



وزارة التعليم العالي والبحث العلمي
MINISTRE DE L'ENSEIGNEMENT SUPERIEUR ET DE
LA RECHERCHE SCIENTIFIQUE
جامعة عبد الحميد بن باديس مستغانم
Université Abdelhamid Ibn Badis Mostaganem
كلية العلوم والتكنولوجيا
Faculté des Sciences et de la Technologie
DEPARTEMENT DE GENIE DES ELECTRONIQUE



MEMOIRE

Présenté pour obtenir le diplôme de
Master académique

MASTER EN ÉLECTROTECHNIQUE

Option : Énergies renouvelables en électrotechnique

Par

Hamadouche Ghalia

Laraba Hayat

Intitulé du sujet

Dimensionnement d'un système d'une centrale photovoltaïque-éolienne -
Hydroélectrique- stockage batteries pour alimenter une charge variable

Soutenu le 8 /07/2023 devant le jury composé de :

Président :	Pr. Hadri Baghdad	MCA	Université de Mostaganem
Examineur :	Dr.Souag Slimane	MCB	Université de Mostaganem
Encadreur :	Pr.Bekkouche Benaissa	Pr	Université de Mostaganem
Co-encadreur	Boutlils Fatima	MCA	Université de Mostaganem

Année Universitaire 2022/2023

Remerciement

Avant tout, Nous remercions ALLAH le Tout-puissant de m'avoir donné le courage, la volonté et la patience de mener à terme ce présent travail dans des meilleures conditions.

Nous tenons à remercier notre enseignant, Mr.Bekkouche Benaissa, Professeur à Université de Mostaganem Abdel Hamid Ibn Badis qui par sa compétence, ses encouragements, ses critiques constructives et son soutien moral a su m'informer, me conseiller, et me rendre de plus en plus autonome pour bien réaliser ce travail, et Mme Boutilis Fatima pour leur soutien moral et leurs conseils à mon égard, et ils m'ont permis de faire ce mémoire Plus indépendant par leur compétence et leurs critiques constructive .

Nous tenons également à remercier chaleureusement les membres du jury pour leur évaluation de notre modeste travail et leur soutien moral Mr.Souag Slimane et Mr.Hadri Bghdad.

Nous souhaitons également remercier, l'ensemble des enseignant de département de génie électrique de Mostaganem et particulièrement ceux qui ont participé à nos formations.

Enfin, nous ne saurons terminer ce remerciement, sans mentionner tous ceux Qui de près ou de loin ont contribué à rendre cette expérience des plus en particulier le plan humain.

Dédicace

À...

Celle qui m'a donnée le courage, la bonne volonté et le soutien depuis mon enfance, à ma mère Yamina à qui je dois toute ma vie et toutes mes réussites.

Celui qui a donné le bon sens à ma vie, qui n'a jamais cessé de me lancer l'appel d'amour et d'aide moral et matériel, et à qui ma donne la confiance, à qui je dois beaucoup à mon père Mohamed.

A mon époux Hadjoudj, je vous dédie cette recherche en guise d'expression de mes sincères remerciements pour le soutien moral que tu m'as apporté tout au long de mes études, tu as été un bon mari et ami.

A celles qui ont été témoins avec moi des problèmes d'étudier et de veiller tard le soir, c'était donc la meilleure aide pour moi sur mon chemin, mes chères sœurs Karima, Jahida, Nadjjet et Faiza.

A ma tante adorée khaira.

A toute ma famille, toute la famille de Laraba et tous mes amis sans cite des noms pour ne pas oublier d'autres.

Mon amie, ma sœur et mon partenaire ont cette note Hamadouche Ghalia.

Laraba Hayat...

Dédicace

Ma carrière universitaire a pris fin après un parcours fatigant et une longue attente. Me voilà aujourd'hui je le conclus avec la de Dieu et à ceux qui ont eu du soutien dans mon soutien pour ma carrière afin que je dédie cette recherche.

À mon père, qui est à mon père, qui était fier que je porte son nom, et qui avait le grand mérite d'avoir atteint ce que je suis maintenant, si fier que je porte son nom, et qui était le grand mérite d'avoir atteint ce que je suis maintenant.

À qui Dieu a fait le paradis sous ses pieds grâce, qui a tant sacrifié, ma chère et précieuse, ma mère, et je me tiens sur cette plate-forme grâce à vos prières et debout à mes côtés.

Mes sœurs et frères, chacun est en son nom, ma force quand je suis faible, mon espoir quand je désespère.

A l'âme pure de ma grand-mère, la séparation a été longue et elle ne nous accompagne toujours pas.

A mes neveux Rayan, Amin . Nordin, Fares

A mes cousins Fawzi, Youssef, Muhammad Zakaria, Hafsa, Sondos, Shahinaz, Khawla.

J'ai le petit poussin, Hadeel, et le poussin, Tajuddin, que Dieu prolonge leur vie.

A toute ma famille, toute la famille de Hamdouche, tous mes amis, et ceux qui m'ont soutenu, même avec le sourire.

Mon ami, ma soeur et mon partenaire ont cette note Laraba Hayat.

Hamadouche Ghalia

ملخص: تعتبر الطاقة المتجددة هي طاقة ناتجة عن مصادر طبيعية تتجدد بمعدل يفوق استهلاكه من اشعة الشمس والرياح والطاقة المائية على سبيل المثال من المصادر التي تتجدد باستمرار، وان مصادر الطاقة المتجددة وفيرة وموجودة في كل مكان حولنا بحيث أصبحت رابطا مهما للتنمية الاقتصادية على المستوى العالمي فقد تم انشاء عدة محطات لمصادر الطاقة المتجددة بهدف تحسين ورفع مردود الطاقة بأقل تكلفة.

بحيث تقدم هذه الدراسة نظام الطاقة الهجين الأمثل الذي يعطي التكلفة المثلى لإنتاج الطاقة وتتم الحسابات عن طريق برنامج هومر . تقترح هذه الدراسة نموذجا لنظام الطاقة الهجين المستقل من خلال النضر في البيانات المتروولوجية في منطقة جنوب ارزيو بولاية وهران. ويتضمن النموذج المقترح مصادر الطاقة الكهروضوئية وطاقة الرياح والطاقة المائية في تركيبة مع بطاريات التخزين لان الطبيعة المتقطعة للطاقة الشمسية وطاقة الرياح يؤدي الى انقطاع التيار الكهربائي بسبب الطاقة الشمسية الغير كافية وعدم وجود سرعة الرياح وبالتالي نلجأ لبطاريات التخزين.

الكلمات المفتاحية : الطاقات المتجددة ، الطاقة الشمسية ، طاقة الرياح ، الطاقة المائية ، التحجيم ، برنامج هومر ، بطاريات التخزين .

Résumé : L'énergie renouvelable est une énergie provenant de sources naturelles qui se renouvellent à un rythme supérieur à la consommation d'énergie solaire, éolienne et hydraulique, par exemple, à partir de sources qui se renouvellent constamment. Les sources d'énergie renouvelables sont abondantes et présentes partout autour de nous, de sorte qu'elles sont devenues un maillon important du développement économique à l'échelle mondiale. Plusieurs stations ont été implantées pour les énergies renouvelables afin d'améliorer et d'augmenter le rendement énergétique au moindre coût.

De sorte que cette étude présente le système énergétique hybride optimal qui donne le coût optimal de production d'énergie, et les calculs sont effectués au moyen du programme Homer. Cette étude propose un modèle pour le système électrique hybride indépendant en examinant les données métrologiques dans la région du sud d'Arzew, province d'Oran. Le modèle proposé comprend des sources d'énergie photovoltaïque, d'énergie éolienne et d'énergie hydraulique en combinaison avec des batteries de stockage, car la nature intermittente de l'énergie solaire et de l'énergie éolienne entraîne des pannes de courant dues à une énergie

solaire insuffisante et au manque de vitesse du vent, et nous recourons donc à piles de stockage.

Mots-clés : les énergies renouvelables , énergie photovoltaïque , énergie éolienne , énergie hydraulique , dimensionnement , logiciel HOMER , les batteries de stockages .

Sommaire

Liste de figures

Liste de tableaux

Introduction générale 1

CHAPITRE I: Généralités sur les énergies renouvelables

I.1 Aperçus sur le programme de transition énergétique en Algérie..... 3

I.2 Energie solaire..... 3

I.2.1 L'énergie solaire photovoltaïque 3

I.2.2 Solaire thermique..... 4

I.2.3 Gisement solaire 6

I.2.4 Les centrales solaires en Algérie 6

I.3 Énergie éolienne 7

I.3.1 principe de fonctionnement d'une éolienne..... 7

I.3.2 Puissance fournit par un aérogénérateur..... 8

I.3.2.1 Potentiel éolien disponible 8

I.3.2.2 La puissance moyenne récupérable..... 8

I.3.3 Potentiel éolienne l'Algérie..... 11

I.3.4 Centrales éoliennes réalisée en Algérie..... 11

I.4 Energie hydroélectrique 12

I.4.1 Le principe de l'hydroélectricité..... 12

I.4.2 Les centrales hydroélectriques 12

I.4.3 Station de transfert d'eau par pompage STEP 12

I.4.4 Les ressource d'eau en Algérie 13

I.5 Système hybride 14

I.5.1 Introduction 14

I.5.2. Définition d'un système multi-sources 15

I.5.3 La stratégie de gestion..... 16

I.5.3.1 Contrôle centralisé 16

I.5.3.2 Contrôle distribué... 17

I.5.3.3 Contrôle hybride centralisé et distribué..... 17

I.5.4 Méthode de dimensionnement..... 18

I.5.4.1 Méthode de dimensionnement par logiciels..... 18

I.5.4.1.1 HOMER 18

I.5.4.1.2 HYBRID2 18

I.5.4.1.3 iHOGA 19

I.5.5 Les critères d'évaluation d'un système hybride..... 19

I.6. Objectif de mémoire 20

I.7 Conclusion 21

CHAPITRE II: Modélisation du système hybride

II.1 Introduction..... 22

II.2 Modélisation des éléments du système étudié..... 22

II.2.1 Modélisation du système photovoltaïque..... 23

II.2.1.1 Modèles de comportement du champ photovoltaïque 23

II.2.1.1.1 Le modèle du rendement..... 23

II.2.1.1.2	Modèle qui regroupe la puissance au rendement.....	25
II.2.2	Modélisation des onduleurs.....	25
II.2.2.1	Courbe de charge des onduleurs	25
II.2.2.2	les courbe de charge des onduleurs.....	25
II.2.3	Modélisation du système éolien.....	26
II.2.3.1	Définition mathématique de l’extrapolation.....	27
II.2.3.2	Extrapolation verticale de la vitesse du vent	27
II.2.3.2.1	Loi de puissance.....	28
II.2.3.3	Modèles de courbe de puissance	29
II.2.3.3.1	Modèle linéaire.....	30
II.2.3.3.2	Modèle basé sur la loi cubique	30
II.2.3.3.3	Modèle basé sur les paramètres de Weibull	31
II.2.3.3.4	Modèle de Pallabazzer 1995	31
II.2.3.3.5	Module de Chang	31
II.2.4	Modélisation de la station de transfert d’énergie par pompage.....	31
II.2.4.1	Opération de stockage hydroélectrique par station de Pompage.....	31
II.2.4.2	les courbes des turbine hydraulique.....	32
II.2.4.3	Modélisation d’un système hydroélectrique réversible	33
II.2.5	Modélisation du banc de stockage batterie	33
II.2.5.1	Modélisation du système de stockage et sa performance	33
II.2.5.2	La quantité de charge de la batterie	34
II.3	Optimisation du dimensionnements du système hybride.....	34
II.3.1	L’organigramme de gestion de puissances du système	34
II.3.2	Gestion d’énergie d’un système hybride.....	36
II.3.2.1	Les données de la charge électrique.....	37
II.3.2.2	Les paramètres d’évaluation économique	38
II.3.2.2.1	Coût actuel net (CAN).....	38
II.3.2.2.2	Coût total annualisé(CTA)	40
II.3.2.2.3	Coût d’électricité (COE).....	40
II.3.2.2.4	Coût d’énergie actualisé (CEA)	40
II.3.2.3	Les paramètre technique.....	40
II.3.2.3.1	La probabilité de perte de charge (PPC).....	41
II.3.2.3.2	La probabilité de perte de l’énergie (PPE).....	41
II.3.2.3.3	La probabilité d’insatisfaction de la demande (PIT)	41
II.3.3	Les paramètres d’analyse écologique	42
II.3.4	Les paramètre d’aspect social	42
II.4	Conclusion	43

CHAPITRE III : Dimensionnement

III.1	Introduction	44
III.2	Système Eolienne	44
III.2.1	Installation d’un parc éolien	44
III.2.1.1	Le gisement éolien du site	44
III.2.1.2	Les données	45
III.2.2	Détermination du potentiel de site par le logiciel WAsP.....	45
III.2.2.1	Méthodologie de calcul	45
III.2.2.2	Aperçu sur le logiciel WAsP	46

III.2.2.3 Résulta d'évaluation du potentiel du site et discussions	46
III.2.2.4 Détermination des directions dominantes du vent	46
III.2.2.5Détermination des fréquences de la vitesse du vent	47
III.2.2.6Etude de l'amplitude de la stabilité de la vitesse moyenne du vent	48
III.2.2.7Le choix de la technologie et la configuration optimale.....	49
III.2.2.8 La recherche d'une technologie adaptée et rentable pour le site	50
III.2.2.9 Résultat de dimensionnement	50
III.3 Photovoltaïques	52
III.3.1 Introduction	52
III.3.2 Les étapes de dimensionnement d'un système photovoltaïque	52
III.3.2.1 Étape 1 : Présentation et détermination des coordonnées géographiques et astronomique du site	53
III.3.2.2 Étape 2 : Détermination des besoins de l'utilisateur	53
III.3.2.3 Étape 3 : Définition des modules photovoltaïque	53
III.3.2.4 Étape 4 : Adaptation de l'onduleur	57
III.3.2.5 Étape 5 : Le câblage	58
III.4 Dimensionnement de la source Hydroélectrique réversible	65
III.4.1 Identification des sites	66
III.4.2 La hauteur de chute brute	66
III.4.3 Calcul de la puissance électrique	66
III.5 conclusion	68

CHAPITRE IV : RUSLTA DE SIMILLATION

IV.1 Introduction	69
IV.2 Aperçu sur le logiciel Homer	69
IV.3 Architecture de simulation	70
IV.4 Site d'implantation.....	72
IV.5 Données météorologiques	73
IV.5.1 Les données relatives au rayonnement solaire	75
IV.5.2 La variation mensuelle de l'irradiation	75
IV.5.3 Les données relatives de la vitesse du vent	78
IV.5.4 le débit d'eau	79
IV.5.5 profil de charge	79
IV.6 Création du système hybride	81
IV.7 Les configurations du système hybride.....	82
IV.7.1 L'énergie produite système PV	83
IV.7.2 L'énergie produite par les turbines éoliennes.....	86
IV.7.3 .Le rapport entre la vitesse du vent et l'énergie produite par la turbine éolienne.....	87
IV.7.4 L'énergie produite par la turbine hydraulique	89
IV.7.5 L'état de charge des batteries	90
IV.7.6 Convertisseur	93
IV.7.7 Production énergétique du système hybride optimal	94
IV.7.8.7 Les Indices économique.....	96
IV.8 CONCLUSION	97
Conclusion générale	98

Bibliographie

Annexe

Liste du Figure

N°	Figure	Page
1	Figure (1.1) : Utilisation de l'énergie solaire	3
2	Figure (1.2) : Influence du niveau d'éclairement	4
3	Figure (1.3) :Influence de la température de la cellule (Rayonnement solaire de 1KW/m2)	4
4	Figure (1.4) : installation d'un chauffage solaire	5
5	Figure (1.5) : Les quatre technologies de concentrateur	5
6	Figure (1.6) : Potentiel solaire en Algérie	6
7	Figure (1.7) : Eolienne à axe vertical (a) et axe horizontal (b) [Win 12].	7
8	Figure (1.8) : principe de conversion d'énergie éolienne	8
9	Figure (1.9) : Coefficient de puissance	10
10	Figure (1.10) : coefficient de puissance en fonction de la vitesse normalisée λ pour différents types de turbines	10
11	Figure (1.11) : La vitesse moyenne du vent au niveau l'Algérie	11
12	Figure (1.12) : chaine énergétique de la centrale hydraulique	12
13	Figure (1.13) : 13Système de transfert d'énergie par pompage STEP	13
14	Figure (1.14) : Schéma d'un système d'énergie renouvelable avec une STEP	14
15	Figure (1.15) : Système multi-sources	15
16	Figure (1.16) : Stratégie de gestion d'énergie centralisée.	16
17	Figure (1.17) : Stratégie de gestion d'énergie distribuée.	16
18	Figure (1.18) : Stratégie de gestion d'énergie hybride centralisée et distribue □□	17
19	Figure (1.19) : Schéma du système proposé	20
20	Figure (2.1) :Courbe types des onduleurs	25
21	Figure (2.2) : Principe de l'extrapolation vertical	27
22	Figure (2.3) : Caractéristique d'une éolienne	29

23	Figure (2.4) : Variation du rendement pour différentes turbines hydrauliques	31
24	Figure (2.5) : Puissance d'entre en fonction de la puissance de sortie pour les deux Régimes	32
25	Figure (2.6) : Organigramme de script if de simulateur du système étude	35
26	Figure (2.7) : profil de charge typique d'un habitat résidentiel en ARZIW	37
27	Figure (3.1) : La région d'Arzew,Oran, Algérie	44
28	Figure (3.2) : Analyse annuelle des ressources à une hauteur de 10 m (rose des vents)	46
29	Figure (3.3) : Analyse annuelle des ressources à une hauteur de 10 m (Histogramme de la vitesse du vent ajusté par la distribution de Weibull)	47
30	Figure (3.4) : Profil annuel de la vitesse moyenne du vent et le paramètre de forme de Wei bull à une hauteur de 10 m .	48
31	Figure (3.5): Vitesse du vent sur le site sélectionné pour la simulation d'un parc éolien à 10 m de hauteur	49
32	Figure (3.6): Caractéristiques de la puissance produite en fonction de la vitesse. (Courbes de puissance des différents types)	49
33	Figure (3.7) : la vitesse de vent	51
34	Figure (3.8) : puissance de sortie éolienne KW	51
35	Figure (3.9) : schéma de champ	52
36	Figure (3.10) : Angle d'inclinaison des modules photovoltaïques.	53
	Figure (3.11) :Câbles de section 4 mm ² reliant deux chaînes solaire.	60
37	Figure(3.12) :Câble électrique collecteur de type NFA2X	61
38	Figure (3.13) :Câble DC Principal d'une section de 150 .	62
39	Figure (3.14) :Référence de Câble de transmission DC central box vers l'onduleur.	63
40	Figure (3.15) : Câble de transmission DC central box vers l'onduleur.	63

41	Figure (3.16) : Câble reliant transformateur et cellule RMU.	65
42	Figure (3.17) : La hauteur de chute brute	66
43	Figure (3.18) : la courbe de rendement du groupe générateur	67
44	Figure (4.1) : schéma de l'architecture de simulation de Homer	71
45	Figure (4.2) : la courbe de la puissance produite par la turbine en fonction de vitesse du vent	71
46	Figure (4.3) : La région d'Arzew, Oran, Alegria	72
47	Figure (4.4) : le rayonnement solaire global sur le plan horizontalLe graphe suivant représente le rayonnement solaire global pour chaque mois année (kW /m ²)	74
48	Figure (4.5) :Les variations irradiations globales annuelles	75
49	Figure (4 .6) :le rayonnement solaire pour moi juillet	75
50	Figure(4.7) ;le rayonnement solaire global pour quatre jours	76
51	Figure(4.8) :Rayonnement solaires incident	76
52	Figure(4.9) : présente pour le moi juillet Figure 4.9 présente pour le moi juillet	77
53	Figure(4.10) :l'Ensoleillement Incident pour quatre jours	77
54	Figure(4.11) :l'Ensoleillement Incident pour une journée défavorable	77
55	Figure(4.12) : la vitesse mensuelle du vent (m/s)	78
56	Figure(4.13) :le débit moyen d'eau (L/S)	79
57	Figure (4.14) : Consommation d'énergie	79
58	Figure(4. 15) : le profil de charge Industriel	80
59	Figure (4.16) :la charge principale AC en KW pour moi juillet	80
60	Figure (4.17) : la charge principale AC en KW pour le quatre jours	81
61	Figure(4.18) :Configuration du système hybride	82
62	Figure (4 .19) la configuration optimale donnée par Homer	83

63	Figure(4.20) :La production électrique annuelle du champ PV	84
64	Figure(4.21): l'énergie produite par le champ PV pour années	85
65	Figure(4.22) : L'énergie produit pour moi juillet	85
66	Figure (4.23) : L'énergie produit Pour quatre jours	86
67	Figure (4.24) : la production annuelle d'électricité par la turbine éolienne	87
68	Figure(4.25) : profil de vitesse moyenne mensuelle de vent d'une année	88
69	Figure(4.26) : La variation de la vitesse du vent La figure (4.26) exprime la variation de la vitesse du vent et montre aussi qu'il	88
70	Figure(4.27) :La variation de la vitesse du vent pour quatre journées	89
71	Figure(4.28) : L'énergie produite par la turbine hydraulique	90
72	Figure(4.29) :la puissance de sortie hydraulique	90
73	Figure(4.30) : la charge et la décharge de la batterie Pour une année	91
74	Figure(4.31) : la charge et la décharge du batterie pour le mois juillet	92
75	Figure(4.32) : la charge et la décharge du batterie pour quatre jours	92
76	Figure(4.33) : la puissance d'entrée et sortie de convertisseur	93
77	Figure (4.34) : La Puissance entré du convertisseur pour quatre journées	93
78	Figure(4.35) :la puissance sortie du convertisseur pour quatre journées	94
79	La figure (4.36) : la production énergétique du système hybride	94
80	Figure(4.37):Récapitulative du cout	96

Liste du tableau

N°	Tableau	Page
1	Tableau (2.1) : Valeurs des coefficients dans le modèle de Driesch	23
2	Tableau(3.1) : Coordonnées géographiques du site	44
3	Tableau(3.2) : Caractéristiques principales des turbines sélectionnées.	50
4	Tableau (3.3) L'irradiation globale mensuelle et le nombre d'heures équivalents d'Arzew	54
5	Tableau (3.4) : Référence des Câble de transmission MT.	65
6	. Tableau(4.1) : Les données géographique	73
7	Tableau (4.2) : l'irradiation journalière moyenne pour chaque mois de l'année est déterminée :(Arziw)	74
8	Tableau (4. 3) : les paramètres de fonctionnement du GPv	84
9	Tableau(4.4) : Résumé les paramètres de fonctionnement de la ferme éolienne	87
10	Tableau (4.5) : Le taux de production annuelle par chaque source	99
11	Tableau (4.6) : Energie annuelle alternative produite par le système.	95
12	Tableau (4.7) : Les paramètres économique du système	97

INTRODCTION GENERALE

Le développement des énergies renouvelables et leurs prédominances sur le système de production d'électricité sont devenus, un fait qui touche tout le monde en raison des bouleversements climatiques provoqués par le réchauffement climatique. Aujourd'hui, la société est bien consciente que les énergies renouvelables doivent à tout prix remplacer les centrales thermiques et nucléaires en raison du grand danger de rejet de gaz polluants dans l'atmosphère et du risque élevé de l'uranium. En plus quelques pays ont éliminé la majorité des centrales hydroélectriques à cause de la sécheresse afin de conserver d'eau pour l'irrigation des terres et les besoin humain et animale. Cependant, chaque pays essaie de trouver un modèle spécifique, efficace, durable, moins coûteux et performant. Bien que l'Algérie ait depuis longtemps fait face au défi de concevoir et de construire des centrales d'énergies renouvelables capables de concurrencer les technologies classiques, afin de respecter l'environnement ainsi que de fournir aux populations une énergie électrique fiable et respectueuse de l'environnement. Mais malgré ce progrès relatifs dans les réalisations du programme des énergies renouvelables, le problème que la totalité des réalisations étés des systèmes mono-source appuyé surtout sur les systèmes photovoltaïques, or, la durée de production journalière de cette sources est limitée. Donc, une hybridation des sources à énergie renouvelable peut assurer l'autonomie énergétique du site, augmenter la pénétration des énergies renouvelables et diminuer les intermittences de l'énergie solaire, améliorer la rentabilité économique et écologique et augmenter la durée de vie des composants du système. Mais, afin de réaliser ce système hybride autonome, il convient de lever les difficultés liées à l'emploi des différentes sources. L'une de ces difficultés est la disponibilité des gisements, le dispositif de stockage adéquat a utilisé et le système de gestion de la production avec la consommation de l'énergie.

L'utilisation de source d'énergie renouvelable induit le concept de stockage d'électricité en raison de la disponibilité intermittente de telles ressources, la question de l'équilibre du système solaire est de plus en plus prégnant. Pour rendre le système électrique plus flexible, les stockages de d'électricité apparaît comme une solution intéressante. Nous allons utiliser une station hydroélectrique comme un stockage d'énergie pour surmonter l'intermittence, l'incertitude et la faible disponibilité de chaque source d'énergie renouvelable, ce qui rend ces systèmes plus fiables et conviennent parfaitement pour aider à équilibrer ces fluctuations et couvrant la demande de charge sans interruption. C'est dans ce contexte que se situe la problématique de ce mémoire qui est la contribution au dimensionnement optimale

Introduction générale

système hybride de moyenne échelle composé d'un champs photovoltaïque, d'une ferme éolienne , d'une station hydroélectrique et d'un banc de batterie de stockage dans la région d'Arzew en Algérie pour maintenir un niveau de fiabilité acceptable et un cout minimal.

Pour résoudre cette problématique, nous avons tracé une feuille de route composée des parties suivantes :

- la première partie concernera des généralités sur les énergies renouvelables en Algérie. Les différentes sources d'énergie renouvelable les plus utilisées seront décrites. Le schéma du système à concevoir sera établie et les objectives de notre travail seront synthétisés et définis.
- La deuxième partie présentera la modélisation des différentes composantes du système hybrides. Les différents modèles mathématiques de chacun de ces éléments seront exposés.
- La troisième partie exposera le dimensionnement des différents sous-systèmes de notre système Muli sources proposé.
- La dernière partie sera réservée à la simulation du système par le logiciel Homer et la discussion et l'interprétation des différents résultats obtenus.

Le travail sera achevé par une conclusion

I.1 programme de transition énergétique en Algérie

L'Algérie s'est engagée dans une stratégie de promotion des énergies renouvelables en lançant d'ambitieux programmes de développement des énergies propres et de l'efficacité énergétique. Cette vision du gouvernement algérien repose sur une politique axée sur le développement des ressources inépuisables et leur utilisation pour diversifier les sources d'énergie et préparer l'après-pétrole. En général, ce programme comprend deux grandes phases. La première porte sur le Programme National de Développement des Energies Renouvelables et de l'Efficacité Energétique (2011-2030), et la seconde est une mise à jour de la première tranche appelée Programme National pour la Transition Energétique (2020-2035).

Cependant, le gouvernement a mis en place des objectifs prétentieux dans le développement des EnR à l'horizon 2030. Ces objectifs ont été discutés et adoptés en 2011 avec le lancement des travaux de réalisation des centrales photovoltaïques raccordé au réseau au niveau des hauts plateaux algériens. Ce programme a été actualisé par le gouvernement en 2015, en augmentant les capacités de production en EnR à 22000 MW dans le parc national, à l'horizon 2030, dont plus de 4500 MW seront réalisés d'ici 2020. Ces objectifs visent à réaliser 40% de la production d'énergie électriques par des sources les énergies renouvelables (37% solaire, 3% éolien) [1]

I.2 Energie solaire

L'énergie solaire est la source énergétique la plus abondante sur terre. Elle est à l'origine de la majorité des énergies renouvelables. Le rayonnement solaire peut être utilisé pour produire soit directement de l'électricité à l'aide de semi-conducteur photovoltaïque, soit de la chaleur solaire thermique pour le chauffage ou la production électrique comme il est illustré sur la figure (1.1).

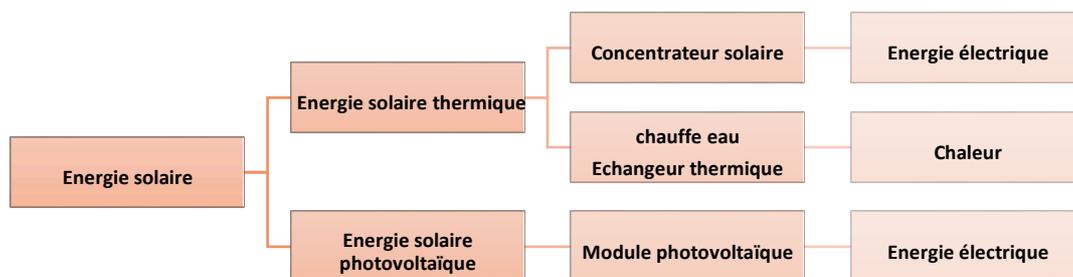


Fig.1.1 : Utilisation de l'énergie

solaire

I.2.1 L'énergie solaire photovoltaïque

L'énergie solaire photovoltaïque provient de la transformation directe d'une partie de la lumière en électricité. Cette conversion s'effectue par le biais d'une cellule dite photovoltaïque (PV) basé sur un phénomène physique appelé effet photovoltaïque qui consiste à produire une

force électromotrice lorsque la cellule est exposée à la lumière. La tension générée peut varier en fonction du matériau utilisé pour la fabrication de la cellule.

L'association de plusieurs cellules en série /parallèle donne lieu à un générateur photovoltaïque (GPV) qui a une caractéristique courant-tension (I-V) non linéaire présentant un point de puissance maximale. Le point de fonctionnement d'un générateur photovoltaïque est fonction de l'impédance de la charge qu'il alimente et dépend du niveau d'éclairement et de température comme le montrent les figures (1.2) et (1.3).

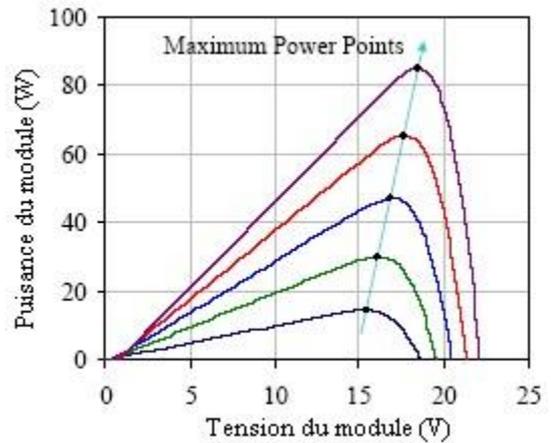
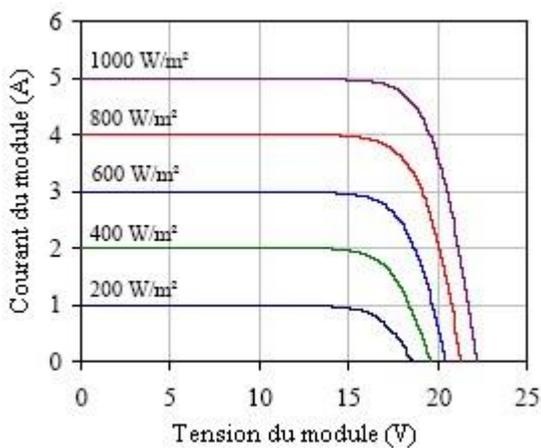


Figure 1 .2 : Influence du niveau d'éclairement

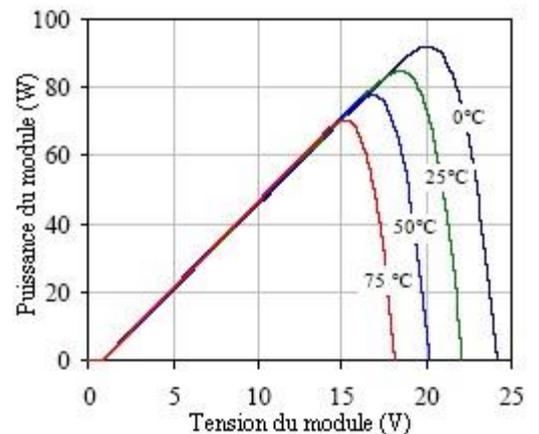
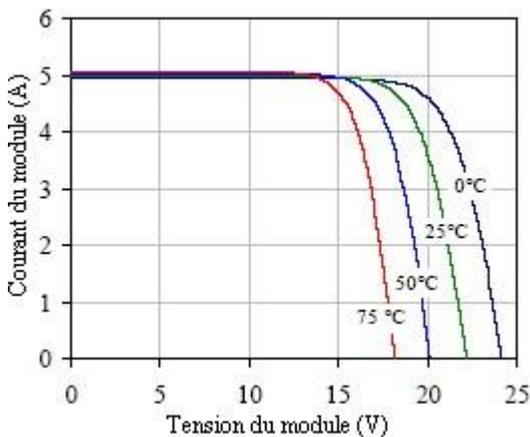


Figure 1 .3: Influence de la température de la cellule (Rayonnement solaire de 1KW/m2)

I.2.2 Solaire thermique :

L'énergie solaire thermique est la transformation du rayonnement solaire en énergie thermique. Cette transformation peut être soit utilisée directement (pour chauffer un bâtiment par exemple) ou indirectement (comme la production de vapeur d'eau pour entraîner des alternateurs et ainsi obtenir une énergie électrique). En utilisant la chaleur transmise par rayonnement plutôt que le rayonnement lui-même, ces modes de transformation d'énergie se distinguent des autres formes d'énergie solaire comme les cellules photovoltaïques.

Deux principes fondamentaux sont appliqués et éventuellement parfois combinés :

- Capturer l'énergie de la lumière visible grâce à un corps noir ce qui représente le principe des chauffe-eau et les échangeurs thermiques comme est montré sur la figure (1.4).
- concentrer le rayonnement solaire en point. Il existe un large éventail de technologies de concentration, notamment les centrales à capteur cylindre parabolique, à capteur parabolique, à miroir de Fresnel et à tour. Chacune de ces technologies de concentration est capable de générer des températures élevées mais elles diffèrent dans la façon dont elles suivent le soleil et concentrent la lumière. La figure (1.5) montre des exemples des concentrateurs solaires.

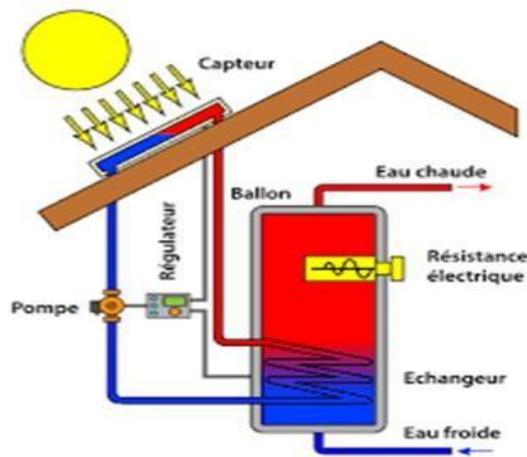


Figure 1 .4: installation d'un chauffage solaire

	Concentration ponctuelle	Concentration linéaire
Fixes	<p>Centrales à tour</p>	<p>Collecteurs Fresnel linéaires</p>
Mobiles	<p>Collecteurs paraboliques</p>	<p>Collecteurs cylindro-paraboliques</p>

Figure 1 .5: Les quatre technologies de concentrateur

I.2.3 Gisement solaire.

L'Algérie reçoit annuellement sur l'ensemble de son territoire une énergie solaire des plus importantes du monde (figure I.6). Elle s'élève à environ 5,2 millions de milliards de K/W/h/an, soit l'équivalent de 430 fois les réserves algériennes prouvées en hydrocarbures et 4,8 fois les réserves mondiales prouvées en pétrole [2].

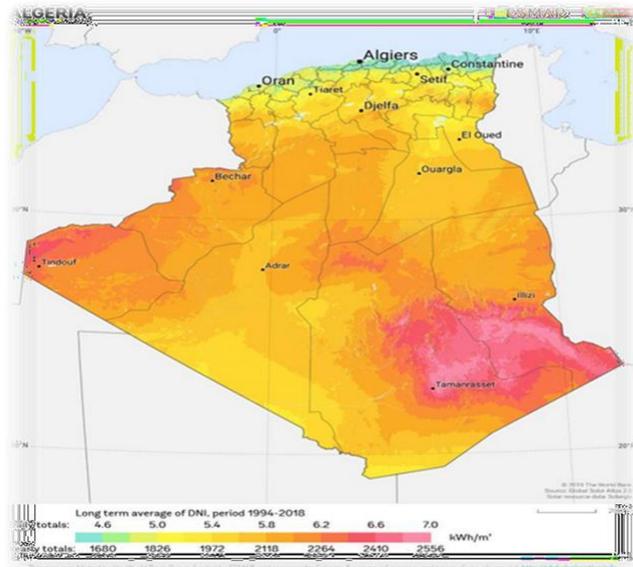


Figure 1.6 : Potentiel solaire en Algérie [3].

Le solaire est le potentiel le plus important en énergies renouvelables en Algérie. Il représente

169,44 TWh/an soit 5000 fois la consommation algérienne en électricité. Ainsi, avec plus de 2

000 heures d'insolation par an et jusqu'à 3 900 heures sur les hauts plateaux et au Sahara, l'énergie solaire reçue quotidiennement sur le territoire algérien est de l'ordre de 1700

KWh/m2/an au Nord et 2 263 KWh/m2/an au Sud. Soit une moyenne de plus de 2200 KWh/m2/an [4].

I.2.4 Les centrales solaires en Algérie :

En mai 2018 l'Algérie avait achevé la mise en service de 24 centrales photovoltaïques avec un total de puissance de 344 MWc et une centrale hybride gaz-CPS de 150 MW. Cette réalisation permet de minimiser la consommation locale des réserves énergétiques actuelles (pétrole et gaz).

La première mise à jour du programme des énergies renouvelables de l'Algérie prévoit la production de 2 000 mégawatts d'énergie solaire thermodynamique (CSP). La dernière mise à jour du programme de développement des énergies renouvelables indique qu'une capacité totale de 15 000 mégawatts sera atteinte d'ici 2035 aménagée en plus de 15 centrales solaires réparties dans plusieurs wilayas du sud et des hauts plateaux. [5]

I.3 Énergie éolienne

Une éolienne est un dispositif qui transforme l'énergie cinétique du vent en énergie mécanique. Ensuite cette énergie est transformée en énergie électrique par l'intermédiaire d'une machine électrique. Cette énergie est considérée comme la deuxième énergie renouvelable utilisée après l'énergie solaire grâce à son impact environnemental faible. Dans certaines régions, les éoliennes posent quand même quelques problèmes, liés au bruit de basse fréquence, désagréable pour les personnes qui habitent à côté et des impacts sur les troupeaux des animaux, sur les oiseaux et sur les plantes.

