

République Algérienne Démocratique et Populaire

Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique



Université de Ghardaïa

N° d'ordre :

N° de série :

Faculté des Sciences et de la Technologie

Département des Sciences et de la Technologie

Mémoire de fin d'étude présenté en vue de l'obtention du diplôme de

Master

Domaine : Sciences et Technologie

Filière : Electronique

Spécialité : Energies Renouvelables

THEME :

**Dimensionnement d'un système hybride
pour l'alimentation d'un village en énergie**

Présentés par:

ZERBANI ABDALLAH

Devant le jury:

Mr : Kamel BOUARAOUR

MCA Univ.Ghardaia

Président

Mr : Khaled TOUAFEK

U.R.A.E.R .Ghardaia

Encadreur

Mr : Faouzi AKERMI

MAA Univ.Ghardaia

Examineur

Mr : Belgacem BEKKAR

MAA Univ.Ghardaia

Examineur

ANNEE UNIVERSITAIRE : 2016/2017

Résumé

En régions isolées, le générateur diesel constitue la source principale d'énergie électrique. Or, le prix d'extension du réseau électrique pour ces régions s'avère prohibitif et le surcoût de l'approvisionnement en combustible augmente radicalement avec l'isolement. Dans ce contexte, l'interconnexion de plusieurs sources d'énergie renouvelable (panneaux photovoltaïques, éoliennes, etc.) dans un système d'énergie hybride peut avoir une incidence profitable sur la production d'énergie électrique en termes de coût et de disponibilité.

Ce présente étude sur l'hybridation de la centrale diesel du village de Bordj Omar Dris afin de réduire la consommation du carburant, en utilisant logiciel Homer.

Mots clés: générateur diesel – hybride – Homer – panneaux photovoltaïque

Abstract

In isolated areas, the diesel generator is the main source of electrical energy. However, the price of extending the electricity network for these regions proves prohibitive and the extra cost of fuel supply increases radically with isolation. In this context, the interconnection of several renewable energy sources (photovoltaic panels, wind turbines,...) in a Hybrid Energy System can have a beneficial impact on electricity production in terms of cost and availability.

This present study on the hybridization of the diesel plant in the town of Bordj Omar Dris to reduce fuel consumption, using Homer software.

Keywords: diesel generator – hybrid – Homer – photovoltaic panels

ملخص

في المناطق المعزولة، يعتبر مولد الكهرباء بالديزل هو المصدر الرئيسي للطاقة الكهربائية. لأن سعر تمديد شبكة الكهرباء لهذه المناطق باهظ الثمن، وفي هذا السياق يمكن أن يكون للترابط بين عدة مصادر للطاقة المتجددة (الألواح الكهروضوئية، وتوربينات رياح،...) في نظام الطاقة الهجينة أثر مفيد على إنتاج الكهرباء من حيث التكلفة والتوفر.

هذه الدراسة عن تهجين مولد الطاقة الكهربائية في مدينة برج عمر إدريس من أجل التقليل من استهلاك الوقود، وذلك

باستخدام برنامج هومر.

الكلمات الدالة: مولد ديزل – هجين – هومر – ألواح كهروضوئية.

REMRECIEMENT

Mes remerciements vont premièrement à Dieu tout puissant pour la volonté, la santé, et la patience, qu'il ma données durant toutes ces années d'étude.

Ainsi, je tiens également à exprimer mes sincères remerciements à mon encadreur Dr. TOUAFEK KHALED pour avoir d'abord proposé ce thème, pour suivi continuel tout le long de la réalisation de ce mémoire, et qui n'a pas cessé de me donner ses conseils et remarques.

Mes remerciements particuliers s'adressent aux membres de jury pour l'honneur qu'ils m'ont fait en acceptons d'être les membres de jury de ma soutenance.

En fin, je tiens à remercier vivement toutes les personnes qui m'ont aidée à élaborer et réaliser ce mémoire.

DEDICACE

*Je tiens à te dévoiler mes sincères sentiment d'amour et de respect pour celles
qui m'ont appris le courage, qu'elles ont fait tant de sacrifices durant mes
études ma mère et mon père.*

A mes enfants « Ikram , Aya , Mohamed Ali et Doua »

A mes amis : Sager Said, Zouani Belheir.

Au étudiants de la 2^{ème} année Master Energies renouvelables

*Aux personnes qui m'ont toujours aidé et encouragé, qui étaient toujours à mes
côtés et qui m'ont accompagné durant mon chemin d'études supérieures, mes
aimables amis, collègues d'études.*

Abdellah Zerhani

Sommaire

Remerciement	
Dédicace	
Résumé	
Tables des matières.....	a
Liste des figures.....	d
Listes des tableaux.....	e
Listes d'abréviation.....	f
Introduction générale.....	1
Chapitre I : Généralités sur les énergies renouvelable.....	3
I.1 Introduction.....	3
I-2. Production de l'énergie électrique d'origine renouvelable.....	3
I.2.1. La production d'électricité d'origine éolienne.....	3
I.2.2. La production d'électricité d'origine hydraulique.....	5
I.2.3. La production d'électricité issue de la biomasse.....	6
I.2.4. La production d'électricité d'origine solaire.....	6
I.2.5. La production d'électricité d'origine géothermique.....	8
I.3 Les énergies renouvelable en Algérie.....	9
I.3.1. Potentiel des énergies renouvelables.....	9
I.3.1.1. Potentiel Solaire.....	9
I.3.1.2. Potentiel Eolien.....	10
I.3.1.3. Potentiel de l'Energie Géothermique.....	11
I.3.1.4. Potentiel Hydraulique.....	11
I.3.1.5. Le Potentiel de la Biomasse.....	11
I.3.2. Programme de développement des énergies renouvelables.....	12
I.3.3. Bilan des réalisations.....	13
Chapitre II : Systèmes Hybrides.....	15
II.1 : Introduction.....	15
II.2 : Présentation du système hybride.....	15
II.3 : Les différentes configurations des systèmes hybrides.....	16
II.3.1 : Architecture à bus à CC.....	16

II.3.2 : Architecture mixte à bus à CC/CA.....	17
II.4 Les principaux composants d'un système hybride PV/Diesel.....	18
II.4.1 Les panneaux solaires (capteurs)	18
II.4.1.1. Les types de panneaux.....	19
II.4.1.2 Influence du flux lumineux.....	19
II.4.1.3 Influence de la température.....	20
II.4.1.4 Limites pratiques et atouts des systèmes PV.....	21
II.4.2. Générateur diesel.....	22
II.4.3 Dispositifs de stockage de l'énergie.....	24
II.4.3.1 Autonomie et dimensionnement des batteries.....	25
II.4.3.2 Détermination de la capacité d'un accumulateur.....	27
II.4.3.3 Etat de charge EDC (SOC) de la batterie.....	28
II.4.3.4 Cycles et durées de vie.....	28
II.4.3.5 Gestion du stockage.....	29
II.4.4 Le régulateur de charge.....	30
II.4.5 Les convertisseurs.....	30
II.4.5.1 Compatibilité en puissance	31
II.4.5.2 Compatibilité en tension.....	32
II.4.5.3 Compatibilité en courant	34
II.4.6 Charges.....	35
II.4.6.1 Profil de charge individuel.....	35
II.4.6.2 Profil de charge individuel.....	35
II.4.7 Système de supervision.....	35
II.5 Les différentes catégories des systèmes hybrides PV/Diesel.....	36
II.5.1 : Systèmes hybrides PV/Diesel série.....	36
II.5.2 : Systèmes hybrides PV/Diesel avec interrupteur.....	37
II.5.3 : Systèmes hybrides PV/Diesel parallèle.....	39
II.6 Problèmes rencontrés dans le fonctionnement des SEH.....	40
Chapitre III : Dimensionnement d'un système hybride / simulation.....	41
III.1. Introduction.....	41
III.2 Présentation de la ville de Bordj Omar Idris.....	41
III.3 Utilisation du logiciel HOMER.....	42
III.4 Création du système hybride.....	43

III.5 Caractéristiques du site.....	43
III.5.1 Données géographiques.....	43
III.5.2. Données météorologiques.....	44
III.6 Profil de charge.....	46
III.7 Caractéristiques techniques des composants utilisés.....	48
III.8 Paramètres économiques.....	49
III.9 Optimisation du système.....	49
III.10 Configuration du système.....	50
III.11 Différentes configurations.....	50
III.11.1 Configuration 01 : Diesel	51
III.11.2 Configuration 02 : PV+ diesel sans gestionnaire d'énergie.....	53
III.11.3 Configuration 03 : PV+ diesel avec gestionnaire d'énergie.....	57
III.11.4 Configuration 04 : PV+ diesel avec stockage à court terme	62
III.11.5 Configuration 05 : PV+ diesel avec stockage à long terme	66
 Conclusion générale	 70
Bibliographie	
Annexes	

Liste des figures

Figure I.1 Carte de l'Irradiation globale directe annuelle moyenne (Période 2002-2011).....	9
Figure I.2 Carte du Vent Annuel Moyen à 50m (Période 2001-2010).....	10
Figure II.1 Configuration du SEH à bus CC.	16
Figure II.2 Configuration du SEH à deux bus à CC et à CA.....	17
Figure II.3 Distinction de terminologie.....	18
Figure II.4 Caractéristiques courant- tension d'une cellule PV.....	20
Figure II.5 Influence de la température.....	21
Figure II.6 Configuration du générateur diesel.....	23
Figure II.7 Systèmes hybrides PV/Diesel série.....	36
Figure II.8 Systèmes hybrides PV/Diesel avec interrupteur.....	38
Figure II.9 Systèmes hybrides PV/Diesel parallèle.....	39
Figure III.1 Carte géographique de Bordj Omar Dris.....	41
Figure III.2 Logiciel Homer.....	43
Figure III.3 Bibliothèque de Homer.....	43
Figure III.4 Température mensuelle moyenne.	44
Figure III.5 Évolution de l'irradiation mensuelle.	44
Figure III.6 L'éclairement (mois de janvier)	45
Figure III.7 L'éclairement (mois de juin)	45
Figure III.8 Profil de charge annuel.....	46
Figure III.9 Profil de charge mensuel.....	47
Figure III.10 Configuration du système hybride en fonction du coût net actuel.....	50
Figure III.11 La production énergétique mensuelle.....	51
Figure III.12 La consommation annuelle du carburant.....	52
Figure III.13 Schéma de principe d'une centrale sans gestionnaire d'énergie.....	53
Figure III.14 Production PV durant les mois de mars et avril.....	54
Figure III.15 La production énergétique mensuelle moyenne du système.....	55
Figure III.16 La consommation annuelle du carburant.....	55
Figure III.17 Schéma de principe d'une centrale avec gestionnaire d'énergie.....	57
Figure III.18 La production du GPV durant le mois de mars.....	58
Figure III.19 La production du GPV durant le mois de juillet.....	59
Figure III.20 La production énergétique mensuelle moyenne.....	59

Figure III.21 La consommation annuelle du carburant.	60
Figure III.22 Schéma de principe d'une centrale avec stockage d'énergie.	62
Figure III.23 La production du GPV durant le mois de février.....	63
Figure III.24 La production du GPV durant le mois de juillet.....	63
Figure III.25 La production énergétique mensuelle moyenne.....	64
Figure III.26 La consommation annuelle du carburant.	64
Figure III.27 La production du GPV durant le mois de février.....	66
Figure III.28 La production du GPV durant le mois de juillet.....	67
Figure III.29 La production énergétique mensuelle moyenne.....	67
Figure III.30 La consommation annuelle du carburant.	68

Liste des tableaux

Tableau I.1 Evolution de la production d'électricité éolienne (TWh)	4
Tableau I.2 Production de l'électricité hydraulique en térawatts-heures.....	5
Tableau I.3 Production d'électricité à partir de biomasse (TWh)	6
Tableau I.4 Marché solaire PV en 2014-2016 : les dix pays leaders (GWe installés dans l'année).....	7
Tableau I.5 Puissance installée des centrales géothermiques.	8
Tableau I.6 Programme nationale des énergies renouvelable (unité MW)	12
Tableau II.1 Comparaison des différentes technologies de batterie.....	28
Tableau III.1 Caractéristiques géographiques.	44
Tableau III.2 Données du rayonnement solaire.	45
Tableau III.3 Caractéristiques économiques de chaque composant du système PV-DIESEL.....	49
Tableau III.4 Emissions des gaz à effet de serre.....	52
Tableau III.5 Coût de chaque composant du système Diesel seul.....	53
Tableau III.6 Emissions des gaz à effet de serre.....	56
Tableau III.7 Coût de chaque composant du système.....	56
Tableau III.8 Emissions des gaz à effet de serre.	60
Tableau III.9 Coût de chaque composant	61
Tableau III.10 Emissions des gaz à effet de serre.	65
Tableau III.11 Coût de chaque composant	65
Tableau III.12 Emissions des gaz à effet de serre.	68
Tableau III.13 Coût de chaque composant	69

Liste des abréviations

PV	Photovoltaïque
BP	British Petroleum
AIE	Agence international d'énergie
Wc	Watt crête
EnR	Energie renouvelable
CC	Courant continue
CA	Courant alternatif
GD	Groupe diesel
GPV	Générateur photovoltaïque
SEH	Système hybride
SKTM	Shariket Kahraba wa Taket Moutadjadida
GE	Groupe électrogène
O/M	opération / maintenance

Introduction générale

Introduction générale

Aujourd'hui, l'électricité est la forme d'énergie la plus aisée à exploiter, sa production est assez facile et il existe de nombreuses solutions plus ou moins performantes mais dont les coûts peuvent être parfois élevés.

L'électricité est un vecteur énergétique produit à partir de diverses sources énergétiques. L'électricité générée à partir des combustibles fossiles a pris la part la plus importante. La raréfaction progressive des hydrocarbures ainsi que l'impact climatique de leur utilisation exigent des solutions alternatives pour répondre à la demande d'énergie pourtant si nécessaire au développement économique. L'utilisation de l'énergie d'origine renouvelable est la solution la plus prometteuse pour résoudre ce problème.

En fin 2015, la capacité d'énergie renouvelable installée dans le monde atteignait 1 849 gigawatts (GW), en hausse de 8,7 % sur un an. Cet essor a été principalement porté par l'éolien (433 GW, + 17 %) et le solaire photovoltaïque (227 GW, + 28 %).

L'une des sources d'énergies renouvelables les plus prometteuses vient de la conversion des radiations solaires en énergie électrique à l'aide de systèmes photovoltaïques. L'utilisation de la technologie photovoltaïque possède de multiples avantages pour l'environnement bien que, dans certains cas, les coûts ne soient pas encore compétitifs par rapport aux systèmes d'alimentation électrique classiques. Toutefois, aujourd'hui, cette technologie se développe comme une solution durable créant un marché à croissance rapide et de nouvelles opportunités d'emploi.

Les sources des énergies renouvelables, comme le solaire photovoltaïque et l'éolienne, ne délivrent pas une puissance constante. Le stockage est un facteur clef dans un système d'énergie hybride. Il fournit non seulement une solution technique au gestionnaire du réseau pour assurer en temps réel l'équilibre production-consommation mais il permet également d'utiliser au mieux les ressources renouvelables en évitant un délestage en cas de surconsommation. Associé à une production locale d'origine renouvelable, un stockage décentralisé présenterait également l'avantage d'améliorer la robustesse du réseau électrique. Il permet également de résoudre d'une façon économique l'approvisionnement en énergie des zones isolées.

L'électricité peut en effet être stockée directement dans des supercondensateurs et dans des supraconducteurs, ou indirectement par sa transformation en d'autres formes énergétiques. La forme énergétique de stockage peut être mécanique en comprimant l'air ou en pompant l'eau à des niveaux supérieurs, ou chimique dans des batteries ou par la production de l'hydrogène.

Il existe plusieurs types de systèmes hybrides de production électrique autonomes comme le Photovoltaïque-Diesel, Éolienne-Diesel ou le Photovoltaïque-Éolienne-Diesel.

L'implantation de ces systèmes nécessite une estimation brève de l'intensité du rayonnement solaire et la vitesse du vent, ainsi que la connaissance de la consommation électrique journalière afin de déterminer la taille optimale de chaque composant du système.

Plusieurs logiciels sont utilisés pour la simulation et le dimensionnement des systèmes hybrides [3]. A titre d'exemple il y a HOMER, SOMES, RAPSIM, SOLSIM, INSEL. Tous ces logiciels ont pour finalité d'optimiser les systèmes hybrides. Toutefois les stratégies d'optimisation est différentes d'un logiciel à un autre.

En utilisant le logiciel de dimensionnement HOMER, l'objet de ce mémoire porte sur le dimensionnement d'un système énergétique autonome PV-DIESEL capable de subvenir aux besoins électriques du village de Bordj Omar Idris.

Ce présent mémoire est constitué de trois chapitres :

- Le premier chapitre s'attache à présenter les différentes ressources énergétiques renouvelables existantes. On présente le programme national des énergies renouvelables et les différents projets réalisés en Algérie.
- Le deuxième chapitre est consacré à la présentation de système hybride ainsi le principe de fonctionnement, les caractéristiques et les différents types de chaque composant du système à dimensionner tel que les groupes électrogènes, les panneaux photovoltaïques, les onduleurs et le système de stockage.
- Le troisième chapitre présente le design et les modèles utilisées dans le dimensionnement de notre système. A cette fin le potentiel solaire est évalué en tenant compte des paramètres astronomiques et météorologiques, puit on a présenté les résultats de la simulation par HOMER.

Chapitre I

Généralités sur les énergies renouvelables

I.1 Introduction

L'Algérie amorce une dynamique d'énergie verte en lançant un programme ambitieux de développement des énergies renouvelables (EnR). Cette vision du gouvernement algérien s'appuie sur une stratégie axée sur la mise en valeur des ressources inépuisables comme le solaire et leur utilisation pour diversifier les sources d'énergie et préparer l'Algérie de demain. Grâce à la combinaison des initiatives et des intelligences, l'Algérie s'engage dans une nouvelle ère énergétique durable.

Le programme des énergies renouvelables actualisé consiste à installer une puissance d'origine renouvelable de l'ordre de 22 000 MW à l'horizon 2030 pour le marché national, avec le maintien de l'option de l'exportation comme objectif stratégique, si les conditions du marché le permettent.

Dans ce premier chapitre on va citer les différentes technologies de production de l'électricité et les projets réalisés en Algérie.

I-2. Production de l'énergie électrique d'origine renouvelable

I.2.1. La production d'électricité d'origine éolienne















Les systèmes de conversion de l'énergie éolienne transforment l'énergie cinétique du vent en électricité ou en d'autres formes d'énergie.

Une éolienne (ou aérogénérateur) utilise la force du vent pour actionner les pales d'un rotor. L'énergie mécanique produite par la rotation des pâles est transformée en énergie électrique grâce à une génératrice.

En 2014, la production mondiale d'électricité éolienne s'élevait à 717,8 TWh, en augmentation de 11,1 % par rapport à 2013 après +21,8 % de 2012 à 2013 ; elle représentait 3,0 % de la production totale d'électricité. Selon les estimations de BP, elle atteignait 959,5 TWh en 2016, soit 3,9 % de la production mondiale d'électricité [1].

Le tableau I.1 illustre l'évolution de la production de l'électricité éolienne :

Tableau I.1 : Évolution de la production d'électricité éolienne (TWh)

Pays	1990	2000	2010	2011	2012	2013	2014	% 2014*	2016p**
 Chine	0,002	0,6	44,6	70,3	96,0	141,2	156,1	21,8	241,0
 États-Unis	3,1	5,6	95,1	120,9	141,9	169,7	183,9	25,6	226,5
 Allemagne	0,07	9,4	37,8	48,9	50,7	51,7	57,4	8,0	79,8
 Espagne	0,014	4,7	44,3	42,9	49,5	55,6	52,0	7,3	50,2
 Inde	0,03	1,7	19,7	24,5	30,1	33,6	37,2	5,2	44,8
 Royaume-Uni	0,01	0,9	10,2	15,5	19,7	28,4	32,0	4,5	37,3
 Brésil	-	0,002	2,2	2,7	5,1	6,6	12,2	1,7	32,9
 Canada	-	0,3	8,7	10,2	11,3	18,0	22,5	3,1	27,2
 France	-	0,08	9,9	12,2	15,0	16,0	17,2	2,4	20,7
 Italie	0,002	0,6	9,1	9,9	13,4	14,9	15,2	2,1	17,5
 Suède	0,006	0,5	3,5	6,1	7,2	9,8	11,2	1,6	14,2
 Danemark	0,6	4,2	7,8	9,8	10,3	11,1	13,1	1,8	12,8
 Portugal	0,001	0,17	9,2	9,2	10,3	12,0	12,1	1,7	12,6
 Pologne	0	0,005	1,7	3,2	4,7	6,0	7,7	1,1	11,6
Total mondial	3,9	31,4	341,3	435,3	522,7	636,8	717,3	100	959,5
% prod.élec.*	0,03	0,2	1,6	2,0	2,3	2,7	3,0		3,9

* part dans la production mondiale d'électricité ; ** 2016 : estimation
Sources : 1990-2014 : Agence internationale de l'énergie ; 2016 : EurObserv'ER^e pour l'Europe, Energy Information Administration pour les États-Unis, BP pour le reste du monde.

source (AIE)

I.2.2. La production d'électricité d'origine hydraulique

L'énergie hydroélectrique, ou hydroélectricité, est une énergie électrique renouvelable qui est issue de la conversion de l'énergie hydraulique en électricité. L'énergie cinétique du courant d'eau, naturel ou généré par la différence de niveau, est transformée en énergie mécanique par une turbine hydraulique, puis en énergie électrique par une génératrice.

La production mondiale d'hydroélectricité ou énergie hydraulique est estimée à 3874 TWh, la puissance hydroélectrique installée dans le monde en 2013 était de 1034 GW, selon l'AIE, le potentiel hydroélectrique total de la planète serait d'environ 15 000 TW, soit 15 milles fois plus que le niveau d'exploitation actuel [1].

Tableau I.2 : Production de l'électricité hydraulique en térawatts-heures

Producteurs	TWh	% du total mondial	PAYS (top 10 des producteurs)	% 'hydroélectricité dans la production d'électricité nationale totale
Chine	920	23.8	Norvège	96.1
Canada	392	10.1	Brésil	68.6
Brésil	391	10.1	Vénézuela	67.8
États-Unis	290	7.5	Canada	60.1
Russie	183	4.7	Russie	17.3
Inde	142	3.7	R P de Chine	16.9
Norvège	129	3.3	France	13.2
Japon	85	2.2	Inde	11.9
Vénézuela	84	2.2	Japon	8.1
France	76	2.0	États-Unis	6.7
Reste dumonde	1182	30.4	Reste du monde	15.6
Monde	3874	100.0	Monde	16.6

Source : AIE – Key World Energy Statistics 2015








I.2.3. La production d'électricité issue de la biomasse

On peut produire de l'électricité avec de la biomasse et la meilleure façon de le faire est d'utiliser un dispositif de cogénération qui permette également d'exploiter la chaleur produite.

Des recherches sont menées actuellement sur la gazéification et la pyrolyse de la biomasse. Elles ont pour objectif d'aboutir des centrales de forte puissance et haut rendement pour produire de l'énergie électrique [2].

En 2014 selon l'AIE la biomasse fournissait 370 TWh d'électricité, le tableau I.3 montre les pays producteurs de l'électricité par biomasse.

Tableau I.3 : Production d'électricité à partir de biomasse (TWh)

Pays	2010	2011	2012	2013	2014	% 2014
 États-Unis	52,4	53,7	55,5	58,5	62,4	15,6 %
 Brésil	31,5	32,2	35,2	40,4	46,0	11,5 %
 Chine	24,8	27,5	30,0	37,0	44,4	11,1 %
 Allemagne	29,6	32,8	39,7	41,2	43,3	10,9 %
 Japon	25,5	25,7	26,8	28,2	28,9	7,2 %
 Inde	13,9	16,6	19,3	21,8	23,9	6,0 %
 Royaume-Uni	10,7	12,2	14,1	17,7	21,9	5,5 %
 Italie	7,4	8,6	10,3	14,9	16,4	4,1 %
Monde	286,2	305,2	333,7	366,9	399,3	100 %

source : Agence internationale de l'énergie

I.2.4. La production d'électricité d'origine solaire














a- Centrale solaire photovoltaïque

Une centrale solaire photovoltaïque est un dispositif technique de production d'électricité par des modules solaires photovoltaïques (PV) reliés entre eux (série et parallèle) et utilise des onduleurs pour être raccordée au réseau.

À la fin de 2016, la puissance installée mondiale en photovoltaïque dépassait 302 GWc (Tableau I.4). La puissance installée dans l'année est estimée à 75 GWc, en progression de 50 % par rapport aux 50 GWc installés en 2015 ; la Chine a installé 34,45 GWc contre 15,2 GWc en 2015, les États-Unis 14,7 GWc contre 7,3 GWc en 2015 et le Japon 8,6 GWc contre

11 GWc. Les trois pays les plus équipés en Wc par habitant en 2016 sont : l'Allemagne : 511 Wc/hab, le Japon : 336 Wc/hab et l'Italie : 322 Wc/hab [1].

