



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

Gorine Dehiba

Guiassa Zohra

Intitulé du sujet

Etude d'un projet d'un système autonome hybride photovoltaïque éolien et biomasse pour application agricoles

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

Président :	Pr. Chaouch Abdellah	MCA	Université de Mostaganem
Examineur :	Pr. Missoum Ibrahim	MCB	Université de Mostaganem
Encadreur :	Pr. Bekkouche Benaïssa	Pr	Université de Mostaganem
Co-encadreur	Pr. Boutlils Fatima	MCA	Université de Mostaganem

Année Universitaire 2022/2023

Remerciements

Nous remercions tout d'abord le grand Dieu pour l'achèvement de ce mémoire.

*Nous remercions Monsieur **Bekrouche Benaissa** notre encadreur, pour ses conseils et suggestions avisés qui nous aidés à mener à bien ce travail, et d'avoir rapporté à ce mémoire ces remarques et conseils.*

*Nous exprimons nos gratitudes à Monsieur le président de jury **Chaouche Abdellah** d'avoir accepté d'examiner ce mémoire.*

*Nous remercions Monsieur le Examineur **Missoum Ibrahim** d'avoir accepté de prendre part à ce jury ainsi que pour l'intérêt qu'ils l'ont portés à ce travail.*

*Nous souhaitons également remercier, l'ensemble des enseignant de département de génie électrique de Mostaganem et particulièrement Madame **Boutlils Fatima**.*

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

Je dédie ce modeste travail :

A ma chère maman L'émeraude de ma vie, la femme qui m'a supporter dans mes hauts et mes bas, la femme qui m'a éduqué, encourager et qui a été toujours là pour me remonter le moral, la femme qui a traverser avec moi le malheur et le bonheur.

A mon cher père que Dieu lui fasse miséricorde et lui accorde le paradis

*Mes chères soeurs **Amel** et **Nadia** et **Meriam** et à mes chers frères **Charef** et **Miloud** à toute la famille **Gorine** et la famille **El meriouf**.*

A tous mes amis et le corps de département A tout qui de loin ou de prés nous ont aidés.

Dehiba

Dédicace

À tous ceux qui ont contribué à ma présence ici aujourd'hui avec vous et parmi vous, le premier entre eux est mon bien le plus cher

À mes chers parents Zakia et Omar, qui ont été le bouclier et le premier et principal soutien de ma vie. Ceux qui m'ont donné beaucoup de sommeil et de fatigue sans m'ennuyer ni même me plaindre

À Mes frères et proches, Dalila paresseuse, Nour la tendre, Mohammed le garçon de fer et Abd al-Hadi gâté et aimé, pour avoir été mon soutien dans de nombreuses situations

À Mon grand-père et ma grand-mère, que Dieu ait pitié d'eux

À A mon cher époux, S. Bachir, qui m'encourageait à progresser et était Plein de confiance que j'atteindrais

Zohra.....

Résumé

Ce mémoire présente une introduction aux énergies renouvelables utilisées dans les applications agricoles, notamment l'utilisation de l'éolien et des panneaux photovoltaïques et de biogaz, la problématique liée à la gestion d'énergie d'un système autonome hybride à énergies renouvelables est également abordée, ainsi que la stratégie de gestion d'énergie sont présentés. Le système autonome hybride à énergies renouvelables étudié dans le cadre de ce projet est constitué d'un sous-système photovoltaïque (panneaux photovoltaïques et convertisseur de puissance), d'un sous-système éolien (turbine éolienne entraînant une génératrice synchrone triphasée à aimants permanents et un redresseur), d'un générateur de biogaz et ces processus, d'un sous-système de stockage d'énergie à court terme (accumulateurs électrochimiques), d'un système de pompage d'eau (groupe motopompe et réservoir) et des charges électriques (réfrigérateur, climatiseur, lampes). Chaque composant de ce système hybride a été étudié, modélisé et simulé dans l'environnement Homer pro. Le dimensionnement du système de pompage d'eau et du banc de batteries est une partie intégrante de ce mémoire. Après avoir modélisé et dimensionné le système hybride, stratégie de gestion d'énergie ont été proposée et étudiée afin d'évaluer les performances de l'ensemble du système autonome photovoltaïque éolien biogaz.

Substrat

This thesis presents an introduction to renewable energies used in agricultural applications, in particular the use of wind power and photovoltaic panels and biogas, the problem related to the energy management of a hybrid autonomous system with renewable energies is also addressed, as well as the energy management strategy are presented. The autonomous hybrid renewable energy system studied within the framework of this project consists of a photovoltaic subsystem (photovoltaic panels and power converter), a wind subsystem (wind turbine driving a three-phase synchronous generator with permanent magnets and a rectifier), a biogas generator and these processes, a short-term energy storage subsystem (electrochemical accumulators), a water pumping system (pump unit and tank) and electrical loads (refrigerator, air conditioner, lamps). Each component of this hybrid system has been studied, modeled and simulated in the Homer pro environment. The sizing of the water pumping system and the battery bank is an integral part of this thesis. After modeling and sizing the hybrid system, energy management strategies were proposed and studied in order to assess the performance of the entire autonomous photovoltaic wind biogas system.

ملخص

تقدم هذه الأطروحة مقدمة عن الطاقات المتجددة المستخدمة في التطبيقات الزراعية ، ولا سيما استخدام طاقة الرياح والألواح الكهروضوئية والغاز الحيوي ، كما يتم تناول المشكلة المتعلقة بإدارة الطاقة في نظام مستقل هجين مع الطاقات المتجددة ، وكذلك الطاقة يتم عرض استراتيجيات الإدارة. يتكون نظام الطاقة المتجددة الهجين المستقل الذي تمت دراسته في إطار هذا المشروع من نظام فرعي ضوئي (الألواح الكهروضوئية ومحول الطاقة) ، ونظام فرعي للرياح (توربينات الرياح التي تقود مولدًا متزامنًا ثلاثي الأطوار مع مغناطيس دائم ومقوم) ، ومولد للغاز الحيوي وهذه العمليات عبارة عن نظام فرعي لتخزين الطاقة قصير المدى (مراكم كهروكيميائية) ونظام ضخ مياه (وحدة ضخ وخزان) وأحمال كهربائية (ثلاجة ومكيف هواء ومصباح). تمت دراسة ونمذجة ومحاكاة كل مكون من مكونات هذا النظام الهجين في بيئة هومر برو.

يعد تحديد حجم نظام ضخ المياه وبنك البطارية جزءًا لا يتجزأ من هذه الأطروحة. بعد نمذجة النظام الهجين وحجمه ، تم اقتراح استراتيجيات إدارة الطاقة ودراساتها من أجل تقييم أداء نظام الغاز الحيوي للرياح الكهروضوئية المستقل بأكمله

Sommaire :

Liste de figures	
Liste des tableaux	
Introduction générale	1
Chapitre I Généralités sur les énergies renouvelables en Algérie	
I.1. Introduction sur les énergies renouvelables en Algérie	3
I.2. Aperçu sur les sources énergie renouvelable les plus utilisées	5
I.2.1. Générateur photovoltaïque	5
I.2.1.1. Chaîne de conversion électrique	5
I.2.1.2. Avantages et inconvénients de la technologie photovoltaïque	6
I. 2.2. Générateur d'énergie éolienne	7
I.2.2.1. Avantages et désavantages de l'énergie éolienne	9
I.2.3. Générateur d'énergie biomasse	10
I.2.3.1. La biomasse par combustion	10
I.2.3.2. La biomasse par méthanisation	10
I.2.3.3. Méthanisation	10
I.2.3.4. Notion théorique sur l'énergie de biogaz	11
I.2.3.5. Les facteurs influençant la digestion anaérobie	12
I.2.3.6. Fonctionnement de la méthanisation	13
I.2.3.7. Avantages et inconvénients du biogaz	14
I.3. Le système multi sources à énergies renouvelables	15
I.3.1. Introduction	15
I.3.2. Définition d'un système hybride d'énergie	17
I.3.3 Importance de l'hybridation	18
I.3.4 Aperçus sur le développement des systèmes hybrides à énergies renouvelables	18
I.3.5. Structures du système hybride	19
I.3.5.1. La configuration en série	19
I.3.5.2. La configuration commutée	20

I.3.5.3. La configuration en parallèle	20
I.3.6. Gestion d'énergie d'un système hybride	22
I.4. Le site choisi	22
I.5. Objectifs et Méthodologie du mémoire	23
I.6. Conclusion	24
Chapitre II Modélisation et dimensionnement des composants du système autonome hybride	
II.1. Introduction	25
II.2. Modélisation du système de pompage	25
II.2.1. Dimensionnement du système de pompage	26
II.2.2 Analyse des besoins et des conditions d'exploitation	27
II.2.3 Estimation des besoins en eau et dimensionnement de la pompe	27
II.2.4. Dimensionnement du réservoir de stockage d'eau	31
II.2.4.1. Dimensionnement du réservoir	31
II.3. Modélisation du panneau photovoltaïque	32
II.3.1. Modèles de comportement du champ photovoltaïque	32
II.3.2. Choix des onduleurs	33
II.4. Dimensionnement du générateur PV	33
II.4.1. Les coordonnées géographiques et astronomiques du site	34
II.4.2. Orientation et inclinaison des modules	34
II.4.2.1. Définition des modules photovoltaïque	34
II.4.2.2. Les irradiances du site	34
II.4.3. Adaptation de l'onduleur	35
II.5. Modélisation du générateur éolien	40
II.5.1. Modèle basé sur la loi cubique	41

II.5.2. Modèle basé sur les paramètres de Weibull	42
II.6. Dimensionnement du système éolien	43
II.6.1. Détermination du potentiel de site par le logiciel WindPro	43
II.6.2. Analyse de la vitesse moyenne du vent	43
II.6.3. Détermination des directions dominantes du vent et la distribution du weibull	44
II.6.3.1. Détermination des fréquences de la vitesse du vent et sa stabilité	44
II.6.3.2. Détermination des directions dominantes du vent	44
II.6.4. Cartographie	45
II.6.5. Choix des éoliennes	46
II.7. Le générateur du biogaz	46
II.7.1. Modélisation et dimensionnement d'une installation de biogaz	46
II.7.2. Modélisation du système biomasse	49
II.8. Modélisation du système de stockage	52
II.8.1. Modèle du système de stockage électrique	52
II.8.2. Dimensionnement du banc de batteries	53
II.9. Conclusion	54
Chapitre III La stratégie de gestion du système autonome hybride photovoltaïque-éolien- biogaz-batterie	
III.1. Introduction	55
III.2. Le contrôle du programme	55
III.2.1. Contrôle centralisé	56
III.2.2. Contrôle distribué	56
III.2.3. Contrôle hybride centralisé et distribué	57
III.3. Algorithme de la Stratégies de gestion d'un système hybride d'énergie	58
III.3.1. Gestion du stockage	59
III.3.2. Gestion des charges	59
III.4. Stratégies de gestion du système autonome hybride proposé	60

III.4.1. Stratégie de gestion	61
III.5. Conclusion	66
Chapitre IV	
La simulation du système autonome hybride	
IV.1. Introduction	67
IV.2. Présentation du logiciel HOMER	67
IV.3. Les étapes de fonctionnement du logiciel	68
IV.4. Détermination du site géographique	68
IV.4.1. L'évolution de la température du site	69
IV.4.2. Le profil de radiation et l'indice sur année	72
IV.4.3. La direction et le profil de la vitesse du vent d'une année	74
IV.5. Construction de système hybride de génération d'énergie	78
IV.6. Simulation et interprétation	79
IV.6.1. La configuration faisable et optimale	79
IV.6.2. Le générateur photovoltaïque	84
IV.6.3. Le générateur éolien	85
IV.6.4. Le générateur biogaz	86
IV.6.5. Le banc de batterie	88
IV.6.6. Convertisseur	90
IV.6.7. Le gain en émissions de gaz polluants	92
IV.6.8. Les indices économiques	92
IV.7. Conclusion :	92
Conclusion générale	94
Références bibliographiques	
Annexe	

Liste de figures

N	Figure	Pages
1	Figure I.1 : Cellules, module et panneau photovoltaïques	5
2	Figure I.2 : Installation photovoltaïque autonome	6
3	Figure I.3 : Installation photovoltaïque couplée au réseau	6
4	Figure 1.4 : Éolienne moderne à axe horizontal.	7
5	Figure I.5 : La courbe de puissance d'une éolienne en fonction de la vitesse du vent	8
6	Figure I.6: Equation chimique de méthanisation	11
7	Figure I.7. Schéma des pièces et paramètres du générateur	12
8	Figure I.8: Schéma de réaction de Biogaz	13
9	Figure I.9: Prototype du système hybride proposé	17
10	Figure I.10: La configuration série d'un système hybride éolien-photovoltaïque avec stockage et un générateur diesel.	19
11	Figure I.11 : La configuration commutée du système hybride.	20
12	Figure I.12: La configuration d'un système hybride AC	21
13	Figure I.13: La configuration parallèle d'un système hybride.	21
14	Figure I.14: le site choisi pour ce projet	23
15	Figure II.1: Réservoir de stockage d'eau	32
16	Figure II.2 : Le profil de consommation électrique de la ferme agricole d'une année.	32
17	Figure II.3: Câbles de section 4 mm ² reliant deux chaînes solaire.	39
18	Figure II.4: Câble DC Principal d'une section de 150mm ² .	39
19	Figure II.5: Référence de Câble de transmission DC central box vers l'onduleur.	40
20	Figure II.6: Câble de transmission DC central box vers l'onduleur.	40
21	Figure II.7: puissance caractéristique	41
22	Figure II.8 : Comparaison de la courbe de puissance obtenue à partir du modèle de la loi cubique avec la courbe de puissance réelle d'une éolienne	42

Liste de figures

23	Figure II.9 : Comparaison de la courbe de puissance obtenue à partir du modèle de paramètre de Wei bull avec courbe de puissance réelle d'une éolienne	42
24	Figure II.10 : L'évolution de la vitesse moyenne du vent mensuel	43
25	Figure II.11: Histogramme de Wei bull annuel	44
26	Figure II.12: La rose de direction du vent annuel	45
27	Figure II.13: L'atlas de la vitesse moyenne du vent de la région DHAYA	46
28	Figure II.14 : Utilisation d'une installation du biogaz pour générer l'électricité	46
39	Figure II.15: Installation expérimentale d'épuration chimique du biogaz	48
30	Figure II.16 : Diagramme du système de production d'électricité au biogaz	49
31	Figure II.17 : Système à biogaz	50
32	Figure II.18 : Digesteur à dôme fixe	50
33	Figure II.19 : Composants principale de système biogaz	50
34	Figure II.20 : câblage de batterie	54
35	Figure III.1 : Stratégie de gestion d'énergie centralisée.	56
36	Figure III.2 : Stratégie de gestion d'énergie distribuée.	57
37	Figure III.3 : Stratégie de gestion d'énergie hybride centralisée et distribuée.	58
38	Figure III.4 : Diagramme de priorités des charges	60
39	Figure III.5 : Organigramme de la stratégie de gestion # 1	65
40	Figure IV.1 : position géographique du site	69
41	Figure IV.2 : l'évolution de la température du site Dhaya	70
42	Figure IV.3 : profile de charge du système par heure du mois de juillet	70
43	Figure IV.4 : profile de charge du système par heure instantanée	71
44	Figure IV.5 : la variation de la valeur moyenne de charge par mois	71
45	Figure IV.6: Le profil de charge journalière suivant les saisons	72

Liste de figures

46	Figure IV.7 : Le profil de radiation et l'indice sur année	73
47	Figure IV.8 : Les variations des irradiations globales annuelles	73
48	Figure IV.9 : Les variations instantanées des irradiations globales	74
49	Figure IV.10 : La rose des vents de la région de dhaya	74
50	Figure IV. 11 : Le profil de la vitesse moyenne mensuelle du vent d'une année	75
51	Figure IV. 12 : La variation de la vitesse du vent de mois de juillet	75
52	Figure IV. 13 : La variation instantanée de la vitesse du vent	76
53	Figure IV. 14 : La variation d'irradiation globale (en bleu) et de la vitesse du vent	76
54	Figure IV. 15 : La courbe de puissance de l'éolienne choisie	77
55	Figure IV.16 : La variation de la vitesse en fonction de la hauteur	77
56	Figure IV.17 : Architecture d'un système hybride	78
57	Figure IV.18 : La configuration optimale donnée par Homer	79
58	Figure IV.19 : Puissance moyenne mensuelle produite par chaque source	80
59	Figure IV.20 : La variation de puissance journalière de chaque source avec la charge	82
60	Figure IV.21 : La variation de puissance de trois de chaque source avec la charge	83
61	Figure IV.22 : La variation de puissance instantanée de trois de chaque source avec la charge	83
62	Figure IV.23 : Un zoom de deux mois de la variation de puissance annuelle	83
63	Figure IV.24 : Un zoom instantané de deux mois de la variation de puissance annuelle	84
64	Figure IV.25 : DMAP de production horaire par le GPv	85
65	Figure IV.26 : DMAP de production horaire par l'éolien	86
66	Figure IV.27 : DMAP de production horaire par le générateur biogaz	87
67	Figure IV.28 : DMAP de production moyenne mensuelle du générateur biogaz	87
68	Figure IV.29 : DMAP de production moyenne mensuelle des batteries	88
69	Figure IV.30: la courbe de la charge et décharge des batteries	89
70	Figure IV.31 : la courbe instantanée de la charge et décharge des batteries	89
71	Figure IV.32 : la courbe de la puissance d'entrée et de sortie du convertisseur	90
72	Figure IV.33 : la courbe instantanée de la puissance d'entrée et de sortie du convertisseur	91

Liste de figures

73	Figure IV.34 : les courbes des puissances de sortie du système hybride conçu	91
74	Figure IV.35 : Les émissions de carbone	92
75	Figure IV.36 : Récapitulatif des coûts	94

Liste des tableaux

N	Tableaux	Page
1	Tableau I.1 : Planification de projets d'énergies renouvelables pour la production d'énergie électrique en Algérie	3
2	Tableau I.2 : Composants typiques du biogaz	14
3	Tableau I.3: Les coordonnées de Dhaya	23
4	Tableau II.1: Besoins en eau par hectare en fonction des cultures de la zone hauts plateaux	28
4	Tableau II.2: Détermination des besoins en eau journaliers de l'installation de pompage	29
6	Tableau II.3: Détermination de la hauteur manométrique totale (HMT)	29
7	Tableau II.4: Efficacité, avantages et inconvénients du type d'irrigation	30
8	Tableau II.5: Coordonnées géographique et astronomique et UTM de la zone du projet	34
9	Tableau II.6: L'irradiation globale mensuelle et le nombre d'heures équivalents de site	35
10	Tableaux II.7: les conceptions de générateur photovoltaïque	37
11	Tableaux II.8: variation des paramètres d'échelle et de forme	44
12	Tableau II.9 : Le potentiel de biogaz et le potentiel électrique	51
13	Tableau IV.1 des valeurs moyenne des irradiations globales horizontales et la vitesse du vent	77
14	Tableau IV.2 : Le taux de production annuelle par chaque source.	81
15	Tableau IV.3 : Energie annuelle alternative produite par le système.	81
16	Tableau IV.4 : Critères techniques de fiabilité du système par ans	81
17	Tableau IV.5 : Le taux de pénétration des énergies renouvelables	82
18	Tableau IV.6 : les paramètres de fonctionnement du GPv	85
19	Tableau IV.7 : les paramètres de fonctionnement de la ferme éolienne	86
20	Tableau IV.8 : Les paramètres de fonctionnement du générateur biogaz	88

Introduction générale

La production de l'énergie électrique est devenue un défi de grande importance pour l'avenir des peuples et l'énergie présente un facteur essentiel pour le développement économique de tous les pays du monde. Son importance s'accroît de manière exponentielle avec les progrès techniques, l'industrialisation et surtout le besoin du confort moderne car le taux de la demande surpasse celui de la production, alors l'augmentation cette dernière serait synonyme d'amélioration de la qualité de vie et de création de richesse. Actuellement en Algérie, la production d'électricité dépend presque entièrement des énergies des hydrocarbures. Afin de lutter contre le réchauffement climatique causé en grande partie par l'utilisation des énergies fossiles, l'Etat algérien a décidé d'investir massivement dans les énergies renouvelables. A cet effet, l'Algérie relève depuis longtemps le défi de concevoir et de construire des centrales d'énergie renouvelable connectées au réseau central capables de concurrencer les technologies traditionnelles, afin de respecter l'environnement ainsi que de fournir à la population une énergie électrique fiable et propre. Actuellement, les énergies renouvelables sont utilisées dans tous les domaines pour développer l'économie nationale, par exemple, les stations des relais de communication, les pompages d'eaux isolés, l'éclairage public et les sources d'alimentations pour résidences. Dans ce contexte ce travail de mémoire de fin d'étude de master vise principalement à apporter une contribution à la conception et à la gestion d'énergie des systèmes hybrides à énergies renouvelables(SHER) pour développer des applications agricoles dans les milieux désertiques d'une part. D'autre part pour améliorer, le mode de vie des agriculteurs tel-que leurs accès aux soins médicaux, à l'éducation, aux communications et au développement des économies locales. Pour augmenter la durée quotidienne de production de l'électricité propre et diminuer les intermittences des énergies renouvelables donc assuré une continuité de l'alimentation des agriculteurs en énergies électrique, le système hybride à énergies renouvelables proposé dans le cadre de ce projet sera constitué des composants suivants :

- Un sous-système photovoltaïque (panneaux et convertisseur de puissance) ;
- Un sous-système éolien (turbine éolienne entraînant une génératrice synchrone ;
- Un sous-système de générateurs de biogaz ;
- Un sous-système de stockage d'énergie (accumulateurs électrochimiques) ;

Ce système sera destiné d'une part pour alimenter un système de pompage d'eau pour l'irrigation plusieurs hectares dans le cadre du projet algérien de la remise en valeur des terres agricoles au sud. D'autre part, pour améliorer le système de vie des agricole et leur fournir une énergie fiable pour alimenter des charges électriques concernant les demeures des agriculteurs (prises, réfrigérateur, climatiseur, lampes et éclairage externe.....) avec des ateliers de maintenance de matériel agricoles.

Notre étude de conception du système multi-source isolé pour atteindre les objectifs précités sera divisée en quatre axes

- ✓ .Le premier axe de ce travail sera consacré à des généralités sur les énergies renouvelables utilisées dans les applications agricoles, notamment l'utilisation de l'éolien, des panneaux photovoltaïques et des générateurs biogaz, ainsi que l'état de l'art sur la gestion optimale des flux d'énergie dans les systèmes hybrides à énergies renouvelables ainsi que différentes stratégies de gestion d'énergie seront présentés.
- ✓ Le deuxième axe portera sur le dimensionnement du système de pompage afin de trouver un modèle de la charge. La modélisation et le dimensionnement de l'ensemble du sous-système du système hybride, et du dimensionnement du banc de batteries seront analysés.
- ✓ Le troisième axe présentera une étude de la stratégie de gestion du système hybride (PV, Pw, Biogaz, batteries) pour applications agricoles. Un organigramme de gestion sera établis et vérifier.
- ✓ Le quatrième axe sera consacré à la confirmation de la faisabilité et le fonctionnement du SHER conçu en utilisant le logiciel HOMER pro. L'analyse et l'interprétation des résultats seront transcrites.
- ✓ Le travail du projet sera achevé par une conclusion générale et des recommandations sont énoncées générale

CHAPITRE I

Généralités sur les énergies renouvelables en Algérie

I.1. Introduction sur les énergies renouvelables en Algérie

Le développement des énergies renouvelables et leur prédominance sur le système de production d'électricité est devenu un fait qui touche tout le monde en raison des dérèglements 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 de ces risques, les personnes les plus pauvres de la planète vivent dans des endroits isolés et ne bénéficient pas des réseaux de distribution d'électricité. Leur besoin en électricité est modeste, mais il est important en termes d'usages : accès aux soins médicaux, à l'éducation, aux communications et au développement des économies locales. Cependant, chaque pays essaie de trouver un modèle spécifique, efficace, durable, moins coûteux et performant. Une des meilleures idées pour améliorer la pénétration des énergies renouvelables dans le système de production d'électricité propre avec l'utilisation de la combinaison des sources d'énergies renouvelables sous forme de système hybride (SHER). Alors cela permet aux pays en voie de développement d'assurer un minimum de sécurité alimentaire en satisfaisant les besoins en énergie gratuite des applications agricoles notamment l'irrigation des terres.

L'Algérie joue un rôle primordial dans les marchés mondiaux de l'énergie en tant que producteur et exportateur de gaz naturel et de gaz naturel liquéfié. En 2010, le secteur de production électrique en Algérie était presque exclusivement basé sur les combustibles fossiles, en particulier le gaz naturel. Au cours des dernières années, à cause de fluctuations des prix du pétrole et l'inquiétude du changement climatique, l'Algérie a accru son intérêt pour la production d'énergie propre, le gouvernement étant soucieux de diversifier les sources de revenus économiques. Ce pays possède un énorme potentiel en énergie renouvelable et principalement l'énergie solaire. En effet, il dispose de l'un des potentiels solaires les plus élevés de tout le bassin méditerranéen, estimé à 169 440 TWh /an productible à partir des concentrateurs solaires et 14 TWh /an des panneaux photovoltaïques [1]. L'exploitation de ces ressources énergétiques offre l'opportunité de relever les défis énergétiques et économiques, et de contribuer également au développement durable de notre pays. Le gouvernement tente de l'exploiter en lançant un programme ambitieux sur les énergies renouvelables et l'efficacité énergétique. Le Tableau (I.1) présente la répartition des projets de ce programme pour chaque

technologie.

Tableau I.1 : Planification de projets d'énergies renouvelables pour la production d'énergie électrique en Algérie [2].

Les dates	2015-2020 (MW)	2021-2030 (MW)	Total (MW)
Photovoltaïque	3000	10575	13575
Solaire thermique	–	2000	2000
Eolien	1010	4010	5010
Biomasse	360	640	1000
Autres	155	260	415
Total	4525	17475	22000

Dans le cadre de ce dernier programme, plus 21 centrales photovoltaïques sont déjà réalisées, parmi les plus importantes en termes de capacité installée, la centrale de Laghouat, Saida et Djelfa avec une puissance de 60 MW, 53 MW et 30 MW respectivement [1]. Dans la filière d'énergie thermique, une centrale hybride qui combine l'énergie solaire et le gaz est réceptionnée en 2011 à Hassi R'Mel. Le coût du projet s'élève à 315,8 millions d'euros pour la production d'environ 150 MW avec un taux d'intégration d'énergie solaire de 20% de la puissance nominale, soit 30 MW [3]. De plus, deux autres stations importantes seront réceptionnées en 2020 dans les provinces Djelfa et Adrar d'une capacité de 48 MW et 20 MW, respectivement pour renforcer le réseau électrique.

L'énergie éolienne est considérée comme une ressource énergétique variable d'un endroit à l'autre en raison de la topographie et du climat diversifié. De sorte que la surface algérienne se caractérise par des vitesses du vent relativement élevées, plus précisément dans la région du Sud, ce qui la rend favorable à l'installation des centrales éoliennes [2]. Dans la ville d'Adrar, on trouve la ferme éolienne de Kabertene avec une capacité de production à l'ordre de 10MW d'électricité renouvelable. Cette centrale est en exploitation depuis l'année 2014 pour des buts expérimentaux [1].

De plus, l'Algérie possède d'autres types de sources d'énergie verte comme l'hydroélectricité, la biomasse et la géothermie. La quantité de pluie globale qui pleut sur le territoire algérien est estimée à 65 milliards de m³, et elle dispose plus de 1200 Km de côtière sur la mer Méditerranée [2]. En géothermie, plus 200 sources chaudes sont identifiées par exemple la source d'eau souterraine atteint 118°C à Hammam Maskhoutine (Guelma). La biomasse est potentiellement très prometteuse avec un taux de 3.7 MTOE à partir des forêts et 1.33MTOE les déchets agricoles et urbains [2]. Puisque ces sources ne sont pas encore développées, et en raison de l'énorme potentiel des ressources d'énergie solaire, donc l'Algérie donne une grande importance au développement cette énergie.

Les énergies renouvelables (EnRs) sont les moyens les plus appropriés pour développer un

système de production d'énergie décentralisé, répondre aux besoins énergétiques croissants et réduire les émissions de gaz à effet de serre. Cependant, l'intégration des SERs et la réalisation du programme algérien des ERs semble très difficile de point de vue technique et économique. Car ces énergies se caractérisent en premier lieu par une grande variabilité due à leur forte dépendance au climat, et en second lieu, les systèmes à base d'une seule source d'énergie renouvelable n'assurent pas une alimentation continue en électricité. En conséquence, lors de la conception de ces systèmes, ils sont généralement surdimensionnés, ce qui rend leur installation très coûteuse. C'est pourquoi, des systèmes complexes incorporant plusieurs SERs ont été proposés pour répondre à ces défis. L'hybridation de plusieurs sources rend le problème de conception et le contrôle d'énergie plus compliqué, donc il est essentiel d'optimiser le dimensionnement des systèmes hybride à base des SERs afin de les rendre rentables et de les utiliser de manière efficace, et dans ce contexte se situe notre travail de recherche.

I.2. Aperçu sur les sources énergie renouvelable les plus utilisées

I.2.1. Générateur photovoltaïque

Dans des conditions d'ensoleillement standard ($1000\text{W}/\text{m}^2$; 25°C ; AM1.5), la puissance maximale délivrée par une cellule silicium de 150 cm^2 est d'environ 2.3 Wc sous une tension de 0.5V . Une cellule photovoltaïque élémentaire constitue donc un générateur électrique de faible puissance, insuffisante en tant que telle pour la plupart des applications domestiques ou industrielles. Les générateurs photovoltaïques sont, de ce fait réalisés par association, en série et/ou en parallèle, d'un grand nombre de cellules élémentaires [20] pour produire plus de puissance. Donc une association série de plusieurs cellules donne un module et une association série et/ou parallèle de plusieurs modules permet de réaliser un panneau photovoltaïque Figure (I.1).

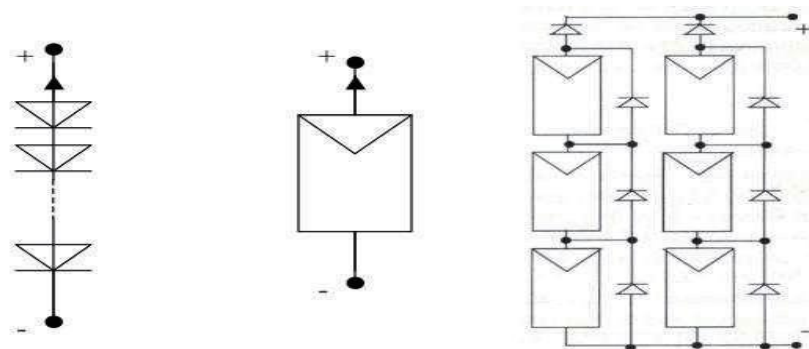


Figure I.1 : Cellules, module et panneau photovoltaïques [28].

I.2.1.1. Chaîne de conversion électrique

Dans le cas d'installations autonomes, l'énergie produite par les panneaux solaires photovoltaïques est utilisée immédiatement (pompage, ventilation, etc...) ou stockée dans des batteries pour une

utilisation différée Figure (I.2). Le courant continu produit alimente directement des appareils prévus à cet effet ou est transformé en 230 Volts alternatif [3].

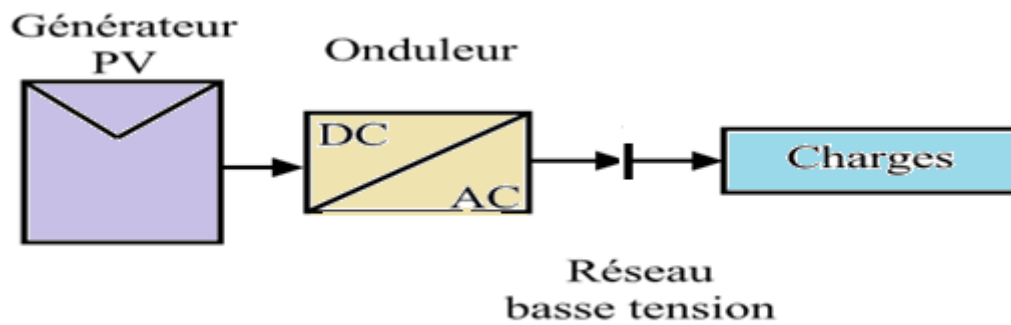


Figure I.2 : Installation photovoltaïque autonome [3].

Le système peut également être connecté au réseau. Un onduleur réversible est nécessaire si on a une charge à courant continu. Si la consommation locale est supérieure à la production de la centrale, l'appoint est fourni par le réseau. Dans le cas contraire, l'énergie est fournie au réseau public et sert à alimenter les consommateurs voisins Figure (I.3).

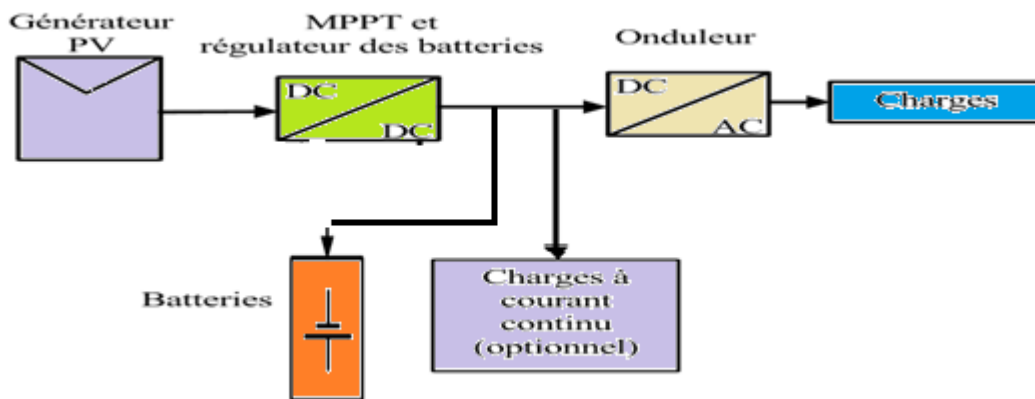


Figure I.3 : Installation photovoltaïque couplée au réseau [3].

I.2.1.2. Avantages et inconvénients de la technologie photovoltaïque

➤ Avantages

- Caractère modulaire des panneaux photovoltaïques permet un montage simple et adaptable à des besoins énergétiques divers. Les systèmes peuvent être dimensionnés pour des applications de puissances allant du Milliwatt au Mégawatt ;
- Fonctionnent de façon rentable dans les régions éloignées et dans de nombreuses applications résidentielles et commerciales ;

- Flexibilités, et peuvent être élargis à n'importe quel moment pour répondre à vos besoins en matière d'électricité ;

➤ **Inconvénients**

- Fabrication du module photovoltaïque relève de la haute technologie et requiert des investissements d'un coût élevé ;

- Rendement faible.

I. 2.2. Générateur d'énergie éolienne

La turbine éolienne est un système de conversion d'énergie cinétique en énergie mécanique puis cette dernière est transformée en énergie électrique par une chaîne de conversion (l'arbre, rotor, multiplicateur et l'alternateur). La figure (I.4) montre une turbine éolienne moderne.



Figure 1.4 : Éolienne moderne à axe horizontal.

La vitesse du vent à laquelle la production d'énergie électrique commence est appelée la vitesse de démarrage (V_d), généralement à une vitesse de 3 m/s, la puissance de sortie de l'éolienne progresse en fonction de cube de cette vitesse. Donc, l'éolienne développera suffisamment de force pour dépasser les frottements mécaniques et pour tourner elle-même à des vitesses légèrement inférieures. Au-delà, la puissance de sortie se stabilise lorsque la vitesse du vent atteint la vitesse nominale (V_r) (puissance nominale). Lorsque la vitesse du vent dépasse ce niveau, l'excès de puissance dans le vent doit être rejeté en faisant varier l'angle de tangage ou en contrôlant le décrochage des pales pour éviter la surcharge de la turbine. La puissance de sortie est maintenue à sa valeur nominale, si la vitesse du vent arrive à une certaine vitesse de coupure (V_a), quand la structure de la turbine ne peut plus résister à des forces extrêmes du vent, la turbine éolienne s'arrêtera complètement [4]. Ce principe de fonctionnement est indiqué dans la Figure (I.5)

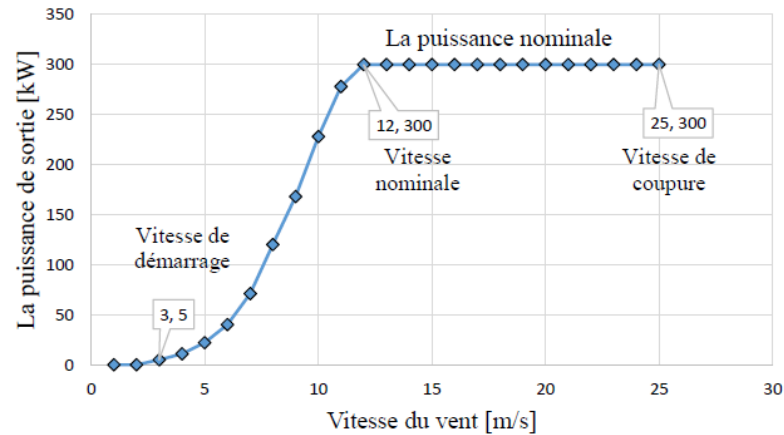


Figure I.5 : La courbe de puissance d'une éolienne en fonction de la vitesse du vent [5].

Les modèles pour estimer le fonctionnement des éoliennes sont classés en deux catégories :

- Modèles basés sur des équations fondamentales de la puissance disponibles dans le vent ;
- Modèles basés sur le concept de la courbe de puissance de l'éolienne ;

Avec une approche fondamentale, la puissance instantanée récupérée par une éolienne, disponible dans une section A perpendiculaire à un flux de vent se déplaçant à une vitesse v [m / s] ayant une densité d'air ρ est exprimée par la loi de base suivante [6]

$$P_{wt}(t) = \frac{1}{2} \rho C_p A v^3(t) E_{wt} \quad - \quad (I.1)$$

Dans laquelle :

- C_p est le rendement de la turbine ;
- V est la vitesse du vent [m/s] ;
- A est la surface balayée par le rotor de la turbine éolienne ;
- E_{wt} est le rendement global du variateur de vitesse et de la génératrice.

