

الجمهورية الجزائرية الديمقراطية الشعبية

REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE

وزارة التعليم العالي والبحث العلمي

Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique

جامعة أبي بكر بلقايد - تلمسان

Université Aboubakr Belkaïd – Tlemcen –

Faculté de TECHNOLOGIE



MEMOIRE

Présenté pour l'obtention du **diplôme** de **MASTER**

En : Génie mécanique

Spécialité : Energies Renouvelables en Mécanique

Par : BOUHARAOUA Asmaa Aicha / LOUCIF Rahila

Sujet

Contribution à l'étude et à la conception d'une centrale hybride solaire photovoltaïque-diesel pour alimentation en énergie des sites isolés

Soutenu publiquement, le 29/06/2022, devant le jury composé de :

Mr. AZZI Ahmed	Professeur	Université de Tlemcen	Président
Mr. SELADJI Chakib	Professeur	Université de Tlemcen	Examineur
Mr. GHERNAOUT MEA	Professeur	Université de Tlemcen	Encadreur
Mr. BOUZID Abdelmalek	Ingénieur	SKTM Ghardaïa	Co-Encadreur

Année universitaire : 2021 /2022

Remerciements

Avant tous, il apparaît opportun de commencer ce Mémoire par des remerciements à Allah tout puissant pour la volonté, la santé et la patience, qu'il nous a donné durant toutes ces longues années pour achever nos études supérieures.

Nous tenons à remercier fortement tous d'abord notre encadreur Pr. GHERNAOUT Mohammed El Amine pour ses remarques, ses conseils considérables, ses critiques constructives et son aide constant et minutieux tout au long du développement et de la rédaction de notre mémoire.

Nos précieux remerciements aux membres de jury pour avoir accepté d'évaluer ce modeste travail :

Nous remercions Mr AZZI Ahmed de nous avoir fait l'honneur de présider ce jury.

Nous remercions vivement Mr. SELADJI Chakib d'avoir accepté de participer à ce jury comme examinateur.

Nous tenons à remercier notre co-encadreur de stage Ingénieur BOUZID Abdelmalek pour sa direction attentive et sa disponibilité pour résoudre tous les problèmes techniques que nous avons rencontrés. Vous avez été de modèle pour nous dans la recherche et avez fait grandir en nous la rigueur dans le travail. Au-delà de vos qualités scientifiques, vos qualités humaines nous avons aidé à garder le cap pendant cette période de travail.

Nos sincères remerciements vont à l'endroit de Monsieur OUYABA Aoumeur pour sa disponibilité à nos nombreuses sollicitudes, Qu'il trouve ici l'expression de nos très vives reconnaissances.

A tous les personnels de la société SKTM pour leur aide et qui nous ont fait sentir comme si nous étai chez nous.

Dédicace

Je dédie ce travail à :

- ❖ *Celle qui m'a donné la vie, le symbole de tendresse, qui s'est sacrifiée pour mon bonheur et ma réussite, à ma mère ...*
- ❖ *Mon père, qui a veillé au long de ma vie à m'encourager, à me donner l'aide et à me protéger.*
- ❖ *Mon frère Abdel Hafid et ma sœur Israa, qui ont été présent pour m'aider et m'encourager.*
- ❖ *Celle qui m'a toujours aidé, écouté, soutenue et encourager tout au long de mon parcours ; celle qui a toujours présente pour moi, ma chère grande mère.*
- ❖ *Mon grand-père, puisse Dieu lui prêter longue vie et beaucoup de santé et de bonheur.*
- ❖ *Ma famille, Je suis très reconnaissante de l'amour que vous m'offrez quotidiennement et votre bonté exceptionnelle. Que Dieu le Tout Puissant vous garde et vous procure santé et bonheur.*
- ❖ *La famille DOUADI, Aucun langage ne saurait exprimer mon respect et ma considération pour votre hospitalité, soutien et encouragements.*
- ❖ *Sans oublier mon binôme LOUCIF Rahil pour son soutien moral, sa patience et sa compréhension tout au long de ce projet*
- ❖ *Tous ceux qui ont contribué de près ou de loin à la réalisation de ce travail.*

Asmaa Aïcha

Dédicace

Je dédie ce modeste travail accompagné d'un profond amour à :

- ❖ Mon support dans ma vie, qui m'a appris, m'a supporté et m'a dirigé vers la gloire... à mon Père*
- ❖ Celle qui m'a arrosé de tendresse et d'espoir, à la source d'amour qui ma bénie par ces prières... à ma Mère*
- ❖ Mes sœurs SOUMIA et HADJER pour leurs encouragements et leurs soutien morale.*
- ❖ Mon frère MAROUANE pour son appui et son encouragement.*
- ❖ Ma grande famille, Veuillez trouver dans ce travail l'expression de mon respect le plus profond et mon affection la plus sincère.*
- ❖ Mon binôme BOUHARAOUA Asmaa Aïcha pour son aide, son entente et sa sympathie.*
- ❖ A toi ASMAA ma meilleure pour toujours <3*
- ❖ Toutes les personnes qui ont participé à l'élaboration de ce travail, à la famille ZAHED et DOUADI et à tous ceux qui j'ai omis de citer.*

Rahil

ملخص

التزود بالكهرباء هو مفتاح التنمية الاقتصادية حيث أصبح ضرورة للحياة اليومية. إن إمداد المناطق الريفية النائية بالكهرباء أمر حتمي.

تتعلق الدراسة التي أجريناها بموقع معزول بولاية اليزي، فمثل هذه المنطقة يعتبر سعر التمديد والتوصيل بشركة الكهرباء باهظ الثمن. ومن هنا جاء تدخل شركة SKTM التي تشجع على استخدام الطاقات المتجددة وبشكل رئيسي تنفيذ أنظمة الطاقة الكهروضوئية الهجينة لتزويد المناطق المعزولة بالكهرباء.

توجد هذه الأنظمة في أربعة أنواع من التكوينات حيث اخترنا التكوين المتوازي للطاقة الكهروضوئية / مولد الديزل الذي يؤدي إلى انخفاض تكلفة الإنتاج لكل كيلو وات ساعي لإنهاء عملنا بدراسة الربحية الاقتصادية لمشروعنا. الكلمات المفتاحية: المواقع المعزولة، الطاقات المتجددة، أنظمة الطاقة الكهروضوئية الهجينة، التكوينات.

Abstract

Access to electricity is key to economic development as it has become a necessity for daily life. The supply of electricity to remote rural areas is an imperative.

The study we carried out concerns an isolated site located in the wilaya of Illizi, for such a region the price of the extension and connection to the electricity network is prohibitive. Hence the intervention of the SKTM company, which encourages the use of renewable energies and mainly the implementation of hybrid photovoltaic-Diesel systems to supply isolated sites with electricity.

These systems exist in four types of configurations where we have chosen the parallel PV/GE configuration which leads to a lower cost of production per kWh to end our work with a study of the economic profitability of our project.

Key words : isolated sites, renewable energy, photovoltaic-Diesel hybrid systems, configuration.

Résumé

L'accès à l'énergie électrique est la clé de tout développement économique car elle est devenue une nécessité pour la vie quotidienne. L'alimentation en électricité des zones rurales éloignées est un impératif.

L'étude que nous avons réalisée concerne un site isolé situé dans la wilaya d'Ilizi, pour une telle région le prix de l'extension et du raccordement au réseau est prohibitif. D'où l'intervention de la société SKTM qui encourage l'exploitation des énergies renouvelables et principalement la mise en œuvre pour alimenter les sites isolés en électricité basée sur le concept des systèmes hybrides photovoltaïques-Diesel.