Plusieurs technologies sont utilisées pour capter l'énergie du vent des capteurs à axe vertical et des capteurs à axe horizontal, comme le montre la figure(1.7)



a)

b)

Figure. 1.7 : Eolienne à axe vertical (a) et axe horizontal (b)

I.3.1 principe de fonctionnement d'une éolienne

Les éoliennes permettent de convertir l'énergie du vent en énergie électrique. Cette conversion se fait en deux étapes :

Au niveau de la turbine, l'énergie cinétique du vent sera convertie en énergie mécanique ;

Au niveau de la génératrice, l'énergie mécanique sera convertit en énergie électrique. Il doit donc ya voir conversion et transmission régulières de l'énergie la seule possibilité de stockage étant inertielle au prix d'une accélération de la turbine. Ce fonctionnement général est illustré par la figure (1.8). [6]

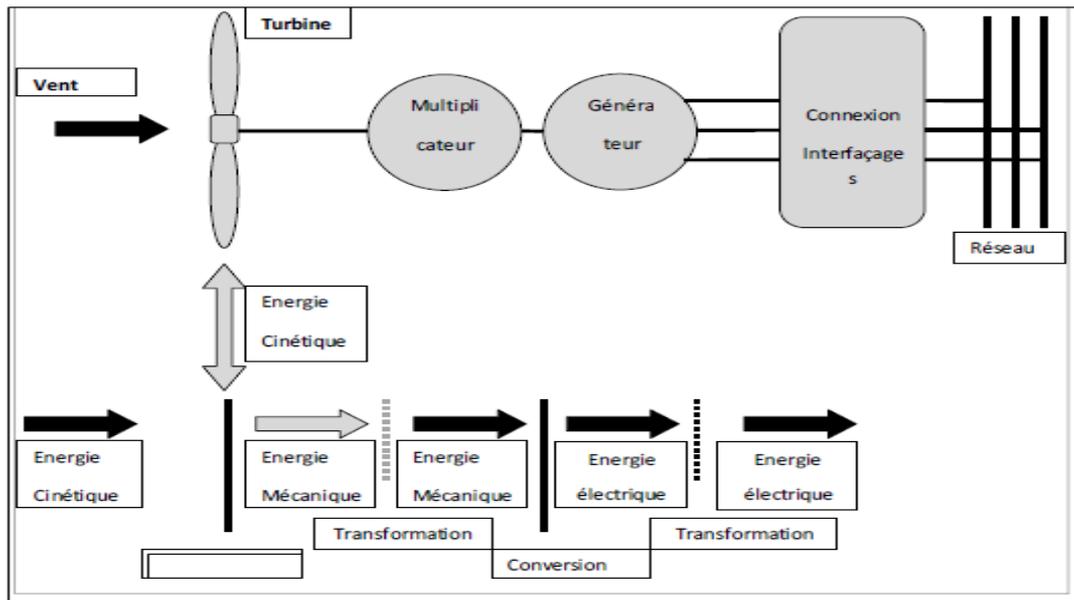


Figure1.8 : principe de conversion d'énergie éolienne

I.3.2 Puissance fournit par un aérogénérateur

I.3.2.1 Potentiel éolien disponible

L'énergie cinétique d'une masse d'air m qui se déplace avec la vitesse V, est :

$$E_c = \frac{1}{2} V^2 \tag{1.1}$$

Si cette énergie pouvait être complètement récupérée à l'aide d'un dispositif ayant la surface A(A= πR²), situé perpendiculairement à la direction de la vitesse du vent. Le potentiel éolien moyen disponible sur un site est donnée par :

$$P_d = \frac{1}{2} \rho A V^2 \tag{1.2}$$

ρ: Densité d'aire

P_d:Potentiel disponible

I.3.2.2 La puissance moyenne récupérable:

En réalité, le dispositif de conversion (turbine éolienne) extrait une puissance Pré inférieure à la puissance disponible P_d Considérons le système éolien à axe horizontal représenté sur lequel on a représenté la vitesse du vent V₁ en amont del'aérogénérateuret la vitesse V₂ en aval. En supposant que la vitesse du vent traversant le rotor est égale à la moyenne entre la vitesse du vent non perturbé à l'avant de l'éolienne V₁ et la vitesse du vent après passage à traverslerotorV₂.

Soit (V₁+V₂) /2 est la masse d'air en mouvement de densité ρ traversant la surface S des pales en une seconde est :

$$m = \frac{\rho S(V_1+V_2)}{2} \tag{1.3}$$

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

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

(1.4)

Soit en remplaceront m par son expression dans (1.3)

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

(1.5)

Un vent théoriquement non perturbé traverserait cette même surface S sans diminution de vitesse, soit

A la vitesse V_1 , la puissance P_{mt} correspondante serait alors :

$$P_{mt} = \frac{\rho S V_1^3}{2}$$

(1.6)

Le ratio entre la puissance extraite du vent et la puissance totale théoriquement disponible est alors :

$$\frac{P_m}{P_{mt}} = \frac{\left(1 + \frac{V_1}{V_2}\right) \left(1 - \left(\frac{V_1}{V_2}\right)^2\right)}{2}$$

(1.7)

Si on représente la caractéristique correspondante à l'équation ci-dessus (1.2), on s'aperçoit que le ratio P_m/P_{mt} appelé aussi coefficient C_p présente un maximum de $16/27$ soit 0.59 . C'est cette limite théorique appelée limite de Betz qui fixe la puissance maximale extractible pour une vitesse de vent donnée.

$$P_{rec} = \frac{1}{2} c_p \rho A V^2 \tag{1.8}$$

En prend en considération la limite de Betz et en remplaçant la densité de l'air par sa valeur moyenne, la moyenne maximale récupérable par unité de surface est donnée par:

$$P_{rec} = 0.37 V^3 \tag{1.9}$$

Cette limite n'est en réalité jamais atteinte et chaque éolienne est définie par son propre coefficient de puissance exprimé en fonction de la vitesse relative λ représentant le rapport entre la vitesse de l'extrémité des pales de l'éolienne et la vitesse du vent

$$\lambda = \frac{R\Omega}{V} \tag{1.10}$$

Ω : Vitesse angulaire du rotor de l'éolienne

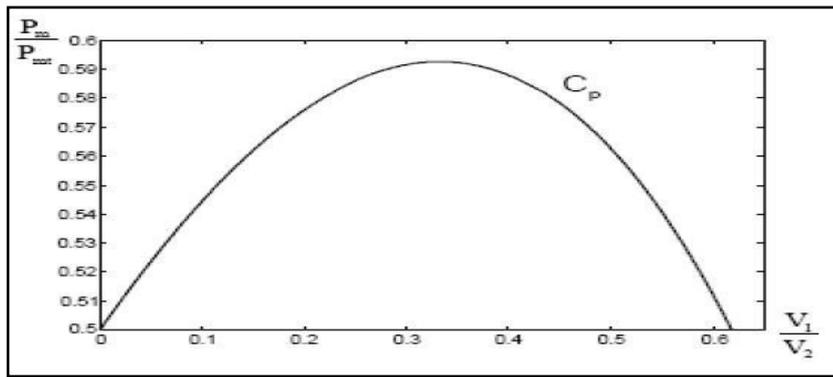


Figure 1.9 :Coefficient de puissance

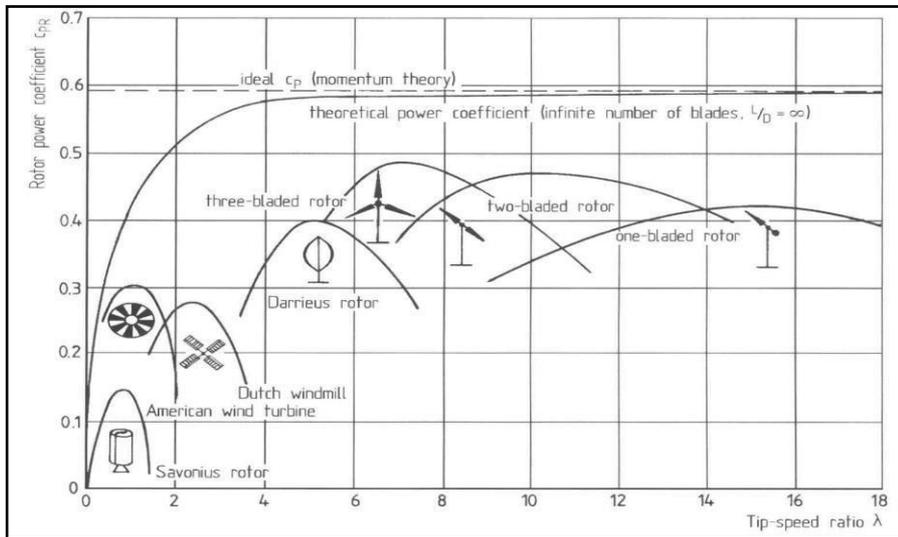


Figure 1.10 : coefficient de puissance en fonction de la vitesse normalisée λ pour r

Différents types de turbines

Des courbes typiques pour différents aérogénérateurs sont pressentes sur la figure (1.10). En générale dans un premier temps, le coefficient de puissance augmente avec la vitesse normalisée, atteignant un maximum pour une certaine valeur de λ puis diminue même avec l'augmentation de la vitesse normalisée.

Ces variations de $C_p(\lambda)$, dépendant de plusieurs propriétés aérodynamiques, mais essentiellement de plusieurs éléments dans la conception du rotor, notamment, dans le nombre de pales utilisées.

Nous définissons le couple sur l'arbre T de la manière suivante

$$T = \frac{P}{\Omega} = \frac{1}{2} \frac{C_p}{\lambda} \rho \pi R^3 V^2 \tag{1.11}$$

Le coefficient de couple CT relié au coefficient de puissance par la relation suivant

$$C_p(\lambda) = \lambda C_T(\lambda) \tag{1.12}$$

Le coefficient CT est, comme le coefficient Cp, fonction de la vitesse du vent et de la vitesse angulaire du rotor de l'éolienne Ω . [7]

I.3.3 Potentiel éolien en l’Algérie :

La ressource éolienne en Algérie varie beaucoup d’une n droit à un autre. Ceci est principalement dû à une topographie et un climat très diversifiés. En effet, notre vaste pays, se subdivise en deux grandes zones géographiques distinctes .Le Nord méditerranéen est caractérisé par un littoral de 1200 Km et un relief montagneux, représenté par les deux chaines de l’Atlas tellien et l’Atlas saharien. Entre elles, s’intercalent des plaines et les hauts plateaux de climat continental. Le Sud ,quant à lui, se caractérise par un climat saharien. La carte de la figure (1.11) montre que le Sud est caractérisé par des vitesses plus élevées que le Nord, plus particulièrement dans le Sud-ouest, avec des vitesses supérieures à 4m/set qui dépassent la valeurde6 m/s dans la région d’Adrar. Concernant le Nord, on remarque globalement que la vitesse moyenne est peu élevée. On note cependant, l’existence de microclimats sur les sites côtiers d’Oran, Arzew ,Bejaïa et Annaba, sur les hauts plateaux de Tiaret ainsi que dans la région délimitée par Bejaïa au Nord et Biskra au Sud [8].

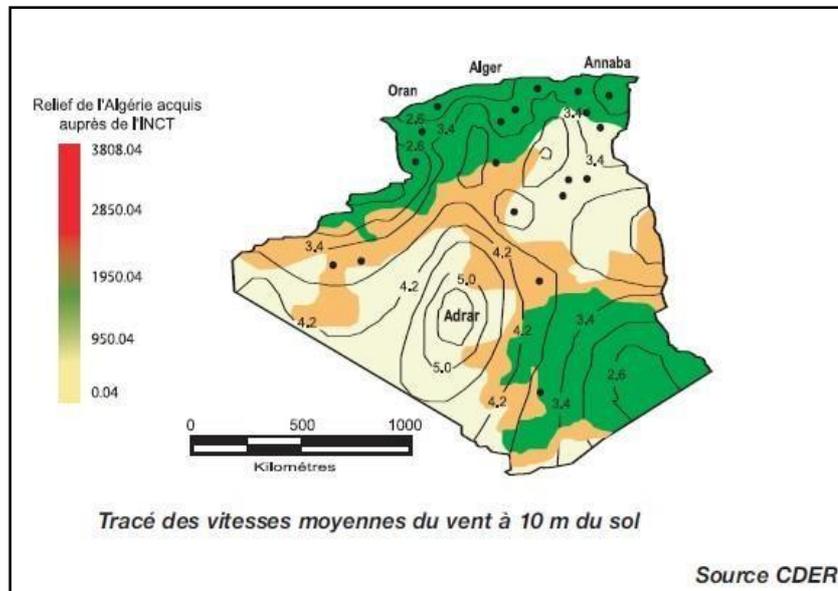


Figure I .11:La vitesse moyenne du vent au ni eau l’Algérie

I.3.4 Centrales éoliennes réalisée en Algérie :

Le seul projet réalisé en Algérie d’une ferme éolienne àAdrarde 10 MW au sud-ouest du pays, qui 'a été mise en service le 03 juillet 2014, alors que d'autres projets programmés dans le plan du gouvernement sont en attente de concrétisation

. I.4 Energie hydroélectrique :

I.4.1 le principe de l'hydroélectricité

La figure (1.12) illustre le principe de conversion de l'énergie d'eau en énergie électrique. L'énergie hydraulique est une énergie renouvelable qui utilise l'énergie des cours d'eau, des chutes, voire des marées, pour transformer la force motrice en électricité.

- L'énergie potentielle de pesanteur d'une chute d'eau est transformée en énergie mécanique grâce à une turbine,
- L'énergie mécanique est ensuite transformée en énergie électrique grâce à un générateur [9].

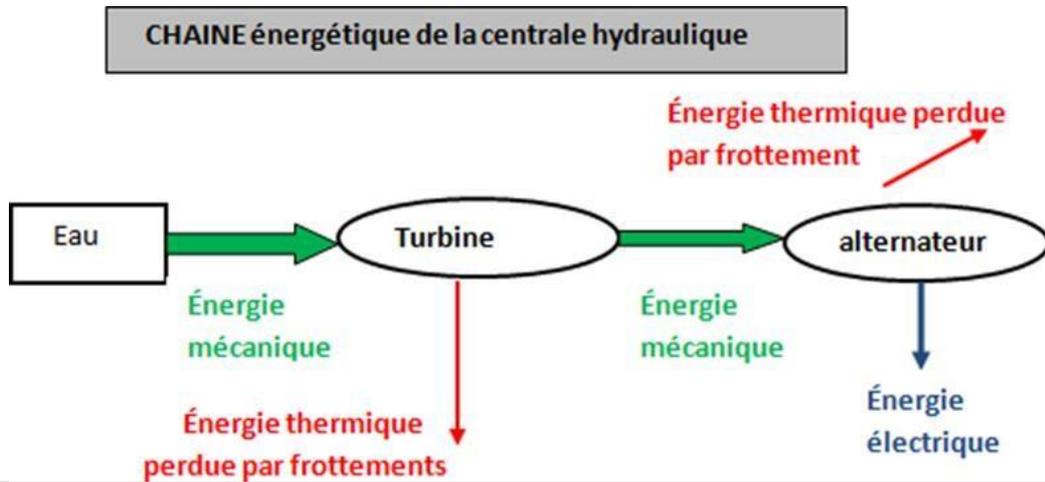


Figure.12 :chaîne énergétique de la centrale hydraulique [9]

I.4.2 Les centrales hydroélectriques :

Il existe plusieurs formes de production d'énergie hydroélectrique :

- **Les centrales dites gravitaires** pour lesquelles les apports d'eau dans la réserve sont essentiellement de cours d'eau (par gravitation)
- **Les stations de transfert d'énergie par pompage (S-T-E-P)** aussi connues sous l'appellation centrales hydrauliques à réserve pompée ou centrale de pompage-turbinage.

I.4.3 Station de transfert d'eau par pompage STEP :

Une centrale hydroélectrique est utilisée pour transférer l'eau entre deux bassins situés à des altitudes différentes. Lorsque le système photovoltaïque fournit un surplus d'électricité (heures creuses ou pic de production) l'eau du bassin inférieur est pompée dans le bassin supérieur. Lorsque nous avons un déficit de production électrique, la circulation de l'eau est inversée. La pompe devient alors turbine et restitue l'énergie accumulée précédemment. Ce système permet de stocker de l'énergie inutilisée par la charge.

Le rendement entre l'énergie produite et l'énergie consommée est de l'ordre de 70% à 80%. Le fonctionnement de l'installation n'est donc nécessaire et rentable que dans des conditions bien

déterminées. Une STEP peut être très utile elle fonctionne avec des productions d'électricité irrégulières comme les photovoltaïques, en particulier Le stockage de l'énergie électrique par pompage-turbinage permet d'assurer d'avoir de l'électricité disponible, sans qu'il soit nécessaire d'avoir des capacités de production aussi élevées que les pics de consommation [13],[14] .



Figure1.3 Système de transfert d'énergie par pompage STEP [9]

Les systèmes de stockage hydroélectrique, permettront de stocker l'énergie électrique à des coûts acceptables. Ils interviennent pendant les pics de consommation pour compenser et équilibrer amande du client sous les command des simples le venant du gestionnaire du système photovoltaïque. En générale la production et la consommation d'électricité propre ne vont pas toujours de pair parce il Ya quotidiennement des fluctuations dans l'énergie solaire photovoltaïque. Par conséquent les centrales hydroélectriques conviennent parfaitement pour aider à équilibrer ces fluctuations. [9] En plus Alors de ces systèmes de stockage présentent un avantage caractérisé dans la conservation du caractère renouvelable de l'énergie produite. [9]

I.4.4 Les ressource d'eau en Algérie :

Selon l'International Hydro power Association (IHA), la capacité installée des centrales hydroélectriques algériennes a atteint 269 MW fin 2021, soit 0,7% du total africain. Le nombre de centrales hydroélectriques construites à l'échelle nationale est très faible, à l'exception de certaines réalisées par la France. En raison du changement climatique et de la sécheresse qui sévit partout dans le monde, toutes ces centrales hydroélectriques construites au pied des barrages ont été abandonnées. Actuellement, le monde a recommencé à utiliser des sources d'eau salée, en particulier l'eau de mer, qui pourrait fournir l'énergie primaire pour la technologie hydroélectrique. L'Algérie dispose de 1200 km de côtes sous forme de bas bassins de pompage en construisant de hauts bassins qui stockent l'eau et l'utilisent pour produire de l'électricité en cas de besoin, leurs prix de revient sera moins chère que la construction des barrages. Le pompage d'eau salée vert le bassin haut par le surplus de

l'énergie renouvelable représente un avantage primordial de l'adaptation de cette technologie en Algérie, comme le montre la figure (1.14).

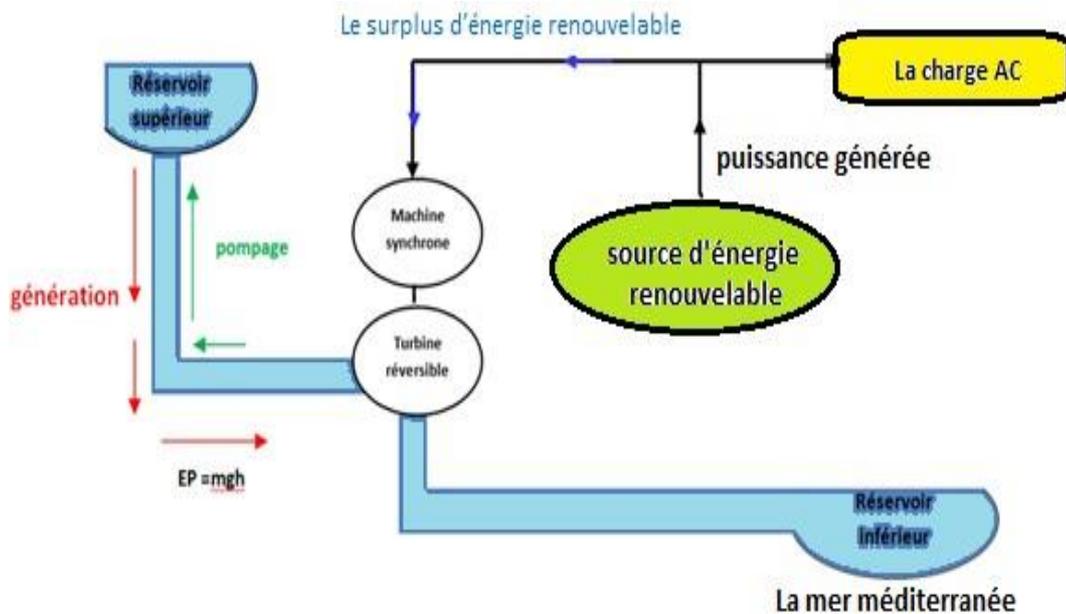


Figure.14 : Schéma d'un système d'énergie renouvelable avec une STEP

I.5. Système hybride :

I.5.1 Introduction

Les systèmes multi sources des Energie renouvelable deviennent de plus en plus populaires ces dernières années en raison de la flambée des prix du carburant et les nouvelles contraintes écologiques, mais aussi en raison des progrès remarquables des technologies qui essaient sans cesse de réduire les coûts de fabrication de ces systèmes d'énergie renouvelable.

Cependant, la plupart de ces sources d'énergie ont des comportements intermittents du fait qu'elles sont la conséquence directe des conditions météorologiques. Toutefois, l'influence de leur nature intermittente peut être diminuée avec l'hybridation de deux ou de plusieurs sources renouvelables ou bien avec d'autres sources conventionnelles, pour l'injection dans le réseau ou alimenter une charge. Grâce à la complémentarité mutuelle jusqu'à un certain degré de différentes sources, les systèmes hybrides permettent de fournir une puissance répondant aux besoins du client, ce qu'un système mono-source ne peut faire dans la plupart des cas. L'une des options possibles, et qui a été l'objet de plusieurs études, consiste à combiner l'énergie éolienne et l'énergie solaire avec le couplage à un banc de batteries qui sert de tampon [10]. Tandis qu'un système hybride ne se résume pas à cette

possibilité mais il existe plusieurs façons de le composer. Le choix de la composition de ce genre de systèmes tient compte en réalité, de plusieurs facteurs, comme le facteur économique, le potentiel renouvelable du site, etc.

I.5.2 Définition d'un système multi-sources :

Un système hybride multi-sources est un système qui fait intervenir au moins deux sources Energie renouvelable comme un panneau photovoltaïque, une éolienne, une turbine hydraulique, etc. Souvent, ces sources renouvelables sont associées à une source conventionnelle comme un générateur Diesel ou raccordé au réseau nécessaire pour délivrer une puissance garantie. En plus des sources Energie renouvelable les systèmes multi-sources associent des dispositifs de stockage comme les batteries, les super condensateurs, les piles à combustible, etc.

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. La figure (1.15) illustre une configuration d'un système hybride.

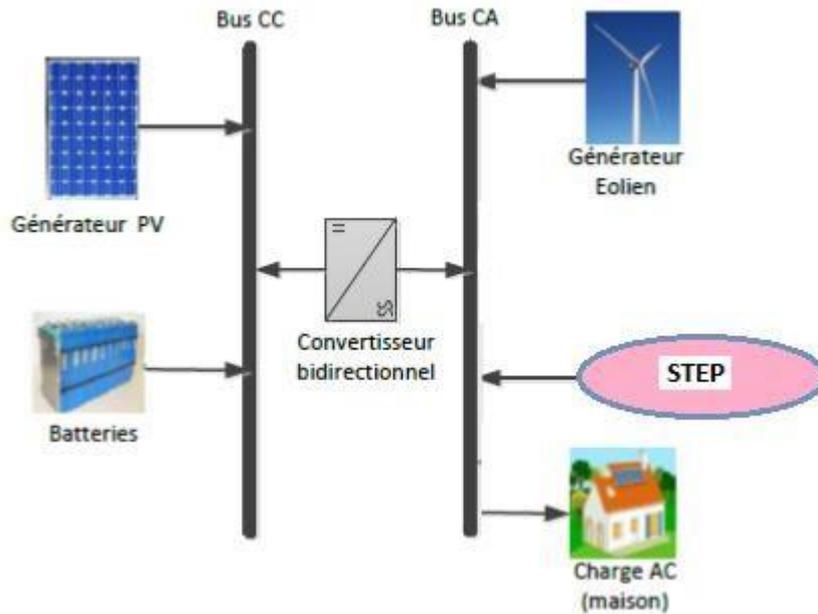


Figure1.15 : Système multi-sources

I.5.3 La stratégie de gestion

L’organigramme de gestion d’énergie des systèmes multi sources est un élément très essentiel pour la qualité et les performances de ces systèmes. Toutefois pour un fonctionnement rigoureux d’un organigramme de gestion demande un système de contrôles. Alors il existe plusieurs modèles de contrôles, utilisés actuellement, ils dépendent de la configuration, de la complication et de l’efficacité du système hybride à gérer.

I.5.3.1 Contrôle centralisé :

Un système de contrôle d’accès centralisé, c’est un système unifié pour tous vos sites, même s’ils se trouvent dans des pays différents. Vous disposez d’une politique de sécurité globale applicable à tous vos sites, et votre système est géré de manière automatisée comme il est présenté sur la figure (1.16).

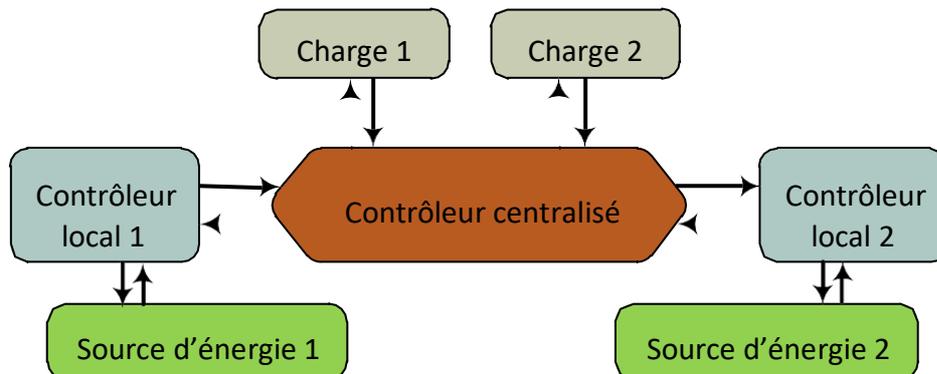


Figure 1-16 Stratégie de gestion d’énergie centralisée.

I.5.3.2 Contrôle distribué

Un système de contrôle distribué ou DCS (distributed control system) ou encore système numérique de contrôle-commande (SNCC) est un système de contrôle industriel destiné aux usines ou procès industriels dont les éléments de commande sont distribués ou géo-répartis comme il est illustré sur la figure (1.17).

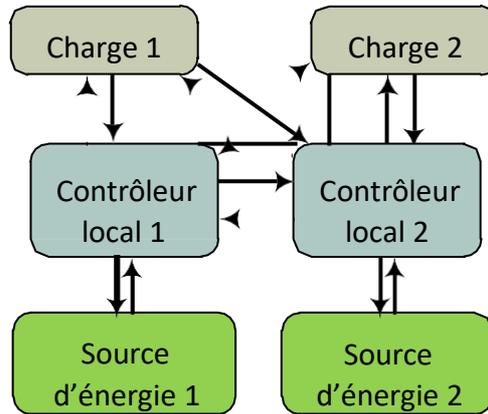


Figure 1.17 : Stratégie de gestion d'énergie distribuée.

I.5.3 Contrôle hybride centralisé et distribué

Un schéma plus pratique est le contrôle hybride qui combine les schémas de contrôle centralisé et distribué, comme l'indique la Figure (1-18). Les sources d'énergie sont regroupées dans un micro-réseau ; le contrôle centralisé est utilisé au sein de chaque groupe, tandis que le contrôle distribué est appliqué à un ensemble de groupes. Avec un tel système de gestion de d'énergie hybride, l'optimisation locale est obtenue via un contrôle centralisé aussi déchoque groupe, tandis que la coordination globale entre les différents groupes est assurée par un contrôle distribué. De cette façon, le temps de calcul de chaque contrôleur est réduit et les problèmes de défaillance en un seul point qui provoquant l'arrêt du système complet sont atténués.

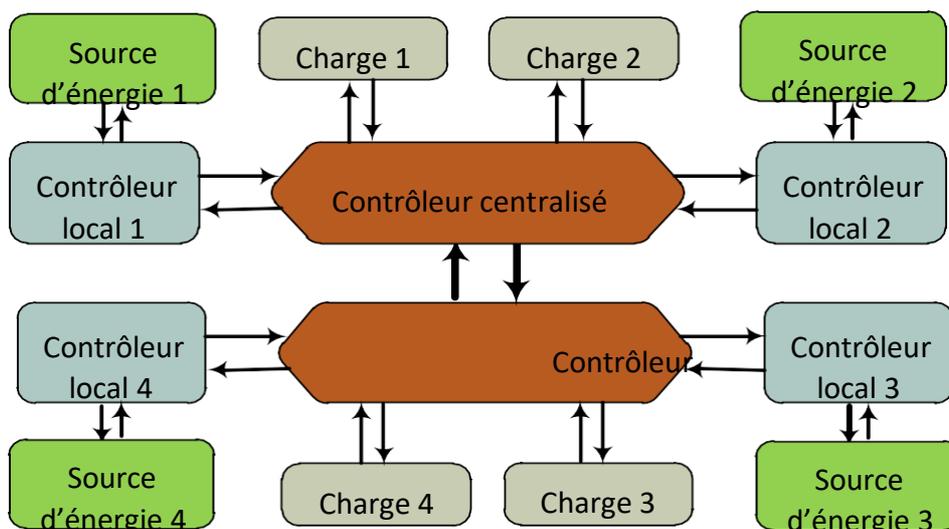


Figure 1.18 : Stratégie de gestion d'énergie hybride centralisée et distribuée.

I.5.4 Méthodes de dimensionnement

Les techniques d'optimisation de dimensionnement des systèmes hybrides peuvent être classées en techniques classiques, techniques modernes et outils logiciels. Les techniques classiques utilisent des méthodes de construction itératives, numériques, analytiques, probabilistes et graphiques. Les techniques modernes emploient des méthodes artificielles et hybrides. Ces méthodes peuvent déterminer le dimensionnement optimal du système et obtenir une meilleure convergence et une plus grande précision dans la recherche d'un ensemble de solutions optimales. La dernière technique est basée sur les logiciels de dimensionnement. Le software le plus utilisé pour l'optimisation du dimensionnement du système hybride autonome est le logiciel HOMER. Un aperçu sur Les méthodes d'optimisation et de dimensionnement par logiciel est brièvement décrit ci-dessous.

I.5.4.3 Méthode de dimensionnement par logiciels

Les logiciels de simulation sont les outils les plus courants pour évaluer les performances du système d'énergie hybride. En utilisant la simulation, le dimensionnement optimal des composants d'un système hybride peut être déterminé en comparant les performances techniques et le coût d'énergie (COE) pour différentes configurations du système. Plusieurs outils logiciels sont disponibles tels que ; HOMER, HYBRID2, iHOGA, HYBRIDS, RETSCREEN. Dans ce

qui suit, nous présenterons les logiciels les plus utilisés dans l'optimisation de dimensionnement des systèmes d'énergie hybrides.

I.5.4.3.1 HOMER

HOMER (Hybrid Optimisation Model for Electric Renewables) développé par NREL (National Renewable Energy Laboratory) . Il est le logiciel d'optimisation le plus utilisé pour les systèmes hybrides. Il est capable d'optimiser les systèmes hybrides constitués d'un générateur photovoltaïque, des batteries, des éoliennes, des turbines hydrauliques, des générateurs à courant alternatif, les piles à combustible, des électrolyseurs, des réservoirs d'hydrogène, des convertisseurs bidirectionnel, et les chaudières. Les charges peuvent être des charges AC, DC et/ou d'hydrogène, ainsi que des charges thermiques. Ces logiciels peuvent simuler toutes les configurations de système possibles et affichent une liste de systèmes réalisables, triés par le coût de cycle de vie. Donc, on peut aisément trouver le système le moins coûteux et analyser la liste pour enquêter sur d'autres systèmes possibles.

I.5.4.3.2 HYBRID2

HYBRID2 est un logiciel de simulation de système hybride développé par le Laboratoire

Renewable Energy Research Laboratory (RERL) de l'Université du Massachusetts. Les systèmes hybrides qui peuvent être simulés comprennent trois types de charges électriques, plusieurs éoliennes de types différents, des générateurs photovoltaïques, plusieurs générateurs diesel, une batterie de stockage et quatre types de dispositifs de conversion de puissance. Un outil d'analyse économique est également inclus ; il calcule la valeur économique du projet en utilisant de nombreux paramètres économiques et de performance. La simulation est très précise car elle permet de définir des intervalles de temps de 10 min à 1 h. Il peut être téléchargé et utilisé gratuitement à partir de cette référence.

I.5.4.3.3 iHOGA

iHOGA (improved Hybrid Optimization by Genetic Algorithms) est un programme d'optimisation pour les systèmes d'énergie renouvelables multi-sources développé par le département de Génie Electrique de l'université de Saragosse (Espagne) en environnement C++ . Il permet d'optimiser les systèmes hybrides composés d'un générateur photovoltaïque, de batteries, d'éoliennes, de turbines hydrauliques, de générateurs alternatifs, de piles à combustible, d'un électrolyseur, d'un réservoir d'hydrogène, d'un redresseur et d'un onduleur. L'optimisation est réalisée au moyen de l'algorithme génétique et peut être mono-objective ou multi-objective. Les charges peuvent être des charges à AC, DC et / ou d'hydrogène. La simulation est effectuée à des intervalles d'une heure jusqu'à 1 minute, durant lesquels tous les paramètres sont restés constants.

I.5.5 Les critères d'évaluation d'un système hybride

Il existe divers indicateurs pour évaluer les systèmes hybrides à base d'énergie renouvelable. Ces indicateurs peuvent être classés en quatre catégories, à savoir: évaluations économiques, techniques, environnementales et sociales. Ces paramètres évaluent la disponibilité et la faisabilité de système hybride pour aider à la conception et à la construction d'une solution optimale pour une application donnée. L'évaluation économique est un facteur essentiel dans la détermination du minimum montant souhaitable, de l'entretien, du remplacement et de tout autre coût futur de ces systèmes. L'évaluation technique évalue la capacité du système hybride à assurer la cohésion afin de satisfaire la demande de charge. L'évaluation environnementale sert à estimer la quantité de CO₂ et d'autres émissions nocives produites par le système au cours d'une période de temps donnée (au cours de fonctionnement au bien dans la phase de fabrication des composants du système). L'évaluation sociale évalue la capacité de système hybride pour produire de l'énergie dans le but d'augmenter l'indice du développement de la vie humaine (IDVH). De plus, il évalue l'acceptation sociale des installations de système hybride et la création d'emplois[11]

I.6 Objectif de mémoire

Notre travail consiste à concevoir un système hybride autonome au niveau de la région d'Arzew pour alimenter partiellement la zone industrielle d'Arzew. Toutefois pour augmenter la pénétration des énergies renouvelables dans la production nationale d'énergie électrique en Algérie, réduire la pollution et améliorer le service énergétique dans la zone industrielle.

Parmi les motivations importantes de cette étude, on peut citer l'évaluation rigoureuse du potentiel du site éolien réalisée au niveau de cette région en 2020 par le docteur S.Marrih. Dans son travail on trouve une évaluation de la vitesse du vent, et une détermination des directions dominantes du vent qui aide dans le choix de la direction d'implantation des éoliennes du parc. Ainsi que le choix fiable de la technologie, faisabilité et de dimensionnement optimal du site éolien et la validation du rendement de la ferme par simulation.

La deuxième motivation d'installation de ce système hybride (éolien, photovoltaïque, stations de pompage d'eau et batterie) s'articule autour de la présence du potentiel d'énergie solaire et de la proximité de la région avec la mer.

Notre troisième motivation est faire la conception d'un système pour améliorer le service énergétique de la zone industrielle et réduire les problèmes de la charge consommée par la zone produite par le réseau électrique central.

D'après notre recherche bibliographique l'hybridation est seul moyen des systèmes a énergie renouvelable pour remédier leurs intermittences et assure une continuité de production de l'énergie électrique. Cependant suivant les données disponibles, nous avons choisi le dimensionnement d'un système multi sources de 10MW comme le montre la figure (1.19)et La configuration du système illustrée par la figure (1.15).

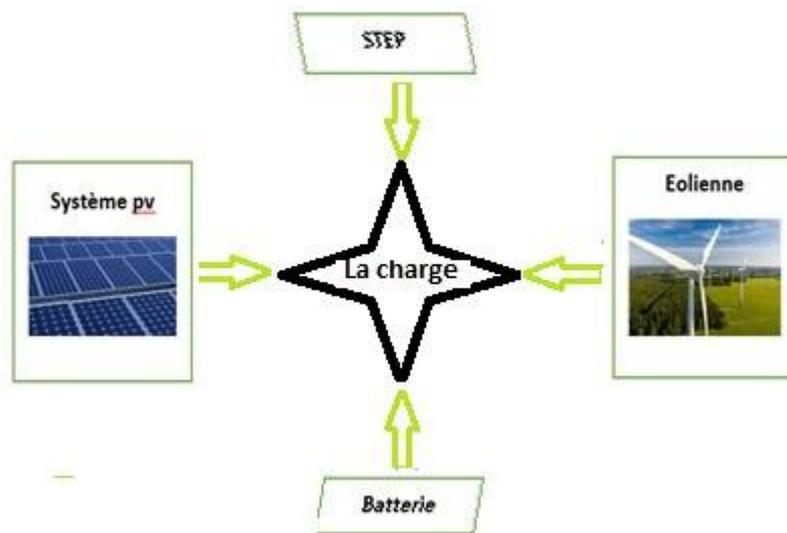


Figure 1.19 : Schéma du système proposé

I.7 Conclusion

Dans ce chapitre nous avons présenté une généralité sur les énergies renouvelable en Algérie. Un résumé sur les différentes étapes du programme national de développement des énergies renouvelables (2011-2035). Ainsi nous avons appris beaucoup de compétences sur le développement de cette technologie en Algérie. Nous avons décrit aperçu sur différents sources d'énergies renouvelables tels que l'énergie photovoltaïques, l'énergie éoliennes et enfin l'énergie hydroélectricité.

Une définition d'un système hybride, les différentes applications de ce genre de systèmes et les systèmes de contrôle de la gestion ont été décrits. Finalement, la dernière section de ce chapitre a été consacrée à une présentation des méthodes de dimensionnement et des logiciels utilisés pour le dimensionnement. Le chapitre a été achevé par les objectifs de notre travail. Donc la seconde partie de ce travail sera réservée à la modélisation des différents composants de notre système hybride.