Les modèles basés sur l'équation fondamentale de l'énergie éolienne ne prennent pas en compte la variation de la puissance de sortie du générateur pour différentes vitesses de vent, la variation de rendement globale et les changements de densité de l'air avec les conditions météorologiques. Pour cette raison, l'utilisation de ces modèles ne donne pas des résultats précis dans la simulation des systèmes éoliens.

Par ailleurs, la puissance de sortie d'une éolienne varie énormément avec la vitesse du vent et donc chaque éolienne à une courbe de performance particulière. Cette dernière facilite l'estimation de la puissance qui peut être générée par une éolienne sans recours aux détails

techniques des composants du générateur complet. De nombreux chercheurs ont développé divers modèles basés sur le concept ci-dessus dans lesquels la courbe de puissance de l'éolienne est supposée avoir une forme typique [7], [8], [9]. En conséquence, un ensemble des équations caractéristiques est développé pour prédire la puissance de sortie de l'éolienne en fonction de différentes vitesses de vent allant de démarrage à la vitesse de coupure.

I.2.2.1. Avantages et désavantages de l'énergie éolienne

La croissance de l'énergie éolienne est évidemment liée aux avantages de l'utilisation de ce type d'énergie. Cette source d'énergie a également des désavantages qu'il faut étudier, afin que ceux-ci ne deviennent pas un frein à son développement

➤ Les avantages

- L'énergie éolienne est avant tout une énergie qui respecte l'environnement.
- L'énergie éolienne est une énergie renouvelable, c'est-à-dire que contrairement aux énergies fossiles.
- L'énergie éolienne n'est plus non plus une énergie à risque comme l'est l'énergie nucléaire et ne produit évidemment pas de déchets radioactifs donc on connaît la durée de vie.
- L'exploitation de l'énergie éolienne n'est pas un procédé continu puisque les éoliennes en fonctionnement peuvent facilement être arrêtées.
- Les parcs éoliens se démontent facilement. L'énergie éolienne a d'autre part des atouts économiques certains :
- C'est une source d'énergie locale qui répond aux besoins locaux en énergie, C'est l'énergie la moins chère entre les énergies renouvelables.
- Cette source d'énergie est également très intéressante pour les pays en voie de
- Développement. Elle répond au besoin urgent d'énergie qu'ont ces pays pour se développer.
- L'installation d'un parc ou d'une turbine éolienne est relativement simple.
- Le coût d'investissement nécessaire est faible par rapport à des énergies plus traditionnelles.

- Enfin, ce type d'énergie est facilement intégré dans un système électrique existant déjà.

Inconvénients

- L'impact visuel. Ça reste néanmoins un thème subjectif.
- Le bruit: le bruit mécanique qui a pratiquement disparu grâce aux progrès réalisés au niveau du multiplicateur. Le bruit aérodynamique quant à lui est lié à la vitesse de rotation du rotor, et celle-ci évitent les aérogénérateurs.
- La qualité de la puissance électrique : La source d'énergie éolienne étant stochastiques, la puissance électrique produite par les aérogénérateurs n'est pas constante. La qualité de la puissance produite n'est donc pas toujours très bonne [40]

I.2.3. Générateur d'énergie biomasse

La biomasse est la fraction biodégradable des produits, des déchets et des résidus d'origine biologique provenant de l'agriculture et de l'élevage des animaux, de la pêche et l'aquaculture, ainsi que la fraction biodégradable des déchets industriels et municipaux. La biomasse peut être utilisée principalement de deux manières [10]:

I.2.3.1. La biomasse par combustion

Les déchets sont directement brûlés en produisant de la chaleur, de l'électricité ou les deux (cogénération). Cela concerne le bois, les déchets des industries de transformation du bois et les déchets végétaux agricoles (paille, canne à sucre, arachide, noix de coco, etc.) [11].

I.2.3.2. La biomasse par méthanisation

Les déchets sont d'abord transformés en un biogaz, par fermentation grâce à des micro-organismes (bactéries). Le biogaz est ensuite brûlé. Ce biogaz est proche du gaz naturel et majoritairement composé de méthane. Cela concerne les déchets ménagers,

Le fumier et lisier d'animaux, les boues de stations d'épuration, les papiers et cartons, etc .L'énergie biomasse n'émet presque pas de polluants et n'a pas d'impact sur l'effet de serre. La quantité de CO₂, un gaz à effet de serre, qu'elle rejette, correspond à la quantité absorbée par les végétaux pendant leur croissance. De plus, la valorisation du biogaz en électricité évite l'émission de méthane, un autre gaz à effet de serre, dans l'atmosphère .Il représente un potentiel énergétique très important, en provenance principalement des décharges, mais aussi des boues d'épuration et des déchets urbains et agricoles [11].

I.2.3.3. Méthanisation

La méthanisation est un processus biologique de dégradation de la matière organique, par des bactéries, en absence d'oxygène et à température constante [11]. Ce processus conduit à la formation de deux produits :

- Un mélange gazeux composé majoritairement de méthane : le biogaz ;
- Un produit digéré contenant de la matière organique non dégradée, de la matière minérale (azote, phosphore, potasse, etc.) et de l'eau : le digestat Figure (I.6).

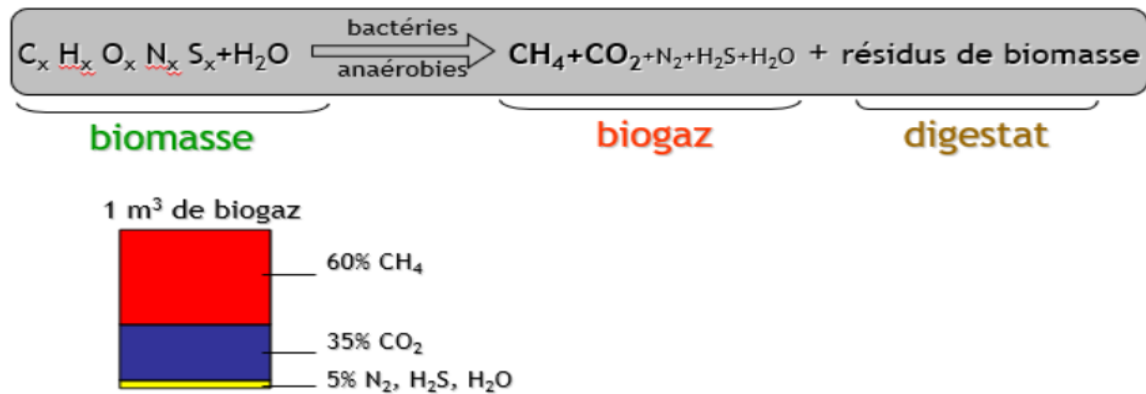


Figure I.6: Equation chimique de méthanisation [11].

I.2.3.4. Notion théorique sur l'énergie de biogaz

Le biogaz est le gaz produit par la fermentation de matières organiques en l'absence d'oxygène. C'est un gaz combustible composé essentiellement de méthane et de dioxyde de carbone. Il peut être brûlé sur son lieu de production pour obtenir chaleur et électricité ou, purifié pour obtenir du biométhane utilisable comme gaz naturel pour véhicules ou injectable sur le réseau de distribution de gaz naturel. La partie principale d'une installation de biogaz est le digesteur, qui est un récipient hermétique dans lequel les bactéries décomposent les déchets organiques par un processus de fermentation anaérobie. Cela génère un gaz (biogaz) qui est principalement du méthane et du dioxyde de carbone (CO₂). Ce gaz peut être utilisé pour la cuisson, le chauffage et l'éclairage, et produire de l'électricité. Au fur et à mesure que plus de matière est ajoutée au digesteur, des déchets liquides (lisier) sont également produits, qui peuvent être utilisés comme engrais [12]. Il existe trois types les plus courants dans les petites collectivités étant : le dôme fixe ; tambour flottant ; ballon. Bien que les dessins différents en détails, chacun a trois parties communes qui seront détaillées en termes de conception et construction pour chaque type de générateur [13] :

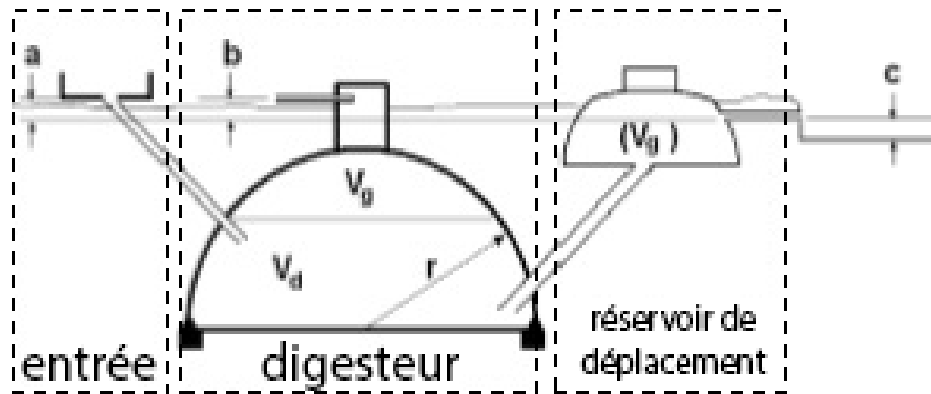


Figure I.7. Schéma des pièces et paramètres du générateur [13].

-a = Hauteur d'entrée par rapport à la sortie de débordement de lisier ($> 0,3$ m) ;

-b = Hauteur de sortie de gaz par rapport à la sortie de débordement de lisier ($> 0,1$ m) ;

-c = Hauteur de sortie de débordement de lisier par rapport à la hauteur du lit de séchage de lisier / zone de compost / eaux usées sortie (suffisamment grande pour empêcher le rétro lavage dans le digesteur) ($> 0,35$ m) [13].

I.2.3.5. Les facteurs influençant la digestion anaérobie

Plusieurs facteurs environnementaux peuvent influencer le processus d'évolution de la digestion anaérobie.

➤ La température :

Les différents groupes bactériens de la digestion anaérobie sont sensibles à la température, car des changements brutaux de température peuvent entraîner un déséquilibre du processus qui pourrait entre autre ralentir une étape par rapport à une autre (les bactéries méthanogènes sont plus sensibles aux baisses de température que les bactéries fermentaires et acidogènes).

➤ Le pH :

Les bactéries méthanogènes sont très sensibles aux valeurs de pH du milieu et ont un optimum entre 6,8 et 7,2. La digestion anaérobie se déroule normalement pour des pH compris entre 6 et 8 : en dessous de 6, l'activité des bactéries méthanogènes diminue rapidement et peut être complètement stoppée à partir de 5,5 alors que les bactéries acidogènes continuent à produire des acides gras volatils jusqu'à des pH voisins de 4,5.

➤ Temps de location hydraulique

Le temps que le matériel reste dans le réacteur, le temps idéal est entre 10-40 jours.

➤ La taille de particules du matériel d'entrée

Des tailles de particules inférieures à 5 centimètre sont idéales, cela permet aux microorganismes de dégrader le matériel plus rapidement.

➤ Le rapport Carbone / Azote (C/N)

La relation entre la teneur en carbone et en azote de la matière organique est représentée par le rapport C/N. Il correspond au degré de minéralisation de la matière organique.

Concrètement, plus le taux d'azote est important, plus le rapport est bas et plus la vitesse de minéralisation est élevée. Pour la digestion anaérobie, le C/N optimal est compris entre 20 et 30. Un rapport plus élevé entraîne une consommation rapide de l'azote et conduit à une faible production de biogaz. D'un autre côté une trop faible valeur entraîne une accumulation d'ammoniac et des pH dépassant 8,5 sont toxiques pour les bactéries méthanogènes. Un rapport optimum peut être obtenu en mélangeant des déchets à faibles et à forts C/N, comme des déchets organiques solides avec des déjections animales [14].

I.2.3.6. Fonctionnement de la méthanisation

Étape 1 : Hydrolyse : Les bactéries décomposent de longues chaînes de glucides complexes et les protéines de la biomasse en molécules plus petites ;

Étape 2 : Acidification : Les bactéries productrices d'acides convertissent les petites molécules produites lors de la première étape en acide acétique (CH_3COOH), hydrogène (H_2) et dioxyde de carbone (CO_2) ;

Étape 3 : Formation de méthane : (anaérobie). Les bactéries productrices de méthane convertissent l'acide acétique (CH_3COOH), hydrogène (H_2) et dioxyde de carbone (CO_2) en méthane (CH_4) et en dioxyde de carbone (CO_2). Ce mélange de gaz est connu comme le biogaz voir Figure (I.8).

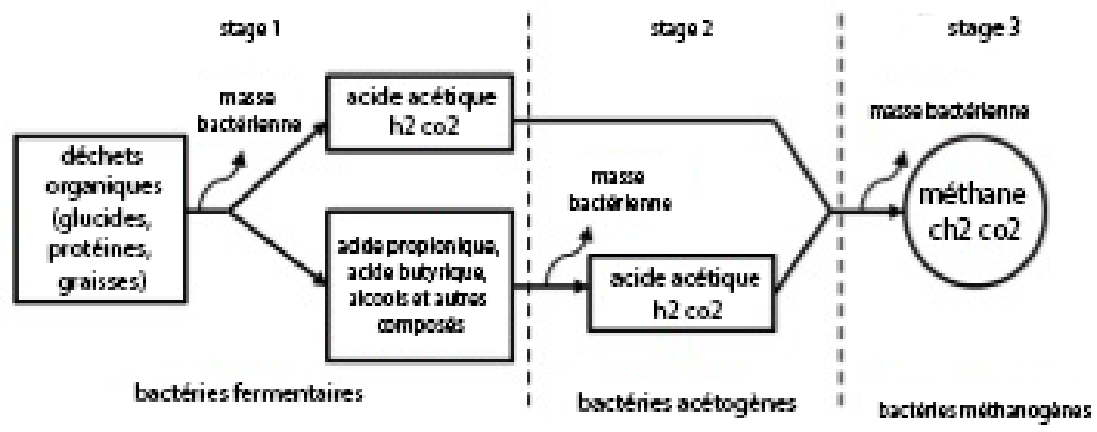


Figure I.8: Schéma de réaction de Biogaz [15].

Les composants typiques du biogaz sont présentés dans le tableau (I.2) ci-dessous.

Tableau I.2 : Composants typiques du biogaz [16].

Composants	Symbole	Présence
Méthane	CH ₄	50%-70%
Gaz carbonique	CO ₂	30-40%
Hydrogène	H ₂	5-10%
Azote	N ₂	1-2%
Autres gaz	H ₂ O, H ₂ S	Traces

I.2.3.7. Avantages et inconvénients du biogaz

➤ Avantages

-C'est une source d'énergie renouvelable :

Les matières premières utilisées dans la production de biogaz sont renouvelables. Les arbres et les cultures croîtront continuellement, ce qui signifie que le fumier, les restes de nourriture et les résidus de récolte seront constamment disponibles.

- C'est écologique :

La production de biogaz se fait sans oxygène, ce qui signifie techniquement qu'il n'y a aucune forme de combustion impliquée. Aucune combustion, ce signifie qu'il n'y a aucune émission de gaz à effet de serre dans l'atmosphère. Cependant, le dioxyde de carbone est produit lors du processus de dégradation biologique (digestion anaérobie), ainsi qu'au cours de l'utilisation du biogaz. La différence est que le dioxyde de carbone produit est beaucoup moins élevé que celui produit par les combustibles fossiles. En fait, la quantité de dioxyde de carbone produite lors de l'utilisation du biogaz est égale à la quantité nécessaire à la croissance des plantes. Cela, en quelque sorte, équilibre le dioxyde de carbone dans l'atmosphère.

- Fiabilité : Le fait qu'il soit produit à partir de sources renouvelables le rend fiable. D'autres sources d'énergies renouvelables, comme le solaire et l'éolien dépendent des conditions météorologiques ou des facteurs diurnes pour produire continuellement de l'électricité. La production de biogaz se poursuit quelle que soit la météo. Le processus de production de biogaz se poursuit sans interruption (24/24).

-Réduit la quantité de déchets allant aux décharges : Les décharges qui débordent ont des impacts environnementaux tels que, des odeurs nauséabondes et des liquides toxiques s'écoulant dans des sources d'eau souterraines. Au lieu de jeter ces matières organiques dans les décharges, elles peuvent être utilisées pour produire du biogaz.

➤ Inconvénients

- Peu de progrès technologiques : Aujourd'hui, les systèmes utilisés dans la production de biogaz ne sont pas efficaces. Il n'y a pas encore de nouvelles technologies pour simplifier le

processus et le rendre abondant et, à faible coût. Cela signifie qu'une production à grande échelle pour satisfaire une grande population n'est toujours pas possible. Bien que les usines de biogaz disponibles aujourd'hui soient capables de répondre à certains besoins énergétiques, la plupart des particuliers et des gouvernements ne sont pas disposés à investir massivement dans le secteur. Cet aspect a conduit de nombreuses personnes à installer des systèmes de biomasse dans leurs maisons, qui manquent de capacité ;

- Contient des impuretés : Le biogaz contient toujours des impuretés même après raffinage et compression. Lorsqu'il est utilisé comme carburant pour alimenter des automobiles, il peut corroder vos moteurs et entraîner des coûts d'entretien extraordinaires ;

- Cela ne peut pas fonctionner dans tous les pays : La production de biogaz n'est possible que dans certains endroits où les matières premières sont abondantes. Les zones rurales offrent les meilleurs emplacements pour construire des usines de biogaz. Cependant, il est impossible de construire des usines de biogaz dans les grandes villes ;

- Non viable économiquement : Par rapport à d'autres biocarburants, la production de biogaz n'est pas attrayante économiquement, surtout à grande échelle. Il est difficile de renforcer l'efficacité des usines de biogaz, ce qui explique pourquoi les gens et la plupart des gouvernements hésitent à investir dans ce domaine [17].

I.3. Le système multi sources à énergies renouvelables

I.3.1. Introduction

De nos jours, différents types de SER sont utilisés dans les applications agricoles. Le solaire photovoltaïque est le plus largement utilisé dans les applications agricoles, suivi de l'énergie éolienne. Mais chaque système est utilisé en mono source sur le plan économique on peut distinguer une application de l'autre, mais sur le plan efficacité de fonctionnement les deux applications en mono-système présentent des grandes discontinuités de service grâce aux intermittences naturelle du potentiel solaire ou éolien. Comparativement au système photovoltaïque, le système éolien présente des contraintes supplémentaires comme le mouvement et le bruit. Ainsi, l'entretien est nécessaire pour les composants mécaniques. Au cours de la dernière décennie, de nombreuses recherches ont été menées sur l'utilisation de sources d'énergies renouvelables pour le pompage d'eau mais très peu d'études ont été effectuées sur les systèmes hybrides à énergies renouvelables pour pomper l'eau [25]. Il est évident que les énergies éolienne et solaire sont une solution alternative pour l'irrigation des terres agricoles. Toutefois, le principal inconvénient de ces systèmes est lié à leurs caractéristiques aléatoires, ce qui limite leur mise en œuvre en tant que source d'énergie primaire dans les zones rurales [18].

Une solution alternative est de combiner les sources solaire et éolienne avec une source biomasse pour former un système hybride à énergies renouvelables (SHER) plus performant pour fonctionner dans les applications agricoles. Le potentiel de biomasse doit être préparé par les agriculteurs soit par les déchets des légumes et des fruits, soit la réservation d'une superficie spéciale pour la plantation des plantes qui seront utilisés pour la production du biogaz

D'après nous un système hybride doit notamment :

- Assurer, en tout temps, l'énergie suffisante demandée par la charge et, si possible, produire le maximum d'énergie à partir des sources d'énergie renouvelable, tout en maintenant une qualité déterminée de l'énergie fournie ;
- Obéir à des règles d'exploitation temps-réel basées sur une priorisation économique des ressources énergétiques disponibles ;
- Compter sur une gestion automatisée des composants du système afin de garantir la stabilité du système en tout temps, y compris dans les transitions entre les différents modes d'opération du système.

Les performances d'un SHER, le rendement et la durée de vie sont influencées, d'une part, par le dimensionnement des composants, et d'autre part, par le choix de la stratégie de fonctionnement. La stratégie de fonctionnement est primordiale dans un système hybride d'énergie car c'est elle qui prend les décisions liées aux flux d'énergie à l'échelle de plusieurs heures ou jours et des actions pour améliorer le fonctionnement du système.

Cette stratégie de fonctionnement est un algorithme qui permet au système de supervision d'un SHER de décider quelles charges sont connectées et comment utiliser le stockage, si disponible. Donc, le défi fondamental dans le fonctionnement de ces systèmes hybrides est la gestion de la puissance délivrée à la charge [26]. Par conséquent, un système de gestion efficace est nécessaire pour prendre des décisions pour une meilleure utilisation de l'énergie disponible.

Le problème principal dans la gestion des systèmes hybrides d'énergie est de pouvoir fournir la puissance demandée par la charge malgré les fortes variations de l'énergie produite. Les variations de la production d'énergie sont causées par la nature incertaine des ressources renouvelables. Par cette étude, nous voulons apporter notre contribution à la compréhension et à l'étude de la gestion d'énergie d'un système hybride (photovoltaïque-éolien-Biogaz et banc de batterie) pour des applications agricoles notamment pour l'irrigation et le confort de vie des agriculteurs et leurs familles. Cette contribution peut être facilement adoptée dans le programme de développement de la agriculture saharienne mené et encouragé par le gouvernement algérien pour la sécurité alimentaire.

Ce travail repose principalement sur la conception d'un système hybride autonome le développement d'un algorithme de gestion de l'énergie pour une application agricole dans les hauts plateaux de l'ouest

algérien. La stratégie d'exploitation à développer pour le système hybride doit s'adapter aux changements de vitesse du vent, de rayonnement solaire et à la possibilité de présence de gisements de biomasse. Le but de toute stratégie de gestion est d'optimiser l'énergie et les échanges d'énergie entre les différents composants du système tout en assurant la stabilité du système à tout moment. D'autre part, sur l'analyse technico-économique de sa faisabilité et de sa robustesse par le programme HOMER.

A travers ce travail, nous entendons apporter notre double contribution au Programme Algérien de Transition Énergétique 2035 et au Programme Algérien de Sécurité Alimentaire et de Développement de l'Agriculture à travers la conception et la gestion énergétique des systèmes hybrides d'énergies renouvelables composées de (PV-Pw-Biogaz-b. Batterie). La particularité de ce système est l'utilisation d'autres sources d'énergie renouvelables telles que la biomasse et le stockage électrochimique pour des applications agricoles en milieu désertique. La disponibilité de grandes terres fertiles en Algérie, les cours d'eau, le soleil, le vent et la biomasse sont des critères favorables au succès de l'Algérie dans les domaines agricoles utilisant des ressources en eau minérale indépendantes. Le système d'énergie renouvelable hybride proposé est illustré à la Figure (I.9).

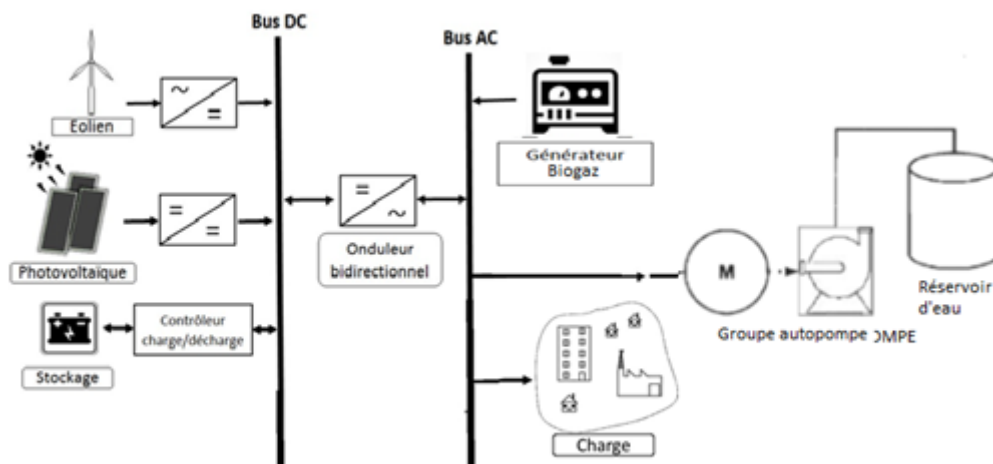


Figure I.9: Prototype du système hybride proposé

I.3.2. Définition d'un système hybride d'énergie

En général, un système d'alimentation hybride est un système qui combine différents systèmes de production. Selon [26], à l'heure actuelle, les systèmes électriques hybrides combinent au moins deux technologies complémentaires : une ou plusieurs sources d'énergie conventionnelles, et au moins une source d'énergie renouvelable. Il existe des systèmes électriques hybrides autonomes et des systèmes hybrides connectés au réseau. Les systèmes hybrides d'énergie renouvelable sont fiables, non polluants et peuvent répondre à la demande d'énergie pendant de longues périodes.

I.3.3 Importance de l'hybridation

Les origines sources d'énergie propre et renouvelable sont des sources comme le soleil, le vent, la géothermie, la biomasse et l'océan. Bien que ces sources d'énergie propre et durable sont favorables à l'environnement contrairement aux sources d'énergie conventionnelles, mais, ils intermittentes et incertaines. Donc leur nature aléatoire a conduit les utilisateurs à se tourner vers l'hybridation.

L'hybridation apporte donc au système :

Une disponibilité accrue et un approvisionnement constant des charges en énergie.

Permet d'optimiser au maximum les systèmes de production d'électricité, aussi bien du point de vue technique qu'économique ;

- Offre un intérêt considérable par leur flexibilité incomparable, leur souplesse de fonctionnement et leur prix de revient attractif ;
- Lisser la puissance délivrée par la source d'énergie ;
- Palier pendant une durée limitée une pénurie partielle ou avarie d'énergie.

Ces solutions nécessitent cependant un dimensionnement minutieux basé sur une connaissance approfondie de la source d'énergie renouvelable du site et une gestion rigoureuse de l'énergie électrique produite en aval. Cette gestion stricte de l'alimentation s'appuie sur l'intelligence des dispositifs de régulation et de contrôle.

I.3.4 Aperçus sur le développement des systèmes hybrides à énergies renouvelables

Au cours des dernières années, on remarque qu'il y a un nombre important des applications qui ont exploré le concept de système hybride [27]. Cet intérêt peut s'expliquer pour les raisons suivantes :

- L'augmentation continue et rapide de la demande mondiale d'électricité ;
 - La diminution des coûts des panneaux photovoltaïques ;
 - L'objectif de réduire et d'atténuer les émissions de CO₂, où le secteur de la production d'électricité représente 25% des émissions mondiales de CO₂ ;
- la complémentarité des sources de l'énergie solaire et de l'énergie éolienne qui peut augmenter la fiabilité globale du système et réduire la capacité de stockage ;
- l'adéquation de ces systèmes pour les zones isolées et rurales où la connexion au réseau électrique est très coûteuse ou impossible.

Pour résumer, le développement actuel de la technologie des systèmes multi-source est le résultat de plusieurs activités de recherche dans plusieurs domaines tels que :

- La disponibilité de nouveaux dispositifs en électronique de puissance à base des semi-conducteurs ont permis d'améliorer l'efficacité, la qualité et la fiabilité des systèmes;

- Développement de logiciels de simulation et d'optimisation ;
- L'automatisation de contrôleur d'énergie améliore le fonctionnement des systèmes hybrides et réduit les besoins de maintenance.
- Dans les sections suivantes, nous présentons les principales structures de systèmes hybrides, les approches et les techniques d'optimisations les plus utilisées ainsi que les différents critères d'évaluations de dimensionnement de système hybride.

I.3.5. Structures du système hybride

Généralement, un système hybride d'énergie renouvelable (multi-source) est un système électrique qui combine plusieurs sources énergétiques, parmi lesquelles au moins une source d'énergie renouvelable [30]. En pratique, le système hybride est un choix viable pour alimenter les sites isolés où l'extension du réseau national est infaisable techniquement et économiquement [30]. Ces systèmes génèrent de l'électricité en courant alternatif en combinant les sources d'énergie renouvelables avec un onduleur, qui peut fonctionner en alternance ou en parallèle avec un groupe électrogène conventionnel [30]. Ils peuvent être classés en fonction de leur configuration :

- Systèmes hybrides en série.
- Systèmes hybrides commutés.
- Systèmes hybrides parallèles.

I.3.5.1. La configuration en série

Tous les générateurs sont connectés au bus en courant continu (DC). Chaque composant doit donc être équipé d'un régulateur de charge individuelle dans le cas des sources alternatif un redresseur est obligatoire. Le courant alternatif fourni à la charge est converti de courant continu en courant alternatif régulé par un onduleur DC/AC.

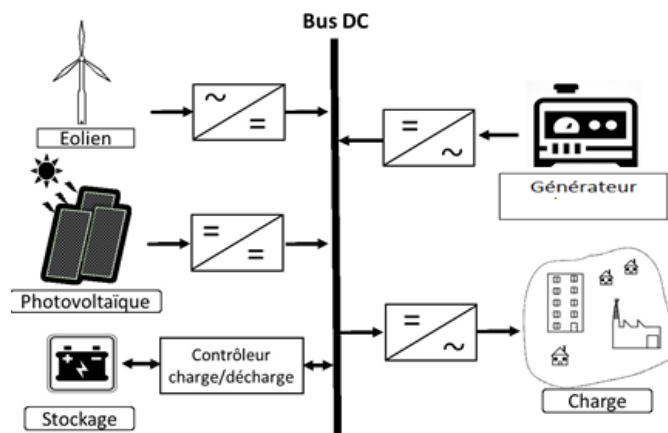


Figure I.10: La configuration série d'un système hybride éolien- photovoltaïque avec stockage et un générateur diesel.

I.3.5.2. La configuration commutée

Malgré ses limitations opérationnelles, la configuration commutée reste l'une des installations les plus courantes dans certains pays en voie de développement [30]. Le principal avantage par rapport au système en série est que la charge peut être alimentée directement par le groupe biogaz grâce un commutateur. En outre, le générateur diesel et les SERs sont tous connectés au bus DC et peuvent charger les batteries via un contrôleur de charge/décharge, ce qui se traduit par un rendement de conversion global plus élevé comme le montre la Figure (I.11).

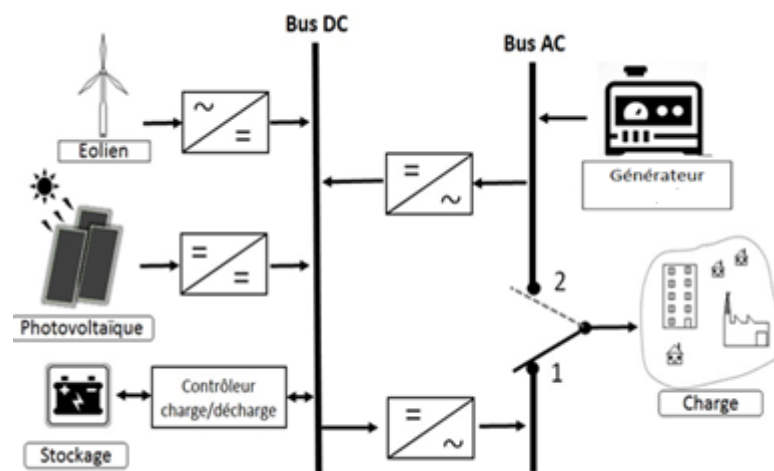


Figure I.11 : La configuration commutée du système hybride.

I.3.5.3. La configuration en parallèle

Le système hybride parallèle peut être classé à base de leurs couplages DC et AC comme le montre la Figure (I.12) et (I.13). Dans les deux schémas, un onduleur bidirectionnel est utilisé pour établir le lien et la gestion d'énergie entre les batteries et le bus AC [31]. L'onduleur bidirectionnel peut charger le banc de batteries (fonctionnement de redresseur) lorsqu'un surplus d'énergie est fourni par le générateur diesel ou par les sources renouvelables, ainsi il agit en tant que convertisseur DC / AC (fonctionnement d'inverseur).

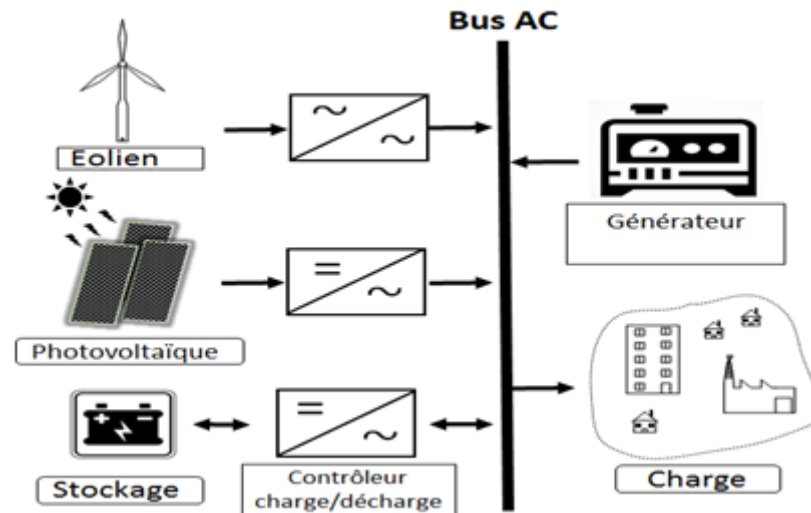


Figure I.12: La configuration d'un système hybride AC

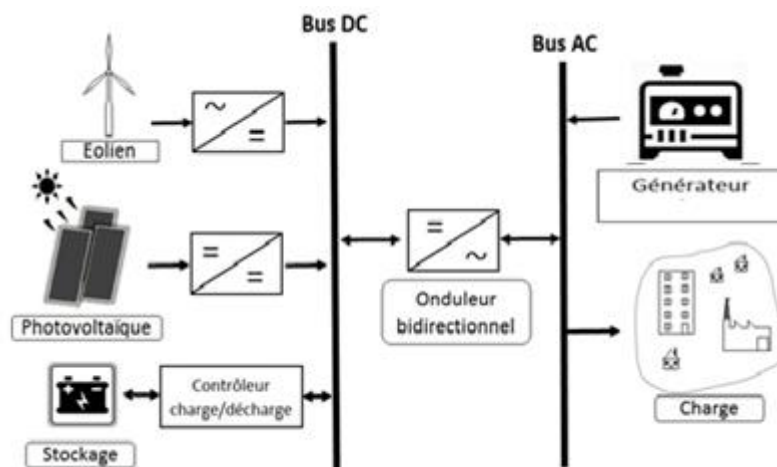


Figure I.13: La configuration parallèle d'un système hybride.

Parmi ces configurations, la connexion couplée au bus DC, illustrée par la Figure (I.13), est devenue populaire parmi de nombreux chercheurs en raison de la facilité d'intégration et de l'absence de problèmes de qualité d'alimentation, tels que les harmoniques et la puissance réactive. Les coupures d'électricité en cas de défaillance de l'onduleur principal est un inconvénient majeur de cette configuration [21]. Pour résoudre ce problème, plusieurs onduleurs peuvent être connectés en parallèle avec l'onduleur principale du mécanisme d'accommodation des défauts peut être utilisé. Cependant, ces solutions augmentent les coûts, la complexité, le poids et le volume.

Le système couplé au bus AC, illustré à la Figure (I.12), constitue une meilleure solution dans laquelle toutes les sources sont connectées à un bus AC par l'intermédiaire de convertisseurs électroniques de

puissance. Même s'il y a un défaut dans un onduleur, les autres sources peuvent continuer à alimenter la totalité ou une partie de la charge. Néanmoins, la nécessité pour la synchronisation et les problèmes de qualité de puissance inhérente, tel que les harmoniques et la puissance réactive, sont les principaux inconvénients de cette structure.

I.3.6. 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 [31].

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 [30]. 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 renouvelables il 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.

I.4. Le site choisi

Le site choisi est situé au sud de Sid Belabes dans la zone de la centrale photovoltaïque où nous avons effectué notre stage pratique cette année. Cette formation nous a permis de nous familiariser avec le fonctionnement de la centrale de 12 MW et de connaître les différentes capacités de gisement de la région. Par conséquent, les connaissances acquises lors de cette formation pratique ont motivés notre choix de ce site pour concevoir ce prototype de système hybride destiné à une communauté agricole isolée. Cela représente un élément essentiel pour la réussite du projet d'amélioration de l'agriculture et d'incitation des agriculteurs à investir dans les régions des Hauts Plateaux et même dans le sud algérien. Si ces groupements offrent une solution collective aux problèmes quotidiens des agriculteurs, ils permettent à l'avenir au gouvernement d'orienter la production agricole en fonction des besoins des consommateurs.



Figure I.14: le site choisi pour ce projet

Tableau I.3: Les coordonnées de Dhaya

Coordonnées astronomiques			
Longitude	Latitude	Altitude	L'albédo
-0.620727	34.6754	1 350 m	0.20

I.5. Objectifs et Méthodologie du mémoire

Ce projet présente une contribution simple au programme algérien de développement de l'agriculture au niveau du sud et les hauts plateaux par l'utilisation des énergies renouvelables. Afin de supprimer les contraintes et les frais liés à la non disponibilité du réseau central et le recours aux extensions coûteuses de réseau central, de réduire l'échappement des gaz de pollution. Ce travail est destiné d'un côté à l'utilisation des systèmes hybrides autonomes non-connectés au réseau, pour alimenter une agglomération agricole par énergie électrique dans la région des hauts plateaux au sud de la ville de Sidi Belabes. Nous avons supposé que ce village contient une dizaine de familles d'agriculteurs avec dix hectares de terre pour chaque famille.

D'un autre côté, notre but est d'étudier le fonctionnement de ces systèmes avec une configuration utilisant un groupe de biogaz produit suite aux réactions biomasse relié aux domaines agricoles. Les principales étapes après l'établissement du prototype de système est le développement d'un algorithme de gestion pour le système autonome hybride photovoltaïque-éolien-batteries et biogaz pour les applications agricoles notamment l'irrigation en milieu rural et les besoins d'énergie

électrique des agriculteurs pour leurs commodité de vie dans les zones sahariens et des hauts plateaux. Cependant pour atteindre ce but principal, nous contant suivre les analyses suivantes :

- Estimation et dimensionner des sources, le stockage d'eau et le système de pompage avec la détermination du profil de la charge, la modélisation et dimensionnement les sous-systèmes de production d'énergie du système SHER proposé ;
- Étudier la gestion de puissance de système hybride à énergies renouvelables et proposer un algorithme de gestion de puissance du système hybride ;
- Etude de la faisabilité du système conçu par le logiciel Homer et la détermination de quelque indices économiques, techniques et écologiques

I.6. Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons exposé le développement des énergies renouvelables en Algérie. Nous avons introduit notre travail par un aperçu sur les énergies renouvelables en Algérie, les sources énergie renouvelable les plus utilisées. Nous avons acquis plusieurs compétences sur les énergies biomasse et ces processus. Une grande partie de ce chapitre a été consacrée à l'analyse des systèmes hybrides, importance de l'hybridation, la proposition d'un prototype du système hybride et la gestion d'énergie d'un système hybride. En fin nous avons clôturé cette partie par la description du site et les objectives de notre travail.