Tableau I.4 : Marché solaire PV en 2014-2016 : les dix pays leaders (GWc installés dans l'année)

Pays	2014	% 2014	2015	% 2015	2016	% 2016
 Chine	10,6	27 %	15,2	34 %	34,5	46 %
 États-Unis	6,2	16 %	7,3	15 %	14,7	20 %
 Japon	9,7	25 %	11	22 %	8,6	11 %
 Inde	0,6	1,6 %	2	4 %	4	5 %
 Royaume-Uni	2,3	6 %	3,5	7 %	2	3 %
 Allemagne	1,9	5 %	1,5	3 %	1,5	2 %
 Corée du Sud	0,9	2,3 %	1	2 %	0,9	1 %
 Australie	0,9	2,3 %	0,9	2 %	0,8	1 %
 Philippines					0,8	1 %
 Chili					0,7	1 %
 France	0,9	2,3 %	0,9	2 %		%
 Canada			0,6	1 %		%
 Afrique du Sud	0,8	2,1 %				%
Reste du monde	3,9	10 %	6,1	12 %	6,5	9 %
Monde	38,7	100 %	50	100 %	75	100 %

source (AIE)

b- hélio thermodynamique

Une centrale solaire thermodynamique à concentration (ou centrale solaire thermique à concentration ou encore héliothermodynamique, en anglais CSP pour *Concentrating Solar Power Plant*) est une centrale qui concentre les rayons du Soleil à l'aide de miroirs afin de chauffer un fluide caloporteur qui permet en général de produire de l'électricité. Ce type de centrale permet, en stockant ce fluide dans un réservoir, de prolonger le fonctionnement de la centrale plusieurs heures au-delà du coucher du Soleil.

La production des centrales solaires thermodynamiques atteignait 8 490 GWh en 2014, soit 0,04 % de la production mondiale d'électricité. Les principaux pays producteurs sont l'Espagne : 5 455 GWh et les États-Unis : 2 688 GWh [1].










I.2.5. La production d'électricité d'origine géothermique

Une centrale géothermique est un type de centrale électrique produisant de l'électricité à partir d'énergie géothermique. Les technologies utilisées comprennent les turbines à vapeur sèche, centrales à condensation et centrales à cycle combiné. La production d'électricité géothermique est utilisée dans 24 pays, alors que le chauffage géothermique est utilisé dans 70 pays [1].

Les estimations du potentiel de production d'électricité de l'énergie géothermique varient de 35 à 2000 GW. La puissance installée mondiale atteignait 11 224 mégawatts (MW) en mai 2012, avec au premier rang les États-Unis (3 187 MW), suivi par les Philippines et l'Indonésie [1].

L'électricité géothermique est considérée comme durable parce-que l'extraction de chaleur est faible comparée à l'enthalpie de la planète. Les émissions des centrales géothermiques existantes est en moyenne de 122 kg de CO₂ par (MWh) d'électricité, environ un huitième de celles d'une centrale à charbon conventionnelle [1].

Tableau I.5 : Puissance installée des centrales géothermiques.

Pays	Puissance (MW) 2007	Puissance (MW) 2010	Production (TWh) 2012	Part (%) production nationale
 États-Unis	2 687	3 086	19,6	0,3
 Philippines	1 970	1 904	10,2	27,0
 Indonésie	992	1 197	7,9	3,7
 Mexique	953	958	5,8	3,0
 Italie	810,5	843	5,6	1,5
 Nouvelle-Zélande	472	628	6,2	10,0
 Islande	421	575	5,2	30,0
 Japon	535	536	2,5	0,1
 Salvador	204	204	1,5	25,0
Autre payes	702.2	790.7		
TOTAL	9 732	10 708		

I.3 Les énergies renouvelables en Algérie

L'Algérie s'est engagée sur la voie des énergies renouvelables afin d'apporter des solutions globales et durables aux défis environnementaux et aux problématiques de préservation des ressources énergétiques d'origine fossile à travers le lancement d'un programme ambitieux pour le développement des énergies renouvelables qui a été adopté par le gouvernement en février 2011 et révisée en mai 2015 et placé au rang de priorité nationale en février 2016 lors du conseil du restreint gouvernement.

L'Algérie s'engage dans une nouvelle approche énergétique durable. Le programme des énergies renouvelables dans sa version actualisée, consiste à installer une puissance d'origine renouvelable de l'ordre de 22000 MW à l'horizon 2030 pour le marché national, avec le maintien de l'option de l'exportation comme objectif stratégique, si les conditions du marché le permettent.

I.3.1. Potentiel des énergies renouvelables :

I.3.1.1. Potentiel Solaire :

Vue de sa localisation géographique, l'Algérie dispose d'un des gisements solaire les plus élevés au monde. La durée d'insolation sur la quasi-totalité du territoire national dépasse les 2000 heures annuellement et peut atteindre les 3900 heures (hauts plateaux et Sahara). L'énergie reçue annuellement sur une surface horizontale de 1 m² soit près de 3 KWh/m² au nord et dépasse 5,6 KWh/m² au Grand Sud (TAMENRASSET).

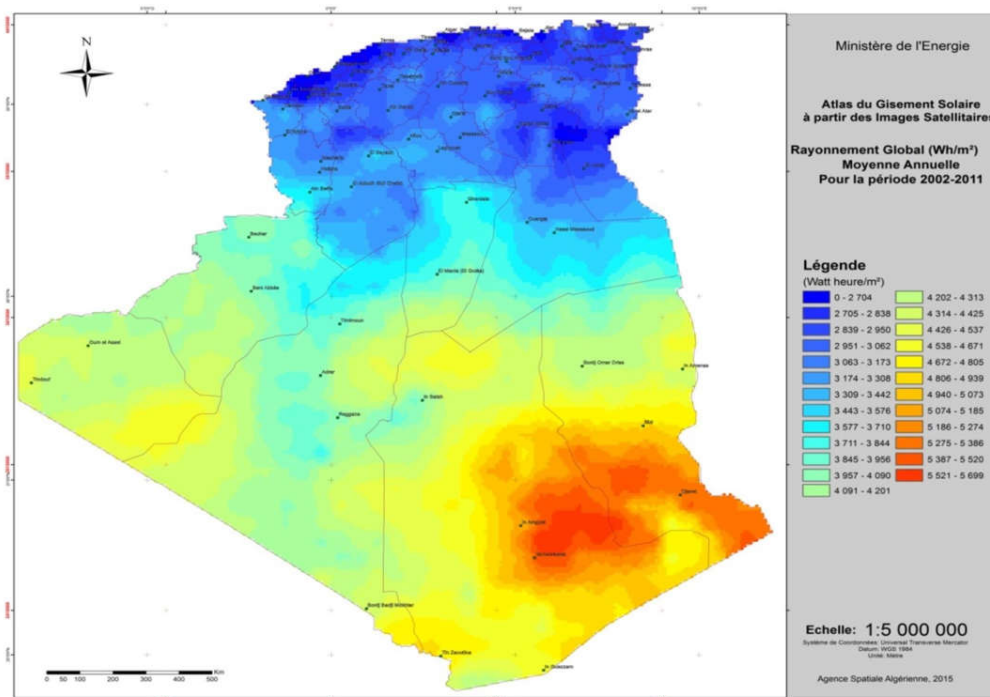


Figure I.1 : Carte de l'Irradiation Globale Directe Annuelle Moyenne (Période 2002-2011) [4].

I.3.1.2. Potentiel Eolien

La ressource éolienne en Algérie varie beaucoup d'un endroit à un autre. Ceci est principalement dû à une topographie et un climat très diversifiés. En effet, notre vaste pays, se subdivise en deux grandes zones géographiques distinctes. Le Nord méditerranéen est caractérisé par un littoral de 1200 Km et un relief montagneux, représenté par les deux chaînes de l'Atlas tellien et l'Atlas saharien. Entre elles, s'intercalent des plaines et les hauts plateaux de climat continental. Le Sud, quant à lui, se caractérise par un climat saharien. La carte représentée ci-dessous montre que le Sud est caractérisé par des vitesses plus élevées que le Nord, plus particulièrement dans le Sud-Est, avec des vitesses supérieures à 7m/s et qui dépassent la valeur de 8 m/s dans la région de Tamanrasset (In Amguel). Concernant le Nord, on remarque globalement que la vitesse moyenne est peu élevée. On note cependant, l'existence de microclimats sur les sites côtiers d'Oran, Bejaïa et Annaba, sur les hauts plateaux de Tebessa, Biskra, M'sila et Elbayadh (6 à 7 m/s), et le Grand Sud (>8m/s).

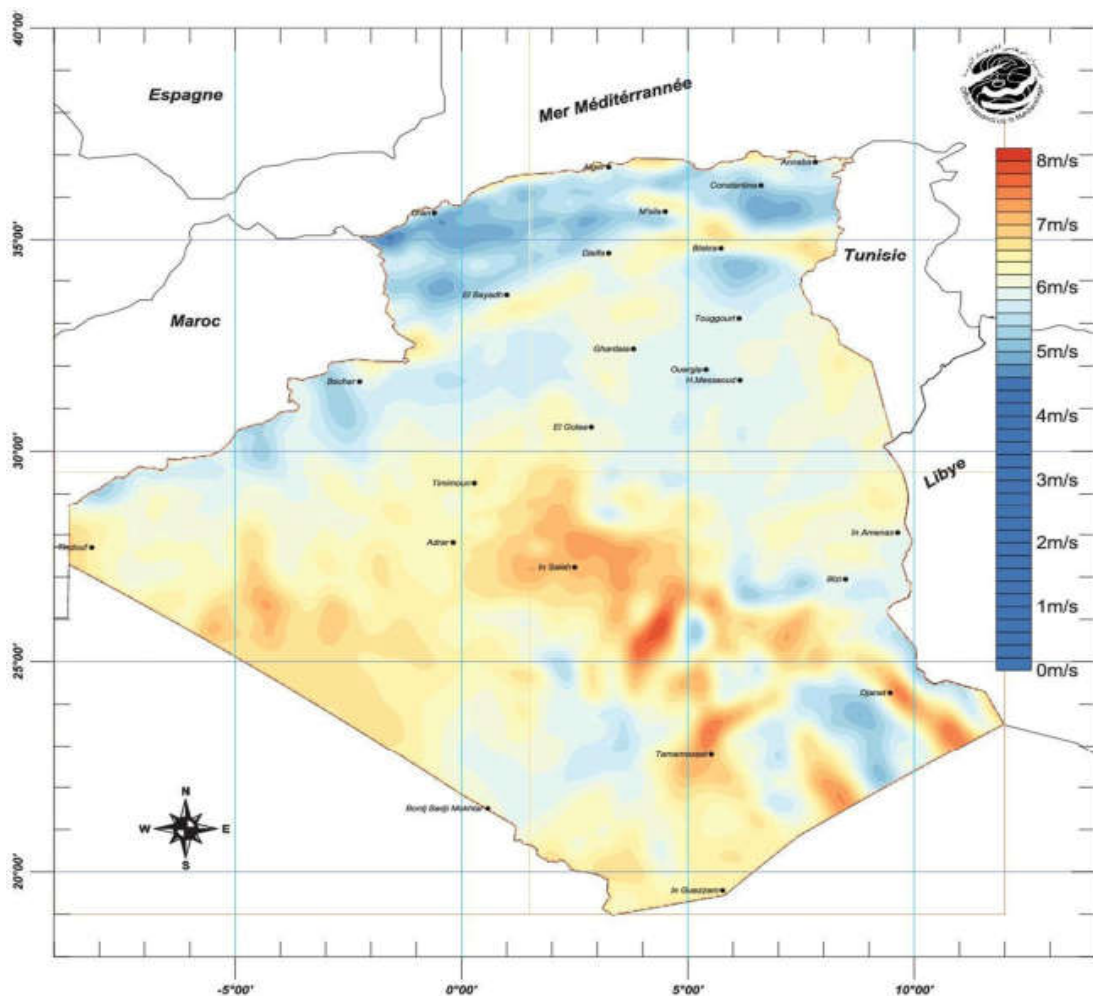


Figure I.2 Carte du Vent Annuel Moyen à 50m d'hauteur (Période 2001-2010) [4].

I.3.1.3. Potentiel de l'Energie Géothermique

La compilation des données géologiques, géochimiques et géophysique a permis d'identifier plus de deux cent (200) sources chaudes qui ont été inventoriées dans la partie nord du pays. Un tiers environ (33%) d'entre elles ont des températures supérieures à 45°C. Il existe des sources à hautes températures pouvant atteindre 118°C à Biskra.

Des études sur le gradient thermique ont permis d'identifier trois zones dont le gradient dépasse les 5°C/100m

- ✓ Zone de Relizane et Mascara
- ✓ Zone de AïneBoucif et Sidi Aïssa
- ✓ Zone de Guelma et Djebel El Onk

I.3.1.4. Potentiel Hydraulique

Les quantités globales tombant sur le territoire algérien sont importantes et estimées à 65 milliards de m³, mais finalement profitent peu au pays : nombre réduit de jours de précipitation, concentration sur des espaces limités, forte évaporation, évacuation rapide vers la mer. Schématiquement, les ressources de surface décroissent du nord au sud. On évalue actuellement les ressources utiles et renouvelables de l'ordre de 25 milliards de m³, dont environ 2/3 pour les ressources en surface. 103 sites de barrages ont été recensés. Plus de 50 barrages sont actuellement en exploitation [4].

I.3.1.5. Le Potentiel de la Biomasse

a- Potentiel de la forêt (*) :

Le potentiel actuel est évalué à environ 37 Millions de TEP (Tonnes Equivalent Pétrole). Le potentiel récupérable est de l'ordre de 3,7 Millions de TEP. Le taux de récupération actuel est de l'ordre de 10%.

b- Potentiel national des déchets ménagers et assimilés ():**

05 millions de tonnes de déchets urbains et agricoles ne sont pas recyclés.

Ce potentiel représente un gisement de l'ordre de 1,33 millions de TEP/an.

(*) Source : Bilan 2010, Direction Générale des Forêts.

(**) Source : Caractérisation des déchets ménagers et assimilés dans les zones nord, semi-aride et aride d'Algérie 2014, Agence Nationale des Déchets.

I.3.2. Programme de développement des énergies renouvelables :

A travers ce programme d'énergies renouvelables, l'Algérie compte se positionner comme un acteur majeur dans la production de l'électricité à partir des filières photovoltaïque et éolienne en intégrant la biomasse, la cogénération, la géothermie et au-delà de 2021, le solaire thermique. Ces filières énergétiques seront les moteurs d'un développement économique durable à même d'impulser un nouveau modèle de croissance économique.

37 % de la capacité installée d'ici 2030 et 27 % de la production d'électricité destinée à la consommation nationale, seront d'origine renouvelable.

Le potentiel national en énergies renouvelables étant fortement dominé par le solaire, l'Algérie considère cette énergie comme une opportunité et un levier de développement économique et social, notamment à travers l'implantation d'industries créatrices de richesse et d'emplois.

Les projets EnR de production de l'électricité dédiés au marché national seront menés en deux étapes:

- **Première phase 2015 - 2020** : Cette phase consiste à la réalisation d'une puissance de 4010 MW, entre photovoltaïque et éolien, ainsi que 515 MW, entre biomasse, cogénération et géothermie.
- **Deuxième phase 2021 - 2030** : Le développement de l'interconnexion électrique entre le nord et le Sahara (Adrar), permettra l'installation de grandes centrales d'énergies renouvelables dans les régions d'In Salah, Adrar, Timimoune et Bechar et leur intégration dans le système énergétique national. A cette échéance, le solaire thermique pourrait être économiquement viable.

Tableau I.6 : Programme nationale des énergies renouvelable (unité MW) [4].

	1ere phase 2015-2020	2ème phase 2021-2030	Total
Photovoltaïque	3 000	10 575	13 575
Eolien	1 010	4 000	5 010
CSP	-	2 000	2 000
Cogénération	150	250	400
Biomasse	360	640	1 000
Géothermie	5	10	15
TOTAL	4 525	17 475	22 000

I.3.3. Bilan des réalisations

I.3.3.1. Projets EnR réalisés dans le cadre du Programme d'électrification rurale 1995-1999

Electrification à l'énergie solaire de 906 foyers répartis sur 18 villages isolés du grand sud de l'Algérie, dans les wilayas de Tamanrasset, Adrar, Illizi et Tindouf.

I.3.3.2. Projets EnR initiés par la fondation Sonatrach – Tassili

La stratégie de la fondation Sonatrach Tassili s'inscrit dans le cadre d'actions qui prolongent les efforts déjà engagés par Sonatrach sur l'ensemble du territoire national dans une perspective de développement durable, de protection et de préservations des patrimoines naturels et culturels, ainsi que de l'amélioration des conditions de vie des populations démunies et / ou isolées.

- ✓ Projet d'électrification à l'énergie solaire d'un village de torset.
- ✓ Projet de Motorisation de 04 Puits d'Eau de Parcours (Messtni, Tintourha, Adjrou, Arikine, Issindilene).
- ✓ Projet de Motorisation de 14 Puits d'Eau de parcours, d'électrification d'écoles et salles de soins par énergie solaire.

I.3.3.3. Projets de la phase 2011-2014 du Programme national des énergies renouvelables [4]

- ✓ La centrale électrique hybride (gaz-solaire) de Solar Power Plant (SPP1) à Hassi R'Mel de 150 MW dont 25 MW en solaire thermique (CSP), mise en service en juillet 2011.
- ✓ La ferme éolienne de 10 MW de la Société Algérienne de Production de l'Electricité dénommée SPE dans la région d'Adrar, mise en service en juin 2014.
- ✓ La centrale pilote photovoltaïque de 1,1 MWc à Ghardaïa, mise en service en juin 2014.
- ✓ La centrale photovoltaïque 03 MW de Djanet (Illizi), mise en service en février 2015.
- ✓ La centrale photovoltaïque 20 MW de Adrar (Adrar), mise en service en octobre 2015.
- ✓ La centrale photovoltaïque 03 MW de Kabertene (Adrar), mise en service en octobre 2015.
- ✓ La centrale photovoltaïque 13 MW de Tamanrasset (Tamanrasset), mise en service en novembre 2015.

- ✓ La centrale photovoltaïque de 09 MW Tindouf (Tindouf), mise en service en décembre 2015.
- ✓ La centrale photovoltaïque de 06 MW Z.Kounta (Adrar), mise en service en janvier 2016.
- ✓ La centrale photovoltaïque 09 MW de Timimoune (Adrar), mise en service en février 2016.
- ✓ La centrale photovoltaïque 05 MW de Reggane (Adrar), mise en service en janvier 2016.
- ✓ La centrale photovoltaïque 05 MW d'In-Salah (Tamanrasset), mise en service en février 2016.
- ✓ La centrale photovoltaïque 05 MW d'Aoulef (Adrar), mise en service en mars 2016.
- ✓ La centrale photovoltaïque 20 MW d'Ain El-Ibel (Djelfa), mise en service en avril 2016.
- ✓ La centrale photovoltaïque 20 MW de Khnag (Laghouat), mise en service en avril 2016.
- ✓ La centrale photovoltaïque 15 MW d'Oued El-Kebrit (Souk Ahras), mise en service en avril 2016
- ✓ La centrale photovoltaïque 20 MW de Sedrate Leghzal (Nâama), mise en service en mai 2016.
- ✓ La centrale photovoltaïque 30 MW d'Ain-Skhouna (Saida), mise en service en mai 2016.

Chapitre II

Systemes hybrides

II.1 : Introduction

L'épuisement des ressources fossiles, à plus ou moins long terme, la flambée des cours du brut et la lutte contre les émissions de gaz à effet de serre rendent urgentes la maîtrise des consommations et la diversification des sources d'énergie, un fait qui interpelle plus fort que jamais le développement des énergies renouvelables.

Et afin d'atténuer le caractère aléatoire d'un gisement d'énergie renouvelable donné, on peut multiplier les sources de natures différentes. On obtient alors un système dit multi-sources. Il présente en somme le double avantage de minimiser les perturbations de l'environnement grâce à une consommation sur le lieu de production de ressources naturelles renouvelables et d'une sécurité d'approvisionnement maximale. Raisons pour les quelles il se trouve utilisé dans de très nombreuses applications d'intérêt très sensible et stratégique comme les relais de télécommunication, les postes frontières, les dispensaires, etc., hors réseau d'électricité conventionnel, la disponibilité permanente de la source primaire d'énergie est vitale et conditionne dans une très large mesure la fiabilité des installations et leur fonctionnement permanent.

II.2 : Présentation du système hybride

Le système hybride de production de l'énergie, dans sa vue la plus générale, est celui qui combine et exploite plusieurs sources disponibles facilement mobilisables. Le système qui nous intéresse regroupe deux parties, à savoir le photovoltaïque, et comme appoint un groupe électrogène.

Ces deux sources de production de l'énergie passent par un stockage électrochimique. L'ajout du groupe électrogène à un système de production d'énergies renouvelables peut d'une part augmenter la fiabilité du système, alimenter des charges plus énergétivores et d'autre part, diminuer de manière importante le coût de l'électricité produite par une diminution importante de la taille des générateurs solaire et les batteries de stockage. Nous allons envisager dans notre étude d'alimenter un village composé d'une centaine de foyers isolés, situé dans une zone climatique algérienne, ou de manière plus exacte d'apporter un certain service énergétique. En fait, ce n'est pas l'énergie en soi que réclame une population mais un service énergétique, à nous de le lui apporter au moindre coût et avec une efficacité énergétique.

Cette étude fait, en premier lieu, usage de dimensionnement et d'analyse du système hybride précité, se configurant selon plusieurs combinaisons. Le choix de l'une ou de l'autre doit tenir compte du coût de fonctionnement ainsi que de la taille du système.

II.3 : Les différentes configurations des systèmes hybrides

Deux configurations s'imposent [5, 6]:

II.3.1 : Architecture à bus à CC, ayant les avantages et inconvénients suivants :

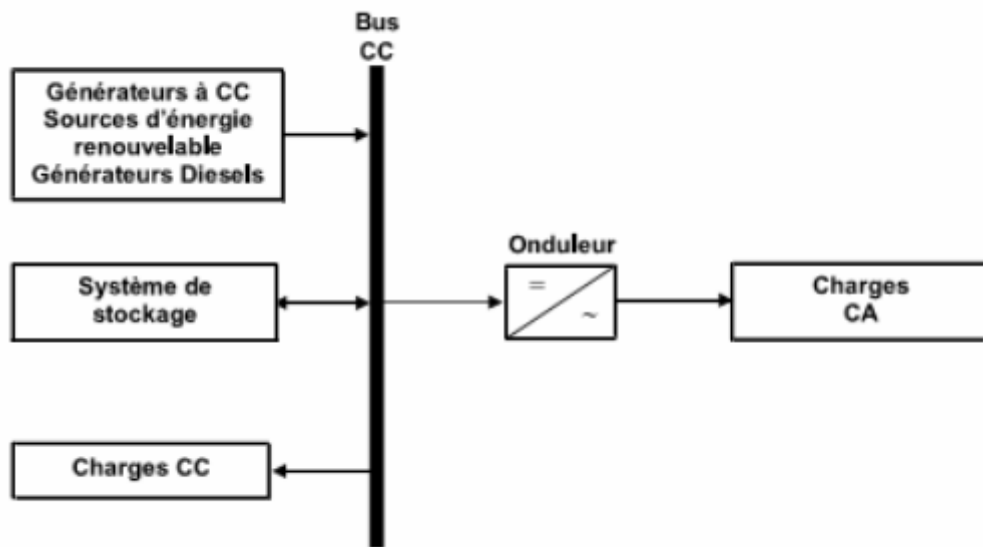


Figure- II.1: Configuration du SEH à bus CC

◆ Avantages

- La connexion de toutes les sources sur un bus à CC simplifie le système de commande;
- Le générateur diesel peut être dimensionné de façon optimale, c'est-à-dire de sorte à fonctionner à puissance nominale pendant le processus de chargement des batteries jusqu'à un état de charge de 75 à 85 %.

◆ Inconvénients

- Le rendement de l'ensemble du système est faible, parce qu'une certaine quantité d'énergie est perdue à cause des batteries et des pertes dans les convertisseurs.
- Les générateurs diesels ne peuvent pas alimenter directement la charge, l'onduleur doit donc être dimensionné pour assurer le pic de charge.