II.1 Introduction

Les systèmes d'énergie éolienne et photovoltaïque sont les sources les plus utilisées d'énergie renouvelables dans de nombreuses applications (grande échelle : centrale électrique connectée au réseau, petite échelle : alimentation des sites isolés). La puissance générée par ces systèmes dépend fortement de la vitesse du vent, de l'irradiation solaire et de la température. Souvent, la nature de ces facteurs météorologiques est complémentaire par exemple ; l'irradiation solaire est disponible pendant la journée, par contre la vitesse du vent est élevée la nuit par rapport à la journée. Pour cette raison, une combinaison entre les systèmes d'énergie éolienne et photovoltaïque peut augmenter la fiabilité et l'efficacité globales du système et réduire la capacité du système de stockage requis, ce qui peut se traduire par une réduction considérable du coût de l'énergie produite. Par ailleurs dans la majorité des cas ce phénomène naturel est partiel donc l'ajout d'une autre source tel que la source hydroélectrique complète le besoin sans recours à l'augmentation de la taille du système de stockage électrochimique et augmente la fiabilité du système hybride.

Dans cette étude, nous allons proposer un dimensionnement d'un système hybride éolien-PV avec deux types de stockages différents, à savoir le banc de batteries et la station de transfert d'énergie pompée (STEP). Pour mener une telle étude, une modélisation des différentes sources du système est une étape très importante avant son dimensionnement.

Les principaux composants du système étudié comprennent des générateurs photovoltaïques et éoliens, deux sous-systèmes de stockage d'énergie. Un stockage d'eau de mer pompé vers un réservoir haut des pompes réversibles (pompes et turbines) et un type de stockage classique représenté par un banc des batteries. La charge utilisée est une charge de profil industriel.

II.2 Modélisation des éléments du système étudié

le système proposé est composé d'un GPv , GPw , station de pompage turbinage et d'un banc de batterie pour alimenter le partiellement la zone industrielle. La puissance de production prévue est de 10MW une partie de cette puissance est destinée pour alimenter la charge industrielle et le surplus sera utilisé pour la charge des batteries et le pompage d'eau de mer qui vas être stocké dans un réservoir a une hauteur du niveau de la mer. La régulation du volume d'eau est contrôlée par la hauteur du réservoir de la même similitude que la profondeur de la charge et la décharge de la batterie.

II.2.1 Modélisation du système photovoltaïque :

Le système photovoltaïque comprend deux composantes, le champ photovoltaïque et l'onduleur;

II.2.1.1 Modèles de comportement du champ photovoltaïque :

L'étude du fonctionnement des systèmes photovoltaïques en régime établi nécessite des modèles permettant de calculer l'énergie produite par l'installation photovoltaïque. Ces modèles sont de deux types : soit ils modélisent le rendement du générateur solaire, soit ils modélisent le courant et la tension du module et par voie de conséquence la puissance électrique. Quel que soit le modèle choisi, il doit tenir compte de l'influence de l'éclairement solaire et de la température ambiante

II.2.1.1.1 Le modèle du rendement :

Le modèle le plus connu qui reflète le comportement du rendement d'un module photovoltaïque est :

$$\eta_{pv} = \eta_{ref} \left[1 - \beta' (T_{cell} - T_{cell,ref}) + \gamma \log \left(\frac{G_{\beta}}{G_{\beta,ref}} \right) \right] \quad (2.1)$$

Où

T_{cell} : est la température de cellule,

η_{ref} : est le rendement du module dans les conditions standards (éclairement solaire sur le plan du module $G_{\beta,ref} = 1000 \text{ W/m}^2$ et température des cellules $T_{cell,ref} = 25^{\circ}\text{C}$)

γ et β' : sont respectivement les coefficients de l'éclairement solaire et de la température.

Les paramètres pour les conditions standards ($T_{cell,ref}$ et η_{ref}) et les coefficients γ et β' sont fournis par les fabricants de modules PV. Certains auteurs (Evans, 1981) utilisent $\beta' = 0.0048 \text{ }^{\circ}\text{C}^{-1}$ et $\gamma = 0.12$ pour les modules en silicium monocristallin. Le plus souvent dans l'équation (2.1) on prend $\gamma = 0$ (Evans et Flor Schuetz, 1977). D'autres auteurs (Hegazy, 2000 ; Bergene et Lovik, 1995) utilisent pour γ et β' les valeurs respectives de 0 et $0.004 \text{ }^{\circ}\text{C}$.

La température des cellules est calculée le plus fréquemment en utilisant la notion de NOCT (Normal Operating Cell Température) (Nolay, 1987) donnée par les producteurs des modules photovoltaïques et définie par l'équation (2.2) :

$$T_{cell} = T_{\alpha} + (NOCT - 20^{\circ}\text{C}) \left[\frac{G_{\beta}}{800} \right] \quad (2.2)$$

Cette méthode donne des résultats satisfaisants sauf dans le cas de modules intégrés dans les toits de bâtiments. La NOCT est définie dans les conditions suivantes : vitesse de vent $v = 1 \text{ m/s}$,

température ambiante $T_a=20$ °C et éclairement solaire $G_\beta=800$ W/m² (ASTM, 1998 ; Myers et al, 2002).

Le modèle de Paatero et Lund (2007) peut être également utilisé voir l'équation (2.3)

$$\eta_{pv} = \eta_{ref} \left[1 - \alpha \left(\frac{G_\beta}{18} + T_\alpha - 20 \right) \right] \quad (2.3)$$

$\alpha=0.0042$ est le coefficient de température pour la correction de puissance ;

Le calcul du rendement du module a pour objectif de déterminer la puissance maximale P_{mp} à la sortie du module en utilisant l'équation (2.7).

Les coefficients où les conditions normales de l'éclairement solaire $G_{\beta,ref}$ et la température des cellules $T_{cell,ref}$ ont les mêmes valeurs comme pour les autres modèles (1000 W/m et 25 °C), AM est la masse relative d'air, définie par (2.4) (Kasten et Young, 1989) et dont la valeur en conditions normales est $AM_0=1,5$

$$AM = \frac{1}{\cos \theta_z + 0.50572(96.07995 - \theta_z)^{-1.6364}} \quad (2.4)$$

Où

L'angle zénithal θ_z est en degrés

La température de cellules est calculée par la formule de Ross (Driesch et al, 2007 ; Ross 1976)

$$T_{cell} = T_a + h_R G_\beta \quad (2.5)$$

Où le coefficient h_R dépend de la technologie. Les valeurs des différents coefficients sont présentées dans le Tableau (2.1) (Driesch *et al*, 2007).

Tableau 2.1. Valeurs des coefficients dans le modèle de Driesch

Module	p_{Dur}	Q	m_{Dur}	R	s_{Dur}	U	h_R
BP 585Fm-Si	23.62	0.2983	0.1912	0.09307	0.9795	0.9865	0.028
LA361K51Sp-Si	15.39	0.1770	0.0794	0.09736	0.8998	0.9324	0.026
UPM US-30a-Si	36.02	0.7576	0.6601	0.02863	1.1432	1.0322	0.022
CIS ST40CIS	18.55	0.3288	0.2612	0.10039	0.9678	0.9864	0.032

Le calcul du rendement du module a pour objectif de déterminer la puissance maximale P_{mp} à la sortie du module en utilisant (2.6):

$$P_{mp} = \eta_{pv}(G_\beta, T_{cell}) G_\beta A \quad (2.6)$$

Où A est la surface du module photovoltaïque en m².

Le premier est une expression directe pour la puissance en utilisant une formule empirique (Labbe, 2006) (2.7):

$$P_{max} = \frac{G_{\beta}}{G_{\beta.ref}} [P_{mp.ref} + y_0 (T_{cell} - T_{cell.ref})] \quad (2.7)$$

Où y_0 est le coefficient de température pour la puissance du module et est $P_{mp.ref}$ sa puissance nominale.

II.2.1.1.2 Modèle qui regroupe la puissance au rendement :

$$P_{pv(t)} = P_{rate.pv} \times \frac{G}{G_{ref}} [1 + K_t (T_{cell} - T_{ref})] \times \eta_{pv} \quad (2.8)$$

$P_{pv(t)}$: est la puissance générée par un module PV.

$P_{rate.pv}$: est la puissance nominale dans des conditions de test standard.

G : est le rayonnement solaire horaire.

G_{ref} : est l'éclairement dans les conditions de référence (1000W/m² et 25°C).

-3

K_t : est le coefficient de température de la puissance nominal et sa valeur égale -3.7×10^{-3} . Pour les cellules mono et poly cristallines.

η_{pv} : est le facteur de perte global.

Le rendement η_{pv} varie de entre [0.8 0.87] pour cette raison la majorité des utilisateurs prennent le rendement η_{pv} 0.8.

T_{ref} : est la température ambiante dans les conditions de référence (25°C).

II.2.2 Modélisation des onduleurs :

II.2.2.1 Courbe de charge des onduleurs :

Le rendement du convertisseur η_{inv} dépend de la charge, c'est-à-dire de la puissance de sortie en courant alternatif P_{out} . Cette dépendance s'appelle courbe de charge de l'onduleur et sera utilisée pour l'analyse du fonctionnement des systèmes hybrides en régime établi.

II.2.2.2 les courbes de charge des onduleurs :

Comme nous l'avons déjà explicité dans le paragraphe précédent, la modélisation de l'onduleur exige de connaître sa courbe de charge. Un inventaire non exhaustif a été réalisé pour les trois types d'onduleurs disponibles sur le marché les onduleurs à faible, moyen et haut rendement à partir de documentation technique fournie par différents producteurs et par l'Agence Internationale de l'Energie (International Energy Agency - IEA) (Ishikawa, 2002). La Figure (2.1) montre les courbes de charge collectées pour des onduleurs commerciaux.

Pour tous les onduleurs, la méthode de modélisation utilisée donne de bons résultats avec une erreur quadratique moyenne relative inférieure à **0,012%** et une faible sur estimation.

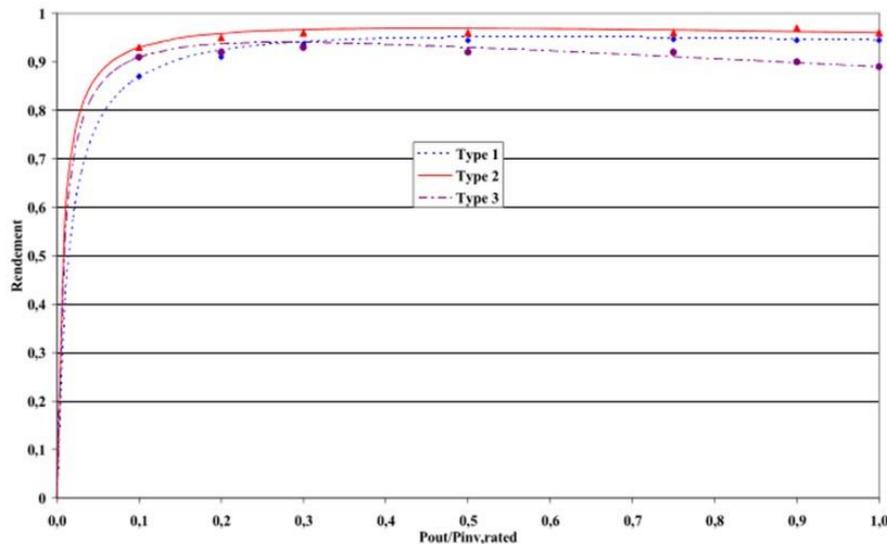


Figure 2.1 : Courbe types des onduleurs

II.2.3 Modélisation du système éolien

Pour estimer la puissance produite par les générateurs éoliens, on utilise la courbe de puissance caractéristique. Cette courbe permet de connaître la puissance produite à partir de la vitesse du vent. Elle est spécifique pour chaque aérogénérateur. Les paramètres caractéristiques de chaque courbe de puissance sont :

- V_{cut-in} – vitesse d'enclenchement ;
- V_{rated} – vitesse pour laquelle la puissance nominale est obtenue;
- $V_{cut-off}$ – vitesse de déclenchement; $\square P_{rated}$ – puissance nominale.

La modélisation d'un système éolien passe par plusieurs étapes la plus importante est la récolte des données de vent d'un site donné. La base de données obtenue doit être traitée par différents méthodes mathématiques ou bien l'utilisation des logiciels de modélisation. Cependant cette modélisation est répartie en deux volets principaux.

-Le premier concerne les principes mathématiques d'extrapolation du vent tel que l'extrapolation verticale de la vitesse du vent, l'extrapolation verticale des paramètres de Weibull, l'extrapolation temporelle et l'extrapolation horizontale et sillage. La détermination de la direction dominante du vent appelée « rose des vents » et l'évaluation de la densité moyenne de l'énergie éolienne pour estimer l'énergie éolienne sont nécessaires. L'extrapolation verticale du vent peut aussi être réalisée avec le logiciel WAsP.

- Le deuxième traite les différentes techniques de modélisation mathématique des courbes de puissance des éoliennes. Le modèle théorique de la courbe de la puissance présenté par les fabricants ne correspond pas à la courbe réelle présentée par les utilisateurs.

II.2.3.1 Définition mathématique de l'extrapolation

L'extrapolation en mathématiques est un calcul qui consiste également à estimer une valeur inconnue à d'autres variables de l'étude. Pour ceux pour lesquels nous n'avons pas d'équations, ce calcul est en les échantillons fournis par le domaine de recherche ont été obtenus à l'aide d'un modèle mathématique [12].

II.2.3.2 Extrapolation verticale de la vitesse du vent

L'extrapolation verticale de la vitesse du vent est une méthode utilisée pour estimer la vitesse du vent à différentes hauteurs au-dessus du sol. Cette méthode est basée sur l'hypothèse que la vitesse du vent augmente avec l'altitude selon une relation logarithmique. Selon cette hypothèse, la vitesse du vent à une hauteur donnée peut être calculée à partir de la vitesse du vent à une autre hauteur en utilisant l'équation logarithmique suivante :

$$V_2 = V_1 \times \left(\frac{\ln\left(\frac{Z_2}{Z_0}\right)}{\ln\left(\frac{Z_1}{Z_0}\right)} \right) \quad (2.9)$$

Où :

- V_1 est la vitesse du vent à une hauteur connue Z_1
- V_2 est la vitesse du vent à une hauteur inconnue Z_2
- Z_0 est la rugosité de surface, qui représente la résistance de la surface terrestre au vent. Cela dépend de la nature du terrain, comme la végétation ou les bâtiments. \ln est la fonction logarithmique naturelle

Il est important de noter que cette méthode est basée sur des hypothèses simplificatrices et qu'elle peut donner des résultats approximatifs. Par conséquent, cette méthode est généralement utilisée comme méthode de référence pour comparer les données de vent mesurées à différentes hauteurs plutôt que comme méthode de prédiction précise de la vitesse du vent.

La figure (2.2) explique ce principe où V_1 et V_2 représentent les vitesses mesurées aux altitudes Z_1 et Z_2 .

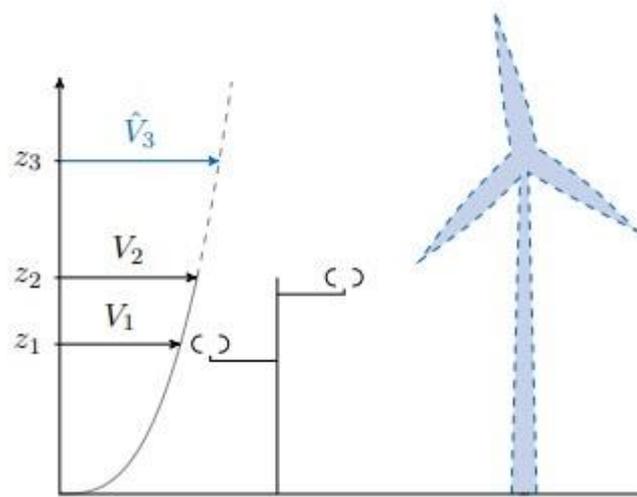


Figure 2.2 : Principe de l'extrapolation vertical

II.2.3.2.1 1 Loi de puissance [13]

a. Extrapolation verticale de la vitesse du vent

□ L'expression de la loi en puissance est donné par :

$$V(z) = Cz^\alpha \quad (2.10)$$

Prendent le logarithme des côtés de l'équation (2.9) pour deux hauteurs z_1 et z_2 , dont on connaît le vent, respectivement V_1 et V_2 , on peut calculer l'exposant α avec :

$$\alpha = (\ln(\bar{v}_2) - \ln(\bar{v}_1)) / (\ln(z_2) - \ln(z_1)) \quad (2.11)$$

, la valeur de α est toujours choisie comme 1/7 (ou 0,14) dans le cas des atlas éoliens à 10 m. Cas approximative :

$$C = \left(\frac{z_1}{z_2}\right) e^{(0.2796 \cdot \ln z_1)} \quad (2.12)$$

$$\alpha = (0.90169 + 0.10528) \times (z_1) - 0.05502 \times (z_2) + 0.006424 \times \ln\left(\frac{z_2}{z_1}\right) \quad (2.13)$$

c. Extrapolation verticale des paramètres de Weibull

La méthode d'extrapolation verticale des paramètres de Weibull est une technique utilisée pour estimer les paramètres de Weibull à partir de données provenant de hauteurs différentes. La méthode consiste à ajuster une courbe de Weibull à chaque hauteur et à utiliser ces courbes pour estimer les paramètres de Weibull à d'autres hauteurs.

c.1 Modèle d'extrapolation de Justus et Mikhail

Les deux chercheurs sont proposés, aussi, pour une altitude initiale égale à 10m, les formules d'extrapolation suivantes :

$$\frac{k_2}{k_1} = \frac{1 - 0.0881 \ln\left(\frac{z_1}{10}\right)}{1 - 0.0881 \ln\left(\frac{z_2}{10}\right)} \quad (2.14)$$

$$\frac{C1}{C2} = \left(\frac{Z2}{Z1}\right)^m \quad (2.15)$$

$$m = \frac{0.37 - 0.0881 \ln(C1)}{1 - 0.0881 \ln\left(\frac{Z2}{10}\right)} \quad (2.16)$$

c.2 Extrapolation verticale de la vitesse moyenne

L'extrapolation verticale de la vitesse moyenne du vent est une technique utilisée pour estimer la vitesse du vent à différentes hauteurs, les relations utilisées pour extrapoler la vitesse instantanée du vent peuvent être utilisées pour calculer la vitesse moyenne V_2 , à partir d'une vitesse moyenne V_1 définie en $Z1$ [14].

$$\frac{V2}{V1} = \left(\frac{Z2}{Z1}\right) e^\alpha \quad (2.17)$$

Extrapolation temporelle :

C'est un processus qui nous permet d'améliorer les mesures de vent dans notre base de données pour tenir compte des variations d'une année à l'autre. Sinon, le concepteur pourrait facilement se tromper dans l'estimation de la conception du site.

Extrapolation horizontale et sillage

Afin que l'éolienne ne soit pas installée à l'emplacement exact du mât de mesure, une extrapolation horizontale sera effectuée. Un logiciel prenant en compte la topographie du site sera utilisé pour modéliser localement les flux autour du point de mesure. Cette procédure est également utilisée pour tester différentes configurations du parc et ainsi positionner les éoliennes dans les endroits les plus venteux tout en minimisant le sillage des turbines les unes sur les autres. **Densité de puissance**

La densité de puissance de l'énergie éolienne est la caractéristique la plus importante du vent. Elle représente la quantité d'énergie produite par le vent. La puissance du vent à l'entrée d'une voilure est donnée par la relation suivante :

$$Pv = \frac{1}{2} \times \rho \times S \times V^3 \quad (2.18)$$

II.2.3.3 Modèles de courbe de puissance :

Nous présentons ici divers modèles pour lesquels la puissance a été réduite c'est-à-dire divisée par la puissance nominale afin de généraliser cette étude puisque indépendante de la puissance de la machine.

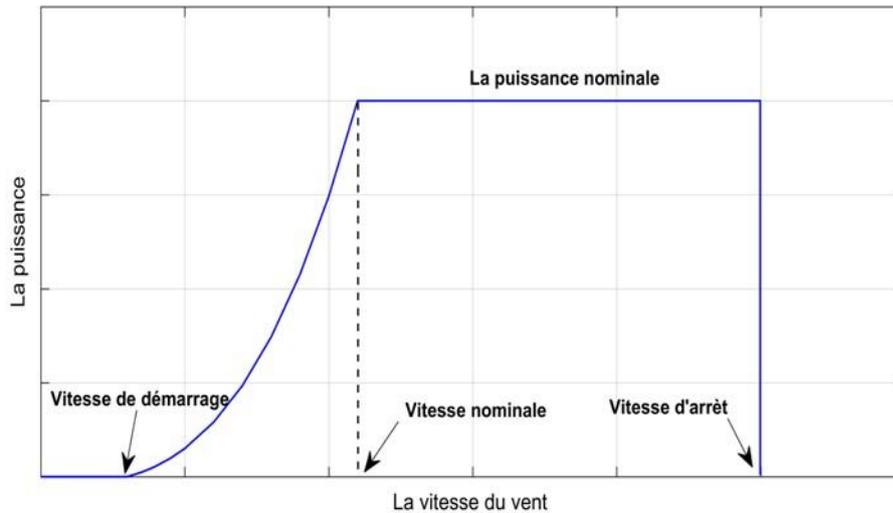


Figure 2.3 : Caractéristique d'une éolienne

II.2.3.3.1 Modèle linéaire :

Ce modèle est le plus simple et suppose que la variation de la puissance entre V_{cut-in} et V_{rated} est linéaire. Ainsi la courbe de la puissance réduite est exprimée par trois équations (2.20):

$$\begin{cases} p = 0 \\ p = a + bV \\ p = 1 \end{cases} \leq \begin{cases} V \leq V_{cut-in} \\ V_{cut-in} < V \leq V_{rated} \\ V_{rated} < V < V_{cut-off} \end{cases} \quad (2.20)$$

Où les coefficients a et b s'obtiennent par (2.21)

$$\begin{cases} a = \frac{V_{cut-in}}{V_{rated} - V_{cut-in}} \\ b = \frac{1}{V_{rated} - V_{cut-in}} \end{cases} \quad (2.21)$$

Les études montrent une surestimation de la productivité des générateurs éoliens (Powell, 1981), mais malgré cela ce modèle est souvent utilisé dans des études de systèmes hybrides (Galber et Luther, 1988).

II.2.3.3.2 Modèle basé sur la loi cubique :

La densité de puissance de sortie (en W/m²) d'une éolienne peut être calculé comme ci dessous. (2.22)

$$P_e = 0 \quad \text{Pour } v < v_d$$

$$P_e = av^3 - bP_{er} \quad \text{Pour } v_d < v < v_n$$

$$P_e = P_{er} \quad \text{Pour } v_n < v < v_m$$

$$P_e = 0 \quad v > v_m$$

Ou

$$a = \frac{P_{er}}{vn^3} \text{ et } b = \frac{vd^3}{vn^3 - vd^3} \quad (2.22)$$

II.2.3.3.3 Modèle basé sur les paramètres de Wei bull :

La puissance électrique moyenne à la sortie de l'éolienne peut être calculée à partir des équations suivantes :

$$a = 0 \text{ Pour } v < v_d$$

$$P_e = a + bv^k \text{ Pour } v_d \leq v \leq v_n$$

$$P_e = P_{er} \text{ Pour } v_n < v \leq v_m$$

$$P_e = 0 \text{ Pour } v > v_m$$

Ou

$$a = \frac{P_{er}vd^3}{vd^k - vn^k} \text{ et } b = \frac{P_{er}}{vn^k - vd^k} \quad (2.23)$$

II.2.3.3.4Modèle de Pallabazzer1995 :

Il diffère du modèle linéaire par la forme non linéaire de la courbe entre la vitesse d'enclenchement et celle pour laquelle on obtient la puissance nominale. Dans cette partie, la puissance réduite s'exprime par (2.24) :

$$P = \left(\frac{V^2 - V^2_{cut-in}}{V^2_{rated} - V^2_{cut-in}} \right) \quad (2.24)$$

II.2.3.3.5Module de Chang :

Certain auteurs (Chang et Tu, 2007) introduisent un polynôme de troisième degré dans la partie centrale de la courbe:

$$P = a_1V^3 + a_2V^2 + a_3V + a_4 \quad (2.25)$$

Où les paramètres a_1 , a_2 , a_3 et a_4 sont calculés sur la base de la courbe de puissance du générateur éolien VESTAS V-47 660kW. Leurs valeurs sont respectivement 0,00169, 0,0446, -0,24764 et 0,39209.

II.2.4 Modélisation de la station de transfert d'énergie par pompage :

II.2.4.1Opération de stockage hydroélectrique par station de Pompage :

Le système de transfert d'énergie (STEP) exploite simplement l'excès d'énergie renouvelable solaire pour pomper de l'eau de mer à un réservoir supérieur. Le fonctionnement de STEP est modélisé par les équations suivantes :

La puissance consommée par un système de pompage

$$P_{abs} = \rho Qgh$$

Donc la puissance nominale de la pompe et la capacité nominale de la turbine à eau(KW).

$$P_{STEP} = \rho Q g h \eta_{STEP} \tag{2.26}$$

P :Masse volumique

Q:Débit d'eau (m^3/s).

g : gravité ($9,81m/s^2$).

h: hauteur d'hydroélectricité en(m).

η_{STEP} : est l'efficacité de STEP et peut être estimé à 80% en charge et en décharge.

$$E_{step}^G = \rho g n_{step} \frac{V_{t-1}}{3600s} * h \tag{2.27}$$

E_{step}^G : est l'énergie stockée dans le réservoir supérieur (kWh).

Le volume instantané peut être évalué en utilisant l'équation suivant :(2.28)

$$V(t) = V_{(t-1)} + V_t^{pump} \tag{2.28}$$

$$E_{step} = \left(\frac{v(t)}{3600[s]} \right) \times \rho \times g \times n_{step} \tag{2.29}$$

Le volume d'eau V_t^{pump} pompé dans le réservoir supérieur est calculé sur la base

$$E_{STEP}^p = \left(\frac{v_{max} - v_{t-1}}{3600[s]} ; Q \right) \rho g n_{step} * h \tag{2.30}$$

$$v_t^{pompe} = \frac{E_{step}^p}{g \rho n_{step} * h} \tag{2.31}$$

II.2.4.2 les courbes de la turbine hydraulique :

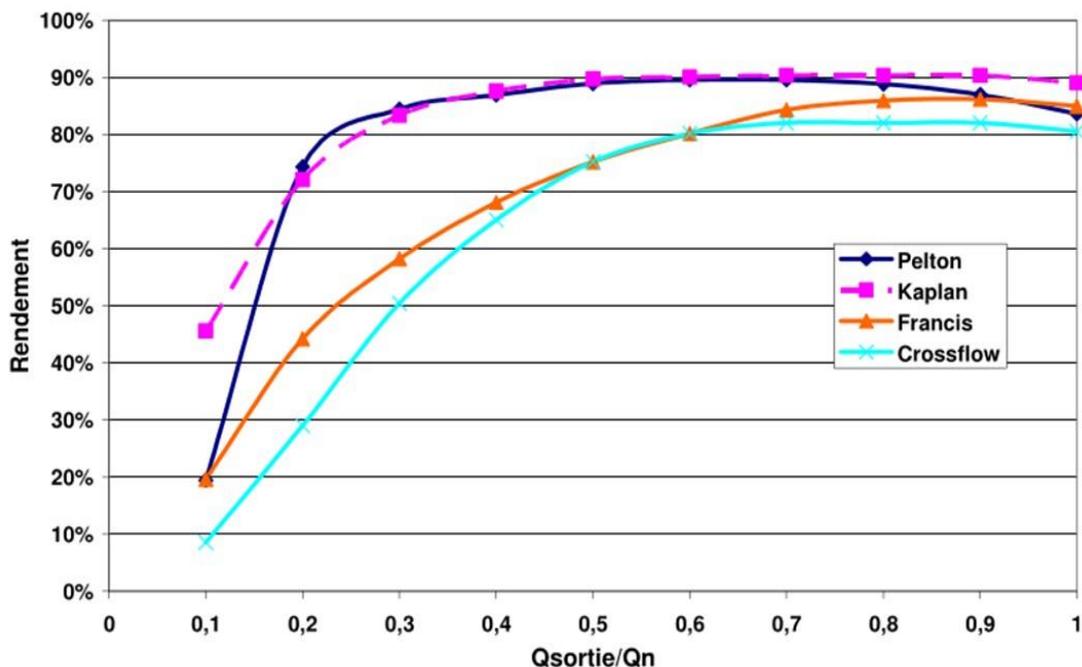


Figure 2.4 : Variation du rendement pour différentes turbines hydrauliques

II.2.4.3 Modélisation d'un système hydroélectrique réversible :

Le groupe turbine/génératrice réversible peut être utilisé dans un sens comme turbine avec production d'électricité et dans l'autre sens comme pompe en utilisant l'énergie électrique produite par d'autres moyens de production pour faire remonter l'eau d'une certaine hauteur manométrique et avec un certain débit. Ainsi, la turbine hydraulique peut être utilisée comme pompe et le générateur asynchrone comme moteur. Pour l'étude du fonctionnement d'une telle association en régime établi, quel que soit le sens (pompe ou turbine), on utilise les courbes de la Figure 2.5 qui représentent la puissance de sortie (électrique pour le turbinage – courbe bleue, hydraulique pour le pompage – courbe rouge) en fonction de la puissance d'entrée réduite (électrique pour le pompage et hydraulique pour le turbinage).

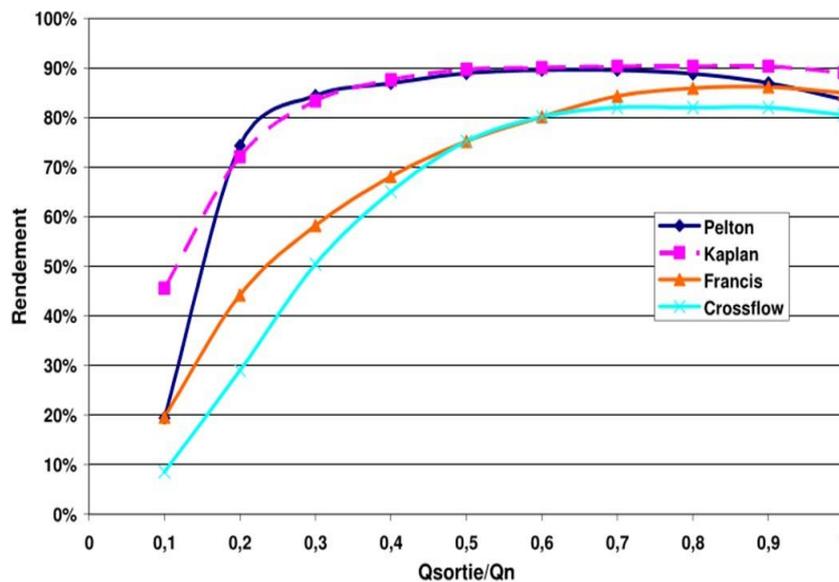


Figure 2.5 : Puissance d'entrée en fonction de la puissance de sortie pour les deux régimes

II.3 Modélisation du banc de stockage batterie :

II.3.1 Modélisation du système de stockage et sa performance :

Le système de stockage d'énergie de secours est soigneusement dimensionné pour répondre à la demande de la charge dans les moments d'in disponibilité ou d'insuffisance de l'énergie dans un système hybride. Le dimensionnement de la batterie dépend des facteurs tels que la profondeur maximale de la décharge, la correction de la température, la capacité nominale de la batterie et la durée de vie de la batterie. La capacité **B** de la batterie requise en ampère

rc

heure peut être calculée en utilisant l'équation suivante(2.33)

$$B_{rc} = \frac{E_c D_s}{DOD_{max} n_t} \tag{2.33}$$

E_c : Est la charge en ampères-heures(Ah),

D_s : représente les jours d'autonomie de la batterie,

DOD_{max} est la profondeur maximale de décharge de la batterie (pour la batterie à décharge profonde DOD maximale est de 80%),

n_t : Est le facteur de correction de la température.

II.3.2 La quantité de charge de la batterie

Lorsque la production totale du système hybride est supérieure à la demande en énergie, le système de stockage est en état de charge. Sinon il est en état de décharge. La quantité de charge de la batterie à l'instant t peut être calculée en utilisant l'équation:

$$E_B(t) = E_B(t-1)(1-\sigma) + \left(\frac{E_{GA}-E_L(t)}{\eta_{inv}}\right)\eta_{bat} \quad (2.34)$$

Où

$E_B(t)$ et $E_B(t-1)$: sont les quantités de charge des batteries à l'instant t et $(t-1)$, $E_{GA}(t)$ est l'énergie totale générée par la source d'énergie renouvelable, après la perte d'énergie dans le contrôleur, $E_L(t)$ est la demande de la charge à l'instant t , η_{inv} et η_{bat} sont l'efficacité de l'onduleur et l'efficacité de charge de la batterie est le taux d'autodécharge qui dépend de la charge accumulée et l'état de la batterie.

La quantité de charge de la batterie est soumise à des contraintes telles que :

$$E_{Bmin} \leq E_B(t) \leq E_{Bmax}$$

Où E_{Bmax} et E_{Bmin} ont la quantité de charge maximale et minimale de la batterie.

II.4 Optimisation du dimensionnements du système hybride :

Pour un système hybride, les caractéristiques de la batterie les plus importants sont la durée de vie de la batterie, le DOD , les besoins d'entretien, l'état de charge (SOC) et la tension de charge flottante.

Pour l'optimisation du système hybride, toutes ses caractéristiques doivent être prises en considération. Le SOC de la batterie au temps (t) peut être calculé en utilisant l'équation suivante :

$$SOS(t) = SOS(t-1) \left(1 - \frac{\sigma \cdot \Delta t}{24}\right) + \frac{I_{bat}(t-1) \cdot \Delta t \cdot \eta_{bat}}{C'_{bat}} \quad (2.35)$$

Où C'_{bat} est la capacité nominale de la batterie (Ah), et η_{bat} est l'efficacité de charge et de Décharge de la batterie (généralement l'efficacité arrondie de l'efficacité déchargeâtes décharge).

II.4.1 l'organigramme de gestion de puissances du système

Afin de bien maitriser le fonctionnement du système hybride éolien-PV avec les deux technologies de stockage batterie et STEP, et vérifier sa faisabilité par le logiciel HOMER. Nous avons établi un organigramme de gestion des différentes sources comme le montre la figure 2.6.

Ce simulateur possède un modèle du champ photovoltaïque, un modèle d'éolienne, un modèle de batterie, un modèle d'une station de transfert d'énergie par pompage et un algorithme de gestion d'énergie pour la régulation de charge/décharge du système de stockage ainsi pour faire l'équilibre énergétique entre la production et la demande.

Cet algorithme de contrôle d'énergie permet de gérer le flux d'énergie entre les composants du système. Par exemple, si une énergie supplémentaire est produite par les éoliennes et le générateur photovoltaïque par rapport à la demande de charge P_{ch} (en considérant toutes les pertes), le surplus d'énergie va être chargé dans le système de stockage (soit batterie ou STEP). Lorsque la capacité du système de stockage atteint le niveau maximal (SOC_{max}) cet algorithme arrête le processus de charge.

Dans le cas de manque de production, le sous-système de contrôle commande la décharge de l'énergie stockée à partir du système de stockage. Si la capacité de ce dernier atteint un niveau minimum (SOC_{min}) et les besoins en électricité ne sont pas satisfaits, cette perte d'énergie (LOE) est prise en compte dans le calcul de LPSP.. À l'étape finale, le programme calcule le coût d'électricité qui dépend principalement aux variables de dimensionnement (P_{pv} ; P_{wt} ; P_{hy} ; P_{bat}).

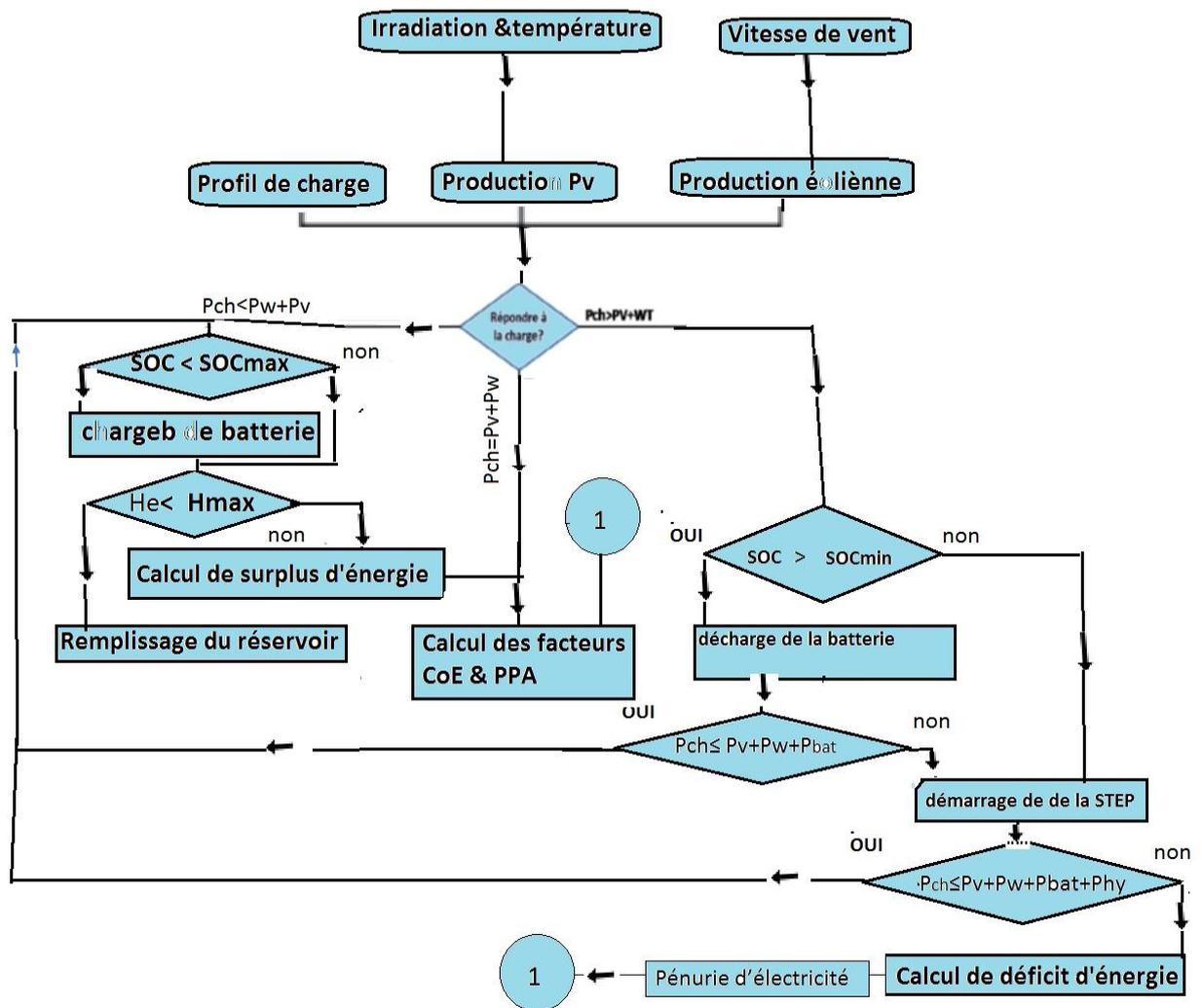


Figure 2.6 : Organigramme descriptif de simulateur du système étudié.