CHAPITRE II

Modélisation et dimensionnement des composants du système autonome hybride

II.1. Introduction

L'un des objectifs spécifiques à atteindre dans ce travail est la modélisation et le dimensionnement de l'ensemble du système hybride photovoltaïque-éolien-biogaz avec batterie. Pour atteindre cet objectif spécifique, nous avons étudié, le profil de charge à alimenter par ce système. Alors l'analyse du comportement de la consommation électrique exige obligatoirement la modélisation du système de pompage et sont dimensionnement du système de pompage afin de faire une estimation des besoins en eau et dimensionnement du réservoir et de la pompe. Nous avons donc concentré nos efforts sur la modélisation du système de pompage puissance pour l'irrigation qui représente la priorité chez les agriculteurs ainsi de leurs charge résidentielle. Donc, l'estimation de la puissance globale consommée par le village agricole et le comportement de cette puissance nous facilite la conception du système multi source autonome adéquat. . Le système autonome hybride étudié est composé de trois sources de production d'énergie (PV, éolien et biogaz), d'un sous-système de stockage d'énergie (banc de batterie), pour alimenter le groupe des pompes et les charges électriques résidentielles des logements des agriculteurs.

II.2. Modélisation du système de pompage

Le système de pompage est constitué d'un moteur, d'une pompe et d'un réservoir pour le stockage d'eau. Le moteur permet de convertir l'énergie électrique en énergie mécanique. Il peut être à courant continu ou alternatif. L'énergie mécanique à la sortie du moteur permet de faire tourner la pompe. La pompe permet donc de convertir l'énergie mécanique reçue en énergie hydraulique. Par la suite, l'eau à la sortie de la pompe sera stockée dans un réservoir.

Habituellement, selon leur principe de fonctionnement, il existe deux types de pompes : volumétrique ou centrifuge. Pour les besoins de cette étude, nous avons choisi la pompe centrifuge. Les pompes centrifuges vérifient les lois d'affinité. Ces lois sont utilisées dans l'hydraulique pour exprimer le rapport mathématique entre certaines variables de la pompe comme la vitesse de rotation, le débit volumétrique, la puissance, etc. Par exemple, si on connaît pour une vitesse de rotation w , le débit Q , la hauteur manométrique totale H et la puissance absorbée P , les lois d'affinité permettent de déterminer pour une autre vitesse w' ,

Le débit Q' , la hauteur H' et la puissance P' . Ces lois d'affinité sont d'après [32]-[33] :

$$\frac{Q}{Q_{ref}} = \frac{w}{w_{ref}} \quad (II.1)$$

$$\frac{H}{H_{ref}} = \left(\frac{w}{w_{ref}} \right)^2 \quad (II.2)$$

$$\frac{P}{P_{ref}} = \left(\frac{W}{W_{ref}} \right)^3 \quad (II.3)$$

Où Q_{ref} , H_{ref} et P_{ref} sont respectivement le débit de référence, la hauteur de référence et la puissance de référence à la vitesse de référence W_{ref} .

II.2.1. Dimensionnement du système de pompage

Pour les deux types de pompes (volumétrique ou centrifuge) les considérations suivantes peuvent être énoncées [34] :

Le débit d'eau d'une pompe volumétrique est proportionnel à la vitesse du moteur. Mais son couple varie essentiellement en fonction de la hauteur manométrique totale (HMT) est pratiquement constant en fonction de la vitesse de rotation du moteur. La puissance consommée sera proportionnelle à la vitesse. C'est pourquoi ces pompes sont habituellement utilisées pour les puits et les forages à grandes profondeurs et à petits débits d'eau.

La pompe centrifuge est conçue pour une HMT relativement fixe. Le débit d'eau de cette pompe varie en proportion de la vitesse de rotation du moteur. Son couple augmente très rapidement en fonction de la vitesse ; et la hauteur de refoulement est fonction du carré de la vitesse du moteur. La vitesse de rotation du moteur devra donc être très rapide pour assurer un bon débit. La puissance consommée, proportionnelle à $Q \cdot HMT$, variera donc dans le rapport du cube de la vitesse. On utilise habituellement les pompes centrifuges pour les gros débits et les profondeurs moyennes ou faibles (10 à 100 mètres).

Une comparaison a été faite entre les pompes centrifuges et les pompes volumétriques par [34]. Il ressort de cette étude que :

Pour une HMT moyenne, comprise entre 10 et 50 mètres, la pompe immergée centrifuge est généralement la plus efficace. Mais son rendement est étroitement lié à la HMT et son dimensionnement est critique.

Pour les HMT supérieures à 35 mètres et de faibles débits journaliers ($< 20 \text{ m}^3$), la pompe volumétrique sera la plus utilisée, surtout si une forte variation du rabattement de la nappe (donc de la HMT) est constatée. Pour des débits plus élevés, l'emploi d'une pompe centrifuge est souvent le seul choix possible.

Il est donc important de bien faire le dimensionnement de la pompe selon les conditions du terrain. En d'autres mots, une pompe doit être choisie selon les caractéristiques réelles de l'installation dans laquelle on doit l'installer. Les données suivantes seront nécessaires pour dimensionner la pompe : débit d'eau (Q) et hauteur manométrique totale (HMT).

Le débit (Q) est la quantité de liquide que la pompe peut fournir durant un intervalle de temps donné, normalement exprimé en m^3/h . En pompage, le débit est habituellement donné en litres par heure (lib) ou gallons par heure (gph).

La hauteur manométrique totale (HMT) d'une pompe est la différence de pression en mètres de colonne d'eau entre les orifices d'aspiration et de refoulement. Autrement dit, c'est la somme de la hauteur géométrique dans les niveaux du liquide et les pertes de charges causées par de frottements intérieurs qui se forment au passage du liquide dans les tuyaux, dans la pompe et dans les accessoires hydrauliques. Cette hauteur peut être calculée comme suit :

$$HMT = H_g + \Delta H \text{ (m colonnes de liquide)} \quad (\text{II.4})$$

$$H_g = H_{ga} + H_{gr} \quad (\text{II.5})$$

H_{ga} : Hauteur géométrique à l'aspiration ;

H_{gr} : Hauteur géométrique au refoulement ;

ΔH : Somme des pertes de charge dans l'installation (pertes linéaires et singulières) calculée selon les éléments suivants :

Diamètre, longueur et matériel composant les tuyaux d'aspiration et de refoulement

(Annexe A : voir table N° 1);

Quantité et type des coudes dans la tuyauterie et accessoires hydrauliques comme clapet de pied avec crépine, vannes, clapet anti-retour, filtres éventuels

(Annexe A : voir table N°2);

Nature du liquide (si différent de l'eau), température, viscosité et densité.

Le diamètre des conduites doit être calculé afin que ces pertes de charge correspondent au plus à 3 % de la hauteur géométrique totale (H_g) [34].

II.2.2 Analyse des besoins et des conditions d'exploitation

L'analyse des besoins et des conditions d'exploitation doit permettre de déterminer la puissance et le type de pompe choisie pour la situation donnée [34].

Il y a trois paramètres techniques qui délimitent l'évaluation d'un type de pompe. Afin d'obtenir l'évaluation la plus exacte possible, il est essentiel que ces trois paramètres soient estimés le plus précisément possible. Ces trois paramètres sont :

- La quantité d'eau requise par jour ;
- La disponibilité de l'eau ;
- Les ressources solaire et éolien.

L'évaluation de la quantité d'eau requise et la disponibilité de l'eau sont parfois difficiles à estimer et varient souvent de saison en saison et d'année en année. Les facteurs comme l'accroissement d'une population dans un village et un niveau dynamique variable du puits ou du forage, selon le débit et les saisons, compliquent ce qui au premier abord peut paraître simple.

II.2.3 Estimation des besoins en eau et dimensionnement de la pompe

La boisson, la cuisine, la lessive et la toilette constituent les principaux usages de l'eau pour les besoins humains. Les animaux aussi ont besoin d'eau pour leur survie. La demande en eau est également primordiale dans les domaines de l'agriculture et de l'industrie, quelle qu'en soit leur ampleur.

L'estimation des besoins en eau et le dimensionnement du système de pompage sont détaillés ci-dessous.

Fiche de dimensionnement : Estimation de la charge

Choisir ou définir la charge, c'est-à-dire déterminer le débit requis et la HMT.

Pour obtenir le débit, il faut déterminer les besoins journaliers en eau durant la période de besoin maximal.

Pour obtenir la HMT il faut mesurer le niveau statique, le rabattement maximal, la hauteur du réservoir et les pertes de charge dues à la tuyauterie.

Tout d'abord, nous donnons dans le tableau(II.1) les besoins de pointe en eau de quelques cultures dans la zone des hauts plateaux algériens.

Tableau II.1: Besoins en eau par hectare en fonction des cultures de la zone hauts plateaux

culture	Besoin en eau m ³ /jour/ha
Cultures à l'échelle du village	60
Besoin en eau potable du village par personne	0,1
Besoin en eau pour animaux par animale	0,2
céréale	45
Tomates	91
Maïs	91
Melon/pastique	81
Choux/carottes/courgette	81
Oignon	33
Céleri	83
Fraisier	40
Piment	50
Les arbres	45

Les besoins en eau pour l'irrigation dépendent du type de cultures, des facteurs météorologiques et de la méthode d'irrigation. Cependant, il est important de se baser sur la pratique et l'expérience locale.

Les tableaux (II.2) et (II.3) suivants présentent respectivement les besoins en eau journaliers de l'installation de pompage et la hauteur manométrique totale.

Tableau II.2: Détermination des besoins en eau journaliers de l'installation de pompage

Nombres de famille : 10

Nombre de personnes par famille : 5

Nombre d'animaux par famille : 10

Nombre d'hectare /famille : 10

désignation	Besoin en eau m ³ /jour/ha	Besoin total en eau m ³ /jour	
Cultures à l'échelle du village	60	= 60x10x10	6000
Besoin en eau potable du village par personne	0,1	= 50x 0, 1	5
Besoin en eau pour animaux par animale	0,2	= 10x10x 0,2	20

Besoin en eau par jours : Dans ce tableau le temps est normalisé par 20h heures par jour

$$V_j = 6000+5+20= 6025 \text{ m}^3/\text{jour}$$

Tableau II.3: Détermination de la hauteur manométrique totale (HMT)

HMT			
Hauteur Géométrique à l'aspiration	Hauteur géométrique au refoulement	Pertes tuyauterie	HMT
Hga (m)=180 m	Hgr (m)=14m	Pc% =3 %	(Hga + Hgr)(1 + Pc) ~ 200 m

D'après les tableaux. (II.2) et (II.3), pour 100 hectares de terre agricole et 10 familles, les besoins en eau de l'installation considérée sont estimés à 6025 m³ par jour, et la HMT est estimée à 200 mètres.

Pour déterminer la quantité d'eau nécessaire au système de pompage, il est important de connaître l'efficacité du système d'irrigation et la durée d'irrigation. L'irrigation, apportant de l'eau sur un terrain cultivé en vue de compenser le manque de précipitations, est très importante pour la production maraîchère. Elle permet de diminuer les risques liés aux aléas climatiques.

D'autre part, irriguer une terre agricole, c'est choisir un système de pompage, un mode de distribution de l'eau et un temps d'irrigation. En générale le meilleur temps d'irrigation des plantes est les moments où la température n'est pas trop élevée pour éviter les chocs thermiques dus à la température base de l'eau.

Il y a trois (3) modes de distribution de l'eau [35]:

- ✓ une traductionnelle : L'objectif est de pouvoir inonder rapidement toute la surface sur une même hauteur ;
- ✓ une distribution par aspersion : ce système arrose les plantes grâce à une pluie artificielle. L'eau sous pression est amenée à la parcelle par des canalisations. L'aspersion est réalisée grâce à des asperseurs rotatifs ;

✓ une distribution localisée ou goutte à goutte : l'irrigation localisée ou goutte à goutte n'arrose qu'une fraction du sol à partir de goutteurs ou de perforations dans une conduite sous pression.

Pour la distribution par gravité, on distingue l'irrigation par bassins, par billons ou par planches. D'après [35], les avantages et les inconvénients des trois méthodes de distribution sont résumés dans le tableau (II.4)

Tableau II.4: Efficacité, avantages et inconvénients du type d'irrigation [35].

La méthode d'irrigation	Efficacité	Niveau d'investissement	Difficultés d'aménagement	Inconvénient majeurs	Avantages
traductionnelle	50-60%	élevé	élevé	Travaux importants	Irrigation facile
Aspersion	65%	Très élevé	Très élevé	Coût et maintenance	Irrigation efficace
Goutte à goutte	90%	Très élevé	Très élevé	Coût et technique	Irrigation efficace

Connaissant l'efficacité du type d'irrigation, on peut estimer la quantité d'eau nécessaire pour l'installation. Cette quantité d'eau nécessaire est égale au besoin en eau divisé par l'efficacité d'irrigation. Généralement, dans les zones des hauts plateaux, l'irrigation gravitaire est la plus utilisée en raison de son niveau d'investissement faible et de sa facilité de mise en œuvre. Nous choisissons donc l'irrigation par gravité comme type d'irrigation. Le calcul de la quantité d'eau nécessaire pour l'installation se fait comme suit :

Tenant en compte de 65 % d'efficacité d'irrigation quantité d'eau nécessaire et efficace sera

$$Q_{\text{jeff}} = \text{besoin en eau/efficacité} = (6025 \text{ m}^3/\text{jour})/65\% \quad (\text{II.6})$$

$$Q_{\text{jeff}} = 6025/0,65 = 9269,23 \text{ m}^3/\text{jour}$$

En supposant que notre système de pompage fonctionne pendant les périodes d'été 20 heures sans arrêt de 17h à 12h pour éviter les 4 heures de chaleurs, donc le débit horaire extrapolé par le temps sera :

$$Q_{\text{eff}} = 9269,23 / 20 = 463,46 \text{ m}^3/\text{heure} = 0,129 \text{ m}^3/\text{seconde}$$

Après avoir établi les valeurs de débit Q et de la hauteur manométrique totale HMT de l'installation, pour déterminer la puissance requise P de la pompe, il faut appliquer l'équation (II.7).

$$P = \frac{\rho \cdot g \cdot H \cdot Q}{\eta} \quad (\text{w}) \quad (\text{II.7})$$

Où :

Q : est le débit en m³/s ;

HMT est la Hauteur manométrique totale en mètre ;

g : est l'accélération de pesanteur ($g = 9.81 \text{ m/s}^2$) ;

ρ : est la densité du liquide (pour l'eau = 1000 kg/m^3) ;

η : est le rendement de pompe ;

$\eta = 90\%$ (Pompe NM4 125/250 CALPEDA), $n = 1450 \text{ tr/mn}$.

Considérant ces paramètres et évaluant l'équation (II.7), on obtient :

$$P = \frac{\rho * g * H * Q}{\eta} = \frac{1000 * 9,81 * 200 * 0,129}{0,9} = 280,652 \text{ kW}$$

À partir du dimensionnement, la puissance de la pompe nécessaire pour satisfaire les besoins en eau de 100 hectares de terre agricole et 10 familles a été estimée à 280,652 kW.

Le choix de la pompe peut s'effectuer aussi en cherchant dans la documentation des constructeurs de pompes celle qui satisfait au cahier des charges établi lors du dimensionnement.

➤ Les besoin totale en puissances

La charge consommée par le système de pompage : 280,652 kW

Les charges résidentielles consommées par les familles des agriculteurs et les petits ateliers de réparation : 220 kW

Donc le système hybride sera conçu pour une charge de 0,5 MW

II.2.4. Dimensionnement du réservoir de stockage d'eau

II.2.4.1. Dimensionnement du réservoir

Souvent, la disponibilité de l'énergie ne coïncide pas avec la demande d'eau des usagers. De ce fait, il est nécessaire de stocker l'eau dans un réservoir, de telle sorte qu'elle peut y être extraire au besoin. Le dimensionnement du réservoir devra prendre en compte le fait qu'une partie de l'eau requise chaque jour devra être stockée durant la journée, au fur et à mesure que la pompe extrait de l'eau [34].

Le débit journalier requis pour ce système de pompage est de $34428,57 \text{ m}^3$ par jour. Supposant qu'on a l'autonomie d'un jour, on aura besoin d'un réservoir d'environ $34428,57 \text{ m}^3$.

Avec une hauteur d'eau de 6 mètres, nous aurons une surface S :

$$S = 5738 \text{ m}^2$$

$$H_{ref} = 6 \text{ m}$$

Il faut signaler que la hauteur du réservoir doit être supérieure à 6 m. C'est-à-dire qu'on doit laisser un écart entre le niveau maximum de l'eau et la partie supérieure du réservoir Figure(II.1).



Figure II.1: Réservoir de stockage d'eau

➤ Analyse des profils de consommation

La majorité de cette charge apparaît durant la période de mi printemps jusqu'au mi automne, ce qui peut être expliqué par des besoins d'irrigation très importantes pendant cette période comme il est illustré sur la Figure (II.2). C'est l'avantage qui pourrait être bénéfique du point de vue du fonctionnement du système hybride et particulièrement le photovoltaïque. Mais suite au problème de la sécheresse et du climat aride des zones de hauts plateaux, nous avons décidé de ne pas tenir compte de ce paramètre. Alors nous avons pris en considération le cas le plus défavorable « une sécheresse ». Donc avec la supposition que notre système de pompage fonctionne pendant les périodes d'été 20 heures avec un arrêt de 12h à 17h pour éviter les 4 heures de chaleurs, la consommation sera réduite uniquement pendant ce temps ou lorsque le réservoir est plein ce qui représente un temps très faible.

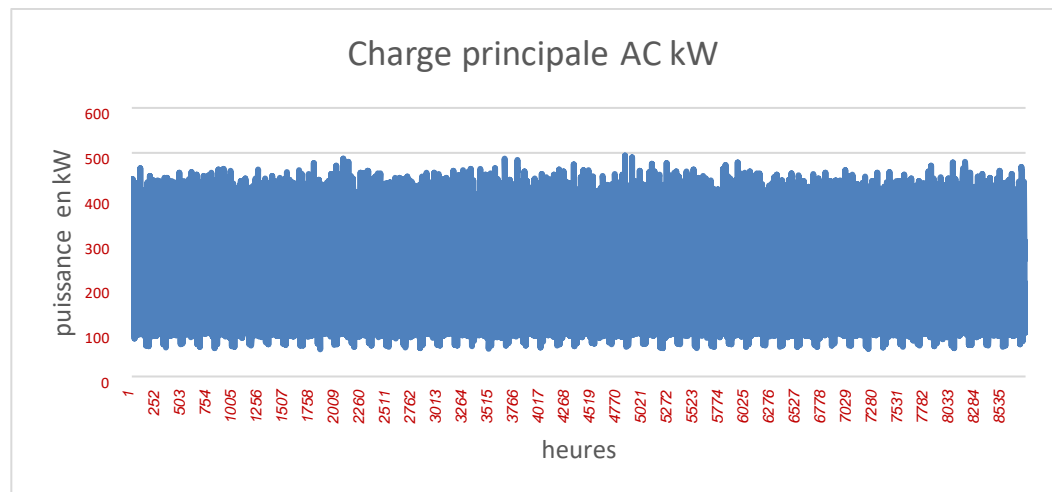


Figure II.2 : Le profil de consommation électrique de la ferme agricole d'une année.

II.3. Modélisation du panneau photovoltaïque

Le système photovoltaïque comprend deux composants : le champ photovoltaïque (les modules photovoltaïques) et l'onduleur, convertissant la puissance électrique produite de courant continu en courant alternatif. Nous présentons, dans la suite, les modèles utilisés pour décrire leur comportement.

II.3.1. 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. Le modèle le plus connu de comportement du rendement d'un module photovoltaïque est le modèle qui relie le rendement directement à la puissance :

$$P_{PV}(t) = P_{rate_PV} \times \frac{G}{G_{ref}} \times [1 + K_t(T_{cell} - T_{ref})] \times \eta_{PV} \quad (II.8)$$

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

P_{rate} : 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 ($1000W/m^2$ et $25^\circ C$).

K : 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 : est le facteur de perte global.

η_{pv} : varie de entre [0.8 0.87] pour cette raison nous avons choisi le rendement 0.8.

T_{ref} : est la température ambiante dans les conditions de référence ($25^\circ C$).

II.3.2. Choix des onduleurs

Le choix optimal de l'onduleur pour un champ photovoltaïque donné est la détermination du rapport R_s de la puissance crête installée du champ PV ($P_{PV, peak}$) en conditions standards sur la puissance nominale de l'onduleur ($P_{inv, rated}$).

$$R_s = \frac{P_{PV, peak}}{P_{inv, rated}} \quad 0.7 \geq R_s \leq 1.2 \quad (II.9)$$

Deux autres paramètres sont aussi calculés :

L'efficacité énergétique de l'onduleur, et le facteur des pertes voir (II.10) :

$$P_{inv} = \frac{E_{out; annual}}{E_{pv; annual}}$$

$$R_{loss} = \frac{E_{loss; annual}}{E_{PV; annual}} \quad (II.10)$$

II.4. Dimensionnement du générateur PV

Le dimensionnement d'un générateur 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 détermine par la puissance de consommation. Dans ce paragraphe notre travail consiste à élaborer un dimensionnement de l'installation d'un générateur photovoltaïque, en prenant en considération tous les paramètres, en gardant aussi le même choix de type des équipements des centrale photovoltaïque

installées en Algérie. La puissance de consommation de notre charge a été déterminée précédemment $P_C = 0,5$ MW pour éviter l'insuffisance totale de la charge dans notre travail nous allons dimensionner les sources PV et éolienne de tel manière que chacune peut alimenter le système seule en absence de la deuxième. Pour cette raison le dimensionnement du générateur PV sera basé sur une production de 0,5 MW.

II.4.1. Les coordonnées géographiques et astronomiques du site

Une recherche documentaire nous a permis de déterminer les coordonnées géographiques et astronomiques du site comme le montre le Tableau.II.5.

Tableau II.5: Coordonnées géographiques et astronomiques et UTM de la zone du projet [36].

Coordonnées astronomiques			
Longitude	Latitude	Altitude	L'albédo
-0.620727	34.6754	1 350 m	0.20

II.4.2. 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. Dans le cas de notre projet l'angle d'inclinaison est de 15° plein sud ce choix aura une production quasiment optimale pendant la période d'été car c'est en été que l'ensoleillement est maximal.

II.4.2.1. 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 économiques, il est choisi essentiellement pour son prix, le tableau (annexe01) montre plus de détails de ces caractéristiques.

$$I_{opt} = 8,23 / I_{cc} = 8.79A \quad (II.11)$$

$$U_{opt} = 30.4 / U_{co} = 37.7V \quad (II.12)$$

II.4.2.2. Les irradiances du site

Le tableau 2-6, nous renseigne sur l'ensoleillement reçu à l'angle optimal le nombre d'heures équivalentes (h/j) (N_e) pendant le moins favorable de l'année qui est le mois de décembre comme le montre le, on peut alors trouver directement l'énergie solaire journalière par unité de surface pour notre site qui se trouve dans la région Telégh qui est de 4900 à 5300 KWh/m² [37].

Tableau II.6: L'irradiation globale mensuelle et le nombre d'heures équivalents de site [38]

	Hiver			Printemps			Eté			automne		
	Jan	fev	mars	avril	mai	juin	Juil	aout	sept	oct	nov	déc
Hh (Wh/m ² /jr)	2100	3740	5410	6200	7210	7390	7200	6390	5510	4120	2780	1545
Ne	2.10	3.74	5.41	6.20	7.21	7.39	7.20	6.39	5.51	4.12	2.78	1.545

Avec :

- Hh: Irradiation sur un plan horizontal (Wh/m²/jour).
- Ne : Nombre d'heure équivalentes (h/j).

❖ L'évaluation du coefficient des pertes Cp

Le système photovoltaïque contient plusieurs pertes, le concepteur doit les identifier cas par cas pour pouvoir les chiffrer. Alors le coefficient de perte représente le pourcentage des pertes pour toutes les installations photovoltaïques (Pertes onduleurs, Pertes température, Pertes câbles et connexion, Pertes des salissures, Pertes faible éclairement, Pertes due à la qualité de module).

❖ Calcule du champ photovoltaïque de 0,5 MW

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

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

$$P_{CSC} = \frac{\text{Consommation journalière totale}}{N_e \times C_p} = \frac{500}{1.545 \times 0.65} = 497,88 \text{ kW} \quad (\text{II.13})$$

Ce qui implique que Le nombre de modules par onduleur 0,5 MW est :

$$N_{tsc} = \frac{497880}{250} = 1991,52 = 1992 \text{ panneaux} \quad (\text{II.14})$$

Avec :

- PCSC : la puissance crête de sous centrale ;
- Ntsc: Nombre totale de module pour une sous centrale.

II.4.3. Adaptation de l'onduleur

❖ 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. La

détermination de la configuration « champ photovoltaïque/onduleur » permet de proposer pour chaque puissance considérée, une installation qui valorise au mieux sa production énergétique. 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_0 et la puissance du champ photovoltaïque P_c doit être compris entre. Cependant, le choix s'est porté sur l'onduleur de type Sunny Central 500HE, avec des caractéristiques présentes dans la fiche technique au (annexe B). Une vérification de la condition précédente confirme notre choix comme est montré si dessous :

$$\frac{P_0}{P_c} = \frac{560}{497,88} = 1,12 \quad 0.7 \leq 1,12 \leq 1.2 \quad (\text{II.15})$$

Avec :

- P_0 : Puissance maximale de l'onduleur
- P_c : la puissance crête du générateur

❖ Le nombre maximal de module en série

$$N_{ssc} = \frac{U_{ond \max}}{U_{co \text{ Pv}}} = \frac{1000}{37.7} = 26.52 = 27 \text{ modules en série.} \quad (\text{II.16})$$

Donc :

$$\text{➤ } U_{DC \text{ branche}} = 27 \times 37.7 = 1017.9 \text{ v} > U_{ond \max}; \quad (\text{II.17})$$

Cela dépasse la tension max de l'onduleur donc il faut réduire le nombre de panneaux en série a 26 modules, ou bien 25 modules, ou bien 24 modules.

$$\text{➤ } U_{DC \text{ branche}} = 26 \times 37,7 = 980,2 \text{ v} < U_{ond \max}; \quad (\text{II.18})$$

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

$$\text{➤ } U_{DC \text{ branche}} = 24 \times 37,7 = 904,8 \text{ v} < U_{ond \max}; \quad (\text{II.19})$$

Donc le nombre final des modules série par branche est $N_{ssc} = 24$ modules.

❖ Nombre de module en parallèle (chaînes)

$$N_{psc} = \frac{N_{tsc}}{N_{ssc}} = \frac{1992}{26} = 77 \text{ Chaines de PV en parallèles.} \quad (\text{II.20})$$

Donc :

$$\text{➤ } I_{\max} = (N_{psc} \times I_{ccpv}) = 77 \times 8.79 \rightarrow I_{\max} = 676,83 \text{ A. Elle ne dépasse pas le courant max de l'onduleur } 1242 \text{ A.}$$

$$N_{psc} = \frac{N_{tsc}}{N_{ssc}} = \frac{1992}{24} = 83 \text{ Chaines de PV en parallèles.} \quad (\text{II.21})$$

Donc :

$$\text{➤ } I_{\max} = (N_{psc} \times I_{ccpv}) = 83 \times 8.79 \rightarrow I_{\max} = 729,57 \text{ A. Elle ne dépasse pas le courant max de l'onduleur } 1242 \text{ A.}$$

Avec :

- Ntsc : nombre totale de module dans la centrale.
- Nssc : Nombre réel de modules en série dans la centrale
- Npsc : nombre réel de module en parallèle dans sous centrale
- Uond.max : tension max de l'onduleur
- UCO Pv : Tension de circuit ouvert du module.
- I_{max} : courant max des chaines
- I_{ccpv} : le courant de court-circuit du panneau photovoltaïque.

❖ **Interprétation de résultats obtenus**

Cependant nous avons deux configurations possibles pour la conception de notre générateur :

Tableaux II.7: les conceptions de générateur photovoltaïque

Conception	Nombres du module total	Nombres de module séries	Nombres de module parallèle	UDC branche	I max
Première conception	1992	26	77	980,2 v	676,83 A
Deuxième conception	1992	26	83	904,8 v	729,57 A

La meilleur conception est la deuxième parce le courant et la tension sont importante mais loin des valeurs maximale de l'onduleur

❖ **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.

a) Le courant d'emploi

Le courant d'emploi I_B 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.

b) le courant admissible

Le courant admissible I_z d'un conducteur est le courant susceptible de passer dans les conditions normales sans préjudice de disfonctionnement ou dégradation du câble. En pratique I_z 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 :

$$I_z > \frac{I_B}{K_1 * K_2 * K_3} \quad (\text{II.22})$$

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 solaire, chaque chaîne constitué de 26 modules avec les caractéristiques suivants : $I_{opt} = 8.23 \text{ A}$, $I_{cc} = 8.79 \text{ A}$.

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

$$I_{b_chaîne} = 8.79 \times 1.25 = 10.99 \text{ A.} \quad (\text{II.23})$$

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

Nombre de chaîne = 2.

➤ Courant d'emploi IB

$$I_B = 8.79 \times 1.25 \times 2 = 21.98 \text{ A.} \quad (\text{II.24})$$

➤ Courant admissible Iz

$$I_z > \frac{I_B}{K_1 * K_2 * K_3} \quad (\text{II.25})$$

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

$$K_1 = 0.95, K_2 = 0.8, K_3 = 0.5.$$

Donc :

$$I_z > \frac{21.98}{0.95 * 0.8 * 0.5} = 57.84 \text{ A.} \quad (\text{II.26})$$

Pour trouver la section du câble qui correspond à notre courant qui est de 57.84 A, en se réfère au figure (II.3) 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.

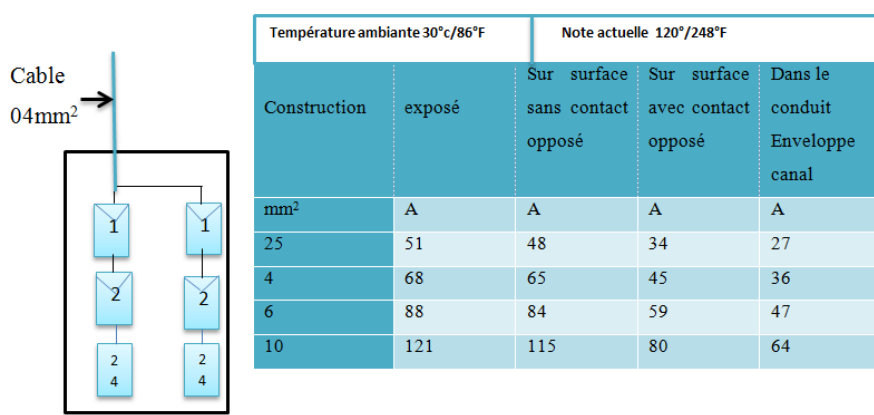


Figure II.3: Câbles de section 4 mm² reliant deux chaînes solaire.

❖ **Câble DC Principal**

Avec le même principe de calcul le câble DC regroupant 14 chaînes en parallèles aura une section de 150 mm² comme il est illustré sur la Figure (II.4)

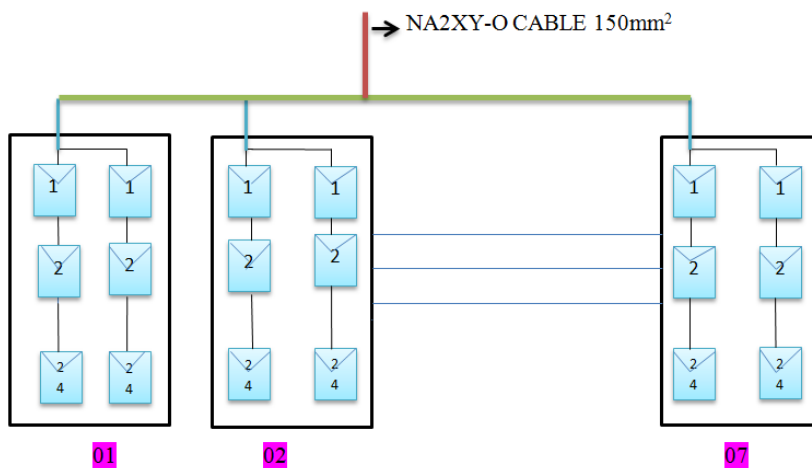


Figure II.4: Câble DC Principal d’une section de 150mm².

❖ **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 (II.6).

a) Courant d’emplois IB

$$IB = N_{psc} \times 1.25 \times I_{ccpv} \rightarrow 83 \times 1.25 \times 8.79 = 911,9625 \text{ A} \tag{II.27}$$

Avec :

I_{ccpv} : Courant de court-circuit du panneau photovoltaïque ;

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

1.25 : Le coefficient 1.25 contre les surcharge côté continu provient de la norme 712.433 voir annexe.

b) Courant admissible Iz

On utilise les mêmes tableaux (annexe c) pour déduire les valeurs de K1, K2 et K3 :

$$K1 = 1, K2 = 1, K3 = 0.87.$$

Donc :

$$Iz > \frac{IB}{K1 \cdot K2 \cdot K3} = \frac{911,9625}{1 \cdot 1 \cdot 0.87} = 1\,048,23 \text{ A.} \tag{II.28}$$

Vue que notre courant est très élevé on va le transporté sur deux câble parallèle ce qui implique que :

$$Iz = \frac{1048,23}{2} = 524,24 \text{ A} \tag{II.28}$$

Pour trouver la section du câble qui correspond à notre courant qui est de 524,12 A en se réfère au figure(II.5). Alors on a choisi la valeur supérieur du courant admissible de 571 A et on obtient une section de 120 mm².

mm ²		mm	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	SDB7 501	1,5	-	5,5	6,4	23	58	46	48	36	0,189	624	
2,5	SDB7 502	2,0	-	6,0	6,9	25	63	50	61	49	0,315	700	
4	SDB7 503	2,4	-	6,4	7,3	27	67	54	78	65	0,504	777	
6	SDB7 504	2,9	-	6,9	7,8	29	72	58	99	82	0,756	862	
10	SDB7 505	3,9	-	8,3	9,2	34	86	69	150	116	1,26	1165	
16	SDB7 506	5,6	-	10,3	11,5	43	107	86	227	156	2,02	1647	
25	SDB7 507	6,7	-	12,4	13,6	64	128	102	342	206	3,15	2357	
35	SDB7 508	7,9	-	13,6	14,8	70	140	112	442	256	4,41	2647	
50	SDB7 509	9,4	-	15,0	16,5	78	155	124	587	323	6,30	3009	
70	SDB7 510	10,9	-	16,5	18,0	85	170	136	774	407	8,82	3371	
95	SDB7 511	12,6	-	19,0	20,5	98	195	156	1039	486	12,0	4384	
120	SDB7 512	14,3	-	20,7	22,2	106	212	170	1273	571	15,1	4848	
150	SDB7 513	16,2	-	23,0	24,5	118	235	188	1573	659	18,9	5740	
185	SDB7 514	17,6	-	24,5	26,9	127	253	202	1909	750	23,3	6540	
240	SDB7 515	20,8	-	27,7	30,1	143	285	228	2421	900	30,2	7515	

Figure II.5: Référence de Câble de transmission DC central box vers l'onduleur.

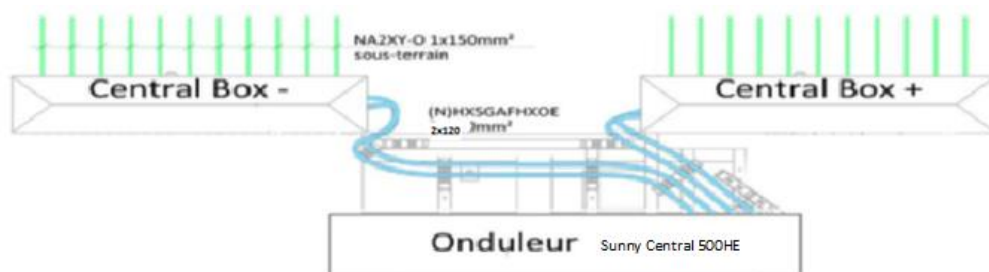


Figure II.6: Câble de transmission DC central box vers l'onduleur.

II.5. Modélisation du générateur éolien

Pour estimer la puissance produite par les générateurs éoliens, on utilise la courbe de puissance caractéristique Figure(II.7). Cette courbe permet de connaître la puissance produite à partir de la vitesse du vent. Elle est spécifique pour chaque aérogénérateur. Il existe plusieurs méthode pour modéliser cette courbe et la rapprochée au courbes réelle des turbines. Le modèle linéaire est très simple, mais il ne donne pas de résultats précis surtout dans la plage de démarrage à la vitesse nominale, car la courbe de puissance d'une éolienne est rarement linéaire.

