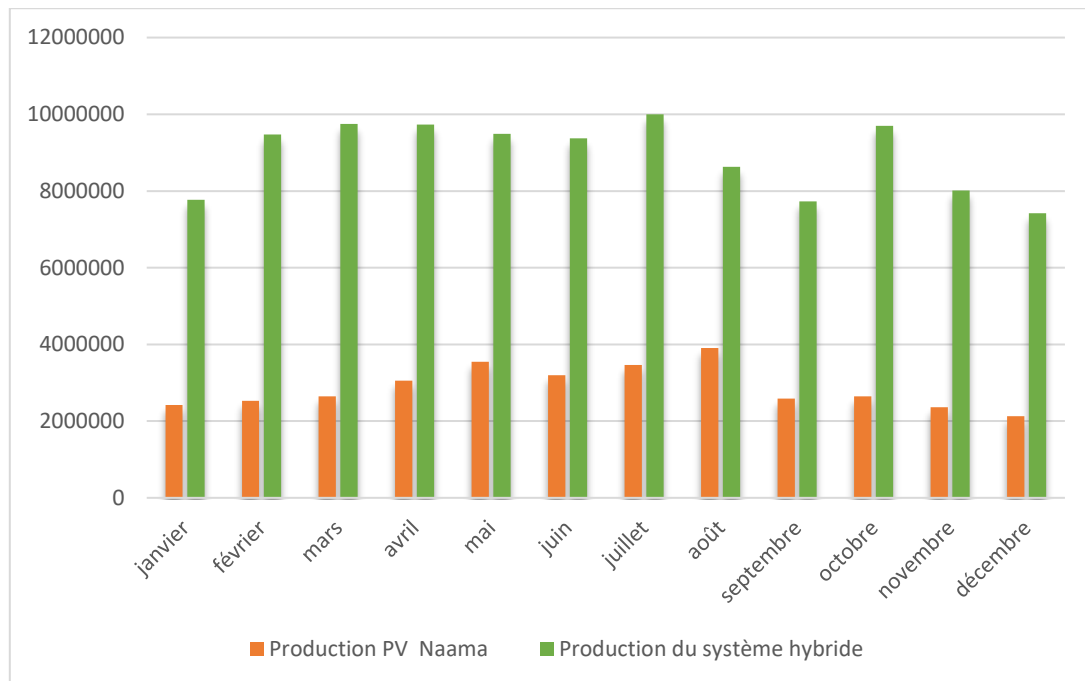


Figure IV. 22: Production mensuelle des deux systèmes générés via HOMER.

L'histogramme montre clairement les avantages du système hybride par rapport aux systèmes photovoltaïques individuels en termes d'augmentation de la pénétration des énergies renouvelable. On observe que la production du système PV Naâma, représentée en orange, varie significativement au cours de l'année, avec des pics durant les mois les plus ensoleillés et une diminution notable pendant les mois d'hiver (janvier, février, novembre et décembre) en raison de la réduction de l'ensoleillement. En revanche, le système hybride, représenté en vert, montre une production d'énergie beaucoup plus élevée et stable tout au long de l'année. Cette stabilité et augmentation de la production énergétique sont principalement dues à la combinaison des énergies photovoltaïque et éolienne. L'intégration des éoliennes dans le système hybride permet de compenser les périodes de faible production photovoltaïque comme est illustré dans la Figure IV. 23, où la courbe bleue (hybride) combine les avantages des deux sources d'énergie et montre une production continue et plus élevée par rapport à la courbe jaune (PV seul).

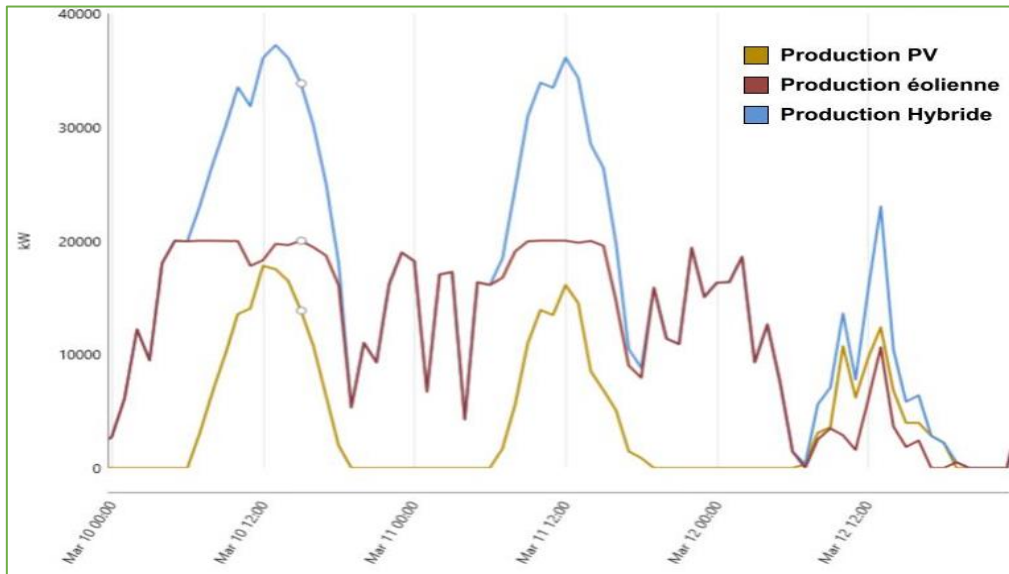


Figure IV. 23: Compensation de la Faible Production PV par l'Énergie Éolienne.

En outre, une analyse comparative entre notre système hybride proposé et le système photovoltaïque (PV) Naâma seul en termes de production annuelle d'énergie révèle que le système éolien couvre une part significative de 68,7 % de la production totale, générant annuellement 72.589.728 kWh/an. En revanche, la production annuelle du système PV Naâma s'élève à 33.052.860 kWh/an, ce qui représente 31,3 % de la production globale.

IV.8.2 Comparaison des paramètres économique

Cette section présente une analyse comparative des résultats économiques des deux systèmes étudiés (Figure IV. 24). Les résultats de simulation des deux systèmes sont présentés sous plusieurs aspects dans le Tableau IV. 7 et les Figures IV.25 et IV.26.

	Architecture				Cost				
				Can250 (kW) ▾	PowerWind 2MW ▾	Grid (kW) ▾	SMA823 (kW) ▾	NPC (\$) ⓘ ▾	Initial capital (\$) ▾
Base system				20,000		999,999	20,000	\$1.23M	\$10.6M
Proposed system				20,000	10	999,999	20,000	\$7.81M	\$26.4M

Figure IV. 24: Les deux systèmes étudiés (avec « Base system » est le système PV de Naâma et « proposed system » est notre système hybride proposé)

Concernant les paramètres économiques de la nouvelle configuration, les coûts d'installation des systèmes photovoltaïque et éolien restent inchangés. Seuls les coûts liés à l'onduleur seront modifiés. Nous avons pris en compte le prix de l'onduleur SMA Sunny Central

800CP-XT(Annexe 02), qui est effectivement utilisé dans l'installation photovoltaïque de Naâma. Les détails financiers sont les suivants :

- Coût capital par kilowatt : 59,09 \$
- Coût de remplacement : 47,27 \$ par kilowatt
- Coût d'Opérations et Maintenance (O&M) : 0,5% du coût capital, soit 0,30 \$ par kilowatt

Tableau IV. 7: Répartition du coût pour les deux systèmes.