Ces systèmes existent en quatre types de configurations, nous avons choisi la configuration PV/GE parallèle qui conduit à un coût de production du kWh moins élevé, puis terminer notre travail par une étude de rentabilité économique de notre projet.

Mots clé : sites isolés, Energie Renouvelable, systèmes hybrides Photovoltaïques-Diesel, configuration.

Nomenclatures

h : La constante de Planck

C : La vitesse de la lumière (m/s)

λ : Longueur d'onde en (μm)

η_{STC} : Le rendement de la cellule photovoltaïque

p_m : La puissance produite par le générateur PV (W)

E_{STC} : L'éclairement absorbé par la cellule dans les conditions standard STC (W/m^2)

$S_{cellule}$: La surface de la cellule (m^2)

P_c : La puissance crête est la puissance maximum que peut fournir le module dans les conditions standard (25°C et un éclairement de $1000\text{W}/\text{m}^2$) (Wc)

V_{co} : La tension à vide est la tension à circuit ouvert en absence de tout courant (V)

I_{cc} : Courant débité par le module en court-circuit (A)

U_m et I_m : les valeurs optimales de tension et du courant (A)

η_{max} : Rapport entre la puissance optimale à la puissance d'irradiation incidente

FF : Facteur de forme est le rapport entre la puissance optimale P_m et la puissance maximale que peut avoir la cellule : V_{co} et I_{cc}

$I_{rmensuelle}$: Irradiation solaire globale mensuelle en (kwh/m^2)

E_i : Énergie solaire moyenne journalière en ($\text{kwh}/\text{m}^2/\text{jour}$)

E_c : Energie consommé journalier ($\text{kWh}/\text{m}^2/\text{jour}$)

P_i : puissance d'éclairement aux conditions STC (kW/m^2)

E_i : Energie solaire journalière ($\text{kWh}/\text{m}^2/\text{jour}$)

P_r : ratio de performance

$N_{modules}$: Nombre des modules

$P_{panneau}$: Puissance du panneau (W)

$V_{mppt\ min\ onduleur}$: Tension minimale MPPT d'onduleur (V)

$V_{mppt\ max\ onduleur}$: Tension maximale MPPT d'onduleur (V)

V_{mp} : Tension de panneau dans les conditions NOCT (V)

I_{max} : courant maximale d'onduleur (A)

I_{sc} : courant du court-circuit du panneau (A)

C : capacité de la batterie (Ah)

N_j : nombre de jour d'autonomie

D : décharge maximale admissible (0.8 pour les batteries à Plomb)

V_b : tension de la batterie (V)

μ : rendement de batterie

$P_{onduleur}$: puissance d'onduleur (W)

I_{mpp} : Courant nominale maximum en charge (A)

I_c : Courant de chaine (A)

I_B : Courant d'emploi (A)

I_z : Courant admissible (A)

I_{SC} : Courant de court-circuit (A)

I_N : Courant nominale ou de réglage de la protection (A)

k : Coefficient dépendant du dispositif de production

I_{Bmax} : Courant maximal d'emploi (A)

I_n : Courant assigné du dispositif de protection

K_{th} : lié à la courbe

I_n : courant nominale d'onduleur (A)

$N_{onduleur}$: nombre d'onduleur

$P_{onduleur}$: Puissance d'onduleur (W)

U : tension de sortie alternative d'onduleur (V)

Abréviations

PV : photovoltaïque

STC (standard condition test) : condition standard de test

GPV : générateur photovoltaïque

CO₂ : dioxyde de Carbone

SEH : Système d'Energie Hybride

CA : courant alternatif (AC)

CC : Courant Continu (DC)

PC : Pile à Combustible

PV-E : Photovoltaïque Eolien

GE : Groupe Electrogène

SKTM : Shariket kahraba wa Taket Moutadjadida

SPE : Société de Production d'Electricité

RIS : Réseau Isolé du Sud

MPPT : Maximum Power Point Tracker

GD : groupe diesel

NREL : National Renewable Energy laboratory

L_c : les pertes correspondantes au champ PV

L_s : les pertes correspondantes au système PV

PR : ratio de performance

GlobHor : Rayonnement global horizontal

DiffHor : L'irradiation horizontale diffuse

GlobEff : Le rayonnement effectif sur les collecteurs

EArray : Energie effective sortie champ

NPC (Net Present Cost) : Coût actuel net

DA : Dinars Algérien

Liste des figures

Figure 1: Types d'énergie solaire.....	4
Figure 2: Composante du rayonnement global sur un plan horizontal [1]	5
Figure 3: Analyse spectrale du rayonnement solaire [3]	5
Figure 4: Cycle photovoltaïque [4].....	6
Figure 5: Constitution d'une cellule PV [13].....	7
Figure 6: Principe de conversion d'une cellule PV.....	8
Figure 7: Module photovoltaïque	11
Figure 8: Générateur photovoltaïque [14]	12
Figure 9: Schématisation d'un GPV élémentaire avec diodes by-pass et diode anti-retour [12].....	13
Figure 10: Types des systèmes PV	14
Figure 11: Système PV autonome avec stockage [40]	14
Figure 12: Système PV raccordé au réseau [26]	15
Figure 13: Système PV hybride [26].....	15
Figure 14: Groupe électrogène [17]	18
Figure 15: Inverseur de source [18].....	20
Figure 16: Classification des systèmes d'énergie hybride [20].....	24
Figure 17: Classification des études générales [20]	25
Figure 18: Configuration du générateur diesel [26]	27
Figure 19: Système de supervision [25]	29
Figure 20: Configuration PV/Diesel série [31]	33
Figure 21: Configuration parallèle [31].....	34
Figure 22: Configuration PV/Diesel commuté [31]	35
Figure 23: Architecture générale des centrales Flexy Energy [31]	36
Figure 24: Variation de l'irradiation solaire globale mensuelle.....	41
Figure 25: Energie solaire journalière moyenne	41
Figure 26: courbe de variation de facteur K_{th} en fonction de température. [37].....	45
Figure 27: Courants assignés I_n et valeurs de $k_3 I_n$ des coupe-circuit à fusible gG (en ampères) [36].	48
Figure 28: Courants admissibles et protection contre les surcharges [36]	48
Figure 29: choix du courant par rapport aux sections [37].....	49
Figure 30: choix du courant par rapport aux sections [37].....	50
Figure 31: Facteur de correction pour des câbles directement dans le sol ou dans des conduits dans des sols de résistivité différente de 2,5 k.m/w à appliquer aux valeurs des courants admissibles [36]	51
Figure 32: Facteurs de correction pour des températures du sol différentes de 20 °C à appliquer aux valeurs Des courants admissibles pour des câbles dans des conduits enterrés [36]	52

Figure 33: Facteurs de correction de groupement de plusieurs circuits, câble directement enterré [36]	52
Figure 34:Présentation logiciel PVSYST	53
Figure 35:Coordonnées géographiques du site d'AFRA	54
Figure 36: Site insérer avec succès	54
Figure 37:Orientation des panneaux	55
Figure 38:Choix du module PV et onduleur	56
Figure 39:Résultats de la simulation	56
Figure 40:Coordonnées géographique AFRA	58
Figure 41:Architecture du système	58
Figure 42:Spécifications techniques du module PV	59
Figure 43:La variation de l'irradiation solaire moyenne et journalière	60
Figure 44:Spécifications techniques d'onduleur	61
Figure 45:Spécifications techniques du générateur diesel	61
Figure 46:schéma synoptique site AFRA	62
Figure 47: Productions normalisées	65
Figure 48: L'indice de performance	66
Figure 49: Bilan de l'énergie	67
Figure 50: Diagramme des pertes sur l'année entière	68
Figure 51:Diagramme d'Entrée/Sortie journalier	69
Figure 52: Distribution de la puissance à la sortie du système PV	70
Figure 53: Détails de la charge du système	70
Figure 54:Résultats d'optimisation du système	71
Figure 55: Résultat optimal pour le système PV	71
Figure 56:L'énergie solaire global	72
Figure 57: Production électrique totale mensuelle Détails des composants du système	72
Figure 58:Profil de charge annuel	73
Figure 59:Profil de charge journalier, suivant les saisons	73
Figure 60:Indications puissance de l'onduleur	74
Figure 61:La puissance d'entrée du convertisseur	74
Figure 62:La puissance de sortie du convertisseur	75
Figure 63:Indications puissance du générateur diesel	75
Figure 64:Indications puissance du générateur photovoltaïque	76
Figure 65:Résumé des coûts sans PV	77
Figure 66 : Résumé des coûts avec PV	78
Figure 67:Résumé des coûts avec PV/batterie	80