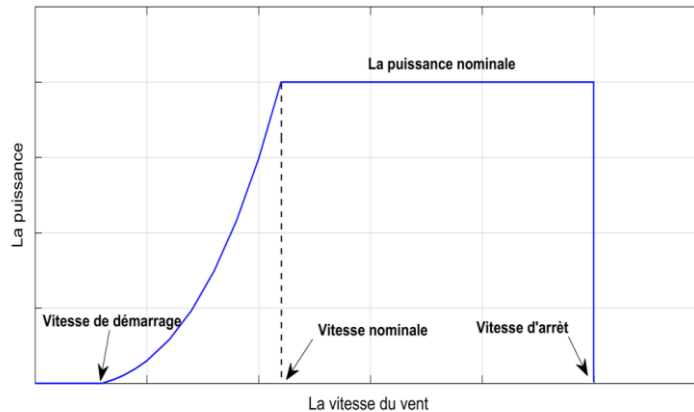


Figure II.7: puissance caractéristique [40]

II.5.1. Modèle basé sur la loi cubique

La densité de puissance de sortie (en W/m^2) d'une éolienne peut être calculé comme ci-dessous [40]. (II.29) :

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

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

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

$$P_e=0 \quad \text{pour} \quad v > v_m$$

(II.29)

$$\text{Ou :} \quad a = \frac{P_{er}}{v_n^3 - v_d^3} \quad \text{et} \quad b = \frac{v_d^3}{v_n^3 - v_d^3}$$

Bien que ce modèle possède des inconvénients de la précision des résultats, il est plus précis par rapport à un modèle linéaire. Néanmoins, son erreur de ce modèle est acceptable pour les applications autonomes à faible puissance ainsi il est largement utilisé

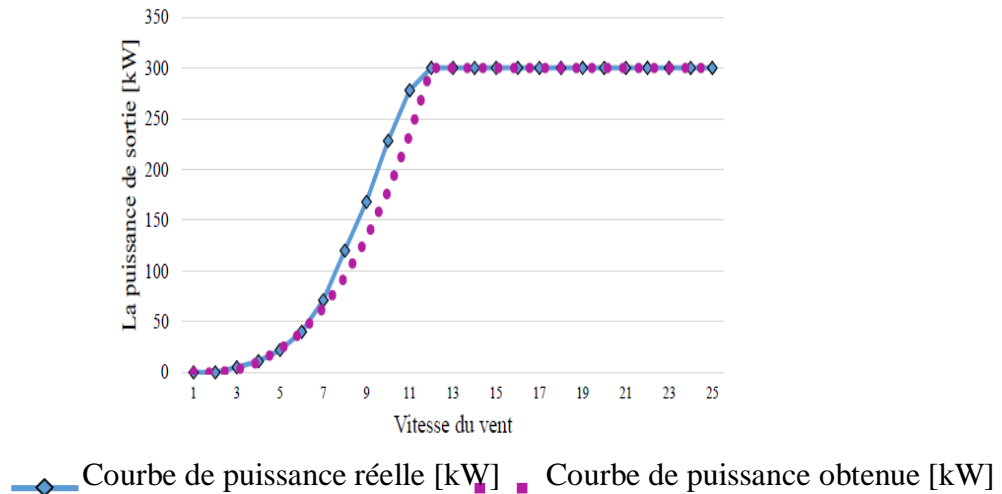


Figure II.8 : Comparaison de la courbe de puissance obtenue à partir du modèle de la loi cubique avec la courbe de puissance réelle d’une éolienne [40].

II.5.2. Modèle basé sur les paramètres de Weibull

La puissance électrique moyenne à la sortie de l’éolienne peut être calculée à partir des équations suivantes [40]:

$$\begin{aligned}
 P_e &= a + bV^k && \text{pour } v_d \leq v \leq v_n \\
 P_e &= P_{er} && \text{pour } v_n < v \leq v_m \\
 P_e &= 0 && \text{pour } v > v_m
 \end{aligned}
 \tag{II.30}$$

Ou :

$$a = \frac{P_{er} v_d^k}{v_n^k - v_d^k} \quad \text{et} \quad b = \frac{P_{er}}{v_n^k - v_d^k}$$

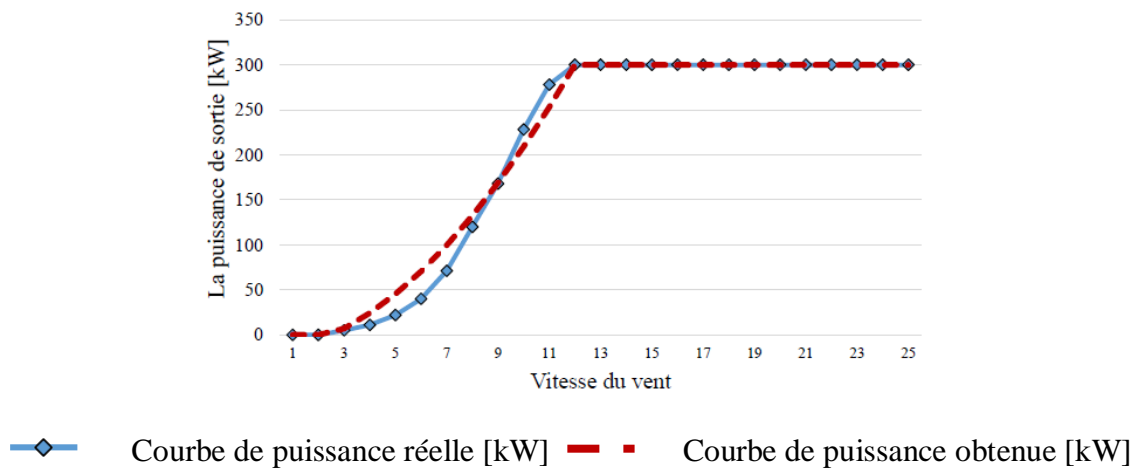


Figure II.9 : Comparaison de la courbe de puissance obtenue à partir du modèle de paramètre de Weibull avec courbe de puissance réelle d’une éolienne [40]

La figure (II.9) montre la comparaison entre la courbe de puissance réelle fournie par le fabricant et la courbe de puissance obtenue en utilisant ce modèle, pour une éolienne. On remarque aussi que ce

modèle mathématique ne représente pas avec précision la forme actuelle de la courbe caractéristique fournie par le fabricant. Toutefois, il est évident que dans la figure (II.9) que le taux d'erreur est plus faible en comparaison avec le modèle basé sur la courbe de puissance linéaire.

II.6. Dimensionnement du système éolien

II.6.1. Détermination du potentiel de site par le logiciel WindPro

Pour mener cette étude et faciliter la simulation des paramètres du site, nous avons utilisé le logiciel Wind grapher avec une base de données des paramètres de vent collectés à partir des stations de mesure dans la zone de Dhaya. La vitesse et la direction de vent, du 01/01/2020 au 31/12/2022, le vent a été capté 3 heures par jour à une hauteur de 10 m au-dessus du sol. Ces données ont été utilisées pour évaluer la puissance éolienne et le potentiel énergétique et pour évaluer les variations mensuelles et saisonnières de la vitesse moyenne du vent et du profil vertical. On a exploité les données dans ce logiciel à partir des étapes, On 1^{er} lieu à partir une fenêtre « fichier » on importe les données sous forme Excel qu'on a traité et filtré avant, 2^{ème} étape on fait une analyse des données pour obtenir les résultats des graphes de distribution de vitesse du vent et la rose des vents. Nous avons récupéré la base de données lors de notre stage à la centrale photovoltaïque de Dhaya de sidi belabes.

II.6.2. Analyse de la vitesse moyenne du vent

Dépend l'évaluation de chaque site sur une caractéristique principale :

La figure (II.10) montre l'évolution de la vitesse moyenne mensuel est importante presque toute l'année, et elle est très élevée dans les mois mars (6.88) juin (8.13) et novembre (10.3) m/s. Le site dhaya avec une vitesse moyenne annuelle de 6.51 (m/s) est confirmé comme un une région venteuse.

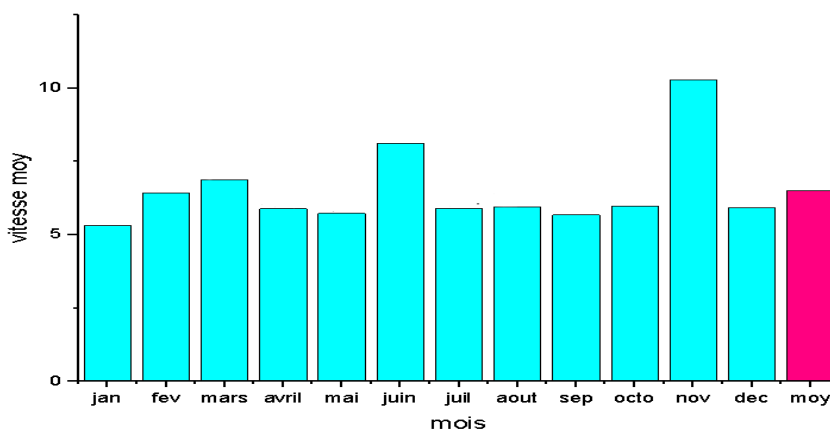


Figure II.10 : L'évolution de la vitesse moyenne du vent mensuel

II.6.3. Détermination des directions dominantes du vent et la distribution du weibull

II.6.3.1. Détermination des fréquences de la vitesse du vent et sa stabilité

Sur la figure (II.11) on peut observer sur que la courbe de fréquence annuelle et de densité cumulée suit la même tendance des vitesses du vent. Cependant, la fréquence maximale est de l'ordre de 5 m/s. Cela reflète le fait que la majeure partie de l'énergie éolienne se trouve dans cette gamme. Pour les courbes de fréquences saisonniers peuvent être très utiles pour trouver la quantité d'énergie qui peut être générée à une vitesse de vent donnée et peuvent donc représentés un bon indicateur pour installer des éoliennes pour ce site particulier.

Pour la stabilité du vent, le paramètre k varie de 1,90 à 2.56 pour l'étude saisonnière. Ces valeurs indiquent que vent à une stabilité moyenne et variable d'une saison à une autre

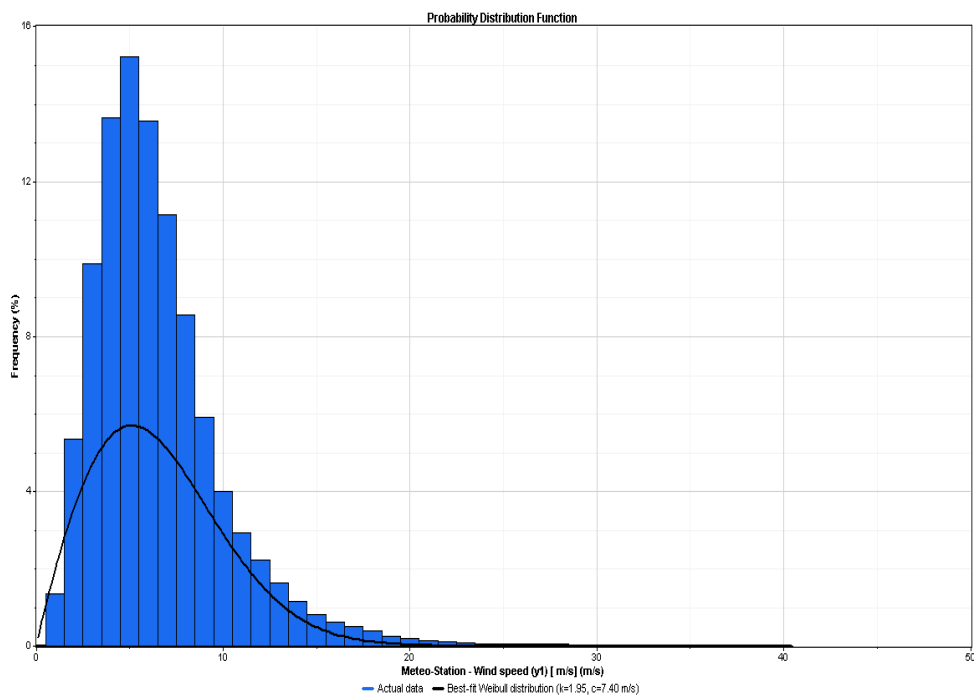


Figure II.11: Histogramme de weibull annuel

Tableaux II.8: variation des paramètres d'échelle et de forme

	L'été	l'automne	L'hiver	Le printemps	annuel
K	2.56	1.90	2.15	2.27	1.95
A (m/s)	6.49	7.52	6.57	7.05	7.40

II.6.3.2. Détermination des directions dominantes du vent

L'analyse du rose annuelle de la figure (II.12) montre que les directions des vitesses du vent qui domine venant de la côte **sud-ouest** de la région daya, Et nous prouvons bien par les roses saisonniers que les directions de vitesse du vent le plus élevé vient du sud-ouest sauf la saison d'été elle vient la plupart du sud.

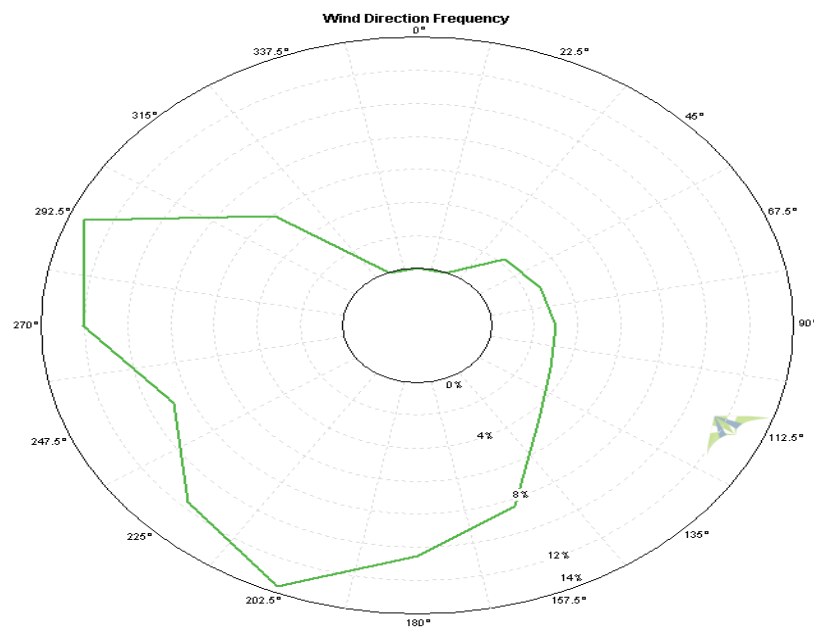


Figure II.12: La rose de direction du vent annuel

II.6.4. Cartographie

D'après la carte du vent de la région de dhaya présentée sur la figure (II.13), une grande partie de la région est balayée par une vitesse comprise entre 5 m/s et 10m/s et peut atteindre plus dans les zones montagneuses. Le facteur de forme k varie autour de 1.90 à 2.56 sur l'ensemble de la région. D'une autre part l'ouest de la région est correspond aux vitesse les plus élevés qui peut être un bon emplacement pour l'installation de la ferme éolienne en tenant compte d'éviter les endroits montagneuses de la région qui dépasse les 1100 m d'élévation .

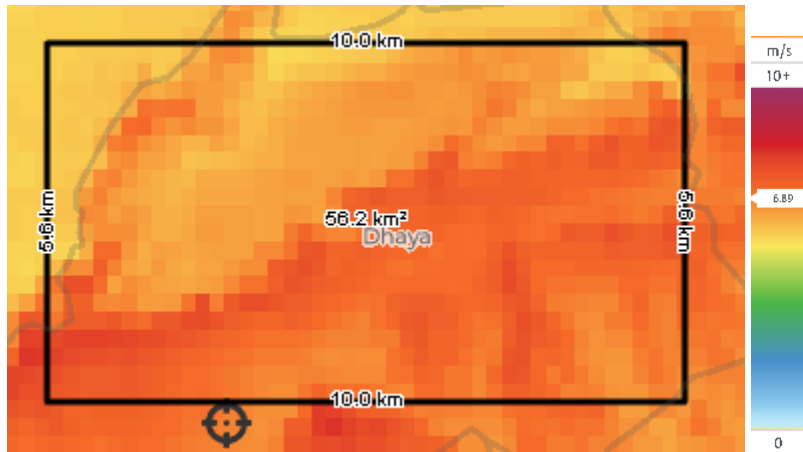


Figure II.13: L'atlas de la vitesse moyenne du vent de la région DHAYA

II.6.5. Choix des éoliennes

Le choix de la technologie éolienne est généralement basé sur les meilleures caractéristiques, soit cote de vitesse de démarrage, densité de puissance, vitesse nominale du vent en plus il prend la plus petite zone. D'autre point qui peuvent influés sur le choix de la technologie éolien, c'est la rugosité du site, car la production de l'éolienne se diffère de site à autre à cause de la topographie et dans notre cas, le coefficient de rugosité est donné par logiciel Wind-Pro de (0.003) ce qu'est nous donne un large choix pour une bonne production.

II.7. Le générateur du biogaz

II.7.1. Modélisation et dimensionnement d'une installation de biogaz

Le dimensionnement d'une installation du biogaz se fait par des étapes est basées sur l'électricité [42]:

- La demande énergétique journalière ;
- Le potentiel de la matière organique primaire journalière sur la Figure (II.14) .

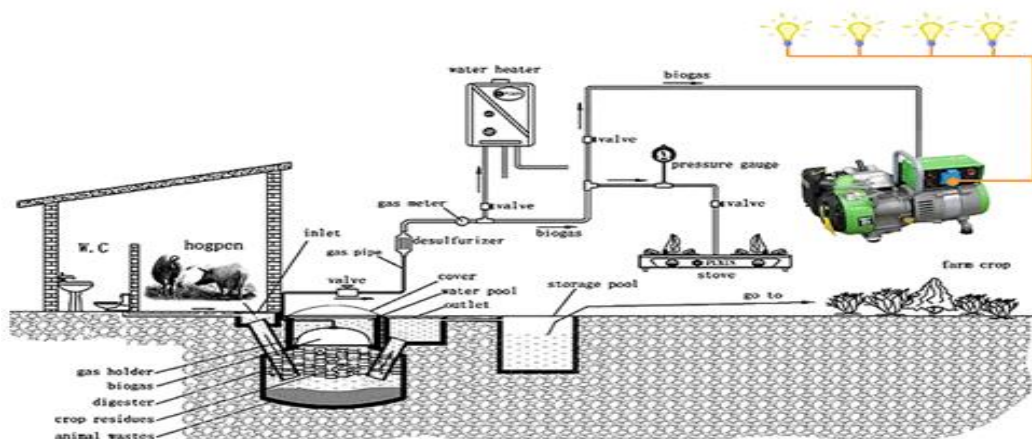


Figure II.14 : Utilisation d'une installation du biogaz pour générer l'électricité [42].

Étape1 : Acquisition des données requise

À des fins d'analyse, il est nécessaire de calculer la quantité de fumier de vache à alimenter quotidiennement dans le digesteur pour générer une certaine quantité d'énergie, ainsi que la quantité d'eau pour diluer le fumier, et le volume du digesteur pour convertir le fumier en biogaz. Les calculs sont effectués en fonction de la quantité d'énergie que vous souhaitez être généré. D'après des recherches antérieures, 100 grammes ou 0,1 kg de fumier de vache produiront potentiellement du biogaz qui peut être utilisé pour générer une puissance de 0,008973 kWh [42], le taux de fumier de vache doit être alimenté au digesteur pour générer la quantité d'énergie électrique demandé en ms (kg / jour), peut être calculée par la formule :

$$ms = \frac{E}{0.008973} \times 0.1$$

(II.31)

Avec E : l'énergie électrique à générer (kWh / jour).

Le taux d'eau pour diluer le fumier est calculé sur la base du bon ratio fumier et eau dans le processus de biogaz qui est 1: 1 [43]. Le débit d'eau à alimenter dans le digesteur pour produire le biogaz (ma, kg / jour) est calculé par :

$$ma = \frac{1}{1} \times ms$$

(II.32)

Le taux d'alimentation total du digesteur (mt, kg / jour) est la somme du taux de fumier et du taux d'eau, comme suit :

$$mt = ms + ma$$

(II.33)

Étape2 : Calcul de volume de digesteur

La taille du digesteur, c'est-à-dire le volume du digesteur, est déterminée par la durée du temps de rétention et par la quantité du lisier fournie quotidiennement. La quantité de lisier de fermentation se compose de la matière première (par exemple, le fumier de vache) et de l'eau de mélange [44].

$$V_d = V_q * d_j$$

(II.34)

Ou :

V_d : volume de digesteur (m^3).

V_q : alimentation quotidienne (m^3 /jour).

d_j : durée de rétention (jours).

Durée de rétention : la durée que le lisier reste dans le digesteur.

Étape 3 : Purification du biogaz

L'utilisation du biogaz comme source d'énergie efficace dépend fortement de sa concentration de méthane [45]. Par conséquent, la purification du biogaz est fait pour éliminer les impuretés telles que le dioxyde de carbone (CO_2), le sulfure d'hydrogène (H_2S) et la vapeur d'eau augmenter la concentration de méthane dans le biogaz pour avoir un combustible de plus haute valeur calorifique et plus d'énergie par unité de volume de biogaz comprimé. La figure (II.15) montre la configuration d'épuration chimique du biogaz [45].

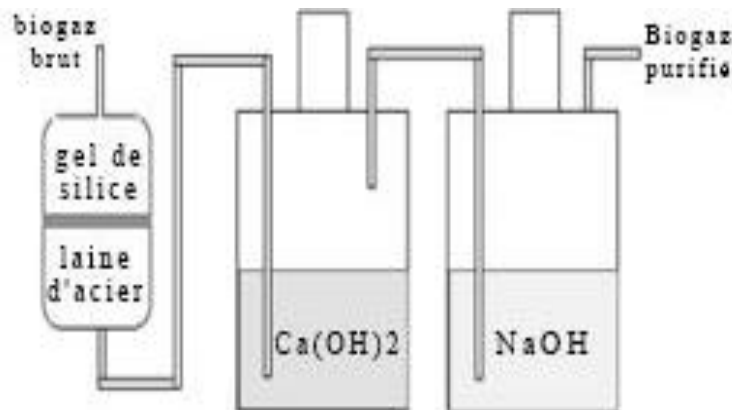


Figure II.15: Installation expérimentale d'épuration chimique du biogaz [45]

Étape 4 : Génération de l'énergie

Le générateur consomme du carburant (biogaz) pour produire de l'électricité. Par conséquent, Le système de génération de l'énergie est composé de la combinaison d'un moteur à combustion interne (ICN) et un générateur synchrone ou alternateur. Dans la plus part des cas, des groupes électrogènes portables sont utilisés. Le choix de la taille du groupe électrogène dont on a besoin, dépend de la consommation quotidienne. Les groupes électrogènes consomment environ $0,5-0,9 \text{ m}^3$ de biogaz pour générer chaque KWh figure (II.16). [46]

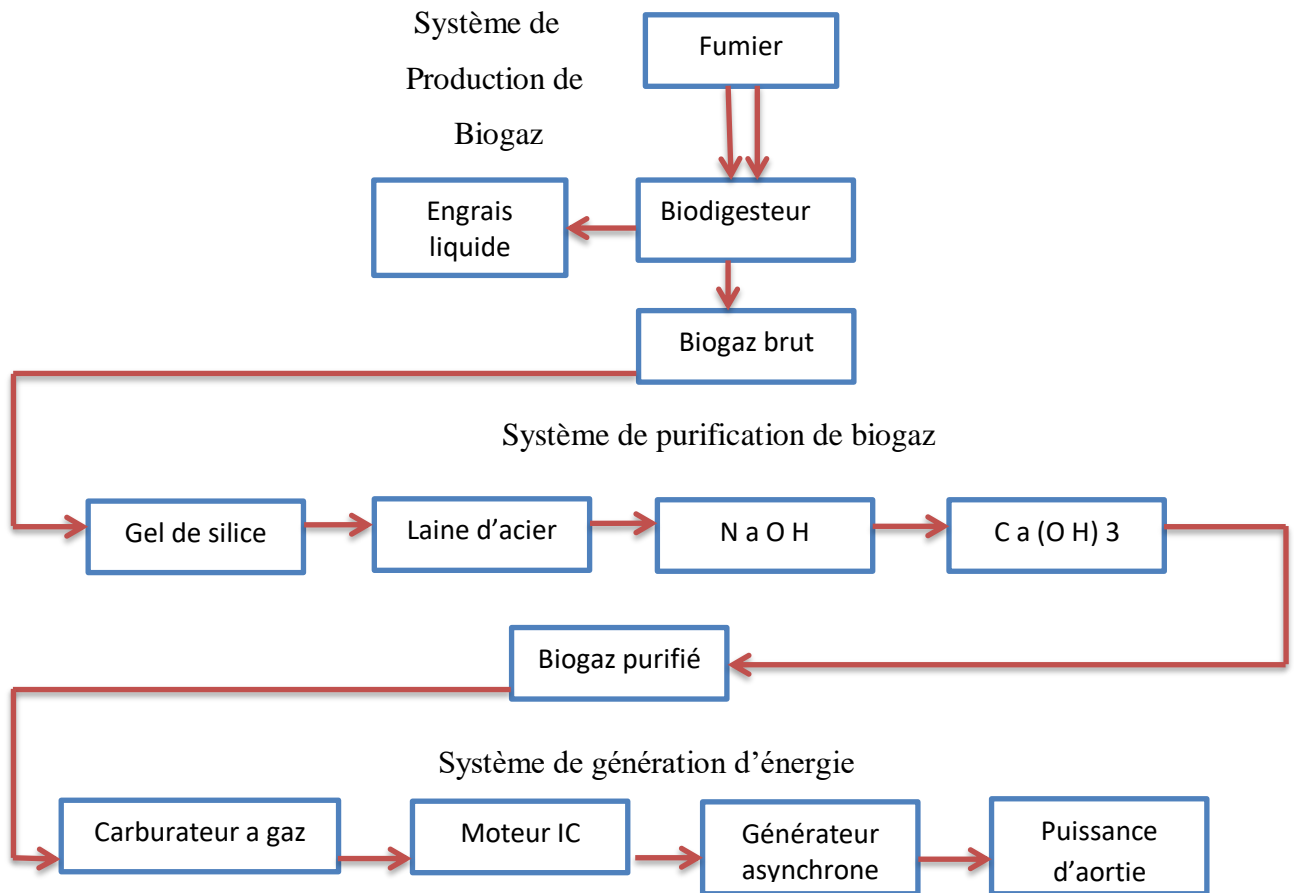


Figure II.16 : Diagramme du système de production d'électricité au biogaz [46].

II.7.2. Modélisation du système biomasse

Un système de moteur à gaz de digesteur se compose d'un bio digesteur et d'un moteur à biogaz, où le moteur à gaz est connecté au gazoduc, et il est alimenté en biogaz à partir du réservoir de gaz du bio digesteur, produisant de l'électricité en utilisant le biogaz comme combustible. Le moteur biogaz convertit le biogaz en électricité avec un générateur intégré, semblable à un moteur diesel conventionnel [47]. Le réservoir du digesteur est alimenté avec la matière organique mélangée, et la sortie du tuyau de biogaz est connectée au brûleur à gaz et au moteur à gaz. La capacité d'un moteur à gaz digesteur du système est représentée par la quantité de biogaz (m^3) qu'il peut produire en 24 heures. Les applications à grande échelle des installations de biogaz sont rares dans les pays en développement, mais des milliers de systèmes de digesteurs à petite échelle ($1,5 m^3$ - $80 m^3$) sont utilisés dans les zones rurales (Pays asiatiques) figure (II.17). [48].

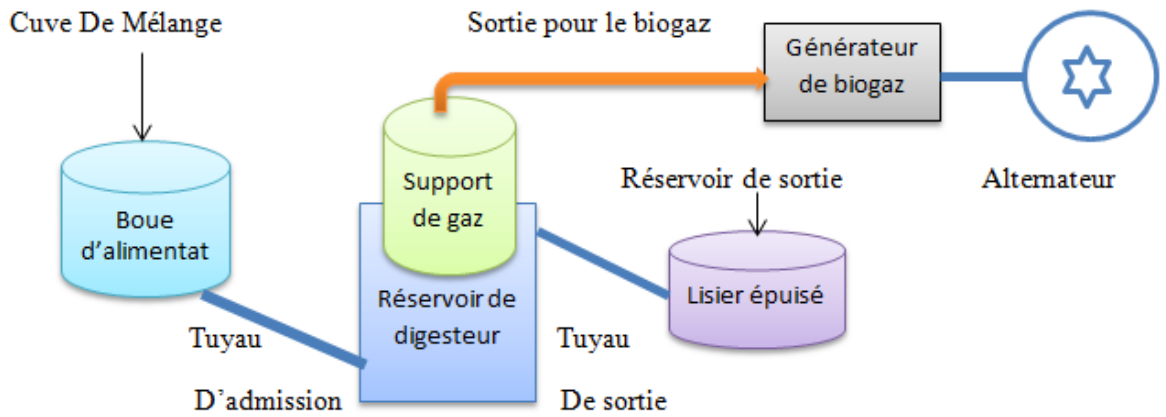


Figure II.17 : Système à biogaz [47].

➤ **Digesteur anaérobie**

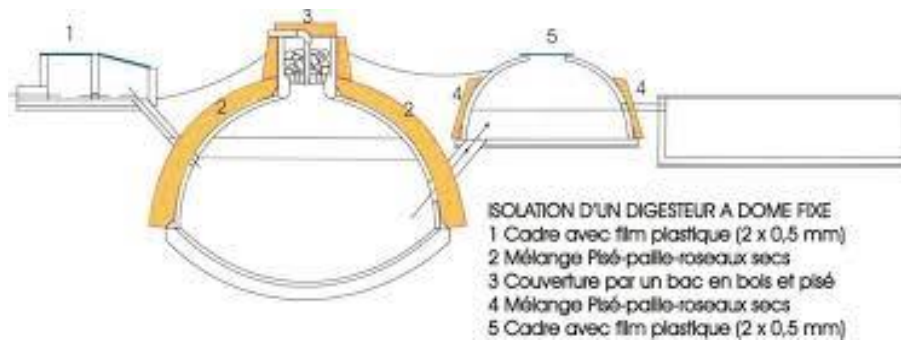


Figure II.18 : Digesteur à dôme fixe [49].

Le digesteur choisie est le réacteur à dôme fixe, c'est une structure construite en briques et plâtrée étanche au gaz, qui est souvent construite sous terre, elle a un tuyau d'alimentation ou les déchets peuvent être alimentée dans le digesteur. Le digesteur à un volume de purin et également un espace de stockage de gaz, de plus elle a une sortie qui mène à la chambre de compensation et le débordement. Le tuyau du gaz est le point le plus haut avec une valve pour ouvrir ou fermer le flux du gaz [49].

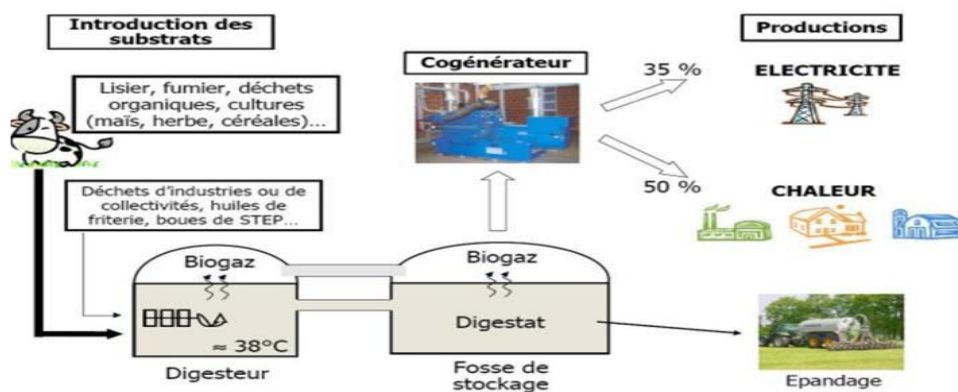


Figure II.19 : Composants principale de système biogaz [50].

➤ Potentiel biomasse

Pour l'estimation du potentiel de la biomasse, nous avons utilisés les coefficients suivants :

- Coefficient des déchets.
- Coefficient d'émission spécifique du biogaz par unité de poids des déchets d'élevage.
- Quantité des KWh d'énergies électriques produite par m³ de biogaz.

Tableau II.9 : Le potentiel de biogaz et le potentiel électrique [51].

	Production de biogaz à 55% CH ₄ (en m ³)	Potentiel électrique (en KWh)
1t lisier porcin à 6 % MS	21	32
1t lisier bovin laitier à 8,5 % MS	24	36
1t fumier bovin lait à 18 % MS	61	94
1t herbe (ensilage) à 37,5 % MS	200	306
1t maïs à 35 % MS	214	329
1t graisse de flottation	Au moins 400	Au moins 600

Une vache génère approximativement l'équivalent de 10-15 kg de fumier par jour.

Les chercheurs ont estimé que le fumier des vaches produit 25–35 cum /tonnes de biogaz de fumier de vache [51]. 1.2 tonnes de fumier de vache va générer 30–42 cum de biogaz par jour. Cette quantité est équivalent de 45 KWh/ jour. Sachant que la ferme contient 30 vaches laitières.

➤ Combien d'électricité produite de 1000kg de fumier de vaches ?

1000 kg de fumier de vache produit 45 m³ de biogaz.

1 m³ de gaz produit 2.8 KWh d'énergie.

126 KWh d'énergie peut-être produit de 1000 kg de fumier de vache.

1 Kg de fumier séché de vache produit 0.1 m³ biogaz [51].

➤ Volume du bio-digesteur

Le volume du bio digesteur est calculé en fonction de deux paramètres suivants :

1-La quantité de fumier de vache qui doit alimenter le digesteur pour générer la quantité d'énergie électrique demandé en matière sèche est de :

- La ferme expérimentale contient 30 vaches sachant qu'une seule vache laitière génère **10, 19 Kg/jour** donc on aura la quantité de fumier produite total égale :
- Quantité de fumier = 30*10,19 = **305,78 kg/jour** (MS, kg/jour).

(II.35)

2-Le débit d'eau à alimenter dans le digesteur pour produire le biogaz (ma, kg / jour) est qui égale à **305kg/jour** équivalent à **305l/jour** ;

Le taux d'alimentation total du digesteur (mt, kg / jour) est donné par la relation suivante :

$$\bullet \quad M_t = \text{Quantité fumier} + \text{Débit d'eau} \Rightarrow M_t = 305,78 + 305 = \mathbf{610 \text{ Kg/jour du lisie}} \quad (\text{II.36})$$

En assumant que le temps de rétention de cette biogaz sera de 40 jours (Plus la température est élevée, plus le temps de rétention est court, en mois de décembre le temps de rétention doit être plus long).

Donc le volume du digesteur sera égal :

$$\bullet \quad V_{\text{digesteur}} = M_t * 40 \Rightarrow V_{\text{digesteur}} = 610 * 40 = \mathbf{24,400l} = \mathbf{24,4 \text{ m}^3}. \quad (\text{II.37})$$

II.8. Modélisation du système de stockage

Il existe plusieurs types de stockage pour les systèmes d'énergies renouvelables. Les critères pour le choix d'un système de stockage d'énergie sont la fiabilité, l'efficacité, la maturité technique, le coût, la durée de vie et l'impact environnemental. L'efficacité et l'espérance de vie jouent un rôle essentiel lors du choix d'une technologie de stockage, car Ils affectent les coûts de stockage.

Il existe deux types d'accumulateurs utilisés actuellement dans les systèmes d'énergies renouvelables : les accumulateurs au Plomb acide et les accumulateurs au Nickel-Cadmium. La batterie au plomb acide est la forme de stockage la plus courante, en raison de son coût qui est relativement faible et de large disponibilité. Par contre, les batteries nickel cadmium sont plus chères, elles sont utilisées dans les applications où la fiabilité est vitale [52]. Dans le cadre de cette étude, nous avons choisi la batterie au plomb acide compte tenu de l'avantage offert pour les systèmes isolés de production d'énergie.

II.8.1. Modèle du système de stockage électrique

L'accumulateur électrochimique est considéré comme une source de tension idéale.

Dans ce document, nous utilisons la technique la plus couramment utilisée pour le calcul de l'état de charge (SOC) des batteries. Pour une parfaite connaissance de l'état de charge d'une batterie, il est nécessaire de connaître ou de pouvoir estimer le SOC à l'état initial, le temps de charge et de décharge et la valeur du courant [53]. L'équation (II.38) permet de calculer le SOC pour une batterie idéale.

$$\text{SOC} = \text{SOC}_o + \int_{t_o}^t \frac{I_{\text{bat}}}{C_{\text{bat}}} dt \quad (\text{II.38})$$

Où:

SOC_o : est l'état de charge initial de la batterie.

t_o : est le temps en seconde de l'état initial.

C_{bat} : est la capacité de la batterie (Ah).

I_{bat} : est le courant de la batterie (A) et est calculé comme suit:

$$I_{\text{bat}} = \frac{P_v + P_w - P_{\text{pompe}} - P_{\text{charge}}}{V_{\text{bat}}}$$

P_{pompe} : est la puissance demandée par la pompe.

P_{charge} : est la puissance totale des petits appareils de la ferme.

II.8.2. Dimensionnement du banc de batteries

Le dimensionnement a pour but de déterminer la capacité du banc de batteries à partir des besoins électriques de l'installation, ce qui peut être obtenu à l'aide de l'équation (II.39).

$$Q_b = \frac{B \cdot N}{V \cdot D \cdot R} \quad (II.39)$$

Où:

B : correspond aux besoins électriques de l'utilisateur ou charges journalière et s'exprime en Wh/jour pendant 10 heures par jour :

$$E = 1000kW \cdot 10 = 10000 \text{ kWh/jour.}$$

N : est le nombre de jours de réserve ou stockage. En général, on prévoit de trois à cinq jours d'autonomie. Comme dans notre système il y a aussi un système de stockage d'eau et un système de biogaz, nous réservons une journée $N = 1$ d'autonomie.

V : est la tension nominale des accumulateurs. Dans cette étude, cette tension est de 48 volts.

D : est le taux de décharge maximale des accumulateurs (entre 20% et 80% de décharge).

Ce taux est de 30% pour un système optimal, et de 50% pour un système standard [54].

Nous choisissons le taux pour un système optimal.

R : est le rendement des accumulateurs (typiquement entre 75% et 90%, incluant les pertes de câblage et de vieillissement [52]). Nous prenons $R = 90\%$.