Indicateur	Système PV Naâma	Système Hybride
Totale NPC (\$)	1.234.486	7.812.045
COE (\$/kWh)	0,002963	0,005765
Coût opérationnel (\$/an)	-726.149	-1.439.546

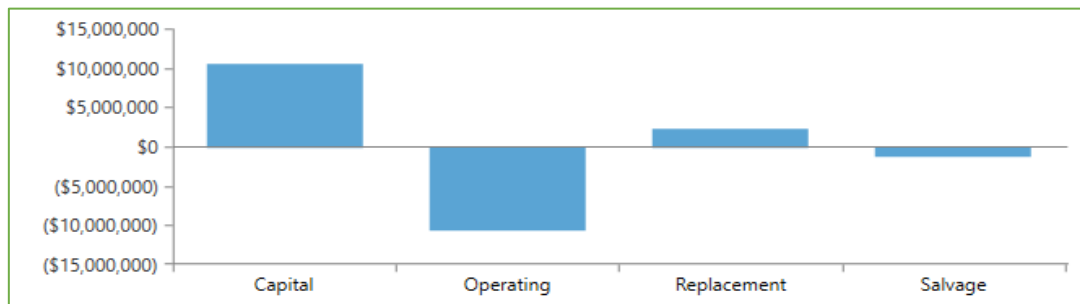


Figure IV. 25: Répartition du coût par type de coût pour le système PV Naâma seul.

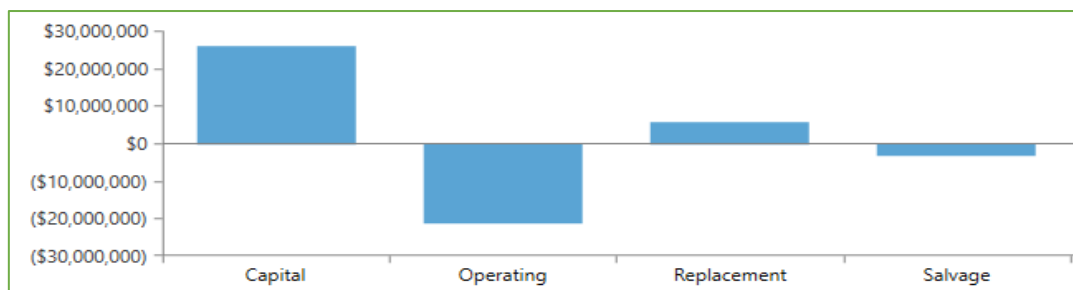


Figure IV. 26: Répartition du coût par type de coût pour le système hybride.

Les résultats de la simulation montrent que le système hybride présente un coût global élevé, avec un NPC de 7,812 millions de dollars, tandis que le système photovoltaïque seul est beaucoup plus économique, avec un NPC de 1,234 million de dollars. Cela peut s'expliquer par la complexité et les coûts supplémentaires associés à l'intégration d'un système éolien dans le système hybride. De plus, le COE du système hybride est légèrement supérieur à celui du système photovoltaïque seul, en raison de coûts d'investissement plus élevés ainsi que de coûts d'exploitation et de maintenance plus importants. Toutefois, ce COE est très rentable par rapport au prix de vente de 0,055 \$/kWh pendant toute la durée du projet. En revanche, le système hybride a un coût opérationnel négatif de (\$1,439,546.00), indiquant probablement des

économies ou des revenus générés par la vente d'excès d'énergie au réseau. Le système photovoltaïque seul a également un coût opérationnel négatif, mais moins significatif, de (\$726,149.90) ce qui suggère que la combinaison des deux sources d'énergie peut apporter des économies d'énergie à long terme comme est indiqué dans la Figure IV. 25 et la Figure IV. 26.

IV.8.3 Discussion des Résultats économiques

En conclusion, Bien que le système PV de Naâma soit le moins coûteux en termes de NPC et de COE, sa production d'électricité est la plus faible. Donc, notre analyse confirme le choix de notre système hybride, car il offre une production d'électricité renouvelable nettement supérieure (105,642,584 kWh/an) et il permet d'atteindre notre objectif de maximiser l'utilisation des énergies renouvelables et de réduire notre dépendance aux sources fossiles.

Pour mettre en perspective nos résultats, nous comparons notre système hybride avec une autre installation hybride analysée par HOMER par les chercheurs Kebatti et Baghli [117], composée d'un système PV de 5 MW et d'un système éolien de 30 MW installé dans la région d'Adrar-Algérie. Le système a un NPC total de 167 millions de dollars et un coût initial d'investissement de 42,1 millions de dollars, tandis que notre système hybride a un NPC de 7,81 millions de dollars et un coût initial de 26,4 millions de dollars. En termes de coût nivelé de l'électricité (COE), le système hybride d'Adrar affiche un COE de 0,084 \$/kWh, contre 0,00577 \$/kWh pour notre système, ce qui le rend économiquement plus attractif. De plus, le système a un coût opérationnel total de 7,46 millions de dollars sur 25 ans, alors que notre système hybride présente un coût opérationnel annuel de 1,44 millions de dollars, ce qui se traduit par des économies significatives sur la durée de vie du projet (Cette différence s'explique par le fait que les coûts initiaux d'installation de Kebatti et Baghli [117] sont plus élevés que ceux de notre installation, et que la production du système éolien y est inférieure par rapport à notre système).

IV.9 Conclusion

L'hybridation des sources photovoltaïque et éolienne offre une production d'énergie globalement supérieure et plus stable tout au long de l'année, augmentant ainsi la proportion d'énergie renouvelable injectée dans le réseau, réduisant la dépendance aux sources non renouvelables et soutenant les objectifs de transition énergétique et de développement durable. Notre objectif principal est d'augmenter la pénétration des énergies renouvelables dans le réseau algérien en intégrant une approche hybride combinant l'énergie solaire et l'énergie éolienne. Dans ce chapitre, après avoir sélectionné les éléments et leurs paramètres économiques, nous avons déterminé l'architecture optimale de notre système hybride basé sur un bus AC/DC grâce à une optimisation et un dimensionnement approprié en utilisant le logiciel HOMER. Nous

avons exploré diverses configurations en termes d'efficacité économique et d'énergie produite, ce qui nous a permis de choisir la solution la plus adaptée.

Ensuite, nous avons vérifié si notre objectif de recherche est atteint en effectuons une comparaison entre le système existant, qui comprend la centrale photovoltaïque de Naâma reliée au réseau, et le nouveau système hybride PV-éolien proposé. Les résultats montrent que le système hybride développé offre la plus grande production d'électricité renouvelable (105,642,584 kWh/an) et permet d'atteindre notre objectif de maximiser l'utilisation des énergies renouvelables et de réduire notre dépendance aux sources fossiles. De plus, ce système est techniquement et économiquement viable avec des profits significatifs à long terme par rapport au système PV seul répandant au plan de l'Algérie visant à intégrer l'énergie éolienne et solaire dans son mix énergétique d'ici 2030.

En conclusion, notre système montre des performances économiques remarquablement bonnes, renforçant encore son attrait en tant que solution durable et rentable pour la transition énergétique, comparé à d'autres installations hybrides.

Conclusion générale

Conclusion générale

Conclusion générale et perspectives

Dans un monde en proie à des défis énergétiques et environnementaux sans précédent, les énergies renouvelables émergent comme une solution indispensable pour réduire les émissions de gaz à effet de serre et lutter contre le changement climatique. Leur adoption généralisée est cruciale pour atteindre les objectifs de développement durable et assurer un avenir énergétique viable pour les générations futures. Parmi les diverses sources d'énergies renouvelables – solaire, éolien, hydraulique, géothermie et biomasse – chacune possède ses propres avantages et applications spécifiques. Dans ce contexte, les systèmes multi-source d'énergies renouvelables (SMSE) représentent une approche innovante pour exploiter pleinement ce potentiel, en intégrant plusieurs sources d'énergie pour maximiser l'efficacité énergétique, stabiliser le réseau et réduire la dépendance aux énergies fossiles.