II.3.2 : Architecture mixte à bus à CC/CA, dont les avantages et les inconvénients sont énumérés comme suit ;

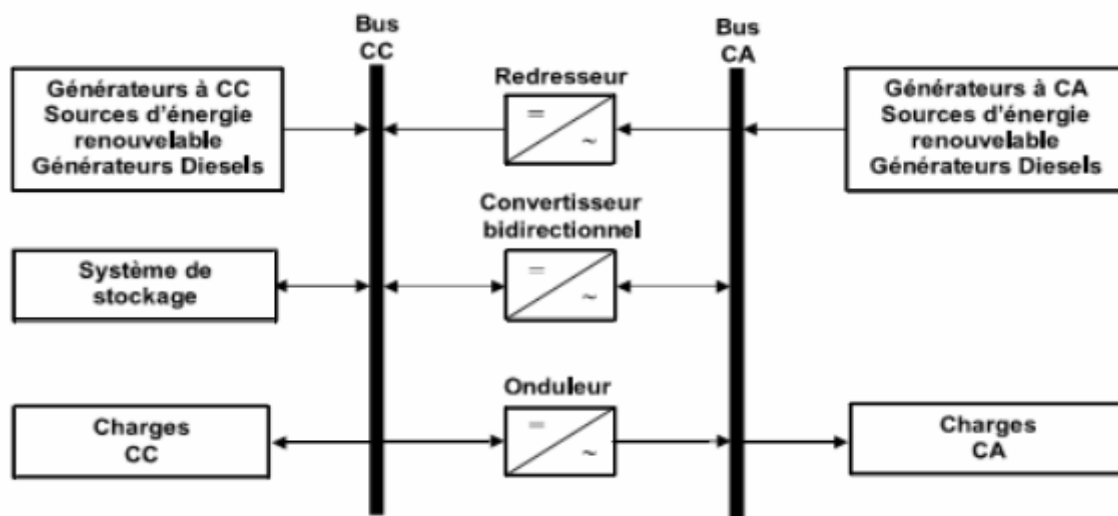


Figure- II.2: Configuration du SEH à deux bus à CC et à CA

◆ Avantages

- Le GD et l'onduleur peuvent fonctionner en autonome ou en parallèle. Quand le niveau de la charge est bas, l'un ou l'autre peut générer le nécessaire d'énergie. Cependant, les deux sources peuvent fonctionner en parallèle pendant les pics de charge ;
- La possibilité de réduire la puissance nominale du GD et de l'onduleur sans affecter la capacité du système à alimenter les pics de charge.

◆ Inconvénients

- La réalisation de ce système est relativement compliquée à cause du fonctionnement parallèle de l'onduleur qui doit être capable de fonctionner en modes autonome et non-autonome en synchronisant les tensions en entrée avec les tensions en sortie du GD.

II.4 Les principaux composants d'un système hybride PV/Diesel

II.4.1 Les panneaux solaires (capteurs)

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.

Plusieurs panneaux qui sont regroupés dans une centrale solaire photovoltaïque sont appelés champ photovoltaïque ou générateur photovoltaïque *GPV*.

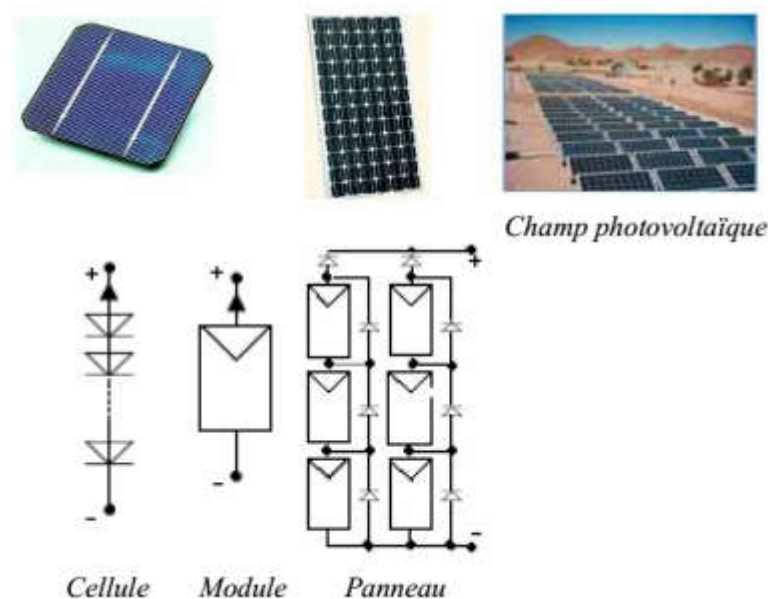


Figure II.3: Distinction de terminologie

Il est à noter qu'en dépit de cette terminologie, aucune énergie n'est stockée dans une cellule, ni sous forme chimique ni sous aucune autre forme.

Ce n'est pas une pile, mais un convertisseur instantané qui ne pourra fournir une énergie sous forme électrique que s'il reçoit une énergie sous forme de rayonnement. Une cellule sous obscurité totale va se comporter comme un composant passif, fonctionne comme une diode plus exactement, et ne produit pas de courant [7].

La cellule solaire ne peut être assimilée à aucun autre générateur classique d'énergie électrique type continu. Elle n'est ni une source de tension constante ni une source de courant constant. Elle possède des caractéristiques électriques non linéaires dépendant des conditions météorologiques, à savoir éclairement et température [8].

II.4.1.1. Les types des panneaux

A. Panneaux photovoltaïques orientables

Avec des panneaux orientables, on peut modifier l'inclinaison tous les mois, mais par facilité, on peut également choisir une inclinaison pour l'été, une autre pour l'hiver. On utilise généralement ce genre de structure pour des applications au sol ou sur des toits plats.

Pour ces systèmes à inclinaison variable, il existe un angle d'inclinaison des panneaux par rapport à l'horizontale, qui permet de maximiser la production d'électricité mensuelle.

B. Panneaux photovoltaïques fixes

Les panneaux fixes sont installés dans une position fixe tout au long de l'année (azimut et inclinaison).

C. Panneaux photovoltaïques mobiles ou suiveur solaire

L'objectif du système de panneaux mobiles est de pouvoir suivre le soleil tout au long de la journée. Pour cela, la structure possède deux degrés de liberté : une rotation horizontale pour régler l'azimut et une rotation verticale pour l'inclinaison. Ce système permet aux panneaux photovoltaïques de suivre continuellement la position du soleil pour assurer une production électrique maximum. Ce type de structure permet d'augmenter la production d'électricité par rapport aux panneaux fixes, d'environ 25%.

II.4.1.2 Influence du flux lumineux

Le photo-courant I_{ph} est pratiquement proportionnel à l'éclairement ou aux flux lumineux Es . Le courant $I_d(V_d)$ étant par définition le courant direct de la jonction sous obscurité, est normalement non modifié. Ceci n'est valable que pour des cellules n'utilisant pas la concentration du rayonnement solaire ou travaillant sous de faibles concentrations. En effet, la densité des porteurs de charge et donc le courant de saturation sont modifiés par la variation de température et de la concentration de l'éclairement.

Le photo-courant créé dans une cellule photovoltaïque est aussi proportionnel à la surface de la jonction soumise au rayonnement solaire; par contre la tension de circuit ouvert n'en dépend pas et n'est fonction que de la qualité du matériau et du type de jonction considérée.

La **figure (II.4)** représente les caractéristiques $I=f(V)$ d'une cellule photovoltaïque sous diverses valeurs d'éclairement. A chacune de ces valeurs de E_s , correspond une puissance électrique maximale que pourrait fournir la cellule. Notons aussi la légère diminution de la tension du circuit ouvert V_{co} , suite à une chute du flux lumineux.

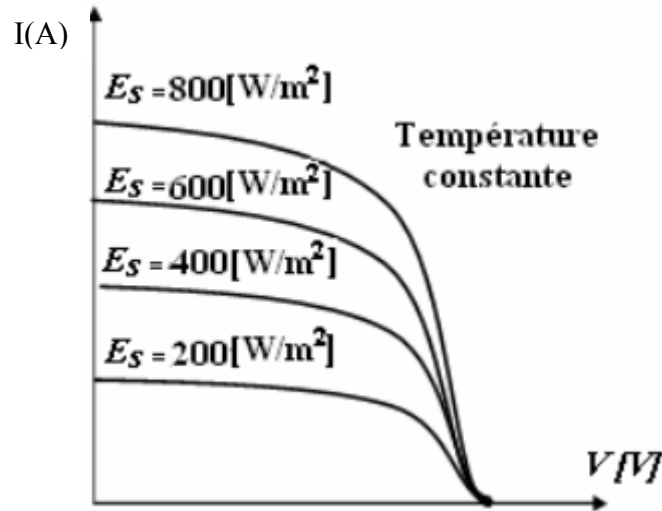


Figure II.4 : Caractéristiques courant- tension d'une cellule PV

II.4.1.3 Influence de la température

La température est un paramètre très important dans le comportement des photopiles. En effet, si la température augmente, le photo-courant augmente à peu près de 3.10^{-2} $[mA.K^{-1}/cm^2]$ de cellule. Par contre, le courant I augmente très rapidement avec T . il engendre une diminution de la tension du circuit ouvert V_{co} .

Cette diminution est de l'ordre de $2 [mV/^{\circ}c]$, comme le montre la **figure II.5**. L'augmentation de la température se traduit aussi par une diminution de la puissance maximale disponible, d'un ordre de $5.10^{-5} [W/K/cm^2]$ de cellule, soit une variation de $0,35 [%/^{\circ}c]$ [9] ;

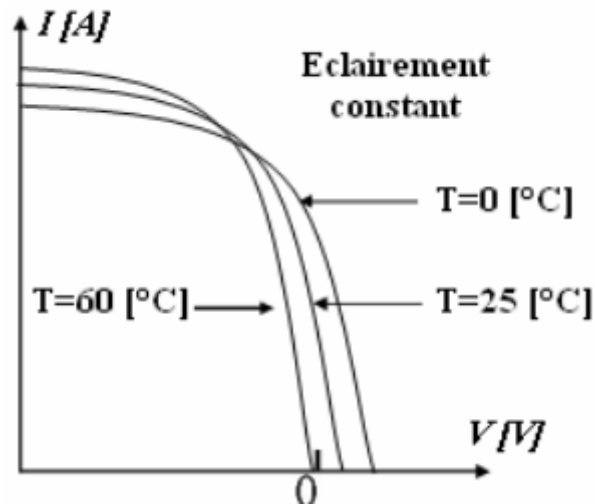


Figure II.5: Influence de la température sur la puissance

II.4.1.4 Limites pratiques et atouts des systèmes PV

a- Les avantages d'une installation photovoltaïque

Les systèmes solaires électriques offrent de nombreux avantages, dont les suivants :

- Ils ont un fonctionnement sûr, non polluants et silencieux ;

L'utilisation de l'énergie solaire permet d'éviter l'utilisation d'énergies fossiles ou nucléaires pour fabriquer la même quantité d'électricité et donc de diminuer d'autant les émissions de gaz à effet de serre ou la production de déchets nucléaires.

D'une manière générale, 100 [m²] de capteurs évitent la consommation d'1 [tep] d'énergies fossiles. Une production d'1[MWh] permet de substituer 0,086 [TEP] d'énergie et d'éviter l'émission de 120 [kg] de CO₂. Il n'y a pas de pièce en mouvement, ni de bruit et pas de production de polluants.

Sur la base de 108 [g] de CO₂ émis par kWh électrique produit [10], la quantité de CO₂ évitée est de près de 4 [tonnes /an].

- Ils sont très fiables;
- Ils n'exigent presque aucun entretien;

- Ils fonctionnent de façon rentable dans les régions éloignées et dans de nombreuses applications résidentielles et commerciales;
- Ils sont flexibles et peuvent être élargis à n'importe quel moment pour répondre aux besoins en matière d'électricité;
- Ils donnent une autonomie accrue – fonctionnement indépendant du réseau ou système de secours pendant les pannes d'électricité ;
- Production d'électricité décentralisée.

b- Limites pratiques des systèmes PV

- Ils ne conviennent pas aux utilisations à forte consommation d'énergie comme le chauffage. S'il est souhaité d'utiliser l'énergie solaire à cette fin, il sera préférable de considérer d'autres solutions de recharge comme un chauffe-eau solaire, qui produit de la chaleur beaucoup plus efficacement.
- Les systèmes raccordés au réseau sont rarement de la technologie PV. Étant donné que ces systèmes peuvent être coûteux, le choix d'un système photovoltaïque dépend souvent d'une décision personnelle axée sur le style de vie – tout comme le type de maison ou de voiture que vous pourriez avoir.

II.4.2. Générateur diesel

Dans le cas des installations autonomes, il est nécessaire de recourir au stockage ou d'ajouter un ou plusieurs groupes électrogènes diesels.

Dans un SEH, le générateur classique est généralement le moteur diesel directement couplé au générateur synchrone (**figure II.6**). La fréquence du courant alternatif à la sortie est maintenue par un gouverneur de vitesse sur le moteur diesel. Le gouverneur fonctionne en ajustant le flux de carburant au diesel, pour garder la vitesse du moteur et la vitesse du générateur constante. [11]

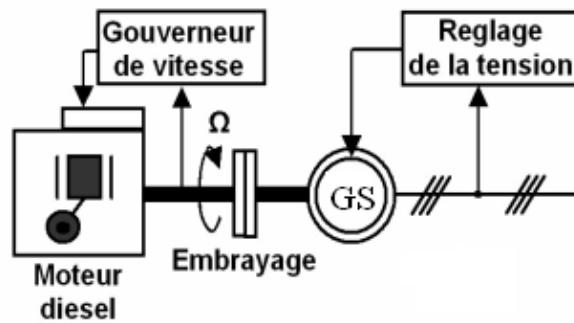


Figure II.6 : principe du générateur diesel

II.4.2.1 Réserve tournante

La réserve tournante est définie en [12] comme étant l'exigence du système de commande définie par la capacité des générateurs classiques de couvrir les changements immédiats causés par l'arrêt des générateurs d'énergie renouvelable et par l'augmentation soudaine de la charge. En effet, la réserve tournante détermine la capacité instantanée de réserve minimale du GD en fonction des prévisions de la production d'énergie renouvelable et de l'évolution de la charge. Une réserve d'énergie doit être toujours disponible pour éviter l'effondrement du système lors d'une réduction soudaine de la production d'énergie renouvelable.

II.4.2.2 Temps de fonctionnement minimal

Cette stratégie consiste à maintenir le GD en fonctionnement pour une durée minimale prédéfinie en fonction de la variabilité de la charge ou de la variabilité de l'énergie renouvelable [13].

Celle-ci est utilisée pour réduire le nombre de démarrages/arrêts quand la puissance nette (la différence entre la puissance consommée par la charge et la puissance renouvelable) varie beaucoup. La minimisation du nombre de démarrages/arrêts du GD peut permettre d'éviter l'usure des moteurs diesels et leurs démarreurs et en même temps réduire la consommation de carburant.

II.4.3 Dispositifs de stockage de l'énergie [14, 15]

La batterie sert à stocker l'énergie produite par la ou les sources d'énergie. Il y a nécessité de stockage à chaque fois que la demande énergétique est décalée dans le temps vis-à-vis de l'apport énergétique externe. En effet,

- Cette demande est fonction de la charge à alimenter, les appareils utilisés fonctionnent soit en continu, soit à la demande ;
- L'apport énergétique est périodique (alternance jour/nuit, été/hivers) et aléatoire (conditions météorologiques), et c'est ce décalage entre la demande et l'apport énergétique qui exige un stockage d'énergie.
- o Le stockage direct de l'énergie électrique en courant alternatif est impossible, il résulte qu'à tout instant la production doit équilibrer exactement la demande.
- o Le stockage de l'énergie électrique n'est envisageable qu'en courant continu par :
 - accumulation d'énergie dans le champ électrique d'un condensateur ou d'une super capacité ;
 - dans le champ magnétique d'une bobine à supraconducteur ;
 - ou enfin sous forme d'énergie chimique dans un accumulateur électrochimique (batteries).

A cause donc de la nature aléatoire des ressources renouvelables, les accumulateurs doivent pouvoir résister sans dommages à de nombreux cycles de charge et de décharge. La profondeur de décharge auquel un accumulateur peut être soumis dépend de son type. Ainsi, les accumulateurs plomb-calcium sont utilisés pour des applications où la décharge est inférieure à 20 % par cycle (décharge faible).

Les accumulateurs nickel-cadmium et quelques types d'accumulateurs plomb-antimoine, peuvent être utilisés pour des applications où la décharge pourrait excéder 80 % (décharge profonde).

En dépit qu'elles s'unissent toutes sur les fonctions importantes à remplir, à savoir l'autonomie, le courant de surcharge et la stabilisation de la tension, chacune a ses propres particularités et, selon les méthodes de construction, elles auront des caractéristiques de fonctionnement très différentes. La batterie plomb-acide est la plus connue étant utilisée depuis plus de 150 ans pour fournir le courant de démarrage de voitures, l'électricité des

systèmes d'urgence et la force de traction des véhicules électriques. La batterie au nickel-cadmium est conçue pour répondre à un besoin prolongé de stockage d'énergie dans des conditions de fonctionnement extrêmes et de maintenance minimale. Une des différences les plus importantes entre les batteries plomb-acide et nickel-cadmium réside dans leur tension de fonctionnement. Alors qu'une cellule au plomb-acide fournit une tension nominale de 2 [V], celle au nickel-cadmium en fournit une tension de 1,2 [V].

- Dans le cas d'une unité de production non raccordée au réseau, la présence d'un dispositif de stockage s'impose dans la mesure où consommation et production sont fortement découplées.
- Pour un système raccordé au réseau, un dispositif de stockage ne semble nécessaire qu'en cas de défaillance du réseau. Dans ce cas, il est dimensionné de manière à assurer un fonctionnement, éventuellement en mode dégradé, pour la durée de la coupure.

Cependant si ces unités de productions, qui ont un caractère aléatoire de par la nature des sources utilisées, viennent à se multiplier et à atteindre des proportions non négligeables alors les dispositifs de stockage joueront un rôle important pour assurer la stabilité du réseau.

II.4.3.1 Autonomie et dimensionnement des batteries

Dimensionner la batterie, c'est choisir un stockage tampon permettant de s'affranchir des variations climatiques temporaires.

Dans ce processus de dimensionnement, la capacité de la batterie est déterminée selon l'autonomie requise du système, donnée en termes de jours.

Elle est définie comme le temps durant lequel la charge peut être satisfaite, à compter la nuit ainsi que le temps nuageux, sans présence de génératrice d'appoint ou le moindre apport externe tel le solaire; à commencer bien évidemment par un état de charge complet des batteries.

Ainsi, la capacité de stockage correspond, dans le cas d'une installation photovoltaïque, à une consommation de 3 à 7 jours sans recharge, voire 10 jours pour les installations nécessitant une grande marge de sécurité.

Par conséquent, le stockage représente une part très importante du coût total de l'installation, d'autant plus que la durée de vie des accumulateurs est bien inférieure à celle des panneaux photovoltaïques et des convertisseurs.

Avec les charges non constantes (saisonniers, mensuelle ou hebdomadaire), cela est considéré tel cas le plus défavorable de toute une année. Le calcul prend en compte le seuil de déconnection du minimum d'état de charge et du rendement énergétique des batteries.

Une correction de capacité est également appliquée, celle-ci ayant lieu plutôt lors des décharges lentes (correspondant environ à la capacité C100, c'est à dire dont la décharge se produit en environ 100 heures).

Dans les installations PV, lorsque une importante autonomie est définie, le processus d'optimisation du système global choisira la plus petite taille du champ PV qui correspondra juste à la probabilité de pertes de charge, ce qui peut mener vers un très faible état de charge des batteries au cours de longues périodes de l'année et à la destruction de ces dernières, par conséquent, dans ces cas, la taille du champ devrait être augmentée.

Mais outre la capacité de stockage, le système de stockage, il doit en effet également répondre aux critères suivants lors du dimensionnement [16]:

- ✓ Puissance crête déterminée ;
- ✓ Cyclabilité élevée ;
- ✓ Bon rendement en charge et en décharge dans la gamme de puissance en production et en consommation ;
- ✓ Pertes d'auto-décharges faibles ;
- ✓ Coûts réduits.

II.4.3.2 Détermination de la capacité d'un accumulateur

La capacité de la batterie exigée pour supporter l'énergie de la charge à alimenter est calculée par l'une des expressions suivantes :

$$C_B = \frac{\text{Consommation journalière du système} * \text{Durée d'autonomie journalière}}{0,6} \quad \text{II.1}$$

avec :

Le 0,6 : un coefficient traduisant le fait que la capacité réellement disponible sur le terrain est à tout moment égale à 60 % de la capacité nominale. Il dépend principalement de la technologie de l'accumulateur, et surtout de la réduction de sa capacité de stockage aux basses températures.

Et on appelle Capacité utile, cette capacité réduite :

$$\text{Capacité utile} = \text{Capacité nominale} * \text{pourcentage utile}$$

ou bien par:

$$C_B = \frac{W_{bat}}{\eta_D \left[n_b \cdot \bar{V}_{BB,D} \right] P_D \cdot N_{bat}} \quad \text{II.2}$$

avec :

W_{bat} : énergie exigée de la batterie par décharge ;

η_D : rendement de décharge ;

n_b : est le nombre de cellules en série dans une batterie ;

$V_{BB,D}$: la tension moyenne d'une cellule durant la décharge ;

P_D : profondeur de décharge ;

N_{bat} : nombre de batteries en parallèle.

Le tableau II.1 montre les différentes technologies de batterie

Tableau- II.1: Comparaison des différentes technologies de batterie [11]

Type	Energie massique [Wh/kg]	Tension d'un élément [V]	Durée de vie (nombre de recharges)	Temps de charge [heures]	Autodécharge par mois [%]
Plomb	30-50	2	200-300	8-16	5
Ni-Cd	48-80	1,25	1500	1	20
Ni-Mh	60-120	1,25	300-500	2-4	30
Li-ion	110-160	3,7	500-1000	2-4	10
Li-Po	100-130	3,7	300-500	2-4	10

Les batteries utilisées dans les systèmes solaires autonomes, sont en général de type plomb-acide (type batterie de voiture).

II.4.3.3 Etat de charge EDC (SOC) de la batterie

L'état de charge d'une batterie **EDC** est la quantité d'énergie encore disponible en [Ah] divisé par la capacité nominale de la batterie.

Si $EDC = 1$ la batterie est pleine, si $EDC = 0$, alors la batterie est vide.

La profondeur de décharge PD est le complément de l'état de charge c'est-à-dire $PD=1-EDC$.

II.4.3.4 Cycles et durées de vie

Le nombre de cycles maximal et la durée de vie sont fortement dépendants de la technologie de fabrication et des conditions d'utilisation, par exemple, en utilisation dans les pays chauds, c'est-à-dire où la température ambiante est supérieure à 35 [°C], si on fait l'hypothèse que les phénomènes de corrosion seront les premiers à limiter la durée de vie de la batterie et que le nombre maximal de cycles ne sera pas atteint, on aura tendance à limiter la capacité et on choisira des cycles journaliers de charge/décharge de l'ordre de 80 %.

En revanche, en pays tempérés, en utilisant un régulateur de qualité, les phénomènes de corrosion peuvent être limités et le choix du dimensionnement de la batterie et de la profondeur de décharge dépendra de nombreux critères comme :

- L'autonomie désirée en tenant compte des variations météorologiques ;
- Les coûts de remplacement des batteries en fonction du transport, de la facilité d'accès au site, du coût de la main d'œuvre ;
- Les capacités d'investissement au départ et les frais financiers d'amortissement ;
- L'aspect environnemental, comment recycler localement les batteries.

II.4.3.5 Gestion du stockage

Deux types de stockage sont utilisés dans les SEH: le stockage à court terme et le stockage à long terme. [11]

La stratégie de stockage à court terme, «Peak Shaving Strategy », permet de filtrer les fluctuations des énergies renouvelables et/ou de la charge. Cette stratégie réduit également le nombre de cycles démarrage/arrêt des générateurs diesels, donc la consommation de carburant.

On trouve principalement des systèmes à stockage inertiel dont le développement se marie actuellement à l'utilisation de machines rapides. Et de part leur dynamique plus rapide que celle des batteries, les super-capacités, s'estimant désormais jusqu'à 1800 [F][17] présentent un intérêt incontournable.

Le stockage à long terme, « Cycle Charge Strategy » est utilisé pour alimenter la charge sur une période de temps plus longue, notamment celles où le vent est insuffisant [18]. Cette stratégie, permet d'améliorer l'équilibre énergétique et de réduire les cycles démarrage/arrête des GD et donc, la consommation de carburant. Avec cette stratégie, le GD est arrêté jusqu'à ce que l'état de charge du système de stockage atteigne un niveau minimal. Une fois ce seuil atteint, le GD 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.

On connaît bien les batteries, mais l'on voit également des systèmes complexes tels que les systèmes à air comprimé ou encore l'électrolyse associée à une pile à combustible, qui ne cessent de se développer.

Les deux stratégies précitées pouvant être associées [19, 20].

II.4.4 Le régulateur de charge

Les énergies renouvelables sont de nature aléatoire et intermittente et les besoins en électricité ne correspondent pas souvent aux heures de pic de la ressource requise.

On équipe alors le système, de batteries d'accumulateurs qui permettent de stocker l'électricité puis la restituer en temps voulu. Ainsi, quand l'énergie produite est supérieure à l'énergie consommée, l'excédent d'électricité est stocké dans des batteries jusqu'à ce que la limite de charge de ces dernières soit atteinte. Inversement, quand l'énergie produite est inférieure à l'énergie consommée, les batteries fournissent la quantité d'énergie manquante jusqu'à ce que la limite de décharge des batteries soit atteinte.

Le régulateur se trouve alors au cœur du fonctionnement d'un système autonome. Il est indispensable pour protéger la batterie contre de probables surcharges ou décharges profondes (en coupant la provision aux utilisateurs), nocives à sa durée de vie.

En effet, dans une application solaire, c'est presque toujours la batterie qui vit le moins long temps si l'on n'y prend pas garde. Et améliorer la durée de vie d'une batterie consiste à empêcher :

- La surcharge : évite que la tension dépasse un certain seuil ;
- La décharge profonde : évite que la batterie ne soit vidée de plus de 60 à 70 % de sa charge.