Liste des tableaux

Tableau 1:Technologie des cellules PV [8, 9,10].....	9
Tableau 2:Rendement des différents types de cellule	10
Tableau 3:Les centrales dans le nord de L'Algérie	16
Tableau 4:les centrales dans le sud de l'Algérie.....	17
Tableau 5: classification des SEH par gamme de puissance	24
Tableau 6: Irradiation mensuelle et l'énergie moyenne journalière d'AFRA	40
Tableau 7: Emission des gaz polluants.....	76
Tableau 8: résumé des couts et de la consommation en fuel de système GD	77
Tableau 9:résumé des couts et de la consommation en fuel de système GD + PV	79
Tableau 10: résumé des couts et de la consommation en fuel de système GD + PV + Batteries.....	80
Tableau 11: Comparaison des différentes configurations	81

Remerciements
Dédicace
Résumé
Nomenclatures
Abréviations
Liste des figures
Liste des tableaux

Table des matières

Introduction générale..... 1

Chapitre I : Etude bibliographique

Introduction 3

I. Energie solaire 3

 I.1 Rayonnement solaire 4

 I.2 Spectre du rayonnement 5

II. Solaire photovoltaïque..... 6

 II.1 Définition..... 6

 II.2 Historique 6

 II.3 Effet photovoltaïque 7

 II.3.1 Principe de l'effet photovoltaïque 7

 II.3.2 Cellule photovoltaïque..... 7

 II.4 Conversion d'énergie photovoltaïque..... 8

 II.4.1 Semi-conducteur..... 8

 II.4.2 Principe de conversion 8

 II.5 Technologie et rendement des cellules PV 9

 II.5.1 Rendement des cellules 9

 II.6 Module photovoltaïque..... 10

 II.6.1 Caractéristiques d'un module 11

 II.7 Générateur photovoltaïque 11

 II.7.1 Protection classique d'un générateur photovoltaïque 12

 II.8 Secteur d'applications d'énergies photovoltaïques 13

 II.9 Modes d'exploitation des systèmes photovoltaïques..... 13

 II.9.1 Système PV autonome..... 14

 II.9.2 Système PV connecter au réseau 14

 II.9.3 Système PV hybride 15

 II.10 Energie photovoltaïque en Algérie..... 16

II.10.1 Centrales photovoltaïques en l'Algérie :	16
II.11 Avantages et inconvénients d'une installation photovoltaïque	17
III. Groupe électrogène.....	18
III.1 Principe de fonctionnement.....	18
III.2 Principaux composants d'un groupe électrogène	18
III.2.1 Moteur thermique diesel.....	19
III.2.2 Alternateur.....	19
III.2.3 Accessoires du groupe électrogène.....	19
III.3 Avantages et inconvénients du groupe électrogène.....	20
Conclusion.....	21

Chapitre II : Etat de l'art sur les diverses solutions technologiques des systèmes d'énergie hybride photovoltaïque

Introduction	23
I. Système hybride	23
I.1 Définition.....	23
I.2 But d'un système hybride.....	23
I.3 Classification [20]	24
I.3.1 Régime du fonctionnement.....	24
I.3.2 Structure du système hybride	25
I.4 Etude des systèmes hybride.....	25
I.4.1 Critère d'optimisation du système hybride.....	26
I.4.2 Logiciels pour l'étude des système hybride	26
I.5 Description des composants du système hybride	26
I.5.1 Générateurs photovoltaïques	26
I.5.2 Générateur éolien.....	27
I.5.3 Générateur diesel.....	27
I.5.4 Systèmes de stockage	28
I.5.5 Système de supervision	28
I.5.6 Convertisseurs	29
I.5.7 Charges.....	29
II. Technologies des systèmes d'énergie hybride photovoltaïque.....	30
II.1 Système d'énergie hybride sans stockage	30
II.1.1 Système hybride photovoltaïque/ source renouvelable	30
II.1.2 Système hybride photovoltaïque/diesel	30
II.1.3 Système hybride photovoltaïque/éolien/diesel	31
II.2 Système d'énergie hybride avec stockage.....	31
II.2.1 Système hybride photovoltaïque/batteries.....	31

II.2.2	Système hybride photovoltaïque/éolien/batteries	32
III.	Différents types de configurations des systèmes hybrides PV/GE.....	32
III.1	Configuration PV/GE série.....	32
III.2	Configuration PV/GE parallèle	33
III.3	Configuration PV/GE commutée	34
III.4	Concept Flexy Energy	35
Conclusion.....		36
Chapitre III : dimensionnement d'un système solaire hybride photovoltaïque diesel à l'aide du logiciel PVsyst et HOMER		
Introduction		38
I.	Objectif de l'étude	38
II.	Présentation SKTM [33].....	38
II.1	Définition de SKTM.....	38
II.2	Objectifs de SKTM	38
II.3	Principale tâche de SKTM.....	39
II.4	Réalisations et perspectives	39
III.	Présentation de la région d'AFRA	40
III.1	Coordonnées géographiques.....	40
III.2	Donnés du site	40
III.3	Potentiel solaire du site.....	40
IV.	Dimensionnement du champ photovoltaïques.....	41
IV.1	Dimensionnement des panneaux PV	41
IV.2	Dimensionnement du parc batteries	43
IV.3	Dimensionnement du régulateur.....	43
IV.4	Dimensionnement d'onduleur	44
IV.5	Dimensionnement des câbles	44
IV.6	Dimensionnement du fusible.....	45
V.	Dimensionnement du générateur diesel.....	46
VI.	Applications numériques.....	46
VII.	Présentation PVSYST	53
VIII.	Etape de la simulation d'un système PV sous PVSYST	53
VIII.1	Désignation du projet	53
VIII.2	Orientation des panneaux	54
VIII.3	Choix des composants module PV et onduleur	55
IX.	Présentation du logiciel HOMER.....	57
X.	Etape de simulation HOMER.....	57
X.1	Position du site	58

X.2	Configuration du système.....	58
X.3	Configurations des éléments du système.....	59
X.3.1	Module PV	59
X.3.2	Caractéristique de l'onduleur	60
X.3.3	Choix du générateur	61
XI.	Schéma unifilaire du site dimensionné.....	62
	Conclusion.....	63