Dans le cadre de cette thèse, nous avons entrepris une étude approfondie du dimensionnement et de l'optimisation d'un système multi-source éolien-photovoltaïque intégré au réseau. Cette recherche a débuté par une présentation des systèmes hybrides à sources d'énergie renouvelables, incluant leurs composants, leurs différentes configurations ainsi que les méthodes et critères d'optimisation pour leur dimensionnement. De plus, nous avons évalué les logiciels d'optimisation de dimensionnement couramment utilisés, afin de choisir celui qui serait le plus adapté à notre étude.

Nous avons ensuite évalué le potentiel éolien des sites de Mécheria, El Kheiter et Naâma, situés dans les hauts plateaux de l'ouest algérien afin d'identifier le site optimal pour la construction d'un parc éolien parmi eux. L'analyse comparative des variations de la vitesse moyenne du vent a révélé que le site de Mécheria présente un potentiel éolien nettement favorable. Les fluctuations mensuelles étant les plus élevées pendant les mois les plus froids, cela offre une opportunité idéale pour une hybridation avec un système solaire, prospérant généralement pendant les mois les plus chauds de l'année. Cela constitue un indicateur prometteur pour notre objectif de recherche. Encouragés par ces résultats favorables, nous avons conçu une installation éolienne de 20 MW dans le site de Mécheria, en choisissant prudemment les machines en fonction des dimensions du site et de sa configuration. Les conclusions de cette analyse serviront de guide précieux pour la continuité de notre travail et orienteront nos efforts futurs vers la conception d'un système multi-source.

Notre étude a également montré que, comparée à d'autres centrales PV dans le monde, la centrale photovoltaïque de Naâma a maintenu une efficacité de production notable avec des valeurs de rapport de performance (PR) et de facteur de capacité de (CF) de 77,56 % et 19,68

Conclusion générale

% respectivement. L'analyse de la dégradation du système PV, utilisant la régression linéaire et la décomposition saisonnière, a révélé un taux de -1,43 % à -1,55 % par an. Ces résultats confirment la robustesse et l'efficacité de la centrale après cinq ans d'exploitation, ouvrent la voie à l'intégration de cette centrale photovoltaïque avec le parc éolien conçu, dans le but d'augmenter la pénétration des énergies renouvelables dans le réseau algérien.

Pour atteindre notre objectif principal d'intégrer une approche hybride combinant l'énergie solaire et l'énergie éolienne, nous avons déterminé l'architecture optimale de notre système hybride basé sur un bus AC/DC en utilisant le logiciel HOMER. Diverses configurations ont été explorées en termes d'efficacité économique et de production d'énergie, ce qui nous a permis de choisir la solution la plus adaptée. En comparant le système existant (centrale photovoltaïque de Naâma reliée au réseau) avec le nouveau système hybride PV-éolien, les résultats montrent que le système hybride développé offre la plus grande production d'électricité renouvelable (105.642.584 kWh/an) contre 33.052.860 kWh/an pour le système PV seul, atteignant notre objectif de maximiser l'utilisation des énergies renouvelables et de réduire la dépendance aux sources fossiles. Ce système hybride s'avère techniquement et économiquement viable avec des bénéfices significatifs à long terme par rapport au système photovoltaïque seul. Il s'inscrit parfaitement dans le plan national de l'Algérie visant à intégrer davantage l'énergie éolienne et solaire dans son mix énergétique d'ici 2030.

Les travaux de cette thèse peuvent être améliorés et ouvrir de nombreuses perspectives à leur achèvement. Tout d'abord, il est prévu d'étendre les études à différentes régions d'Algérie et à divers contextes climatiques afin d'explorer les potentiels en énergie renouvelable et de diversifier les sources d'énergie renouvelable dans le pays en prenant en compte les particularités locales et les variations climatiques. En parallèle, dans le cadre de l'optimisation du dimensionnement des systèmes multi-sources, il est prévu d'explorer l'intégration de méthodes d'optimisation supplémentaires, en complément de la méthode de simulation actuellement utilisée. Une autre dimension essentielle de cette recherche concerne la gestion efficace et l'intégration harmonieuse des sources d'énergie renouvelable dans le réseau électrique. L'objectif est de résoudre les défis complexes liés à l'intermittence et à la variabilité de ces sources, en développant des stratégies avancées de gestion énergétique et en explorant de méthodes innovantes pour la régulation et l'équilibrage du réseau.

Bibliographie

Références

- [1] J. Lian, Y. Zhang, M. C, Y. Yang et E. Chaima, «A review on recent sizing methodologies of hybrid renewable energy systems,» *Energy Conversion and Management*, vol. 199, p. 112027, 2019.
- [2] *Programme des énergies renouvelables et de l'efficacité énergétique, CDER, Mars 2011 et Mai 2015.*
- [3] IBP USA. , Algeria Investment, Trade Laws and Regulations Handbook, Volume 1 Strategic Information and Regulations, 2011.
- [4] A. Necaibia, A. Bouraiou, A. Ziane, N. Sahouane, S. Hassani, M. Mostefaoui, R. Dabou et S. Mouhadjer, «Analytical assessment of the outdoor performance and efficiency of grid-tied photovoltaic system under hot dry climate in the south of Algeria,» *Energy conversion and management*, vol. 171 , pp. 778-786, 2018.
- [5] M. Kumar, «Social, economic, and environmental impacts of renewable energy resources,» chez *Wind solar hybrid renewable energy system*, London, 2020, p. 227.
- [6] C. Ammari, D. Belatrache, B. Touhami et S. Makhloufi, «Sizing, optimization, control and energy management of hybrid renewable energy system—A review,» *Energy and Built Environment*, vol. 3, n° 14, pp. 399-411, October 2022.
- [7] B. Robyns, A. Davigny, F. Bruno, H. Antoine et J. Sprooten, *Production d'énergie électrique à partir des sources renouvelables*, Lavoisier, 2012.
- [8] Y. Zahraoui, M. R. B. Khan, I. AlHamrouni, S. mekhilef et M. Ahmed, «Current Status, Scenario, and Prospective of Renewable Energy in Algeria: A Review,» *Energies*, vol. 14(9), p. 2354, 2021.
- [9] IEA analysis based on IEA (2023), «Net Zero Roadmap: A Global Pathway to Keep the 1.5°C Goal in Reach,» IEA (2023), World Energy Outlook 2023.
- [10] *Produire plus propre*, Centre National des Technologies de Production plus Propre, Ministère de l'aménagement du territoire et de l'environnement, N°08,, 2011.
- [11] H. Assia, «Le programme des énergies renouvelables en Algérie,» chez *Commerciales et des Sciences de Gestion*, 2016.