Avec les valeurs prises, on aura :

$$Q_B = \frac{10000000 \cdot 1}{48 \cdot 0.30 \cdot 0.90} = 771605 \text{ Ah}$$

Nombre de batterie en série :

$$N_{BS} = \frac{48}{12} = 4 \text{ batterie}$$

Nombre de batterie en parallèle :

$$N_{Bp} = \frac{C}{C_B} \quad (II.40)$$

$$N_{Bp} = \frac{771605}{250} = 3086.42 = 3086 \text{ batterie}$$

Nombre de batterie totale :

$$N_{BT} = N_{Bp} \cdot N_{BS} \quad (II.41)$$

$$N_{BT} = 3086 \cdot 4 = 12344 \text{ batterie}$$

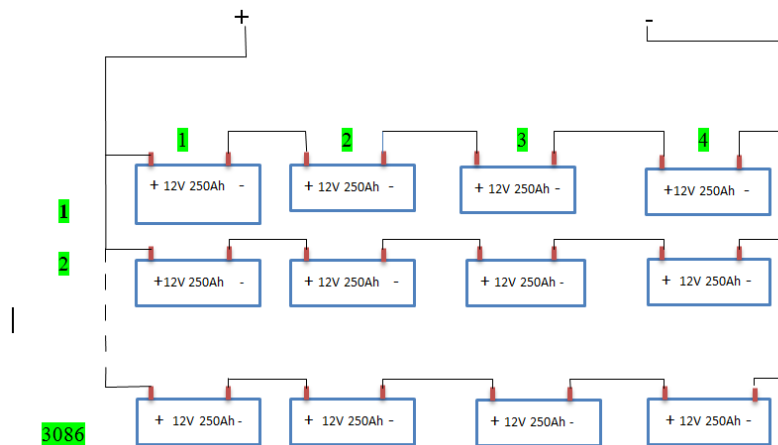
Câblage :

Figure II.20 : câblage de batterie

II.9. Conclusion

Ce chapitre nous a permis de donner un aperçu général sur la modélisation et le dimensionnement des composants de notre système hybride à concevoir. Nous avons présenté la modélisation, le dimensionnement du système de pompage et l'estimation des besoins en eau pour la proposition d'un profil de charge. Nous avons dimensionné les systèmes solaires et plus précisément ceux d'origines photovoltaïques ainsi que le système éolien et la dernière partie a été consacrée aux notions élémentaires nécessaires à la compréhension de la chaîne de conversion de l'énergie de biomasse en énergie électrique et la conception de système de stockage par batterie. L'objectif du prochain chapitre sera réservé à l'étude de la gestion de puissance du système autonome hybride proposé pour applications agricoles.

CHAPITRE III

La stratégie de gestion du système autonome hybride photovoltaïque-éolien- biogaz-batterie

- **Gestion d'énergie d'un système hybride**

III.1. Introduction

Le précédent chapitre nous a permis d'avoir les modèles dynamiques pour chacun des modules qui constituent le système multi-sources ainsi que le dimensionnement de chacun de ces modules. Cette étape de modélisation est incontournable puisqu'elle permet d'un côté d'établir des modèles pour la synthèse des lois de commande, et d'un autre côté de comprendre la dynamique de chacun de ces différents modules pour la prendre en considération lors de la conception d'une stratégie de gestion. En effet, une fois le système multi-sources est bien dimensionné et le modèle dynamique de chacun de ses modules établi, il est nécessaire de concevoir une stratégie de gestion optimale qui gère les flux de puissance échangés entre les différents modules du système multi sources tout en tenant à assurer l'autonomie de la charge.

Donc la stratégie de gestion est indispensable dans un système autonome hybride d'énergie, car c'est elle qui décide quelles charges sont connectées et comment utiliser le stockage si disponible. La stratégie de gestion d'énergie qui sera développée dans le cadre de ce projet de recherche doit permettre au système autonome hybride de s'adapter aux variations météorologiques. Une gestion d'énergie des composants d'un système doit garantir la stabilité du système en tout temps. 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. Le rôle principal de la stratégie de gestion d'énergie dans un système hybride autonome vise à assurer la continuité de l'approvisionnement de consommateurs dans toutes les conditions, à garantir l'utilisation maximale des sources renouvelables pour réduire l'utilisation des sources conventionnelles, à protéger les composants d'être endommagé en raison d'une surcharge et d'augmenter la stabilité du système d'alimentation.

L'objectif de ce chapitre est d'établir un organigramme d'une stratégie de gestion de système hybride autonome (PV + Pw + biogaz + batterie) pour alimenter un village agricole. Cet organigramme peut traduire dans un programme pour gérer un contrôleur.

III.2. Le contrôle du programme

Le contrôle adéquat des systèmes énergétiques hybrides multi-sources avec stockage est aussi nécessaire pour atteindre la fiabilité et l'efficacité du fonctionnement les plus élevées du système [27]. Ils existent trois configurations de contrôle et de supervision de ces systèmes multi sources, une brève description de chaque contrôle sera présentée dans les paragraphes suivants.

III.2.1. Contrôle centralisé

Dans une commande centralisée, les signaux de mesure de toutes les parties du système (production et charge) sont connectés à un contrôleur centralisé, comme il est illustré dans la Figure (III.1) le contrôleur centralisé agit en tant que superviseur d'énergie et prend des décisions sur les actions de contrôle sur la base de tous les signaux mesurés et d'un ensemble de contraintes et d'objectifs prédéterminés. Il priorise et gère l'utilisation de l'énergie parmi les différentes sources d'énergie du système hybride. Les signaux de commande sont ensuite envoyés aux sources d'énergie correspondantes via un contrôleur local pour produire une puissance appropriée. L'avantage de cette structure de contrôle est que la stratégie de gestion d'énergie multi-objective (réduire le coût de fonctionnement, mitigation des émissions de gaz à effet de serre...etc.) peut être réalisée par une optimisation globale basée sur toutes les informations disponibles. Cependant, Ce schéma de contrôle souffre du temps de calcul très important et la défaillance d'un seul point qui provoque l'arrêt complet du système.

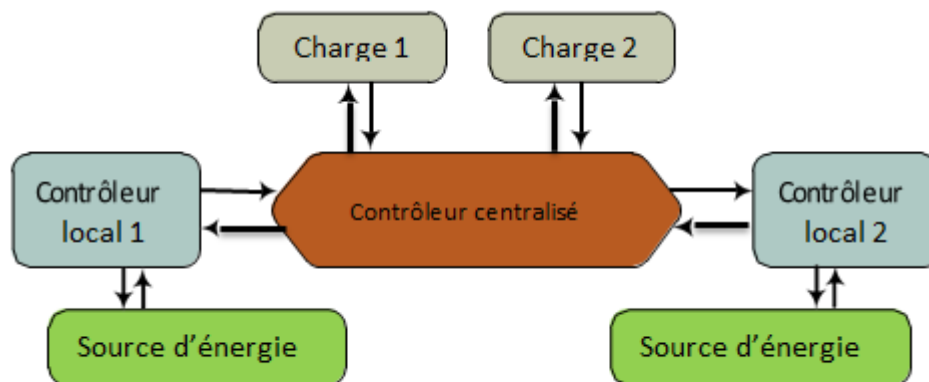


Figure III.1 : Stratégie de gestion d'énergie centralisée.

III.2.2. Contrôle distribué

Dans un schéma de contrôle entièrement distribué, les signaux de mesure de sources d'énergie du système hybride sont envoyés à leur contrôleur local correspondant, comme il est indiqué dans la Figure (III.2). Les contrôleurs locaux communiquent entre eux pour prendre des décisions de

fonctionnement du système. Un avantage de ce schéma est la facilité de fonctionnement. Avec cette structure de contrôle, le temps de calcul de chaque contrôleur est considérablement réduit et il n'y a pas de problème de défaillance. Son inconvénient est la complexité de son système de communication (plusieurs câblages). Des algorithmes intelligents, tel que la logique floue [27] les réseaux de neurones, l'algorithme génétique sont des approches potentielles pour optimiser la gestion d'énergie dans un tel schéma de contrôle.

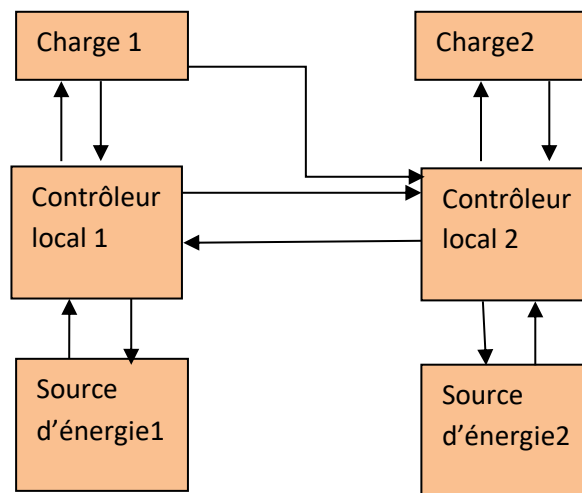


Figure III.2 : Stratégie de gestion d'énergie distribuée.

III.2.3. 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 (III.3) 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 au sein de chaque 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.

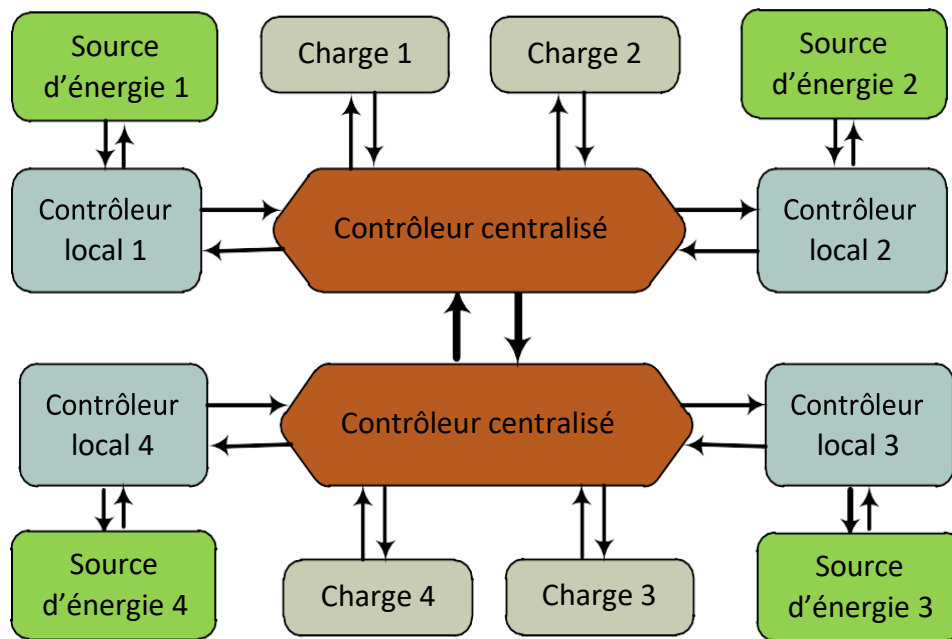


Figure III.3 : Stratégie de gestion d'énergie hybride centralisée et distribuée.

III.3. Algorithme de la Stratégies de gestion d'un système hybride d'énergie

La méthodologie de la stratégie de fonctionnement est une opération automatique d'intuition qui doit prendre en considération des impératifs techniques, normatifs, économiques, contractuels. Elle est traduit par un algorithme suivi par un organigramme qui permet au système la supervision d'un SHE de décider combien et quels générateurs il faut mettre en marche, quelles charges sont connectées et comment utiliser le stockage, si disponible. Il existe différentes stratégies de gestion pour les systèmes hybrides d'énergie. [27]

Généralement le fonctionnement d'un système hybride d'énergie dépend des paramètres suivants :

- le profil de charge : les variations journaliers, les variations saisonnières, les pics et les creux, etc.
- les caractéristiques des ressources renouvelables : les valeurs moyennes, la fréquence des événements, les valeurs extrêmes, les variations diurnes et saisonnières, etc.;
- la configuration du système : le nombre et les types de composants (les sources d'énergie renouvelable, les sources classiques, les charges contrôlables, les types de stockage, les convertisseurs de puissance, etc.);
- les normes de qualité de l'énergie : les exigences en ce qui concerne les variations de la fréquence et de la tension.

Par conséquent, certaines stratégies de fonctionnement peuvent être plus efficaces dans des applications particulières, en fonction des objectifs du système et les caractéristiques présentées ci-dessus.

III.3.1. Gestion du stockage

Il existe deux types de stratégies de stockage à savoir :

-La stratégie de stockage à court terme, qui permet de filtrer les fluctuations des énergies renouvelables et/ou de la charge. temps plus longue. Dans cette stratégie, un générateur biogaz est utilisé pour répondre à la demande de la charge sur de longues périodes. Avec cette stratégie, la source Biogaz est arrêtée jusqu'à ce que l'état de charge du système de système de stockage atteigne un niveau minimal. Une fois ce seuil atteint,

- La stratégie de stockage à long terme, qui est utilisée pour alimenter la charge sur une période de cette dernière redémarre et reste en fonctionnement jusqu'à ce que l'état de charge du système de stockage atteigne un niveau maximal et le cycle se répète encore une fois et ainsi de suite.

III.3.2. Gestion des charges

La gestion de la charge dépend de la nature de du profil de consommation, les variations des charge purement industrielles pose les problèmes des harmonique mais leurs profils sont typique ainsi que les charges résidentielles. Cependant les charges mixtes exigent un ordre prioritaire suivant la vocation des utilisateurs. Par exemple pour un village de pêcheurs l'alimentation les systèmes frigorifique est prioritaire avant les résidences parce que la chaine de température des chambres froides doit être stable pour éviter la défaillance des produits congelés. Alors dans ce contexte pour les villages agricoles leurs priorité est l'existence d'eau pour l'irrigation des plantes pour respecter la chaines d'irrigation et éviter le retard ou la défaillance de la production qui compte parmi leurs sources économiques de base. Donc pour notre projet de la zone agricole. Dans ce cadre notre objective est le développement d'une stratégie de gestion d'un système hybride autonome pour alimenter un zone agricole isolée pour développer l'agriculture au niveau des hauts plateaux Ouest de l'Algérie. Suite au caractère du projet, nous avons choisi que les charges sont connectées et déconnectées par ordre de priorité Figure (III.4). Les charges optionnelles sont toutes des charges ayant une utilité et pouvant être utilisées durant l'excédent d'énergie qui, autrement, serait dissipé. Les charges différées et optionnelles ont, en général, une priorité réduite pendant une partie de la journée. Elles doivent être connectées seulement quand leur régime de priorité est élevé. Dans le cas du pompage de l'eau, quand le niveau d'eau dans le bassin est bas, la pompe acquiert une priorité élevée et doit démarrer

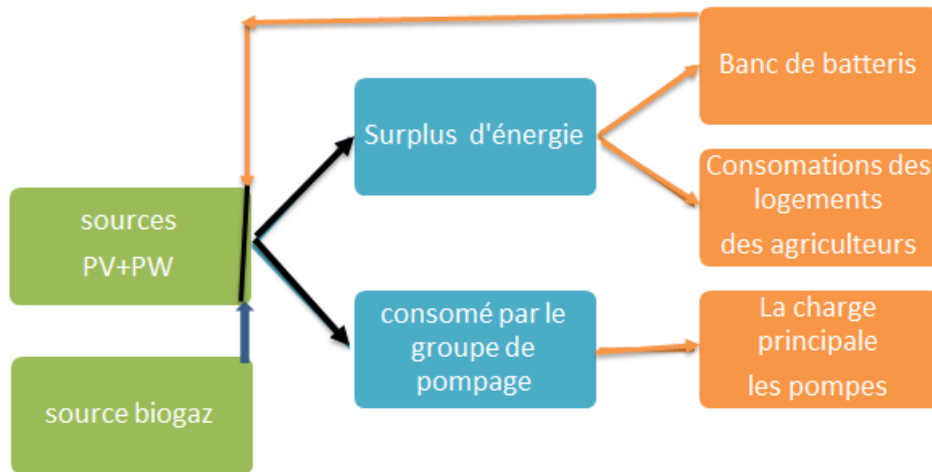


Figure III.4 : Diagramme de priorités des charges

Il existe d'autres stratégies de gestion à savoir : la réserve tournante, le temps de fonctionnement minimal et l'hystérésis. Mais dans les systèmes hybrides avec un système de stockage constitué uniquement d'accumulateur électrochimique, la stratégie de gestion est très simple : l'énergie excédentaire provenant des sources renouvelables est stockée dans les batteries (les batteries se chargent), les batteries se déchargent s'il y a déficit d'énergie dans le système

III.4. Stratégies de gestion du système autonome hybride proposé

Dans cette section, nous proposons une étude comparative de trois stratégies de gestion d'énergie d'un système autonome hybride photovoltaïque-éolien-biogaz-batteries pour applications agricoles. Le problème principal dans la gestion d'énergie d'un système autonome hybride est de pouvoir fournir la puissance demandée par la charge malgré les grandes variations de l'énergie produite. Les variations dans la production d'énergie sont causées par la nature intermittente des ressources renouvelables.

Pour la gestion du système hybride, la priorité est donnée au système de pompage la vocation principale du village. En cas de surproduction d'énergie par les sources renouvelables, l'énergie excédentaire sera utilisée pour charger les batteries et/ou répondre à la demande des charges électriques. Si les sources renouvelables produisent moins d'énergie qu'il en faut pour faire tourner la pompe, l'énergie manquante est fournie par le générateur biogaz et elle est extraite aussi des batteries. Par contre, il faut tenir en compte l'état de charge des batteries pour ne pas trop les surcharger ou les décharger complètement. Le cycle de fonctionnement d'un accumulateur électrochimique affecte sa durée de vie et a une influence sur le coût d'exploitation et d'entretien de l'ensemble du système.

Pour la gestion d'énergie, on calcule d'abord la puissance produite de l'ensemble le générateur du PV et le générateur éolienne du système hybride. La puissance nette sera égale à la différence entre la

puissance produite par les sources renouvelables Pres (la somme de la puissance du PV et de l'éolien) et la puissance du groupe de pompage P_{pompe} , cette puissance la source vitale des agriculteurs.

$$P_{res} = P_{pv} + P_w$$

$$P_{net} = P_{res} - P_{pompe}$$

Si cette puissance nette est supérieure à zéro ($P_{net} > 0$), il y a suffisamment d'énergie pour faire tourner la pompe et éventuellement alimenter les charges électriques et/ou stocker l'énergie excédentaire dans les batteries. Si cette puissance nette est inférieure à zéro ($P_n < 0$), cela sous-entend que l'énergie produite par les sources renouvelables n'est pas suffisante pour faire tourner la pompe. Dans ce cas, le générateur biogaz sera resté et mise en marche si non les batteries seront mises à contribution pour faire tourner la pompe.

L'objectif principal de la stratégie de gestion est la satisfaction des exigences de la pompe tant que le niveau de l'eau dans le réservoir est inférieur au niveau de référence. La pompe est arrêtée lorsque le niveau d'eau dans le réservoir atteint son niveau de référence. L'alimentation des demeures des agriculteurs est une charge secondaire mise à part les charges sensibles telles que la santé.

III.4.1. Stratégie de gestion

➤ Description de la stratégie de gestion proposée

Cette stratégie de gestion a été conçue en tenant compte de tous les scénarios possibles de fonctionnement de l'ensemble du système autonome hybride photovoltaïque-éolien-biogaz-batteries. Sans oublier que ce système est dédié à des applications agricoles, nous avons mis l'accent sur le pompage d'eau lors de la conception de l'algorithme de gestion. L'organigramme de la stratégie de gestion est présenté sur la Figure (III.5). Les différentes modes de fonctionnement du système hybride sont les suivantes :

Mode 1 :

Si le niveau d'eau H du réservoir est inférieur au niveau de référence H_{ref} ;

Et que P_{net} est positive et supérieure à la puissance totale des charges ;

Et que l'état de charge SOC des batteries est inférieur à l'état de charge maximal SOC_{max} ;

Alors, la pompe et les autres charges sont alimentées et l'énergie excédentaire est stockée dans les batteries.

Mode 2 :

Si le niveau d'eau H du réservoir est inférieur au niveau de référence H_{ref} ;

Et que P_{net} est positive et supérieure à la puissance totale des charges ;

Et que les batteries sont chargées.

Alors dans ce cas, la pompe et les charges optionnelles sont alimentées

Mode 3 :

Si le niveau d'eau H du réservoir est inférieur au niveau de référence H_{ref} ;

Et que P_{net} est positive et inférieure à la puissance totale des charges ;

Et que l'état de charge SOC des batteries est supérieur à l'état de charge minimal SOC_{min} .

Alors, la pompe et les autres charges sont alimentées par les sources renouvelables et les Batteries.

Mode 4 :

Si le niveau d'eau H du réservoir est inférieur au niveau de référence H_{ref} ;

Et que P_{net} est positive et inférieure à la puissance totale des charges ;

Et que les batteries sont déchargées.

Alors, la pompe est alimentée par les sources d'énergie renouvelable et les charges optionnelles sont déconnectées.

Mode 5 :

Si le niveau d'eau H du réservoir est inférieur au niveau de référence H_{ref} ;

Et que P_{net} est négative et P_{res} est plus grande que zéro ;

Et que l'état de charge SOC des batteries est supérieur à l'état de charge minimal SOC_{min} .

Alors, la pompe et les charges optionnelles sont alimentées par les batteries et les sources renouvelables. Les batteries se déchargent.

Mode 6 :

Si le niveau d'eau H du réservoir est inférieur au niveau de référence H_{ref} ;

Et que P_{net} est négative et P_{res} est plus grande que zéro ;

Et que les batteries sont déchargées.

Alors, la pompe est alimentée juste avec de l'énergie produite par les sources renouvelables. Il faut rappeler que la puissance produite par l'éolien et le PV ne suffise pas pour faire tourner la pompe à puissance maximale. Les charges sont déconnectées.

Mode 7 :

Si le niveau d'eau H du réservoir est inférieur au niveau de référence H_{ref} ;

Et que P_{net} est négative, l'éolien et le PV ne produisent pas d'énergie ;

Et que l'état de charge SOC des batteries est supérieur à l'état de charge minimal SOC_{min} .

Alors, les batteries permettent d'alimenter la pompe et les charges.

Mode 8 :

Si le niveau d'eau H du réservoir est inférieur au niveau de référence H_{ref} ;

Et que P_{net} est négative, l'éolien et le PV ne produisent plus d'énergie ;

Et que le biogaz suffisant le générateur bio démarre

Les pompes et les charge sont alimentées par le biogaz

Et les batteries sont en charge.

Alors, le système est arrêté.

Mode 8bis :

Si le niveau d'eau H du réservoir est inférieur au niveau de référence H_{ref} ;

Et que P_{net} est négative, l'éolien et le PV ne produisent plus d'énergie ;

Et que le biogaz insuffisant le générateur bio reste en arrêt

Alors, le système est arrêté.

Mode 9 :

Si le réservoir est plein (H atteint son niveau de référence H_{ref}) ;

Et que l'éolien et le PV produisent de l'énergie suffisante pour alimenter les charges ;

Et que l'état de charge SOC des batteries est inférieur à l'état de charge maximal SOC_{max} '

Alors, les charges optionnelles sont alimentées et les batteries se chargent.

Mode 10 :

Si le réservoir est plein (H atteint son niveau de référence H_{ref}) ;

Et que l'éolien et le PV produisent de l'énergie suffisante pour alimenter les charges ;

Et que les batteries sont chargées.

Alors, seules les charges optionnelles sont connectées.

Mode 11 :

Si le réservoir est plein (H atteint son niveau de référence H_{ref}) ;

Et que l'éolien et le PV produisent de l'énergie non suffisante pour alimenter les charges ;

Et que l'état de charge SOC des batteries est supérieur à l'état de charge minimal SOC_{min} .

Alors, l'éolien, le PV et les batteries permettent de satisfaire les demandes des charges optionnelles.

Mode 12 :

Si le réservoir est plein (H atteint son niveau de référence Href) ;
Et que l'éolien et le PV produisent de l'énergie non suffisante pour alimenter les charges ;
Et que les batteries sont déchargées.
Et que le biogaz suffisant le générateur bio démarre
les charges sont alimentées par le biogaz
Et les batteries sont en charge.

Mode 12bis :

Si le réservoir est plein (H atteint son niveau de référence Href);
Et que l'éolien et le PV produisent de l'énergie non suffisante pour alimenter les charges ;
Et que les batteries sont déchargées.
Et que le biogaz insuffisant le générateur bio reste en arrêt
Alors, le système est arrêté.

Mode 13 :

Si le réservoir est plein (H atteint son niveau de référence Href) ;
Et que l'éolien et le PV ne produisent pas d'énergie ;
Et que l'état de charge SOC des batteries est supérieur à l'état de charge minimal SOCmin .
Alors, les batteries alimentent les charges optionnelles.

Mode 14 :

Si le réservoir est plein (H atteint son niveau de référence Href) ;
Et que l'éolien et le PV ne produisent pas d'énergie ;
Et que les batteries sont déchargées.
Et que le biogaz suffisant le générateur bio démarre
les charge sont alimentées par le biogaz
Et les batteries sont en charge.

Mode 14bis :

Si le réservoir est plein (H atteint son niveau de référence Href) ;
Et que l'éolien et le PV ne produisent pas d'énergie ;
Et que les batteries sont déchargées.
Et que le biogaz insuffisant le générateur bio reste en arrêt
Alors, le système est arrêté.

Figure III.5 : Organigramme de la stratégie de gestion # 1

III.5. Conclusion :

Dans ce chapitre, nous avons présenté la stratégie de gestion du système autonome hybride photovoltaïque-éolien biogaz-batterie d'établir un organigramme de cette stratégie pour alimenter un village agricole. Cet organigramme peut traduire dans un programme pour gérer un contrôleur. Dans le chapitre suivant, une étude économique sera réalisée pour estimer le coût d'installation.

CHAPITRE IV

La simulation du système autonome hybride

IV.1. Introduction

Dans le dernier chapitre on présente des simulations numériques par le logiciel HOMER (Hybrid Optimisation Model for Electric Renewables), d'un système hybride réel éolien-solaire pour un site isolé de la région de dhaya au sud de sidi belabes ouest algérien, les résultats obtenues par le logiciel HOMER, doivent nous les indices d'orientation globales pour la faisabilité d'installation de notre système hybride autonome proposé pour cette application agricole. L'objectif n'est pas limité uniquement au niveau du fonctionnement du système mais aussi des information sur le coût net total (NPC) du système hybride, le coût d'exploitation par an et le coût des ventes d'énergie (COE) cette dernière indication présente une contrainte principale des systèmes a énergie renouvelable. Les périodes de remboursement simple PRS et actualisées PRA présentent des valeurs essentielles pour une amélioration de la performance économique. Le taux de pénétration de la production des énergies renouvelables pour chaque source et globale, ainsi que la quantité d'émission de gaz kg/an présentent des signes obligatoires concernant l'amélioration des performances économiques et environnementale.

IV.2. Présentation du logiciel HOMER

Le logiciel HOMER (hybrid optimisation model for electric renewables) développé par NREL (national renewable energy laboratory) aux étas unis, prend en charge l'opération d'évaluation des conceptions des différents systèmes de génération d'énergie électrique, que ce soit connecter à un réseau électrique classique ou bien éloigné de ce dernier pour une variété d'applications. Il permet d'analyser et de combiner divers sources d'énergie afin d'arriver à afficher une configuration optimale d'un système hybride capable de fournir de l'énergie au site spécifié d'une manière faisable selon certains critères techniques et économiques [53]

Pour simuler un système hybride de génération d'énergie, il faut définir tous les éléments de ce dernier, en utilisant les composants définis dans la bibliothèque du logiciel comme les éoliennes, les panneaux photovoltaïques, le générateur biogaz, le banc de batterie et les convertisseurs statiques etc. S'il est nécessaire d'ajouter un composant qui n'existe pas dans la liste des éléments définis par défaut, le logiciel nous permet de l'ajouter en introduisant toutes ces caractéristiques techniques ainsi que son coût. On peut aussi modifier les caractéristiques d'un composant déjà existant dans la bibliothèque.

Toujours HOMER, simule le fonctionnement d'un système en faisant des calculs de bilan d'énergie à chaque heure pour chacun des 8760 heures dans une année. Il donne la configuration optimale et la moins coûteuse qui répond aux charges électriques et thermiques spécifiques. Il simule plusieurs configurations, il optimise le coût pour un cycle de vie donné et génère des résultats de sensibilité pour

la plupart des situations. Ainsi il permet d'effectuer des analyses et de répondre aux nombreuses questions de conception tels que:

- Quelles technologies sont les plus rentables ?
- Quelle est la taille des composants de système hybride ?
- Que deviennent-ils les aspects économiques du projet si les coûts ou les charges changent ?
- Es-que les sources d'énergie renouvelables peuvent fournir l'énergie nécessaire ?

IV.3. Les étapes de fonctionnement du logiciel

Étape 1 : Positionnement géographique du site

Cette étape est importante pour permettre au logiciel d'avoir les bases de données des potentiel énergétique disponible (solaire, éoliens).

Étape 2 : Évaluation de la potentielle énergétique biomasse

Le logiciel HOMER nécessite des données sur la biomasse pour simulation et optimisation du système d'alimentation hybride.

Étape 3 : Le profil de la charge journalière

Le choix du profil de la charge électrique requise été estimée par une étude sur les buts à réaliser pour l'agglomération agricole et la convivialité des agriculteurs.

Étape4 : Conception et simulation

La conception a été réalisée avec HOMER Pro version 64 La conception visant à sélectionner les composants appropriés de production et de stockage d'énergie qui utiliseront l'énergie solaire et ressources de biomasse pour répondre à la demande de charge. Les composants utilisés comprennent des panneaux solaires PV, les turbines éoliennes, Batteries de stockage, convertisseur de puissance et générateurs de biogaz. Lorsque le logiciel accepte la configuration il nous donne le signal de simulation. Après un temps de calcul le logiciel nous donne les informations typiques suivantes : le profil de charge qui de vrai être pris en charge par le système, le rayonnement solaire pour les panneaux solaires, la vitesse du vent pour la production d'énergie éolienne, le coût initial de chaque composant (biogaz, éolienne, photovoltaïque, batteries, convertisseurs), le coût du biogaz et la durée de vie du projet. Ensuite, on utilisant ces données, on peut effectuer la simulation pour obtenir la meilleure configuration du système d'alimentation hybride pour cet endroit précis.

IV.4. Détermination du site géographique

L'objectif de cette étude est de choisir un village agricole dans la région sud de sidi Belabbes en Algérie pour étudier la faisabilité de l'utilisation d'un système hybride de génération d'énergie pour alimenter des systèmes d'irrigation et les maisons d'agriculteurs tout au long de l'année. Le site choisit pour l'étude est localisé au sud de la ville de sidi Belabbes située à l'Ouest nord de l'Algérie dans l'altitude 34.69 N et longitude 0.6017 W E .Afin de construire ce système d'énergie, on doit disposer tous les informations pour l'emplacement sélectionné voir figure (IV.1).



Figure IV.1 : position géographique du site

IV.4.1. L'évolution de la température du site

La figure (IV.2) illustre les variations mensuelles de la température de notre site la température minimale 7.390°C , Température maximale 28.610°C avec une température annuelle moyenne 17.47°C . Donc l'impact de la température sur les composants du système est faible.

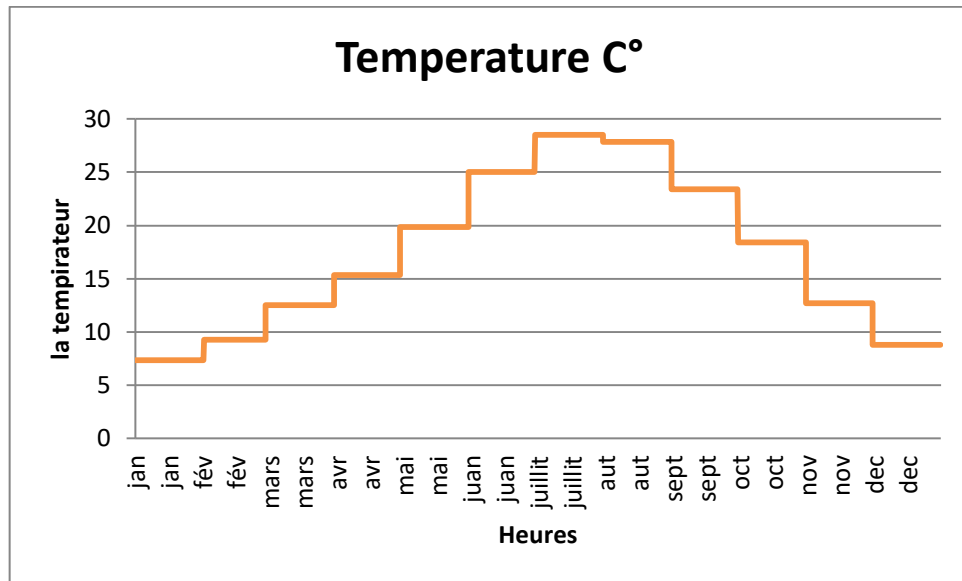


Figure IV.2 :l'évolution de la température du site Dhaya

La figure (IV.3), (IV.4) et (IV.5) montrent le profil de charge du pompage pour remplir le réservoir d'irrigation et alimenter les maisons des dix familles. La consommation est importante depuis 7H du matin jusqu'au 19h du soir. Le processus de simulation du système hybride choisi a été analysé pour voir si l'utilisation du système d'alimentation sera possible ou non. Il est important de noter que la consommation de l'énergie est réduite mais elle n'est jamais coupée pour le village. La charge journalière est de 5100,17 KWh par jour, la charge journalière maximale peut atteindre 493 kW, et donc la charge de système construit par HOMER simule l'alimentation d'énergie pour une somme de maisons qui peut atteindre les 10 foyers agriculteur et le bassin d'irrigation.

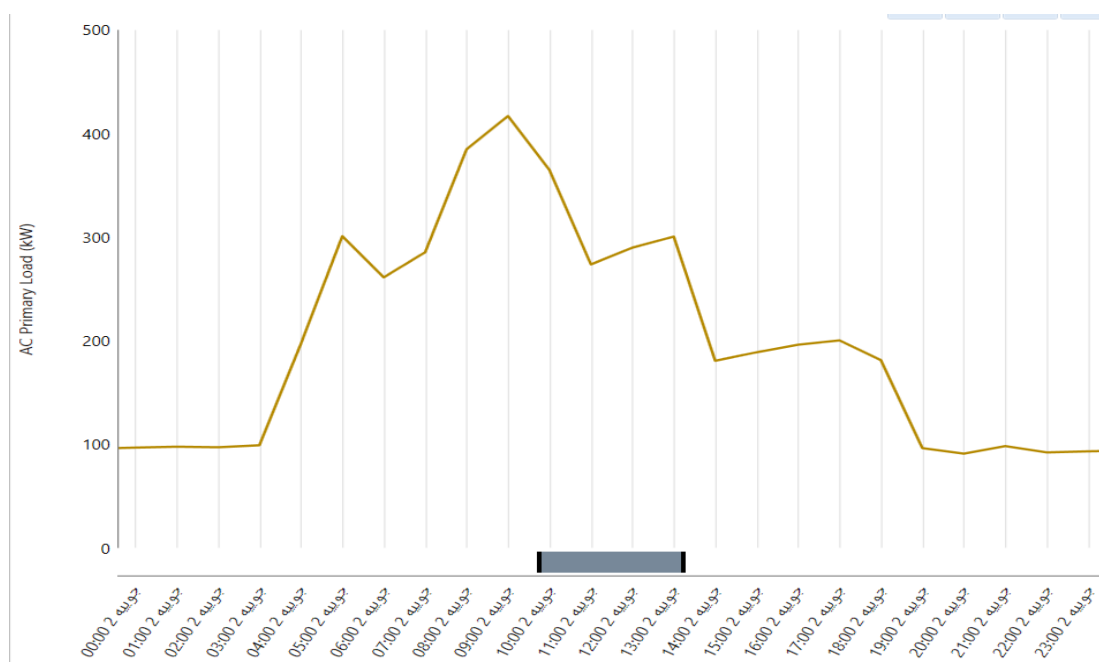


Figure IV.3 : profile de charge du système par heure du mois de juillet

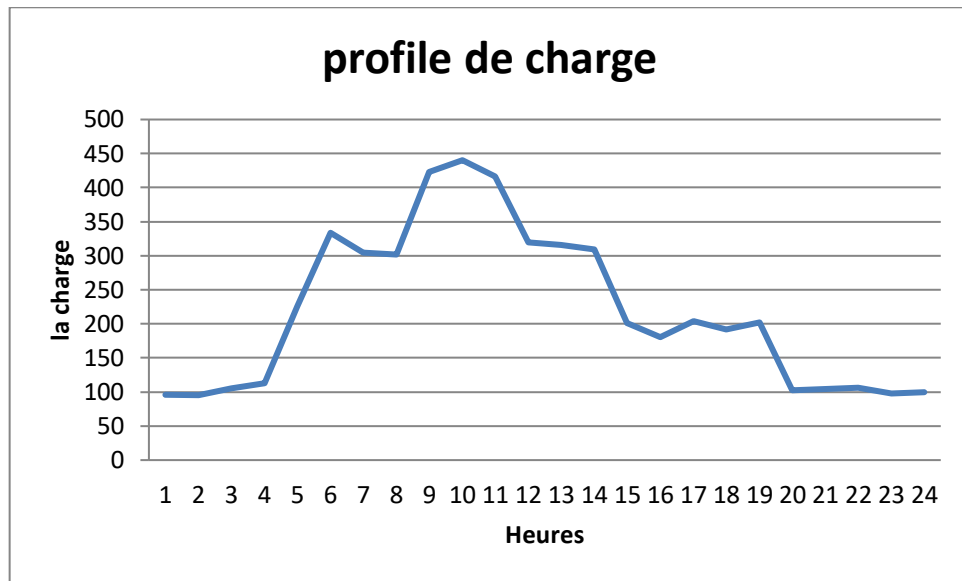


Figure IV.4 : profile de charge du système par heure instantanée

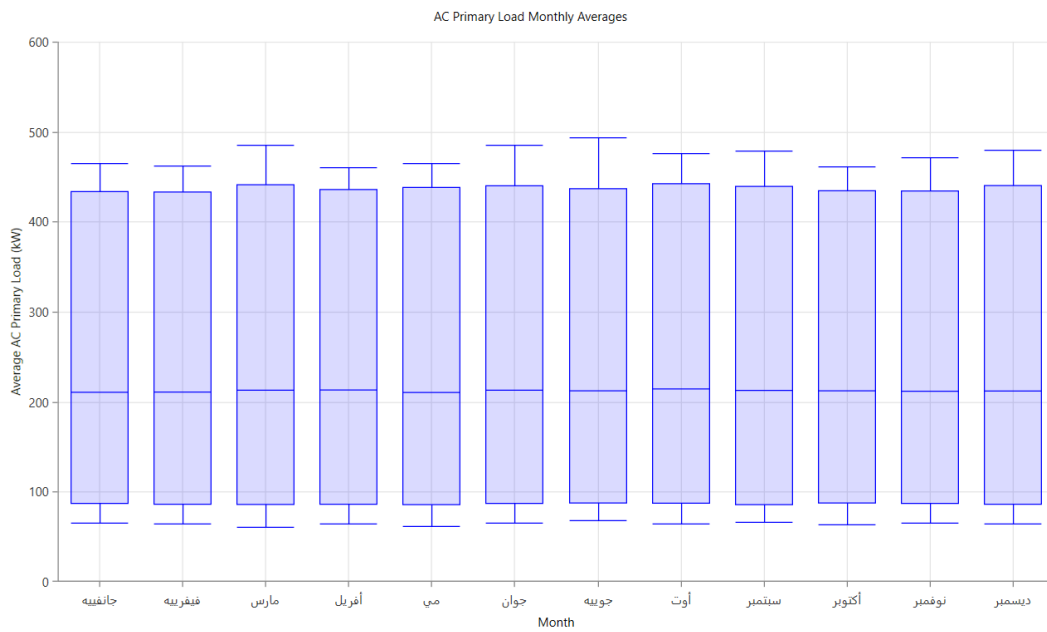


Figure IV.5 : la variation de la valeur moyenne de charge par mois

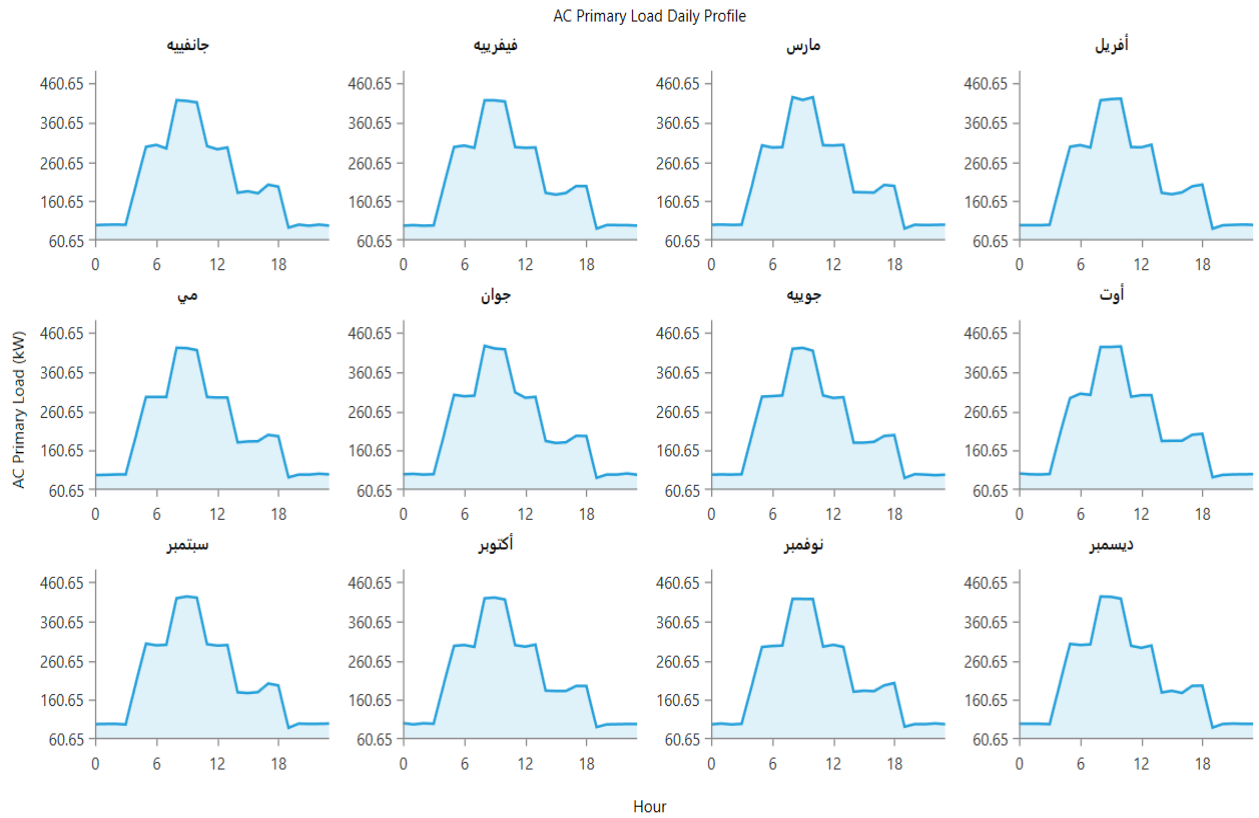


Figure IV.6: Le profil de charge journalière suivant les saisons

IV.4.2. Le profil de radiation et l'indice sur année

Les données de rayonnement solaire ne sont pas disponibles, ces informations moyennes mensuelles ont été prises par la NASA. HOMER introduit l'indice de clarté de latitude du site sélectionné, les valeurs de l'indice sont présentées dans le même tableau (IV.1).