Chapitre IV : Interprétation et discussion des résultats

	Introduction	65
I.	Résultats PVsyst.....	65
I.1	Evaluations des productions normalisées.....	65
I.2	Indice de performance	65
I.3	Bilan énergétique.....	66
I.4	Diagramme des pertes sur l'année entière	68
I.5	Diagramme d'Entrée / Sortie journalier	69
I.6	Puissance à la sortie du système.....	69
II.	Résultats Homer	70
II.1	Charge	70
II.2	Energie solaire globale	72
II.3	Production du champ PV et consommation	72
II.4	Détails des composants	73
II.4.1	Détails de la charge	73
II.4.2	Détails du convertisseur	74
II.4.3	Détails du générateur diesel.....	75
II.4.4	Détails du générateur photovoltaïque.....	75
II.5	Evaluation environnementale	76
II.6	Evaluation économique	77
II.6.1	Centrale diesel seul (sans hybridation).....	77
II.6.2	Centrale hybride PV/diesel.....	78
II.6.3	Centrale hybride PV/diesel/batterie.....	79
	Conclusion.....	82
	Conclusion générale	83
	Perspective d'avenir	84
	Bibliographie.....	85
	Annexes.....	88

Introduction générale

La production d'énergie est un défi de grande importance pour les années à venir, où l'objectif du monde entier est de répondre à la demande énergétique qui ne cesse pas d'accroître. Cette augmentation rapide se reflète en réalité avec la croissance du prix des carburants qui représente la source première primordial de l'énergie. Face à ce défi et au risque évident de l'épuisement et pénurie des réserves mondiale du pétrole et du combustible fossile puis leurs effets sur le changement climatique, le recours et l'engagement à d'autre type de ressource d'énergie dite renouvelable est l'alternative inévitable pour le progrès de l'humanité.

Parmi toutes les énergies renouvelables possible (biomasse, éolienne, hydraulique...), l'énergie solaire plus précisément le photovoltaïque est parmi les formes d'énergie importante au monde et en Algérie en particulier surtout avec la situation géographique du pays qui favorise son potentiel et gisement solaire. Elle est considérée comme l'énergie de l'avenir même si elle ne permet pas de remplacer complètement l'énergie conventionnelle, elle participe à une réduction significative de l'utilisation de combustible fossile ainsi qu'à la transition énergétique.

La combinaison du solaire photovoltaïque avec une énergie non renouvelable tel que celle générée par les groupes diesels permet d'optimiser techniquement et économiquement les systèmes de production électrique.

Un tel système hybride présente l'avantage de limiter le problème des fluctuations d'un système pur photovoltaïque et provient un choix remarquable pour pallier aux problèmes d'alimentation des sites isolés qui est le cas de notre présente étude.

C'est dans ce contexte général que s'inscrit notre thème intitulé « **la contribution à l'étude et à la conception d'une centrale hybride solaire photovoltaïque-diesel pour alimentation en énergie des sites isolés** ».

La présentation de ce manuscrit s'articule autour de quatre chapitres :

- D'après et après cette introduction, le premier chapitre est consacré pour une étude bibliographique sur l'énergie photovoltaïque et les groupes électrogènes.
- Par la suite, le deuxième chapitre est consacré à un état de l'art sur les diverses solutions technologiques des systèmes d'énergie hybride photovoltaïque en présentant les configurations possibles du système hybride qu'on souhaite le dimensionner.
- Dans le troisième chapitre, on entame le dimensionnement d'une centrale hybride solaire photovoltaïque-diesel à l'aide de deux logiciels PVsyst et HOMER Pro.
- En fin, le dernier chapitre sera dédié aux interprétations et discussion des résultats.

Chapitre I

Etude bibliographique

Introduction

L'exploitation rationnelle de l'électricité solaire peut satisfaire largement les besoins et la demande énergétique, c'est une alternative intelligente permanente d'une source vitale qui pourrait nous libérer de la dépendance des énergies conventionnelles grâce à sa fiabilité et son fonctionnement performant.

Aujourd'hui, le solaire photovoltaïque est en plein développement, il a marqué son empreinte et sa place primordiale dans le monde, c'est un système très simple et efficace, fortement appropriée pour toute intégration. Cela n'empêche pas que les systèmes de secours tel que les groupes électrogènes sont toujours indispensables, en raison des perturbations dues à une forte variabilité de la demande de la charge.

Dans ce premier chapitre nous avons fait appel à quelque notion de base sur l'énergie solaire photovoltaïque. Cela nous a permis d'expliquer son principe de fonctionnement, les technologies récentes des photopiles et les applications de l'électricité photovoltaïque. Et pour finir le chapitre, nous avons introduit une brève étude bibliographique sur le groupe électrogène en introduisant son principe de fonctionnement et ces principaux composants.

I. Energie solaire

L'énergie solaire est une énergie de source renouvelable inépuisable considérée 100% verte car sa production n'émet pas de gaz à effet de serre. Elle est dépendante des rayons lumineux issus du soleil. L'énergie de ces rayons est portée par les photons étant donnée par la relation ci-dessous :

$$E = \frac{h \cdot C}{\lambda} \quad (1)$$

Avec :

h : La constante de Planck ;

C : La vitesse de la lumière ;

λ : Longueur d'onde en (μm).

La valeur de cette énergie en électron volt est :

$$E = \frac{1.24}{\lambda} \quad (2)$$

Cette énergie est récupérée et transformé soit en électricité à l'aide des panneaux photovoltaïques, soit en chaleur à l'aide des capteurs thermique.

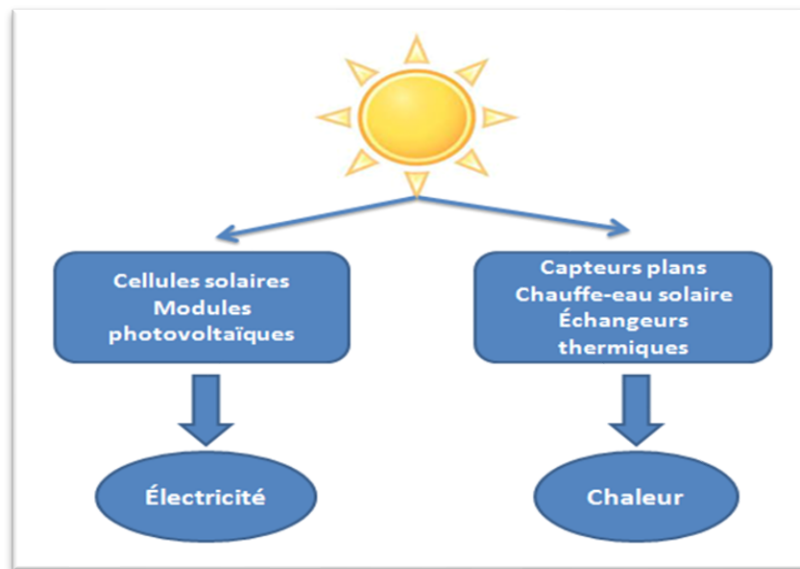


Figure 1: Types d'énergie solaire

I.1 Rayonnement solaire

Le rayonnement solaire est la matière première de l'énergie solaire. C'est une propagation d'une onde de longueur qui varie entre 0,2 et 4 μ m sans la nécessité d'un support physique pour se déplacer, il arrive au sol après la perte d'une grande partie de son intensité, à cause d'une partie de l'ultraviolet, qui s'absorbent [1]. On distingue quatre types du rayonnement :

- **Le rayonnement direct** : est reçu directement du soleil, sans diffusion par l'atmosphère.
- **Le rayonnement diffus** : est constitué par la lumière diffusée par l'atmosphère
- **Le rayonnement solaire réfléchi** : où l'albédo du sol est le rayonnement qui est réfléchi par le sol ou par des objets se trouvant à sa surface.
- **Le rayonnement global** : est la somme de tous les rayonnements reçus, y compris le rayonnement réfléchi.