Bibliographie

- [12] M. Dali, *Commande et Gestion Energétique des Systèmes Hybrides Photovoltaïque - Eolien*, Tunis, Tunisie: Thèse de Doctorat, Ecole Nationale d'Ingénieurs de Tunis,, 2009.
- [13] S. Saib, *Contribution à l'optimisation d'un système hybride (PV/éolien) avec stockage d'énergie connecté au réseau électrique*, Setif: Thèse de doctorat ,UNIVERSITE FERHAT ABBAS-Setif1, 2018.
- [14] B. Binayak, L. Kyung-Tae, L. Gil-Yong, C. Young-Man et A. Sung-Hoon, «Optimization of Hybrid Renewable Energy Power Systems: A Review,» *International Journal of Precision Engineering and Manufacturing-Green Technology*, vol. 2(1), pp. 99-112, 2015.
- [15] L. Jijian, Z. Yusheng, M. Chao, Y. Yang et C. Evance, «A review on recent sizing methodologies of hybrid renewable energy systems,» *Energy Conversion and Management*, vol. 199, 2019.
- [16] D. Turcotte, M. Ross et F. Sheriff, « Photovoltaic hybrid system sizing and simulation tools: status and needs,» *PV Horizon: workshop on photovoltaic hybrid systems, Montreal*, pp. 1-10, September 10,2001.
- [17] K. Sopian, A. Zaharim, Y. Ali, Z. Nopiah et J. M. ., Razak, « Optimal operational strategy for hybrid renewable energy system using genetic algorithms,» *Wseas Trans Math*, vol. 7(4), p. 130–40, 2008.
- [18] P. Nema, R. Nema et S. Rangnekar, «PV-solar/wind hybrid energy system for GSM/CDMA type mobile telephony base station,» *Int J Energy Environ* , vol. 1 (2), p. 359–66, 2010.
- [19] R. Rajkumar, V. Ramachandaramurthy, B. Yong et D. Chia, « Techno-economical optimization of hybrid PV/wind/battery system using neuro-fuzzy,» *Energy* , vol. 36, p. 5148–53, 2011.
- [20] S. Sunanda et C. S.S, «Review of software tools for hybrid renewable energy systems,» *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 32, pp. 192-205, 2014.
- [21] L. Stoyanov, *Etude de différentes structures de systèmes hybrides à sources d'énergie renouvelables.*, Thèse Energie électrique. Université Pascal Paoli, 2011. , 2011.
- [22] A. M. Abdelshafy, H. Hassan et J. Jurasz, «Optimal design of a grid-connected desalination plant powered by renewable energy resources using a hybrid PSO–GWO approach,» *Energy conversion and management*, vol. 173, pp. 331-347, 2018.

Bibliographie

- [23] M. GUEZGOUZ, Perfectionnement et expertise des systèmes énergétiques complexes incorporant des sources renouvelables : Application au système hybride éolien-PV avec batteries sur un site national., (Thèse de doctorat), 2020.
- [24] T. Tezer, R. Yaman et G. Yaman, «Evaluation of approaches used for optimization of stand-alone hybrid renewable energy systems,» *Renew Sustain Energy Rev*, vol. 73, p. 840–53, 2017.
- [25] S. A. Solarin et M. O. Bello, « Wind energy and sustainable electricity generation: evidence from Germany,» *Environment, Development and Sustainability x*, 2021.
- [26] A. Chabani, S. Makhloufi et S. Lachtar, « Overview and impact of the renewable energy plants connected to the electrical network in southwest Algeria,» *EAI Endorsed Transactions on Energy Web*, 2018.
- [27] M. Asadi et P. Kazem, «Wind farm site selection considering turbulence intensity,» *Energy*, n° %1121480, p. 236, 2021.
- [28] M. S. A. Seyed, M. Akbar et K. Ali, «Optimal site selection for wind power plant using multi-criteria decision-making methods: A case study in eastern Iran,» *International Journal of Low-Carbon Technologies*, vol. 17, p. 1319–1337, 2022.
- [29] D. Romanic, D. Parvu, M. Refan et H. Hangan, «Wind and tornado climatologies and wind resource modelling for a modern development situated in “Tornado Alley”,» *Renew. Energy* , vol. 115, p. 97–112, 2018.
- [30] G. Galvez, R. Flores, U. Miranda, O. Martínez, M. Téllez, D. López et A. Gómez, «Wind resource assessment and sensitivity analysis of the levelised cost of energy. A case study in Tabasco, Mexico,» *Renew. Energy Focus* , vol. 29, p. 94–106, 2019 .
- [31] H. Ramadan, «Wind energy farm sizing and resource assessment for optimal energy yield in Sinai Peninsula, Egypt,» *J. Clean. Prod*, vol. 161, p. 1283–1293, 2017.
- [32] J. Liu, C. Gao, J. Ren, Z. Gao, H. Liang et L. Wang, « Wind resource potential assessment using a long term tower measurement approach: A case study of Beijing in China,» *J. Clean. Prod*, vol. 174, p. 917–926., 2018.
- [33] K. Sharma et M. Ahmed, «Wind energy resource assessment for the Fiji Islands: Kadavu Island and Suva Peninsula,» *Renew. Energy* , vol. 89, p. 168–180, 2016.
- [34] Y. Himri, M. Merzouk, N. Merzouk et S. Himri, « Potential and economic feasibility of wind energy in south West region of Algeria,» *Sustain. Energy Technol. Assess*, vol. 38, 2020.

Bibliographie

- [35] S. Marih, L. Ghomri et B. Bekkouche, « Evaluation of the Wind Potential and Optimal Design of a Wind Farm in The Arzew Industrial Zone in Western Algeria,» *International Journal of Renewable Energy Development*, vol. 9(2), p. 177–187, 2020.
- [36] K. Ismail, A. Shahid, T. Juntakan et M. A. Hafiz, «Wind Farm Site Selection Using WASP Tool for Application in the Tropical Region,» *sustainability*, vol. 13, 2021.
- [37] H. D. Nedjari, S. Haddouche, A. Balehouane et O. Guerri, «Optimal windy sites in Algeria: Potential and perspectives,» *Energy*, vol. 147, p. 1240–1255, 2017).
- [38] D. H. Ko, S. Jeong et Y. C. Kim, «Assessment of wind energy for small-scale wind power in Chuuk State, Micronesia,» *Renewable & Sustainable Energy Reviews*, vol. 52, p. 613–622, 2015.
- [39] M. Abdel Rahman, R. Abdel Hamid, M. Adma et M. Daowd, «Techno-economic analysis to develop the first wind farm in the Egyptian western desert at Elkharga Oasis.,» *Clean Energy*, vol. 6(1), 2022.
- [40] F. Schmid, J. Schmidli, M. Hervo et A. Haefele, « Diurnal Valley winds in a deep alpine valley: Observations,» *Atmosphere*, vol. 11(1), p. 54, 2020.
- [41] J. Wan, F. Zheng, H. Luan, Y. Tian, L. Li, Z. Ma, Z. Xu et Y. & Li, «Assessment of wind energy resources in the urat area using optimized weibull distribution,» *Sustainable Energy Technologies and Assessments*, vol. 47, 2021.
- [42] A. Serban, L. S. Paraschiv et S. Paraschiv, «Assessment of wind energy potential based on Weibull and Rayleigh distribution models.,» *Energy Reports*, vol. 6, p. 250–267, 2020.
- [43] V. Lo Brano, A. Orioli, G. Ciulla et S. Culotta, « Quality of wind speed fitting distributions for the urban area of Palermo, Italy,» *Renewable Energy*, vol. 36(3) , p. 1026–1039, 2011.
- [44] T. H. Soukissian, «Use of multi-parameter distributions for offshore wind speed modeling: The Johnson SB distribution.,» *Applied Energy*, vol. 111, p. 982–1000, 2013.
- [45] J. A. Carta, P. Ramírez et S. Velázquez, « A review of wind speed probability distributions used in wind energy analysis. ,» *case studies in the Canary Islands Renewable & Sustainable Energy Reviews*, vol. 13(5) , pp. 933-955., 2009.
- [46] J. Wu, J. Wang et D. Chi, « Wind energy potential assessment for the site of Inner Mongolia in China,» *Renewable & Sustainable Energy Reviews*, vol. 21, p. 215–228, 2013.