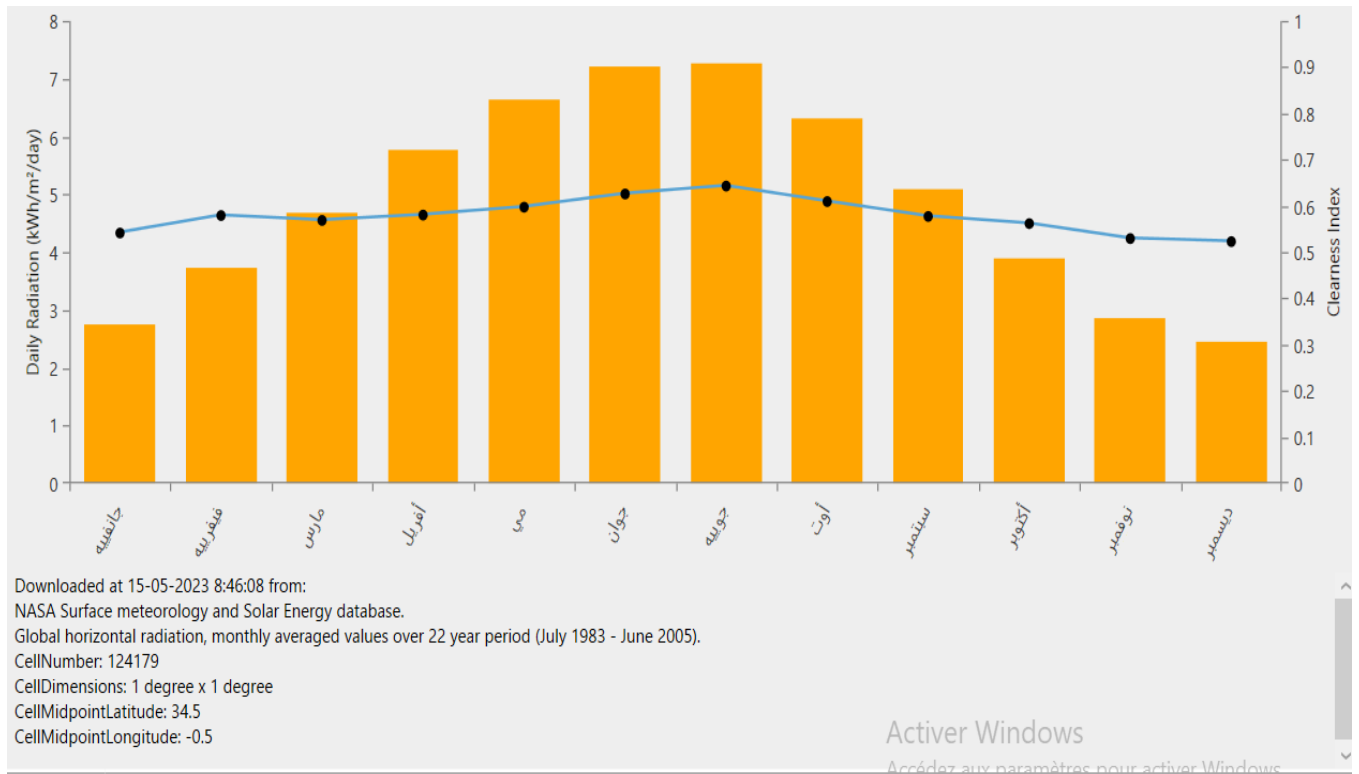


Figure IV.7 -a : Le profil de radiation et l'indice sur année

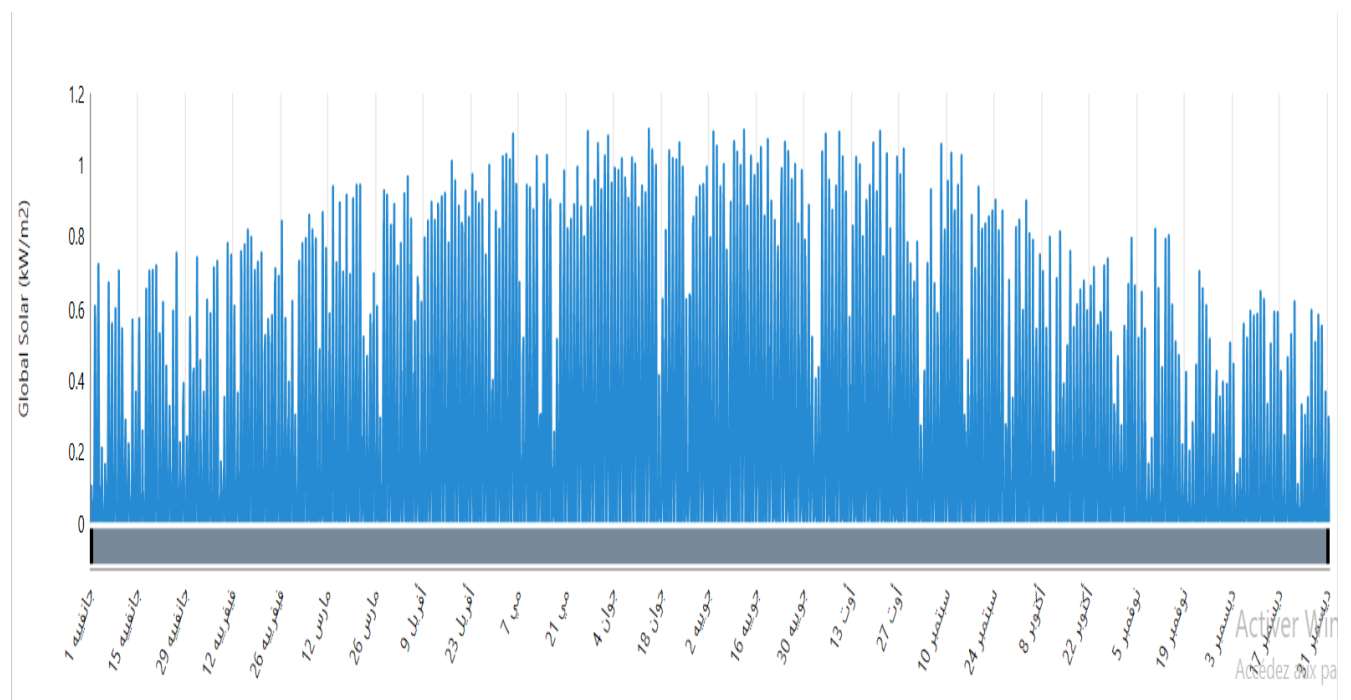


Figure IV.8-b : Les variations des irradiations globales annuelles

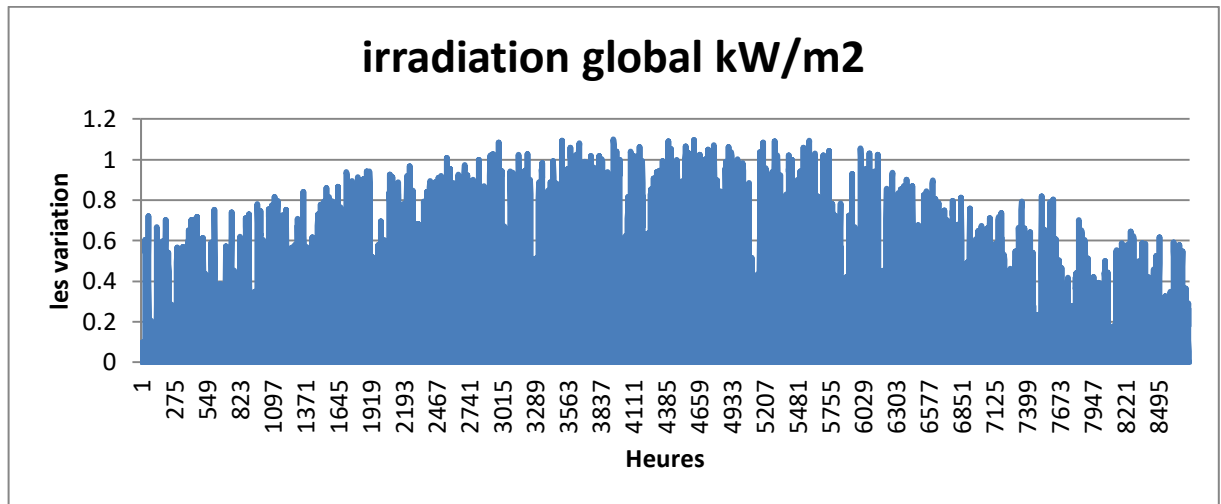


Figure IV.9-b : Les variations instantanées des irradiances globales

IV.4 .3 . La direction et le profil de la vitesse du vent d’une année

Ce qui concerne les informations de la vitesse du vent dans le site au voisinage de la centrale de dhaya sud de sidi belabbes sont obtenues par la station de météo de la centrale photovoltaïque. Les relevés ont été enregistrés chaque trois heures. Nous avons obtenus une base de données de trois ans. Le traitement de ces données par le logiciel Wind grapheur à donner la direction annuelle du vent dominante l’ouest/nord-ouest appelée rose du vent comme le montre la figure (IV.10).

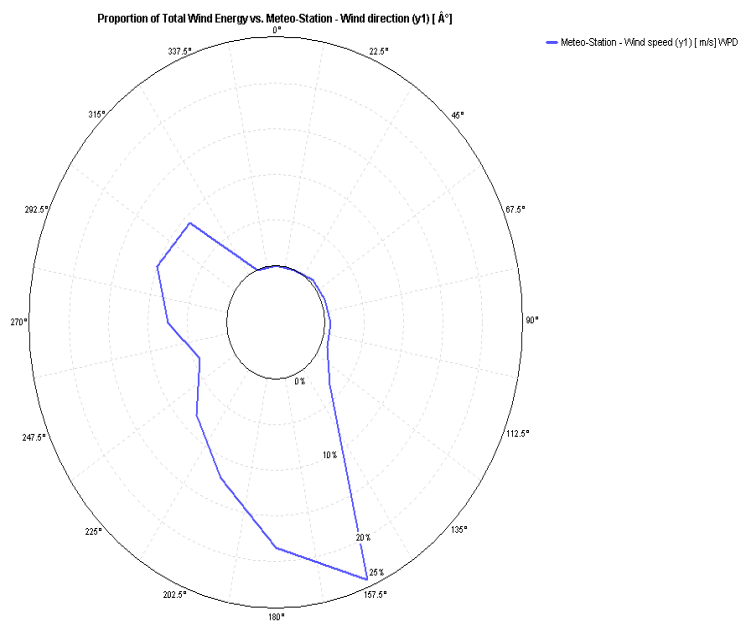


Figure IV.10 : La rose des vents de la région de dhaya

L’histogramme de la figure (IV.11) présente la variation des valeurs moyennes mensuelle de la vitesse du vent obtenu par le logiciel Homer. La valeur moyenne est presque stable sauf pour quelque mois de l’année, mais elle est toujours supérieure à 4m/s vitesse minimale pour la production de l’énergie électrique. La courbe de la figure (IV.12) illustre la variation instantanée de la vitesse du vent on remarque bien que le vent est continu dans la région mais avec des vitesses différentes qui peuvent atteindre des valeurs minimales de 2 m/s pour des instants très courts.

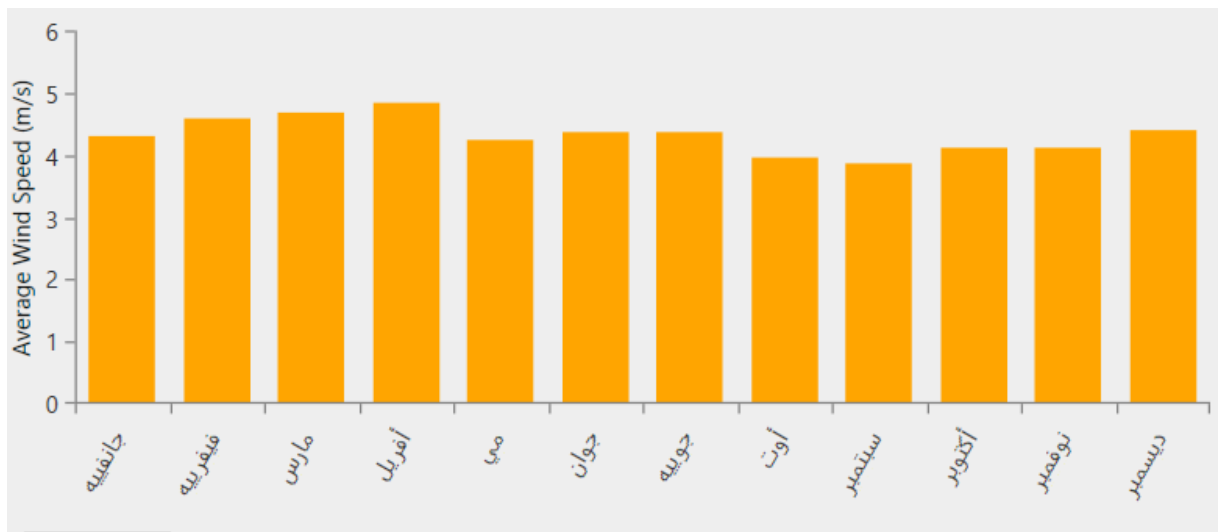


Figure IV. 11 : Le profil de la vitesse moyenne mensuelle du vent d’une année

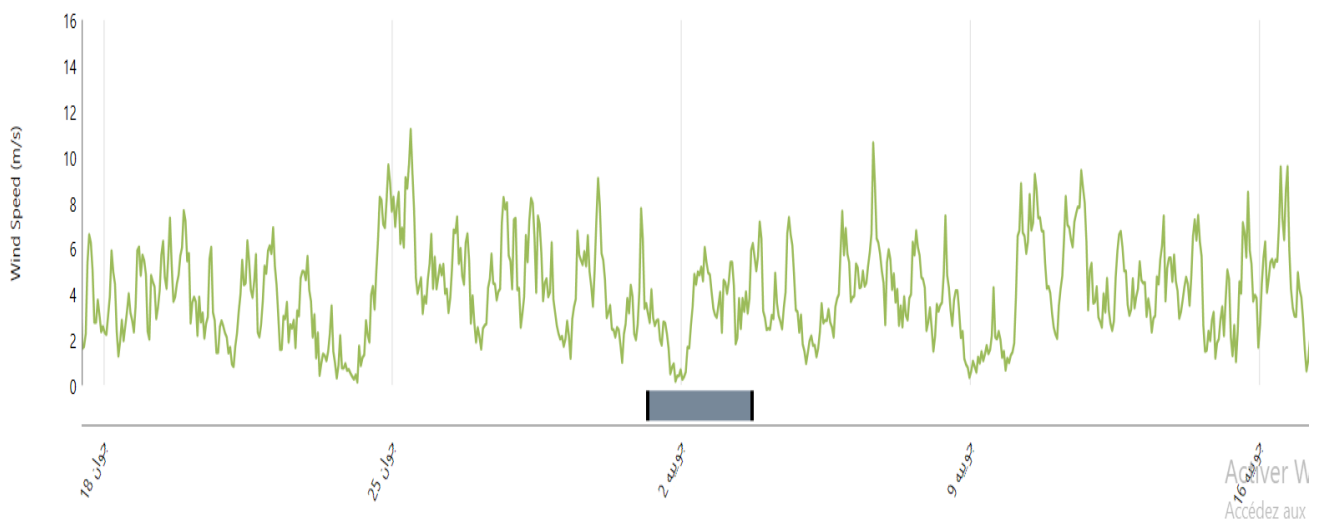


Figure IV. 12 : La variation de la vitesse du vent de mois de juillet

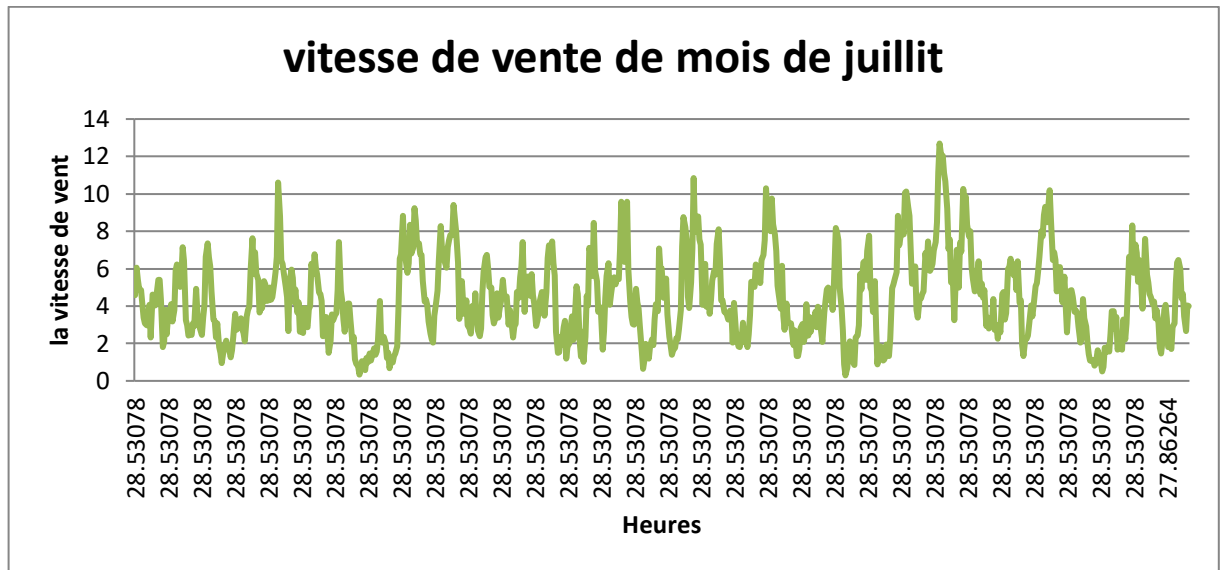


Figure IV. 13 : La variation instantanée de la vitesse du vent

La figure (IV.14) montre que la complémentarité entre l'ensoleillement global et le potentiel éolien est très faible car la variation des courbes montre qu'il y a des instants où le potentiel solaire et le potentiel éolien sont faibles ou nuls. La charge sera alimentée par le stockage et le groupe biogaz.

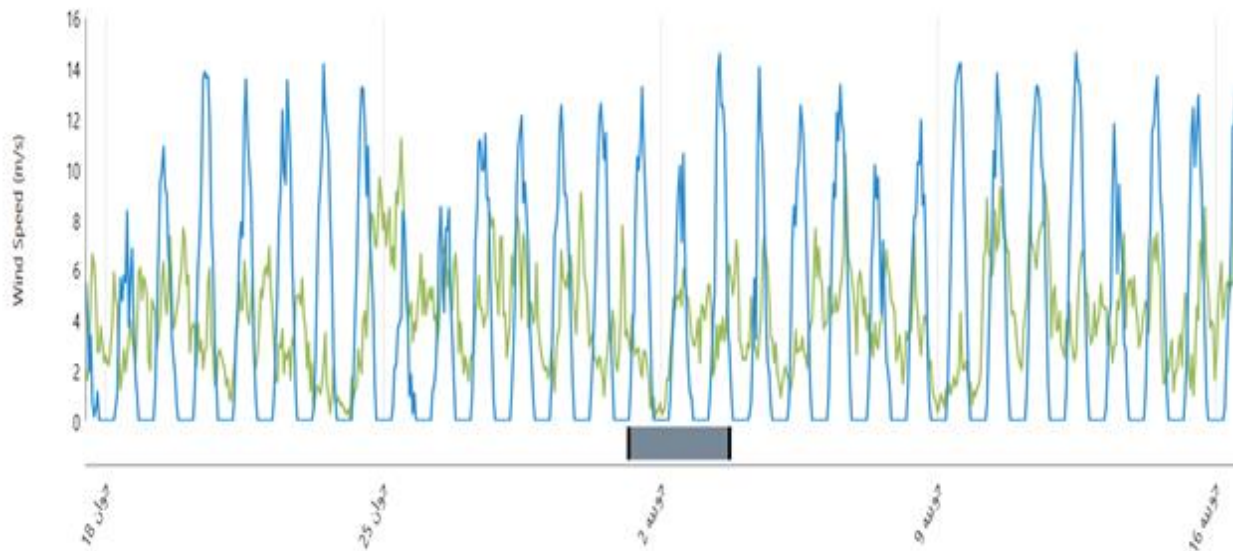


Figure IV. 14 : La variation d'irradiation globale (en bleu) et de la vitesse du vent

La figure (IV. 15) et la figure (IV. 16) que le choix de la technologie des turbines a une grande importance avec la production de l'énergie dans les régions non venteuses parce que tant qu'on augmente la puissance de la turbine la vitesse de démarrage sera importante. D'autre part cette vitesse augmente avec la hauteur du mat de l'éolienne et le relief du site..

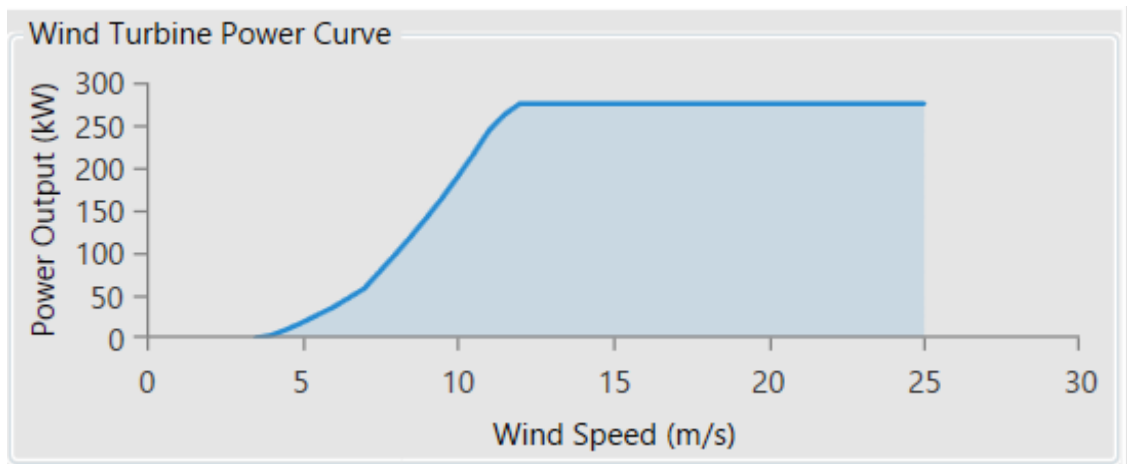


Figure IV. 15 : La courbe de puissance de l'éolienne choisie

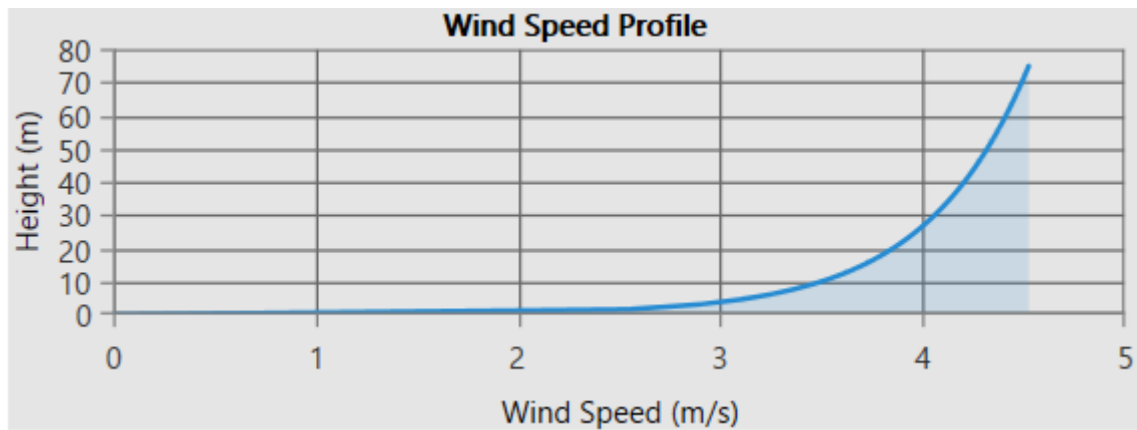


Figure IV.16 : La variation de la vitesse en fonction de la hauteur

En résumé les informations obtenues par le logiciel Homer concernant les sources d'énergie renouvelables comme les données solaires et éoliennes sont présentées dans le tableau(IV.1). La vitesse moyenne maximale 4.83 m/s est obtenue pendant le mois d'avril et la moyenne annuelle est 4.32m/s. alors que les irradiances solaires maximales sont inscrites pendant le mois de juillet et la moyenne est égale à 4.89 kWh/m²/jour.

Tableau IV.1 des valeurs moyenne des irradiances globales horizontales et la vitesse du vent

Mois	indice de clarté	irradiation quotidienne kWh/m ² /jour	Vitesse moyenne du vent m/s
Janvier	0,542	2,760	4,3
Février	0,580	3,720	4,6
Mars	0,569	4,680	4,69
Avril	0,580	5,780	4,83
Mai	0,597	6,630	4,24
Juin	0,626	7,220	4,36
Juillet	0,643	7,260	4,36

Aout	0,610	6,310	3,95
Septembre	0,578	5,080	3,85
octobre	0,562	3,900	4,13
Novembre	0,530	2,850	4,13
Décembre	0,524	2,450	4,39
Valeur moyenne annuelle		4,89	4,32

IV.5. Construction de système hybride de génération d'énergie

Sur l'environnement HOMER, nous avons défini chaque élément de notre installation en se basant sur toutes les caractéristiques et les données fournies dans le paragraphe précédent. Le schéma d'un système hybride de génération d'énergie qu'on va simuler par HOMER est présenté par la figure (IV.17).

Le cas d'étude :

Charge : valeur moyenne : 5100,17 Kwh/j.

Eclaircissement : valeur moyenne : 4,89 Kwh/m2/j.

Vitesse du vent, valeur moyenne : 4,32 m/s.

Le prix de biogaz : 90-215 €/MWh

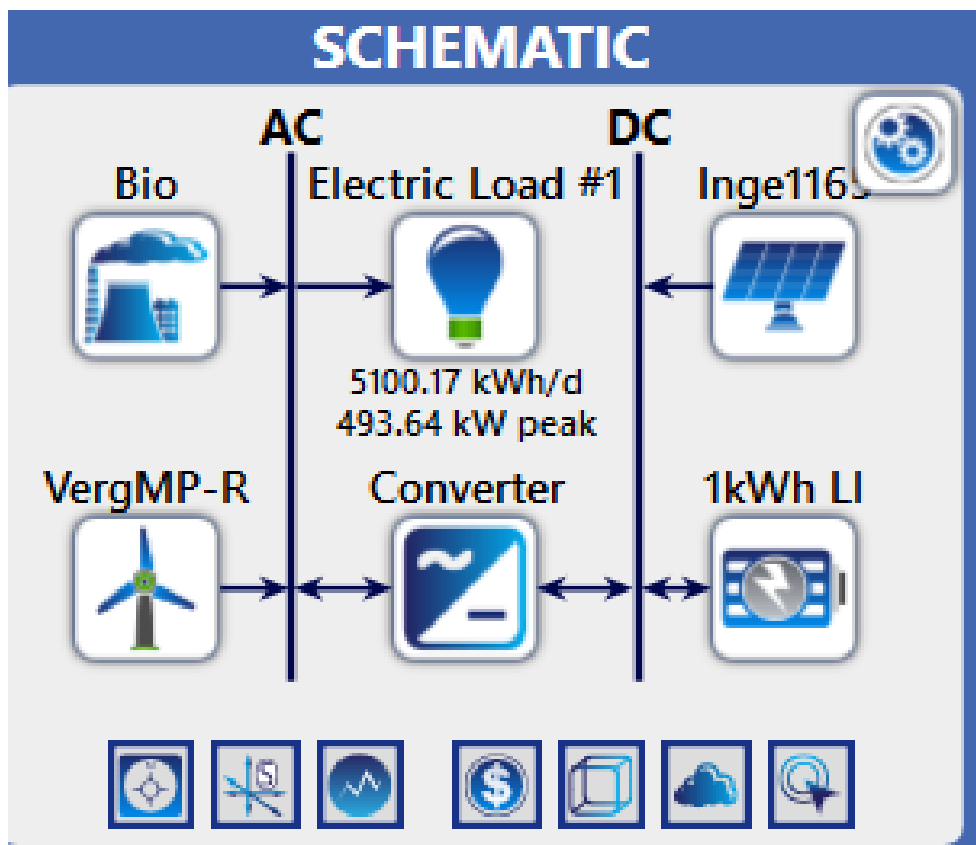


Figure IV.17 : Architecture d'un système hybride

Le modèle de système hybride présenté par HOMER peut être simulé par l'introduction de nombreux facteurs telle que le coût des composants, la disponibilité des ressources. Un autre facteur majeur au niveau de cette implantation numérique est l'évaluation de long de vie du projet qui est estimé pour 25ans. Les calculs présentés par le logiciel prennent en compte des valeurs tels que le capital de l'intérêt, l'amortissement, le frais de fonctionnement, le coût du carburant... Toutes ses estimations rentrent dans le bon fonctionnement du système étudié.

IV.6. Simulation et interprétation

La simulation du système hybride par HOMER provient la combinaison optimale des éléments construisons le système. Elle est présentée selon une valeur actuelle nette (NPC) et selon différentes contraintes qui ont participés à la définition de système. Notre cas traite une simulation d'un système hybride de génération d'énergie électrique qui contient deux systèmes à énergie renouvelable photovoltaïque et éolien, et un autre système diesel, avec la présence des batteries et des convertisseurs, le système est autonome du réseau .Dans ce cas HOMER présente le résultat de simulation comme illustré dans la figure (IV.18).

IV.6.1. La configuration faisable et optimale

Après simulation le logiciel HOMER calcul toutes les configurations faisables des systèmes hybrides capables de fonctionner parfaitement dans le site choisi avec une production de l'énergie électrique suffisante au profil de charge proposée comme il est montré sur la figure (IV.14)

Sensitivity		Architecture											
VergMP-R Hub Height (m)	Biomass Price (€/tonne)							Inge1165 (kW)	Inge1165-MPPT (kW)	VergMP-R	Bio (kW)	1kWh LI	Converter (kW)
100	10.0							1,164	1,164	4	100	2,797	386
120	10.0							1,164	1,164	4	100	2,591	398
62.0	10.0							1,164	1,164	4	100	2,906	394
82.0	10.0							1,164	1,164	4	100	2,750	401
100	2.00							1,164	1,164	4	100	2,797	386

Optimization Results														
Left Double Click on a particular system to see its detailed Simulation Results.														
Architecture														
						Inge1165 (kW)	Inge1165-MPPT (kW)	VergMP-R	Bio (kW)	1kWh LI	Converter (kW)	Dispatch	COE (€)	NP (€)
						1,164	1,164	4	100	2,797	386	CC	1.10 €	26.

Figure IV.18 : La configuration optimale donnée par Homer

L'énergie produite du système optimal est montrée dans la figure (IV.19) ou il est illustré le taux de participation de chaque source individuellement. Les trois sources d'énergie renouvelable participent dans la production d'électricité par des proportions qui dépend du potentiel des gisements du site et de la quantité et la qualité du matériel choisi.

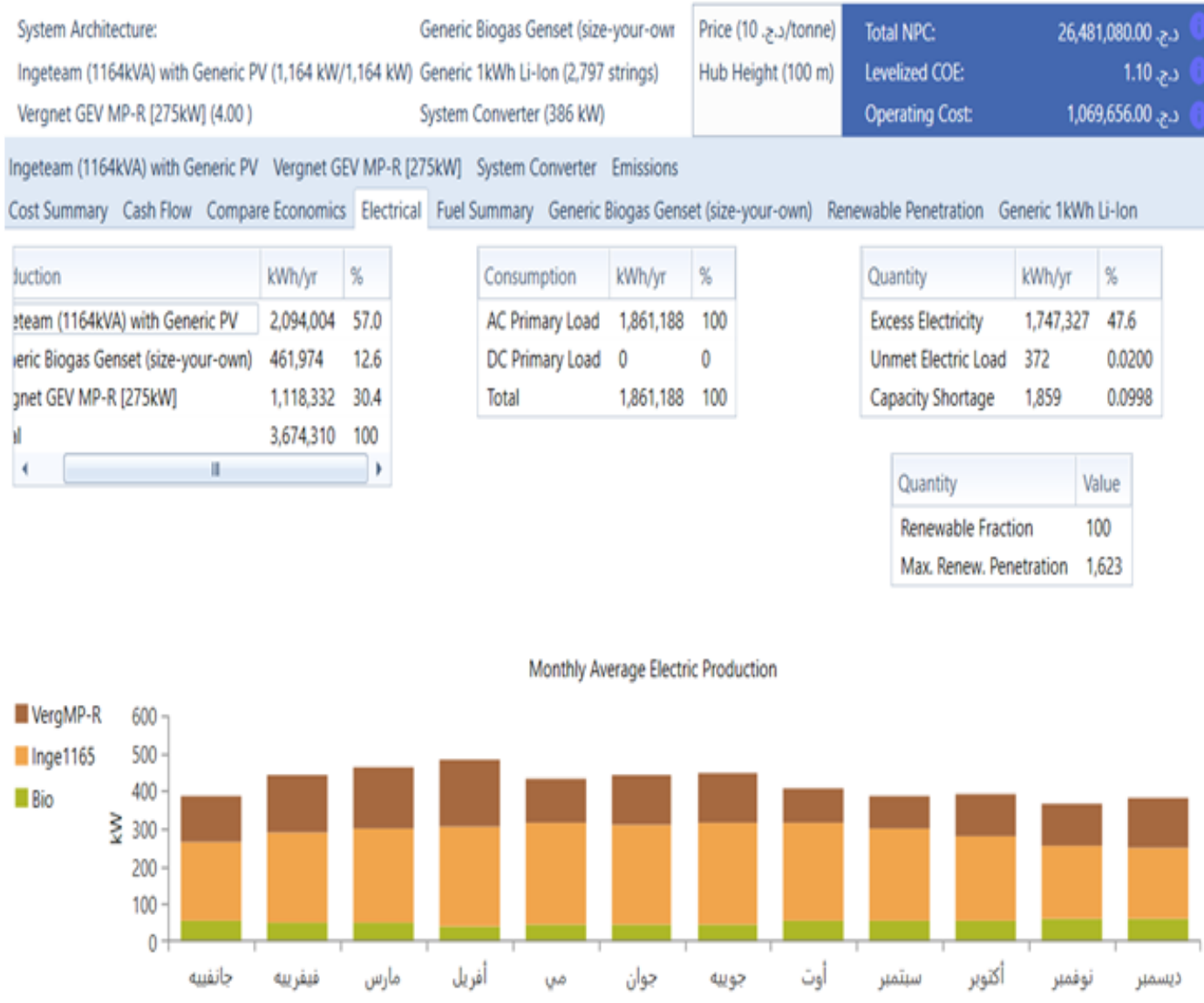


Figure IV.19 : Puissance moyenne mensuelle produite par chaque source

De la figure (IV.20) et le tableau (IV.2), on constate que la production de l'énergie par le système hybride optimal durant une année complète de fonctionnement présent une continuité de production d'énergie. On remarque que 100% de l'énergie est produite par les générateurs à énergies renouvelables (30,4% pour l'éolien et 57 % pour les panneaux photovoltaïques et 12,6 % pour le biogaz), une chose qui participe à la diminution de l'effet de serre pour notre planète. Une autre remarque constatée est la variation de la production d'énergie pour chaque générateur durant l'année,

Il apparaît que le générateur éolien participe avec une grande puissance. Les tableaux suivants présentent des résultats approfondis pour le même système. Le tableau (IV.2) montre le taux de production d'énergie électrique pour chaque générateur tout au long de l'année. Le tableau (IV.3) expose l'énergie annuelle alternative produite par le système au long de l'année. Le tableau (IV.4) dévoile des informations sur les critères techniques du système au long de l'année. Le tableau (IV.5) présente le facteur renouvelable au long de l'année.