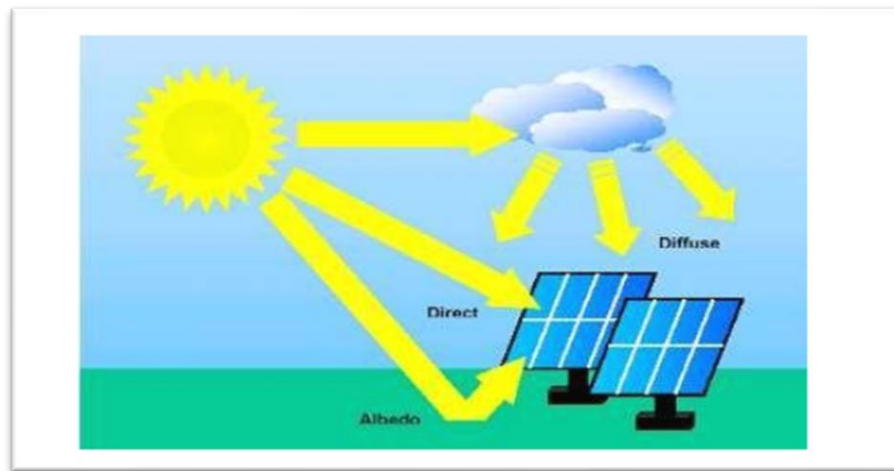


Figure 2: Composante du rayonnement global sur un plan horizontal [1]

I.2 Spectre du rayonnement

Le rayonnement ou spectre solaire est comparable à celui d'un corps noir à une température de 5800 K, il est compris dans une bande de longueur d'onde variant de 0,22 à 10 μm et se décompose approximativement sur 3 bandes [2] :

- 9% dans la bande des Ultraviolets ($< 0,4\mu\text{m}$)
- 47% dans la bande visible (0,4 à 0,8 μm)
- 44% dans la bande des infrarouges ($> 0,8\mu\text{m}$)

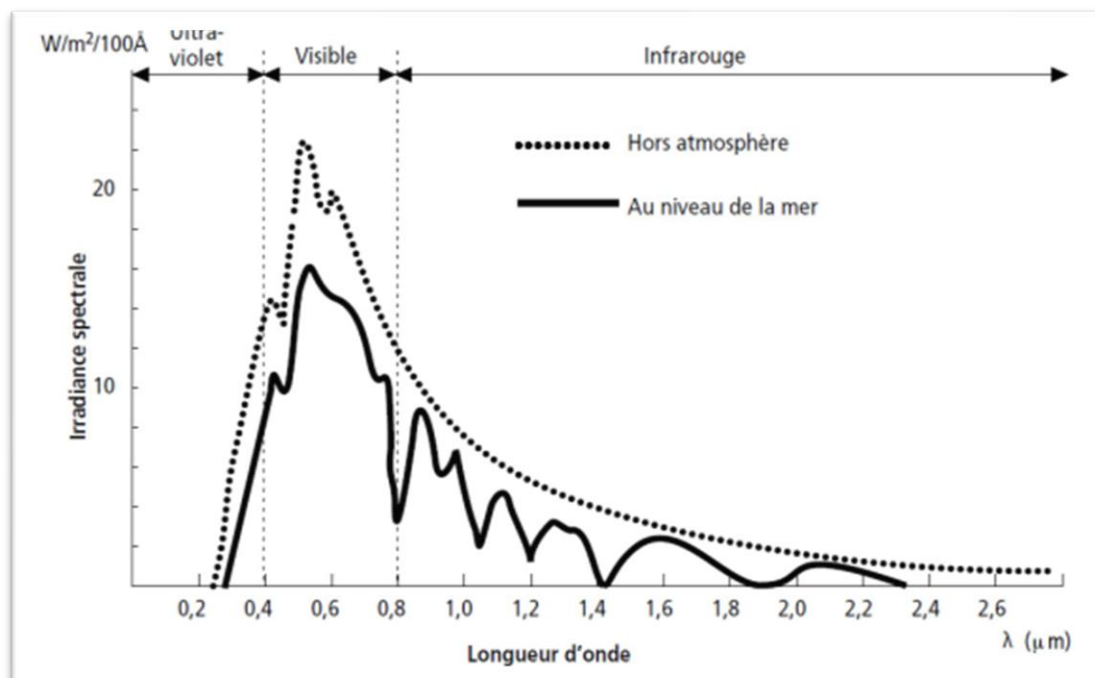


Figure 3: Analyse spectrale du rayonnement solaire [3]

II. Solaire photovoltaïque

II.1 Définition

L'énergie solaire photovoltaïque désigne la conversion directe d'une partie du rayonnement solaire (énergie lumineuse) en électricité à travers un matériau semi-conducteur notamment le silicium, ce matériau constitue les cellules photovoltaïques. L'ensemble des cellules reliées entre elles forment le module photovoltaïque.

L'association de plusieurs panneaux donne lieu à une installation (champ) photovoltaïque qui alimente un réseau de distribution électrique.

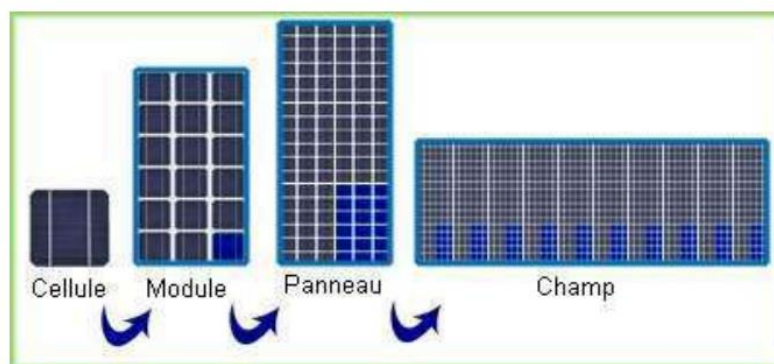


Figure 4: Cycle photovoltaïque [4]

II.2 Historique

Les systèmes photovoltaïques sont utilisés depuis 40 ans. Les applications ont commencé avec le programme spatial pour la transmission radio des satellites. Elles se sont poursuivies avec les balises en mer et l'équipement de sites isolés dans tous les pays du monde, en utilisant les batteries pour stocker l'énergie électrique pendant les heures sans soleil [5].

- **En 1839** : le physicien français Edmond Becquerel a découvert le processus de l'utilisation de l'ensoleillement pour produire du courant électrique dans un matériau solide. C'est l'effet photovoltaïque.
- **En 1875** : Werner Von Siemens a exposé devant l'Académie des Sciences de Berlin un article sur l'effet photovoltaïque dans les semi-conducteurs. Mais jusqu'à la Seconde Guerre Mondiale, le phénomène reste encore une curiosité de laboratoire
- **En 1954** : trois chercheurs américains, Chapin, Pearson et Prince, ont mis au point une cellule photovoltaïque à haut rendement au moment où l'industrie spatiale naissante cherche des solutions nouvelles pour alimenter ses satellites.
- **En 1958** : une cellule avec un rendement de 9% est mise au point. Les premiers satellites alimentés par des cellules solaires sont envoyés dans l'espace.

- **En 1973** : la première maison alimentée par des cellules photovoltaïques est construite à l'Université de Delaware USA (à New York)
- **En 1983** : la première voiture alimentée par un module ou panneaux photovoltaïque parcourt une distance de 400 Km en Australie.

II.3 Effet photovoltaïque

II.3.1 Principe de l'effet photovoltaïque

L'effet photovoltaïque est un phénomène physique qui désigne le processus par lequel une force électromotrice s'établit dès le premier contact des photons avec la surface du matériau semi-conducteur. Selon Einstein, la collision entre les photons et les atomes dont le matériau est formé pouvait faire sortir les électrons de leurs orbites permettant la création d'un courant électrique [6].