Bibliographie

- [47] R. Calif et F. G. Schmitt, «Modeling of atmospheric wind speed sequence using a lognormal continuous stochastic equation.,» *Journal of Wind Engineering and Industrial Aerodynamics*, vol. 109, pp. 1-8, 2012.
- [48] M. Wadi et W. Elmasry, «Statistical analysis of wind energy potential using different estimation methods for Weibull parameters: a case study,» *Electrical Engineering*, vol. 103(6), p. 2573–2594, 2021.
- [49] C. Justus, W. R. Hargraves, A. Mikhail et D. Graber, « Methods for Estimating Wind Speed Frequency Distributions,» *Journal of Applied Meteorology*, vol. 17(3), p. 350–353, 1978.
- [50] S. Akdag et A. Dinler, «A new method to estimate Weibull parameters for wind energy applications,» *Energy Conversion and Management*, vol. 50(7), p. 1761–1766., 2009.
- [51] S. C. Pryor, M. Nielsen, R. J. Barthelmie et J. J. Mann, «Can Satellite Sampling of Offshore Wind Speeds Realistically Represent Wind Speed Distributions. Part II: Quantifying Uncertainties Associated with Distribution Fitting Methods,» *Journal of Applied Meteorology*, vol. 43(5), p. 739–750, 2004.
- [52] K. K. Dayal, J. Cater, M. J. Kingan, G. Bellon et R. N. Sharma, «Wind resource assessment and energy potential of selected locations in Fiji,» *Renewable Energy*, vol. 172, p. 219–237, 2021.
- [53] N. K. Merzouk et M. Merzouk, «Efficiency of three wind turbines installed on high plains region of Algeria,» *Procedia Engineering*, vol. 33, p. 450–457, 2012.
- [54] S. Louassa, O. Guerri, N. K. Merzouk et M. Merzouk, «Wind resources estimation and performance evaluation of two wind farms in an Algerian arid zone.,» chez *Proceedings of 2016 International Renewable and Sustainable Energy Conference, IRSEC 2016*, 444–449. , 2017.
- [55] B. Belabes, A. Youcefi, O. Guerri, M. Djamai et A. Kaabeche, «Evaluation of wind energy potential and estimation of cost using wind energy turbines for electricity generation in north of Algeria,» *Renewable and Sustainable Energy Reviews, Elsevier* , vol. 51, p. 1245–1255, 2015.
- [56] S. M. Boudia, A. Benmansour, N. Ghellai, M. Benmdjahed et T. Hellal, «. Temporal assessment of wind energy resource in Algerian highlands regions,» *Revue Des EnergiesRenouvelables*, vol. 15(1), p. 4355, 2012.

Bibliographie

- [57] C. Carrillo, A. O. Montaña, J. Cidras et E. Diaz-Dorado, «Review of power curve modelling for wind turbines,» *Renewable & Sustainable Energy Reviews*, vol. 21, p. 572–581, 2013.
- [58] F. Meziane, F. Chellali, K. Mohammedi, I. Nouicer et N. Kabouche, «Wind flow simulation and characteristics prediction using WAsP software for energy planning over the region of Hassi R'mel,» *International Journal of Green Energy*, vol. 18(6), p. 634–644, 2021.
- [59] S. M. Boudia, Optimisation de l'Évaluation Temporelle du Gisement Énergétique Éolien par Simulation Numérique et Contribution à la Réactualisation de l'Atlas des Vents en Algérie, Thèse de Doctorat En Physique Energies Renouvelables, 2013.
- [60] B. Jourdier, « Wind resource in metropolitan France: methods for assessing potential, variability, and trends,» chez *Thèse de doctorat. Ecole supérieure Polytechnique*, 2015.
- [61] E. L. Petersen, N. A. Mortensen, L. Landberg, J. Højstrup et H. Frank, «Wind power meteorology. Part I: climate and turbulence,» *Wind Energy*, vol. 1(1), p. 2–22, 1998.
- [62] Janie.C, Evaluation of wind speed modeling and forecasting leading to the estimation of the annual energy production of a wind turbine, University of Montreal, 2015.
- [63] J. A. Carta, S. V. Velázquez et P. R. Cabrera, « A review of measure-correlate-predict (MCP) methods used to estimate long-term wind characteristics at a target site,» *Renewable & Sustainable Energy Reviews*, vol. 27, p. 362–400, 2013.
- [64] M. C. Cardona, J. M. Del Río, E. Chica et D. Hincapié-Zuluaga, «Turbinas hidrocinéticas de eje horizontal: una revisión de la literatura,» *Tecnología Y Ciencias Del Agua*, vol. 09(3), p. 180–197, 2018.
- [65] S. M. Boudia et O. Guerri, « Investigation of wind power potential at Oran, northwest of Algeria,» *Energy Conversion and Management*, vol. 105, p. 81–92, 2015.
- [66] S. A. Kaboli et R. Nazmabadi, «Techno-economic analysis and modelling of the feasibility of wind energy in Kuwait,» *Renewable Energy and Environmental Sustainability*, vol. 7, n° 19, 2022.
- [67] F. A. Hadi, S. S. Oudah et R. A. Al-Baldawi, « An Economic Study of a Wind Energy Project Using Different Sources of Wind Data,» *Iraqi Journal of Science*, p. 322–332, 2020.
- [68] B. Djeghri, «Analysis of the financial viability of the hypothetical wind project,» *El-Bahith Review*, vol. 21(1), p. 137–150, 2021, December 23 .

Bibliographie

- [69] R. Uhumwangho, C. Emu et K. E. Okedu, «Assessment of Economic Viability of Wind Power Plant in Bonny Island of Rivers State of Southern Nigeria for Cleaner Electricity Generation,» *International Journal of Engineering Research in Africa*, 2021.
- [70] F. Z.B. Amrani, S. Marih, I. Misoum , F. Boutililis et B. Bekkouche , «Site suitability analysis of wind energy resources in different regions of Algeria’s southwestern highland,» *International Journal of Renewable Energy Development*, 12th Nov 2023.
- [71] C. E. B. Elhadj Sidi, M. L. Ndiaye, M. E. Bah, A. Mbodji, A. Ndiaye et P. A. Ndiaye, «Performance analysis of the first large-scale (15 MWp) grid-connected photovoltaic plant in Mauritania,» *Energy Conversion and Management*, vol. 119, pp. 411-421, 2016.
- [72] IEC 61724, "Photovoltaic System Performance Monitoring—Guidelines for Measurement," *Data Exchange and Analysis, Switzerland, Geneva*, 1998.
- [73] M. Nallapaneni, K. Satish, S. Shauhrat et B. Usha, «Operational performance of on-grid solar photovoltaic system integrated,» *Energy for Sustainable Development*, 2020.
- [74] H. Kassem et M. A. Salman, « Solar Energy Technology for Northern Cyprus: Assessment, Statistical Analysis, and Feasibility Study.,» *Energies*, 2020.
- [75] S. Sofia et V. Dimitra G, «A systematic review of site-selection procedures of PV and CSP technologies,» *Energy reports*, vol. 9, pp. 2947-2979, 2023.
- [76] M. Peel, B. Finlayson et T. McMahon, «Updated world map of the Köppen-Geiger climate classification,» *Hydrol. Earth Syst. Sci.*, vol. 11, p. 1633–1644, 2007.
- [77] IEC61724, «Photovoltaic System Performance Monitoring—Guidelines for Measurement.,» *Data Exchange and Analysis, Switzerland, Geneva.*, 1998.
- [78] A. Woyte, M. Richter et D. Moser, «Analytical Monitoring of Grid-connected Photovoltaic Systems: Good Practices for Monitoring and Performance Analysis: IEA PVPS Task 13, Subtask 2: Report IEA PVPS T13-03: 2014.,» *International Energy Agency, Photovoltaic Power Systems Programme*, 2014.
- [79] P. Congedo, M. Malvoni, M. Mele et M. Giorgi, «Performance measurements of monocrystalline silicon PV modules in South-eastern Italy,» *Energy Conversion and Management*, vol. 68, pp. 1-10, 2013.
- [80] K. Attari, A. Elyaakoubi et A. Asselman, «Performance analysis and investigation of a grid-connected photovoltaic installation in Morocco,» *Energy Reports*, vol. 2, pp. 261-266, 2016.