II.4.2 Gestion d'énergie d'un système hybride :

L'intégration de plusieurs sources d'énergie renouvelables dans un système multi- sources rend le contrôle et la supervision de la distribution d'énergie une tâche très complexe.

L'interaction dynamique entre les sources d'énergie renouvelables et la demande de charge peut entraîner des problèmes critiques de stabilité et de qualité de l'énergie, qui ne sont pas très courants dans les systèmes électriques conventionnels, ce qui nécessite l'utilisation d'une stratégie de gestion d'énergie entre la partie de production d'énergie et la partie consommation [15].

Le contrôle adéquat des systèmes énergétiques hybrides multi-sources avec stockage (fonctionnant comme des micro-réseaux) est indispensable pour atteindre la fiabilité et l'efficacité du fonctionnement les plus élevées du système généralement, une stratégie de gestion

de l'énergie doit déterminer et affecter la répartition de la puissance de sortie de chaque source d'énergie tout en maintenant sa tension et sa fréquence de sortie au niveau souhaité de la demande de charge électrique. Les nombreux rôles de stratégie de gestion d'énergie dans un système hybride autonome visent à assurer la continuité de l'approvisionnement de consommateurs dans toutes les conditions, à garantir l'utilisation maximale des sources renouvelables (augmente le pourcentage de contribution des sources renouvelable si le système hybride contient une source conventionnelle par exemple le groupe électrogène), à protéger les composants d'être endommagé en raison d'une surcharge et d'augmenter la stabilité du système d'alimentation. Les architectures de contrôle et de supervision de ces systèmes peuvent être classées en trois catégories ; contrôle centralisés, distribués et hybrides. Une brève description de chaque contrôle sera présentée dans les sous-sections suivantes.

II.4.2.1 Les données de la charge électrique :

Etant donné que la plupart des systèmes multi-sources autonomes sont utilisés dans des zones isolées et rurales, les données de profil de charge ne sont pas disponibles dans de nombreux cas [9]. Non seulement le potentiel énergétique du site (rayonnement solaire et vitesse du vent), mais également le profil de charge affecte les résultats d'optimisation. De maintes études ont été menées sur l'estimation du profil de charge à l'aide de différentes méthodes d'estimation et de prévision.

Le profil de demande de charge électrique annuelle est l'une des données nécessaires à l'optimisation du dimensionnement d'un système hybride [9]. Cependant, il est difficile de trouver et aussi compliqué d'analyser la demande d'une charge réelle avec toutes les fluctuations instantanées, donc de moyennes horaires ou des profils de consommation typique de la figure (2.7), sont généralement utilisées à l'optimisation de dimensionnement

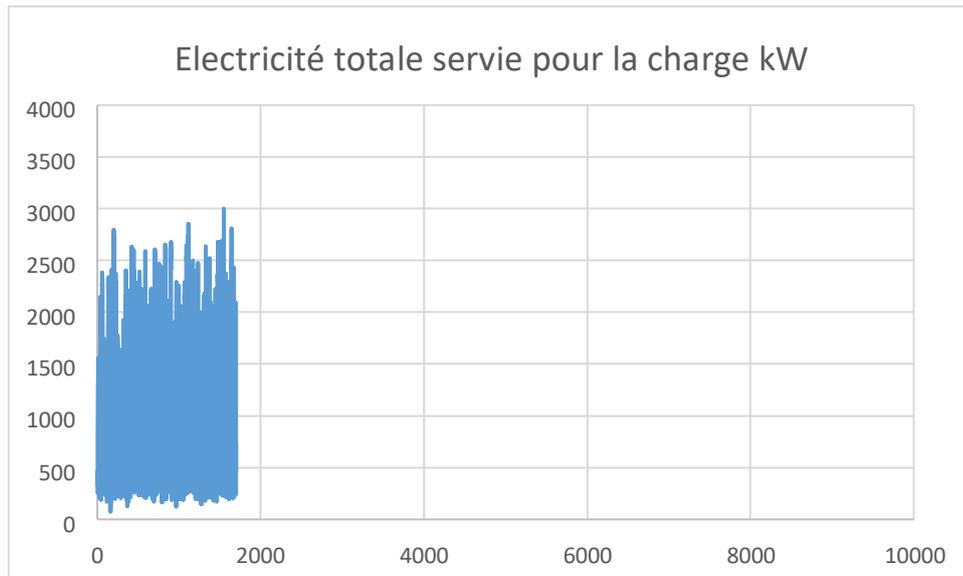


Figure 2.7 : Profil de charge typique d'un habitat résidentiel en RZIW

II.7.2.2 Les paramètres d'évaluation économique :

Lors de l'évaluation économique du système hybride pour optimiser le dimensionnement, les critères suivants sont pris en compte dans le calcul du coût du système :

- Coûts d'acquisition de composants de systèmes hybrides tels que éolienne, panneaux photovoltaïques, batteries, turbine éolienne, turbine hydraulique etc.
- Coûts d'exploitation et de maintenance des composants pendant toute la durée de vie du système.
- Coûts de remplacement des composants du système au cours de sa durée de vie si la durée de vie du composant est inférieure à celle du projet.

Les différents indices économiques utilisés pour l'évaluation économique des systèmes d'énergie hybride sont présentés dans les sous-sections suivantes.

II.4.2.2.1 Coût actuel net (CAN) :

Le coût actuel net CAN des composants d'un système donné comprend le coût d'acquisition, le coût de remplacement et également le coût d'exploitation et d'entretien, coût d'installation et le coût du carburant (si le système contient des générateurs diesel) pendant la durée de vie du système Il est calculé comme suit :

$$CAN = \sum_{X=1}^n (IC_X + RC_X + MC_X - C_{SIV_X}) \tag{2.36}$$

Avec :

X :est les composants du système hybride comme générateur PV, éoliennes...etc. Pour tout appareil, le coût initial (ICx) peut être calculé comme suit :

$$IC_X = P_{CP} * C_{CP}$$

P_{cp} [kW] : est la puissance installée pour chaque composant ;

C_{cp} : est le coût d'acquisition [€/kW] qui comprend le coût d'achat, les dépenses civiles, de construction, de fourniture d'équipement mécanique et d'installation.

Étant donné que certains composants comme la batterie ont une durée de vie courte par rapport à la durée de vie d'un projet, il est donc nécessaire de les remplacer .Par conséquent, le coût de remplacement RC_x d'un composant x est inclus dans le calcul et sa valeur est calculée sur la base de l'équation suivante :

$$RC_X = P_{CP} \sum_{j=1}^{N_r} C_{CP}^R \times \frac{1}{(1+i)^{DVC \times j}} \quad (2.37)$$

Avec :

C_{CP}^R : est le coût en capital d'un composant au moment du remplacement ;

N_r : est le nombre de remplacements pendant la durée de vie du projet ; DVC : est la durée de vie du composant ; i : est le taux d'intérêt réel.

Concernant le coût de maintenance et d'exploitation MC_x d'un composant x , est calculé par l'équation suivant :

$$MC_X = P_{CP} \sum_{Z=1}^{DVP} C_{CP}^{O\&m} \times \frac{1}{(1+i)^Z} \quad (2.38)$$

Avec :

$C_{cp}^{O\&m}$: est Composé de coûts fixe set variables liés à l'entretien et à l'exploitation de la composante ;

DVP : est la durée de vie du projet qui égale généralement à la durée de la vie des panneaux PV ou les turbines éoliennes

$$C_{SIV_X} = C^R \times CR_{rem} \left(\frac{1}{(DVC(1+i)^{DVP})} \right) \quad (2.39)$$

OU :

DVR :est la durée de vie restante du composant à la fin de la durée de vie du projet, et elle est calculée comme suit:

$$DVR = DVC - [DVP - DVT_r] \quad (2.40)$$

$$DVT_r = DVC \times integer \left[\frac{DVP}{DVC} \right] \quad (2.41)$$

Dans laquelle :

DVT_r :est la durée de vie totale d'un composant remplacé plusieurs fois.

II.7.2.2.2 total annualisé(CTA)

Le coût total annualisé (CTA) est le coût à la présente valeur n et multiplié par un facteur de recouvrement du capital et il est calculé par l'équation suivant :

$$CTA = NPC \times \frac{i(1+i)^{DVP}}{(1+i)^{DVP}-1} \quad (2.42)$$

Ce paramètre a été utilisé par Ahmed Fathy, pour évaluer économiquement le dimensionnement d'un système hybride éolien-PV avec stockage par une pile à combustible (Fuel cells). Une autre étude menée par Zhao et al a employé le coût total annualisé pour optimiser le dimensionnement d'un système hybride éolien-PV-diesel-batterie.

II.4.2.2.3 Coût d'électricité (CoE)

Le coût d'électricité ou bien le coût de revient de l'énergie (CoE) est un indice économique qui nous donne une évaluation claire concernant la rentabilité du système hybride étudié. Il est le paramètre le plus utilisé par les chercheurs pour évaluer le dimensionnement d'un système hybride de point de vue économique. Il est calculé par la relation suivante :

$$COE = \frac{TAC}{\sum_{t=1}^{8760} P_{ch}} \quad (2.43)$$

Avec :

P_{ch} [kWh] est le profil de charge annuel. CTA est le coût total annualisé qui peut être calculé comme il est expliqué dans la sous-section précédente.

II.4.2.2.4 Coût d'énergie actualisé (CEA):

Le coût de l'énergie actualisé (Levelized cost of energy LCOE) est la somme de tout le coût d'un système pendant sa durée de vie devisé sur la somme d'énergie produite au long de la durée de vie de projet,

$$CEA = \frac{\sum_{x=1}^h (FRC \times IC_x) + RC_x + MC_x}{\sum_{t=1}^{DVP} P_{ch}} \quad (2.44)$$

Avec:

FRC : est le facteur de recouvrement du capital ;

IC_x, RC_x et MC_x : sont le coût d'acquisition, le coût de remplacement et le coût de fonctionnement et de maintenance, respectivement ;

DVP : est la durée de vie du projet en heure.

II.4.2.3 Les paramètre technique :

La fiabilité d'un système d'alimentation en électricité à base des énergies renouvelables est la capacité de ce système à assurer l'approvisionnement en énergie électrique aux charges/consommateurs de manière adéquate et sécurisée. Le rayonnement solaire et la vitesse du vent dépendent des

conditions climatiques du site choisi, l'ombre des nuages, l'inclinaison du panneau photovoltaïque ainsi que la température ambiante influencent la production d'énergie du système photovoltaïque, en ajoutant également la fluctuation de la vitesse du vent tout au long de la journée rend la production d'énergie du système hybride instable. C'est pour cette raison que l'analyse de fiabilité est considérée comme une étape importante dans tout processus de dimensionnement d'un système hybride. Les paramètres de fiabilité les plus utilisés dans de nombreux travaux de recherches sont brièvement décrits ci-dessous.

II.4.2.3.1 La probabilité de perte de charge (PPC) :

PPC est une mesure probabiliste qui indique l'insuffisance du système de production à répondre à la demande de charge électrique, en raison d'un manque d'alimentation à un instant donné, en excluant les coupures du eau pannes des composants ou du temps de maintenance. PPC [heure/an] représente le nombre d'heures prévu dans période de temps en général une année, lorsque la charge dépasse la capacité de production électrique existant.

$$PPC = \sum_{t=i}^T \sum_{t \in S} P_i \times N_i \quad (2.45)$$

Avec :

S : est la perte totale des états de charge du système ;

Pi : est la probabilité que le système rencontrant l'éta ti et Ni est le temps (heures) d'une charge supérieure à la capacité de production ;

T :est généralement pris comme le temps annuel en heures 8760h.

II.4.2.3.2 La probabilité de perte de l'énergie (PPE) :

La probabilité de perte de l'énergie (PPE) [kWh] représente la valeur prévue de l'énergie qui n'a pas été assurée par le système de production. Cela se produit lorsque la capacité de production électrique existante ne peut pas répondre à la demande de charge. Elle est calculée à base de l'équation suivante :

$$PPE = \sum_{t=i}^T \sum_{i \in S} P_i \times QPE_i \quad (2.46)$$

Avec :

S : est la totalité des états de pertes d'énergie du système ;

Pi : est la probabilité que le système rencontre l'état i;

QPEi : est la quantité de perte d'énergie (kWh) lorsque le système n'a pas pu fournir l'énergie attendue au pas de temps t.

II.4.2.3.3 La probabilité d'insatisfaction de la demande (PIT):

La probabilité d'insatisfaction de la demande (PIT) [%] est la probabilité d'une alimentation électrique insuffisante qui se produit lorsque le système hybride n'est pas en mesure de satisfaire

la demande de charge. Cet indice de fiabilité peut être utilisé comme un paramètre clé dans le dimensionnement d'un système hybride éolien-PV avec stockage. Il est calculé en utilisant l'équation suivante :

$$PIT = \frac{PPE}{\sum_{t=1}^T P_{ch}} \quad (2.47)$$

Avec :

P_{ch} (kWh) : est la demande de charge (kWh) à pas de temps t ;

T : généralement est le nombre d'heure d'une année(8760).

II.4.2.4 Les paramètres d'analyse écologique :

L'évaluation des impacts environnementaux associés à la durée de vie de tout produit est essentielle pour mesurer les impacts potentiels de sa production, de son utilisation et de son élimination ultérieure. Ce processus, lorsqu'il envisage une énergie renouvelable, permet d'évaluer écologiquement son potentiel d'atténuation du changement climatique. Dans de nombreux articles de recherche, la quantité totale d'émissions de CO₂ en Kg équivalents produites par le système est appliquée pour évaluer l'impact environnemental du système hybride]. La plupart de ces travaux ont étudié le système hybride avec un générateur diesel. Un autre paramètre est moins utilisé dans le même but appelé l'énergie incarnée (Embodied Energy), qui peut être défini comme l'énergie requise par toutes les activités associées au processus de production de chaque composant du système hybride

II.4.2.5 Les paramètres d'aspect social :

Parmi les indices le plus utilisés par les chercheurs pour évaluer l'impact social d'un système hybride est l'indice de développement humain (IDH) . L'IDH [17] est un indicateur de développement national qui prend en compte l'espérance de vie à la naissance, les années de scolarité attendues et le revenu national brut par habitant [9]. Cela dépend de la consommation d'électricité, donc l'énergie supplémentaire qui peut être fournie par le système hybride peut améliorer l'indice HDI.

Nous pouvons également mentionner le paramètre de création d'emplois (JobCreation), qui désigne les emplois créés de fabrication, d'installation et d'exploitation et d'entretien des composants du système hybride. Le nombre d'emplois créés par un système hybride dépend de la combinaison de composants, donc plus d'emplois créés de meilleures combinaisons de systèmes hybrides [17].

II.5 Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons exposé la modélisation des différents composants du système hybride, le générateur photovoltaïque avec l'onduleur, le système éolien et le système hydroélectrique STEP et le système de stockage et sa performance. Un organigramme de gestion des puissances des différentes sources a été décrit afin de minimiser la consommation des énergies fossiles et de protéger les composants du système de la surcharge. En fin nous avons étudié les différents critères d'évaluation économique et les critères techniques de fiabilité. Les compétences acquises dans ce chapitre vont nous permettre de commencer le dimensionnement des sources qui sera présenté dans le chapitre suivant.

III.1 Introduction

Cette étude concerne le dimensionnement et l'analyse économique des systèmes multi sources de production d'électricité d'origine renouvelable (PV, éolien, hydro, batterie) ou un nombre de sources d'énergie renouvelable (soleil, vent, eau), de composant de stockage d'énergie sont combinés pour remplir la demande d'énergie d'une charge.

La conception des systèmes hybrides devrait toujours chercher à optimiser l'utilisation des ressources locales et à minimiser celle des combustibles fossiles afin de réduire au maximum les coûts de fonctionnement en tenant compte de la taille du système. La conception et la mise en œuvre d'un système fiable et efficace exigent une évaluation complète de ressources et une analyse des besoins en énergie.

Cette étude se fait en utilisant le logiciel Homer (hybride optimisation model for electric renewable) et avant de développer de tels systèmes pour un site spécifique il est important de savoir la demande en énergie et les ressources disponibles sur ce site (ARZEW).

III.2 Eolienne

III.2.1 Installation d'un parc éolien

La région d'ARZEW est balayée durant toute l'année par des vents forts, elle se trouve sur la côte Ouest de l'Algérie à 42 kilomètres à l'est d'Oran, elle s'étend sur une superficie de 72 km², elle comporte un port de pêche. La profondeur de la mer à environ 17 mètres à 100 mètres de la plage, une zone industrielle, un littoral touristique.

III.2.1.1 Le gisement éolien du site

La région d'ARZEW présente un couloir constamment balayé par les vents. Les directions des vents mesurées soufflent en grande partie du Nord.

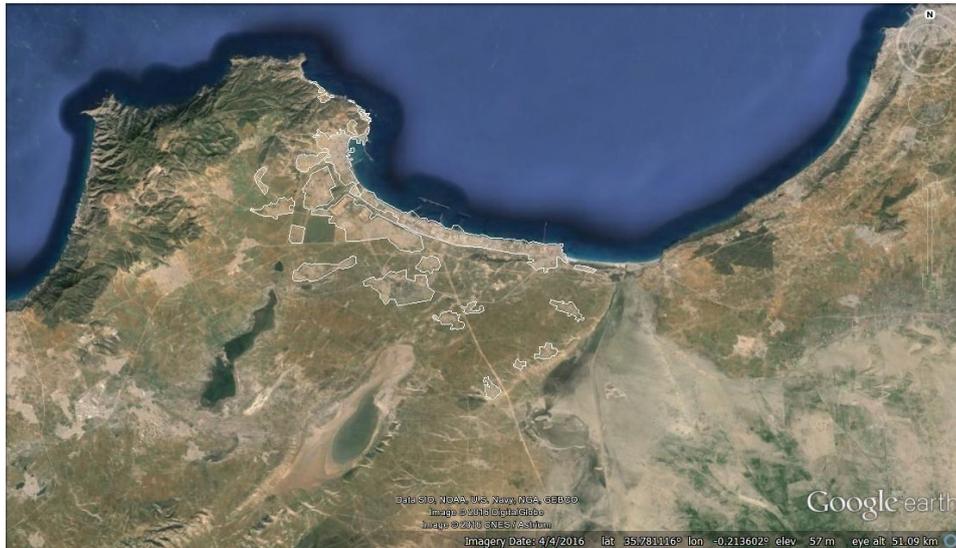


Figure 3.1 : La région d'Arzew,

III.2.1.2 Les données

Les données sur trois heures de la vitesse et de la direction du vent collectées à 10 m du sol à la station météorologique d'Arzew, située à l'est sur la côte d'Oran, les coordonnées de la station météorologique d'Arzew et les années de mesures sont présentées dans le tableau (3.1)

Tableau 3.1 : Coordonnées géographiques du site

Station	Arzew- Oran
Longitude	-0.26°W
Latitude	35.81°N
Période de mesure	01/01/200531/12/2015

Les données ont été utilisées pour évaluer les variations mensuelles et saisonnières de la vitesse moyenne du vent et du profil vertical de la vitesse du vent, ainsi que pour évaluer l'énergie éolienne et le potentiel énergétique.

III.2.3 Détermination du potentiel de site par le logiciel WAsP ;

III.2.3.1 Méthodologie de calcul

Pour mener à bien cette étude et faciliter la simulation des paramètres du site, nous avons utilisé le logiciel WAsP[33], avec une base de données des paramètres de vent récoltées pendant dix ans par la station de métrologie de la région d'Arzew . La vitesse et la direction du vent à une

hauteur de 10 m du sol ont été recueillies entre le 01/01/2005 et le 31/12/2015 pour trois heures par jour.

Ces données ont été utilisées pour évaluer la puissance du vent et le potentiel énergétique, en évaluant les variations mensuelles et saisonnières de la vitesse moyenne du vent et de son profil vertical.

III.2.3.2 Aperçu sur le logiciel WAsP[33]

WAsP est un logiciel de prédiction des conditions de vent, de la ressource éolienne et de production d'énergie éolienne.

Ce logiciel permet l'analyse de toutes les séries de mesures de la vitesse et de la direction du vent. Une fonction de distribution de Weibull lisse aux fréquences estimées pour fournir des paramètres d'échelle et de forme pour chaque secteur. Le programme prend en considération l'effet de différentes conditions de surface, les effets de sillage dus aux constructions et aux autres obstacles, et la modification du vent imposée par des variations spécifiques de la hauteur de la surface autour du mât de mesure de vent en question. Au fil des années, WAsP est devenu l'un des normes de l'industrie pour l'extrapolation de la ressource éolienne. Ce modèle est maintenant utilisé dans plus de 110 pays à travers le monde.

III.2.3.3 Résultats d'évaluation du potentiel du site et discussions :

Pour identifier et évaluer le potentiel du site d'Arzew, nous avons : Déterminé les directions dominantes du vent.

Déterminé les fréquences de la vitesse du vent.

Étudie l'amplitude et la stabilité de la vitesse moyenne du vent.

III.2.3.4 Détermination des directions dominantes du vent

Toutes les études du vent sont basées sur deux facteurs principaux, la rose du vent et l'histogramme de fréquence, d'après ces deux derniers on peut déterminer la nature et l'efficacité du vent dans le site étudié, et à la fin de cette analyse on peut juger si ces résultats sont prometteurs pour une installation éolienne.

Les roses du vent sont les courbes de base pour déterminer les directions dominantes du vent, et les histogrammes qui montrent la fréquence de chaque vitesse enregistrée durant la période d'étude de janvier 2005 à décembre 2015. Pour déterminer les directions dominantes du vent, nous avons fait une étude saisonnière et une autre annuelle de toutes les directions du vent en utilisant le logiciel WAsP durant cette période.

Selon l'analyse des roses des vents pour chaque saison en fonction des vents dominants, nous avons observé que les vents dominants du sud-ouest (S-O) en hiver et en automne pouvaient atteindre 17%. Alors que le printemps et l'été ont des hautes fréquences du côté nord, ce qui peut être interprété par les courants marins, aux taux respectifs de 18% et 25%.

D'après cette analyse saisonnière on peut conclure que nous avons deux directions dominantes du vent, le sud-ouest (S-O) et le Nord (N) pour le site d'Arzew.

Alors, à partir de l'analyse annuelle, nous avons enregistré deux directions dominantes, 15%, du vent du nord et 13% du sud-ouest (S-O) comme est illustré sur la figure (3.2).

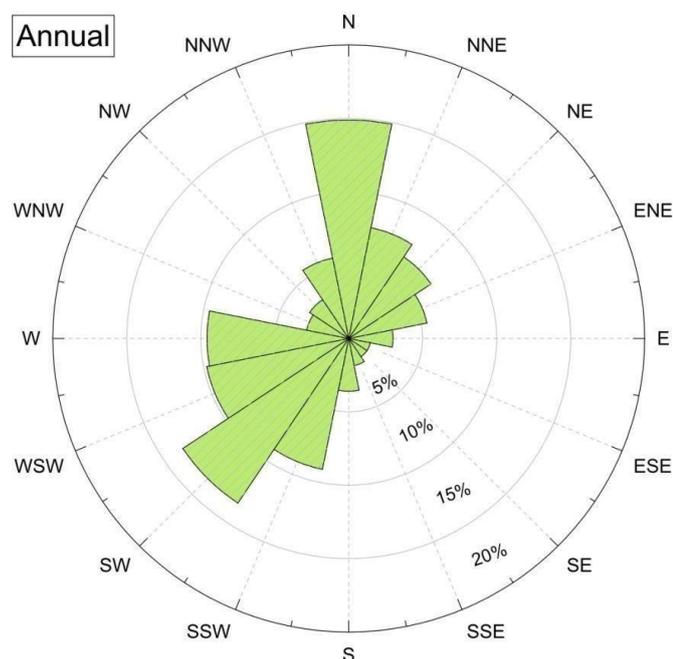


Figure 3.2 : Analyse annuelle des ressources à une hauteur de 10 m [18]
(rose des vents)

L'analyse annuelle a confirmé ce qu'on a déjà conclu dans l'analyse saisonnière, ces résultats sont la base qui détermine le choix de la direction d'implantation des éoliennes dans notre site pour extraire la puissance la plus élevée.

III.2.3.5 Détermination des fréquences de la vitesse du vent.

Après la détermination des directions dominantes du vent, nous avons étudié à l'aide des histogrammes de Weibull la variation de la vitesse du vent.

La figures (3.3) présentent le graphes de la distribution de Weibull et les histogrammes de fréquence de la vitesse du vent saisonnière et annuelle.

D'après ces analyses saisonnières on remarque que notre site donne une stabilité de données dans toutes les saisons, des fréquences importantes sur presque le même intervalle de 3m/s à 6m/s durant toute l'année, qui est présenté dans la distribution annuelle illustrée par la figure (3.3). Ainsi que la majorité des éoliennes débitent à la vitesse de 3m/s, notre site montre des données très prometteuses pour l'installation éolienne.

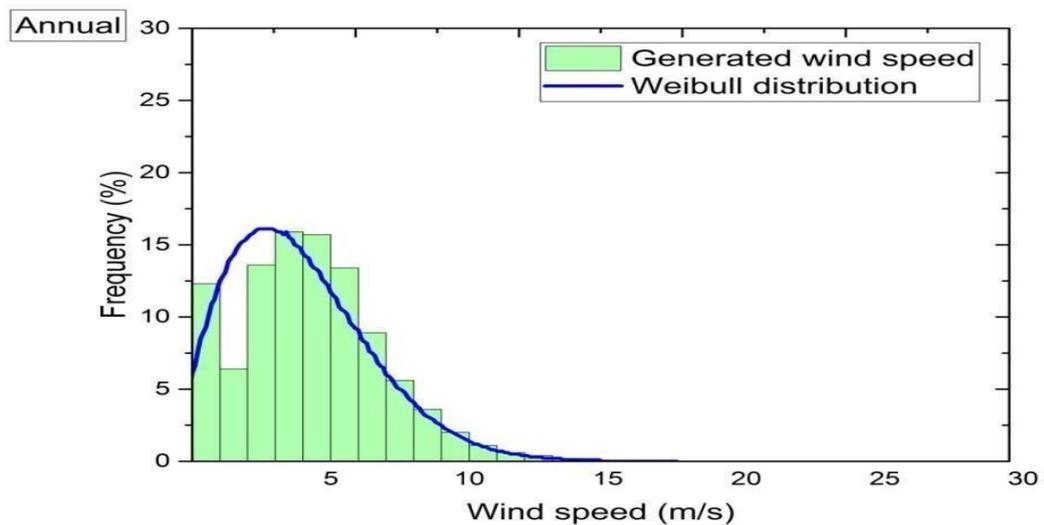


Figure 3.3 : Analyse annuelle des ressources à une hauteur de 10 m
(Histogramme de la vitesse du vent ajusté par la distribution de Weibull)

Lors de l'interprétation des résultats saisonniers et annuels du site d'Arzew, nous avons constaté la stabilité des données saisonnières et la présence de hautes fréquences lorsque la vitesse est comprise entre 3 m / s et 6 m / s. Ceci est un bon indicateur pour nous sur le potentiel éolien dans cette région.

III.2.3.5.1 Etude de l'amplitude de la stabilité de la vitesse moyenne du vent.

L'évaluation du potentiel éolien de chaque site étudié repose sur deux caractéristiques principales : l'amplitude de la vitesse moyenne du vent et sa stabilité.

La variation temporelle de la vitesse du vent avec la variation de forme moyenne du paramètre k de Weibull a été illustrée par la figure (3.4) pour les changements annuels, mensuels et journaliers, respectivement.

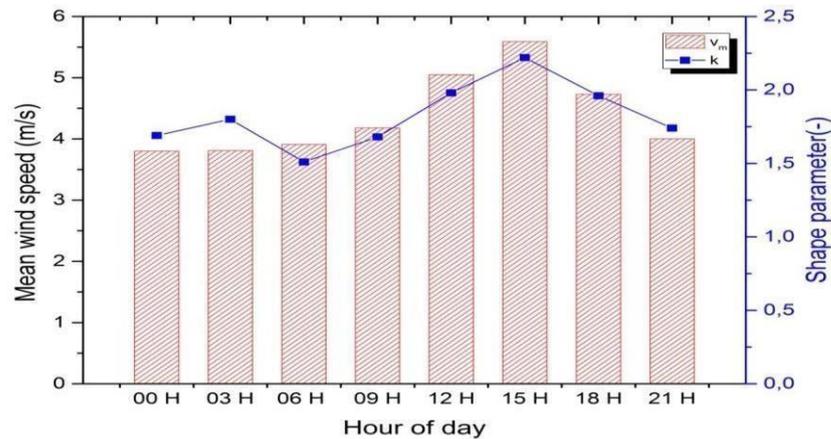


Figure 3.4 : Profil annuel de la vitesse moyenne du vent et le paramètre de forme de Wei bull à une hauteur de 10 m .

La présentation d'une journée par classe de trois heures (montée dans la figure (3.4)), a montré que les périodes les plus ventées sont de 12 h à 18 h. Le matin, la vitesse varie entre 4.73 m/s et 5.59 m/s, une vitesse moyenne supérieure à 4 m / s est enregistrée tout au long de la journée

III.2.3.6 Le choix de la technologie et la configuration optimale

Après avoir obtenu des résultats avantageux sur le potentiel éolien du site par l'analyse statistique des bases de données et par calcul de la vitesse de densité de probabilité par fonction Weibull. Nous avons commencé à accomplir la deuxième partie de notre dimensionnement, qui est de rechercher l'installation optimale et la sélection de la technologie convenable. Le site choisi pour l'implantation des éoliennes est illustré à la figure (3.5).

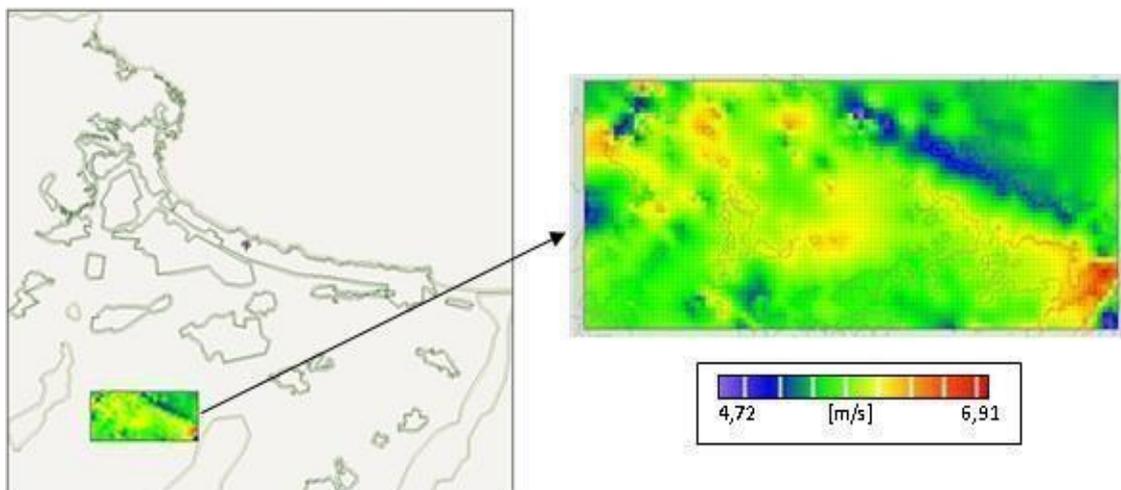


Figure 3.5 : Vitesse du vent sur le site sélectionné pour la simulation d'un parc éolien à 10 m de hauteur

On remarque qu'une grande partie de la superficie terrestre est balayée par une plage de vitesse du vent comprise entre 4.7 à 6.9 m /s. Cette dissection a présenté un bon manomètre pour l'installation d'une ferme éolienne dans ce site.

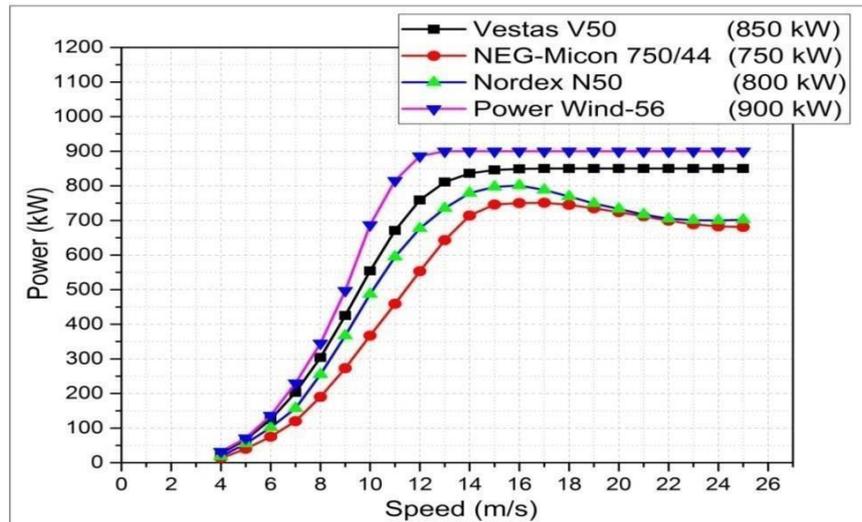


Figure 3.6 : Caractéristiques de la puissance produite en fonction de la vitesse. (Courbes de puissance des différents types)

III.2.3.7 La recherche d'une technologie adaptée et rentable pour le site ;

Cependant pour l'équipement quatre modèles d'éoliennes les plus utilisés ont été choisis. Elles sont caractérisées par une capacité nominale de 750 à 900 kW et une hauteur de moyeu de 50 à 59m comme est présenté sur le tableau

Tableau 3.2: Caractéristiques principales des turbines sélectionnées.

	dèle			
	Vestas V50	NEG-Micon750/44	NordexN50	Power Wind56
Puissance nominale [KW]	850	750	800	900
Diamètre du rotor [m]	52	44	50	56
Hauteur de moyeu [m]	55	50	50	59
Vitesse de démarrage [m/s]	4	4	4	3
Vitesse nominale [m/s]	15	15	15	13
Vitesse maximale [m/s]	25	25	25	25

III.2.3.7.1. Résultat de dimensionnement :

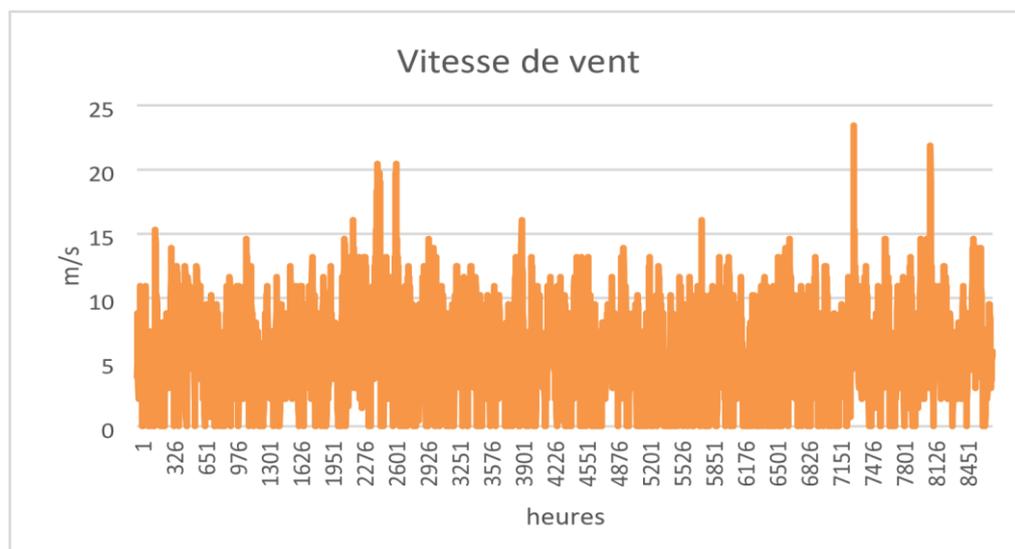
Les résultats ont montré que la structure à rangée unique produit plus d'énergie pour tous les modèles d'éoliennes par rapport à deux rangées. On a également démontré que le modèle : Power Wind avait un taux supérieur de 35% à celui des autres technologies, pour la même puissance. Avec 3.452 GWh d'énergie moyenne annuelle produite, et 41.423 GWh d'énergie totale annuelle produite, pour la configuration d'une seule rangée, et

3.410 GWh, 40.925 GWh respectivement pour l'énergie moyenne annuelle et totale pour la configuration de deux rangées.

La technologie NEGMICON a produit le minimum d'énergie, avec une moyenne annuelle de 2.023GWh et totale de 28.325 GWh pour la configuration d'une seule rangée. Pour la configuration à deux rangées, on a relevé les valeurs de 1.971 GWh et 27.594 GWh respectivement d'énergie moyenne et totale produite.

Ensuite, nous avons confirmé la fiabilité de notre choix par une étude économique et environnementale avec un coût minimum de \$0.068 / kWh et une valeur minimale de 3892065 kg / an de CO₂, pour le Power Wind, \$0.1/kWh (le plus cher) pour la VESTAS, La technologie NEGMICON par contre, a été estimée à \$0.098/ kWh, et un maximum de CO₂ pour de 4788883 kg/ an.

Les courbes de suivant dans le Homer confirme dans la resulta :



Figurer (3.7) : la vitesse de vent

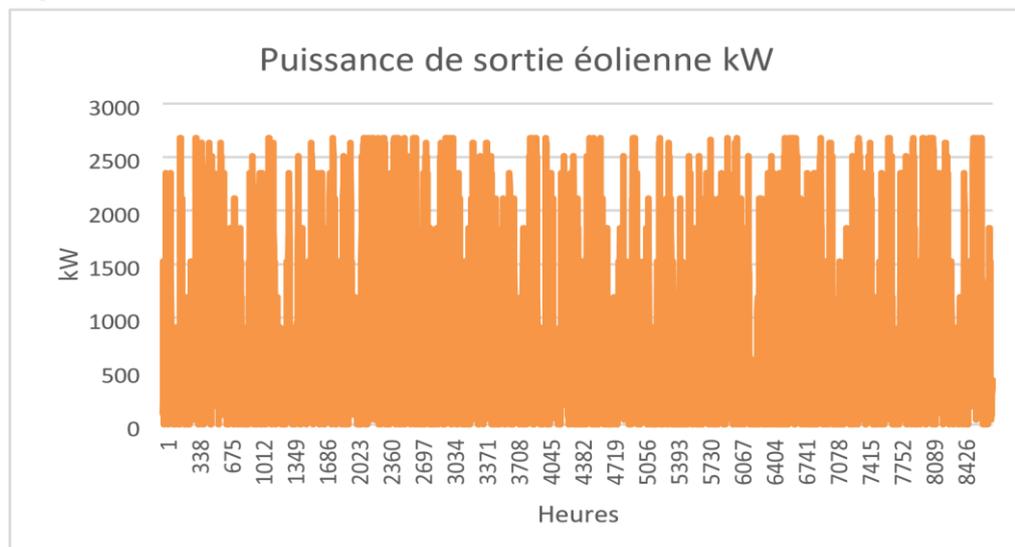


Figure (3.8) la puissance de sortie éolienne KW

III.3 Photovoltaïques

III.3.1 Introduction

Le dimensionnement d'un système photovoltaïque est une étape de mesure où il nécessite de prendre en considération des critères techniques, météorologiques, économiques, contractuels et stratégiques d'un projet. Le choix de ses paramètres dépend de la taille du champ photovoltaïque, lui-même déterminé par la puissance de consommation. Dans ce chapitre notre travail consiste à élaborer un dimensionnement des installations de la centrale, en prenant en considération tous les paramètres, en gardant aussi le même choix de l'entreprise en ce qui concerne les types des équipements.