II.3.2 Cellule photovoltaïque

La cellule solaire ou encore photopile est le plus petit composant électronique d'une installation PV qui produit du courant électrique en continu grâce à l'effet photovoltaïque [7]. Les cellules photovoltaïques sont constituées :

- D'une fine couche d'un matériau semi-conducteur tel que le silicium.
- D'une couche antireflet permettant une pénétration maximale des rayons solaires.
- D'une grille conductrice sur le dessus (cathode) et d'un métal conducteur sur le dessous (anode).
- Les plus récentes possèdent même une nouvelle combinaison de multicouches réfléchissantes justes en dessous du semi-conducteur, permettant à la lumière de rebondir plus longtemps dans celui-ci pour améliorer le rendement.

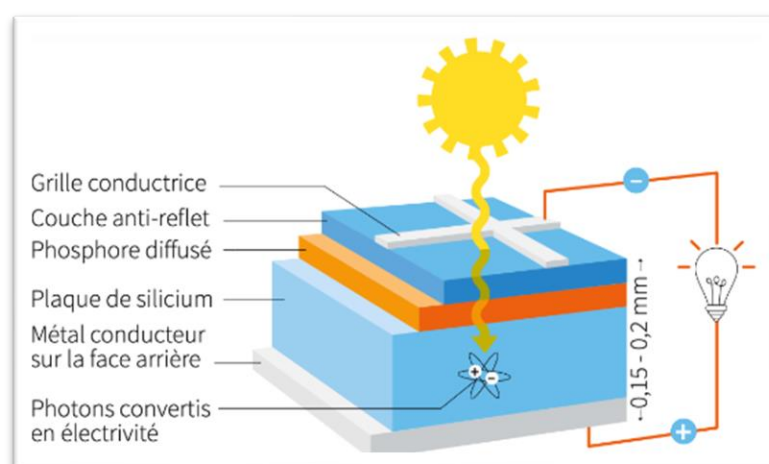


Figure 5: Constitution d'une cellule PV [13]

II.4 Conversion d'énergie photovoltaïque

II.4.1 Semi-conducteur

Le semi-conducteur est un composé chimique solide non cristallin et non conducteur à l'état pur mais susceptible à conduire l'électricité dans certaines conditions tel que le dopage afin d'améliorer sa conductivité. Commercialement, le silicium est le plus utilisé par rapport à ses bonnes propriétés physique et de son coût de mise en œuvre économique.

II.4.2 Principe de conversion

Le fonctionnement de la cellule photovoltaïque est fondé sur les propriétés modifiées de semi-conducteurs en introduisant des atomes étrangers dans le but d'augmenter le nombre de porteurs libres.

La cellule solaire est réalisée à partir de deux couches de silicium, une dopée P (Positif) au bore et l'autre dopée N (Négatif) au phosphore créant ainsi une jonction P-N avec une barrière de potentiel. Après l'absorption des photons au sein du matériau semi-conducteur, ils transfèrent de l'énergie aux atomes de la jonction PN de telle sorte que ces électrons créent des paires électron-trou. Ceci permet de créer une différence de potentiel mesurable entre les connexions des bornes positives et négatives de la cellule.[5]

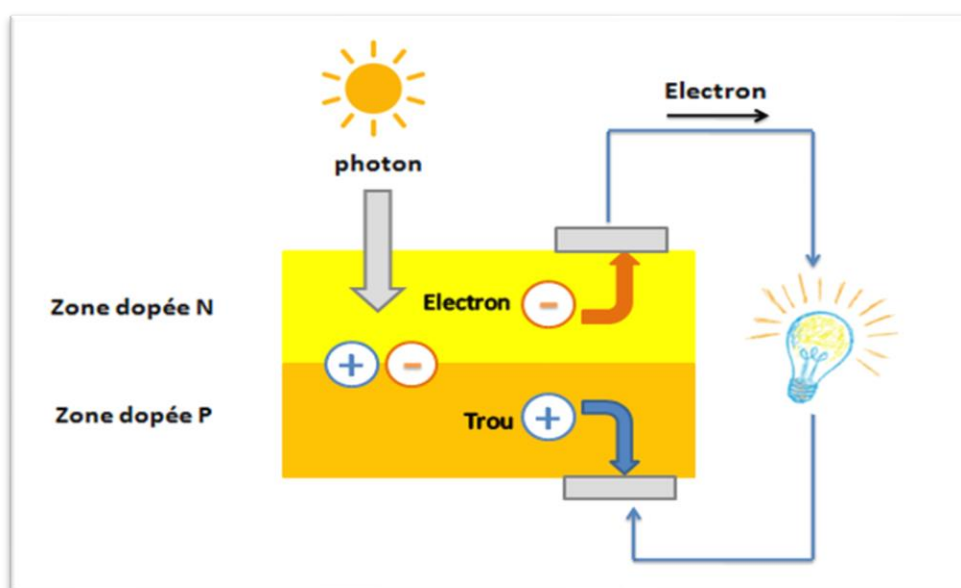


Figure 6: Principe de conversion d'une cellule PV

II.5 Technologie et rendement des cellules PV

Le tableau ci-dessous résume les trois technologies des cellules PV :


Matériau	Silicium monocristallin	Silicium polycristallin	Amorphe
			
Longévité	20 à 30 ans	20 à 30 ans	15 à 25 ans
Caractéristiques	<ul style="list-style-type: none"> • Forme de plaquettes rondes, carrées ou pseudo- carrées de surface bleu-gris uniforme. 	<ul style="list-style-type: none"> • Un éclat brillant nacré bleu-gris (multicolore) 	<ul style="list-style-type: none"> • Surface uniformément sombre.
Utilisations	<ul style="list-style-type: none"> • Aérospatiale, module pour toits, façades... 	<ul style="list-style-type: none"> • Module pour toits, façades, générateurs... 	<ul style="list-style-type: none"> • Appareille électroniques (montres, calculatrices...), intégration dans le bâtiment.
Avantages	<ul style="list-style-type: none"> • Très performant ; • Stabilité de production. 	<ul style="list-style-type: none"> • Adapté à la production à grande échelle ; • Nécessite moins d'énergie. 	<ul style="list-style-type: none"> • Fonctionnement avec un éclairage faible ; • Moins coûteux que les autres technologies.
Inconvénients	<ul style="list-style-type: none"> • Méthode de production laborieuse difficile ; • Processus de production très cher. 	<ul style="list-style-type: none"> • Rendement faible sous un faible éclairage ; • Reste moins esthétique que le modèle monocristallin. 	<ul style="list-style-type: none"> • Rendement faible en plein soleil ; • Performance diminue sensiblement avec le temps.

Tableau 1: Technologie des cellules PV [8, 9,10]

II.5.1 Rendement des cellules

Le tableau suivant (tableau 02) représente le rendement des différents types des cellules.

Technologie de cellule	Rendement de production	Rendement en laboratoire
Silicium monocristallin (m-Si)	12 à 18 %	24,7 %
Silicium polycristallin (p-Si)	11 à 15%	19,8%
Silicium amorphe (a-Si)	5 à 8%	13%

Tableau 2: Rendement des différents types de cellule

Ce rendement est calculé selon la formule suivante :

$$\eta_{STC} = \frac{p_m}{E_{STC} * S_{cellule}} \quad (3)$$

Avec :

η_{STC} : Rendement de la cellule photovoltaïque ;

p_m : Puissance produite par le générateur PV ;

E_{STC} : Éclairement absorbé par la cellule ;

$S_{cellule}$: Surface de la cellule [m²].