Bibliographie

- [81] Malvoni, N. Kumar, S. Chopra et Hatziargyriou., «Performance and degradation assessment of large-scale grid-connected solar,» *Solar Energy*, 2020.
- [82] H. Mavuto, K. Nyeinga et D. Okello, «Performance evaluation of 830 kWp grid-connected photovoltaic power plant at Kamuzu International Airport-Malawi,» *Energy for Sustainable Development*, vol. 51, pp. 50-55, 2019.
- [83] S. Palm, L. Youssef, W. S, N. TN, R. K et C. A, «Performance Evaluation of Burkina Faso's 33 MW Largest Grid-Connected PV Power Plant,» *Energies*, vol. 16(17), p. 6177, 2023.
- [84] S. Odeh, «Analysis of the Performance Indicators of the PV Power System,» *Journal of Power and Energy Engineering* , vol. 6, pp. 59-75, 2018.
- [85] S. S et S. Jakka, «Performance evaluation and validation of 5 MWp grid connected solar photovoltaic plant in South India.,» *Energy conversion and management*, vol. 100, pp. 429-439, 2015.
- [86] T. M. D, I. Santiago, J. Luna-Rodriguez et R. Real-Calvo., « Development of a software application to evaluate the performance and energy losses of grid-connected photovoltaic systems,» *Energy Conversion and Management*, 2014.
- [87] M. Kichene, A. B. Stambouli, A. Chouder, A. Loukriz, A. Bendib et A. Hafiz, «Performance Investigation of a Large-Scale Grid-Tied PV Plant under High Plateau Climate,» *Journal Européen des Systèmes Automatisés*, vol. 56(3), pp. 483-492, 2023.
- [88] N. Aoun, «Performance Analysis of a 20 MW Grid-Connected Photovoltaic Installation in Adrar, South of Algeria,» chez *Advanced Statistical Modeling, Forecasting, and Fault Detection in Renewable Energy Systems*, IntechOpen, 2020.
- [89] R. Singh, M. Sharma, R. Rawat et C. Banerjee, «Field Analysis of three different silicon-based Technologies in Composite Climate Condition -Part II- Seasonal assessment and performance degradation rates using statistical tools,» *Renewable Energy*, vol. 147, 2020.
- [90] M. E.-H. Dahmoun, B. Bekkouche, K. Sudhakar, M. Guezgouz, A. Chenafi et A. Chaouch, «Performance evaluation and analysis of grid-tied large scale PV plant in Algeria,» *Energy for Sustainable Development*, pp. 0973-0826, 2021.
- [91] Malvoni, N. Kumar, S. Chopra et Hatziargyriou, « Performance and degradation assessment of large-scale grid-connected solar,» *Solar Energy*, 2020.

Bibliographie

- [92] M. G. B. Z, M. S et G. Georghiou, « Performance loss rate of twelve photovoltaic technologies under field conditions using statistical techniques,» *Solar Energy*, 2014.
- [93] A. Phinikarides, G. Makrides, B. Zinsser, M. Schubert et G. E. Georghiou , «Analysis of photovoltaic system performance time series: Seasonality and performance loss,» *Renewable Energy* , 2015.
- [94] S. Silvestre, A. Tahri, F. Tahri, S. Benlebna et A. Chouder, «Evaluation of the performance and degradation of crystalline silicon-based photovoltaic modules in the Saharan environment,» *Energy*, vol. 152, p. 57–63, 2018.
- [95] C. Huang, M. Edesess, A. Bensoussan et K. Tsui, «Performance analysis of a gridconnected upgraded metallurgical grade silicon photovoltaic system,» *Energies*, vol. 9, 2016.
- [96] M. M, L. A, G. Maggiotto, P. Congedo et M. Giorgi, «Long term performance, losses and efficiency analysis of a 960 kWp photovoltaic system in the Mediterranean climate,» *Energy Conversion and Management*, pp. 0196-8904, 2017.
- [97] I. Bendaas, B. Kada, S. Smail, R. Abdelhak, B. Salim et B. Saliha, «Performance evaluation of large-scale photovoltaic power plant in Saharan climate of Algeria based on real data,» *Energy for Sustainable Development*, vol. 76, 2023.
- [98] A. Allouhi, R. Saadani, T. Kousksou, R. Saidur, A. Jamil et M. Rahmoune, «Grid-connected PV systems installed on institutional buildings: Technology comparison, energy analysis and economic performance,» *Energy and Buildings*, vol. 130, pp. 188-201, 2016.
- [99] M. AL-Rasheedi, C. Gueymard, M. Al-Khayat, I. A, J. Lee et H. Al-Duaj, «Performance evaluation of a utility-scale dual-technology photovoltaic power plant at the Shagaya Renewable Energy Park in Kuwait,» *Renew. Sustain. Energy Rev*, vol. 133, 2020.
- [100] A. Alshare, B. Tashtoush et H. E.-K. S. Altarazi, «Energy and economic analysis of a 5 MW photovoltaic system in northern Jordan,» *Case Studies in Thermal Engineering*, vol. 21, 2020.
- [101] S. Martín-Martínez, M. Cañas-Carretón, A. Honrubia-Escribano et E. Gómez-Lázaro, «Performance evaluation of large solar photovoltaic power plants in Spain,» *Energy Conversion and Management*, vol. 183, pp. 515-528, 2019.

Bibliographie

- [102] H. Vidal, M. Rivera et N. V. P. Wheeler, «The analysis performance of a grid-connected 8.2 kwp photovoltaic system in the patagonia region,» *Sustain. Times*, vol. 12, pp. 1-16, 2020.
- [103] B. S. Kumar et K. Sudhakar, «Performance evaluation of 10 MW grid connected solar photovoltaic power plant in India,» *Energy Reports*, vol. 1, pp. 184-192, 2015.
- [104] F.Z.B. Amrani, F.Boutilili, B.Bekkouche, «Performance evaluation and degradation analysis of 20 MW photovoltaic power plant located in the southwestern highlands of Algeria,» *Building Services Engineering Research & Technology*, Sage journals, 2024.
- [105] A. Bouraiou, A. Necaibia, N. Boutasseta, S. Mekhilef, R. Dabou, A. Ziane et O. Touaba, « Status of renewable energy potential and utilization in Algeria,» *J Clean Prod*, vol. 246, p. 119011, 2020.
- [106] E. Kabir, P. Kumar, S. Kumar, A. Adelodun et K. Kim, «Solar energy: potential and future prospects,» *Renew Sustain Energy Rev*, vol. 82, p. 894–900, 2018.
- [107] R. Guorui, W. Jie, L. Jinfu et Y. Daren, « Assessing temporal variability of wind resources in China and the spatial correlation of wind power in the selected regions.,» *Renew Sustain Energy*, vol. 12, 2020.
- [108] E. Mustapha, N. M. Omar, B. Lahoucine et I. Ahmed, «Etude de la Complémentarité des Energies Solaires et Eoliennes pour un Système Hybride à Energies Renouvelables,» *International Journal of Innovation and Scientific Research*, vol. 26(2), 2016.
- [109] P. C. Mauricio, R. B. Marcelo, B. Renê, D. H. Detzel et J. M. Lima, «Evaluation of hydro-wind complementarity in the Brazilian territory by means of correlation maps,» *Renewable Energy*, vol. 101, pp. 1215-1225, 2017.
- [110] Z. Behnam et S. Sanna, «Electrical energy storage systems: A comparative life cycle cost analysis,» *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 42, pp. 569-596, 2015.
- [111] A. E. Storage, «AES energy storage projects [online],» 2013. [En ligne]. Available: <http://www.aesenergystorage.com/>.
- [112] V. Ionel, « Modelisation et analyse de l'integration des energies renouvelables dans un reseau autonome., . Français. ffNNT : ff. fftel-00179164ff,» chez *Energie électrique, Thèse de doctorat*, Français. NNT :tel-00179164ff, Université du Havre, 2005.
- [113] S. Shakti, S. Mukesh et S. C. Kaushik, «A review on optimization techniques for sizing of solar-wind hybrid energy systems,» *International Journal of Green Energy*, vol. 13(15), pp. 1564-1578, 2016.