Tableau IV.2 : Le taux de production annuelle par chaque source.

production	Kwh/année	%
PV	2094004	57
Eolien	1118332	30,4
Biogaz	461974	12,6
total	3674310	100

Les résultats de ce tableau montrent bien une dominance de la production électrique par le photovoltaïque suivie par la production de l'éolien. Cela reflète le potentiel de cette région. Cependant, malgré le taux de 30% de l'éolienne, elle présente une source importante dans le système pour éviter les intermittences ou bien les recours au stockage important très coûteux.

Tableau IV.3 : Énergie annuelle alternative produite par le système.

Consommation	kWh/an	%
Charge principale AC	1861188	100
Charge primaire DC	0	0
Totale	1.861188	100

Ce résultat explicite bien que la charge principale du village agricole ne consomme que 51% de la production de notre système hybride autonome, donc l'extension est très importante. Cela présente aussi une marge de liberté d'utilisation de l'énergie pour le développement de la vie des agriculteurs.

Tableau IV.4 : Critères techniques de fiabilité du système par ans

Quantité	Kwh /année	%
Electricité excédentaire	1747327	47,6
Charge électrique non satisfaite	372	0.0200
Pénurie de capacité	1859	0.0998

Le résultat du tableau (IV.4) présente un surplus énergétique très important que les agriculteurs peuvent l'utiliser dans la fabrication du biogaz ou bien de l'hydrogène. Cependant, la perte de charge (PC) est égale à 372 kWh/an, une valeur très acceptable pour un système hybride autonome. Ce

paramètre est défini comme l'incapacité du système à répondre à la demande de la charge quotidienne maximale. Une PC se produit chaque fois que la charge du système dépasse la capacité de production disponible. La probabilité globale qu'il y aura une coupure (perte de puissance), la Probabilité de Perte de Charge (PPC) est égale $PPC = 0,02\%$ cette valeur qui indique la fiabilité du système. La pénurie de capacité qui est exprimé par la probabilité de perte de puissance d'alimentation (PPPA). Ce paramètre est défini comme le rapport entre le déficit d'énergie totale $DE_{\text{déficit}}$ avec la demande totale P_{load} au cours de la période considérée Δt . Le $PPPA = 0,01\%$, cette valeur est appliquée en tant qu'indice de fiabilité. La valeur nulle de cet indice signifie que le système est fiable à 100%. Sa valeur dépend principalement de la pénurie d'énergie, qui est estimée à partir

Tableau IV.5 : Le taux de pénétration des énergies renouvelables

Quantité	Valeur
Facteur renouvelable	100
La pénétration maximale des énergies renouvelables	1623

Ce dernier tableau précise le taux de pénétration des énergies renouvelables et le taux maximal exprimé en fonction de la charge

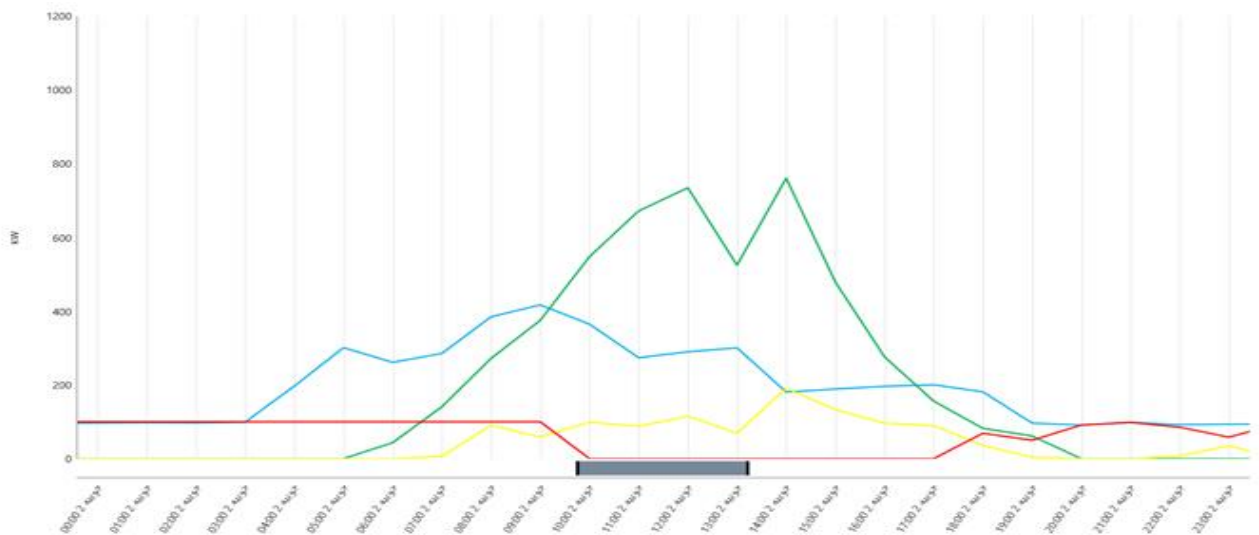


Figure IV.20 : La variation de puissance journalière de chaque source avec la charge

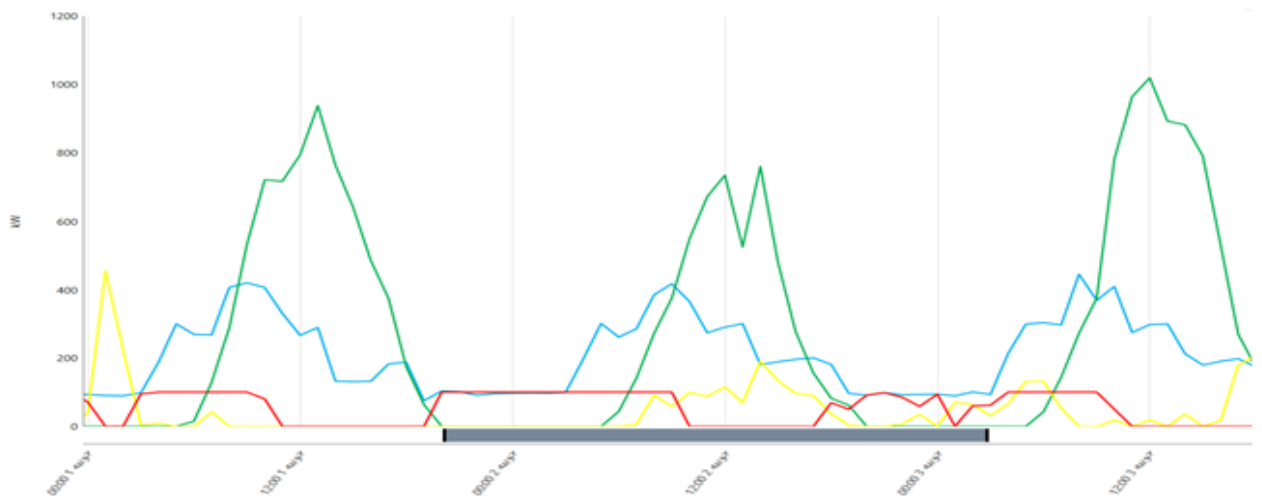


Figure IV.21 : La variation de puissance de trois de chaque source avec la charge

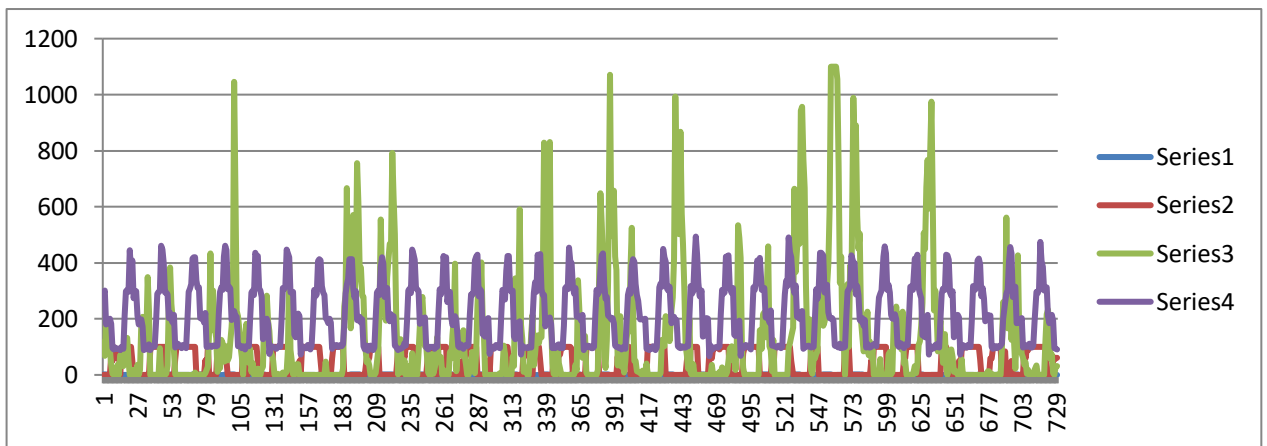


Figure IV.22 : La variation de puissance instantanée de trois de chaque source avec la charge

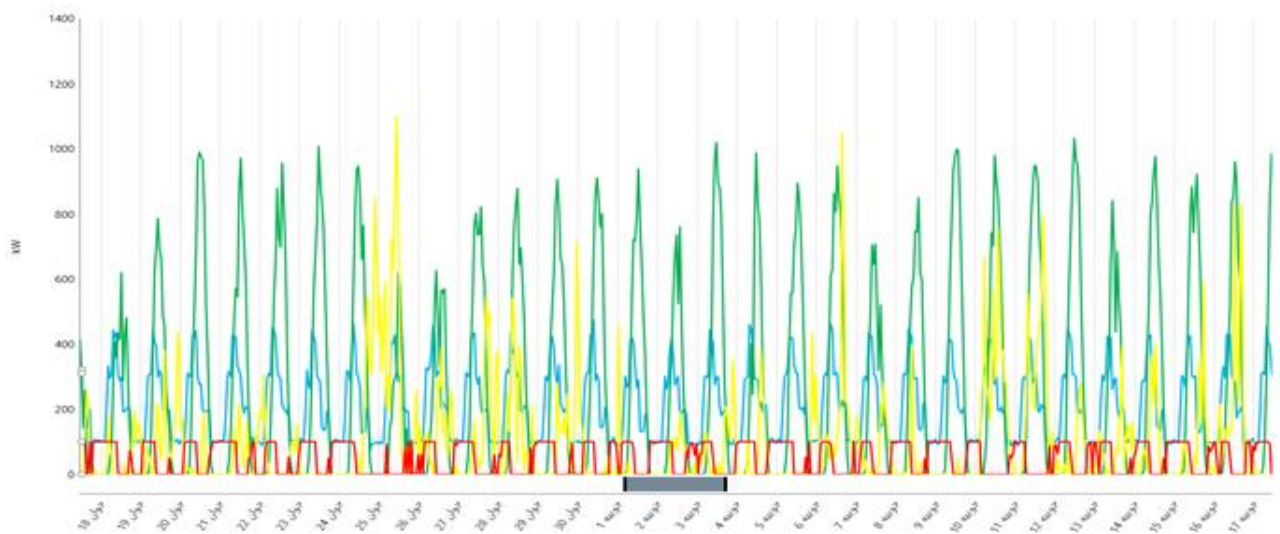


Figure IV.23 : Un zoom de deux mois de la variation de puissance annuelle

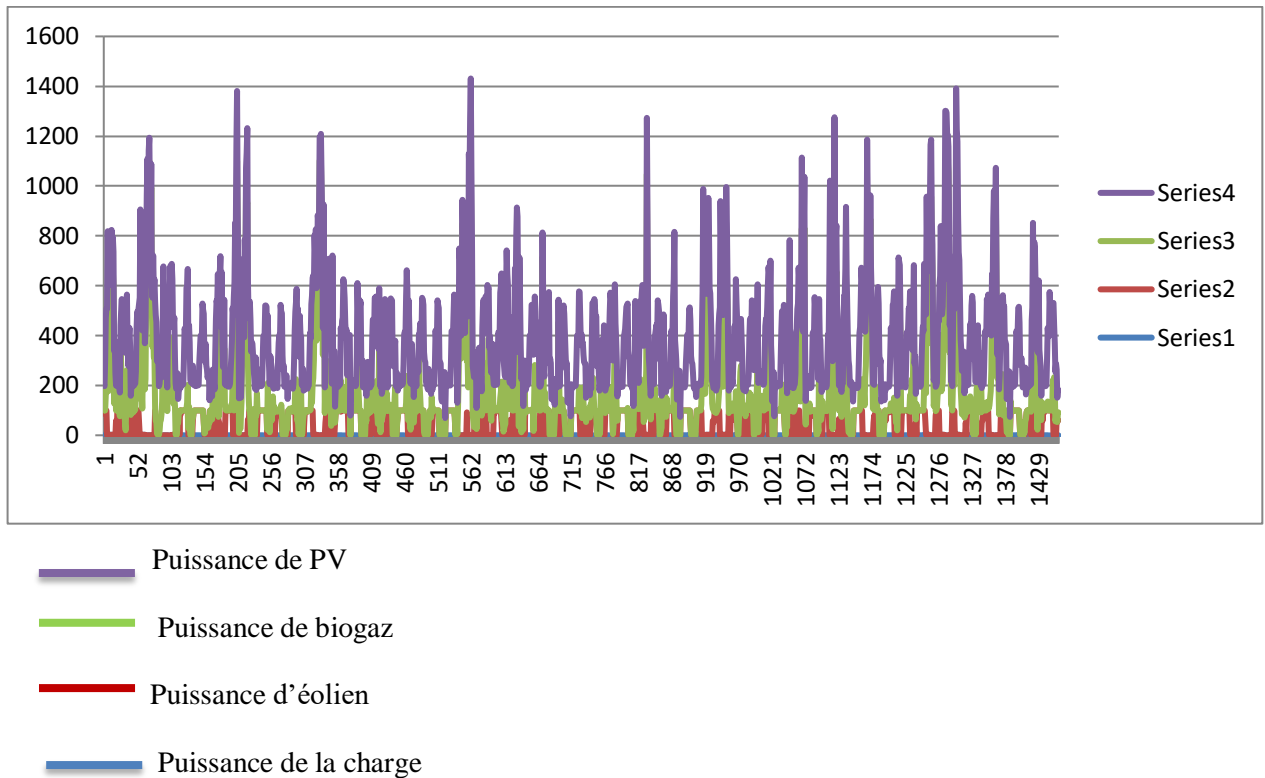


Figure IV.24 : Un zoom instantané de deux mois de la variation de puissance annuelle

Les courbes des figures (IV.20), (IV.21), (IV.22), (IV.23), (IV.24) présentent la variation de puissance annuelle de chaque source avec la charge pour plusieurs périodes. Cependant en remarque l'énergie photovoltaïque est très dominante (courbe verte) avec des valeurs maximales de 1MW pour la majorité du temps. Alors que l'énergie éolienne (courbe jaune) atteint aussi des valeurs maximales importante mais pour des périodes limités à cause du potentiel du vent qui est moyen dans la région. Concernant le groupe Biogaz (courbe rouge) sa puissance est stable parce qu'il est adossé par le stockage de batterie. Donc en générale ces résultats reflètent bien le fonctionnement de tous les composants de notre système hybride autonome pour des agglomérations isolés.

IV.6.2. Le générateur photovoltaïque

Les paramètres de fonctionnement de panneau photovoltaïque sont montrés sur la figure (IV.25) :

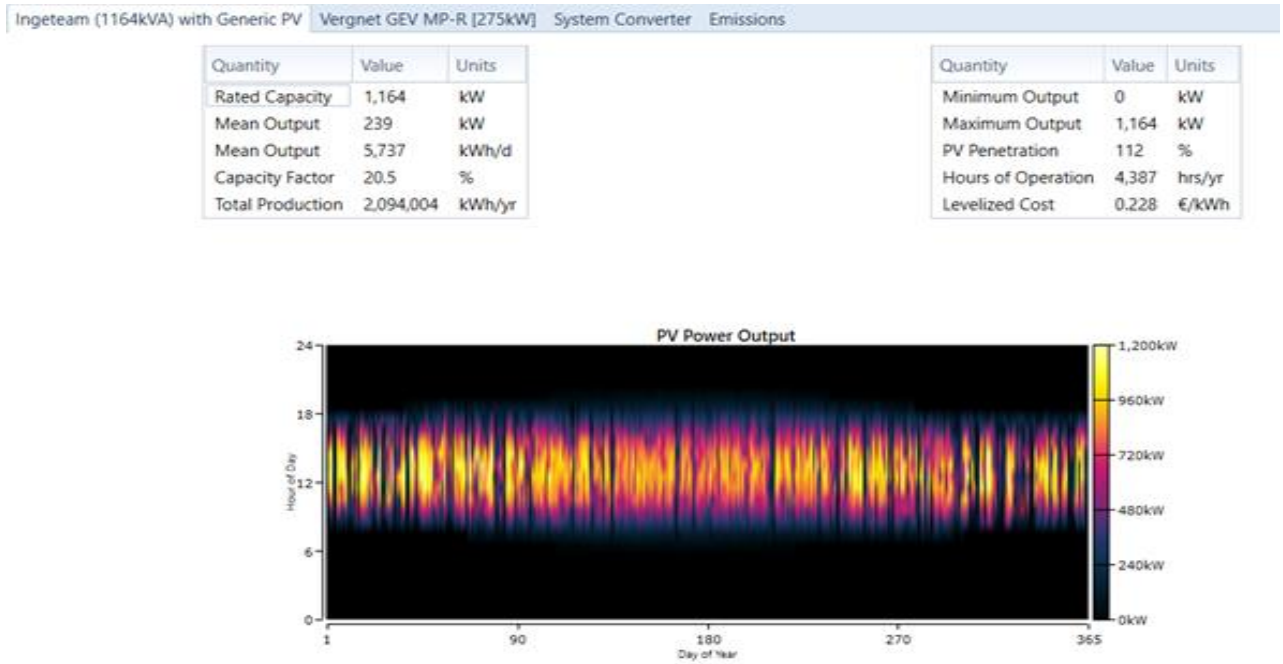


Figure IV.25 : DMAP de production horaire par le GPv

D’après le DMAP, le générateur photovoltaïque fonctionne 4385 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. Elle peut atteindre une période de 8 heures d’ensoleillement pendant les saisons hivers, mais avec une période opérationnelle du GPv de 7h avec un niveau de production important d’énergie des panneaux grâce à l’orientation et la température. Comme elle peut être très longue pendant la saison d’été ou elle peut atteindre le 15 heures d’ensoleillement quelque zone avec une période opérationnelle de GPV de 14 heures, avec une quantité de production et un niveau acceptable comme est traduit sur le tableau (IV.6).

Tableau IV.6 : les paramètres de fonctionnement du GPv

Production	Quantité	Production	Quantité
Puissance utile	1 164 kW	Puissance moyenne	239 kW
Production moyenne	5737 kwh/j	Facteur de capacité	205 %
Production totale	2094004 Kwh/an	Puissance minimale	00 kW
Puissance maximale	1 164 kW	Pénétration PV	112 %
Heure de fonctionnement	4387 heures/an	Coût actualisé	0,228 da/kWh

IV.6.3. Le générateur éolien

Les paramètres de fonctionnement de générateur éolien sont montrés dans la figure (IV.26) :

[A] with Generic PV Vergnet GEV MP-R [275kW] System Converter Emissions					
Quantity	Value	Units	Quantity	Value	Units
Total Rated Capacity	1,100	kW	Minimum Output	0	kW
Mean Output	128	kW	Maximum Output	1,100	kW
Capacity Factor	11.6	%	Wind Penetration	60.1	%
Total Production	1,118,332	kWh/yr	Hours of Operation	5,625	hrs/yr
			Levelized Cost	0.0224	€/kWh

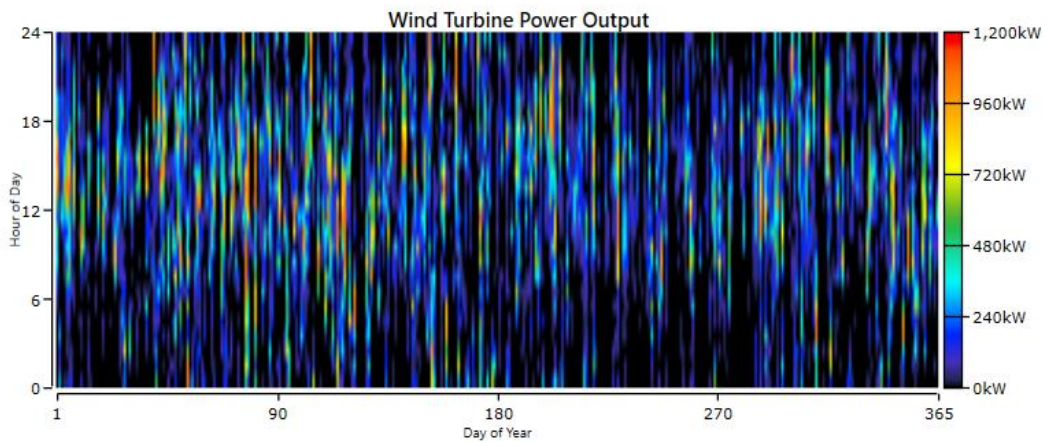


Figure IV.26 : DMAP de production horaire par l'éolien

Comme illustré sur la figure (IV.26), le générateur éolien fonctionne toute la journée, ce qui est bien montré dans le graphe **DMAP**. La production de l'énergie éolienne se bénéficie des grandes valeurs pendant plusieurs périodes aléatoires de l'année, mais dans la majorité du temps leurs valeurs ne dépasse pas les 400kW, ce qui est bien traduit avec des couleurs bleu et bleu clair. Alors le plus important que cette énergie est acceptable pour compléter l'énergie solaire dans la région. Le tableau (IV.7) traduit le comportement de la source éolienne.

Tableau IV.7 : les paramètres de fonctionnement de la ferme éolienne

Production	Quantité	Production	Quantité
Puissance utile	1 100 kW	Puissance moyenne	128 kW
Production totale	1118332 Kwh/an	Facteur de capacité	11,6 %
Puissance maximale	1 100 kW	Puissance minimale	00 kW
Heure de fonctionnement	5625 heures/an	Pénétration PW	60,1 %
		Coût actualisé	0,0224 da/kWh

IV.6.4. Le générateur biogaz

Les paramètres de fonctionnement de Générateur biogaz sont montrés sur la figure (IV.27) et la figure (IV.28) illustre sa production moyenne mensuelle.

Cost Summary			Cash Flow			Compare Economics			Electrical			Fuel Summary			Generic Biogas Genset (size-your-own)			Renewable Penetration			Generic 1kWh Li-Ion		
Quantity	Value	Units	Quantity	Value	Units	Quantity	Value	Units	Quantity	Value	Units	Quantity	Value	Units	Quantity	Value	Units	Quantity	Value	Units	Quantity	Value	Units
Hours of Operation	4,896	hrs/yr	Electrical Production	461,974	kWh/yr	Fuel Consumption	1,390	tons/yr															
Number of Starts	633	starts/yr	Mean Electrical Output	94.4	kW	Specific Fuel Consumption	2.11	kg/kWh															
Operational Life	4.08	yr	Minimum Electrical Output	50.0	kW	Fuel Energy Input	1,486,388	kWh/yr															
Capacity Factor	52.7	%	Maximum Electrical Output	100	kW	Mean Electrical Efficiency	31.1	%															
Fixed Generation Cost	10.9	€/hr																					
Marginal Generation Cost	0.0286	€/kWh																					

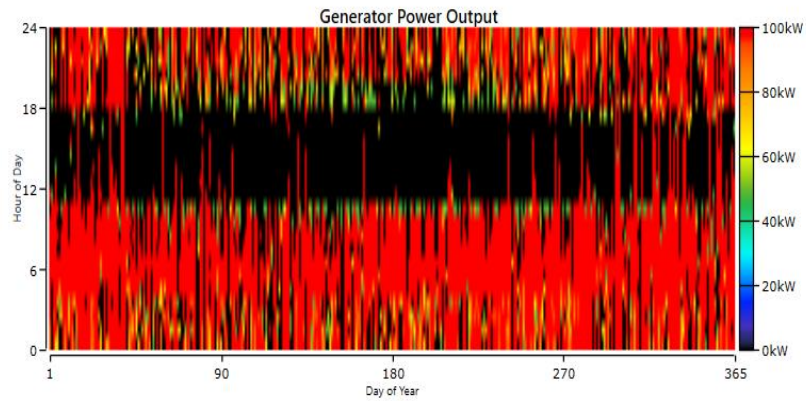


Figure IV.27 : DMAP de production horaire par le générateur biogaz

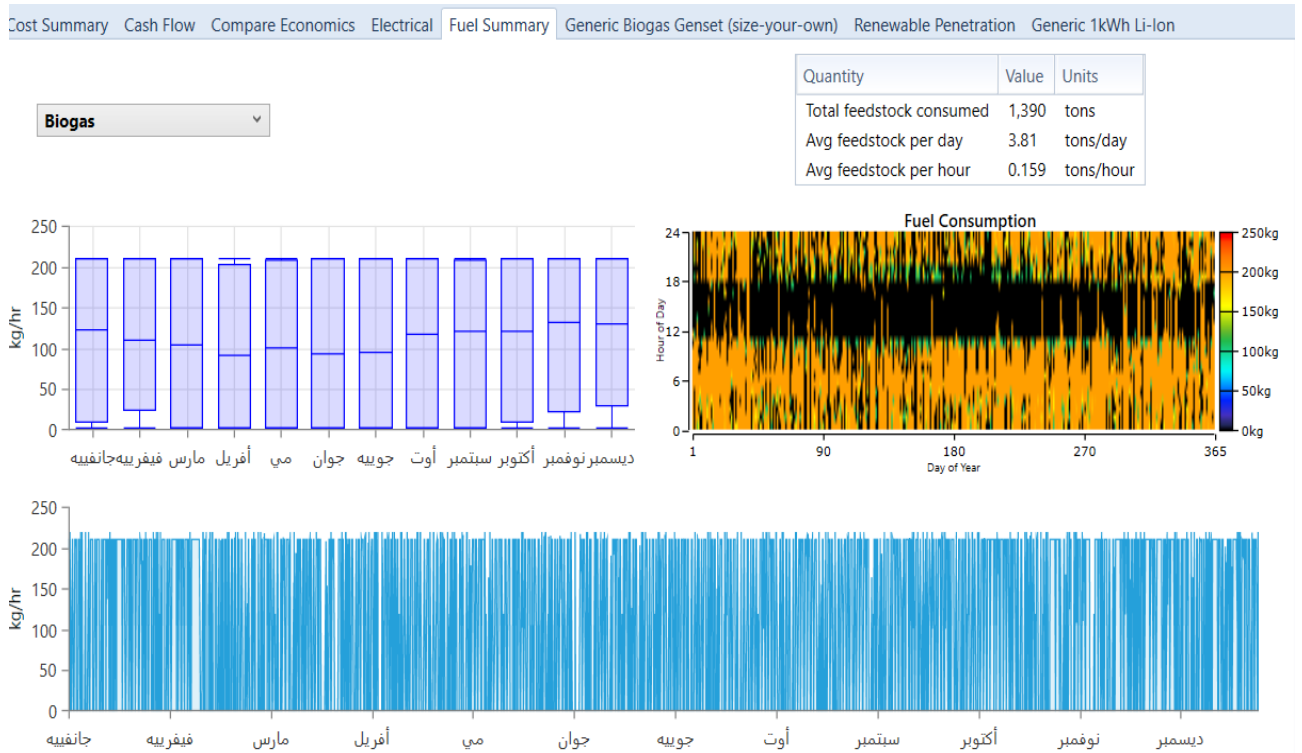


Figure IV.28 : DMAP de production moyenne mensuelle du générateur biogaz

La figure (IV.27) montre que le générateur biogaz fonctionne toute l'année avec des valeurs très importante tous les jours, ce qui est bien montré dans le graphe **DMAP**. La Figure (IV.28) montre la

consommation moyenne de la matière primaire de production du Biogaz cette valeur varie entre 90 kg/heurs et 140kg/heurs par mois, cette quantité est réalisable par l'ensemble des agricultures. Le tableau (IV.8) traduit le comportement du générateur biogaz.

Tableau IV.8 : Les paramètres de fonctionnement du générateur biogaz

Production	Quantité	Production	Quantité
Production d'électricité	461,974 kWh/an	Energie consommé de biogaz	1486,388 kWh/an
Production principale	94,4 Kw	Facteur de capacité	52,7 %
Puissance maximale	100 kW	Puissance minimale	50 kW
Heure de fonctionnement	4896 heures/an	Durée de vie	4,08 années
Nombres des démarrages	633 dém/an	Rendement	31%

IV.6.5. Le banc de batterie

Le comportement du système de stockage est illustré par les figures (IV.29) et (IV.30) :

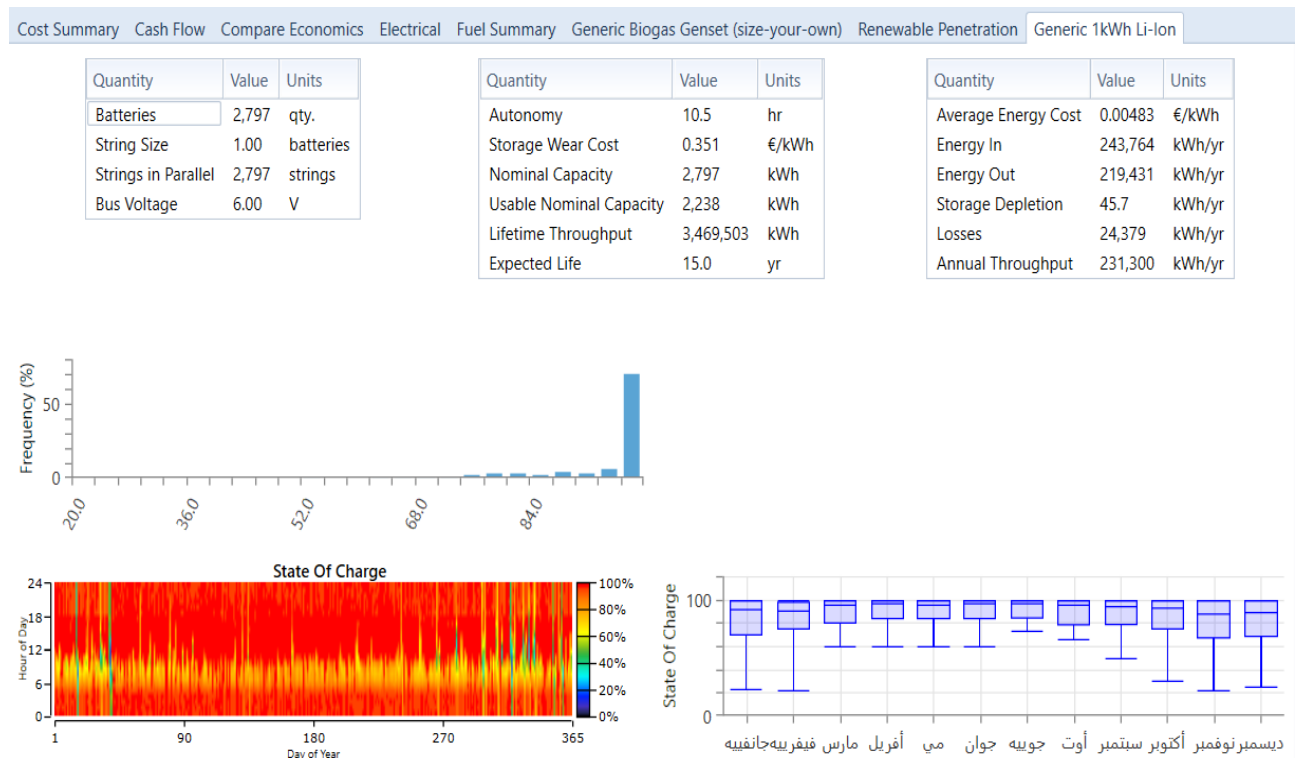


Figure IV.29 : DMAP de production moyenne mensuelle des batteries

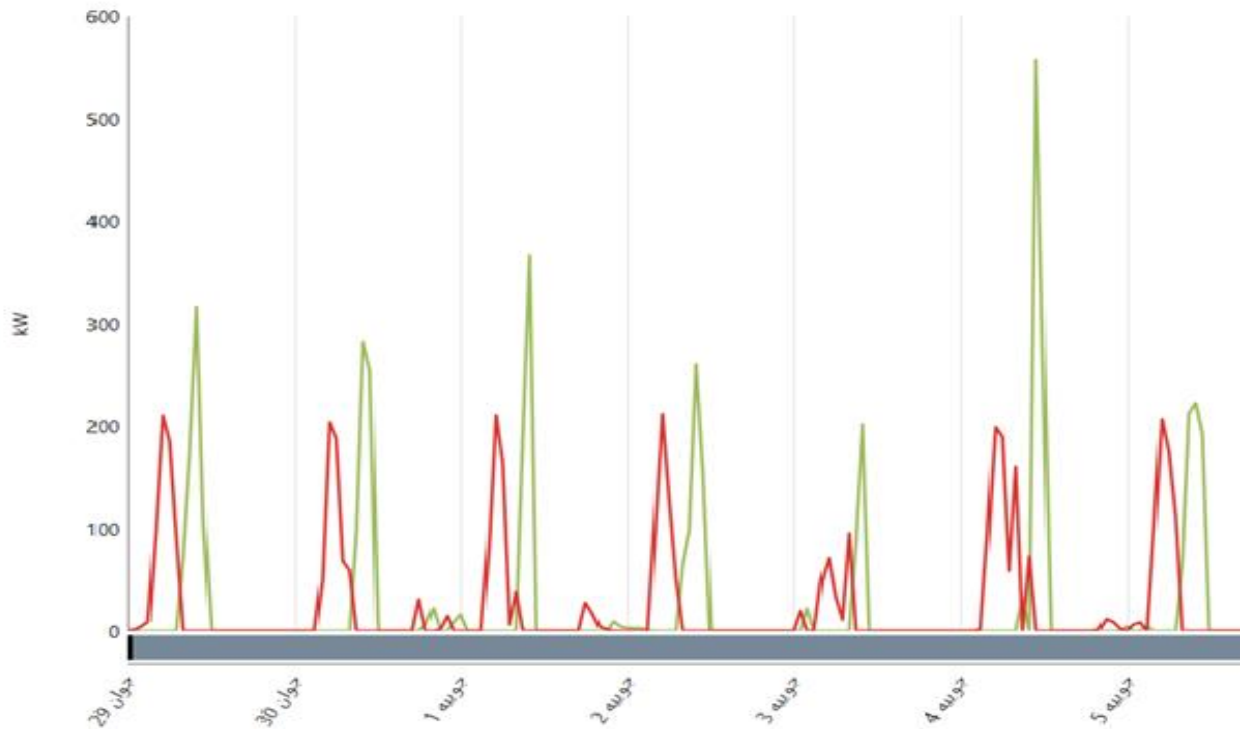


Figure IV.30: la courbe de la charge et décharge des batteries

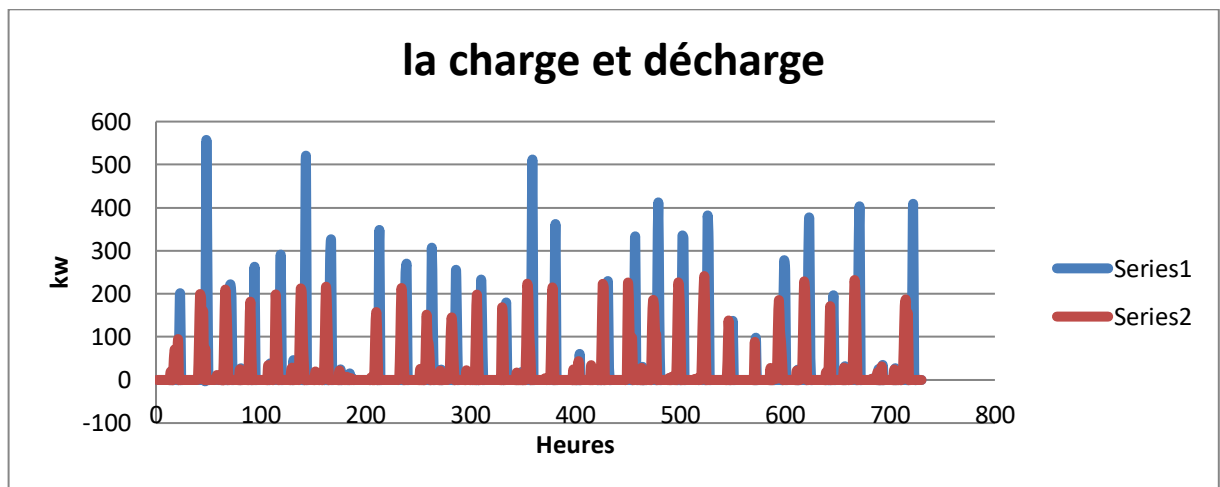


Figure IV.31 : la courbe instantanée de la charge et décharge des batteries

La figure (IV.30) montre que le fonctionnement du système de stockage et son description. Le nombre des batteries est 2797 unités avec une tension de bus de 6volts .le nombres d’heures d’autonomie est égale à 10,5 heures avec une énergie nominale de 2268 kWh et une durée de vie de 15 ans.