II.6 Module photovoltaïque

Les puissances demandées par les charges couramment utilisées nécessitent conjointement des tensions supérieures à ceux que peuvent fournir les cellules élémentaires, il faut donc envisager des groupements. Pour cela les cellules sont assemblées pour former un module. Les connections en série de plusieurs cellules augmentent la tension pour un même courant, tandis que la mise en parallèle accroît le courant en conservant la même tension. Un module photovoltaïque se compose généralement d'un circuit de 36 cellules en série, protégées de l'humidité par un capsulage de verre et de plastique. L'ensemble est ensuite muni d'un cadre et d'une boîte de jonction électrique. [11]



Figure 7: Module photovoltaïque

II.6.1 Caractéristiques d'un module

Le module photovoltaïque est caractérisé par les paramètres suivants :

P_c : Puissance crête, c'est la puissance maximum que peut fournir le module dans les conditions standard (25°C et un éclairement de $1000\text{W}/\text{m}^2$) ;

V_{co} : Tension à vide, c'est la tension à circuit ouvert en absence de tout courant.

I_{cc} : Courant débité par le module en court-circuit ;

U_m et I_m : Valeurs optimales de tension et du courant ;

η_{max} : Rapport entre la puissance optimale à la puissance d'irradiation incidente ;

FF : Facteur de forme, c'est le rapport entre la puissance optimale P_m et la puissance maximale que peut avoir la cellule : V_{co} et I_{cc} .

II.7 Générateur photovoltaïque

L'interconnexion des modules photovoltaïques entre eux, en série et/ou en parallèle forme le panneau photovoltaïque et donc définit la notion du générateur photovoltaïque. Cette association permet d'augmenter la tension ou le courant et donc la génération des grandes puissances de quelques KW à quelques MW.



Figure 8: Générateur photovoltaïque [14]

Le système le plus adapté pour les modules photovoltaïques du commerce est celui avec une association en série. Au niveau des cellules, la surface devient de plus en plus importante et donc la valeur du courant s'augmente proportionnellement tandis que la tension reste toujours faible.

Par ailleurs au niveau de l'ensemble, l'association série permet d'augmenter la tension du générateur photovoltaïque ce qui implique un accroissement de puissance selon la formule suivante qui représente les caractéristiques électriques d'une association en série pour n_s cellules :

$$V_{co} = n_s * V_{co} \quad (4)$$

$$I_{cc} = I_{cc(ns)} \quad (5)$$

Cela n'empêche pas que l'association en parallèle est possible et permet accroître le courant de sortie du générateur pendant que la valeur de tension reste identique et constante. L'équation suivante résume à son tour les caractéristiques électriques d'une association parallèle de n_p cellules :

$$I_{cc} = n_p * I_{cc} \quad (6)$$

$$V_{co} = V_{co(np)} \quad (7)$$

II.7.1 Protection classique d'un générateur photovoltaïque

Afin d'augmenter la durée de vie d'une installation photovoltaïque et dans le but d'éviter les pannes et les dommages dues à l'association des cellules et de leur fonctionnement, il faut tout d'abord

assurer la protection électrique de ces installations. Il existe deux types de production notamment utilisées actuellement [12] :

- **Diode anti-retour** : c'est une diode montée en série empêche le courant d'aller dans le sens inverse dans le cas de connexion en parallèle de module PV.
- **Diode by-pass** : limite la tension négative et protège le panneau (Hotspot), limite la perte des puissances due à l'effet d'ombrage, elle ne conduit qu'en cas de déséquilibre lors de la mise en série de module PV.

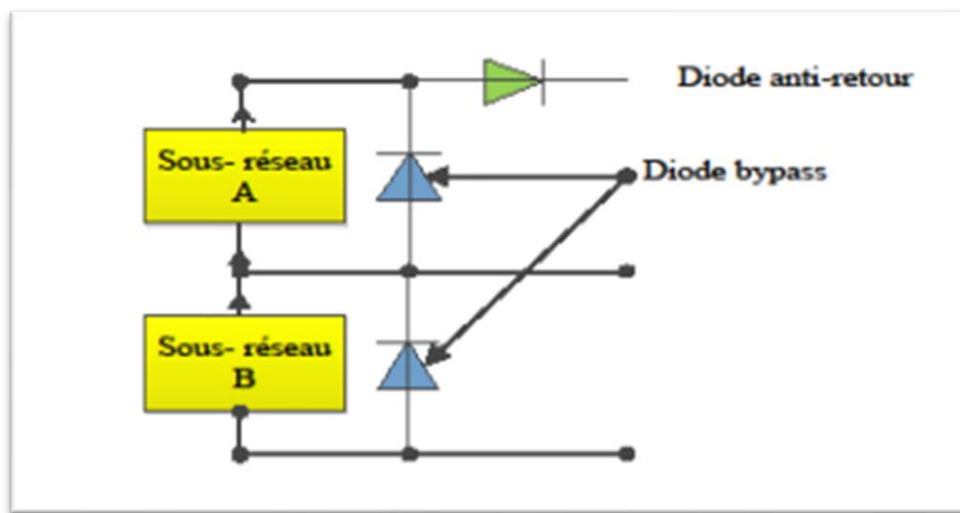


Figure 9: Schématisation d'un GPV élémentaire avec diodes by-pass et diode anti-retour [12]

II.8 Secteur d'applications d'énergies photovoltaïques

Malgré le développement timide des pays vers l'utilisation des énergies renouvelables, le solaire photovoltaïque est largement adapté dans plusieurs domaines et gammes d'application tels que :

- Domaine spatial : satellite, navettes...
- Télécommunications : Relais hertzien, relais T.V, relais radiotéléphone...
- Électrification rurale : Éclairage, réfrigération...
- Sites isolés : pompage d'eau, irrigation...
- Domaine du transport : signalisation lumineuse routière et ferroviaire.
- Protection : commande de vannes de sécurité, système d'alarme...
- Stations de mesures : Stations automatiques météorologiques, mesures de débit, de niveau, comptage de trafic...

II.9 Modes d'exploitation des systèmes photovoltaïques

On distingue trois types d'utilisation des systèmes PV :

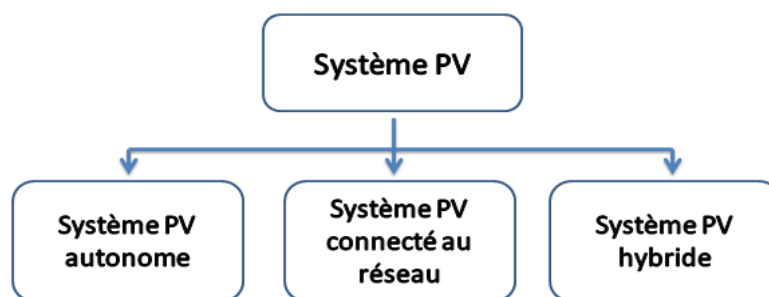


Figure 10: Types des systèmes PV

II.9.1 Système PV autonome

Une installation photovoltaïque est dite autonome - ou isolée – lorsqu'elle n'est pas reliée au réseau de distribution et qu'elle ne dépend que de l'énergie solaire pour répondre aux besoins en électricité. Le système PV permet de fournir un courant électrique aux régions isolées soit pour une utilisation immédiate (pompage de l'eau...) soit pour stocker et emmagasiner cette énergie au sein des accumulateurs et des batteries performantes servant la nuit où lors du faible rayonnement solaire pour d'autres applications tel que l'éclairage. C'est l'alternatif et la solution d'alimentation classique la plus économique.