Bibliographie

- [114] B. Ouassima, E. M. Hassan, E. M. Hassane et L. Tijani, «Optimal sizing of grid connected microgrid in Morocco using Homer Pro,» chez *2019 International Conference on Wireless Technologies, Embedded and Intelligent Systems (WITS) pp. 1-6*, Fez, Morocco, 2019.
- [115] A. Fathy, «A reliable methodology based on mine blast optimization algorithm for optimal sizing of hybrid PV-wind-FC system for remote area in Egypt,» *Renewable Energy, Elsevier*, , vol. 95(C), pp. 367-380, 2016.
- [116] j. Zhao et X. Yuan, «Multi-objective optimization of stand-alone hybrid PV-wind-diesel-battery system using improved fruit fly optimization algorithm,» *Soft Comput*, vol. 20, p. 2841–53, 2015..
- [117] Y. Kebbati et L. Baghli, «Design, modeling and control of a hybrid grid-connected photovoltaic-wind system for the region of Adrar, Algeria,» *International Journal of Environmental Science and Technology*, vol. 20, p. 6531–6558, 2023.
- [118] A. Dhaker, Contribution au dimensionnement et à l'optimisation des systèmes hybrides éoliens-photovoltaïques avec batteries pour l'habitat résidentiel autonome, Poitiers: Thèse Génie électrique. : Université de Poitiers, 2012.

Annexes

Annexe 01

Caractéristiques techniques du Panneau photovoltaïque CS6P-250P



FICHE TECHNIQUE DU PRODUIT | Etats-Unis

DONNÉES ÉLECTRIQUES | ITS

Données électriques	CS6P-250P	CS6P-255P	CS6P-260P
Puissance maximale nominale (P _{max})	250W	255W	260W
Tension de fonctionnement optimale (V _{mp})	30,1 V	30,2 V	30,3 V
Courant de fonctionnement optimal (I _{mp})	8.30A	8.43A	8.60A
Tension en circuit ouvert (V _{oc})	37,2 V	37,4 V	37,6 V
Courant de court-circuit (I _{sc})	8,87 A	9,00A	9,10A
Efficacité des modules	15,54%	15,85%	16,16%
Température de fonctionnement		-40°C	+85°C
Tension maximale du système	600 V (UL) / 1 000 V (UL) / 1 000 V (CEI)		
Valeur nominale maximale des listes en série	15A		
Classement incendie UL	Classe C		
Tolérance de puissance	0 +5W		

* Dans des conditions de test standards (STC) d'irradiance de 1000W/m², spectre AM 1,5 et cellule température de 25°C

DONNÉES ÉLECTRIQUES | NOCT

Données électriques	CS6P-250P	CS6P-255P	CS6P-260P
Puissance maximale nominale (P _{max})	181W	185W	189W
Tension de fonctionnement optimale (V _{mp})	27,5 V	27,6 V	27,7 V
Courant de fonctionnement optimal (I _{mp})	6,60A	6,71A	6,82A
Tension en circuit ouvert (V _{oc})	34,2 V	34,4 V	34,6 V
Courant de court-circuit (I _{sc})	7,19A	7,29A	7,40A

* Sous température nominale de fonctionnement (NOCT), éclairage énergétique de 800 W/m², spectre AM 1,5, température ambiante 20°C vitesse du vent 1 m/s

PRODUIT | DONNÉES MÉCANIQUES

spécification	Données
Type de cellule :	Poly cristallin 156 x 156 mm.
Disposition des cellules :	60 (6 x 10)
Dimensions :	1638 x 982 x 40 mm (64,5 x 38,7 x 1,57 pouces)
Poids :	18,5 kg (40,8 livres)
Couverture :	Verre trempé de 3,2 mm
Matériau du cadre du module :	Alliage d'aluminium anodisé
J-Box :	IP65 ou IP67, 3 diodes
Câble :	4 mm ² (CEI) 4 mm ² et 12 AWG (UL 1 000 V) 12AWG (UL 600V), 1000mm
Connecteurs :	MC4 ou MC4 comparable
Emballage standard :	24 pcs, 504kg (Quantité et poids par palette)
Pièces de module par conteneur :	672 pièces (QG 40')

TEMPÉRATURE | CARACTÉRISTIQUES

spécification	Données
Coefficient de température (P _{max})	-0,43%/°C
Coefficient de température (COV)	-0,34%/°C
Coefficient de température (I _{sc})	0,065%/°C

Température de fonctionnement normale de la cellule 45 ± 2 °C

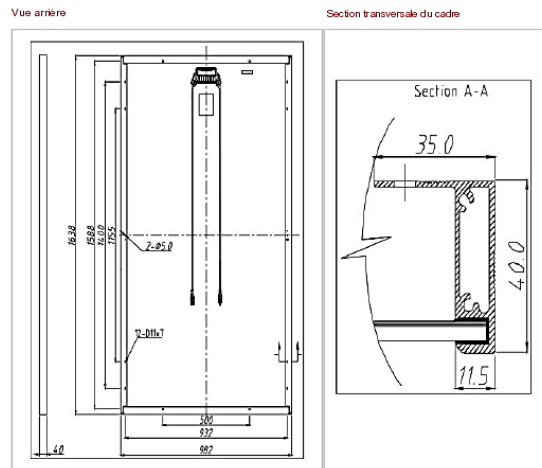
PERFORMANCES | À FAIBLE ÉCLAIRAGE

Performances de pointe de l'industrie dans des environnements à faible irradiation, module PV +95,5 % efficacité d'un éclairage lumineux de 1000w/m² à 200w/m² (AM 1,5, 25°C.)

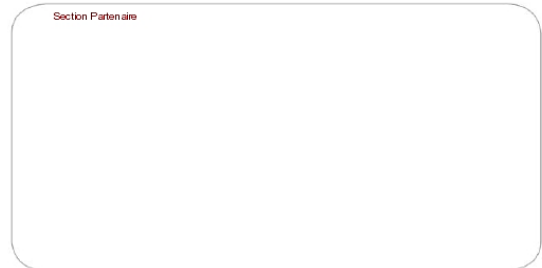
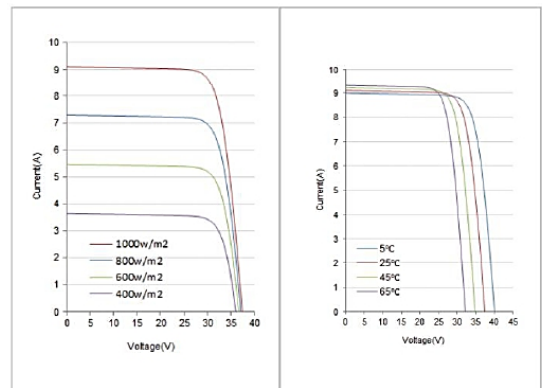
Nous, Canadian Solar Inc., déclinons par la présente toute représentation, garantie ou garantie que les informations fournies dans cette fiche technique sont exactes, correctes, fiables ou à jour. Aucune partie ne peut prétendre s'appuyer sur des informations fournies ici. Les spécifications, images, dessins, caractéristiques du produit et certifications décrits dans cette fiche technique sont uniquement à des fins de référence. Nous nous réservons le droit d'apporter des modifications aux informations contenues à tout moment et sans préavis. Veuillez toujours obtenir la révision la plus récente de la fiche technique qui doit être dûment signée par les représentants autorisés de ces deux parties et incorporée dans le contrat contraignant conclu par les parties régissant toutes les transactions liées à l'achat et à la vente des produits décrits aux présentes.

www.canadiansolar.com
enquiry_us@canadiansolar.com

MODULE | DESSIN TECHNIQUE



CS6P-260P | I V COURBES



© Canadian Solar Inc. 2013. Tous droits réservés.
Fiche technique du produit du module PV I EN US V1 0214
Attention : veuillez lire les instructions de sécurité et d'installation avant d'utiliser le produit.