On réalise ces deux fonctions avec un régulateur de charge-décharge connecté avec les panneaux, la batterie et la charge électrique.

II.4.5 Les convertisseurs

L'énergie électrique utilisée en industrie et chez les particuliers provient principalement du réseau triphasé (hormis les piles, les accumulateurs ;...). Or les dispositifs utilisant cette énergie ne fonctionnent que très rarement sous forme d'ondes sinusoïdales à 50 [Hz].

La mise en forme de l'onde électrique afin de l'adapter aux besoins des consommateurs est assurée par les convertisseurs de puissance. Trois types sont souvent rencontrés dans les SEH: les redresseurs, les onduleurs et les hacheurs ;

Les redresseurs réalisent la conversion CA/CC. Dans le SEH, ils sont souvent utilisés pour charger des batteries à partir d'une source à CA. Ce sont des appareils relativement simples, pas chers et à bon rendement.

Les onduleurs convertissent le CC en CA. Ils peuvent fonctionner en autonome pour alimenter des charges à CA ou en parallèle avec des sources à CA. Les onduleurs sont autonomes lorsqu'ils imposent leur propre fréquence à la charge. L'onduleur non autonome exige la présence d'une source à CA pour fonctionner.

Il y a aussi des onduleurs qui peuvent assurer les deux régimes de fonctionnement: autonome ou en parallèle avec un autre générateur. Ceux-ci sont les plus flexibles, mais sont aussi les plus chers. Parfois, les fonctions de redresseur et d'onduleur sont réalisées par un seul appareil.

Les hacheurs, le troisième type de convertisseurs, permettent de réaliser la conversion CC/CC, par exemple, pour adapter la tension entre deux sources.

Le choix et le nombre d'onduleurs repose sur 3 critères :

- La compatibilité en puissance
- La compatibilité en tension
- La compatibilité en courant

A partir de ces 3 critères, le dimensionnement des onduleurs va imposer la façon de câbler les modules entre eux.

II.4.5.1 Compatibilité en puissance

Un onduleur est caractérisé par une puissance maximale admissible en entrée qui est indiquée sur la fiche technique.

La valeur de la puissance maximale en entrée de l'onduleur va limiter la quantité de modules du groupe photovoltaïque reliés à l'onduleur. En effet, il faut veiller que la puissance du groupe photovoltaïque ne dépasse pas la puissance maximale admissible. La puissance délivrée par le groupe photovoltaïque variant en fonction de la luminosité et de la température, on pourra considérer, pour le calcul de dimensionnement, une puissance égale à la somme des puissances crêtes de tous les modules du groupe photovoltaïque. Il faudra donc veiller que cette puissance calculée reste inférieure à la puissance maximale admissible par

l'onduleur. Idéalement, la puissance crête délivrée par le groupe photovoltaïque doit être sensiblement égale à la puissance maximale admissible de l'onduleur. Dans les pays où l'intensité lumineuse est associée à une forte température, il est possible voire recommandé de sous-dimensionner les onduleurs de 10% à 15%.

II.4.5.2 Compatibilité en tension

II.4.5.2.1 Tension maximale admissible

Un onduleur est caractérisé par une tension d'entrée maximale admissible U_{max} . Si la tension délivrée par les modules est supérieure à U_{max} , l'onduleur sera irrémédiablement détruit, comme la tension des modules photovoltaïques s'ajoute lorsqu'on les branche en série, la valeur de U_{max} va donc déterminer le nombre maximum de modules en série. Cela dépendra évidemment de la tension délivrée par les modules photovoltaïques. Dans le calcul de dimensionnement, on considèrera que la tension délivrée par un module est sa tension à vide, notée U_{co} , majorée par un coefficient de sécurité. Ce coefficient de sécurité, noté k , pourra varier entre 1.02 et 1.25, selon les conditions climatiques du site.

Le nombre maximum de modules photovoltaïques en série se calcule par la formule simple suivante :

$$\text{Avec : } \quad \text{Nombre maximal de modules en série} = E_{-} \left[\frac{U_{max}}{U_{co} \times k} \right] \quad \text{II.3}$$

- $E_{-}[X]$ est la partie entière inférieure du nombre X . Par exemple, $E_{-}[10.6]=10$.
- U_{max} est la tension maximale admissible en entrée de l'onduleur
- U_{co} est la tension de circuit ouvert des modules photovoltaïques
- Le coefficient k est un coefficient de sécurité imposé par le guide de l'UTE C15-712-1, et qui prend en compte l'élévation de la tension délivrée par les modules lorsque la température des cellules diminue. (annexe 04)

II.4.5.2.2 Plage de tension MPPT

L'onduleur doit à tout moment demander au groupe photovoltaïque auquel il est connecté leur maximum de puissance. Pour cela, il déplace le point de fonctionnement du

groupe photovoltaïque (c'est-à-dire le couple U-I). Ce point de fonctionnement correspond au point de puissance maximum. Il varie en permanence en fonction de l'intensité de l'irradiation, de la température, des ombres, etc.

La recherche du point de puissance maximum est réalisée par un système intégré en amont de l'onduleur, nommé MPPT (Maximum Power Point Tracking).

Cependant, le système MPPT ne fonctionne que pour une plage de tension d'entrée d'onduleur définie par le fabricant, et indiquée sur la fiche technique de l'onduleur.

Pour calculer le nombre de module en série nécessaires afin que la chaîne photovoltaïque délivre une tension comprise dans la plage de tension MPPT de l'onduleur, on pourra considérer les deux critères suivants :

- La tension U_{MPP} délivrée par la chaîne photovoltaïque, à la température minimale du site et sous une irradiation de 1000 W/m^2 , doit être inférieure à la valeur maximale de la plage de tension MPPT de l'onduleur. Cela permet de déterminer le nombre maximum de modules photovoltaïques en série.
- La tension U_{MPP} délivrée par la chaîne photovoltaïque, à une température des modules de $70 \text{ }^\circ\text{C}$ et sous une irradiation de 1000 W/m^2 , doit être supérieure à la valeur minimale de la plage de tension MPPT de l'onduleur. Cela permet de déterminer le nombre minimum de modules photovoltaïques en série.

Le nombre minimum et le nombre maximum de modules photovoltaïques en série se calculent par la formule simple suivante :

$$\left\{ \begin{array}{l} \text{Nombre minimal de modules en série} = E_+ \left[\frac{U_{MPPT,MIN}}{U_{MPP} \times 0.85} \right] \\ \text{Nombre maximal de modules en série} = E_- \left[\frac{U_{MPPT,MAX}}{U_{MPP} \times k} \right] \end{array} \right. \quad \begin{array}{l} \text{II.4} \\ \text{II.5} \end{array}$$

Avec :

- $E_-[X]$ est la partie entière inférieure du nombre X. Par exemple, $E_-[10.6]=10$.
- $E_+[X]$ est la partie entière supérieure du nombre X. Par exemple, $E_+[10.6]=11$.
- $U_{MPPT,MIN}$ est la valeur minimale de la tension pour laquelle le tracker (MPPT) fonctionne
- $U_{MPPT,MAX}$ est la valeur maximale de la tension pour laquelle le tracker (MPPT) fonctionne

- U_{MPP} est la tension de puissance maximale des modules photovoltaïque
- Le coefficient k est un coefficient de sécurité imposé par le guide de l'UTE C15-712-1, et qui prend en compte l'élévation de la tension délivrée par les modules lorsque la température des cellules diminue.
- Le coefficient 0.85 est un coefficient de minoration permettant de calculer la tension MPP à 70 °C.

II.4.5.3 Compatibilité en courant

Un onduleur est caractérisé par un courant maximal admissible en entrée. Ce courant d'entrée limite correspond au courant maximal que peut supporter l'onduleur côté CC.

Le courant maximal d'entrée est indiqué sur la fiche technique de l'onduleur, on veillera donc à s'assurer que le courant débité par le groupe photovoltaïque ne dépasse pas la valeur du courant maximal admissible I_{max} par l'onduleur. Par ailleurs, comme les courants s'ajoutent lorsque les chaînes sont en parallèles, la valeur de I_{max} va déterminer le nombre maximum de chaînes photovoltaïque en parallèle. Cela dépendra évidemment du courant délivré par une chaîne photovoltaïque. Dans le calcul de dimensionnement on considérera que le courant délivré par la chaîne est égale au courant de puissance maximal I_{MPP} des modules photovoltaïques et indiqué sur la fiche technique des modules photovoltaïques.

Le nombre maximum de chaînes photovoltaïques en parallèle se calcule par la formule simple suivante :

$$\text{Nombre maximal de chaînes en parallèles} = E_{-} \left[\frac{I_{max}}{I_{MPP}} \right] \quad \text{II.6}$$

Avec :

- $E_{-}[X]$ est la partie entière inférieure du nombre X . Par exemple, $E_{-}[10.6]=10$.
- I_{max} est le courant maximal admissible par l'onduleur
- I_{MPP} est le courant de puissance maximale des modules

II.4.6 Charges

Les charges électriques rendent utile la puissance électrique. Il existe des charges à caractère résistif et inductif. Les charges résistives incluent les ampoules à incandescence, les chauffe-eau etc. Les appareils utilisant des machines électriques sont des charges résistives et inductives. Elles sont les principaux consommateurs de puissance réactive. Les charges à CC peuvent avoir aussi des composants inductifs, mais les seuls effets introduits par ceux-ci sont les variations transitoires de tension et courant pendant les changements dans le fonctionnement du système.

Les besoins énergétiques sont fonction du choix et du type de récepteurs utilisés ou envisagés selon les utilisations. C'est une étape importante dans le dimensionnement d'un système.

II.4.6.1 Profil de charge individuel

A partir de l'inventaire des besoins électriques estimés pour un utilisateur unique, il est tout à fait possible d'établir un profil de charge heure par heure sur 24 h, et ceci pour différentes saisons si les besoins diffèrent notablement.

II.4.6.2 Profil de charge collectif

Les besoins électriques d'un village peuvent être estimés par exemple en segmentant la demande par type de consommateurs (particuliers, activités économiques, besoins communautaires,...) et par usage (éclairage, froid,...). D'autre part, il convient de connaître l'évolution prévisible des besoins selon le taux d'équipement des foyers, les usages de l'électricité, les types d'appareils utilisés

Cette évaluation énergétique peut être réalisée au moyen d'enquêtes auprès des usagers, des collectivités, de visites sur site éventuellement de campagnes de mesures.

II.4.7 Système de supervision et de gestion

Pour bien maîtriser la commande d'un système hybride on doit appliquer avec lui un système de supervision et de gestion, cet outil nous permet de bien pouvoir englober tous les informations des composants de système, parfois la commande est intégrée individuellement pour les différents éléments comme les chargeurs des batteries qui incluent un système de commande pour empêcher la surcharge des batteries.

II.5 Les différentes catégories des systèmes hybrides PV/Diesel

Pour les applications hors réseau, il est possible d'avoir un système PV fonctionnant en parallèle avec une génératrice diesel, en toute complémentarité.

Ce type de système s'applique particulièrement à des sites éloignés où il est important d'avoir de l'électricité en continu, où les coûts de transport du carburant sont élevés et où il n'est pas encore rentable d'utiliser un système PV seul avec batteries.

Les génératrices peuvent utiliser plusieurs types de combustibles fossiles, essence, mazout, propane ou gaz naturel. Ce système se présente sous différentes variantes :

II.5.1 : Systèmes hybrides PV/Diesel série

Dans ce système, l'énergie issue du générateur diesel et du champ PV est utilisée pour charger un parc de batteries. Le générateur diesel est connecté en série avec l'onduleur pour alimenter la charge, cet onduleur convertissant évidemment la tension continue du parc de batteries pour alimenter la charge de nature alternative. La capacité du parc des batteries et de l'onduleur devrait être en mesure de délivrer une puissance supérieure au pic de la charge. Celle du générateur devrait également remplir cette tâche et charger le parc de batteries simultanément. [23]

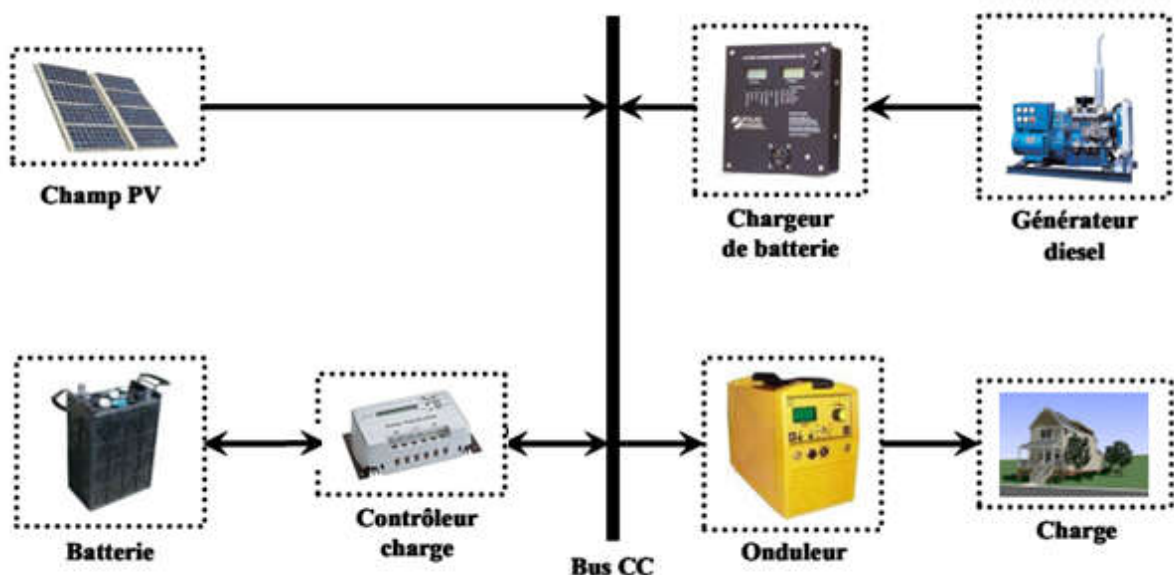


Figure - II.7: Systèmes hybrides PV/Diesel série [23]

Les avantages de cette structure de système sont :

- ✓ Un dimensionnement facile du générateur.
- ✓ Un schéma électrique simplifié à cause d'une absence de commutation des sources d'énergie en courant alternatif.
- ✓ La mise en marche du générateur diesel n'est pas liée avec une interruption de l'alimentation électrique.
- ✓ Grâce à l'onduleur, le consommateur peut être alimenté avec une tension, dont la forme du signal, la valeur et la fréquence sont convenables.

Les inconvénients sont :

- ✓ L'onduleur ne peut pas travailler en parallèle avec le générateur diesel. C'est pourquoi il doit être dimensionné de manière à ce qu'il puisse couvrir la charge maximale possible.
- ✓ La batterie doit avoir une grande capacité.
- ✓ Un rendement relativement faible dans le cas d'un générateur diesel à courant alternatif, parce que la puissance fournie est convertie deux fois avant d'arriver au consommateur.
- ✓ Une avarie éventuelle de l'onduleur provoque une coupure totale de l'alimentation électrique.

II.5.2 : Systèmes hybrides PV/Diesel avec interrupteur

Dans ce système, et d'après le schéma de la **figure II.8**, le parc de batteries peut être chargé par le générateur diesel et le champ PV. La charge peut être alimentée directement par le générateur diesel. Si la puissance délivrée par ce dernier excède la charge, cet excès d'énergie sera utilisé pour recharger le parc de batteries. Durant la période de faible demande d'énergie, le générateur diesel est interrompu, la charge est alimentée par le champ PV et l'énergie stockée.

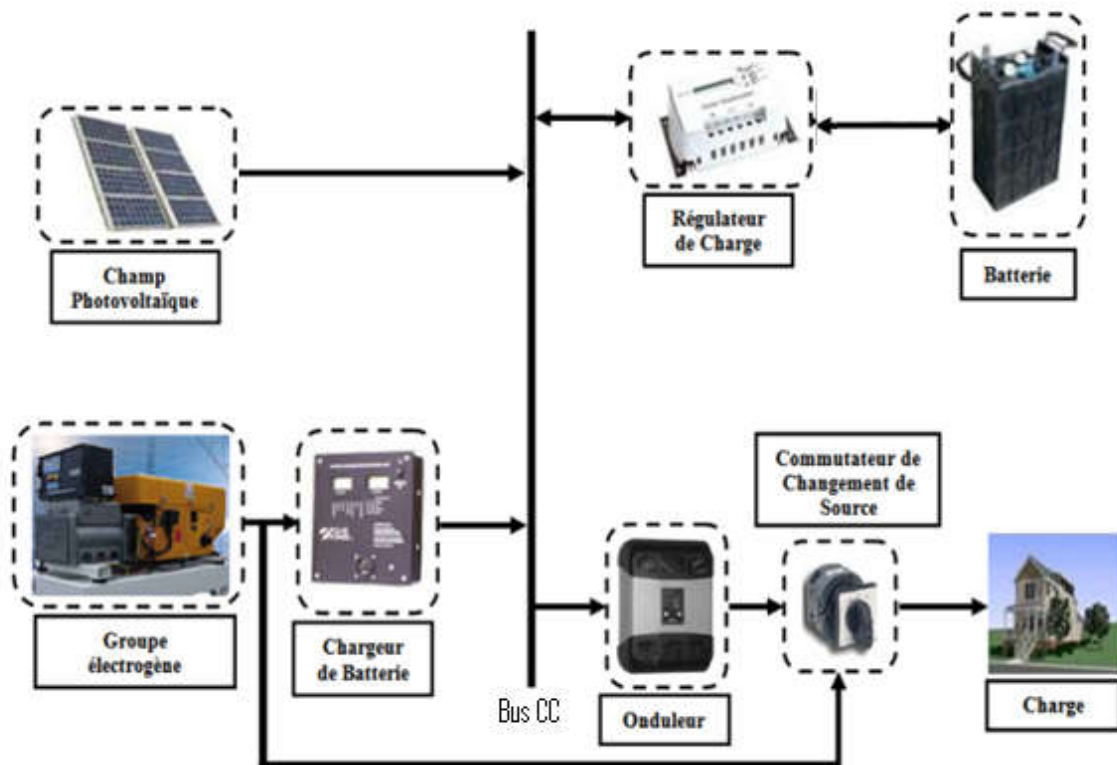


Figure - II.8: Systèmes hybrides PV/Diesel avec interrupteur [23]

Les avantages de cette configuration sont :

- ✓ Le générateur peut fournir l'énergie produite directement à la charge, ce qui augmente le rendement du système et diminue la consommation du carburant.
- ✓ L'onduleur peut fournir au consommateur la tension désirée en forme et en valeur.
- ✓ Une avarie de l'onduleur n'engendrera pas l'arrêt complet de l'alimentation électrique, parce que la charge peut être satisfaite par le générateur diesel.

Les inconvénients sont :

- ✓ L'apparition d'une coupure instantanée de l'alimentation lors de la commutation des sources.
- ✓ Le générateur et l'onduleur doivent être dimensionnés pour la consommation maximale du système.
- ✓ Une construction complexe.

II.5.3 : Systèmes hybrides PV/Diesel parallèle

Dans la configuration parallèle, toutes les sources peuvent alimenter la charge séparément à faible et moyenne demande mais également suppléer les pointes en combinant les sources. L'onduleur bidirectionnel peut fonctionner, soit comme un redresseur lorsqu'il y a un excès d'énergie produite par le diesel pour charger la batterie, soit comme un onduleur, pour transférer l'énergie fournie par le champ photovoltaïque ou par la batterie vers la charge.

Grâce à l'onduleur bidirectionnel, le système parallèle peut alimenter une charge supérieure à la puissance nominale du générateur. Ce système possède deux améliorations par rapport aux configurations série et commutée. L'association du générateur diesel et de l'onduleur permet l'alimentation d'une charge supérieure à la charge alimentée par chaque élément seul. En principe, la capacité du système est deux fois plus grande dans cette configuration.

La possibilité de synchroniser l'onduleur avec le générateur diesel permet une meilleure flexibilité du système et de plus, la puissance nominale du générateur diesel peut être diminuée, ce qui augmente la partie de l'énergie directement utilisée d'où on obtient une augmentation du rendement du système. En utilisant un seul convertisseur comme onduleur et redresseur, on diminue le nombre d'éléments dans le système. De plus, les coûts du câblage et l'installation du système peuvent être diminués par l'intégration de toutes les composantes dans une seule unité, ce qui est avantageux, mais peut empêcher l'augmentation de la taille du système par l'ajout de nouveaux composants si la demande en électricité augmente.

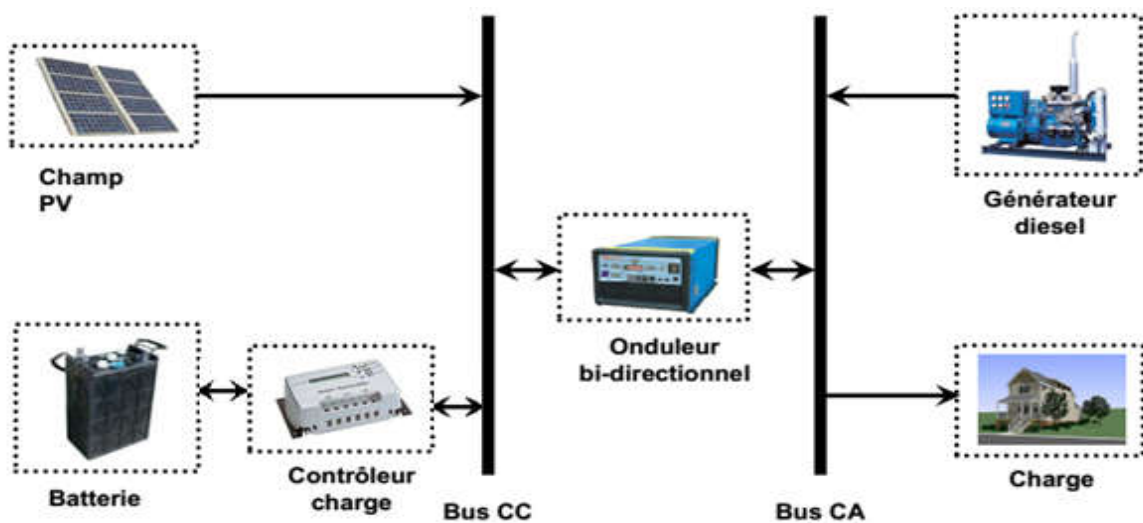


Figure- II.9: Systèmes hybrides PV/Diesel parallèle [23]

II.6 Problèmes rencontrés dans le fonctionnement des SEH

Les facteurs pouvant affecter le fonctionnement d'un SEH sont résumés ci-après :

- Les variations de la charge à long terme : les régions isolées avec des petits réseaux électriques peuvent subir des changements rapides dans leurs besoins en électricité.
- Les variations de la charge à court terme: en général, la demande en électricité varie beaucoup sur des intervalles de temps assez courts, de l'ordre de quelques minutes. Des valeurs minimales sont suivies par des pics.
- Les ressources d'énergie renouvelable: comme le vent et le soleil, sont stochastiques par leur nature, ont des caractéristiques locales et sont très difficiles à prédire.
- Les perturbations du réseau: les défauts, tels que les courts-circuits, peuvent non seulement arrêter les systèmes, mais aussi, au pire des cas, détruire certains composants.

Chapitre III

Dimensionnement d'un système hybride / simulation

III.1. Introduction

Le système hybride PV-DIESEL utilise deux sources d'énergie: photovoltaïque, diesel avec un système de stockage par batterie. Ce type de système peut présenter une solution pour les régions éloignées d'un grand réseau interconnecté. Dans ce contexte, un dimensionnement correct et rentable du système PV-diesel est très important.

Le dimensionnement d'un tel système implique la détermination des caractéristiques des sources et du système de stockage pour des ressources énergétiques données.

Ce chapitre présente les caractéristiques géographiques et météorologiques du site de Bordj Omar Dris, le site dans lequel on a proposé l'installation du système qu'il faut subvenir aux besoins électriques de ce village, après des simulations de fonctionnement sont faites.

III.2 Présentation de la ville de Bordj Omar Idris

Bordj Omar Driss, le chef-lieu éponyme de la commune, est situé à proximité de la palmeraie de Temassinine, au sud du hamada de Tinrhert et au nord de l'Erg Issaouane. Elle est une localité isolée située à environ 700 km au nord d'Illizi, chef-lieu de la wilaya et à environ 500 km au nord-ouest d'In Amenas, chef-lieu de la daïra.