Pour la facilité de dimensionnement et la protection et la maintenance nous le divisons le champ en 10 parties chacun contient 1MW comme montré dans la figure (3.7).

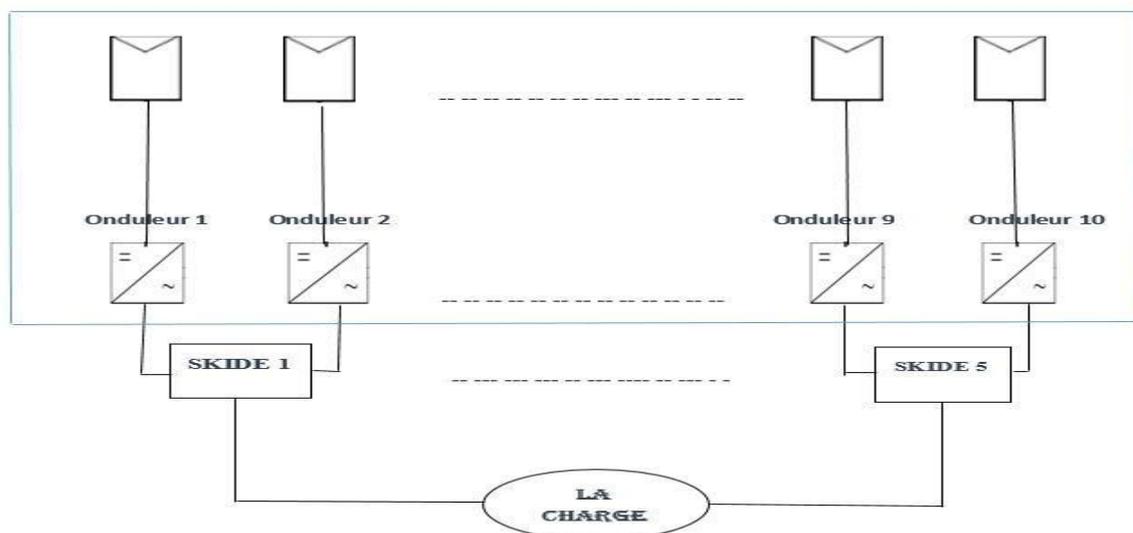


Figure 3.9 schéma de champ

III.3.2 Les étapes de dimensionnement d'un système photovoltaïque.

La méthodologie de dimensionnement d'un système photovoltaïque dépend des étapes suivantes [19] :

- Étape 1 : Présentation et détermination des coordonnées géographiques du site.
- Étape 2 : Détermination des besoins de l'utilisateur : tension, puissance des appareils et durées d'utilisation.
- Étape 3 : Définition des modules photovoltaïque : technologie, tension, courant et puissance.
- Étape 4 : Adaptation de l'onduleur : technologie, tension, courant et puissance.
- Étape 5 : Le câblage

III.3.2.1 Étape 1 : Présentation et détermination des coordonnées géographiques et astronomique du site.

Une recherche documentaire nous a permis de déterminer les coordonnées géographiques et astronomiques et les coordonnées de bornage du site Arzew Orientation et inclinaison des modules.

Afin de maximiser la production d'électricité d'une installation photovoltaïque, il convient d'orienter les modules de façon optimale pour capter un maximum du rayonnement solaire. Idéalement, pour produire un maximum de ses capacités, un panneau photovoltaïque doit avoir le plan du capteur perpendiculaire aux rayons solaires.

Comme nous montre la (figure3.8).

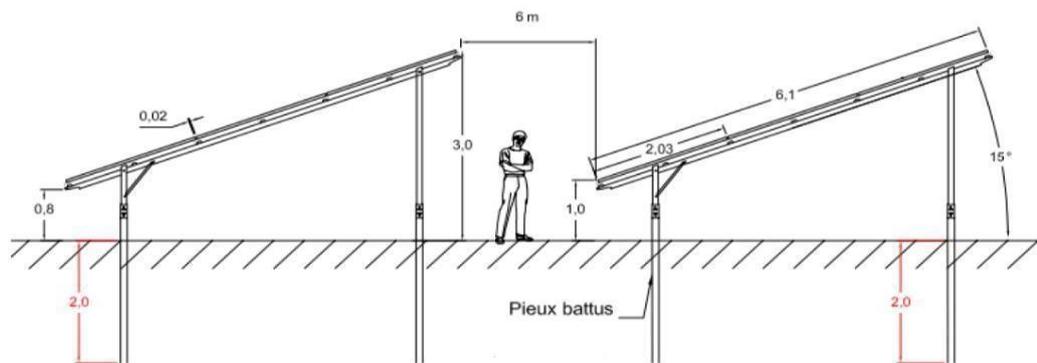


Figure 3.10 Angle d'inclinaison des modules photovoltaïques.

- ❖ Dans le cas de notre projet l'installation choisie et de type fixe inclinée de 15° plein sud ce choix est basé sur les considérations suivantes :
- ❖ L'inclinaison de 15° aura une production quasiment optimale pendant la période d'été car c'est en été que l'ensoleillement est maximal.
- ❖ Les installations fixes nécessitent une faible maintenance en raison de l'absence de moteurs et de dispositifs pivotants ;
- ❖ Les éléments de fixation des modules et leur propre structure sont montés de façon à ne pas créer des zones d'ombrage sur les modules. La distance entre chaînes est égale à 6 m.

III.3.2.2 Étape 2 : Détermination des besoins de l'utilisateur.

Dans le cadre de ce projet la puissance déterminée pour la wilaya d'Oran est de 10 MW. Donc, nous n'avons pas besoin de faire un prélèvement des besoins énergétiques ni des types des récepteurs ou des modalités de fonctionnement des consommateurs.

III.3.2.3. Étape 3 : Définition des modules photovoltaïques.

Le module choisi est un module de type silicium poly cristallin Hanwa Solar

HSL60P6-PB-1- 250 d'une puissance optimale de 250Wc, pour des raisons économique, il est choisi essentiellement pour son prix, le tableau (annexe01) montre plus de détails de ces caractéristiques. $I_{opt} = 8,23$ / $I_{cc} = 8.79A$ $U_{opt} = 30.4$ / $U_{co} = 37.7V$

Production électrique d'un module en une journée.

Un module photovoltaïque se caractérise avant tout par sa puissance crête Pc (W), puissance dans les conditions STC (1000 W/m2 à 25 °C). Si le module est exposé dans ces conditions STC, il va produire à un instant donné une puissance électrique égale à cette puissance crête, et si cela dure N heures, il aura produit pendant ce temps une énergie électrique Eprod égale au produit de la puissance crête par le temps écoulé :

$$E_{Peod} = N \times Pc \tag{3.1}$$

- E_{Peod}: Énergie électrique produite (Wh)
 - N : Nombre d'heure d'exposition à la condition STC
 - Pc : Puissance crête (W)

Cette loi n'est pas strictement applicable, compte tenu d'un rayonnement qui varie tout au long de la journée. On définit le nombre d'heures équivalentes correspondants à la réception d'un éclairage de 1000 W/m2 pendant un certain nombre d'heures. Ce nombre correspondra à l'énergie produite par un module photovoltaïque pendant une journée d'ensoleillement qui présente un certain profil énergétique [20].

Grâce à la valeur du rayonnement de référence (1000W/m2), le nombre d'heures équivalentes se trouve numériquement égale à l'énergie solaire intégrée que l'on exprime en kWh/m2/ j.

$$E_{sol} = N_e \times 1000 \tag{3.2}$$

- E_{sol}: Énergie solaire journalière par unité de surface (Wh/m²/j)
- Ne : Nombre d'heure équivalentes (h/j)
- 1000 W/m² : puissance dans les conditions STC

Tableau (3.3) L'irradiation globale mensuelle et le nombre d'heures équivalents d'Arzew

	HIVER			Printemps			Eté			Autonome		
	Janvier	Février	Mars	Avril	Mai	Juin	Juillet	Aout	Sept	Oct	Nov	Déc
Gh (Wh/m ² /jr)	1840	2660	3800	5160	6000	6380	6760	6330	4810	3260	2160	1640
Ne	1.84	2.66	3.8	5.16	6	6.38	6.76	6.33	4.81	3.26	2.16	1.64

Avec :

- Gh : Irradiation sur un plan horizontal (Wh/m2/jour).

- Ne : Nombre d'heure équivalentes (h/j).

❖ Pertes électriques.

Le système photovoltaïque contient plusieurs pertes, le concepteur doit les identifier cas par cas pour pouvoir les chiffrer. Alors on doit prendre toutes les sources de perte du système et tenir compte dans le calcul des modules car ceux-ci doivent fournir toute l'énergie consommée, même celle qui est perdue.

❖ Types de pertes.

Pertes par salissure du panneau ou par un vitrage placé devant, qui modifient son courant de charge, la tension n'étant pas affectée ;

Pertes par chute de tension aux bornes des diodes série ;
Pertes par chute de tension aux bornes des câbles selon leur longueur, leur section et l'ampérage transporté ;

Une autre perte affecte directement la tension du panneau, il s'agit de la baisse de la tension

Lorsque la température s'élève, la puissance crête étant, elle, donnée à 25 °C ;

D'autre part, il peut exister un écart entre la réalité et le calcul car il suppose que la puissance du panneau photovoltaïque est proportionnelle à l'éclairement et c'est en fait le courant qui l'est, il faut donc parfois considérer la perte des débuts et fin de journée quand l'éclairement est faible ;

Pour finir, il existe une perte liée à la puissance réelle du panneau qui peut être inférieure à celle annoncée dans la documentation du constructeur. Nous ne considérons pas cette « perte » dans nos calculs, car c'est loin d'être le cas général, mais il faut savoir que cela arrive.

Évaluation du coefficient des pertes Cp.

Généralement le taux des pertes est mentionné avec les caractéristiques techniques de chaque appareil pour les installations photovoltaïques ces pertes sont chiffrées comme suit :

- Pertes onduleurs 10% ;
- Pertes température 10% ;
- Pertes câbles et connexion 3% ;
- Pertes Pour les « salissures » 10% ;
- Pertes faible éclairement 4% ;
- Pertes due à la qualité de module 3%.

Alors le coefficient de perte en courant est :

$$C_p = 0.9 \times 0.9 \times 0.97 \times 0.90 \times 0.96 \times 0.97 = 0.65 = 65\% \text{ soit } 100\% - 65\% = 35\% \text{ de pertes totales}$$

Composition du champ photovoltaïque.

La taille d'un champ photovoltaïque dépend principalement de sa puissance crête le branchement des modules en série est limité par la tension d'entrée de l'onduleur par contre leurs connexion en parallèle dépend du courant de l'onduleur.

Nombre totale des panneaux :

Nous rappelons que le module choisi a une puissance de 250W sous 30,4V donc le nombre total de modules N_T est exprimé comme suit :

$$N_T = \frac{P_{CX}}{\text{puissance crête du module}} \quad (3.3)$$

$$P_{CX} = \frac{P_u}{Ne.Cp} = \frac{10000000}{1.64 \times 0.65} = 9380863W \quad (3.4)$$

- N_T : le nombre total des panneaux
- P_{CX} : puissance Crête
- P_u : Puissance Utile
- Ne : nombre d'heures d'ensoleillement
- Cp : Coefficient des pertes

Ce qui implique que le nombre des panneaux :

$$N_T = \frac{9380863}{250} = 37523 \text{ Module} \quad (3.5)$$

D'une part pour un fonctionnement durable de la centrale et pour assurer un bon isolement des parties du système en cas de défaillance. D'autre part suite aux proportionnalités entre le prix et la qualité et la puissance des onduleurs dans le marché international. Le système a été divisée en plusieurs sous centrale de puissance 1MW chaque sous centrale est branché a un onduleur ce qui donne un totale de 10 onduleurs.

Le dimensionnement de 1 MW est adopté :

Donc notre travail est limité au dimensionnement d'une sous centrale qui sera le même pour les autres zones. La puissance crête :

$$P_{CSC} = \frac{\text{Consomation journalière totale}}{Ne \times Cp} = \frac{1000}{1.64 \times 0.65} = 938 \text{ KW} \quad (3.6)$$

Ce qui implique que Le nombre de modules par onduleur 1 MW est :

$$N_{tsc} = \frac{938}{250} = 3752 \text{ Panneau} \quad (3.7)$$

Avec :

- P_{CSC} : la puissance crête de sous centrale ;
- N_{tsc} : Nombre totale de module pour une sous centrale.

III.3.2.4. Étape 4 : Adaptation de l'onduleur.

Cette dernière doit être compatible avec la tension des modules en série, quel que soit la température, le nombre de modules en série et la technologie. Pour une installation connectée au réseau, le dimensionnement de l'onduleur s'effectue suivant les caractéristiques des modules et du réseau électrique. Les onduleurs sont caractérisés par une plage de tension d'entrée limitée.

Puissance nominale.

L'onduleur délivre presque la même puissance que celle du générateur photovoltaïque avec un écart, dû soit à la technologie des panneaux, soit à l'effet de la température ou au rendement de l'onduleur. Il est en effet important de respecter la relation admettant le fait que la puissance d'onduleur soit comprise entre 0,7 fois et 1,2 fois la puissance crête du champ. De ce fait, une étude de la Deutsch Gesell a montré que le ratio entre la puissance de l'onduleur P_o (898 voir annexe 01) et la puissance du champ photovoltaïque P_c doit être compris entre.

$$\frac{P_o}{P_c} = \frac{898}{938} = 0.95$$

$$0.7 \leq 0.95 \leq 1.2 \quad (3.8)$$

Avec :

P_o : Puissance maximale de l'onduleur (voir annexe 02) ; P_c : Puissance crête de sous centrale.

Le nombre maximal de module en série.

$$N_{SSC} = \frac{U_{ond_{max}}}{U_{cOPV}} = \frac{1000}{37.7} = 26.52 = 27 \text{ modules en série} \quad (3.9)$$

Donc

$$U_{DC_{branche}} = 27 \times 37.7 = 1017.9 \text{V} > U_{ond_{max}}; \quad (3.10)$$

Cela dépasse la tension max de l'onduleur donc il faut réduire le nombre de panneaux en série à 26 modules comme un nombre maximum.

$$U_{DC_{branche}} = 26 \times 37.7 = 980.2 \text{V} < U_{ond_{max}} \quad (3.11)$$

Donc le nombre final des modules série par branche est $N_{SSC} = 26$ modules

$$\bullet U_{DC_{branche}} = 24 \times 37.7 = 904.8 \text{V} < U_{ond_{max}}; \quad (3.12)$$

Donc le nombre final des modules série par branche est

$N_{SSC} = 24$ panneaux : Nombre de module en parallèle (chaînes).

$$N_{PSC} = \frac{N_{tsc}}{N_{SSC}} = \frac{3752}{26} = 144 \text{ Chaîne de PV en parallèles} \quad (3.13)$$

Donc :

$$I_{\max} = (N_{PSC} \times I_{cPV}) = 144 \times 8.79 \text{ A} = 1265.76 \text{ A.}$$

Elle ne dépasse pas le courant max de l'onduleur 1400 A.

$$N_{PSC} = \frac{N_{tsc}}{N_{ssc}} = \frac{3752}{26} = 144 \text{ Chaîne de PV en parallèles} \quad (3.13)$$

Donc :

$$I_{\max} = (N_{psc} \times I_{ccpv}) = 156 \times 8.79 \quad (3.14)$$

$I_{\max} = 1371.24$ A. Elle dépasse le courant max de l'onduleur 1400 A.

Avec :

N_{tsc} : nombre totale de module dans une sous centrale.

N_{ssc} : Nombre réel de modules en série dans sous centrale

N_{psc} : nombre réel de module en parallèle dans sous centrale

$U_{ond.max}$: tension max de l'onduleur

$U_{CO Pv}$: Tension de circuit ouvert du panneau

I_{max} : courant max des chaines

I_{ccpv} : le courant de court-circuit du panneau photovoltaïque.

- **Interprétation de résultats obtenus.**

Pendant le nombre total des modules de la centrale est :

$N_{t'} = N_{psc} \times N_{ssc} \times \text{nombre d'onduleurs ;}$

$$N_{t'} = 144 \times 26 \times 10 = 37440 \text{ panneaux.}$$

(3.15)

$$N_{t'} < N_t \quad \longrightarrow \quad 37440 < 37523$$

La différence entre les deux valeurs $N_{t'}$ et N_t est de 83 modules qui due aux incertitudes de calculs qui dépend aux nombre de modules soit en séries soit en parallèle soit le nombre de modules par onduleur. Nous avons constaté que l'installation qui a été faite par l'entreprise est basée sur la standardisation, elle consiste à répartir 24 modules en série avec une tension qui est inférieur de 10 % par rapport à la tension maximale supporté par l'onduleur. Et pour le courant la plus part des sous champ il dépasse le courant maximal de l'onduleur avec une marge de 100 A.

III.3.2.5. Étape 5 : Le câblage.

Les câbles sont considérés comme l'âme d'une installation électrique, en outre un surdimensionnement engendre des surcoûts dans la réalisation du projet, par contre un sous dimensionnement peut engendrer des échauffements et causer un dysfonctionnement de l'installation électrique, d'où la nécessité d'un dimensionnement optimal pour cela la détermination des sections des câbles permettra de minimiser les pertes lors du transport de l'électricité. Pour faire ce dimensionnement, nous avons besoin de connaître l'intensité du courant qui circule dans ces câbles dont le courant d'emploi et le courant admissible.

Le courant d'emploi.

Le courant d'emploi IB est le courant correspondant à la plus grande puissance transportée par le circuit en service normal, Il est déterminé à partir du courant absorbé et corrigé selon plusieurs facteurs.

Le courant admissible.

Le courant admissible Iz d'un conducteur est le courant susceptible de passer dans les conditions normales sans préjudice de dysfonctionnement ou dégradation du câble. En pratique Iz est calculé à partir du courant IB en tenant compte des contraintes du milieu ou sont posées les canalisations. Le courant d'emploi (IB) est lié au courant admissible par la relation :

$$I_Z > \frac{I_B}{K1 * K2 * K3} \quad (3.16)$$

Avec :

•Le facteur de correction K1 prend en compte le mode de pose ;

Le facteur de correction K2 prend en compte l'influence mutuelle des circuits placés côte à côte ;

Le facteur de correction K3 prend en compte la température ambiante et la nature de l'isolant.

Câble DC de chaîne solaire (appelé combineur en T).

C'est le câble qui relie les deux chaînes solaires, chaque chaîne constituée de 26 modules avec les caractéristiques suivants : Iopt = 8.23 A, Icc = 8.79 A.

Ce qui implique que le courant circulant dans une chaîne est :

$$I_{b_chaîne} = 8.79 \times 1.25 = 10.99 \text{ A.} \quad (3.17)$$

Le coefficient 1.25 contre la surcharge côté1 continu provient de la norme 712.433 voir annexe.

Nombre de chaîne = 2.

Courant d'emploi IB.

$$IB = 8.79 \times 1.25 \times 2 = 21.98 \text{ A.} \quad (3.18)$$

Courant admissible Iz.

$$I_Z > \frac{I_B}{K1 * K2 * K3} \quad (3.19)$$

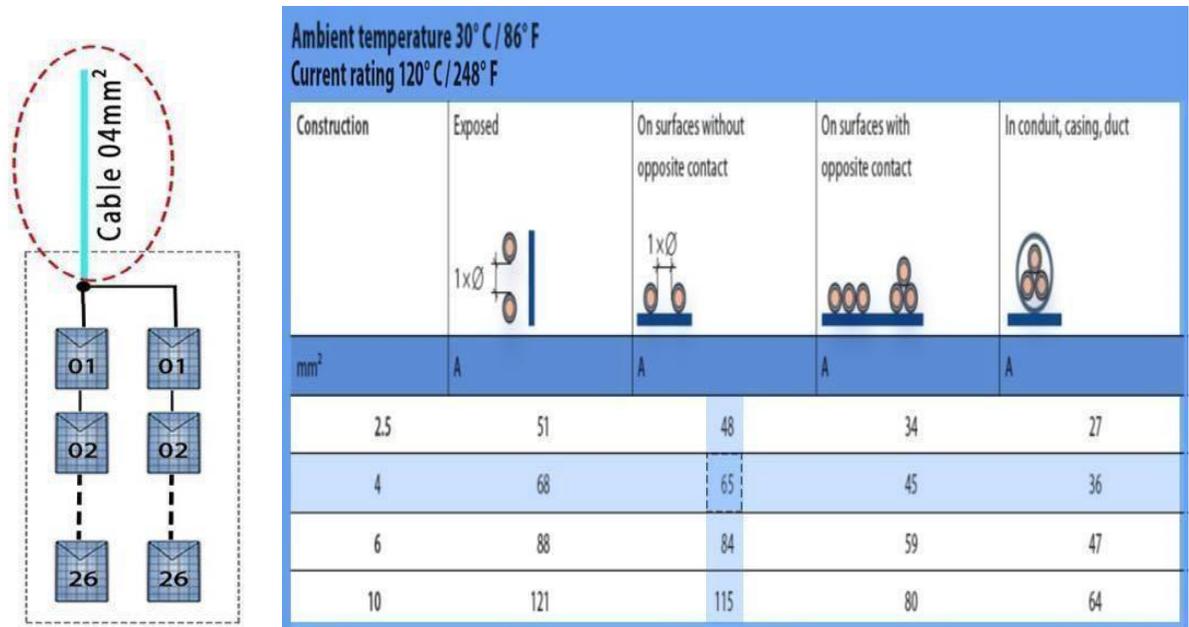
D'après les tableaux (annexe 03) les valeurs de K1, K2 et K3 sont : K1 = 0.95, K2 = 0.8, K3 = 0.5.

Donc :

$$I_Z > \frac{21.98}{0.95 * 0.8 * 0.5} = 57.84 \text{ A} \quad (3.20)$$

Pour trouver la section du câble qui correspond à notre courant qui est de 57.84 A, en se référant à la figure (3.9) qui présente un tableau de référence entre le courant admissible et la

section du câble en fonction de la pose , Vue que la valeur de notre courant qui ne se trouve pas sur le tableau En choisie la valeur supérieur la plus proche qui égale à 65 A, pour des câbles posés sur une surface sans de contact entre eux on obtient une section de 4 mm².



mm² reliant deux chaînes solaire.

Figure 3.11 Câbles de section 4

Câble électrique collecteur.

Le câble électrique collecteur est un câble qui regroupe le courant de plusieurs tables, chaque table est constituée de deux chaînes, le regroupement de 8 tables qui constituent 16 chaînes est considéré comme un générateur photovoltaïque.

Calcule les courants IB et IZ du Câble électrique collecteur :

a) Le courant d'emploi IB pour 16 chaînes :

b) $IB = 8.79 \times 16 \times 1.25 = 175.8 \text{ A.}$ (3.21)

b) Le courant admissible I_z pour 16 chaînes :

D'après les tableaux (annexe (2)) les valeurs de K1, K2 et K3 sont égale à :

$K1 = 0.90 \quad K2 = 0.88 \quad K3 = 0.94$

$I_z > \frac{175.8}{.90 \cdot 0.88 \cdot 0.94} = 263.14 \text{ A}$ (3.22)

À partir du tableau qui normalise la section en fonction du courant admissible et le mode de pose, la valeur du courant la plus proche de 236.14 A est égale à 241 A, qui correspond à une section de 95 mm². La référence du câble et montré dans la figure (3.10).

Conclusion : la section de 95 mm² est appropriée pour le courant admissible du câble électrique collecteur.

Section nominale des conducteurs mm ²	Câbles multiconducteurs		Câbles monoconducteurs					
	Deux conducteurs chargés	Trois conducteurs chargés	Deux conducteurs chargés jointifs	Trois conducteurs en tréfle chargés	Trois conducteurs chargés en nappe			
					Jointifs	Non jointifs		
						Horizontaux	Verticaux	
	Méthode E	Méthode E	Méthode F	Méthode F	Méthode F	Méthode G	Méthode G	
	1	2	3	4	5	6	7	8
2,5	23	19,5	-	-	-	-	-	-
4	31	26	-	-	-	-	-	-
6	39	33	-	-	-	-	-	-
10	54	46	-	-	-	-	-	-
16	73	61	-	-	-	-	-	-
25	89	78	98	84	87	112	99	
35	111	96	122	105	109	139	124	
50	135	117	149	128	133	169	152	
70	173	150	192	166	173	217	196	
95	210	183	235	203	212	265	241	
120	244	212	273	237	247	308	282	

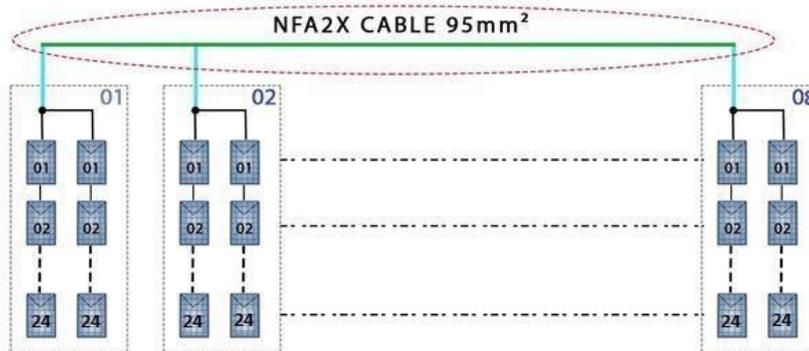


Figure 3.12 Câble électrique collecteur de type NFA2X (95mm²).

Câble DC principal.

La puissance des générateurs photovoltaïques sera transmise vers le central box grâce à 11 câbles (DC principal) qui seront ensuite regroupés avec un jeu de barres.

Vu que le même courant circule dans la section précédente (95mm²), va circuler dans ce nouveau câble qui relie le câble collecteur avec le central box parce que la même puissance produite, mais ce câble va avoir un autre mode de pose, puisqu'il sera enterré (figure (3.11)).

Conclusion : l'entreprise a choisi d'augmenter la taille du câble de 150mm² avec un courant admissible de 261A.

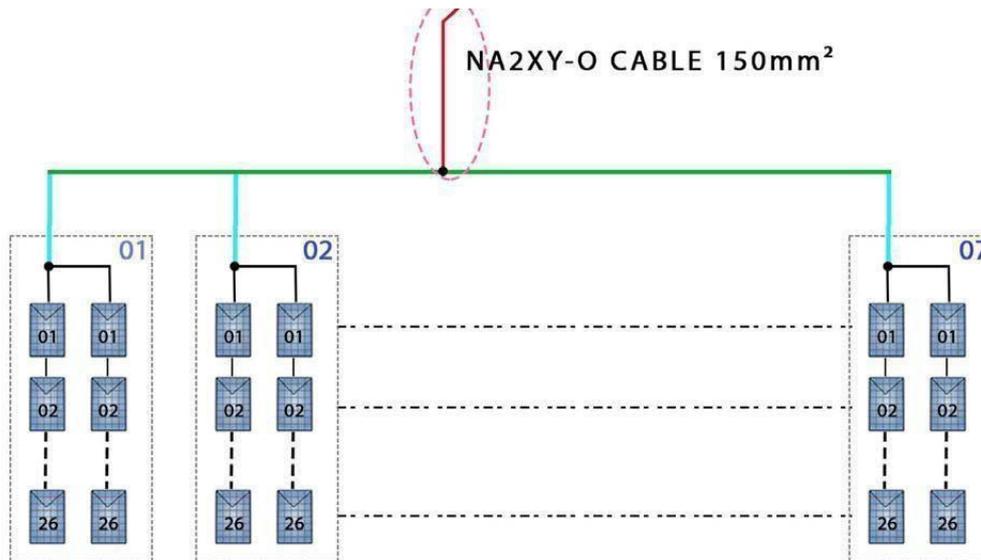


Figure 3.13 Câble DC Principal d'une section de 150mm^2 .

Câble de transmission DC central box vers l'onduleur.

La puissance à la sortie du jeu de bar du central box est transportée vers l'onduleur avec des câbles qui sont présentés dans la figure 3.11.

a) Courant d'emplois I_B :

$$\rightarrow I_B = 164.81 \times 11 = 1812.94 \text{ A.}$$

b) Courant admissible I_Z :

On utilise les mêmes tableaux (annexe 02) pour déduire les valeurs de K_1 , K_2 et K_3 : $K_1 = 1$, $K_2 = 1$, $K_3 = 0.87$.

$$\text{Donc : } I_Z > \frac{I_B}{K_1 \times K_2 \times K_3} = \frac{1812}{1 \times 1 \times 0.87} = 2083 \text{ A}$$

Vue que notre courant est très élevé on va le transporter sur deux câbles parallèles ce qui implique que :

$$I_Z = \frac{2083}{2} = 1041.5 \text{ A} \quad (3.23)$$

Pour trouver la section du câble qui correspond à notre courant qui est de 1041.5 A en se référant à la figure II.7, Alors on obtient une section de 300mm^2 .

mm ²			mm	mm	mm	mm	mm	mm	mm	kg	A	kA	kJ/m
SIENOPYR(120) (N)HXSGAFHXOE EN50264-3-1 1800 V ... FM													ohne Schirm / without screen
1,5	5DB7 501	1,5	-	5,5	6,4	23	58	46	48	36	0,189	624	
2,5	5DB7 502	2,0	-	6,0	6,9	25	63	50	61	49	0,315	700	
4	5DB7 503	2,4	-	6,4	7,3	27	67	54	78	65	0,504	777	
6	5DB7 504	2,9	-	6,9	7,8	29	72	58	99	82	0,756	862	
10	5DB7 505	3,9	-	8,3	9,2	34	86	69	150	116	1,26	1165	
16	5DB7 506	5,6	-	10,3	11,5	43	107	86	227	156	2,02	1647	
25	5DB7 507	6,7	-	12,4	13,6	64	128	102	342	206	3,15	2357	
35	5DB7 508	7,9	-	13,6	14,8	70	140	112	442	256	4,41	2647	
50	5DB7 509	9,4	-	15,0	16,5	78	155	124	587	323	6,30	3009	
70	5DB7 510	10,9	-	16,5	18,0	85	170	136	774	407	8,82	3371	
95	5DB7 511	12,6	-	19,0	20,5	98	195	156	1039	486	12,0	4384	
120	5DB7 512	14,3	-	20,7	22,2	106	212	170	1273	571	15,1	4848	
150	5DB7 513	16,2	-	23,0	24,5	118	235	188	1573	659	18,9	5740	
185	5DB7 514	17,6	-	24,5	26,9	127	253	202	1909	750	23,3	6540	
240	5DB7 515	20,8	-	27,7	30,1	143	285	228	2421	900	30,2	7515	
300	5DB7 516	23,1	-	30,0	32,4	154	308	246	2959	1041	37,8	8216	
400	5DB7 517	26,8	-	34,1	37,7	177	353	282	3917	1250	50,4	10453	

Figure 3.14 Référence de Câble de transmission DC central box vers l'onduleur.

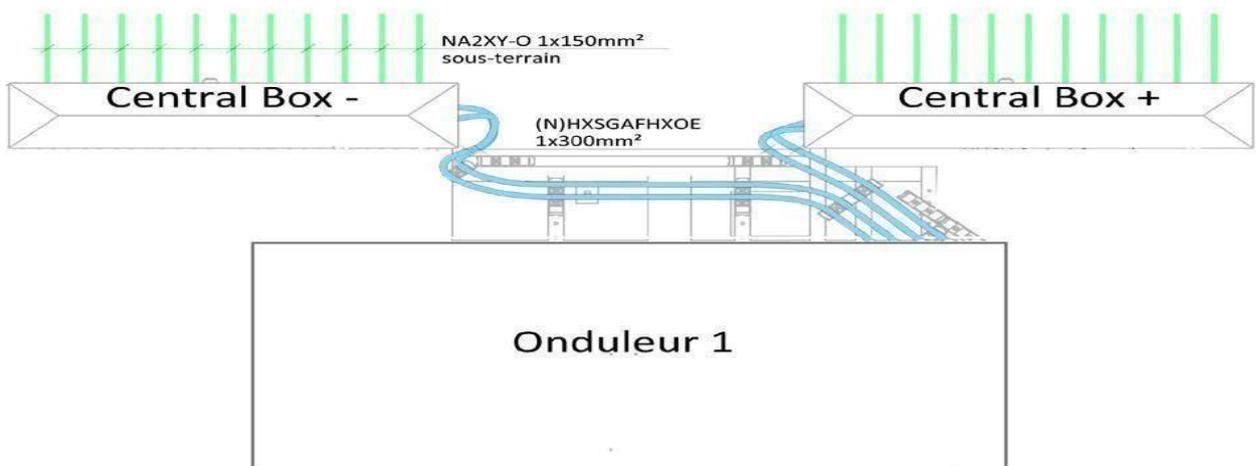


Figure 3.15 Câble de transmission DC central box vers l'onduleur.

Câble transformateur Skid et cellule RMU :

Chaque SKID à deux onduleurs, la chute de tension maximale autorisée est de 10% De la tension nominale autorisée est donc de 27KV.√3

a) Le courant d'emploi IB.skid :

$$I_{B.skid} = \frac{2 \times 880 \times 10^3}{\sqrt{3} \times 27 \times 10^3} \tag{3.24}$$

6 h/jours de production PV sont supposées en moyenne, Donc la puissance maximale du Ski d par jours est la suivante :

$$I_{pv.Unrulier} = 6 \times I_{SKID} = 6 \times 37.64 = 225.84A/jours. \tag{3.25}$$

b) Courant admissible Iz :

D'après les tableaux (annexe 03) on détermine les valeurs de K1, K2 et K3 : K1 = 0.95, K2 = 0.82, K3 = 0.71

$$I_Z > \frac{I_B}{K1 \times K2 \times K3} = \frac{225.84}{0.95 \times 0.82 \times 0.71} = 408.32 \text{ A} \quad (3.26)$$

Pour trouver la section du câble qui correspond à notre courant qui est de 408.32 A en se réfère au figure 3.14, Alors on obtient une section de 240 mm² correspond à un courant admissible de 422 A.

Connexion boucle :

Le courant circulant dans le câble est le courant injecté par les 6 skid, donc :

a) Le courant d'emploi IB. boucle :

$$I_{B.boucle} = 6 \times 37.64 = 225.84 \text{ A}$$

b) Courant admissible Iz.boucle :

Les valeurs de K1, K2 et K3 sont déterminés à partir des tableaux (annexe 02) : K1 = 0.90, K2 = 0.88, K3 = 0.87

$$I_Z > \frac{I_B}{K1 \times K2 \times K3} = \frac{225.84}{0.9 \times 0.88 \times 0.87} = 401.62 \text{ A} \quad (3.27)$$

Pour trouver la section du câble qui correspond à notre courant de 401.62 A en se réfère au tableau

(3.4), puisque la valeur calculée n'est pas normalisée sur ce tableau, donc on choisit la première valeur supérieure normalisée sur le tableau Iz = 422 A et on obtient une section de 240 mm².

Connexion au poste de livraison PdL :

Le courant circulant dans le câble est le courant injecté par les 6 skid, avec la même méthode de calcul on obtient :

Le courant d'emploi IB.boucle :

$$I_{B.boucle} = 6 \times 37.64 = 225.84$$

Courant admissible Iz

D'après les tableaux (annexe 03) les valeurs de K1, K2 et K3 Egales :

$$K1 = 0.95, K2 = 0.73, K3 = 0.79$$

$$I_Z > \frac{I_B}{K1 \times K2 \times K3} = \frac{225.84}{0.95 \times 0.73 \times 0.79} = 412.21 \text{ A} \quad (3.28)$$

Pour trouver la section du câble qui correspond à notre courant en se réfère au tableau (3.4), alors on obtient une section de 240 mm² correspond à un courant admissible de 422 A.

Tableau 3.4 Référence des Câble de transmission MT.

Nombre de fils et section transversale nominale	Courant de court-circuit admissible, conducteur	Courant de court-circuit admissible écran	Constante de temps de chauffage (en triangle)	Constante de temps de chauffage (à plat)	Capacité dans ter (en triangle)	Capacité de l'air (à plat)	Capacité en état enterré (en triangle)	Capacité se charge : en état enterré
Mm ²	KA	KA	S	S	A	A	A	A
1x50 /16	4.7	3.2	263	202	187	219	174	195
1x70/16	6.6	3.2	337	285	232	273	213	238
1x95/16	9.0	3.2	425	327	282	331	254	283
1x120/16	11.3	3.2	510	395	325	382	289	321
1x150/25	14.2	5.0	632	504	367	429	322	354
1x185/25	17.5	5.0	735	594	421	492	364	399
1x240/25	22.7	5.0	897	737	496	578	422	458

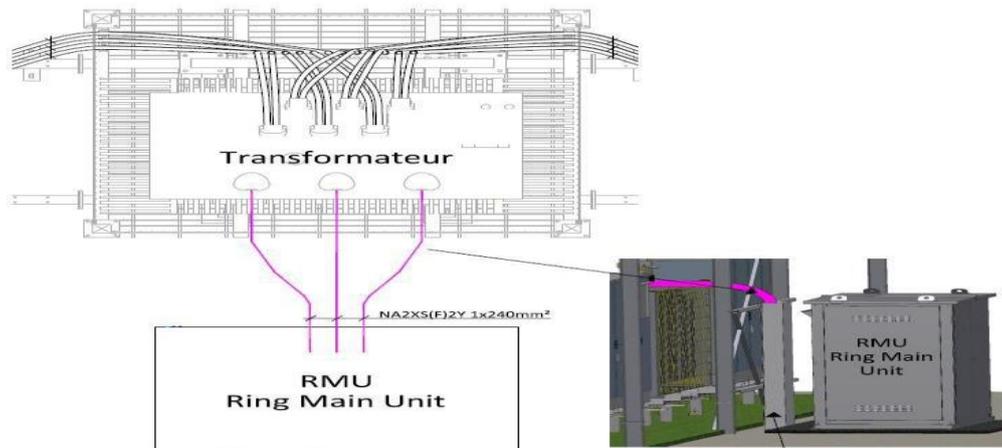


Figure 3.16 Câble reliant transformateur et cellule RMU.