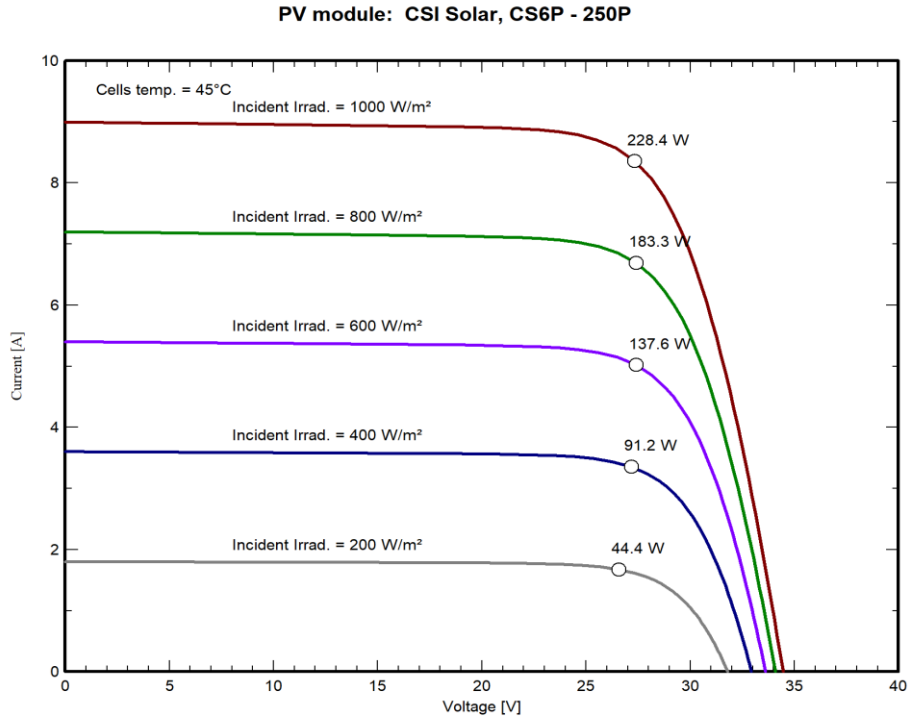


Figure 1 : Courbes $I=f(U)$ du panneau photovoltaïque CS6P-250P pour différents flux de rayonnement surfacique ϕ .

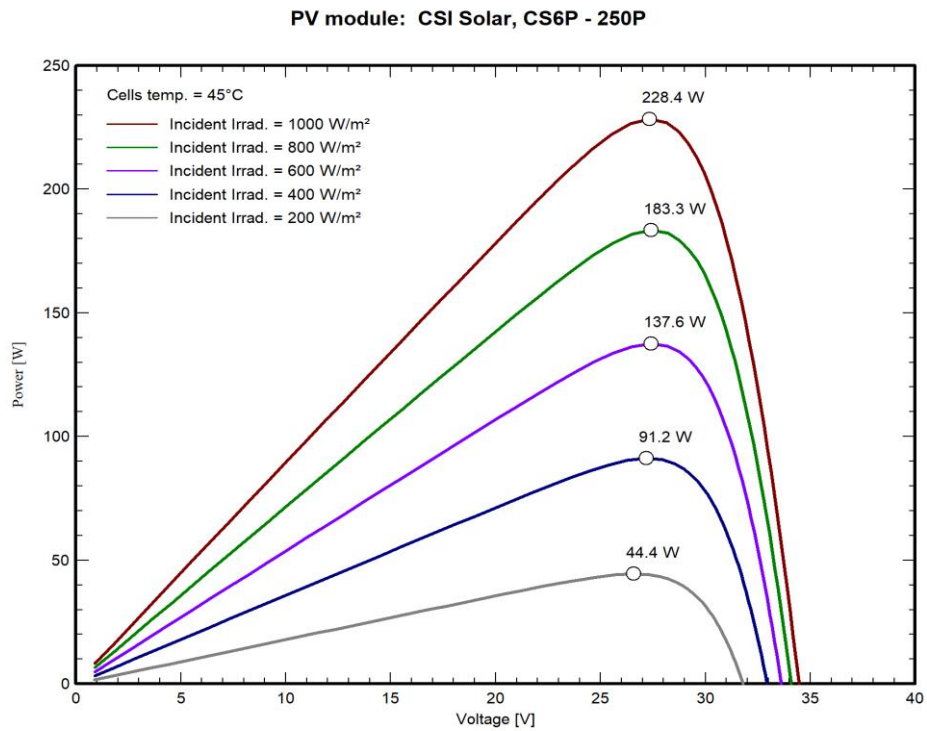


Figure 2 : Courbes $P=f(U)$ du panneau photovoltaïque CS6P-250P pour différents flux de rayonnement surfacique ϕ .

Annexe 02

Caractéristiques techniques de l'onduleur SMA Sunny Central 800CP-XT

Données techniques	Sunny Central 800CP XT
Entrée (CC)	
Puissance CC max. (à $\cos \varphi = 1$)	898 kW
Tension d'entrée max.	1000 V
VMPP_min à IMPP	530 V
< IDCmax Plage de tension MPP (à 25°C / à 50°C à 50 Hz)1) 2)	641 V à 850 V3) / 583 à 850 V3)
Plage de tension MPP (à 25°C / à 50°C à 60 Hz)1) 2)	641 V à 850 V3) / 583 à 850 V3)
Tension d'entrée nominale	641 V
Courant d'entrée max.	1400 A
Courant de court-circuit DC max.	2500 A
Nombre d'entrées MPP indépendantes	1
Nombre d'entrées DC	9
Sortie (CA)	
Puissance nominale (à 25°C) / puissance nominale CA (à 50°C)	880 kVA / 800 kVA
Tension nominale CA / Plage de tension nominale CA	360 V / 324 V to 414 V
Fréquence du réseau CA / Plage	50 Hz, 60 Hz / 47 Hz to 63 Hz
Fréquence nominale du réseau / Tension nominale du réseau	50 Hz / 360 V
Courant de sortie max. / Distorsion harmonique totale max. Facteur de puissance à puissance nominale / Facteur de puissance de décalage réglable Phases d'alimentation / Phases de connexion Rendement4)	1411 A / 0.03 1 / 0.9 leadin 3 / 3
Efficacité max. / Efficacité européenne / Efficacité CEC	98.6% / 98.4% / 98.5%
Dispositif de déconnexion côté entrée	Motor-driven load-break switch
Dispositif de déconnexion côté sortie	AC circuit breaker
Protection contre les surtensions CC Protection contre la foudre (selon CEI 62305-1)	Type I surge arrester
Détection de réseau autonome active / passive	Lightning Protection Level III
Surveillance du réseau	● / -
Surveillance des défauts à la terre / surveillance des défauts à la terre télécommandée	● ○ / ○ ○
Surveillance de fisolement Parafoudre pour alimentation auxiliaire Classe de protection (selon CEI 62109-1) / classe de surtension (selon CEI 60664-1)	● I / III