Selon le recensement général de la population et de l'habitat de 2008, la population de la commune de Bordj Omar Driss est évaluée à 5 736 habitants contre 3 521 en 1998 et un taux annuel de croissance de la population de 5,0% [21]

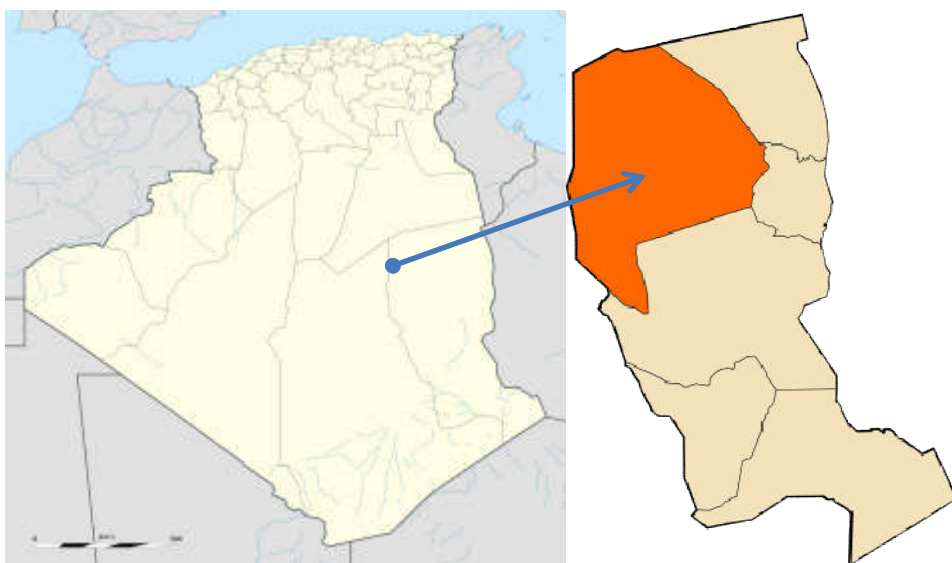


Figure III.1 Carte géographique de Bordj Omar Dris [21]

III.3 Utilisation du logiciel HOMER

HOMER, c'est un outil développé par « National Renewable Energy Laboratory » (NREL), capable de dimensionner et optimiser un système hybride contenant différents composants : éolienne, PV, micro-hydrocentrale, diesel, réseau, pile à combustible et batteries. Le modèle doit renseigner les ressources disponibles, les options technologiques, les coûts et les charges à respecter par le système. [23].

Les charges peuvent être saisies en tant que profil de charge quotidien ou importées d'un fichier de données horaires. En tout état de cause, les valeurs horaires des charges doivent être définies pour chaque intervalle de temps voulu [22].

En ce qui concerne les composants, des fonctions de coût linéaires sont adoptées et les dimensions des composants à prendre en considération doivent être préalablement prévues afin de réaliser l'optimisation. Le nombre de tailles multiplié par le nombre de composants donne le nombre de configurations de systèmes simulés par le programme [22].

HOMER est un modèle de séries chronologiques et effectue un bilan énergétique horaire le long d'une année pour chaque configuration de système rentrée par l'utilisateur. Il affiche ensuite la liste des configurations de systèmes triés par le coût actuel net (qui combine le coût en capital-annualisé par l'amortissement du composant au cours de sa durée de vie en utilisant les taux d'actualisation réelle et celui de remplacement, fonctionnement et entretien).

Des analyses de sensibilité peuvent également être effectuées pour certaines variables (par exemple des coûts de carburant, choix de l'inclinaison et l'orientation).

Enfin, une analyse de contrainte peut également être effectuée au moyen d'un facteur de capacité annuelle limitée à une valeur maximale: si ce paramètre est fixé à 0%, alors le système doit satisfaire les charges tout le temps, alors que s'il est fixé à des valeurs de 1% à 5% des économies considérables en puissance de crête et des différences entre les scénarios optimisés sont obtenus [22].

Après la simulation de toutes les configurations de système possibles, HOMER montre une liste de systèmes faisables, triés par le coût du cycle de vie. On peut facilement trouver le système de coût moindre en haut de la liste, ou on peut parcourir la liste pour d'autres systèmes faisables

III.4 Création d'un système hybride

A partir de l'interface principale du logiciel Homer, on peut sélectionner le lieu à étudier.



Figure III.2 Logiciel Homer

D'après la bibliothèque de logiciel HOMER, on peut insérer les différents éléments de notre système hybride tel que la charge, les modules photovoltaïques, les groupes électrogènes, les piles à combustible, les électrolyseurs, les convertisseurs et les systèmes de stockage d'énergie.



Figure III.3 bibliothèque de Homer

III.5 Caractéristiques du site

III.5.1 Données géographiques

Le tableau III.1, regroupe les données géographiques de la ville de Bordj Omar Dris.

Tableau III.1: Caractéristiques géographiques.

Latitude	Longitude	Altitude	Situation géographique
28°10' N	6°48' E	354 m	sahara

III.5.2. Données météorologiques

On peut saisir les données de l'irradiation et la température par un interval de temps défini, ou par téléchargement par internet à l'aide de l'logiciel Homer. Pour notre étude on a téléchargé les données par internet (*), les figures III.4 Et III.5 représentant la température et l'irradiation mensuelle.

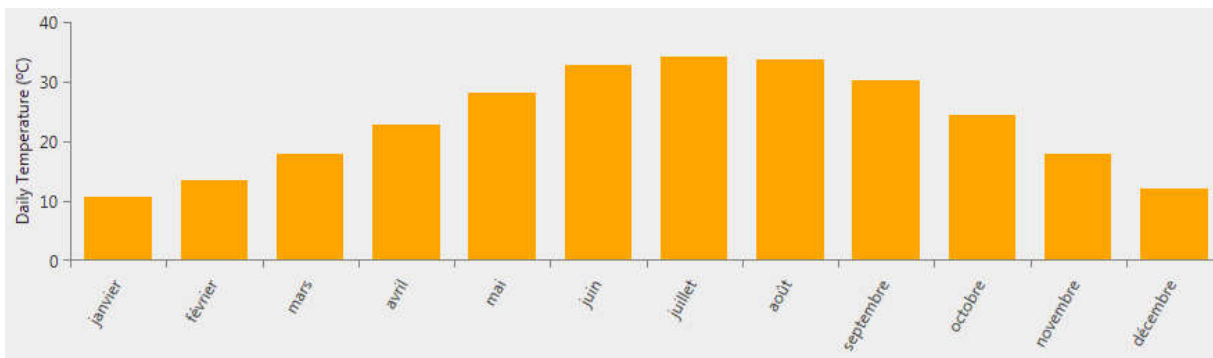


Figure III.4 : Température mensuelle moyenne.

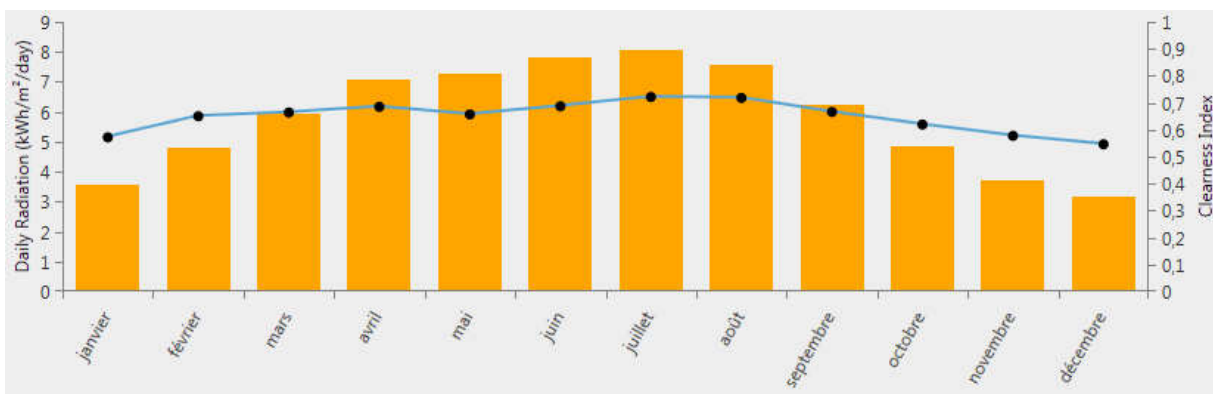


Figure III.5 L'irradiation mensuelle.

(*) source : NASA surface meteorology and solar energy database

Le tableau III.2 illustre les données du rayonnement solaire

Tableau III.2 Données du rayonnement solaire.

Mois	Facteur d'éclaircissement	Irradiation (kWh/m ² /j)
Janvier	0.571	3.550
Février	0.650	4.810
Mars	0.663	5.930
Avril	0.685	7.050
Mai	0.656	7.280
Juin	0.687	7.800
Juillet	0.721	8.070
Aout	0.717	7.570
Septembre	0.666	6.240
Octobre	0.619	4.850
Novembre	0.577	3.730
Décembre	0.546	3.180

Le rayonnement solaire quotidien varie entre 3,18 [kWh/m²/j] au mois de Décembre et 8,07 [kWh/m²/j] au mois de Juillet, avec une moyenne annuelle de 5,84 [kWh/m²/j].

Les figures III.6 et III.7 montrent l'éclaircissement pour les mois de janvier et juin

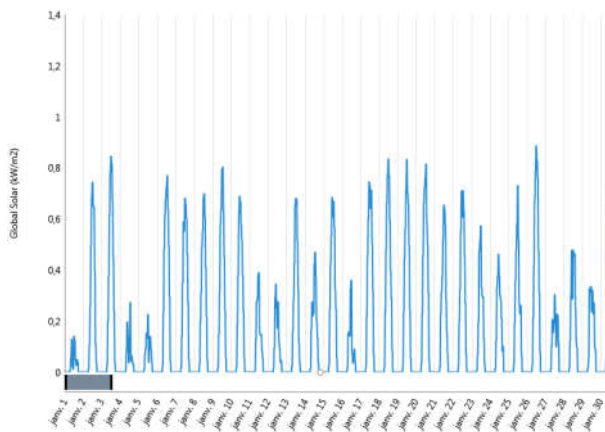


Figure III.6: L'éclaircissement (mois de janvier)

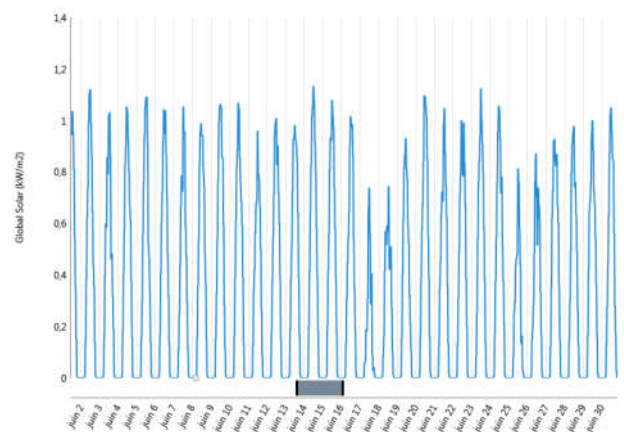


Figure III.7: L'éclaircissement (mois de juin)

III.6 Profil de charge

Pour le profil de consommation, nous avons utilisé les données réelles fournies par la société SKTM. Elles correspondent à la puissance électrique relevée de l'année dernière (2016) avec une précision de 30 minutes.

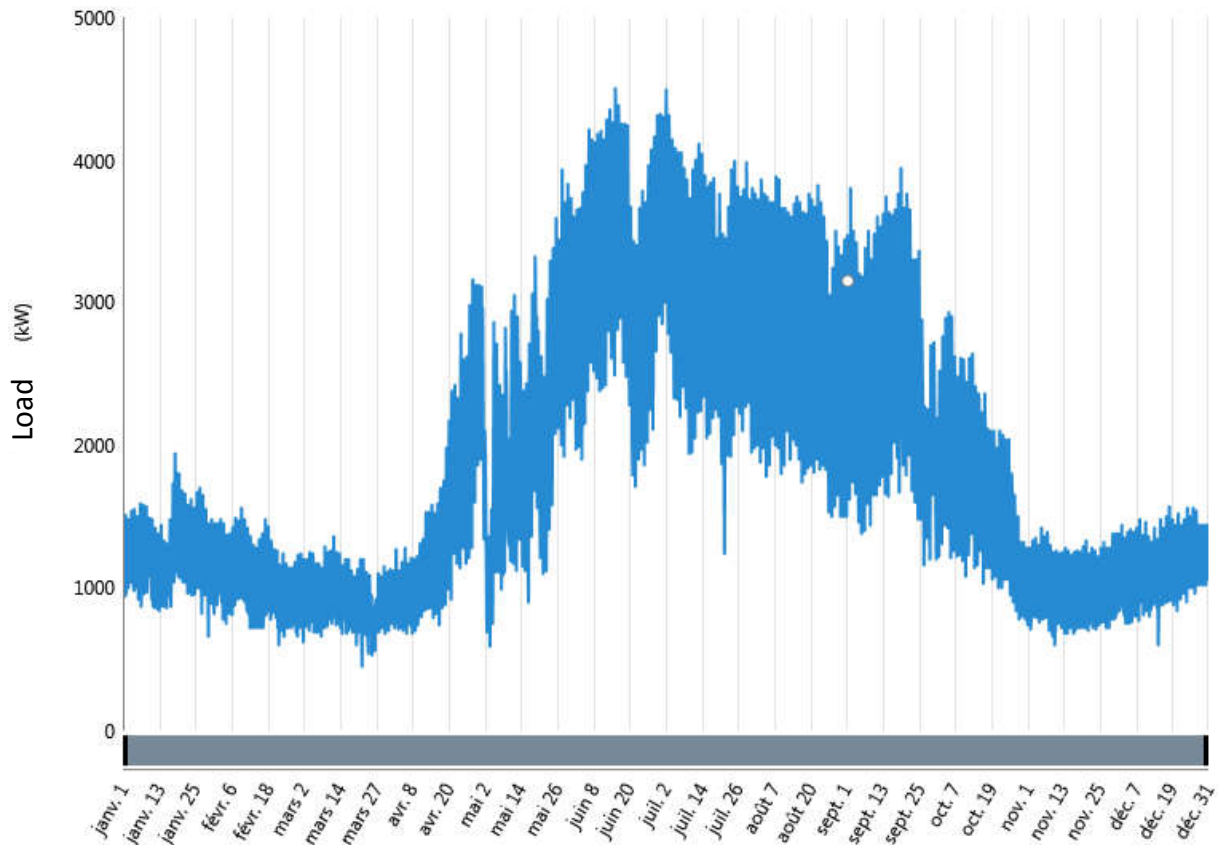


Figure III.8 profil de charge annuel

La figure (III.6) représente la consommation énergétique annuelle du village de Bordj Omar Dris durant l'année 2016. On note, que l'énergie moyenne consommée est d'environ 43184 kwh/j, avec une puissance crête de 4500 kW enregistré durant le mois de juin.

La consommation électrique de ce village diffère d'un mois à un autre et d'une saison à une autre. L'augmentation de la consommation pendant l'été est due au climat très chaud.

La figure (III.9) représente l'évolution mensuelle de la puissance sur une année.

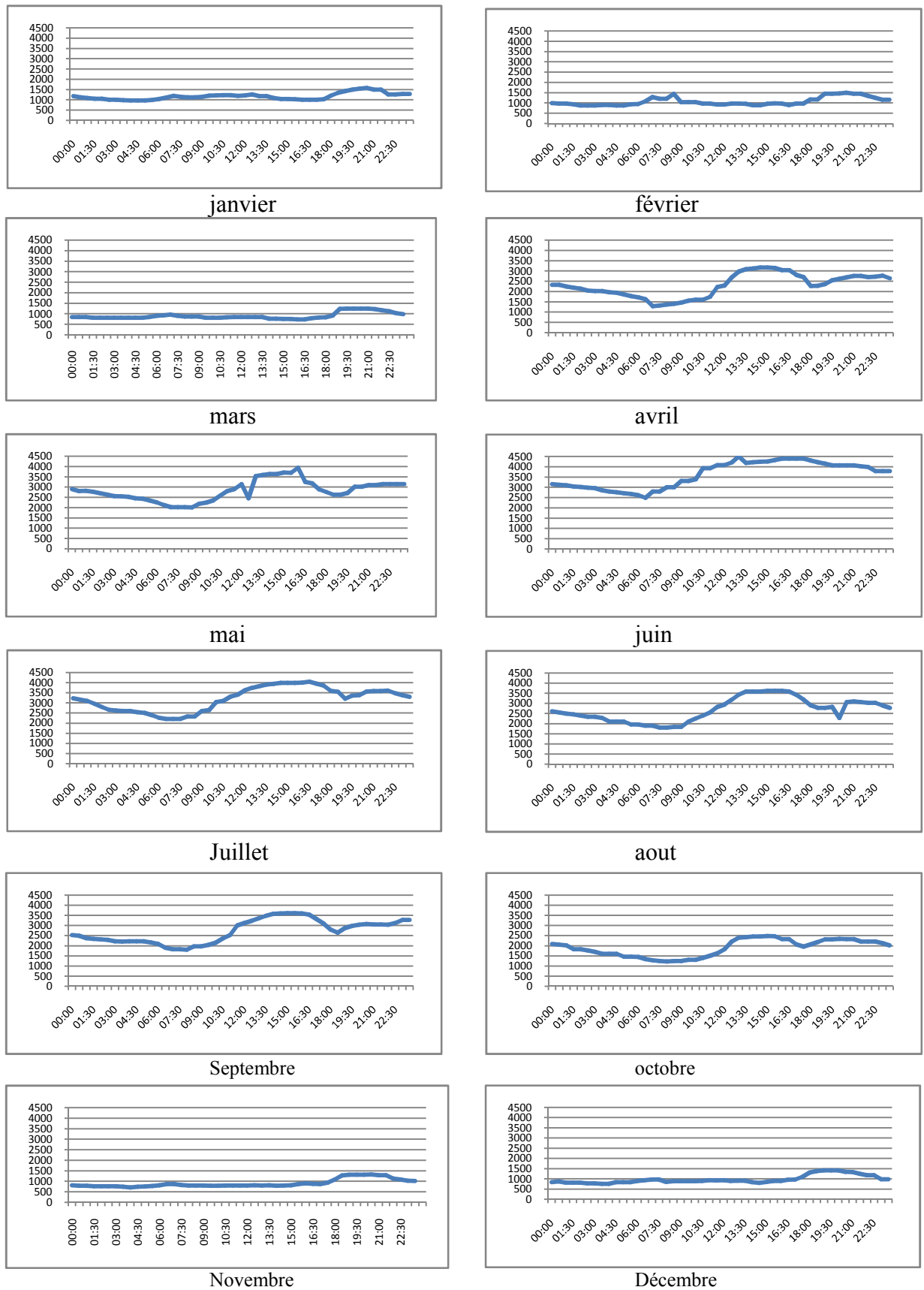


Figure III.9 profil de charge mensuel

III.7 Caractéristiques techniques des composants utilisés

III.7.1 Panneau solaire

Dans notre étude on utilise les panneaux photovoltaïques fabriqués par la société canadienne (Canadia Solar Max Power). Les caractéristiques de ces panneaux sont présentées dans l'annexe n° 01.

La position des modules photovoltaïques par rapport au soleil influe directement sur leur production énergétique. Il est très important de bien les placer pour les utiliser au maximum de leurs possibilités. Deux paramètres définissent la position des modules photovoltaïques : [25]

- l'orientation (azimut): le point cardinal vers lequel est tourné la face active du panneau (Sud, Nord, Sud-Ouest...);
- l'inclinaison : l'angle que fait le panneau avec le plan horizontal.

Dans notre étude on a choisi l'inclinaison optimale 28.18° proposé par Homer et l'orientation Sud (0°)

III.7.2 Onduleur

On a choisi les onduleurs centraux ABB gamme PVS800. Les caractéristiques de ces onduleurs sont présentées dans l'annexe n° 02.

III.7.3 Groupe électrogène

Les groupes électrogènes utilisés dans notre travail sont des groupes diesel d'une puissance de 1000 KW et 500 KW. dont les caractéristiques sont présentées dans l'annexe n° 05

III.7.4 Système de stockage

Dans notre étude on utilise le stockage par batterie, dont les caractéristiques sont présentées dans l'annexe n° 03

III.8 Paramètres économiques

L'optimisation des puissances installées se fait selon des critères économiques. Il nous faut donc prendre en considération le coût d'installation de chaque élément du système complet.

Le tableau (III.3) représente les coûts d'investissement initial, de remplacement et d'opération et maintenance des différents composants du système en dollar américain (\$) ainsi que la durée de vie de ces composants.

Tableau III.3: Caractéristiques économiques de chaque composant du système PV-DIESEL

composant	<i>Groupe électrogène</i>	<i>Module PV + accessoire</i>	<i>Onduleur</i>	<i>Système de stockage</i>
<i>Coût d'Investissement Initial</i> [\$/unité]	1260	1890	110	200 000
<i>Coût de remplacement</i> [\$/unité]	0	0	0	200 000
<i>O&M</i> [\$ /unité-h]	50	30	0	0
<i>Durée de vie</i> [ans]	20	20	20	7
<i>Unité</i>	1 kw	1 kw	1 kw	unité

III.9 Optimisation du système

Le but des procédés d'optimisation du système est de déterminer la valeur optimale de chaque composant pour la meilleure solution de dimensionnement de notre système. Les résultats de simulations sont calculés pour un taux d'intérêt nul et une durée de vie de 20 ans, pour le diesel, deux tarifs sont pris en considération: prix mondiale = 0.90 \$/Litre et prix local = 0.19 \$/Litre.

Les variables de dimensionnement qu'il faut introduire dans notre simulation sont :

- ✓ La puissance crête de la surface photovoltaïque ;
- ✓ La capacité du système de stockage ;

- ✓ La puissance nominale des onduleurs ;
- ✓ Nombre de groupes électrogène

Dans le processus d'optimisation, HOMER simule plusieurs possibilités de dimensionnement et trie les meilleurs résultats pour chaque scénario, selon le point de vue économique.

III.10 Configuration du système

La simulation par HOMER donne une liste des différentes possibilités d'installation du système hybride (Figure III.10), dont le tri des possibilités se fait selon un critère économique. Tous ces systèmes permettent d'alimenter la ville de Bordj Omar Dris d'une façon continue.

	PV (kW)	G1 (kW)	G2 (kW)	G3 (kW)	G4 (kW)	G5 (kW)	G6 (kW)	8 hr Uni. System	onduleur (kW)	Dispatch	COE (\$)	NPC (\$)	C
	24 107						1 000	88	5 000	CC	0,445 \$	140 \$M	3
	23 781	1 000						80	5 000	LF	0,455 \$	143 \$M	4
	28 565							92	5 000	CC	0,483 \$	152 \$M	3
		1 000	1 000	1 000	1 000			876	5 000	CC	2,91 \$	917 \$M	3
		1 000	1 000	1 000		1 000		876	5 000	CC	2,91 \$	917 \$M	3
		1 000	1 000	1 000			1 000	876	5 000	CC	2,91 \$	917 \$M	3

Figure III.10: Configuration du système hybride en fonction du coût net actuel.

III.11 Différentes configurations

Pour avoir l'importance du système hybride on a proposé cinq configurations différentes suivantes:

- Diesel seul (DIESEL) ;
- Photovoltaïque – diesel sans gestionnaire (PV-DIESEL-SG) ;
- Photovoltaïque – diesel avec gestionnaire (PV-DIESEL-AG) ;
- Photovoltaïque – diesel avec stockage à court terme (PV-DIESEL-BAT CT) ;
- Photovoltaïque – diesel avec stockage à long terme (PV-DIESEL-BAT LT).

III.11.1 Configuration N°1 : DIESEL

Dans cette partie, nous allons étudier le cas d'un système alimenté par une source conventionnelle, pour déterminer la consommation du carburant annuel et les émissions des gaz à effet de serre.

III.11.1.1 Composition du système

Pour le système DIESEL, nécessite l'installation de 06 groupes électrogènes de 1000 kw et de 04 groupes électrogènes de 500 kw. Donc la puissance totale installée est de 8 MW.

III.11.1.2 Bilan énergétique

a- Production du système

La figure III.11 montre la production énergétique du système diesel moyenne par mois. Donc la production annuelle des GE est de **15 762 411 kwh**.

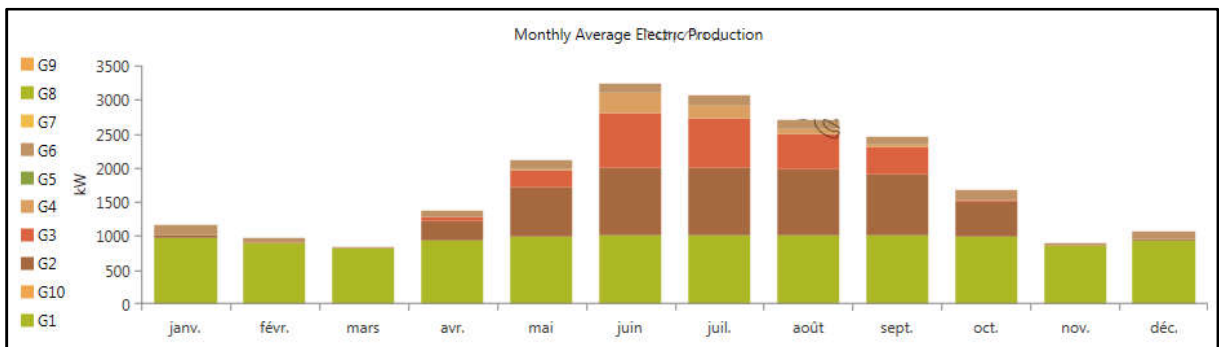


Figure III.11 La production énergétique mensuelle

La figure III.12 illustre la consommation du carburant annuelle qui est égale à **4 095 505** litre, avec un moyen de **11 222** litre/jour et **468** litre/heure.