III.4 Dimensionnement de la source Hydroélectrique réversible :

La conception de la centrale hydroélectrique commence en générale par la recherche d'un site avec un potentiel hydraulique important, mais pour le cas des STEP à eau salée nous utilisons la mer comme source primaire d'eau. Donc notre méthodologie commence par les besoins en puissance le calcul du débit pour une hauteur estimée et le calcul de la superficie du réservoir et le choix de matériel à partir des catalogues

III.4 .1 Identification des sites

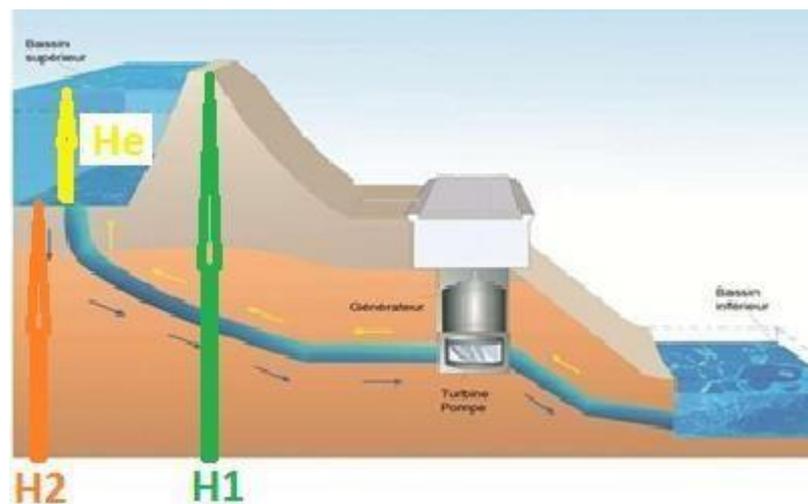
Les sites appropriés pour les centrales hydroélectriques réversibles sur eau de mer se situent principalement en région de montagne, où la dénivellation entre le pompage d'eau à partir de la mer et le réservoir haut est importante. Le site Arzew présente plusieurs caractéristiques permettant la construction d'un tel projet.

IV.4.2 La hauteur de chute brute

La hauteur de chute H_2 est égale à la différence d'altitude exprimée en mètre entre le niveau à la mer et la base du réservoir de stockage. C'est une donnée topographique mesurable sur le terrain, ou grâce à une carte pour les hautes chutes.

H_1 est la hauteur maximale de refoulement d'eau et H_e est la hauteur du réservoir

Alors pour notre cas nous nous avons choisi un point le plus haut dans le site $H_2 = 1200\text{m}$ pour déniveler notre réservoir comme le montre la figure



La figure 3.17 : la hauteur de chute brute

$$H_e = H_1 - H_2 \quad (3.29)$$

Avec :

H_1 : La hauteur de refoulement par rapport à la mer ;

H_2 : La hauteur de la base du réservoir par rapport à la mer. **IV.4.3 Calcul de la puissance électrique :**

La puissance électrique s'exprime en KW est donnée par la formule suivante :

$$P_{\text{éle}} = \rho \cdot g \cdot H_h \cdot Q \cdot \eta_G \cdot \eta_T \quad (3.30)$$

Avec : η_G : Rendement du générateur. η_T : Rendement de la turbine

Avec : η : Rendement hydroélectrique de l'installation à pleine charge.

$$\text{Avec : } \eta = \eta_g \cdot \eta_t \quad (3.31)$$

Enfin la puissance électrique est donnée par la formule suivante :

$$P_{\text{éle}} = \rho \cdot g \cdot H \cdot Q \cdot \eta \quad [\text{W}] \quad (3.32)$$

La puissance de conception désirée de notre système hybride est 10MW pour faciliter le dimensionnement de la centrale hydro électrique nous avons proposé de diviser la centrale en dix turbogénérateur de un MW, donc le turbogénérateur sera dimensionné pour produire un puissance de 1000 kW Avec :

ρ : Masse volumique de l'eau (1000Kg/m^3)

g : Accélération de la pesanteur (9.81m/s^2);

D'après la courbe de rendement des turbogénérateur de la figure (3.18)

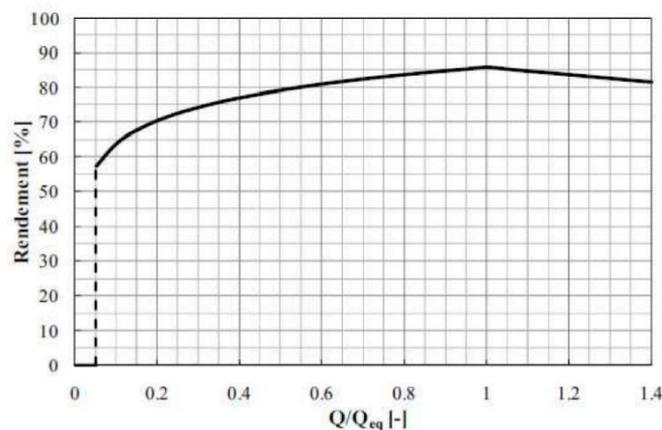


Figure 3.18 Courbe du rendement du groupe turbine-générateur

Donc la balance technique et économique reste limitée par la variation de la hauteur et le débit $f(H, Q)$

$$H \cdot Q = P_{\text{éle}} / \rho \cdot g \cdot \eta \quad (3.33)$$

$$H \cdot Q = 1000000 / (9,81 \cdot 1000) = 101,93$$

Si la hauteur manométrique moyenne du réservoir haut est supposé 1350 m Donc le débit de la pompe réversible sera :

$$Q = 101,93 / H = 101,93 / 1350 = 0,075 \text{ m}^3/\text{s}$$

Le volume pompé ou turbiné par cette pompe pendant une heure sera

$$V_{p1} = Q \cdot 3600 = 0,075 \cdot 3600 = 270 \text{ m}^3$$

Pour dix turbogénérateurs pendant dix heures de fonctionnement on Obtient un volume d'eau

de :

$$V_t = V_{p1} \cdot 10 \cdot 10 = 27000 \text{ m}^3$$

La surface du réservoir :

$$S = Vt/He = 27000 / 150 = 180 \text{ m}^2$$

Après avoir la superficie du réservoir à construire et le débit de la pompe réversible on peut utiliser les catalogues et choisir les matériels nécessaires à l'installation.

III.5 Conclusion

Dans ce chapitre nous avons entamé le dimensionnement des différentes composantes du système multi sources proposé au niveau d'Arzew, le champ photovoltaïque, la ferme éolienne et la centrale hydroélectrique réversible. Concernant le générateur PV nous avons inspiré le travail à partir des compétences acquises lors de notre stage à la centrale photovoltaïque de d'haya de sidi belabbes. La conception de la ferme éolienne a été inspirée d'une étude qui a été faite sur la région d'Arzew 2020. Cependant, nous avons ajouté une initiative sur le dimensionnement des centrales hydroélectriques réversibles. Notre dernier chapitre sera consacré à la simulation du fonctionnement du système hybride conçus.

IV.1 Introduction :

Les systèmes hybrides utilisent différentes sources d'énergies comme l'éolien et le photovoltaïque, hydraulique. Ce type de système peut représenter une solution pour les régions éloignées d'un grand réseau interconnecté. L'avantage d'un système hybride par rapport à un photovoltaïque seul, dépend de beaucoup de facteurs fondamentaux. Un des plus importants de ces facteurs est sans conteste continuité de service de la production et la minimisation des investissements du stockage de l'énergie.

Dans ce chapitre on présentera les résultats de simulation par le logiciel HOMER Pro pour obtenir la configuration optimale de fonctionnement du système conçu et quelques indices économique des installations de ce système. La centrale hydroélectrique est utilisée par le logiciel comme source.

IV.2 Aperçu sur le logiciel Homer :

Homer est un logiciel pour la simulation et l'optimisation de génération électrique distribuée développé par le National Renewable Energy Laboratory (NREL). Le modèle doit être renseigné des ressources disponibles, des options technologiques, des coûts et des charges à respecter par le système. Les composants qui peuvent être modélisés sont des modules PV, des éoliennes, des générateurs, des batteries, des convertisseurs AC/DC, des électrolyseurs, des réformateurs, des réservoirs d'hydrogène.

Les charges peuvent être saisies en tant que profil de charge quotidien ou importées d'un fichier de données horaires. En tout état de cause, les valeurs horaires des charges doivent être définies pour chacune des 8760 heures d'une année. En ce qui concerne les composants, des fonctions de coûts linéaires sont adoptées et les dimensions des composants à prendre en considération doivent être préalablement prévues afin de réaliser l'optimisation. Le nombre de type multiplié par le nombre de composants donne le nombre de configurations de systèmes simulés par le programme. HOMER est un modèle de séries chronologiques et effectue un bilan énergétique horaire le long d'une année pour chaque configuration de système rentrée par l'utilisateur. Il affiche ensuite la liste des configurations de systèmes triés par le coût actuel net (qui combine le coût en capital - annualisé par l'amortissement du composant au cours de sa durée de vie en utilisant les taux d'actualisation réelle - et celui de remplacement, fonctionnement et entretien).

Des analyses de sensibilité peuvent également être effectuées pour certaines variables (par exemple la vitesse annuelle du vent, l'irradiation annuelle). Enfin, une analyse de contrainte peut

également être effectuée au moyen d'un facteur de capacité annuelle limitée à une valeur maximale : si ce

paramètre est fixé à 0%, alors le système doit satisfaire les charges tout le temps, alors que s'il est fixé à des valeurs de 1% à 5% des économies considérables en puissance de crête et des différences entre les scénarios optimisés sont obtenues. HOMER est largement utilisé et accepté comme un outil de simulation distribué, tant au niveau national que international.

Ce logiciel permet de faire des simulations pour ensuite optimiser les systèmes et pour finalement terminer avec des analyses de sensibilité sur ces systèmes optimisés. La solution obtenue par HOMER

est la solution la moins coûteuse parmi différentes combinaisons de Systèmes d'énergies renouvelables, d'énergies fossiles ou de systèmes hybrides comprenant deux sources d'énergie ou plus.

Le logiciel permet de faire la simulation d'un système selon des données de gisement (solaire, éolien, diesel, etc.) en fonction d'une demande énergétique (besoins en énergie). Par la suite, il est possible d'analyser plusieurs configurations différentes pour ce même système afin d'en obtenir un système optimisé au niveau du coût. Le logiciel simule toutes les configurations demandées et donne la meilleure solution, la solution la moins chère, parmi celles-ci. Ensuite, il est finalement possible de faire des analyses de sensibilité afin de savoir si la solution trouvée reste la meilleure même s'il y a certains changements dans les différents paramètres entrés (variation du coût de la technologie, variation dans les données de gisement, etc.). Il est donc possible de faire bon nombre d'analyses avec de nombreuses configurations différentes en moins de quelques minutes de simulation.

IV.3 Architecture de simulation :

L'architecture de simulation est schématisée sur le logiciel Homer comme le montre la figure (4.1). Le bloc des entrées englobe les données de la charge, des ressources météorologiques locales du site et les composants qui constituent le système. Les résultats techniques mettent en évidence l'évaluation énergétique du système optimal en calculant la fraction d'énergie renouvelable. Les résultats économiques mettent en évidence le coût sur la durée de vie du système et le coût d'énergie.

Homer est utilisé pour déterminer les dimensions de chaque composant du système hybride.

Les données d'entrée du programme sont :

Les coordonnées géographiques du site.

Les données horaires de la charge pendant toute l'année.

Les moyennes mensuelles de l'irradiation solaire sur un plan horizontal.

La vitesse moyenne du vent journalier.

Le débit volumique du groupe turbogénérateur

La technologie des panneaux, de la turbine éolienne et hydraulique choisi

Les capacités et le nombre de chaque composant du système hybride (Champ PV, hydro, Convertisseur, Batterie).

Les coûts de référence de chaque composant du système hybride

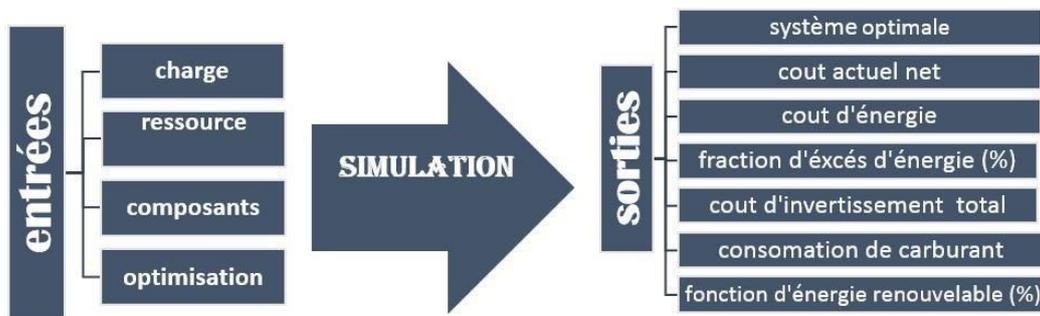


Figure 4.1 : schéma de l'architecture de simulation de Homer

Homer est un modèle de simulation horaire. IL utilise ces entrées pour déterminer les dimensions optimales de chaque type de système. Ce programme effectue toutes les combinaisons des composants du système qui sont capables de satisfaire la demande. Les solutions faisables sont classées selon le coût sur la durée de vie du système.

Pour les systèmes photovoltaïques Homer utilise l'équation (4.1) pour calculer l'énergie produite par le champ photovoltaïque

$$E_p = d \times P_{ch} \times G_{in} \quad (4.1)$$

Ou d est le facteur (de rating factor) ; pris égale à 80 % ; P_{ch} est la puissance total du champ photovoltaïque et G_{in} est le rayonnement solaire global sur un plan incliné.

Pour les systèmes éoliens, notre choix a porté sur un type d'aérogénérateurs (XANT L-33) dont la courbe de puissance est illustrée dans la figure (4.2)

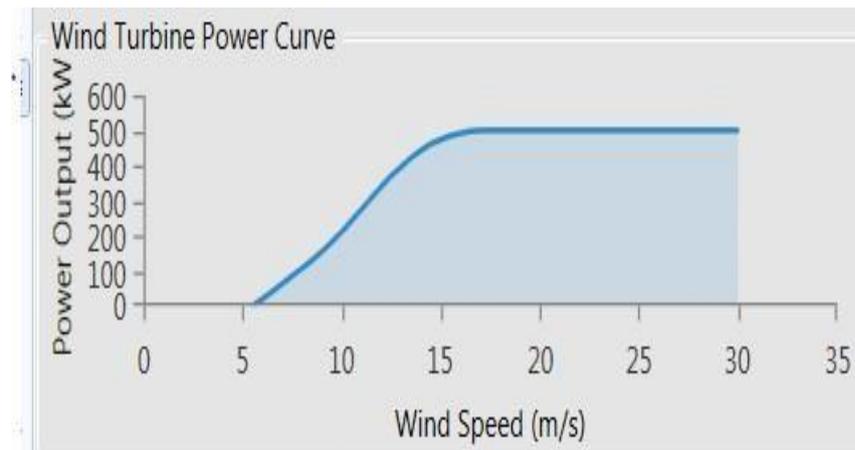


Figure 4.2 la courbe de la puissance produite par la turbine en fonction de vitesse du vent Pour le calcul de la puissance débitée par chacun des aérogénérateurs Homer utilise :

Les valeurs moyennes mensuelles de la vitesse du vent. Les valeurs du facteur de forme k , du modèle de Wei bull

. Mais pour des raisons de manque de ces valeurs, nous avons utilisé le modèle de Rayleigh ($k=2$) pour chacun des sites.

Le facteur d'auto corrélation qui est une mesure du caractère aléatoire du vent. Des valeurs élevées de ce facteur indiquent que la vitesse du vent dans une heure quelconque tend à dépendre fortement de la vitesse du vent dans l'heure précédente. Tandis que des valeurs faibles indiquent que la vitesse du vent tend à fluctuer dans un sens aléatoire d'une heure à une autre. Ce paramètre est affecté par la topographie du lieu considéré .Ce facteur tend à être plus faible (0,7-0,8) pour les endroits dont la topographie est complexe et plus élevé (0,9-0,97) dans les endroits dont la topographie est plus uniforme. Dans notre application, nous avons supposé un facteur d'auto corrélation de 0,85 pour notre site.

IV.4 Site d'implantation :

La figure (4.3) présente la carte géographique du site. La région d'RZEW présente un couloir constamment balayé par les vents. Les directions des vents mesurées soufflent en grande partie du Nord.



Figure 4.3 La région d’Arzew, Oran, Alegria

Résultat de la simulation

Les coordonnées de la station météorologique d'Arzew et les années de mesures sont présentées dans le tableau (4.1)

Tableau 4.1 : Les données géographique

Station	Arzew-Oran
Longitude	-0.26°W
Latitude	35.81°N
Période de mesure	01 /01/2005-31/12/215

IV.5 Données météorologiques :

La première donnée météorologique est d'abord celle des précipitations (exprimée en mm43), dans une gamme d'échelles temporelles et spatiales variables. Pour certains risques comme les inondations, il est indispensable de disposer de données fiables sur les extrêmes de précipitations.

IV.5.1 Les données relatives au rayonnement solaire :

Estimé sur une surface horizontale, le rayonnement solaire journalier varie entre 2.209 kWh/m².j au mois de Décembre et 7.082 kWh/m².j au mois de Juillet avec une moyenne annuelle de 4.71 kWh/m².j. Comme première remarque ces données correspondent parfaitement aux caractéristiques climatologiques des régions côtières.

IV.5.2 La variation mensuelle de l'irradiation :

A l'aide du logiciel Homer et les indices de clarté correspondants aux données du site sont notés dans le tableau (4.2)

Tableau (4.2) : l'irradiation journalière moyenne pour chaque mois de l'année est déterminée :(Arziw)

Mois	L'indice de clarté	Irradiations (kWh /m ² /j)
Janvier	0.372	1.840
Février	0.423	2.660
Mars	0.468	3.800
Avril	0.521	5.160
Mai	0.541	6.000
Juin	0.552	6.380
Juillet	0.599	6.760
Aout	0.614	6.330
Septembre	0.552	4.810
Octobre	0.479	3.260
Novembre	0.413	2.160
Décembre	0.362	1.640

Les moyennes mensuelles du rayonnement solaire global sur le plan horizontal ainsi que les indices de clarté pour chaque mois de l'année sont données sur la figure (4.4)

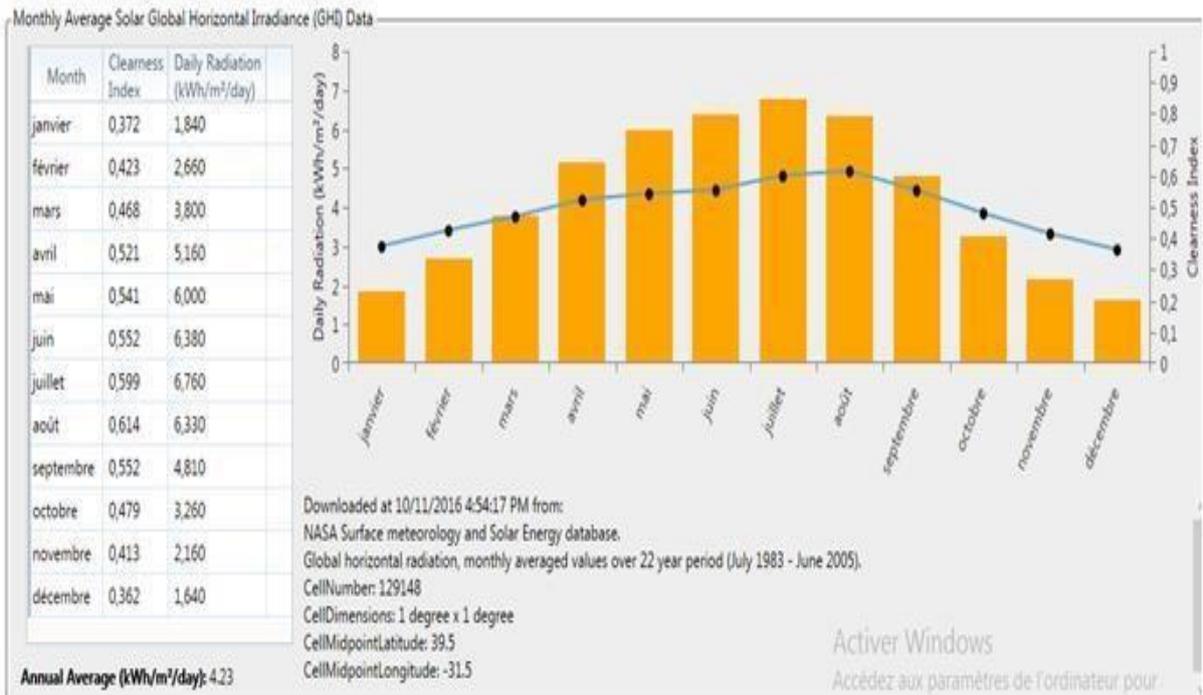


Figure 4.4 le rayonnement solaire global sur le plan horizontale graphe suivant représente le rayonnement solaire global pour chaque mois année (kW /m²)

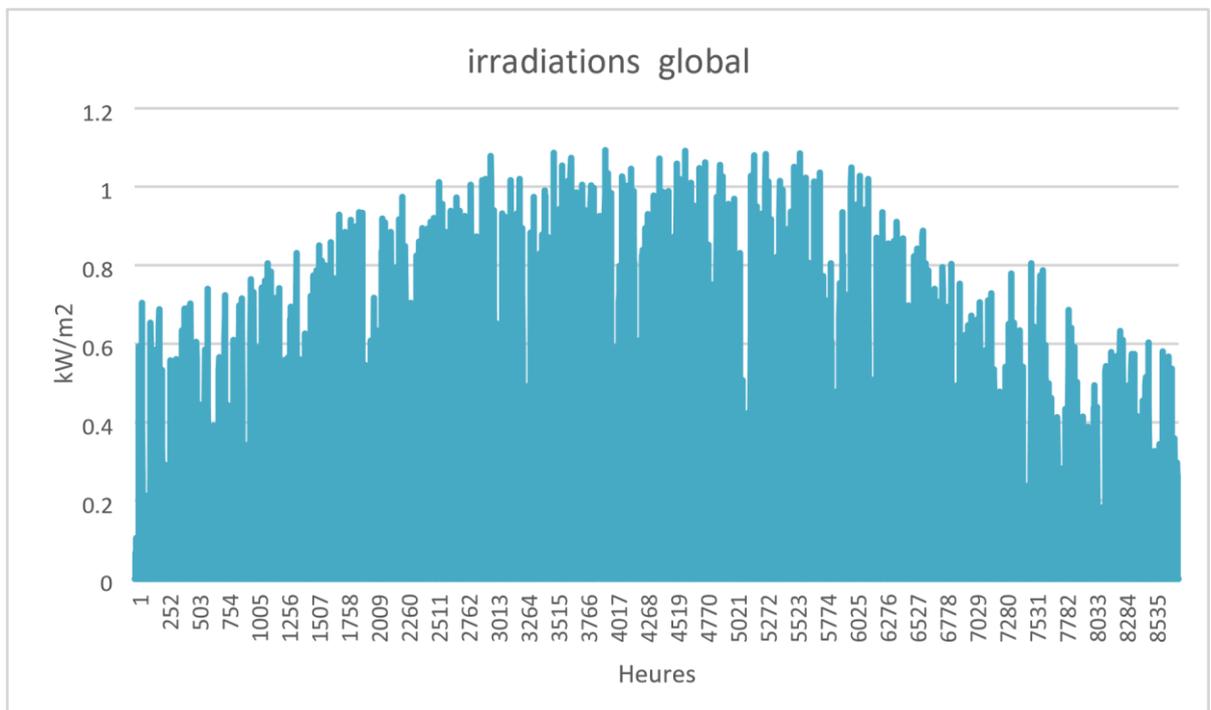


Figure 4.5 Les variations irradiations globales annuelles

Les courbes variations irradiations globales annuelles représentées sur les figures (4.4) et (4.5) montrent que ce dernier peut atteindre un maximum de 1,1 kW/m² et un minimum de 0,5 kW/m². Donc il peut fournir une énergie photovoltaïque

importante à la région, notamment en été ce qui est illustré sur les figures (4.6) et (4.7).

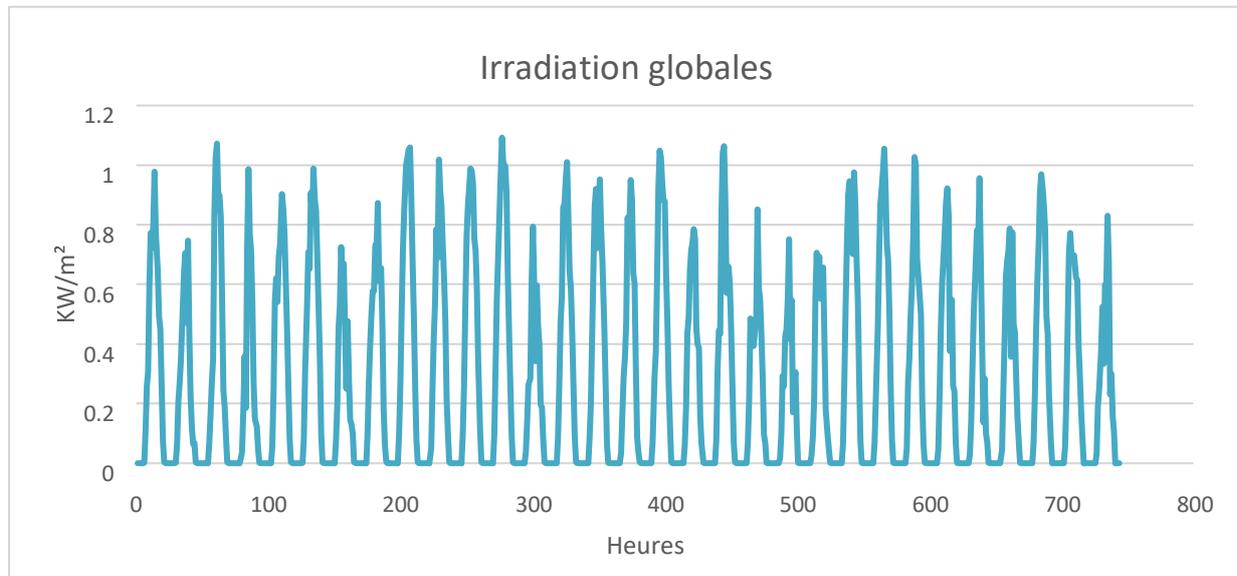


Figure 4.6 le rayonnement solaire pour moi juillet

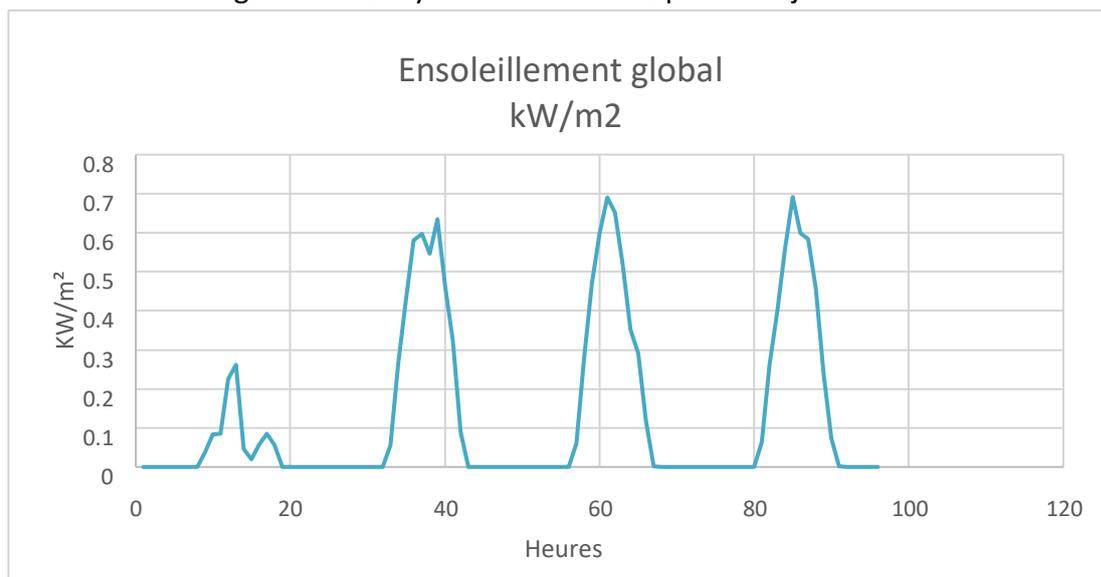


Figure 4.7 le rayonnement solaire global pour quatre jours

Ce résultat présente un indicateur important pour l'installation et le fonctionnement de la source photovoltaïque.

L'ensoleillement incident sur le champ PV :

La figure (4.8) montre la variation de l'ensoleillement incident, et les valeurs indiquent que la zone a un bon éclairage. Par rapport à l'ensoleillement global, on constate que le

rayonnement diffus et le rayonnement réfléchi sont très faibles. Le rendement des panneaux est meilleur et l'énergie produite n'est pas affectée par la déperdition.

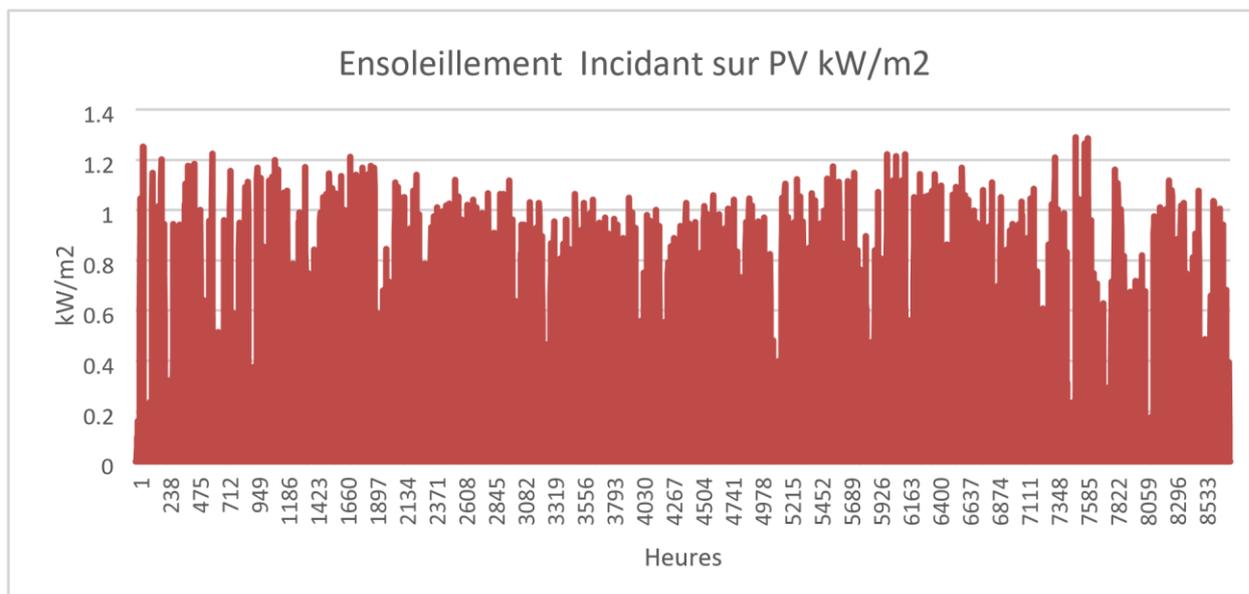


Figure 4.8 Rayonnement solaires incident

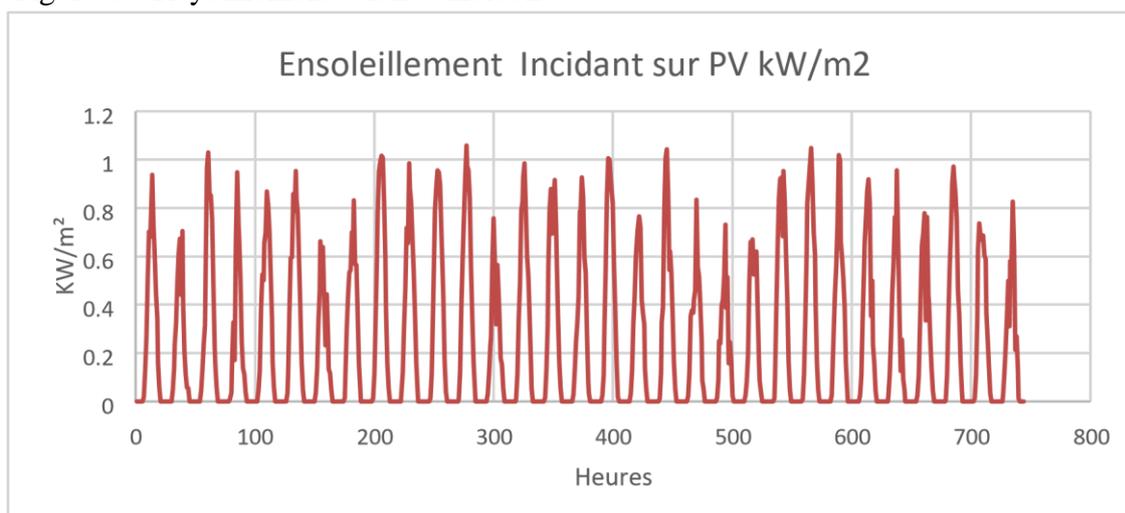


Figure 4.9 présente pour le moi juillet

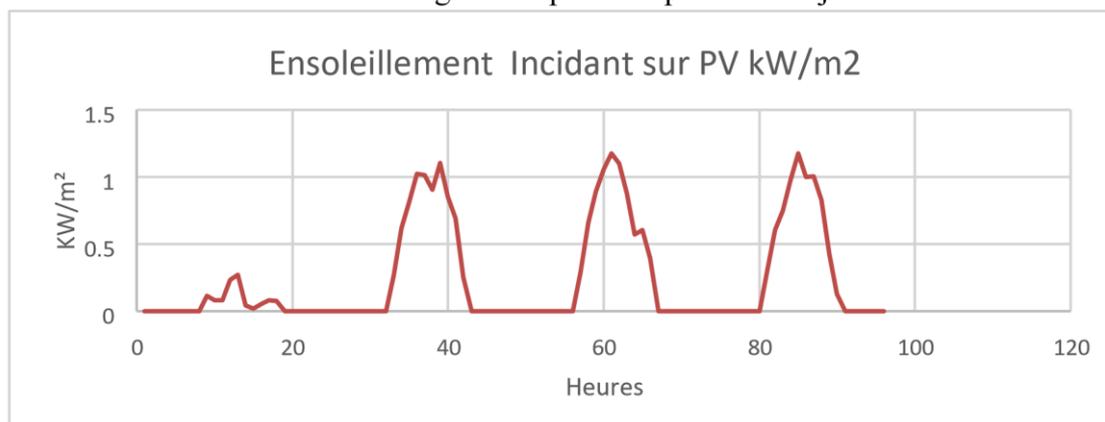


Figure 4.10 l'Ensoleillement Incident pour quatre jours

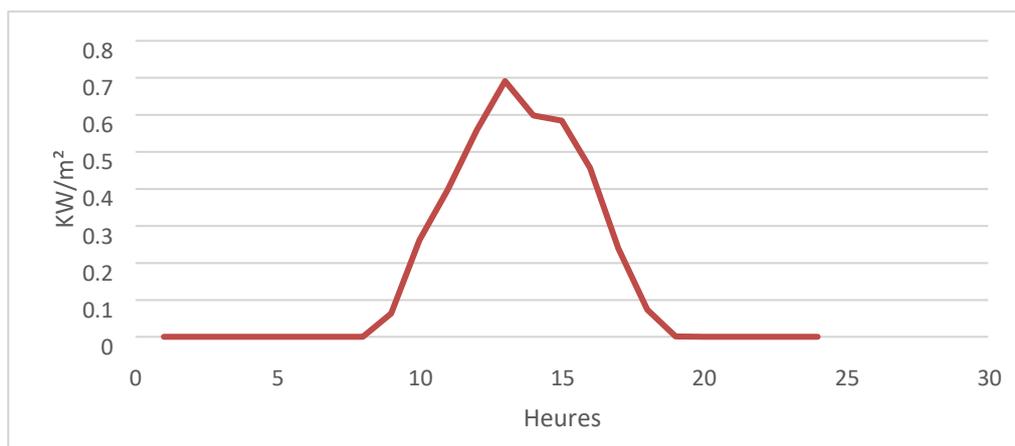


Figure 4.11 l'Ensoleillement Incident pour une journée défavorable

Les figures (4.9), (4.10) et (4.11) montrent que la variation l'ensoleillement incident est très importante pendant le mois de juillet ou elle peut atteindre les valeurs maximales de 1 kW/m^2 , cependant même la valeur minimale de la journée défavorable reste acceptable.

IV.5.3 Les données relatives de la vitesse du vent :

Ce qui concerne les informations de la vitesse du vent dans le site Arzew dans la willaya Oran la variation de la vitesse de vent montre que la région est ventée pendant toute l'année. La vitesse moyenne mensuelle du vent varie de $5,5 \text{ [m/s]}$ au mois de janvier jusqu'à 5 [m/s] au mois de juin avec une moyenne annuelle de $4,94 \text{ [m/s]}$ comme cela est illustré sur la figure (4.12). Donc c'est une valeur très acceptable pour le fonctionnement d'une turbine éolienne surtout actuellement avec le développement de cette technologie.



Figure 4.12 la vitesse mensuelle du vent (m/s)

IV.5.4 Le débit d'eau :

C'est le volume d'eau dans une seconde de chute où l'énergie produite est proportionnelle au débit d'eau. Ce graphe représente le débit dans le barrage d'eau (kodiak sardoine) au cours d'une année.