L’énergie entrante est estimée à 243,764 kWh/an, l’énergie sortante 219,431 kWh/an et les pertes sont minimales ils représentent une valeur de 21,379kWh/an. Le banc de batterie fonctionne toute l’année avec des valeurs très importantes tous les jours, ce qui est bien montré dans le graphe DMAP. Les

courbes de la figure (IV.31) montrent le phénomène de charge et de décharge de la batterie. On remarque que chaque décharge (courbe en rouge) est suivie automatiquement par un chargement à cause de la disponibilité de l'énergie renouvelable produit par les autres composants du système hybride.

IV.6.6. Convertisseur

La figure (IV.32) présente la variation de la puissance entrante au convertisseur (courbe verte) et la puissance sortante. L'analyse des courbes montre que les du convertisseur sont très faibles.

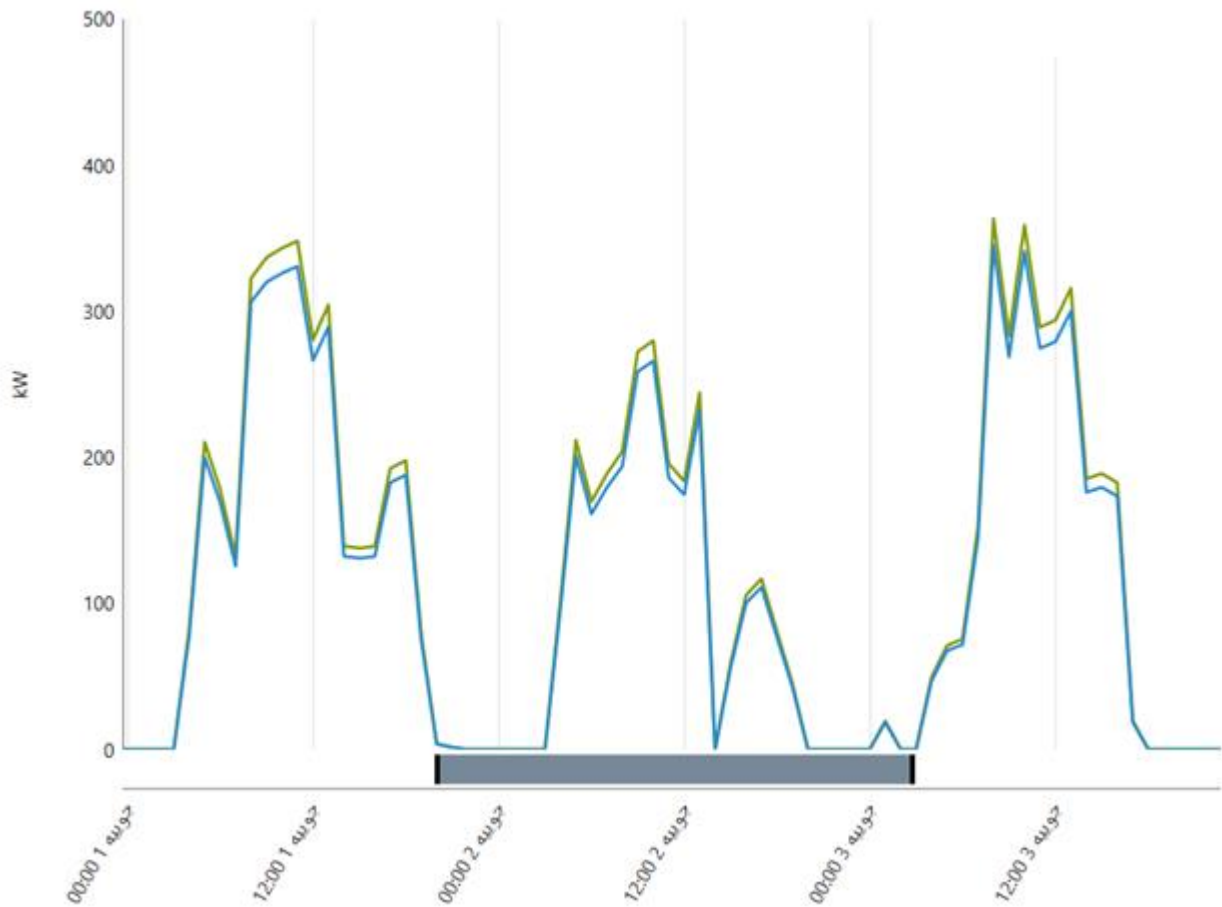


Figure IV.32 : la courbe de la puissance d'entrée et de sortie du convertisseur

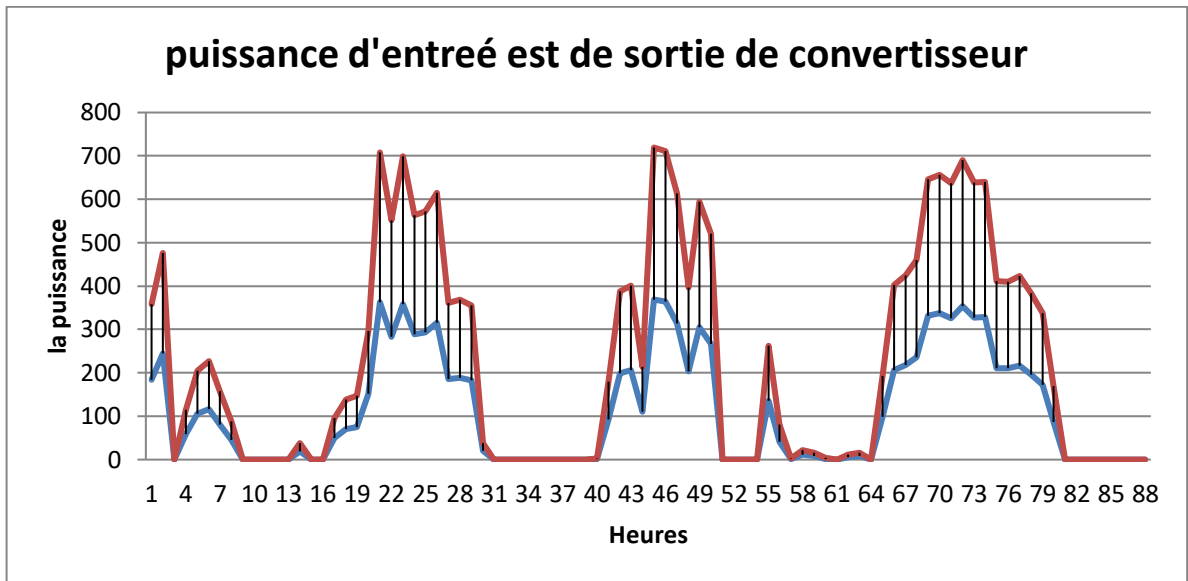


Figure IV.33 : la courbe instantanée de la puissance d’entrée et de sortie du convertisseur

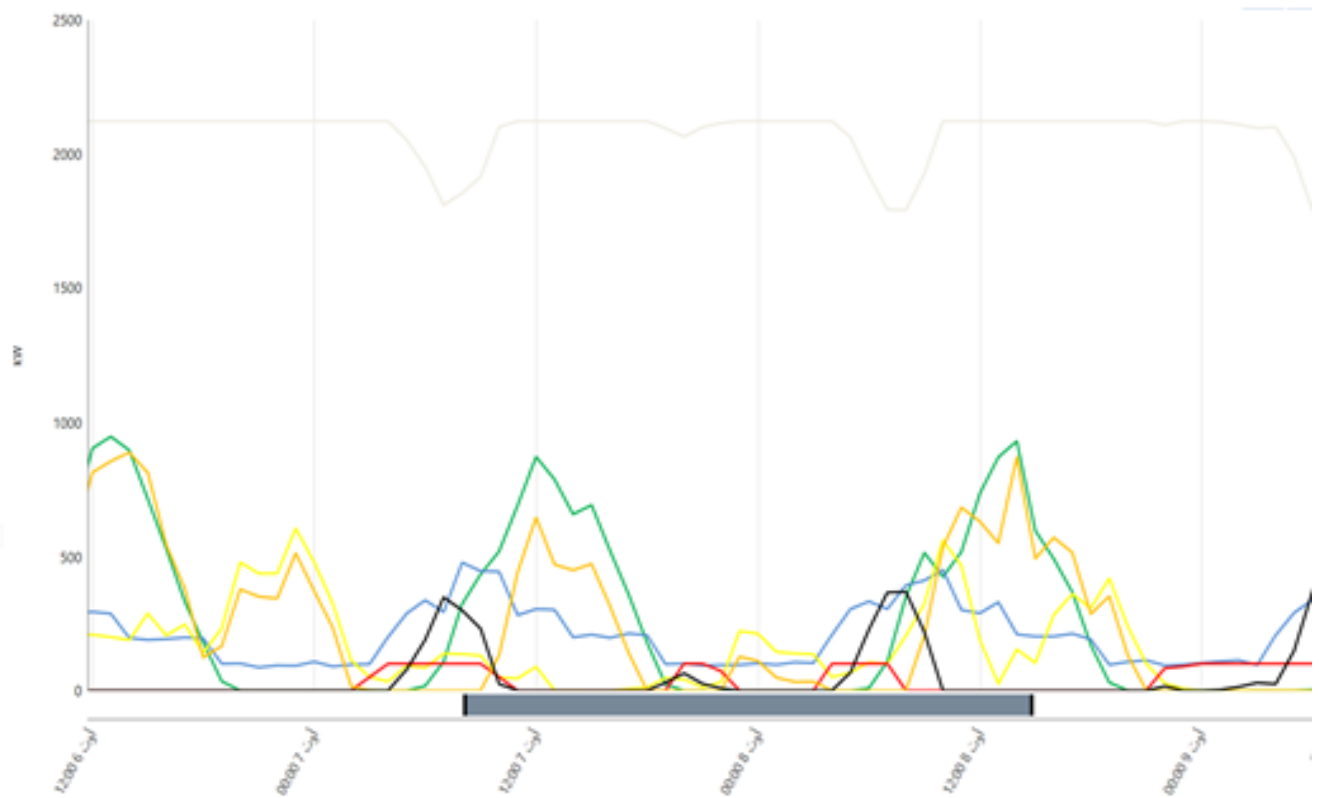


Figure IV.34 : les courbes des puissances de sortie du système hybride conçu

La courbe **jaune** présente la variation de l’énergie éolienne

La courbe **verte** présente la variation de l’énergie photovoltaïque

La courbe **bleue** présente la variation de la charge principale

La courbe **rouge** présente la variation de l'énergie biogaz

La courbe **noire** présente la variation de l'énergie de chargement des batteries

La courbe **grise** présente la variation de l'énergie déchargée des batteries

- L'analyse des courbes de la figure (IV.34) montre que tous les composants du système hybride autonome contribuent dans l'alimentation de la charge, donc techniquement le fonctionnement du système est assuré.

IV.6.7. Le gain en émissions de gaz polluants

La simulation par HOMER et la conception de ce système hybride nous permettent de gagner et de protéger l'environnement de 250kg/an de carbone dioxyde, de 2,78 kg /an de carbone Monoxyde et de 1,74 kg/an de Nitrogène Oxydes. Cependant ces indications tracent une bonne piste pour le projet de développement des énergies renouvelables et l'agriculture dans les zones isolées en Algérie.



Figure IV.35 : Les émissions de carbone

IV.6.8. Les indices économiques

La question de l'efficacité économique est une préoccupation majeure lors de la planification des projets des systèmes hybrides d'énergie renouvelable. Une faible efficacité économique est l'un des principaux arguments avancés contre les sources d'énergie renouvelables. Pour ces raisons

actuellement les composants d'un système multi-sources sont soumis à la minimisation du coût de production d'électricité et l'assurance du service de la charge selon un certains critères de fiabilité tableau (IV.4);

Le but des calculs économiques est de trouver la configuration idéale parmi les différentes solutions possibles qui fournit, à moindre coût, le type d'énergie désirée. En outre, les systèmes d'énergie renouvelables sont généralement comparés aux systèmes conventionnels, bien que beaucoup de ces comparaisons ne tiennent pas compte de tous les avantages et les coûts pour l'économie nationale ou mondiale. Pour estimer le coût final, il faut intégrer tous les coûts élémentaires tels que les coûts d'installation, de fonctionnement, d'entretien et les coûts de remplacement ainsi que le coût de démantèlement du système, ramenés à la quantité d'énergie produite (kilowattheures générés) pendant la durée de vie du système. Cependant dans de nombreux cas, la réalité est différente des prédictions, ce qui peut modifier de manière significative les coûts réels. Parmi les paramètres on trouve le coût total annualisé (NPC) est le coût total encouru par l'achat d'équipement et de maintenance sur sa durée de vie utile en considérant l'influence de l'augmentation des coûts (actualisation). Les concepteurs chercheurs utilisent couramment le coût de l'énergie (COE) pour indiquer la faisabilité économique des systèmes hybrides d'énergies renouvelables. Cet indice est considéré comme le premier objectif du problème d'optimisation. La minimisation des coûts des opérations et de maintenance O&M représente aussi un indice très important pour l'optimisation d'une conception des systèmes hybrides des énergies renouvelables.

Alors concernant notre système proposé la figure (IV.36) de la simulation montre que le coût total NPC est égal à 26481080,00 cette valeur comparée au totale d'énergie produite donne le prix du kilowattheure sera $COE = 1.1$ et le coût d'entretien, de maintenance et des opérations le O&M = 106965600. Bien sûr ces chiffres dépendent des prix d'achat des composants et des prix unitaires des travaux d'aménagement du site et de pose de matériels.

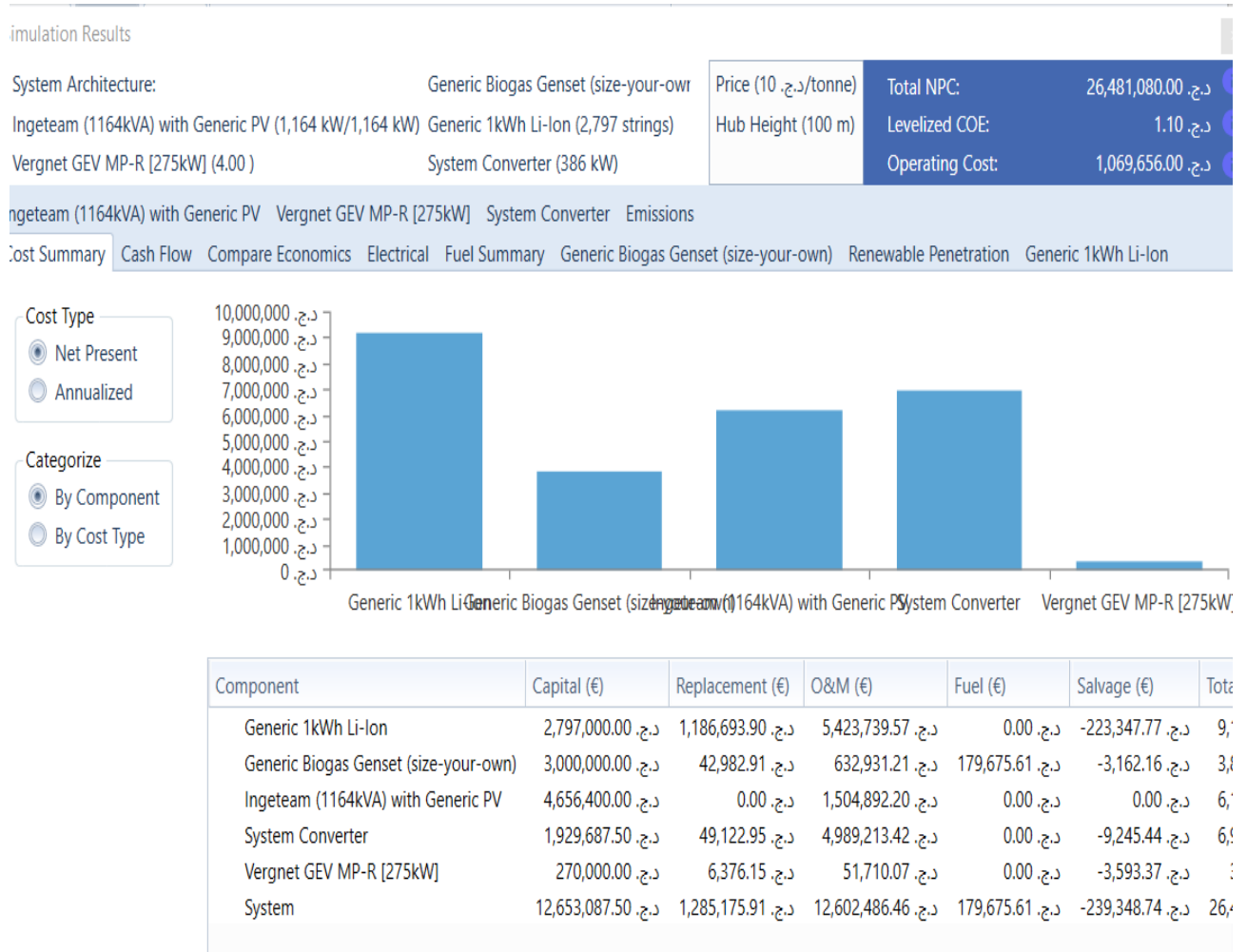


Figure IV.36 : Récapitulatif des coûts

IV.7. Conclusion :

Dans ce chapitre une brève description d'un système hybride de génération de l'énergie électrique est réalisée, les principales notions liées au type d'architecture de système ont été aussi présentés. Deux applications d'un système hybride ont été élaborées, une première sur l'environnement HOMER pour une optimisation d'un système hybride au site du village agricole, ou les données métrologiques comme le rayonnement solaire et la vitesse du vent sont disponibles et le potentiel de la biomasse. D'après les résultats, on remarque que la combinaison des sources d'énergie renouvelables d'origine donne un avantage remarquable dans la diminution de l'utilisation de l'énergie fossile, afin de diminuer l'émission de gaz à effet de serre. En plus la diversité des ressources énergétiques dans un système hybride, assure la continuité et la disponibilité de la production d'énergie électrique. Encore l'ajout d'une génératrice biomasse peut diminuer q la taille du système de stockage utilisé dans les systèmes isolés à énergie renouvelable.

Conclusion générale

Dans le cadre du développement de l'agriculture en zones isolées ainsi que de la contribution au programme d'énergie renouvelable en Algérie, nous avons proposé un système autonome hybride photovoltaïque, éolien, biogaz et un stockage avec batterie pour alimenter un pôle agricole. Le groupement agricole est composé de dix familles, chaque famille possédant dix hectares de terres irriguées, une maison et des animaux. Tout le village est alimenté à partir d'un réservoir d'eau commun, qui est rempli par une pompe à partir d'un puits de forage. Cependant pour l'étude de notre système proposé nous avons fait une introduction sur les énergies renouvelables en Algérie en particulier l'énergie biomasse et la production du biogaz. Une définition du système hybride d'énergie, l'importance de l'hybridation et structures du système hybride ont été décrits. Cette constatation générale sur les énergies renouvelables nous a permis de tracer la configuration initiale de notre système et de fixer les objectifs et la méthodologie de notre travail. Alors, après la modélisation et dimensionnement des composants du système autonome hybride, les résultats de dimensionnement obtenus ont été très encourageants. Donc pour améliorer l'efficacité de fonctionnement des systèmes multi sources un algorithme de gestion d'énergie est obligatoire. Suite à des études nous avons déterminés tous les cas possible de fonctionnement du système lorsque le réservoir est vide ainsi que pour le réservoir plein. Les modes de fonctionnement du système ont été regroupés sur un organigramme de gestion. Dans notre organigramme nous avons donné la priorité au remplissage du réservoir comme nous avons utilisé le groupe biogaz comme une source appui pour éviter l'arrêt du système.

En fin pour vérifier la faisabilité et trouver la configuration optimale, nous avons développé le modèle du système hybride photovoltaïque-éolien biogaz sur l'interface du logiciel Homer pro qui contient des données météorologiques telles que le rayonnement solaire, la vitesse du vent et le potentiel de la biomasse. Les résultats obtenus après simulation montrent que 100% de l'énergie est produite par les générateurs à énergies renouvelables (30,4% pour l'éolien et 57 % pour les panneaux photovoltaïques et 12,6 % pour le biogaz), une chose qui participe à la diminution de l'effet de serre pour notre planète. Nous avons remarqué que l'excès d'électricité représente 47,6 %, mais la probabilité de Perte de Charge (PPC) est égale à 0,02% cette valeur indique la fiabilité du système, d'autre part la pénurie de capacité qui est exprimé par la probabilité de perte de puissance d'alimentation (PPPA) est égale à 0.01% cette valeur est appliquée aussi en tant qu'indice de fiabilité. Concernant les indices économiques, la simulation a montré que le coût total NPC est égal à 26481080,00 cette valeur comparée au totale d'énergie produite donne le prix du kilowattheure sera COE =1.1 et le coût d'entretien, de maintenance et des opérations le O&M = 106965600. Point de vue environnement le

système hybride nous permettre de gagner et de protégé l'environnement de 250kg/an de carbone dioxyde, de 2,78 kg /an de carbone Monoxyde et de 1,74 kg/an de Nitrogène Oxydes. Cependant ces indications tracent une bonne piste pour le projet de développement des énergies renouvelable et l'agriculture dans les zones isolés en Algérie. Bien sûr ces chiffres dépendent des prix d'achat des composants et des prix unitaires des travaux d'aménagement du site et de pose de matériel, mais ils représentent un apprentissage pour nous.

Enfin selon les résultats, on voit que la combinaison des sources d'énergie renouvelables donne un avantage remarquable dans la réduction de l'utilisation de l'énergie fossile, afin de réduire l'émission de gaz à effet de serre. De plus, la diversité des sources d'énergie dans le système hybride assure la continuité et la disponibilité de la production d'énergie électrique. Cependant, l'ajout d'un générateur de biomasse peut réduire la taille du système de stockage utilisé dans les systèmes d'énergie renouvelable isolés.

REFERENCES BIBLIOGRAPHIQUES

- [1] B. Chahar, «CDER,» 2018. [En ligne]. Available: <http://www.interieur.gov.dz/images/Projets-raliss-dans-le-cadre-du-programma-national-des-energies-renouvelables-.pdf>.
- [2] B. Ahmed, N. Ammar, B. Nadir, M. Saad, D. Rachid, Abderrezzaq Ziane, S. Nordine, A. Issam, M Mohammed et T. Oussama, «Status of Renewable Energy Potential and Utilization in Algeria,» Journal o Cleaner Production, 2019.
- [3] B. Nadjem, B. Kada, M.EL ShimyetS. Abdeldjalil, «Updated Status of Renewable and Sustainable Energy Projects in Algeria, » chez Economics of Variable Renewable Sources for Electric Power Production Germany, Lambert Academic Publishing, 2017, p. Chapitre13.
- [4] L'énergie éolienne exploitée particulièrement en Languedoc-Roussillon -
< <http://eoliennelr.e-monsite.com/> >
- [5] https://eolienne.f4jr.org/eolienne_etude_theorique
- [6] Modélisation et simulation des différents aérogénérateurs éoliens | youcef djeriri -
academia.edu - < <https://www.academia.edu>>
- [7] : L'énergie éolienne exploitée particulièrement en Languedoc-Roussillon -
< <http://eoliennelr.e-monsite.com/> >
- [8] : Généralités sur les éoliennes - ie.ucv.ro -
<<http://www.ie.ucv.ro/eLEE/EN/realisations/EnergiesRenouvelables/FiliereEolienne/Generalites/GeneralitesEolien.htm>>
- [9] : Générateur électrique - Wiki Eolienne < <https://eolienne.f4jr.org>>
- [10] Séminaire 2010 de l'Ecole Doctorale RP2E « Ingénierie des Ressources, Procédés, Produits et Environnement », Nancy, 28 janvier 2010– ISBN 2-9518564-8
2_PRODUCTION_DU_BIOGAZ_PAR_DIGESTION_ANAEROBIE_ASPECTS_TECHNOLOGIQUES_ET_ENVIRONNEMENTAUX.pp.2-4-5-7-8.
- [11] Rapport systèmes de production des énergies renouvelables Biogaz/digesteur (Université Sidi Mohamed Ben Abdellah – FES 2017).pp.2-3-11.

- [12] <https://www.conserve-energy-future.com/advantages-and-disadvantages-of-biogas.php>. © 2020. Conserve Energy Future . All Rights Reserved.
- [13] <https://www.diva-portal.org/smash/get/diva2:1083428/FULLTEXT>
- [14] Baserga U. (2000), « Fermentation de déchets organiques dans les installations agricoles de biogaz », FAT Rapports, n°546. Tänikon. : Station fédérale de recherches en économie et technologie agricoles (FAT), CH-8356 — 12p.
- [15] Atelier bovin lait (2003), TRAME, biogaz Lorraine, 6p,
<http://doc.ruraleurope.org/public/Web/Evenements/2004/Biomethanisation/ /France.pdf>.
- [16] Malin F. Simulation and Optimization of a Hybrid Renewable Energy System for application on a Cuban farm UPTEC STS 17005 Examensarbete 30 hp Januari 2017 pdf.pp.8-9-10-18.
- [17] Chanakya, H., Venkatsubramaniam, R., & Modak, J. (1997). Fermentation and methanogenic characteristics of leafy biomass feedstocks in a solid phase biogas fermentor. *Bio resource Technology*, 62 (3), pp. 71-78.
- [18] PETIBON S. "Nouvelles architectures distribuées de gestion et de conversion de l'énergie pour les applications photovoltaïques," Thèse de doctorat, Université de Toulouse, France, Janvier, 2009.
- [19] L. C. Spencer, "A comprehensive review of small solar-powered heat engines," Part 1. A history of solar powered devices up to 1950. *Solar Energy* 1989; 43: 191-196
- [20] Brett G. Ziter, "Electric Wind Pumping for Meeting Off-Grid Community Water Demands," University of Guelph, School of Engineering. *Guelph Engineering Journal*, (2), 14 - 23. ISSN: 1916-1107. ©2009.
- [21] Ramadhas AS, Jayaraj S, Muraleedharan C, "Power generation using coir-pith and wood derived producer gas in diesel engines," *Fuel Processing Technology* 2006; 87:849-853.
- [22] J. L. Bernal-Agustin, R. Dufo-Lopez, J. a Dominguez-Navarro, and J. M. Yusta Loyo, "Optimal Design of a PV -Wind system for water pumping," *Int. Conf*, pp. 1-6, 2008.
- [23] United States of Department of Agriculture USDA, Natural Resources Conservation Service NRCS, Design of small photovoltaic (PV) solar-powered water pump systems, October 2010.

- [24] B. Bouzidi, "Viability of solar or wind for water pumping systems in the Algerian Sahara regions case study Adrar," *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 2011; 15:4436-42.
- [25] C. Gopal, M. Mohanraj, P. Chandramohan, and P. Chandrasekar, "Renewable energy source water pumping systems - A literature review," *Renew. Sustain. Energy Rev*, vol. 25, pp. 351-370, 2013.
- [26] H. Ibrahim, A. Ilinca and I. Perron, *Investigations des différentes alternatives renouvelables et hybrides pour l'électrification des sites isolés*, Laboratoire de Recherche en Énergie Éolienne LREE-03-Septembre 2008.
- [27] 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. » thèse de doctorat Soutenue le 02/07/2020 à l'université de Mostaganem
- [28] Z.Liu, Z.Zhang, R.Zhuo et X. Wang, «Optimal operation of independent regional power grid with multiple wind-solar-hydro-battery power,» *Applied energy*, vol. 235, pp. 1541-1550, 2019.
- [29] A. Kamal, B. Mohsine, A. Abdelali et B. A. Abdellatif, «Sizing methods and optimization techniques for PV-wind based hybrid renewable energy system: A review,» *Renewable and Sustainable Energy Reviews* vol. 93, p. 652–673, 2018.
- [30] L. Stoyanov, "Etude de différentes structures de systèmes hybrides à sources d'énergie renouvelables" Université Pascal Paoli: Energie électrique, 2011 (Thèse de doctorat).
- [31] C. Lila, «Gestion de l'énergie dans un système multi-sources photovoltaïque et éolien avec stockage hybride batteries/super condensateurs,» (Thèse de doctorat) ,2013.
- [32] Steve Wilson, *Pump affinity laws for centrifugal pumps*, Grundfos.
<https://www.grundfos.com/content/dam/CBS/global/whitepapers/AffinityLaws.pdf>.
- [33] A. Khiareddine, C. Ben Salah, and M. F. Mimouni, "Determination of the target speed corresponding to the optimum functioning of a photovoltaic system pumping and regulation of the water level," *International Conference on Electrical Engineering and Software Applications*, 2013, pp. 1-5.
- [34] I. Royer, T. Djiako, E. Schiller, B.S. Sy, *Le pompage photovoltaïque*, IEF/Université d'Ottawa/EIERICREPA 1998.
- [35] L. Arnaud, B. Gay, *De l'eau pour le maraîchage*, Gret, Ministère de la coopération/ACP-UE 1994.

- [36] S. Rehman, M. Ahmed, M. H. Mohamed ET F. A. Al-Sulaiman, «Feasibility study of the grid connected 10 MW installed capacity PV power plants in Saudi Arabia, » *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, p. 80 (2017) 319–329, 2017.
- [37] Abdelhakim Bouchakour, Mostéfa Brahami, Abdelhalim Borni, Layachi Zaghba, Fazzani Amor, “Performance Comparison of PI and IP Controllers Used to Control a DC Machine Powered by a Photovoltaic Generator” *Proceedings of Engineering and Technology – PET Copyright - IPCO 2015*.
- [38] Abdelhak Bouchakour, Mostéfa Brahami and Abdelhalim Borni “Comparative Study on Photovoltaic Pumping Systems Driven by Different Motors Optimized with Sliding Mode Control” *International Journal of Engineering and Technology Innovation*, vol. 7, no. 32017, pp201.216,
- [39] 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. » thèse de doctorat Soutenue le 02/07/2020 à l’université de Mostaganem
- [40] BEKKOUCHE B. 2019-2020. Cours sur les systèmes multi-sources en énergies 41renouvelables. Master 2, université de Mostaganem.
- [42] <https://oxfamilibrary.openrepository.com/bitstream/handle/10546/136537/tbn21-biogas-generators-24062011-en.pdf?sequence=5&isAllowed=y.biogas@zorg.biogas.com>.
- [43] <https://www.conserve-energy-future.com/advantages-and-disadvantages-of-biogas.php>.© 2020. Conserve Energy Future . All Rights Reserved.
- [44] <http://eagri.org/eagri50/AENG352/lec14.pdf>.pp.1-2-3.
- [45] Rapport systèmes de production des énergies renouvelables Biogaz/digesteur (Université Sidi Mohamed Ben Abdellah – FES 2017).pp.2-3-11.
- [46] <https://www.diva-portal.org/smash/get/diva2:1083428/FULLTEXT>.
- [47] <https://www.youtube.com/channel/UCkXdyAGKs9dakJlGdjD5vfw>.
- [48] Cours machines électrique licence 2017/2018 université de Biskra.
- [49] https://www.appropedia.org/Biogas_as_fuel.
- [50] K. Kety 1, K.A. Amou 1, K. Sagna 1 *, K. Tepe 1,2, Y. Lare 1 et K. Napo 1 ; Modélisation et simulation d’un générateur photovoltaïque : Cas du module polycristallinEcoline LX-260P installé au

dispensaire de Sévagan (Togo) ; Revue des Energies Renouvelables Vol. 19 N°4 (2016) 633 – 645.pp.3-4.

[51] CHIKH M, A. Malek et M. Drif, ‘Corrélation de la Fraction Diffuse de l’Irradiation Solaire en Algérie’, Revue des Energies Renouvelables, Valorisation, Tlemcen, pp. 125 - 129, 1999.

[52] Belhadj Mohammed, Modélisation d'un système de captage photovoltaïque autonome, Mémoire de Magister, Centre Universitaire de Bechar, 2008. [55] W. Zhou, H. Yang, and Z. Fang, "Battery behavior prediction and battery working states analysis of a hybrid solar-wind power generation system," Renew. Energy, vol. 33, pp. 1413-1423, 2008.

[53] http://www.ecreee.org/sites/default/files/event-att/01_general_intro_fr_5.pdf

Annexe A

Table n.1 :

Pertes de charge dans les tuyaux d'acier

Tuyau		Q m³/h	1	3	6	9	12	18	24	30	36	42	48	60	90	120	180	240	300	360	420
G	fl mm	Q l/min	16	50	100	150	200	300	400	500	600	700	800	1000	1500	2000	3000	4000	5000	6000	7000
G 1	DN 25	2,7 0,6	21 1,7	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
G 1 1/4	DN 32	0,7 0,35	5,5 1	22 2,1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
G 1 1/2	DN 40	-	1,8 0,7	7 1,35	14 1,9	23 2,5	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
G 2	DN 50	-	0,5 0,4	2,2 0,8	4 1,25	8 1,5	17 2,5	28 3,2	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
G 2 1/2	DN 65	-	-	0,6 0,5	1,2 0,75	2,1 1	4,2 1,4	8 2	12 2,5	17 3	22 3,4	28 4	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	DN 80					0,8 0,7	1,6 0,95	2,8 1,25	4,2 1,6	6,5 2	7,5 2,1	10,5 2,6	15 3,3	-	-	-	-	-	-	-	-
	DN 100						0,55 0,6	0,9 0,8	1,4 1,1	2 1,25	2,4 1,4	3,5 1,6	5 2	11 3,2	20 4	-	-	-	-	-	-
	DN 125										0,9 0,95	1,2 1,1	1,8 1,4	4 2	6,5 2,7	15 4	-	-	-	-	-
	DN 150												0,6 0,9	1,5 1,4	2,5 1,7	5 2,7	8 3,5	14 4,8	-	-	-
	DN 200													0,4 0,8	0,6 1	1,3 1,6	2 2,6	3,5 4,8	4,6 3	6,5 3,5	-
	DN 250															0,4 1	0,7 1,3	1,1 1,6	1,6 2	2 2,3	-
	DN 300																0,3 0,9	0,45 1,25	0,7 1,4	0,9 1,6	-

Q Débit. HL Pertes de charge en m pour 100 m. $v =$ Vitesse de passage max 1,5 m/s pour l'aspiration et 3 m/s pour le refoulement.

Table n.2 :

Pertes de charge en cm pour les courbes, vannes, clapet de pied et clapet de non-retour

Vitesse de l'eau m/sec.	Courbes à angle vif α					$\alpha = 90^\circ$ Courbes à angle arrandi					Vannes standard	Clapet de pied	Clapet de non-retour
	$\alpha = 30^\circ$	$\alpha = 40^\circ$	$\alpha = 60^\circ$	$\alpha = 80^\circ$	$\alpha = 90^\circ$	$\frac{d}{R} = 0,4$	$\frac{d}{R} = 0,6$	$\frac{d}{R} = 0,8$	$\frac{d}{R} = 1$	$\frac{d}{R} = 1,5$			
0,4	0,43	0,52	0,71	1,0	1,2	0,11	0,13	0,16	0,23	0,43	0,23	32	31
0,5	0,67	0,81	1,1	1,6	1,9	0,18	0,21	0,26	0,37	0,67	0,37	33	32
0,6	0,97	1,2	1,6	2,3	2,8	0,25	0,29	0,36	0,52	0,97	0,52	34	32
0,7	1,35	1,65	2,2	3,2	3,9	0,34	0,40	0,48	0,70	1,35	0,70	35	32
0,8	1,7	2,1	2,8	4,0	4,8	0,45	0,53	0,64	0,93	1,7	0,95	36	33
0,9	2,2	2,7	3,6	5,2	6,2	0,57	0,67	0,82	1,18	2,2	1,20	37	34
1,0	2,7	3,3	4,5	6,4	7,6	0,7	0,82	1,0	1,45	2,7	1,45	38	35
1,5	6,0	7,3	10	14	17	1,6	1,9	2,3	3,3	6	3,3	47	40
2,0	11	14	18	26	31	2,8	3,3	4,0	5,8	11	5,8	61	48
2,5	17	21	28	40	48	4,4	5,2	6,3	9,1	17	9,1	78	58
3,0	25	30	41	60	70	6,3	7,4	9	13	25	13	100	71
3,5	33	40	55	78	93	8,5	10	12	18	33	18	123	85
4,0	43	52	70	100	120	11	13	16	23	42	23	150	100
4,5	55	67	90	130	160	14	21	26	37	55	37	190	120
5,0	67	82	110	160	190	18	29	36	52	67	52	220	140

Annexe B :



Central Box

Combiner box
with integrated safety devices and a high safety standard

- Spatial separation of plus and minus sides
- Protection of individual DC-inputs
- Monitoring of current and voltage
- Short cabling for inverter connection
- UL listed according to UL-1741




Housing		Input parameters	
Installation	Outdoor / Indoor	Permissible DC voltage (U_{DCmax})	Max. ≤ 1000 V
UV resistance	Yes	Number of DC-inputs	16-24
Material	Polyester, fiberglass reinforced	DC-connection	#6AWG-350MCM
Colour scheme	RAL 7035	Fuse size	2001 class J/NH-1
Mounting	Ground	DC input current	Max. 200A
Dimensions & Weight		Output parameters	
Housing without bed-plate (width/height/depth)	1524/1270/304mm / 60 /50/12 inch	Type of terminal	250-750MCM
Weight	125kg / 300lb	Number of DC-outputs	2x4
Safety class & Environmental conditions		Output current	Max. 2x 1600A
Permissible ambient temperatures	-25 °C to +50 °C	Grounding connection	16mm ² -120mm ²
Ref. atmospheric humidity, non-condensing	15% to 90%		
Altitude above sea level	Max. 2.000 m		

Annexe c :

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.