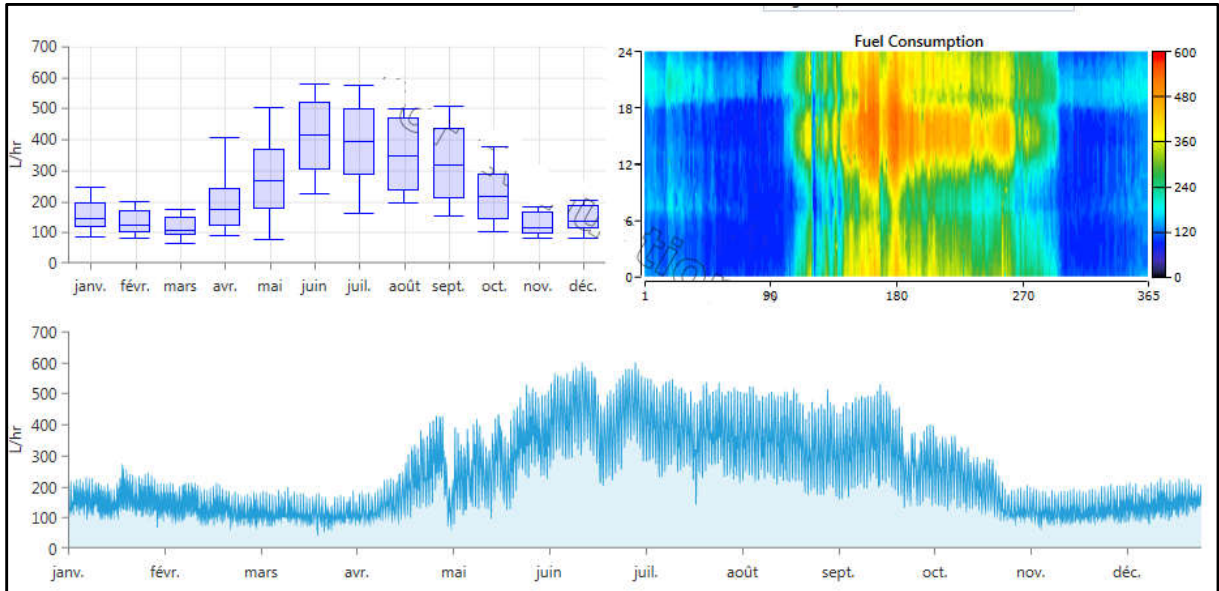


Figure III.12 La consommation annuelle du carburant

b- Émissions des gaz à effet de serre

Le tableau suivant représente les gaz à effet de serre émis par le système diesel.

Tableau III.4 émissions des gaz à effet de serre

Type	Quantité (Kg/an)
Dioxyde de carbone	10 739 319
Monoxyde de carbone	55 560
Hydrocarbures non brûlés	2 949
Autres gaz	475
Dioxydes de soufre	26 252
Oxydes d'azote	10 648
Total	10 835 203

III.11.1.3 Etude économique

L'étude économique de ce système est présentée au tableau (III.5).

Tableau III.5 : Coût de chaque composant du système Diesel

Composant	Capital	changement	O/M	Carburant	Total
G1(1000)	1 260 000,00	-	8 759 000,00	38 696 541,45	48 715 541,45
G2(1000)	1 260 000,00	-	-	-	1 260 000,00
G3(1000)	1 260 000,00	-	4 214 000,00	18 561 435,72	24 035 435,72
G4(1000)	1 260 000,00	-	2 290 000,00	9 452 011,75	13 002 011,75
G5(1000)	1 260 000,00	-	596 000,00	2 178 768,59	4 034 768,59
G6(1000)	1 260 000,00	-	-	-	1 260 000,00
G7(500)	630 000,00	-	3 923 000,00	4 830 203,13	9 383 203,13
G8(500)	630 000,00	-	-	-	630 000,00
G9(500)	630 000,00	-	-	-	630 000,00
G10(500)	630 000,00	-	-	-	630 000,00
Total	10 080 000,00	-	19 782 000,00	73 718 960,64	103 580 960,64
Prix du kwh pour 0,19 \$/L		0,144			
Prix du kwh pour 0,9 \$/L		0,329			

On note que le coût de maintenance représente 19 % et le coût de carburant 71 % par rapport au coût total.

III.11.2 Configuration N° 02 : PV+Diesel sans gestionnaire d'énergie :

La centrale de production est constituée de plusieurs groupes électrogènes diesels fonctionnant en parallèle et en permanence, et un générateur photovoltaïque (de faible puissance par rapport à la puissance installer des GE) raccordé sur le réseau via un onduleur, comme illustré dans la figure III.13

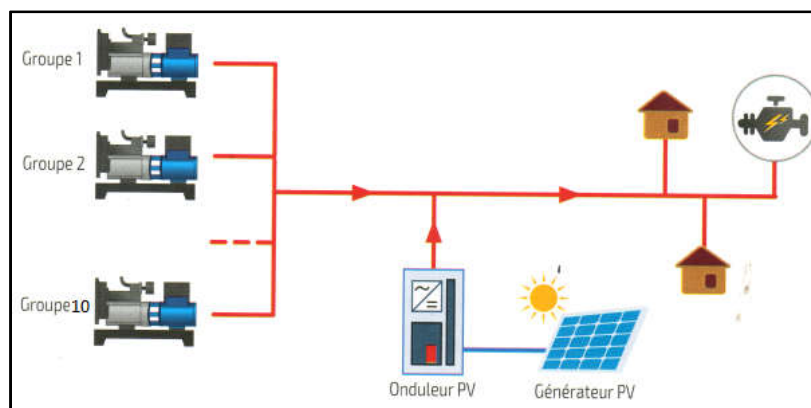


Figure III.13 : Schéma de principe d'une centrale sans gestionnaire d'énergie.

La production minimale d'un groupe électrogène est de 30 %. Pour le GE de 500 Kw, la puissance minimale de fonctionnement est de 150 Kw. Dans ce cas la production photovoltaïque doit être toujours inférieure à la charge moins 30 % de la production min du GE. [26]

Ex : pour une charge de 600 kw, la production PV < 450 kw (600-150)

Pour cette raison on a choisi un onduleur de 500 kw et un champ PV de puissance 444,6 kw

III.11.2.1 Composition du système

Le système PV+diesel sans gestionnaire d'énergie est composé par :

- Pour les GE : la même configuration précédente ;
- Un onduleur de 500 kw ;
- Un champ PV d'une puissance de 444.6 kw.

On remarque sur la figure III.14 que la production PV est toujours inférieure à la charge

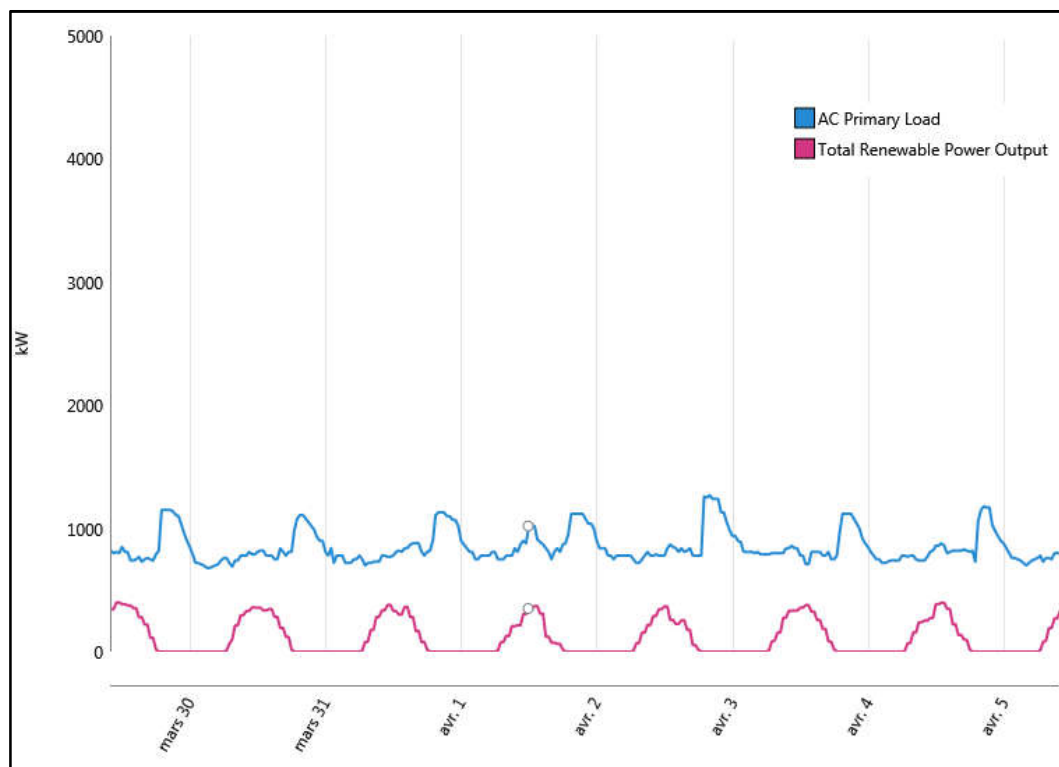


Figure III.14 Production PV durant les mois de mars et avril

III.11.2.2 Bilan énergétique

a- Production du système

La figure III.15 montre la production énergétique moyenne par mois, on note que la production annuelle des GE est de **14 954 371** kwh et **822 851** kwh énergie produite par le générateur PV, ce qui nous donne un taux de fraction solaire de **5,10 %**.

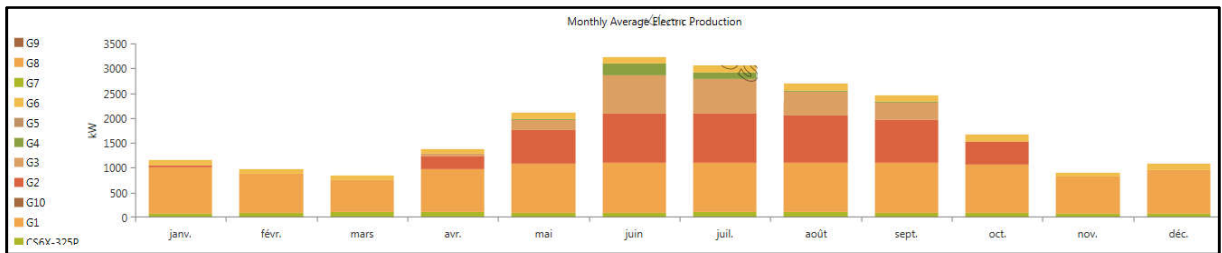


Figure III.15 La production énergétique mensuelle moyenne du système

La figure III.16 illustre la consommation du carburant annuelle égale à **3 887 941** litre, avec un moyen de **10 653** litre/jour et de **444** litre/heure, avec une baisse de **5,06 %** par rapport à la 1^{er} configuration.

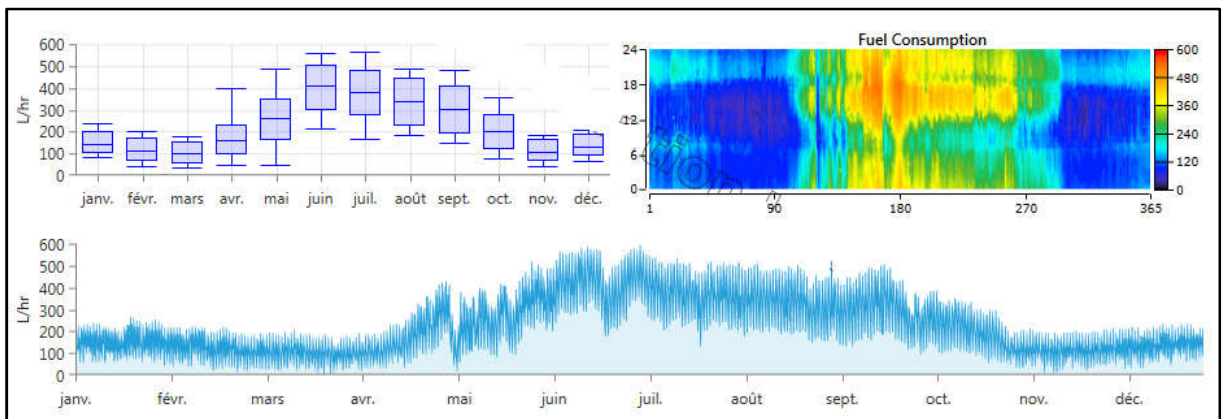


Figure III.16 La consommation annuelle du carburant

b- Émissions des gaz à effet de serre

Le tableau suivant représente les gaz à effet de serre émis par ce système

Tableau III.6 émissions des gaz à effet de serre

Type	Quantité (Kg/an)
Dioxyde de carbone	10 195 058
Monoxyde de carbone	52 744
Hydrocarbures non brûlés	2 799
Autres gaz	451
Dioxydes de soufre	24 921
Oxydes d'azote	10 109
Total	10 286 082

III.11.2.3 Etude économique

L'étude économique de ce système est présentée au tableau (III.7).

Tableau III.7 : Coût de chaque composant du système

Composant	Capital	Remplacement	O/M	Carburant	Total 20 an
G1(1000)	1 260 000,00	-	6 675 000,00	30 229 759,56	38 164 759,56
G2(1000)	1 260 000,00	-	3 507 000,00	15 825 211,11	20 592 211,11
G3(1000)	1 260 000,00	-	1 678 000,00	7 147 759,41	10 085 759,41
G4(1000)	1 260 000,00	-	142 000,00	542 977,56	1 944 977,56
G5(1000)	1 260 000,00	-	-	-	1 260 000,00
G6(1000)	1 260 000,00	-	4 677 000,00	8 940 292,34	14 877 292,34
G7(500)	630 000,00	-	-	-	630 000,00
G8(500)	630 000,00	-	-	-	630 000,00
G9(500)	630 000,00	-	-	-	630 000,00
G10(500)	630 000,00	-	5 475 000,00	7 296 940,72	13 401 940,72
PV (444,6)	840 294,00	-	266 760,00	-	1 107 054,00
Onduleur	55 000,00	-	-	-	55 000,00
Total	10 975 294,00	-	22 420 760,00	69 982 940,70	103 378 994,70
Prix du kwh pour 0,19 \$/L		0,153			
Prix du kwh pour 0,9 \$/L		0,3279			

On note que le coût de maintenance représente 21,68 % et le coût de carburant 67,69 % par rapport au coût total.

III.11.3 Configuration N° 03 : PV+Diesel avec gestionnaire d'énergie

La centrale de production est constituée de :

- Plusieurs groupes électrogènes diesel fonctionnés en parallèle ;
- Un générateur PV (de puissance significative par rapport à la puissance installée des GE) raccordé sur le réseau via un onduleur avec dispositif de pilotage de puissance ;
- Un gestionnaire d'énergie de la charge et des GE et qui est capable d'agir sur :
 - Les GE (démarrage ou arrêt) ;
 - L'onduleur du générateur PV (réduction de la puissance).

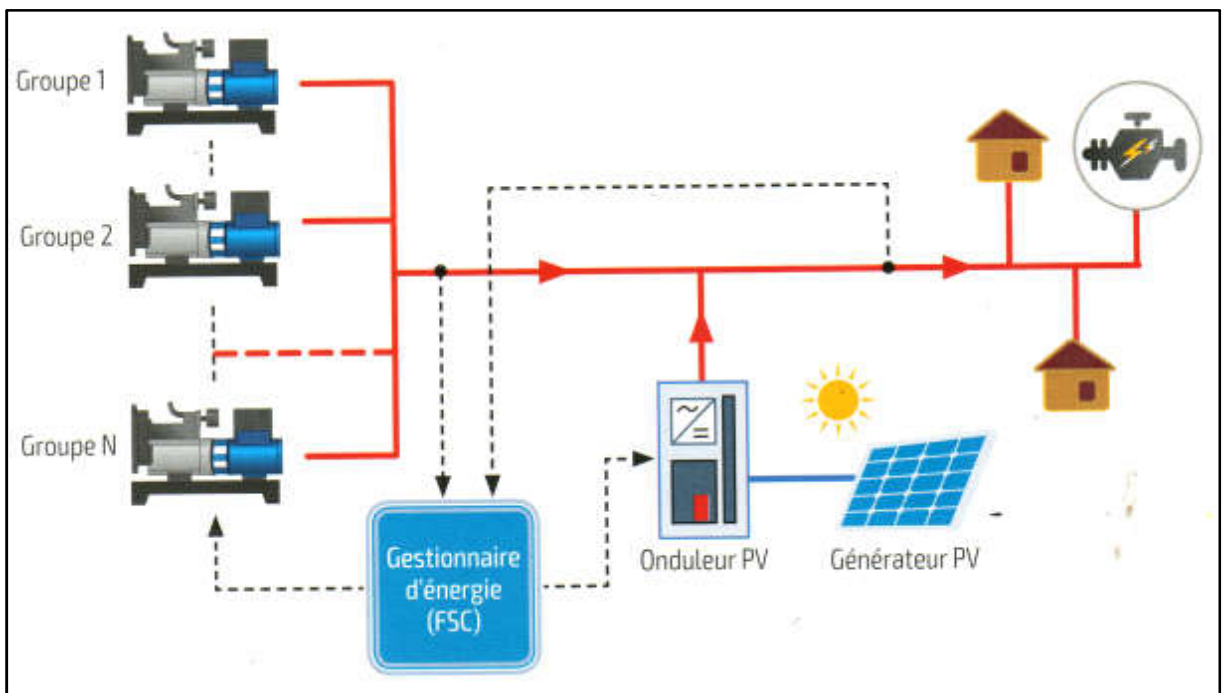


Figure III.17 : Schéma de principe d'une centrale avec gestionnaire d'énergie. [26]

III.11.3.1 Composition du système

Après la 1^{er} simulation, HOMER propose un onduleur de **3622 kw** et un GPV de **5031**, suivant la gamme des onduleurs, on a choisi quatre onduleurs de **1000 kw** et un GPV de **4784 kw**

Le système PV+diesel avec gestionnaire d'énergie composé par :

- Pour les GE : la même configuration précédente. On maintient le fonctionnement du GE au moins de 30 % de leur puissance pendant le fonctionnement du générateur PV (du 05h00 au 20h00 environ).
- Quatre onduleurs de 1000 kw ;
- Un champ PV d'une puissance de **4784 kw** (4 sous champ de **1196 kw**).

On remarque sur les figures III.18 et III.19 que la production de GPV durant le mois de mars et de juillet est supérieur à la charge, mais le système de gestion d'énergie agit sur l'onduleur pour limiter leur puissance (puissance sortie onduleur < charge – 30 % de GE), le reste d'énergie du GPV est inutilisable (excès d'énergie).

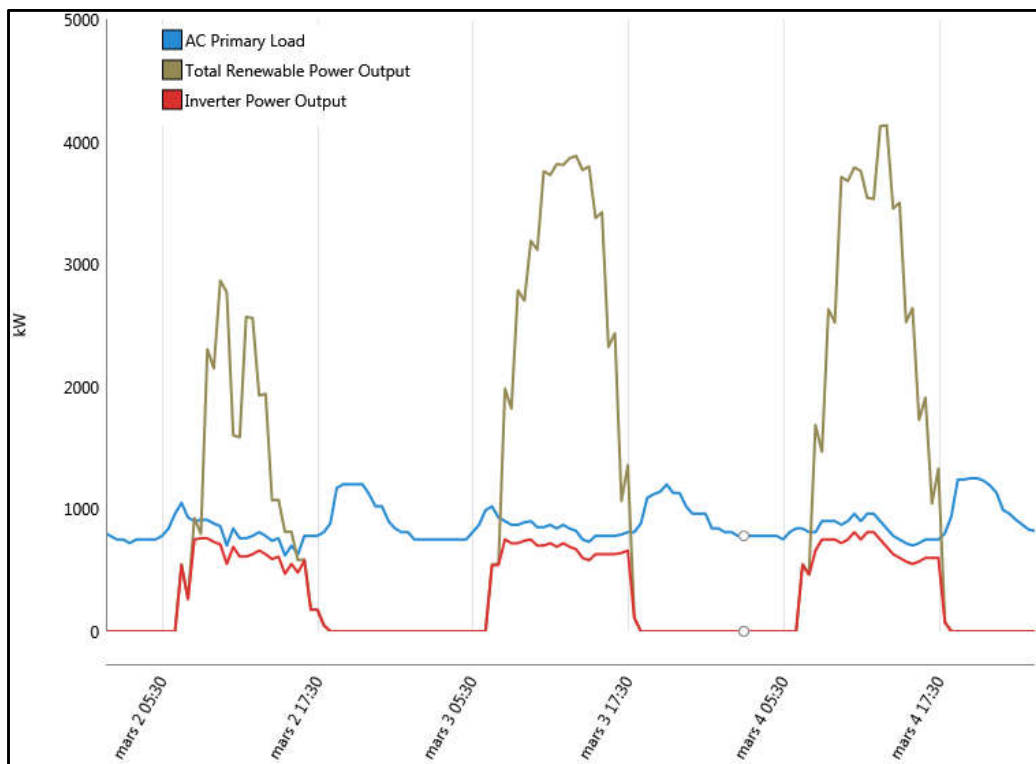


Figure III.18 la production du GPV durant le mois de mars

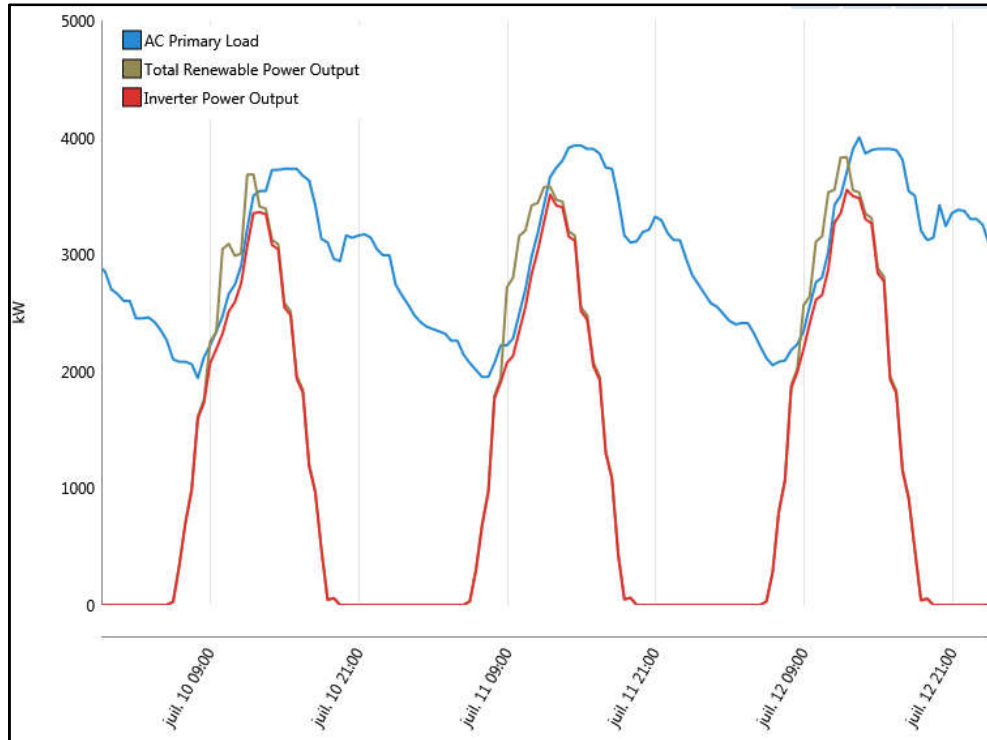


Figure III.19 la production du GPV durant le mois de juillet

III.11.3.2 Bilan énergétique

a- Production du système

La figure III.20 montre que la production énergétique moyenne par mois. On note que la production annuelle des GE est de **10 163 197** kwh et **8 854 068** kwh énergie produite par le générateur PV mais le système utilise que **5 599 214** kwh le reste **79502** kwh sont des pertes dans l'onduleur et **3 175 352** kwh énergie non utilisable, donc ce système peut nous donner un taux de fraction solaire de **35,50 %**.

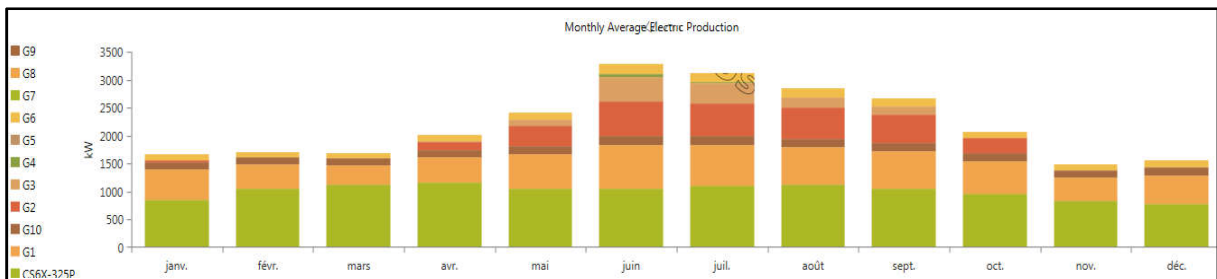


Figure III.20 La production énergétique mensuelle moyenne

La figure III.21 illustre la consommation du carburant annuelle égale à **2 643 987** litre, avec un moyen de **7 245** litre/jour et de **302** litre/heure, avec une baisse de **35,44 %** par rapport à la 1^{er} configuration.