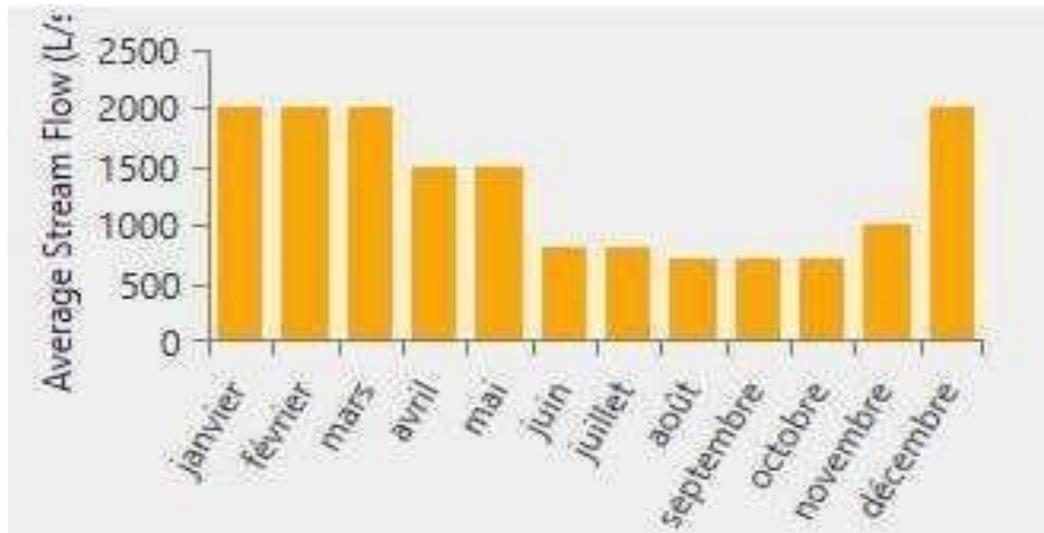


Figure 4.13 le débit moyen d'eau (L/S)

IV.5.5 Profil de charge

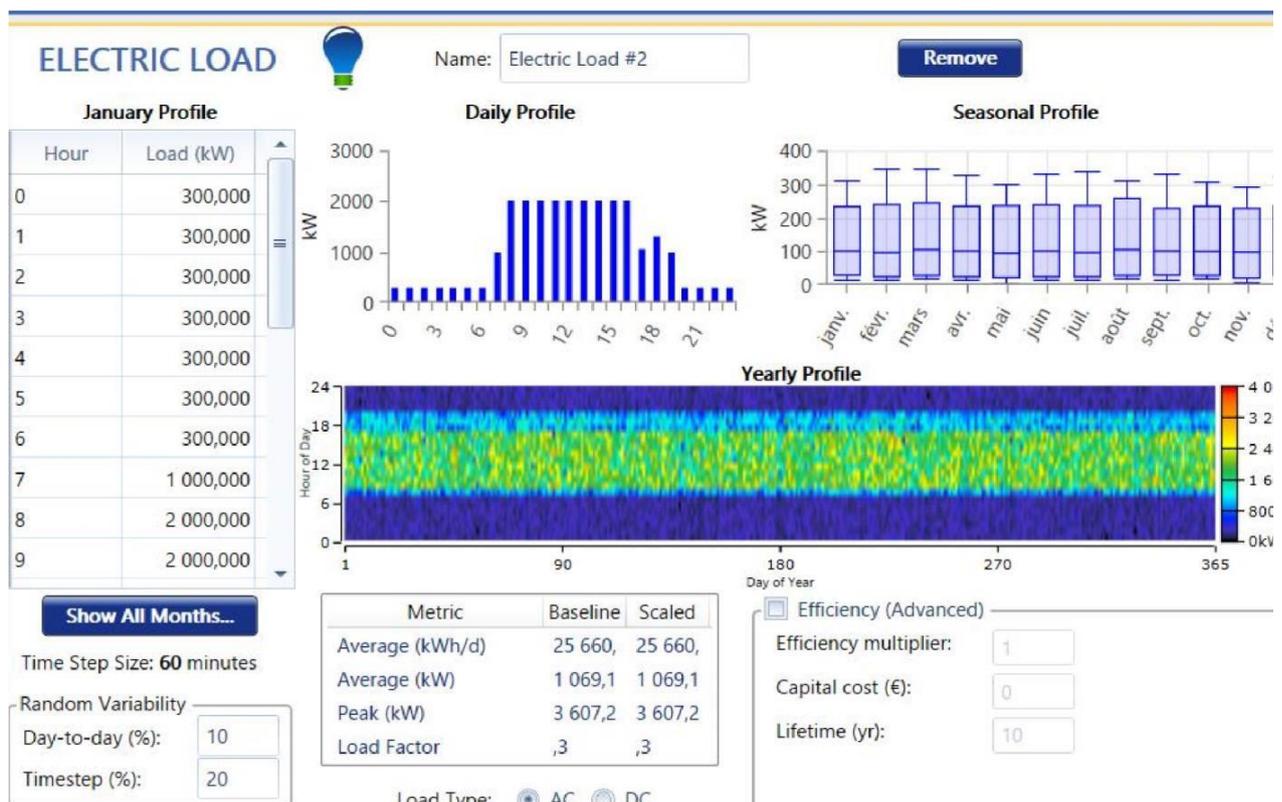


Figure 4.14 Consommation d'énergie

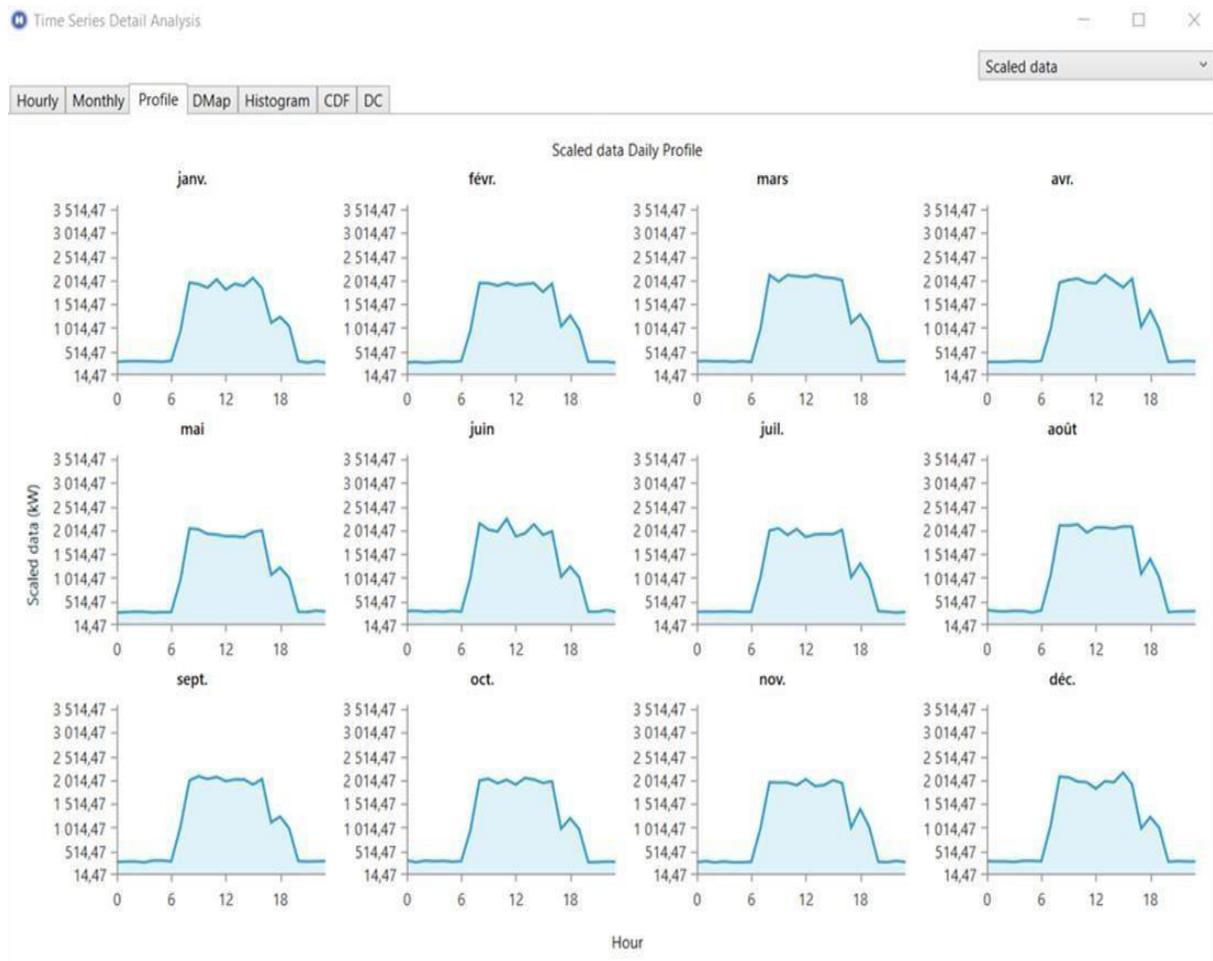


Figure 4. 15 le profil de charge Industriel

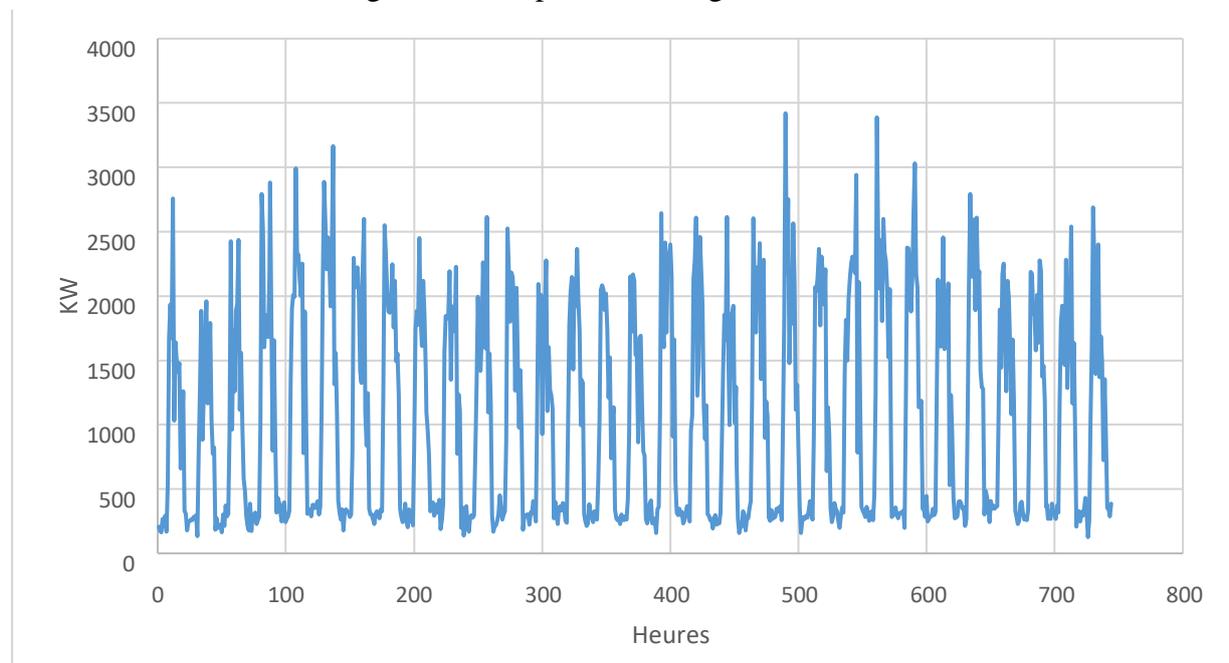


Figure 4.16 la charge principale AC en KW pour moi juillet

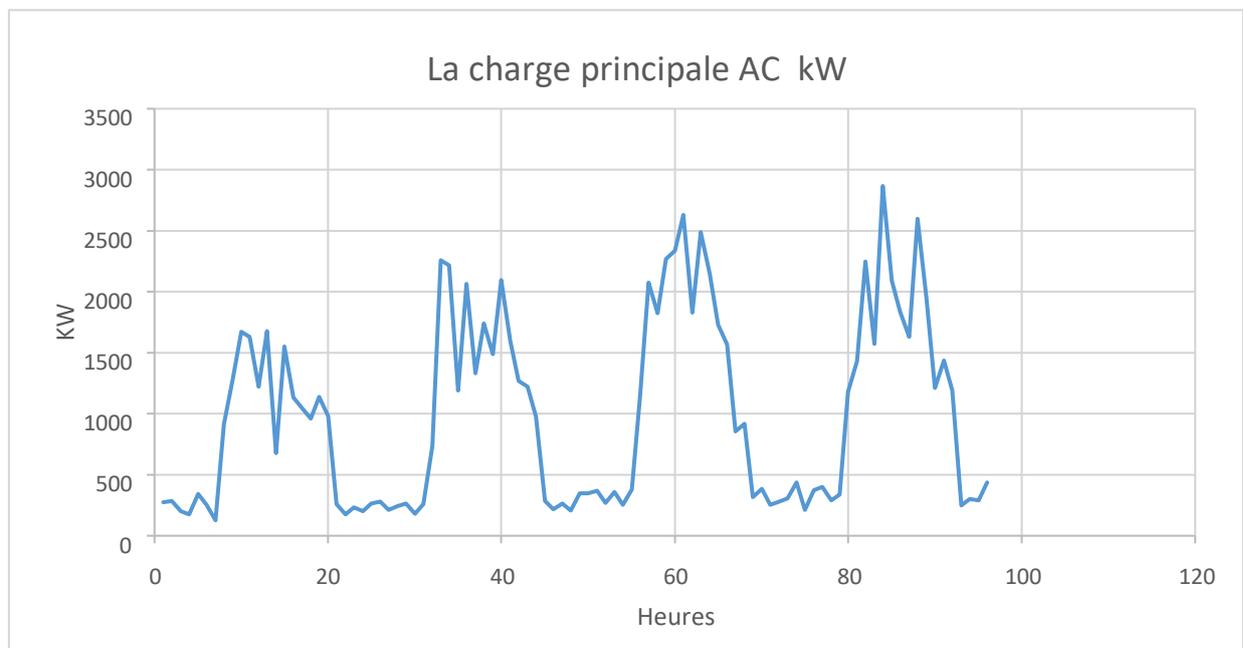


Figure 4.17 la charge principale AC en KW pour le quatre jours

Les figures (4.14), (4.15), (4.16) et (4.17) que la variation de la charge passe par trois temps distincts. Le plus important est intervalle entre 7h du matin et 18h du soir ou la consommation de la zone est très importante et aussi très stable, donc la production du système hybride doit obligatoirement répondre à ce profil.

Cependant bien que ce temps n'est pas agressive pour le système hybride, mais il pose deux problèmes un lors du lever du soleil et lors du coucher de soleil ou nous avons besoin de l'aide des deux autres sources et le stockage. Les deux autres intervalles entre 18h à 23h et 0h à 7h la charge est faible le système peut stocker l'énergie dans les batteries ou dans le réservoir.

IV.5.6 Création du système hybride :

D'après la bibliothèque d'Homer on peut insérer les différents éléments de notre système hybride tels que les charges, les modules photovoltaïques, les aérogénérateurs de marque XANT333, la turbine hydraulique Hyd100, les convertisseurs de puissances et les systèmes de stockage (batteries Li-Batt).

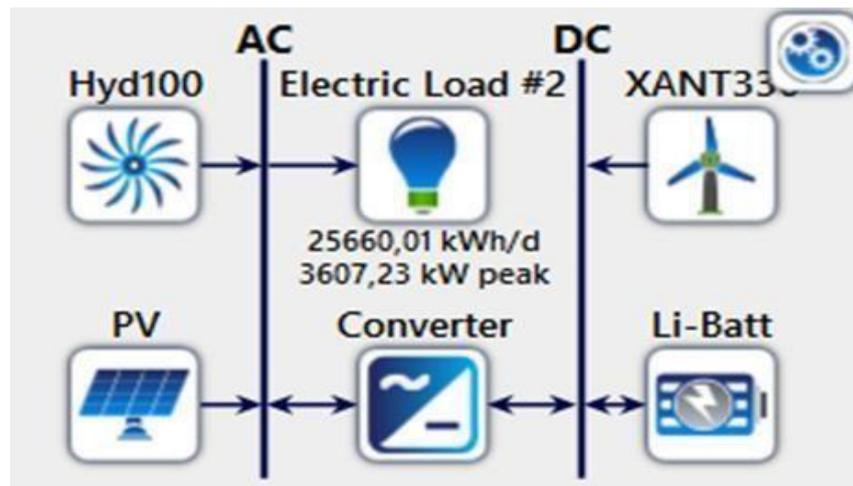


Figure 4.18 Configuration du système hybride

L'énergie produite par le système est 25660,01 kWh/jour avec une puissance maximale de 3607,23kW

IV.5.7 Les configurations du système hybride :

Cette étude nous a permis de simuler des centaines de combinaisons de configurations d'un système hybride à partir de plusieurs dimensions et nombres de composants. Nous allons dans cette partie présenter les caractéristiques techniques et économiques du système optimal.

La configuration optimale du système hybride PV/éolien/hydro/ obtenus par simulation de Homer est illustré sur la figure (4.19). Cette configuration contient 5000kW de photovoltaïque, 177 kW Hydraulique, 8 turbines et un convertisseur de 1000kW.

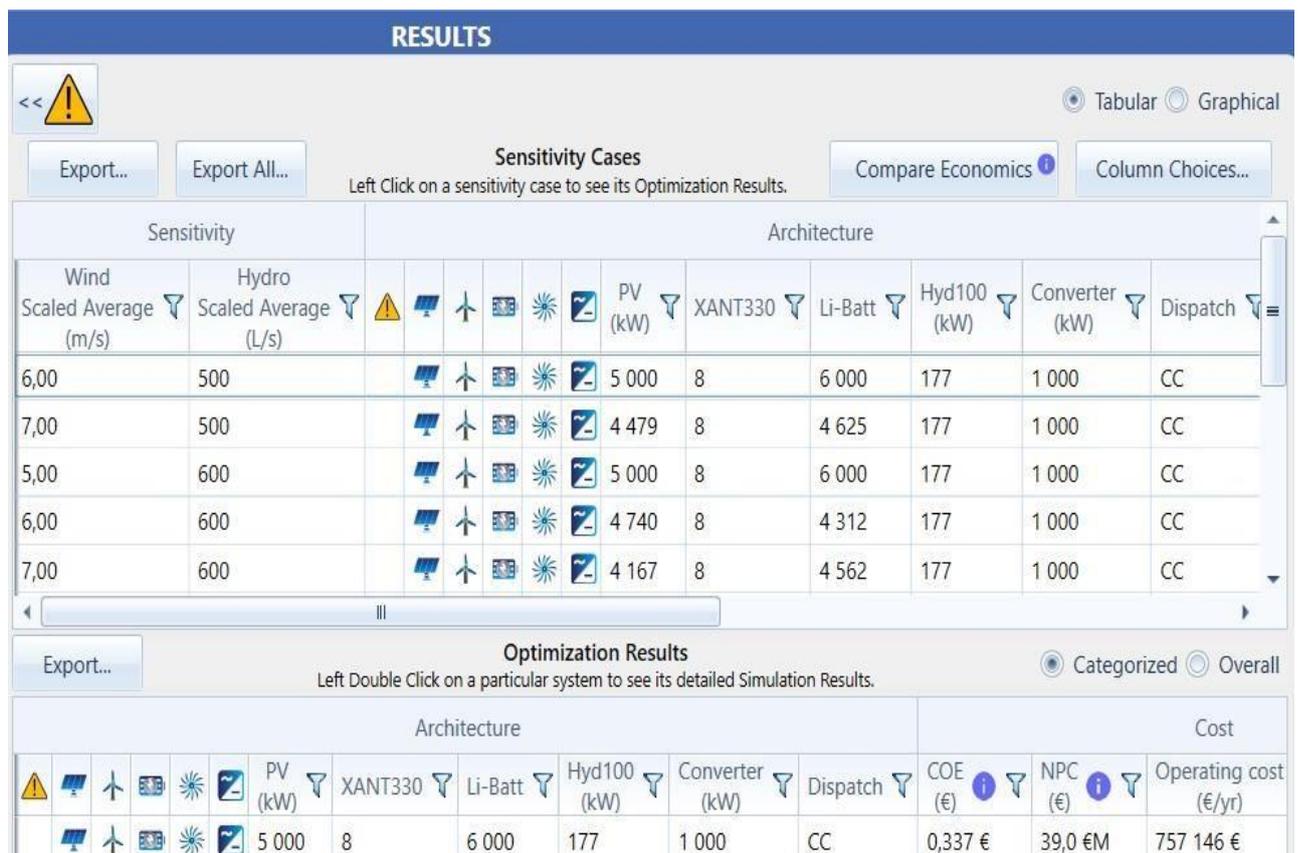


Figure 4 .19 la configuration optimale donnée par Homer

Le coût annuelle totale de cette configuration peut atteindre 39 million d’euro, un coût d’énergie produite 0,337 euro le kWh et un cout d’entretint et de maintenance de 757145euro.

IV.5.8.1 L’énergie produite système PV :

Le graphe de la figure 4.20 représente l’énergie annuelle produite par le champ PV.

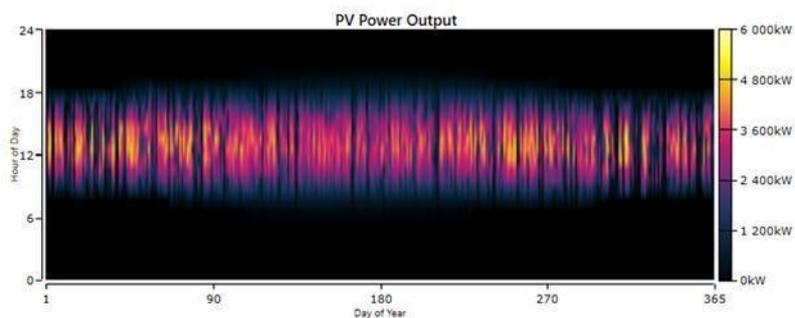


Figure 4.20 La production électrique annuelle du champ PV

Le générateur photovoltaïque fonctionne 4386 heures par année ce qui est équivalent à 12 heures par jour. Cette période diffère d’une saison à l’autre suivant la déclinaison de la terre par rapport au soleil et de la latitude de chaque région.

Tableau 4.3 : les paramètres de fonctionnement du GPv

Production	Quantité	Production	Quantité
Puissance utile	5000 kW	Puissance moyenne	916 kW
Production moyenne	21982 kwh/j	Facteur de capacité	183 %
Production totale	8023595 Kwh/an	Puissance minimale	00 Kw
Puissance maximale	5159 kW	Pénétration PV	857 %
Heure de fonctionnement	4386 heures/an	Coût actualisé	0,160 €/kWh

La figure suivante présente l'énergie produite par le champ PV pour années :

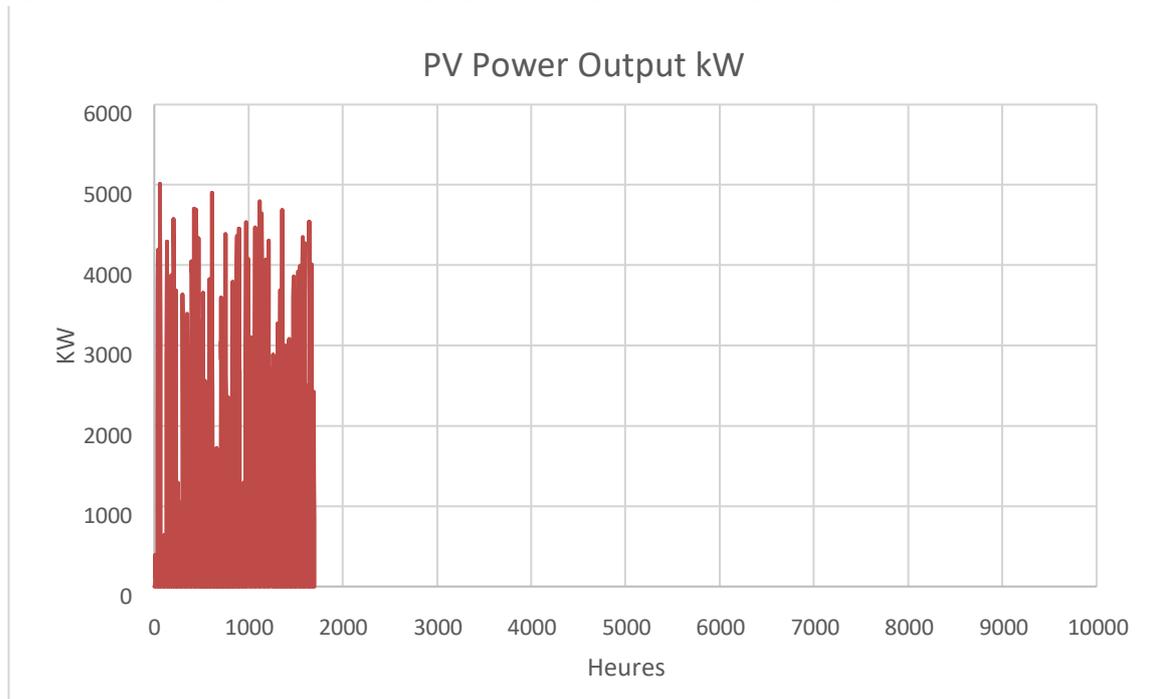


Figure 4.21 : l'énergie produite par le champ PV pour années

L'énergie produit pour moi juillet :

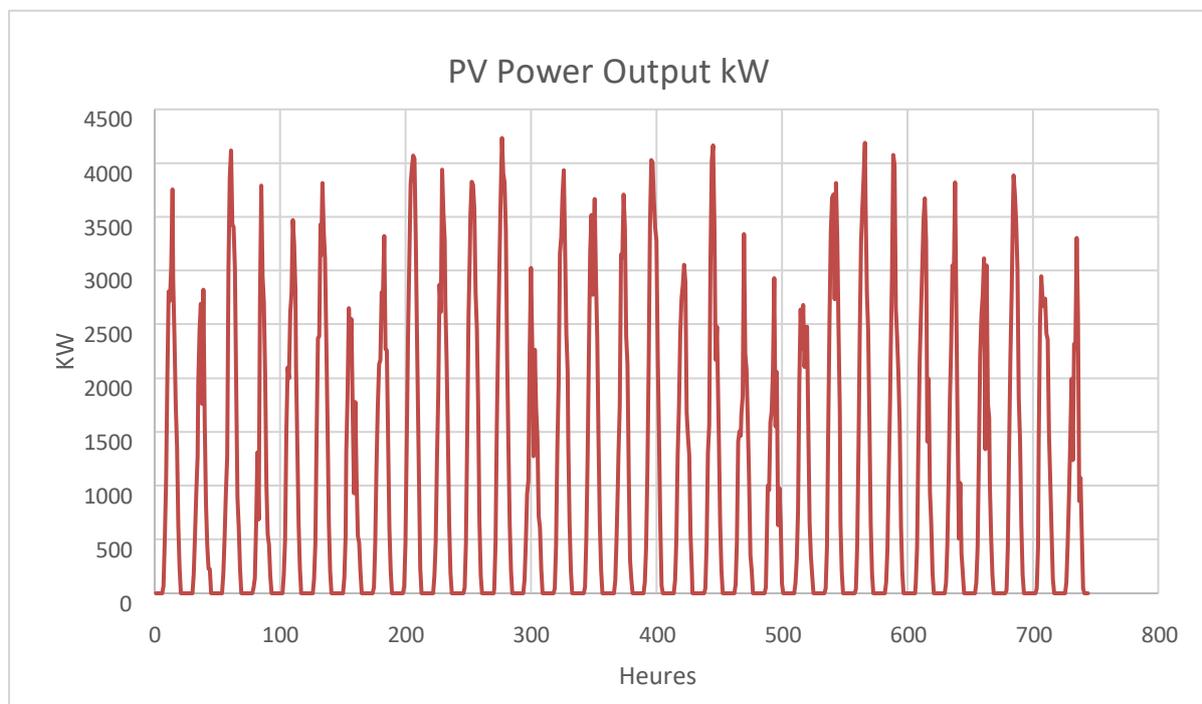


Figure 4.22 L'énergie produit pour moi juillet

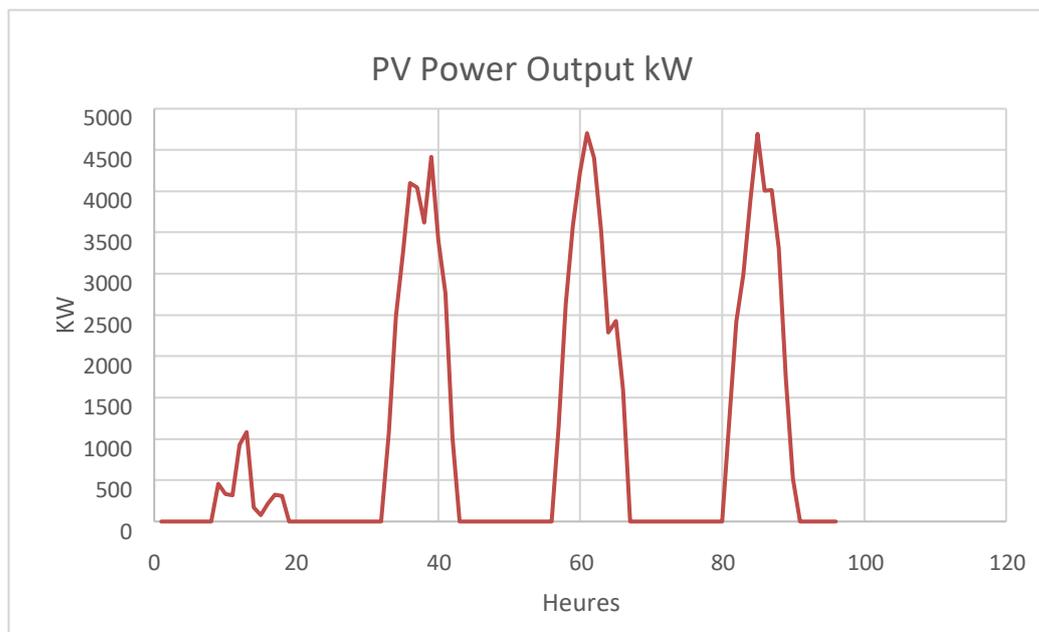


Figure 4.23 L'énergie produit Pour quatre jours

Les figures (4.21), (4.22) et (4.23) montrent que la puissance produite par le GPv abouti les 4100kW en moyenne et un minimum de 2500kW.

IV.5.8.2 L'énergie produite par les turbines éoliennes :

La figure (4.24), présente le fonctionnement de l'éolienne, la capacité totale est 2640 kW et une production totale de 6623 kWh/jour. Le volume horaire de fonctionnement est égal à 7479 heures par an avec un minimum de 2680 kW. Le Maps présenté dans cette figure montre que les valeurs de production sont très important (jaune ou rouge) pour plusieurs heures de la journée. Donc on peut déduire que cette énergie est capable de compléter l'énergie solaire dans cette zone.

Simulation Results

System Architecture:	Li-Ion (6 000 strings)	HOMER Cycle Charging	Scaled Average (500 L/s)	Total NPC:	38 988 620,00 €
PV (5 000 kW)	Converter (1 000 kW)		Scaled Average (6 m/s)	Levelized COE:	0,3373 €
.XANT L-33 [330kW] (8,00)	Generic Hydro 100kW (177 kW)			Operating Cost:	757 146,00 €

Cost Summary Cash Flow Compare Economics Electrical Renewable Penetration Li-Ion PV XANT L-33 [330kW] Converter Generic Hydro 100kW Emissions

Quantity	Value	Units
Total Rated Capacity	2 640	kW
Mean Output	756	kW
Capacity Factor	28,6	%
Total Production	6 623 509	kWh/yr

Quantity	Value	Units
Minimum Output	0	kW
Maximum Output	2 680	kW
Wind Penetration	70,7	%
Hours of Operation	7 479	hrs/yr
Levelized Cost	0,0661	€/kWh

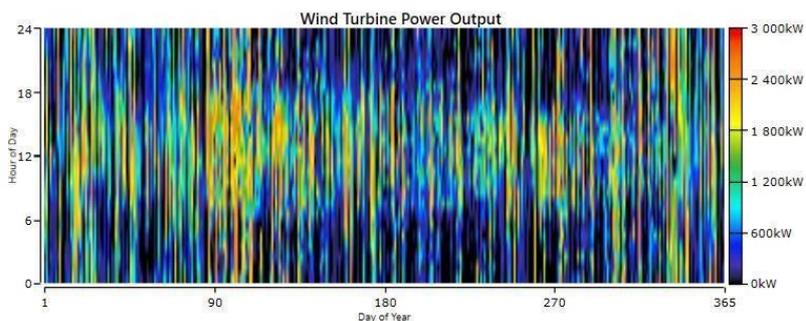


Figure 4.24 la production annuelle d’électricité par la turbine éolienne

Tableau 4.4 : Résumé les paramètres de fonctionnement de la ferme éolienne

Production	Quantité	Production	Quantité
Puissance utile	2680	Puissance moyenne	756
Production total	6623509	Factor de capacité	28 ,6
Puissance maximale	2680	Puissance minimale	00

IV.5.8.2.1 Le rapport entre la vitesse du vent et l’énergie produite par la turbine éolienne :

La vitesse du vent affecte proportionnellement l’énergie produite par l’éolienne. La puissance augmente lorsque la vitesse du vent est élevée et l’éolienne peut s’arrêter. Lorsque la vitesse du vent tombe à une faible valeur ou que le vent est trop fort.

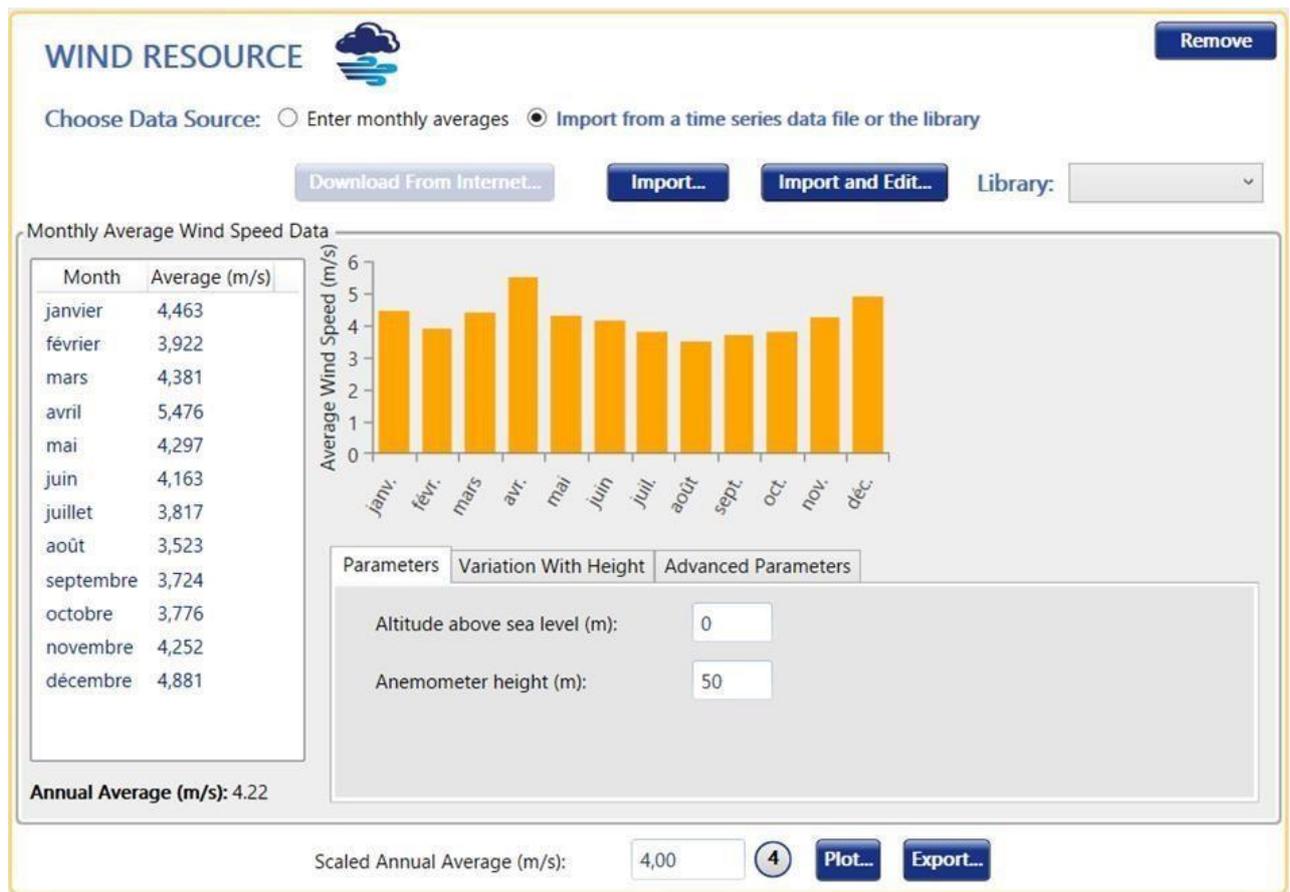


Figure 4.25 profil de vitesse moyenne mensuelle de vent d'une année

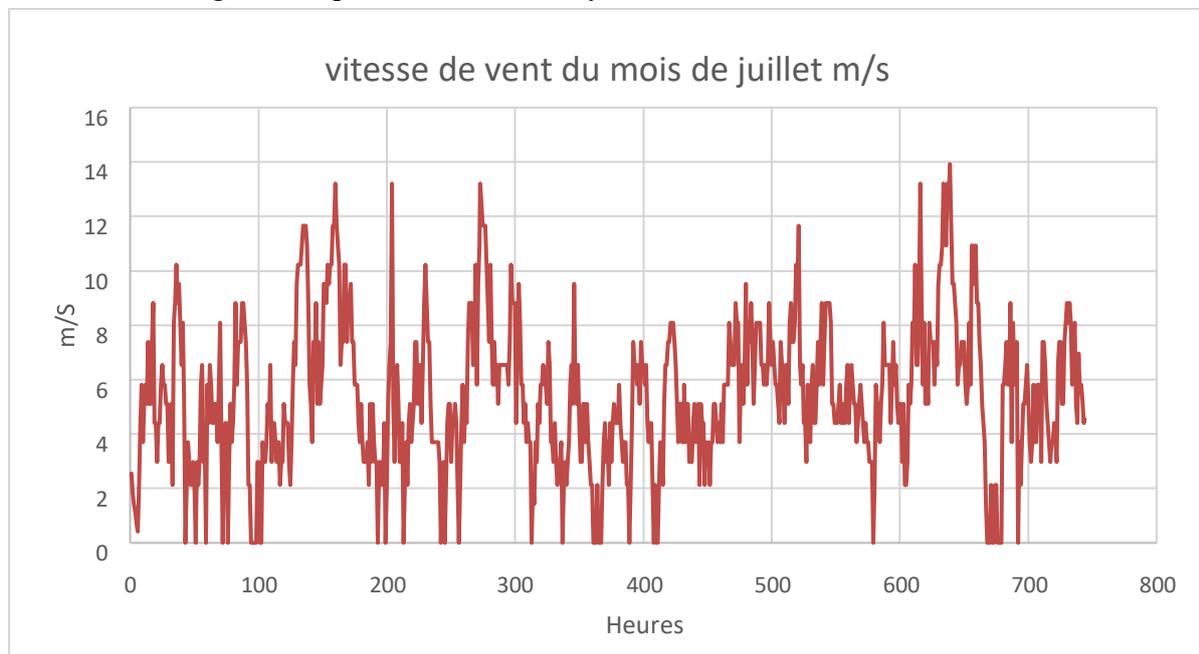


Figure 4.26 La variation de la vitesse du vent

La figure (4.26) exprime la variation de la vitesse du vent et montre aussi qu'il existe une complémentarité entre l'ensoleillement globale et le potentiel éolien bien qu'il est très faible.