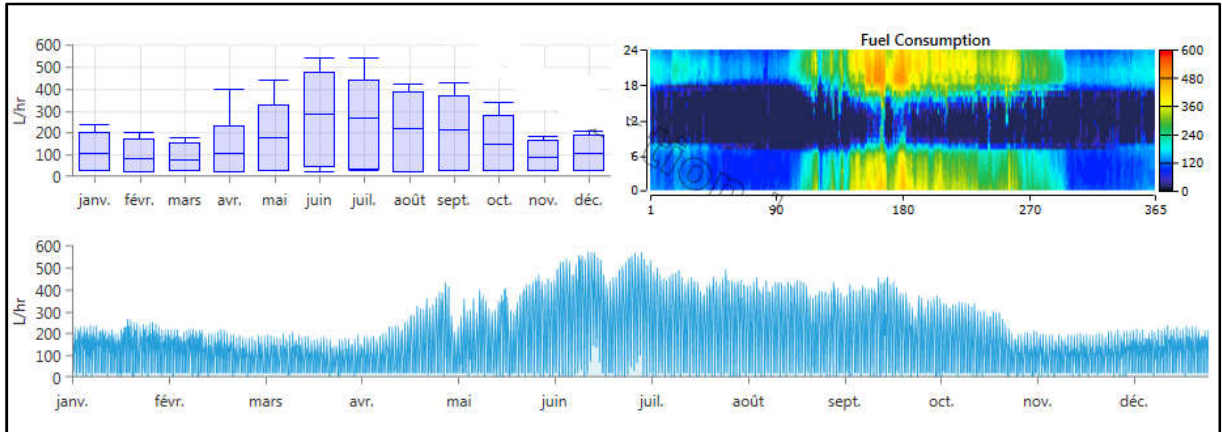


Figure III.21 La consommation annuelle du carburant.

b- Émissions des gaz à effet de serre

Le tableau suivant représente les gaz à effet de serre émis par ce système

Tableau III.8 émissions des gaz à effet de serre.

Type	Quantité (Kg/an)
Dioxyde de carbone	6 933 131
Monoxyde de carbone	35 868
Hydrocarbures non brûlés	1 904
Autres gaz	307
Dioxydes de soufre	16 948
Oxydes d'azote	6 874
Total	6 995 032

III.11.3.3 Etude économique

L'étude économique de ce système est présentée au tableau (III.9).

Tableau III.9 : Coût de chaque composant

Composant	Capital	Changement	O/M	Carburant	Total 20 ans
G1(1000)	1 260 000,00	-	5 949 000,00	26 106 610,48	33 315 610,48
G2(1000)	1 260 000,00	-	2 653 000,00	11 497 167,07	15 410 167,07
G3(1000)	1 260 000,00	-	1 229 000,00	4 803 757,34	7 292 757,34
G4(1000)	1 260 000,00	-	119 000,00	410 455,55	1 789 455,55
G5(1000)	1 260 000,00	-	-	-	1 260 000,00
G6(1000)	1 260 000,00	-	115 000,00	432 011,85	1 807 011,85
G7(500)	630 000,00	-	3 326 000,00	4 341 772,39	8 297 772,39
G8(500)	630 000,00	-	-	-	630 000,00
G9(500)	630 000,00	-	-	-	630 000,00
G10(500)	630 000,00	-	-	-	630 000,00
PV (4784)	9 041 760,00	-	2 870 400,00	-	11 912 160,00
Onduleur (4000)	440 000,00	-	-	-	440 000,00
Total	19 561 760,00	-	16 261 400,00	47 591 774,68	83 414 934,68
Prix du kwh pour 0,19 \$/L		0,146			
Prix du kwh pour 0,9 \$/L		0,265			

On note que le coût de maintenance représente **19,49 %** et le coût de carburant **57,05 %** par rapport le coût total.

III.11.4 Configuration N° 04 : PV+Diesel avec stockage à court terme

Dans cette configuration on ajoute un système de stockage pour récupérer une quantité d'énergie non utilisable, dans le cas où la production GPV est supérieure à la charge, on peut arrêter tous les GE.

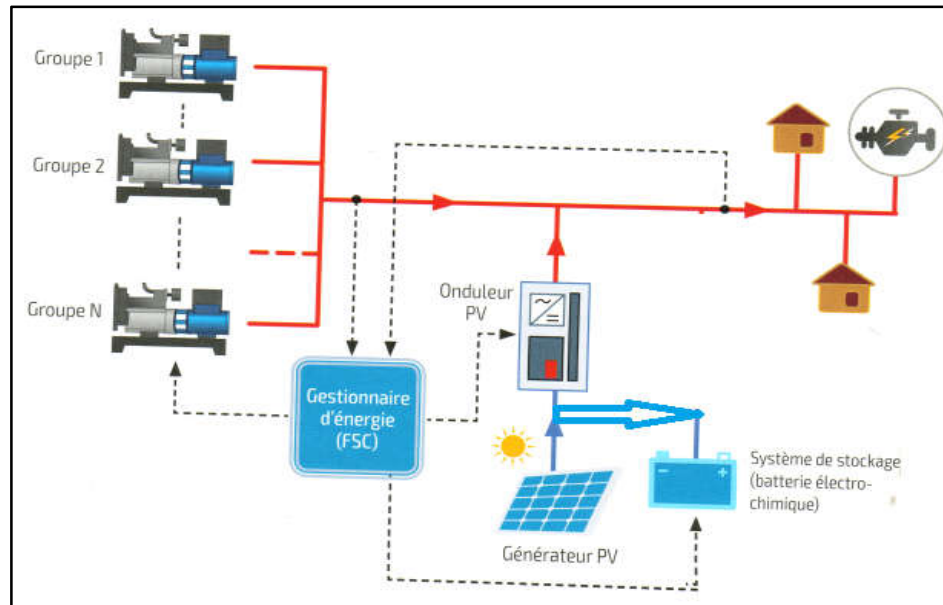


Figure III.22 : Schéma de principe d'une centrale avec stockage d'énergie.

III.11.4.1 Composition du système

On garde la même configuration précédente, et on ajoute 04 batteries.

Le système PV+diesel avec stockage à court terme est composé par :

- Les GE : la même configuration précédente,
- Quatre onduleurs de 1000 kw ;
- Un champ PV d'une puissance de **4784** kw (4 sous champ de 1196 kw).
- Quatre batteries (4000 kwh)

On remarque sur les deux figures III.23 et III.24 que la charge peut alimenter à partir du GPV et une partie de l'énergie excédante peut être stocké dans les batteries.

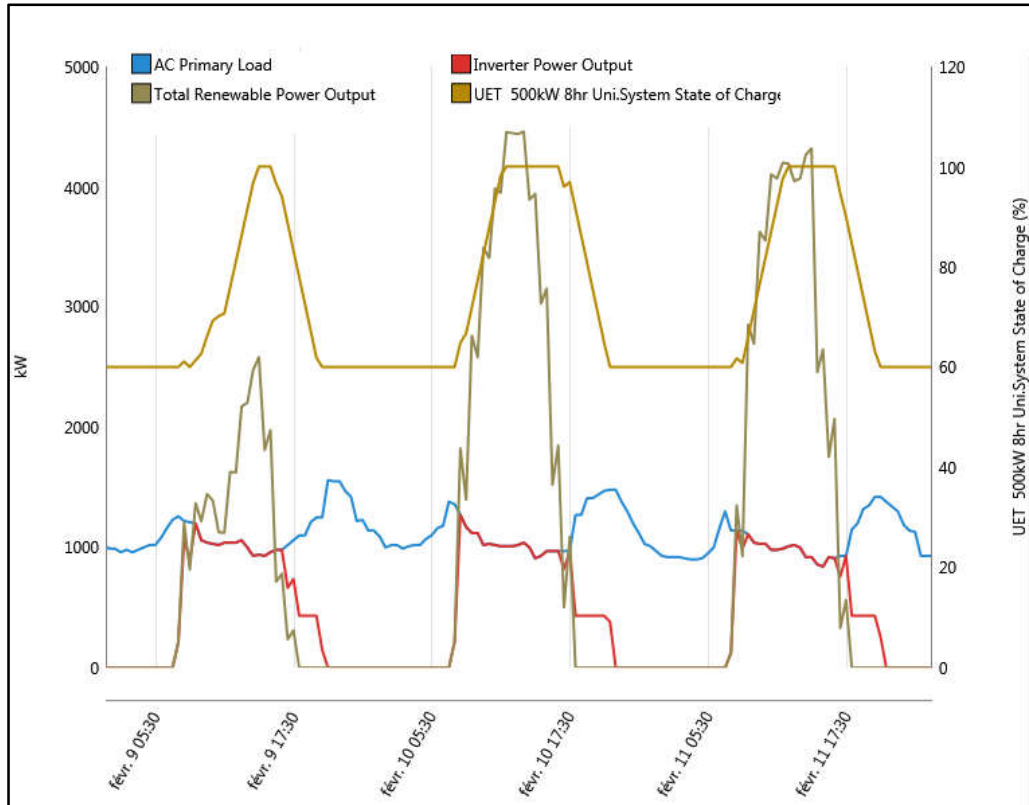


Figure III.23 la production du GPV durant le mois de février

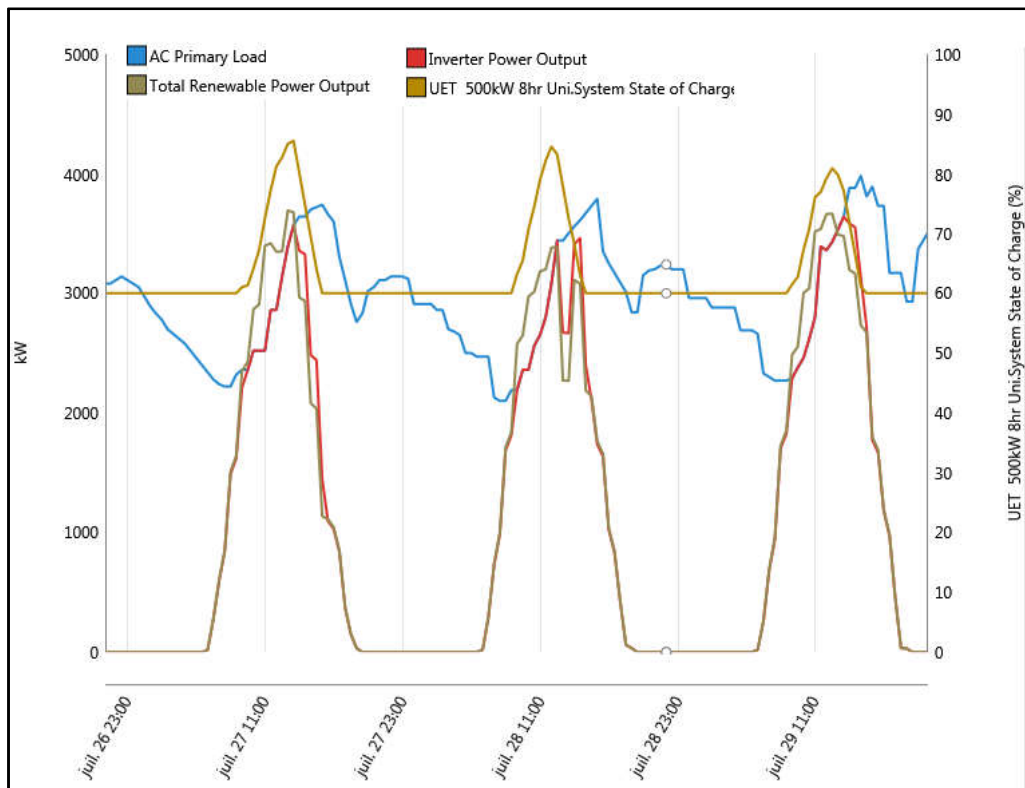


Figure III.24 la production du GPV durant le mois de juillet

III.11.4.2 Bilan énergétique

a- Production du système

La figure III.25 montre la production énergétique moyenne par mois, on note que la production annuelle des GE est de **9 688 200** kwh et **8 854 068** kwh énergie produite par le générateur PV, mais le système utilise que **6 074 212** kwh le reste qui représente **86 246** kwh sont des pertes dans l'onduleur et **2 525 605** kwh énergie non utilisable, donc ce système peut nous donner un taux de fraction solaire de **38,50 %**.

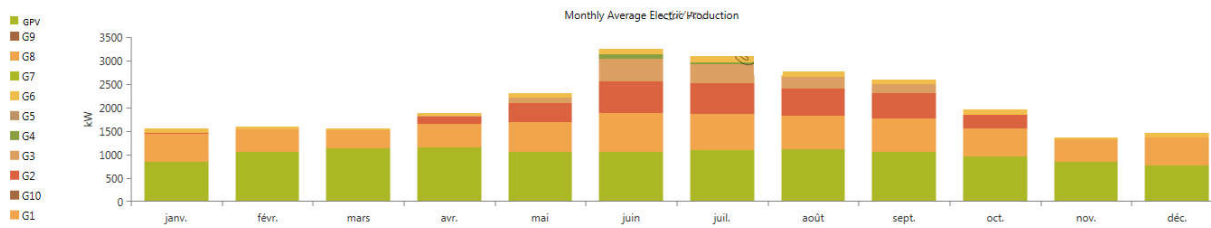


Figure III.25 La production énergétique mensuelle moyenne

La figure III.26 illustre la consommation du carburant annuelle égale à **2 520 696** litre, avec un moyen de **6907** litre/jour et de **288** litre/heure, avec une baisse de **38,45 %** par rapport à la 1^{er} configuration.

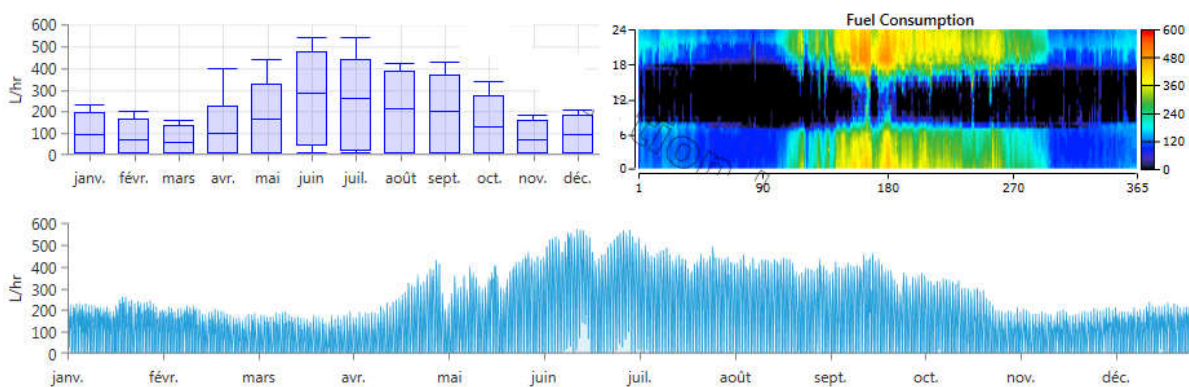


Figure III.26 La consommation annuelle du carburant.

b- Émissions des gaz à effet de serre

Le tableau suivant représente les gaz à effet de serre émis par ce système

Tableau III.10 émissions des gaz à effet de serre.

Type	Quantité (Kg/an)
Dioxyde de carbone	6 609 833
Monoxyde de carbone	34 196
Hydrocarbures non brûlés	1 815
Autres gaz	292
Dioxydes de soufre	16 157
Oxydes d'azote	6 554
Total	6 668 847

III.11.4.3 Etude économique

L'étude économique de ce système est présentée au tableau (III.11).

Tableau III.11 : Coût de chaque composant

Composant	Capital	Remplacement	O/M	Carburant	Total 20 ans
G1(1000)	1 260 000,00	-	5 730 000,00	24 883 402,03	31 873 402,03
G2(1000)	1 260 000,00	-	2 538 000,00	11 050 765,94	14 848 765,94
G3(1000)	1 260 000,00	-	1 219 000,00	4 771 788,83	7 250 788,83
G4(1000)	1 260 000,00	-	119 000,00	410 455,55	1 789 455,55
G5(1000)	1 260 000,00	-	-	-	1 260 000,00
G6(1000)	1 260 000,00	-	108 000,00	410 455,55	1 789 455,55
G7(500)	630 000,00	-	2 972 000,00	3851 937,68	7 453 937,68
G8(500)	630 000,00	-	-	-	630 000,00
G9(500)	630 000,00	-	-	-	630 000,00
G10(500)	630 000,00	-	-	-	630 000,00
PV (4784)	9 041 760,00	-	2 875 400,00	-	11 912 160,00
Onduleur (4000)	440 000,00	-	-	-	440 000,00
Batterie (4)	800 000,00	1 600 000,00	-	-	2 400 000,00
Total	20 361 760,00	1 600 000,00	15 556 400,00	45 372 529,70	82 776 403,98
Prix du kwh pour 0,19 \$/L		0,149			
Prix du kwh pour 0,9 \$/L		0,263			

On note que le coût de maintenance représente 18,79 % et le coût de carburant 54,79 % par rapport au coût total.

III.11.5 Configuration N° 05 : PV+Diesel avec stockage à long terme

Dans cette configuration on augmente la capacité de stockage et la puissance du GPV afin de minimiser la consommation du carburant.

Après la 1^{er} simulation HOMER propose un GPV de 8202 kw et 28 Batterie, on a choisi un GPV 8372 et 28 Batteries.

III.11.5.1 Composition du système

Le système PV+diesel avec stockage à long terme est composé par :

- Les GE : la même configuration précédente,
- Cinq onduleurs de 1000 kw ;
- Un champ PV d'une puissance de 8372 kw.
- 28 batteries.

On remarque sur les figures III.27 et III.28 que la charge peut alimenter à partir du GPV et une partie de l'énergie excédante sera stocker dans les batteries.

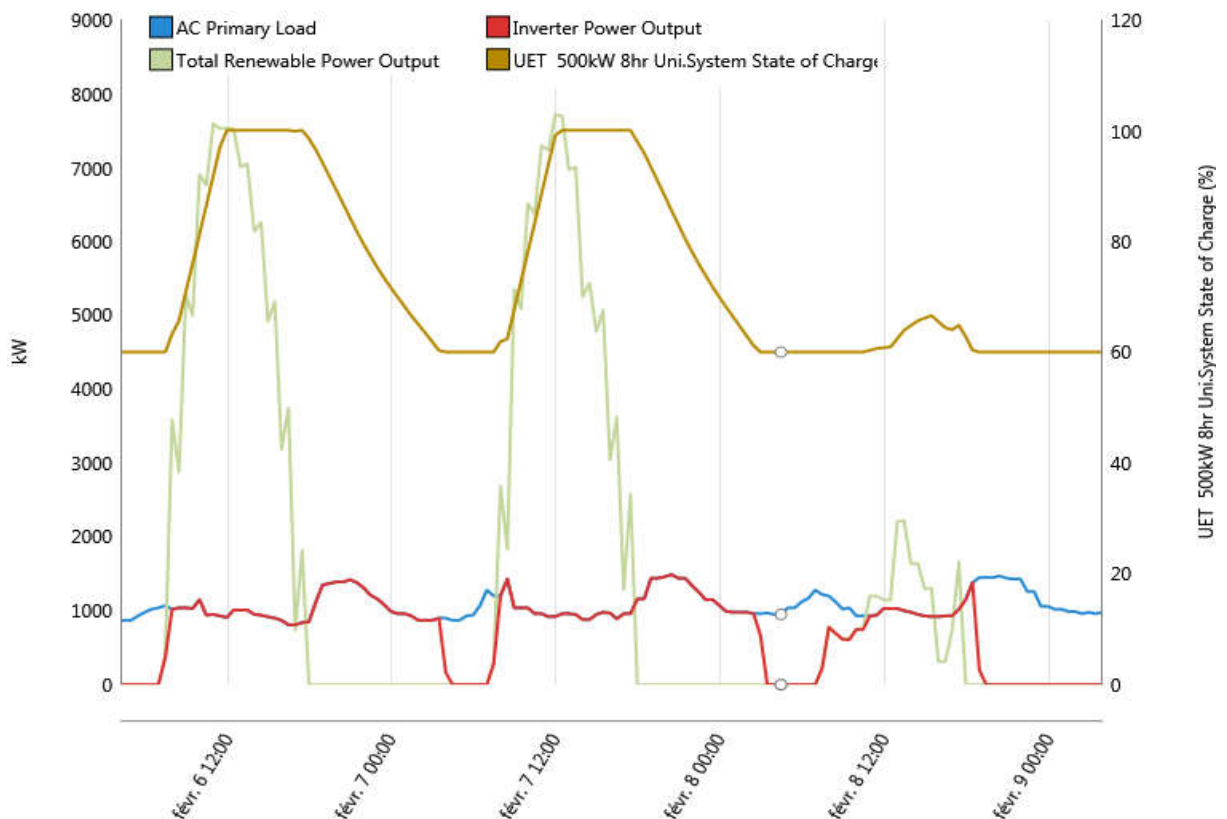


Figure III.27 la production du GPV durant le mois de février

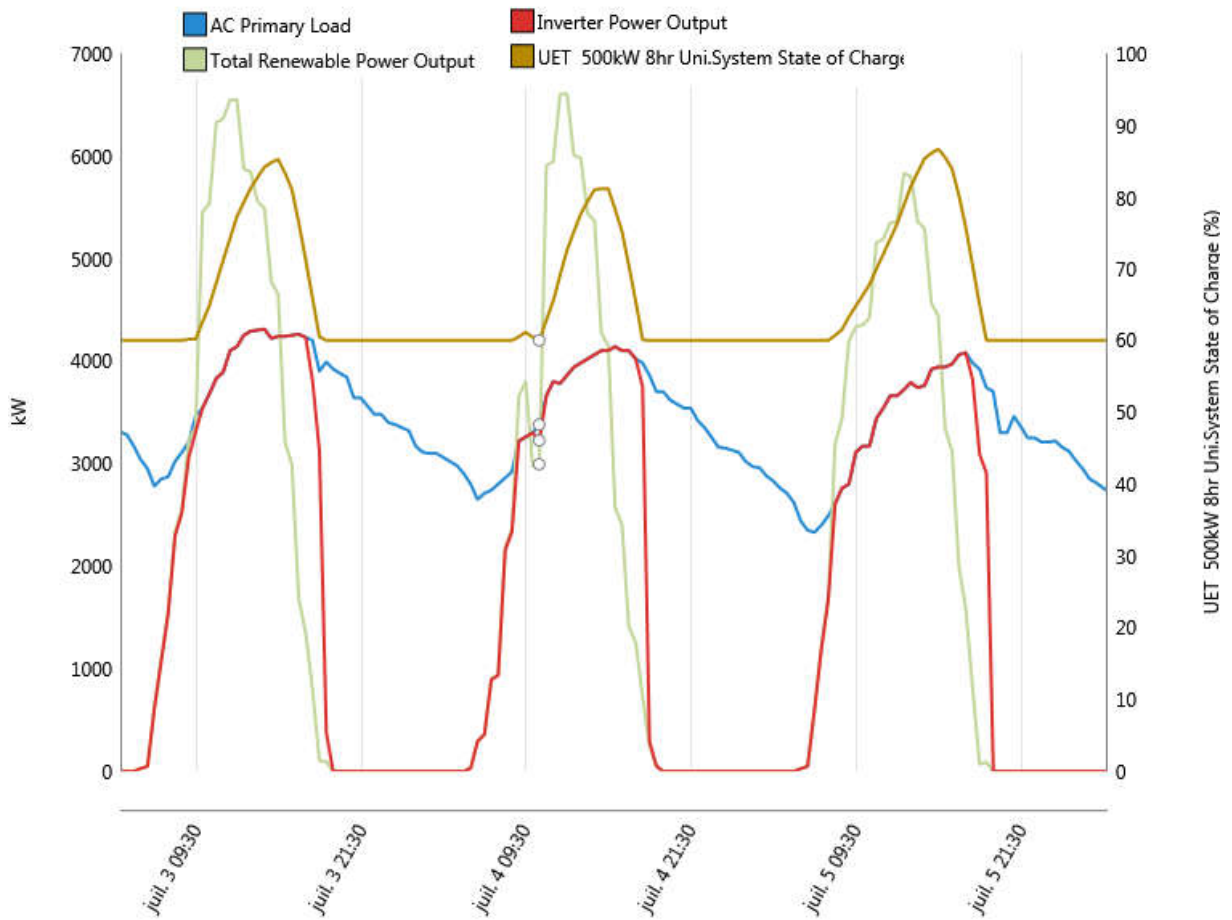


Figure III.28 la production du GPV durant le mois de juillet

III.11.5.2 Bilan énergétique

a- Production du système

La figure III.29 montre la production énergétique moyenne par mois, on note que la production annuelle des GE est de 5 482 130 kwh et 15 494 620 kwh énergie produite par le générateur PV, mais le système utilise que 10 280 281 kwh le reste qui représente 145 967 kwh sont des pertes dans l'onduleur et 3 762 987 kwh énergie non utilisable, donc ce système peut nous donner un taux de fraction solaire de 65,20 %.

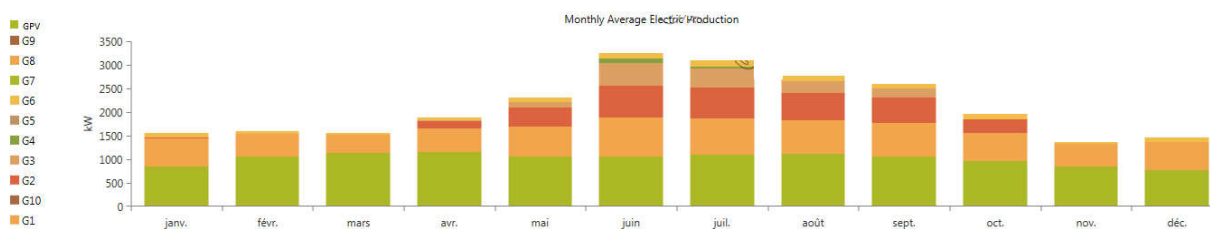


Figure III.29 La production énergétique mensuelle moyenne

La figure III.30 illustre la consommation du carburant annuelle égale à **1 424 618** litre, avec un moyen de **3 904** litre/jour et de **163** litre/heure, avec une baisse de **65,21 %** par rapport à la 1^{er} configuration.

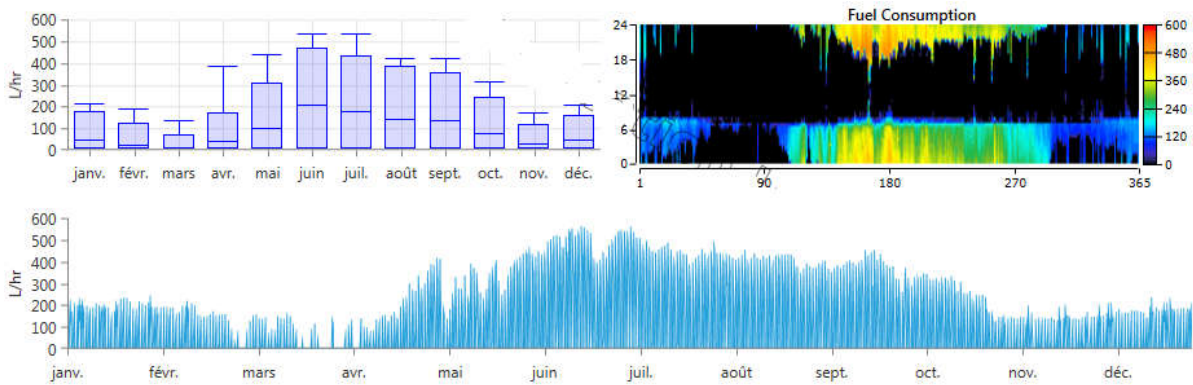


Figure III.30 La consommation annuelle du carburant.

b- Émissions des gaz à effet de serre

Le tableau suivant représente les gaz à effet de serre émis par le système

Tableau III.12 émissions des gaz à effet de serre.

Type	Quantité (Kg/an)
Dioxyde de carbone	3 735 670
Monoxyde de carbone	19 326
Hydrocarbures non brûlés	1 026
Autres gaz	165
Dioxydes de soufre	9 132
Oxydes d'azote	3 704
Total	3 769 023

III.11.5.3 Etude économique

L'étude économique de ce système est présentée au tableau (III.13).

Tableau III.13 : Coût de chaque composant

Composant	Capital	Replacement	O/M	Carburant	Total 20 ans
G1(1000)	1 260 000,00	-	2 793 000,00	12 483 345,83	16 536 345,83
G2(1000)	1 260 000,00	-	1 656 000,00	7 258 391,93	10 174 391,93
G3(1000)	1 260 000,00	-	836 000,00	3 302 441,49	5 398 441,49
G4(1000)	1 260 000,00	-	95 000,00	324 889,07	1 679 889,07
G5(1000)	1 260 000,00	-	-	-	1 260 000,00
G6(1000)	1 260 000,00	-	71 000,00	266 581,54	1 597 581,54
G7(500)	630 000,00	-	1 527 000,00	2 007 478,58	4 164 478,58
G8(500)	630 000,00	-	-	-	630 000,00
G9(500)	630 000,00	-	-	-	630 000,00
G10(500)	630 000,00	-	-	-	630 000,00
PV (8372)	15 823 080,00	-	5 023 200,00	-	20 846 280,00
Onduleur (5000)	550 000,00	-	-	-	550 000,00
batterie(28)	5 600 000,00	11 200 000,00			16 800 000,00
Total	32 053 080,00	11 200 000,00	12 001 200,00	25 643 128,44	80 097 408,44
Prix du kwh pour 0,19 \$/L		0,190			
Prix du kwh pour 0,9 \$/L		0,254			

On note que le coût de maintenance représente 14,98 % et le coût de carburant 32,01 % par rapport au coût total.

Conclusion générale

Conclusion générale

Le système hybride de production d'énergie électrique est toujours nécessaire pour rendre plus compétitive l'intégration des sources d'énergies alternatives dans le bilan des grands systèmes de production d'énergie. Dans ce contexte, le travail présenté dans ce mémoire est la contribution d'un système hybride constitué des panneaux photovoltaïques, des groupes diesel et d'un système de stockage par batterie.

Le système étudié permet d'alimenter le village de Bordj Omar Idris d'une façon continue, et cela pour la consommation d'énergie électrique enregistrée durant l'année 2016.

Le dimensionnement du système PV-DIESEL est basé sur les données météorologiques et géographique de la ville de Bordj Omar Idris, ou l'estimation de l'irradiation solaire et la température moyenne ont été extraire par défaut de logiciel HOMER de la source Nasa, prenant en considération la centrale diesel et le profil de charge.

Selon les coûts moyens actuels des composants du système étudié, la simulation utilisant HOMER permet de dimensionner ce système de manière à subvenir au besoin énergétique du village de Bordj Omar Idris. Cinq configuration ont été examinés : Diesel, PV+Diesel SG, PV+Diesel AG, PV+Diesel+BAT CT, PV+Diesel+BAT LT.

L'analyse technico-économique a montré que l'installation basée sur un système hybride PV+ Diesel avec stockage à long terme est la plus économique (0.254 \$/ kWh). Il permet aussi d'économiser la consommation en carburant de 65.21 %.

L'excès énergétique est important (plus de 24%) à la base de la diminution de la charge durant la période d'hiver, cet excès peut être réduite par l'augmentation de la capacité de stockage.

En ce qui concerne la poursuite de ce travail, il est nécessaire de développement la gestion d'énergie au sein du système hybride et l'étude des phénomènes transitoires liés à la connexion de plusieurs composants électriques.

Bibliographies

Bibliographies

- [1] Agence internationale de l'énergie, www.iea.org
- [2] J.BONAL, P.ROSSETTI, « Énergies alternatives », OMNISCIENCE, France, 2007.
- [3] R.BENCHRIFA, A.BENNOUNA, D.ZEJLI, « Rôle de l'hydrogène dans le stockage de l'électricité à base des énergies renouvelables », Revue des Énergies Renouvelables CER'07 (2007).
- [4] ministre de l'énergie : <http://www.energy.gov.dz>.
- [5] B. Wichert; «PV-diesel hybrid energy systems for remote area power generation - A review of current practice and future developments », Renewable and Sustainable Energy Reviews, 1997, vol. 1, No. 3, pp.209—228, Elsevier Science 1997.
- [6] M. Ashari, C. V. Nayar; «An optimum dispatch strategy using set points for a photovoltaic (PV) diesel-battery hybrid power system », Renewable Energy, vol. 66, No. 1, pp. 1-9, Elsevier Science 1999.
- [7] A. D. Hansen. P. Sorensen, L. H. Hansen, H. Bindner; «Models for Stand-Alone PV System », Riso-R- 121 9(EN)/SEC-R- 12, 2000.
- [8] Y. Pankow; « Etude de l'intégration de la production décentralisée dans un réseau BT. Application au GPV », Centre National de Recherche Technologique de Lille, Décembre 2004.
- [9] Y. Sukamongkol, S. Chungpaibulpatana and W. Ongsakul; « A simulation model for predicting the performance of a solar photovoltaic system with alternating current loads », Renewable energy, 27, 2002.
- [10] Site Internet d'Electricité de France, www.edf.fr
- [11] I. Vechiu; « Modélisation et analyse de l'intégration des énergies renouvelables dans un réseau autonome », Thèse de doctorat d'état, Université du Havre- décembre 2005.
- [12] J. F. Manwell, A. Rogers, G. Hayman, C. T. Avelar and J. G. McGowan; « Hybrid2- A hybrid system simulation model.Theory manual », NREL Subcontract XL-11126-1-1, 1998.
- [13] M. Pipattanasomporn; «A study of remote area internet access with embedded power generation», Etd-12272004-1413 18, Virginia Polytechnic Institute, 2004.
- [14] <http://www.pvsyst.com/>

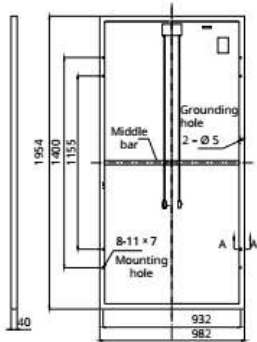
- [15] S. Lemofouet; « Investigation and optimisation of hybrid electricity storage systems based on compressed air and super capacitors », École Polytechnique Fédérale de Lausanne, Octobre 2006.
- [16] O. Gergaud ; « Modélisation énergétique et optimisation économique d'un système de production éolien et photovoltaïque couplé au réseau et associé à un accumulateur », Thèse de Doctorat de l'Ecole Normale Supérieure de Cachan, Décembre 2002.
- [17] P. Barrade ; « Energy storage and applications with super capacitors », Laboratoire d'Electronique Industrielle LEISTI-ISE, Ecole Polytechnique Fédérale de Lausanne, EPFLCH 1015 Lausanne (Switzerland).
- [18] A. Boyette ; « Contrôle-commande d'un générateur asynchrone à double alimentation avec système de stockage pour la production éolienne », thèse de Doctorat de l'Université Henri Poincaré, Nancy I, Décembre 2006.
- [19] Yu. X. Strunz ; « Combined long term and short term access storage for sustainable energy system », Power Engineering society General Meeting, IEEE, 6-10 June 2004, pp. 1946-1951, Vol 2.
- [20] T. Hennessy, M. Kuntz; « The multiple benefits of integrating electricity storage with wind energy », Power Engineering society General Meeting, IEEE, 12-16 June 2005, pp. 1388-1390.
- [21] www.wikipedia.com
- [22] R.SAISSET, “Contribution à l'étude systémique de dispositifs énergétiques à composants électrochimiques”, thèse de doctorat, institut national polytechnique de Toulouse, 2004.
- [23] F.BRIHMAT , “L'étude conceptuelle d'un système de conditionnement de puissance pour une centrale hybride”, mémoire de magister, université mouloud mammeri de Tizi-Ouzou, 2012.
- [25] G.Amina , “Dimensionnement d'un système hybride pour subvenir aux besoins de l'université de Chlef”, mémoire de magister, université Hassiba ben Bouali Chlef, 2011.
- [26] Gérard MOINE , “ L'électrification solaire photovoltaïque”, ouvrage, 2016

Annexes

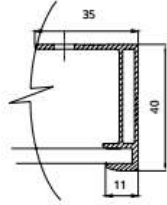
Annexe 01 :

ENGINEERING DRAWING (mm)

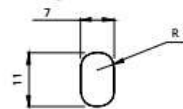
Rear View



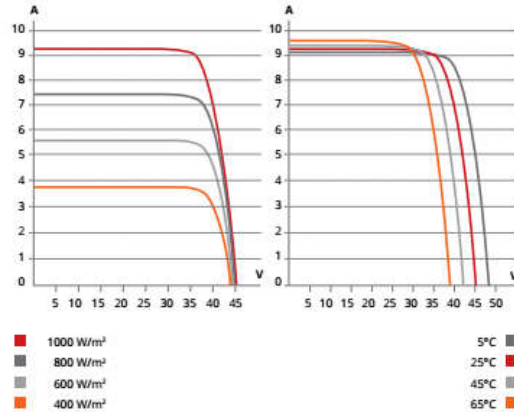
Frame Cross Section A-A



Mounting Hole



CS6X-320P / I-V CURVES



ELECTRICAL DATA | STC*

CS6X	310P	315P	320P	325P
Nominal Max. Power (Pmax)	310 W	315 W	320 W	325 W
Opt. Operating Voltage (Vmp)	36.4 V	36.6 V	36.8 V	37.0 V
Opt. Operating Current (Imp)	8.52 A	8.61 A	8.69 A	8.78 A
Open Circuit Voltage (Voc)	44.9 V	45.1 V	45.3 V	45.5 V
Short Circuit Current (Isc)	9.08 A	9.18 A	9.26 A	9.34 A
Module Efficiency	16.16%	16.42%	16.68%	16.94%
Operating Temperature	-40°C ~ +85°C			
Max. System Voltage	1000 V (IEC) or 1000 V (UL)			
Module Fire Performance	TYPE 1 (UL 1703) or CLASS C (IEC 61730)			
Max. Series Fuse Rating	15 A			
Application Classification	Class A			
Power Tolerance	0 ~ + 5 W			

* Under Standard Test Conditions (STC) of irradiance of 1000 W/m², spectrum AM 1.5 and cell temperature of 25°C.

ELECTRICAL DATA | NOCT*

CS6X	310P	315P	320P	325P
Nominal Max. Power (Pmax)	225 W	228 W	232 W	236 W
Opt. Operating Voltage (Vmp)	33.2 V	33.4 V	33.6 V	33.7 V
Opt. Operating Current (Imp)	6.77 A	6.84 A	6.91 A	6.98 A
Open Circuit Voltage (Voc)	41.3 V	41.5 V	41.6 V	41.8 V
Short Circuit Current (Isc)	7.36 A	7.44 A	7.50 A	7.57 A

* Under Nominal Operating Cell Temperature (NOCT), irradiance of 800 W/m², spectrum AM 1.5, ambient temperature 20°C, wind speed 1 m/s.

PERFORMANCE AT LOW IRRADIANCE

Outstanding performance at low irradiance, average relative efficiency of 96.0 % from an irradiance of 1000 W/m² to 200 W/m² (AM 1.5, 25°C).

The specification and key features described in this datasheet may deviate slightly and are not guaranteed. Due to on-going innovation, research and product enhancement, Canadian Solar Inc. reserves the right to make any adjustment to the information described herein at any time without notice. Please always obtain the most recent version of the datasheet which shall be duly incorporated into the binding contract made by the parties governing all transactions related to the purchase and sale of the products described herein.

Caution: For professional use only. The installation and handling of PV modules requires professional skills and should only be performed by qualified professionals. Please read the safety and installation instructions before using the modules.

MECHANICAL DATA

Specification	Data
Cell Type	Poly-crystalline, 6 inch
Cell Arrangement	72 (6×12)
Dimensions	1954×982×40 mm (76.9×38.7×1.57 in)
Weight	22 kg (48.5 lbs)
Front Cover	3.2 mm tempered glass
Frame Material	Anodized aluminium alloy
J-Box	IP67, 3 diodes
Cable	4 mm ² (IEC) or 4 mm ² & 12 AWG 1000V (UL), 1150 mm
Connector	T4-1000V or PV2 series
Per Pallet	26 pieces, 620 kg (1366.9 lbs)
Per Container (40' HQ)	624 pieces

TEMPERATURE CHARACTERISTICS

Specification	Data
Temp. Coefficient (Pmax)	-0.41 % / °C
Temp. Coefficient (Voc)	-0.31 % / °C
Temp. Coefficient (Isc)	0.053 % / °C
Nominal Operating Cell Temperature	45±2 °C

PARTNER SECTION



Scan this QR-code to discover solar projects built with this module



Annexe 02 :

Onduleurs centraux ABB

PVS800

100 à 1000 kW



Données techniques et types

Code du type	-0100kW-A	-0250kW-A	-0315kW-B	-0500kW-A	-0630kW-B	-0875kW-B	-1000kW-C
PVS800-57	100 kW	250 kW	315 kW	500 kW	630 kW	875 kW	1000 kW
Entrée (CC)							
Puissance d'entrée maximale ($P_{FV, max}$) ¹⁾	120 kWp	300 kWp	378 kWp	600 kWp	756 kWp	1050 kWp	1200 kWp
Plage de tensions CC, mpp ($U_{CC, mpp}$)	450 à 825 V	450 à 825 V	525 à 825 V	450 à 825 V	525 à 825 V	525 à 825 V	600 à 850 V
Tension CC maximale ($U_{max, CC}$)	1000 V	1000 V	1000 V	1100 V	1100 V	1100 V	1100 V
Courant CC maximal ($I_{max, CC}$)	245 A	600 A	615 A	1145 A	1230 A	1710 A	1710 A
Nombre d'entrées CC protégées	1 (+/-) /4 ²⁾	2, 4, 8 (+/-)	2, 4, 8 (+/-)	4 à 15 (+/-)	4 à 15 (+/-)	8 à 20 (+/-)	8 à 20 (+/-)
Sortie (CA)							
Puissance nominale ($P_{N, CA}$) ³⁾	100 kW	250 kW	315 kW	500 kW	630 kW	875 kW	1000 kW
Puissance de sortie maximale ⁴⁾	100 kW	250 kW	345 kW	600 kW	700 kW	1050 kW	1200 kW
Puissance à $\cos\phi = 0,95$ ⁵⁾	96 kW	240 kW	300 kW	475 kW	600 kW	830 kW	950 kW
Courant CA nominal ($I_{N, CA}$)	195 A	485 A	520 A	965 A	1040 A	1445 A	1445 A
Tension de sortie nominale ($U_{N, CA}$) ⁶⁾	300 V	300 V	350 V	300 V	350 V	350 V	400 V
Fréquence de sortie	50/60 Hz	50/60 Hz	50/60 Hz	50/60 Hz	50/60 Hz	50/60 Hz	50/60 Hz
Distorsion harmonique, courant ⁷⁾	< 3 %	< 3 %	< 3 %	< 3 %	< 3 %	< 3 %	< 3 %
Type de réseau de distribution ⁸⁾	TN et IT	TN et IT	TN et IT	TN et IT	TN et IT	TN et IT	TN et IT
Efficacité							
Maximum ⁹⁾	98,0 %	98,0 %	98,6 %	98,6 %	98,6 %	98,7 %	98,8 %
Euro-eta ¹⁰⁾	97,5 %	97,6 %	98,3 %	98,2 %	98,4 %	98,5 %	98,6 %
Consommation d'énergie							
Consommation propre en fonctionnement	310 W	310 W	310 W	490 W	490 W	650 W	650 W
Consommation en veille	60 W	60 W	60 W	65 W	65 W	65 W	65 W
Tension auxiliaire externe ¹¹⁾	230 V, 50 Hz	230 V, 50 Hz	230 V, 50 Hz	230 V, 50 Hz	230 V, 50 Hz	230 V, 50 Hz	230 V, 50 Hz
Dimensions et poids							
Largeur/Hauteur/Profondeur, mm (L/H/P)	1030/2130/690	1830/2130/680	1830/2130/680	2630/2130/708	2630/2130/708	3630/2130/708	3630/2130/708
Poids approximatif ¹²⁾	550	1100	1100	1800	1800	2320	2320

¹⁾ Puissance d'entrée maximale recommandée

²⁾ Entrées disjoncteur en boîtier moulé, 80 A par disjoncteur

³⁾ Unités de 100 et 250 kW à 40 °C. 315 et 630 kW à 45 °C. 500, 875 kW et 1 000 kW à 50 °C.

⁴⁾ À 25 °C. Voir le manuel d'utilisation pour plus d'informations.

⁵⁾ +/- 10 %

⁶⁾ À la puissance nominale

⁷⁾ Le côté onduleur doit être de type IT

⁸⁾ Sans consommation d'alimentation auxiliaire à U_{CC} min

⁹⁾ 115 V, 60 Hz en option

¹⁰⁾ Pour le plus petit nombre d'entrées protégées.

Voir le manuel d'utilisation pour plus d'informations.

Annexe 03 :

The Uni.System, with its operational flexibility, provides the full range of power and energy applications required to integrate renewables, support the grid and microgrids, and meet customer needs. That same "all-in-one" capability of the UET system, combined with its compact footprint and broad ambient temperature tolerance (-40°F to 120°F/-40°C to 50°C), suits it to reliably support multiple applications in diverse locations and settings.



UNLIMITED CYCLES

NO CAPACITY FADE

NO THERMAL RUNAWAY

100% USE OF CHARGE

FACTORY INTEGRATION

MODULAR ASSEMBLY

**BUILT-IN SECONDARY
CONTAINMENT**

FACTORY TESTING

RAPID PERMITTING

PLUG & PLAY

**RATED TO TRANSPORT
AND SEISMIC CODES**

ZERO-COST DISPOSAL

100% RECYCLABLE

© 2016, UniEnergy Technologies, LLC

UNI.SYSTEM™ (AC) PERFORMANCE DATA

Peak Power	600 kW _{AC}		
Maximum Energy	2.2 MWh _{AC}		
Discharge time	2h	4h	8h
Power	600 kW _{AC}	500 kW _{AC}	275 kW _{AC}
AC (Roundtrip) Efficiency	≈70%		
Voltage	12.47kV +/- 10%		
Current THD (IEEE 519)	<5%THD		
Response Time	<100ms		
Reactive Power	+/- 450kVAR		
Humidity	95%RH noncondensing		
Footprint	820 ft ² (76m ²)		
Envelope	41'[W] x 20'[D] x 9.5'[H] (12.5m[W]x6.1m[D]x2.9m[H])		
Total Weight	375,000 lbs (170,000 kg)		
Cycle and Design Life	Unlimited cycles over the 20 year life		
Ambient Temp.	-40°F to 122°F (-40°C to 50°C)		
Self Discharge	Max 2% of stored energy		

w: www.uettechnologies.com
p: 425.290.8898
e: info@uettechnologies.com
a: 4333 Harbour Pointe Blvd SW, Ste. A
 Mukilteo, WA 98275



Annexe N° 04

Le coefficient k est un coefficient de sécurité imposé par le guide de l'UTE C15-712-1, et qui prend en compte l'élévation de la tension délivrée par les modules lorsque la température des cellules diminue.

La valeur du coefficient k est donnée dans le guide de l'UTE C15-712-1 :

Température ambiante minimale (°C)	Coefficient multiplicateur k
Entre 24°C et 20°C	1.02
Entre 19°C et 15°C	1.04
Entre 14°C et 10°C	1.06
Entre 9°C et 5°C	1.08
Entre 4°C et 0°C	1.10
Entre -1°C et -5°C	1.12
Entre -6°C et -10°C	1.14
Entre -11°C et -15°C	1.16
Entre -16°C et -20°C	1.18
Entre -21°C et -25°C	1.20
Entre -26°C et -30°C	1.21
Entre -31°C et -35°C	1.23
Entre -36°C et -40°C	1.25

Annexe N° 06

$$\left\{ \begin{array}{l} \text{Nombre minimal de modules en série} = E_+ \left[\frac{U_{MPPT,MIN}}{U_{MPP} \times 0.85} \right] \\ \text{Nombre maximal de modules en série} = E_- \left[\frac{U_{MPPT,MAX}}{U_{MPP} \times k} \right] \end{array} \right. \quad \text{Nombre maximal de chaînes en parallèles} = E_- \left[\frac{I_{max}}{I_{MPP}} \right]$$

Configuration N°02 : GPV = 444.6 kw

Suivant la fiche technique de l'onduleur, la plage de tension DC est de 450 V à 825 V

- Nombre minimale de module en série = $E_+(450/(37 \times 0.85)) = E_+(14.30)$

Donc le nombre minimale de module en série = 15

- Nombre maximal de module en série = $E_-(825/(37 \times 1.12)) = E_-(19.90)$

Donc le nombre maximal de module en série = 19

On a choisi 18 modules en série

- Nombre maximale de chaînes en parallèles = $E_-(1145/8.78) = E_-(130.41)$

Donc le nombre maximale de chaînes en parallèles = 130

$$444.6 / (18 \times 0.325) = 76$$

Alors notre GPV est constitué de 76 chaînes, chaque chaîne est constituée de 18 modules en série.

Configuration N° 03 et 04 : GPV = 4784 kw

Suivant la fiche technique de l'onduleur, la plage de tension DC est de 600 V à 850 V

- Nombre minimale de module en série = $E_+(600/(37 \times 0.85)) = E_+(19.07)$

Donc le nombre minimale de module en série = 20

- Nombre maximal de module en série = $E_-(850/(37 \times 1.12)) = E_-(20.51)$

Donc le nombre maximal de module en série = 20

On a choisi 20 modules en série

- Nombre maximale de chaînes en parallèles = $E_-(1710/8.78) = E_-(194.76)$

Donc le nombre maximale de chaînes en parallèles = 194

$$4784 / 4 = 1196 < 1200 \text{ (la puissance max)}$$

$$1196 / (20 \times 0.325) = 184$$

Alors notre GPV est constitué de quatre sous champ de 1196 kw, chaque sous champ est constitué de 184 chaînes, chaque chaîne est constituée de 20 modules en série.