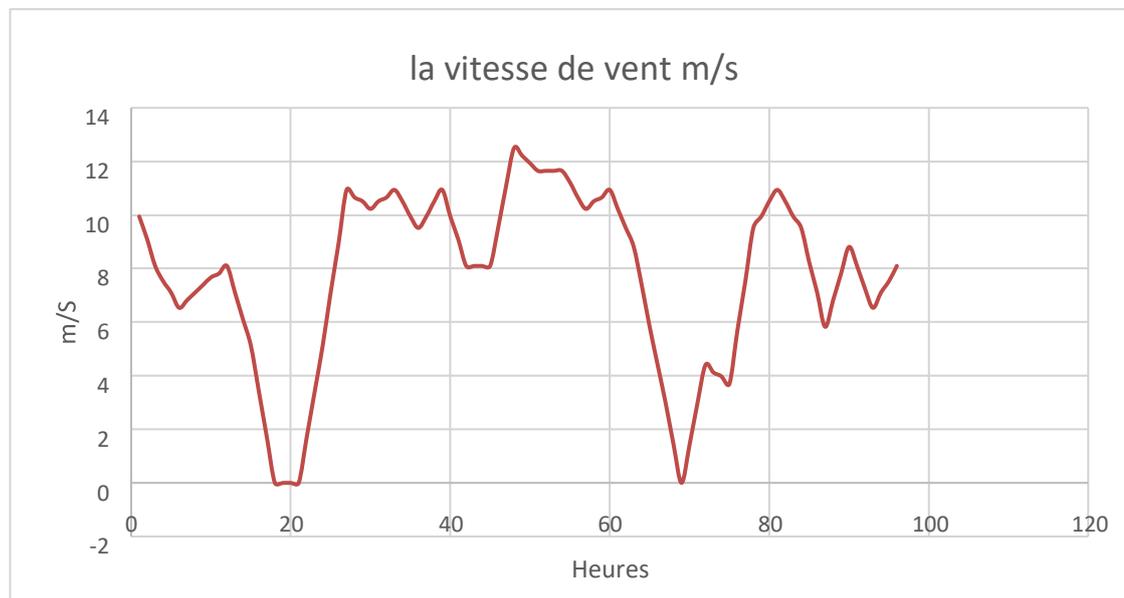


Figure 4.27 La variation de la vitesse du vent pour quatre journées

La figure (4.27) montre que la variation de la vitesse du vent fort peut persister plusieurs heures ce qui donne une production acceptable.

IV.5.8.3 L'énergie produite par la turbine hydraulique

Le graphe de la figure (4.28) représente l'énergie produite par le système hydraulique, avec une capacité nominale 177 kW et une production totale de 1314815 kWh par an cette source a un rôle important dans la continuité de la production globale du système grâce à son énergie primaire représenté par l'eau de mer. Le nombre d'heure de fonctionnement est au voisinage de 8760 heures par an.

Simulation Results

System Architecture: Li-Ion (6 000 strings) HOMER Cycle Charging
 PV (5 000 kW) Converter (1 000 kW)
 XANT L-33 [330kW] (8,00) Generic Hydro 100kW (177 kW)

Scaled Average (500 L/s)	Total NPC:	38 988 620,00 €
Scaled Average (6 m/s)	Levelized COE:	0,3373 €
	Operating Cost:	757 146,00 €

Cost Summary Cash Flow Compare Economics Electrical Renewable Penetration Li-Ion PV XANT L-33 [330kW] Converter Generic Hydro 100kW Emissions

Quantity	Value	Units
Nominal Capacity	177	kW
Mean output	150	kW
Capacity factor	85,0	%
Total Production	1 314 815	kWh/yr

Quantity	Value	Units
Minimum output	113	kW
Maximum output	173	kW
Hydro penetration	14,0	%
Hours of operation	8 760	hrs/yr
Levelized Cost	0,0392	€/kWh

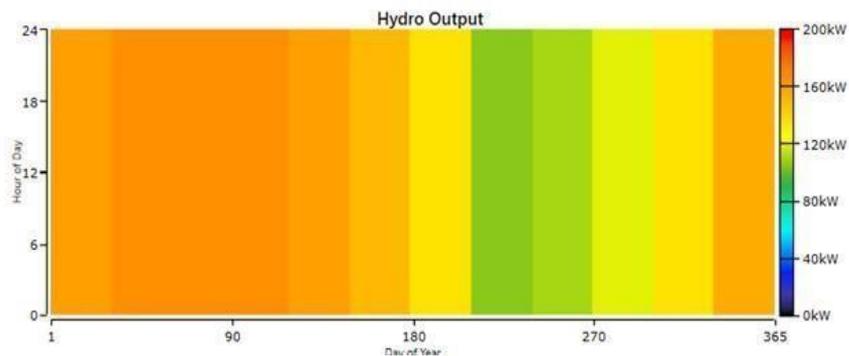


Figure 4.28 L'énergie produite par la turbine hydraulique

Dans la figure suivante présente la puissance de sortie hydraulique :

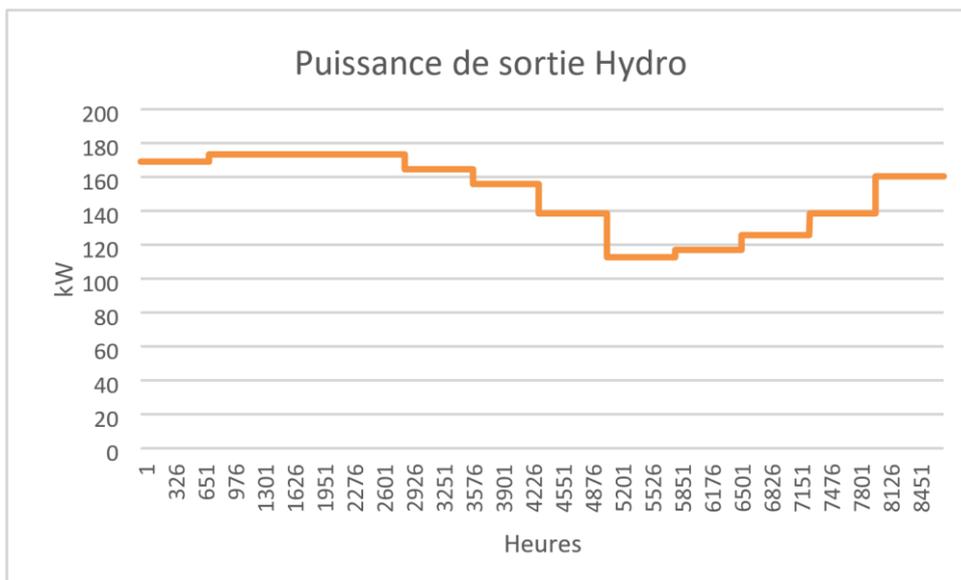


Figure 4.29 la puissance de sortie hydraulique

IV.5.8.4 L'état de charge des batteries :

D'après les résultats que nous avons obtenus dans les figures (4.30), (4.31) et (4.32) on peut remarquer que les batteries participent dans tous les instants de fonctionnement du

système non seulement pour les besoins en énergies mais aussi pour le lissage du signal. Ainsi nous avons remarqué que la consommation d'énergie à partir des batteries augmente durant la période d'été, la cause des perturbations météorologique et de l'augmentation de la consommation d'énergie électrique.

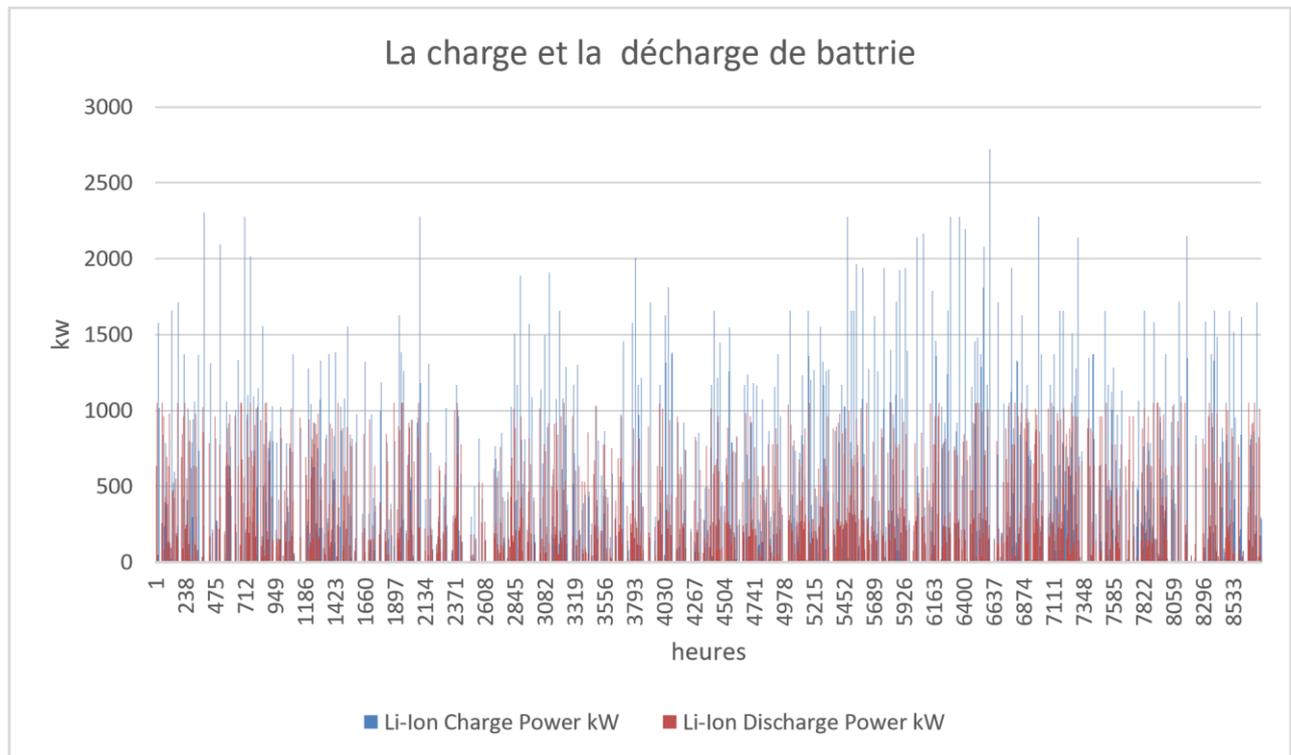


Figure 4.30 la charge et la décharge de la batterie pour une année

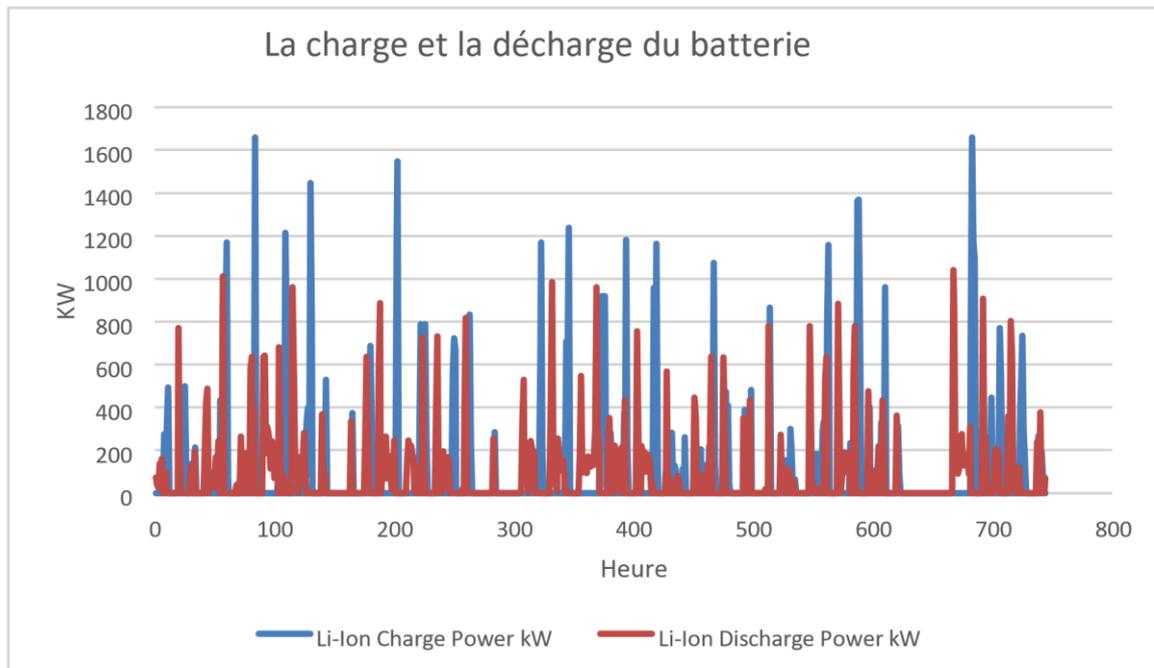


Figure 4.31 la charge et la décharge du batterie pour mois juillet

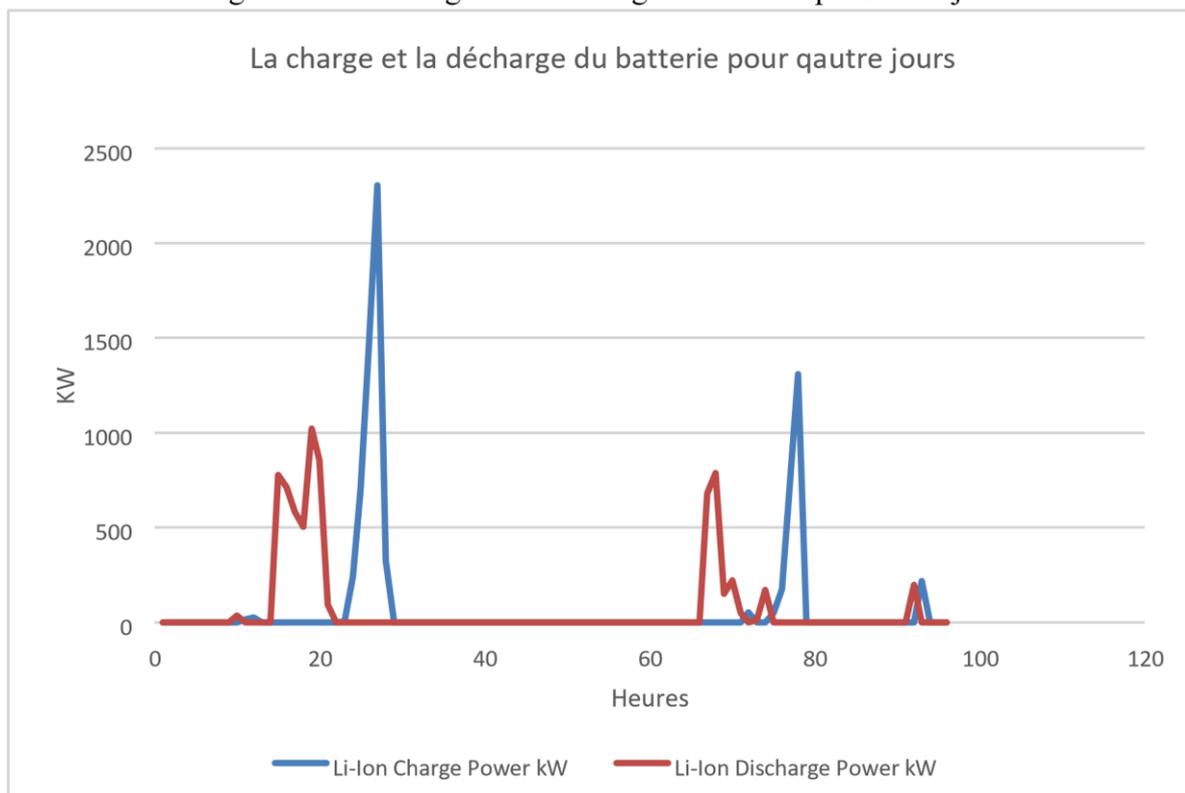


Figure 4.32 la charge et la décharge du batterie pour quatre jours

IV.5.8.5 Convertisseur :

Dans la figure (4.33) représente les puissances entré et sortie du convertisseur.

Simulation Results

System Architecture: Li-Ion (6 000 strings) HOMER Cycle Charging
 PV (5 000 kW) Converter (1 000 kW)
 XANT L-33 [330kW] (8,00) Generic Hydro 100kW (177 kW)

Scaled Average (500 L/s)	Total NPC:	38 988 620,00 €
Scaled Average (6 m/s)	Levelized COE:	0,3373 €
	Operating Cost:	757 146,00 €

Cost Summary Cash Flow Compare Economics Electrical Renewable Penetration Li-Ion PV XANT L-33 [330kW] Converter Generic Hydro 100kW Emissions

Quantity	Inverter	Rectifier	Units
Capacity	1 000	750	kW
Mean Output	249	29,6	kW
Minimum Output	0	0	kW
Maximum Output	1 000	750	kW
Capacity Factor	24,9	3,95	%

Quantity	Inverter	Rectifier	Units
Hours of Operation	6 356	553	hrs/yr
Energy Out	2 178 348	259 579	kWh/yr
Energy In	2 292 998	273 241	kWh/yr
Losses	114 650	13 662	kWh/yr

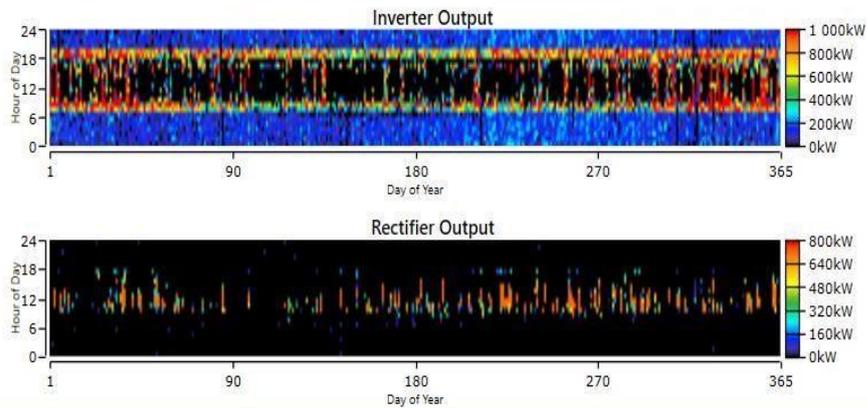


Figure 4.33 la puissance d'entrée et sortie de convertisseur

Dans les figures (4.33), (4.34) et (4.35) présentent la puissance entre et sortie du convertisseur, les courbes montrent aussi que les pertes du convertisseur sont très faible.

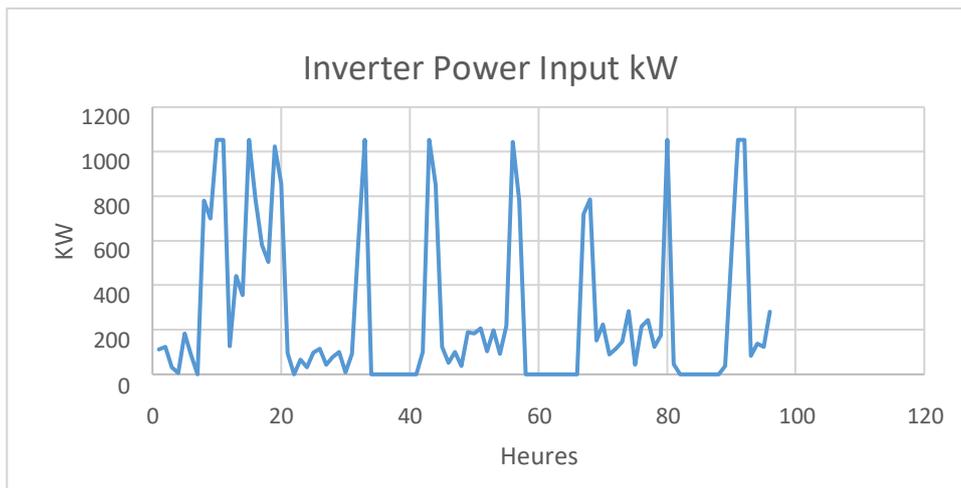


Figure 4.34 La Puissance entré du convertisseur pour quatre journées

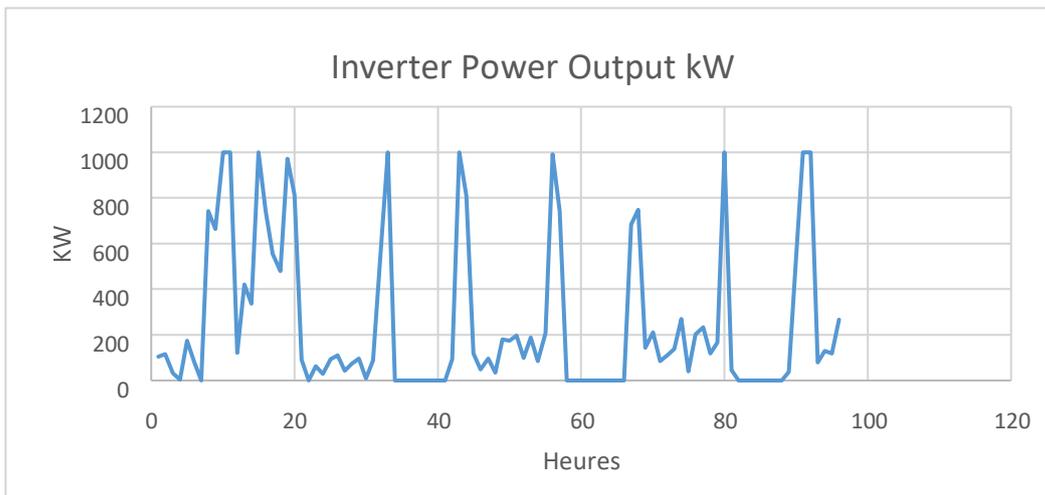


Figure 4.35 la puissance sortie du convertisseur pour quatre journées

IV .5.8.6 Production énergétique du système hybride optimal :

La figure (4.36) représente la production énergétique du système hybride



La figure (4.36) représente la production énergétique du système hybride

Dans la figure (4.36), on note que 8.24% de l'énergie annuelle produite par le système est une énergie hydraulique, tandis que 41.5% de cette énergie est une énergie éolienne. 50.3% sont produites par l'énergie photovoltaïque et L'excès énergétique n'est pas important. Il est de l'ordre de 42.6%. Et la charge électrique non satisfaite 4.54 et la fraction de l'énergie renouvelable arrive à 100% de l'énergie produite.

Tableau 4.5 : Le taux de production annuelle par chaque source

Production	KW/année	%
PV	8023	50,3
Eolien	6623509	41,5
Hydro	1314815	8,24
Total	15961918	100

Dans le tableau correspondant, on remarque la prédominance de la production d'électricité par les cellules photovoltaïques de 50,3%, et la production d'énergie éolienne, qui reflète le potentiel de la région malgré le taux d'éoliennes de 41,5%, mais c'est une source importante dans le système.

Tableau 4.6 : Energie annuelle alternative produite par le système.

Consommation	KWh /année	%
Charge principal AC	8940839	100
Charge principale DC	0	0
Total	8940839	100

IV.5.8.7 Les Indices économique :

On remarquera sur la figure suivante l'apparition de l'énergie produite à partir du système optimal, de sorte que les trois sources d'énergie renouvelables étudiées participent à la production d'électricité dans des proportions qui dépendent des gisements de l'emplacement choisi et de la technologie choisi.



Figure 4.37 Récapitulatif du coût

Le but du calcul économique est de trouver la configuration idéale parmi les solutions possibles qui fournit le type d'énergie requis au moindre coût. En outre, les systèmes d'énergie renouvelable sont souvent comparés aux systèmes conventionnels, bien que bon nombre de ces comparaisons ne tiennent pas compte de tous les avantages et coûts pour les économies nationales ou mondiales. Pour estimer le coût final, il est nécessaire d'intégrer tous les coûts de base, tels que les coûts d'installation, d'exploitation, de maintenance et de remplacement, ainsi que le coût de démantèlement du système, réduit à la quantité d'énergie produite (kilowattheures produites) sur la durée de vie de le système.

Dans de nombreux cas, cependant, la réalité diffère des projections, ce qui peut modifier considérablement les coûts réels. Parmi ces paramètres, nous constatons que le coût annualisé total (CNP) est le coût total encouru pour acheter et entretenir l'équipement pendant sa durée de vie utile en tenant compte de l'effet des augmentations de coût (actualisation). Les concepteurs d'études utilisent traditionnellement le coût de l'énergie (COE) pour montrer la viabilité économique des systèmes hybrides d'énergie renouvelable. Cette métrique est considérée comme le premier objectif du problème d'optimisation. La minimisation des coûts d'exploitation et de

maintenance d'O&M est également un indicateur très important pour la conception optimale des systèmes hybrides d'énergie renouvelable. Le tableau (4.7) résume les facteurs économiques de notre système obtenus par HOMER.

Tableau 4.7 : Les paramètres économique du système

Coût annualisé total (CNP)	38988620,00 euro
Coût de l'énergie (COE)	0.33 euro/ kWh
Coûts d'exploitation et de maintenance d'O&M	757146,00 euro

IV.6 Conclusion :

Dans ce chapitre, nous avons réalisé une simulation sur l'environnement HOMER pour analyser le fonctionnement du système hybride et ces composants. Les résultats techniques ont montrés le taux de participation de chaque sources qu'il été acceptable. La simulation a montré qu'il y a une grande complémentarité entre les sources pour assurer la production permanente suivant la demande de la charge.

Concernant les indices économiques nous avons que le coût annualisé total (CNP) et le coût de l'énergie (COE) explicitent clairement la viabilité économique des systèmes hybrides d'énergie renouvelable. Les coûts d'exploitation et de maintenance d'O&M sont très minimisés parce qu'il représente un indicateur très important pour la conception optimale des systèmes hybrides. Enfin on peut dire que la réalisation d'un tel système dans ce site est très importante pour la région industrielle d'ARZEW.

Conclusion générale

Dans le cadre de notre contribution au Programme National des Energies Renouvelables, nous avons réalisé un dimensionnement optimal d'un système multi-sources pour alimenter une partie de la zone industrielle d'Arzew. Le système hybride proposé se compose d'un champ photovoltaïque, d'un parc éolien, d'une petite centrale hydroélectrique et d'un banc de stockage de batteries. Cette hybridation permet de remédier aux interruptions des énergies renouvelables, qui ont longtemps été une contrainte à l'incapacité de ces énergies pour remplacer les énergies traditionnelles. La production de ce système réduit la charge sur le réseau et protège l'environnement des gaz indésirables.

En explorant les conséquences de cette initiative, nous avons abordé plusieurs axes en commençant par des généralités sur les systèmes à énergie renouvelable, la définition d'un système multi-sources, la stratégie de gestion, les méthodes de dimensionnement et les critères d'évaluation des systèmes hybrides. Ainsi, à travers ce parcours de connaissances, nous avons acquis des compétences qui nous ont aidés à bien orienter les objectifs de notre mémoire. La première étape a été consacrée au traitement des bases de données de vitesse du vent et de rayonnement solaire et à la recherche d'un site proche de la mer avec une élévation acceptable pour prédire l'emplacement du réservoir supérieur de la centrale hydroélectrique réversible de la région d'Arzew. Selon les résultats préliminaires du site, il a été constaté que la zone possède des gisements solaires et éoliens très importants, elle est donc montagneuse pour un bon emplacement du réservoir d'eau au-dessus du niveau de la mer. Alors pour comprendre le fonctionnement de chaque sous-système, nous avons entamé une modélisation de chaque composant du système hybride. Nous avons établi un organigramme de gestion de puissances du système et prédire un profil de charge électrique. Le calcul mathématique des paramètres d'évaluation économique et technique a été revu et détaillé. De même pour l'étape suivante nous avons confirmé et dimensionné les différentes sources du système hybride. Le dimensionnement de la ferme éolienne a été confirmé avec le logiciel Homer. Le champ photovoltaïque et la centrale hydroélectrique ont été dimensionnés par la méthode classique. Enfin pour analyser le fonctionnement du système conçu et déterminer la configuration faisable optimale, nous avons fait une simulation à l'aide du logiciel Homer. Cependant après simulation les résultats obtenus montrent que toutes les sources participent quotidiennement à la production d'énergies électriques suivant le potentiel de leur gisement. On note que 8.24% de l'énergie annuelle produite par le système est une énergie hydraulique, tandis que 41.5% de cette énergie est une énergie éolienne.

Conclusion générale

50.3% sont produites par l'énergie photovoltaïque et L'excès énergétique n'est pas important. Il est de l'ordre de 42.6%. Concernant les paramètres économique, le coût annuelle totale de cette configuration peut atteindre 39 million d'euro, un coût d'énergie produite 0,337 euro le kWh et un cout d'entretint et de maintenance de 757145euro. Ces indices économiques sont très encourageants pour la réalisation de ces projets afin de remplacer les sources d'énergie conventionnelles. Donc, les systèmes énergétiques hybrides intégrant l'éolien, le solaire et l'hydraulique constituent un avenir radieux pour la technologie énergétique à court terme de la communauté algérienne avenir. Aujourd'hui, tout pays qui peut encore mobiliser des ressources se préoccupe de faire évoluer son cadre énergétique, car tout développement est étroitement lié à l'indépendance énergétique. Cela signifie que le défi de l'autosuffisance énergétique est un enjeu majeur, en particulier pour les zones rurales dont les moyens de subsistance dépendent largement de l'agriculture et de l'élevage. Enfin, cette étude ne prétend pas avoir répondu à toutes les questions d'hybridation des systèmes a énergie renouvelable Nous espérons qu'à travers ce travail modeste à encourager les décideurs politiques à investir dans l'amélioration de l'efficacité énergétique et à conduire notre pays vers une économie basée sur les énergies renouvelables.

Bibliographie

- [1] <https://www.google.com/url?esrc=s&q=&rct=j&sa=U&url=https://www.asjp.cerist.dz/en/downArticle/649/5/2/211260&ved=2ahUKEwixqoSs0O3AhXXuKQKHQgPBnAQFnoECAQQAg&usg=AOvVaw2djYYA2PQgkT-X1Gm7-06F>
- [2] Mokhtari Romaissa, Tabti Zinbe Batoul ' (Intitulé du sujet Evaluation du dimensionnement de la central PV de Sidi Bel Abbés) université Mostaganem a 2022
- [3] Mokhtari Romaissa, Tabti Zinbe Batoul ' (Intitulé du sujet Evaluation du dimensionnement de la central pv de Sidi Bel Abbés) université Mostaganem a 2022
- [4] Mokhtari Romaissa, Tabti Zinbe Batoul ' (Intitulé du sujet Evaluation du dimensionnement de la central pv de Sidi Bel Abbés) université Mostaganem a 2022
- [5] Direction centrale de sonelgaz
- [6] Mr **BEN KHELIFA** Mohammed ' (Etude et Conception des montages d'une forme éolienne dans un milieu saharien (centrale KABERTENE –ADRAR) soutenu le 06 / 06/ 2015
- [7] Mr **BEN KHELIFA** Mohammed ' (Etude et Conception des montages d'une forme éolienne dans un milieu saharien (centrale KABERTENE –ADRAR) soutenu le 06 / 06/ 2015
- [8] Mr **BEN KHELIFA** Mohammed ' (Etude et Conception des montages d'une forme éolienne dans un milieu saharien (centrale KABERTENE –ADRAR) soutenu le 06 / 06/ 2015
- [9] *Bouhenni Imane Mehdi Fadhila* '(Dimensionnement d'un système d'une centrale solaireHydroélectrique pour alimenter le rectorat de l'université de Mostaganem site Kharouba) Soutenu le 2019
- [10]GUEZGOUZ Mohammed ' (Perfectionnement et expertise des systèmes énergétiques complexes incorporant des sources renouvelables : Application au système hybride éolien-PV avec batteries sur un site national.)de l'université de Mostaganem le 2020
- [11] Dr Boutlilis Fatima Polycopie de cours('Applications et dimensionnement des systèmes à énergies renouvelables) de l'université de Mostaganem Le 2021
- [12] GUEZGOUZ Mohammed ' (Perfectionnement et expertise des systèmes énergétiques complexes incorporant des sources renouvelables : Application au système hybride éolien-PV avec batteries sur un site national.) de l'université de Mostaganem le 2020
- [13] GUEZGOUZ Mohammed ' (Perfectionnement et expertise des systèmes énergétiques complexes incorporant des sources renouvelables : Application au système hybride éolien-PV avec batteries sur un site national.) de l'université de Mostaganem le 2020
- [14] GUEZGOUZ Mohammed ' (Perfectionnement et expertise des systèmes énergétiques complexes incorporant des sources renouvelables : Application au système hybride éolien-PV avec batteries sur un site national.) de l'université de Mostaganem le 2020

- [15] GUEZGOUZ Mohammed ' (Perfectionnement et expertise des systèmes énergétiques complexes incorporant des sources renouvelables : Application au système hybride éolien-PV avec batteries sur un site national.) de l'université de Mostaganem le 2020
- [16] GUEZGOUZ Mohammed ' (Perfectionnement et expertise des systèmes énergétiques complexes incorporant des sources renouvelables : Application au système hybride éolien-PV avec batteries sur un site national.) de l'université de Mostaganem le 2020
- [17] GUEZGOUZ Mohammed ' (Perfectionnement et expertise des systèmes énergétiques complexes incorporant des sources renouvelables : Application au système hybride éolien-PV avec batteries sur un site national.) de l'université de Mostaganem le 2020
- [18] MARIH Salah ('THESE : optimisation d'un parc éolien en vue de son intégration au réseau Electrique Algérien ') de l'université de Mostaganem le 2020
- [19] Mokhtari Romaissa, Tabti Zinbe Batoul ' (Intitulé du sujet Evaluation du dimensionnement de la central PV de Sidi Bel Abbés) université Mostaganem a 2022
- [20] Mokhtari Romaissa, Tabti Zinbe Batoul ' (Intitulé du sujet Evaluation du dimensionnement de la central PV de Sidi Bel Abbés) université Mostaganem a 2022

Annexe 01 :

I.B Spécifications techniques des onduleurs :

Puissance DC max. (pour $\cos \varphi = 1$) : 898 kW Tension d'entrée min : 500 V.

Tension d'entrée max : 1000 V.

UMPP min pour $IMPP < IDC$ max : 530 V.

Plage de tension MPP (à 25 °C / à 50 °C avec 50Hz) : 641 – 850 V. Plage de tension MPP (à 25 °C / à 50 °C avec 60 Hz) : 641 – 850 V. Tension d'entrée assignée : 641 V 681 V.

Courant d'entrée max : 1 400 A.

Nombre d'entrées MPP indépendantes : 1. Nombre d'entrées DC : 9 / 32 (Sortie (AC). Puissance assignée (à 25 °C) / Puissance nominale AC (à 50 °C) : 880 kVA / 800 kVA.

Tension nominale AC / Plage de tension nominale AC : 360 V / 324 – 414 V.

Fréquence du réseau AC / Plage : 50 Hz, 60 Hz / 47 ... 63 Hz. Fréquence / tension de réseau assignée :

50 Hz / 360 V.

Courant de sortie max. / Taux de distorsion harmonique max : 1411 A / 0,03.

Facteur de puissance à la puissance assignée / Facteur de déphasage réglable : 1 / 0,9 inductif.

Phases d'injection / Phases de raccordement : 3 / 3.

Rendement :

Rendement max. / Rendement européen / Rendement CEC : 98,6 % / 98,4 % / 98,5 %.

Dispositifs de protection :

Dispositif de déconnexion côté DC : Interrupteur-sectionneur motorisé / Disjoncteur (Optiprotect)

Dispositif de déconnexion côté AC : Disjoncteur AC. Protection contre les surtensions DC :

Parafoudre de type I.

Protection contre la foudre (selon CEI 62305-1) : Classe de protection contre la foudre III

Dimensions (L / H / P) : 2562 / 2272 / 956 mm Poids en kg : 1900 kg / 4200 lb.

Plage de température de fonctionnement : -25 ... 62 °C / -13 ... 144 °F. Émissions sonores⁴ : 61 db

Tension d'alimentation auxiliaire externe : 230 / 400 V (3 / N / PE) Indice de protection électronique / Zone de raccordement : IP54 / IP43.

Annexe 02:**Facteur de correction K1**

lettre de sélection	cas d'installation	K1
B	● câbles dans des produits encastrés directement dans des matériaux thermiquement isolants	0,70
	● conduits encastrés dans des matériaux thermiquement isolants	0,77
	● câbles multiconducteurs	0,90
	● vides de construction et caniveaux	0,95
C	● pose sous plafond	0,95
B, C, E, F	● autres cas	1

Facteur de correction K2

lettre de sélection	disposition des câbles jointifs	facteur de correction K2											
		nombre de circuits ou de câbles multiconducteurs											
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	12	16	20
B, C, F	encastrés ou noyés dans les parois	1,00	0,80	0,70	0,65	0,60	0,55	0,55	0,50	0,50	0,45	0,40	0,40
C	simple couche sur les murs ou les planchers ou tablettes non perforées	1,00	0,85	0,79	0,75	0,73	0,72	0,72	0,71	0,70	Pas de facteur de réduction supplémentaire pour plus de 9 câbles.		
	simple couche au plafond	1,00	0,85	0,76	0,72	0,69	0,67	0,66	0,65	0,64			
E, F	simple couche sur des tablettes horizontales perforées ou sur tablettes verticales	1,00	0,88	0,82	0,77	0,75	0,73	0,73	0,72	0,72			
	simple couche sur des échelles à câbles, corbeaux, etc.	1,00	0,88	0,82	0,80	0,80	0,79	0,79	0,78	0,78			

Lorsque les câbles sont disposés en plusieurs couches, appliquer en plus un facteur de correction de :

- 0,80 pour deux couches
- 0,73 pour trois couches
- 0,70 pour quatre ou cinq couches.

Facteur de correction K3

températures ambiantes (°C)	isolation		
	élastomère (caoutchouc)	polychlorure de vinyle (PVC)	polyéthylène réticulé (PR) butyle, éthylène, propylène (EPR)
10	1,29	1,22	1,15
15	1,22	1,17	1,12
20	1,15	1,12	1,08
25	1,07	1,06	1,04
30	1,00	1,00	1,00
35	0,93	0,94	0,96
40	0,82	0,87	0,91
45	0,71	0,79	0,87
50	0,58	0,71	0,82
55	-	0,61	0,76
60	-	0,50	0,71