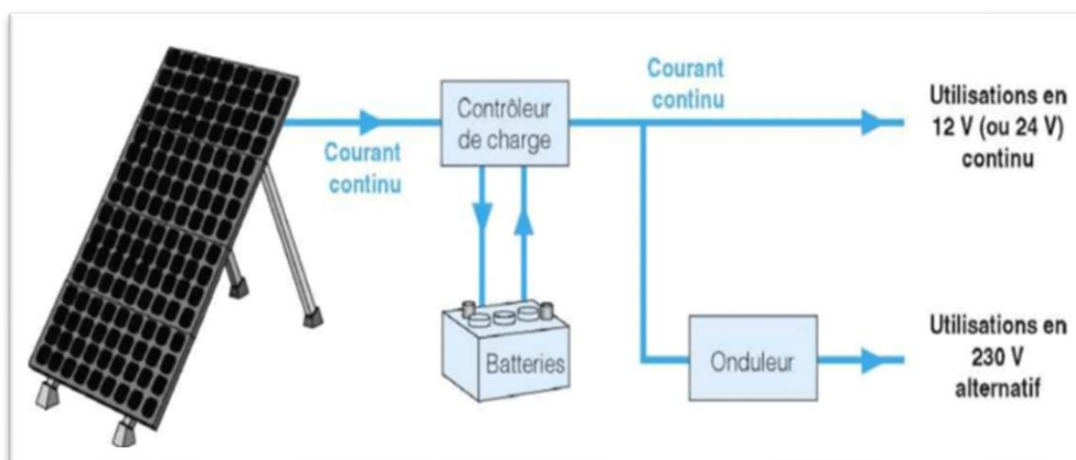


Figure 11: Système PV autonome avec stockage [40]

II.9.2 Système PV connecter au réseau

Un système photovoltaïque est dit raccordé au réseau lorsqu'il y a une interconnexion parallèle entre l'installation PV et le réseau électrique. Les panneaux photovoltaïques sont montés en série sous forme des strings connectés à un onduleur qui représente l'élément de base de l'installation. Il transforme le courant continu en sortie des générateurs photovoltaïques en courant alternatif injectés au réseau pour satisfaire les besoins des consommateurs.

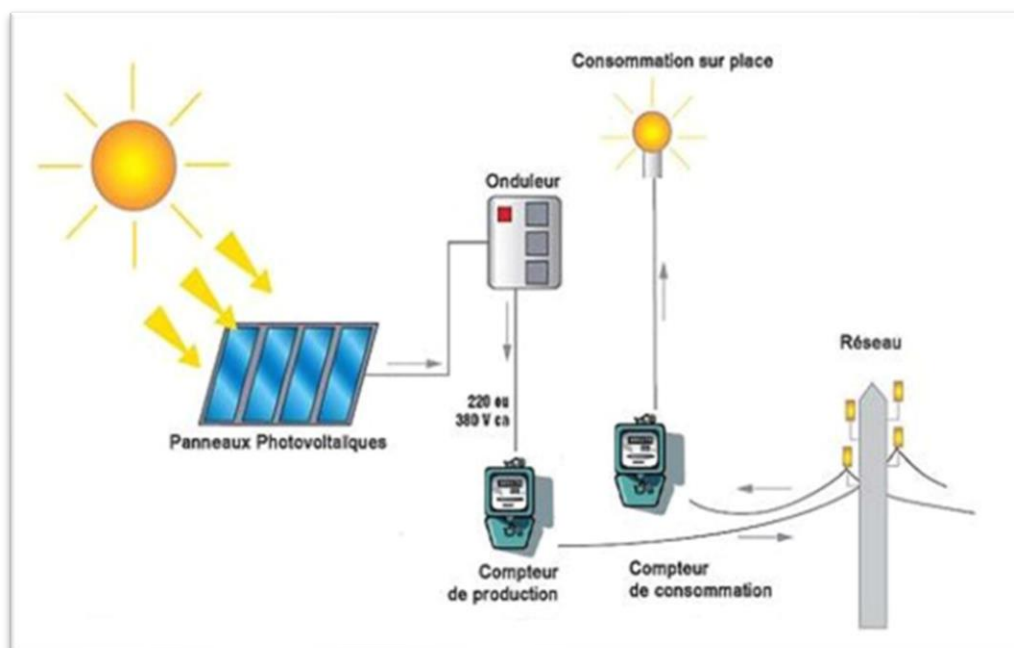


Figure 12: Système PV raccordé au réseau [26]

II.9.3 Système PV hybride

Un système photovoltaïque hybride consiste à la combinaison entre plus qu'une source d'électricité soit passive dite renouvelable (hydraulique, éolienne...) soit active dite fossiles (diesel, générateur thermique...).

Ce mode d'utilisation des systèmes photovoltaïque est beaucoup plus utilisé pour l'électrification des sites isolés, où le choix de la technologie complémentaire dépend des caractéristiques météorologiques du site d'implantation dans le but de renforcer la source principale d'électricité alimentant le réseau.

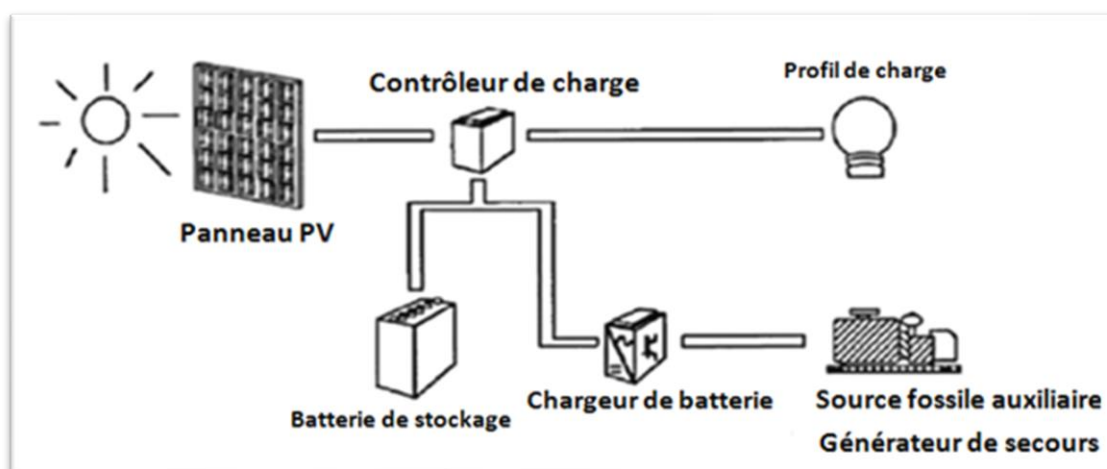


Figure 13: Système PV hybride [26]

II.10 Energie photovoltaïque en Algérie

Aux vues de sa localisation géographique, l'Algérie dispose d'un des gisements solaires 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). [15]

L'énergie reçue quotidiennement sur une surface horizontale de 1m² est de l'ordre de 5 KWh sur la majeure partie du territoire national, soit près de 1700KWh/m²/an au Nord et 2263 KWh/m²/An au Grand Sud. La production de l'énergie photovoltaïque est estimée à 14 MWh/An. [15]

II.10.1 Centrales photovoltaïques en l'Algérie :

Les tableaux suivants représentent les centrale PV dans le nord et le sud d'Algérie : [15]

Wilaya	Localité	Capacité installée en MW	Mise en service
Laghouat	El-khnag(I)	20	08/04/2016
Laghouat	El-khnag(I)	40	26/04/2017
Djelfa	Ain-El-Bel(I)	20	08/04/2016
Djelfa	Ain-El-Bel (II)	33	06/04/2017
Souk Ahras	Oued El Keberit	15	24/04/2016
NAAMA	SadratLeghzal	20	03/05/2016
SAIDA	Ain-Skhouna	30	05/05/2016
SIDI-BEL-ABBES	Telagh	12	29/09/2016
Elbayadh	Abide-sidi-chikhe	23	26/10/2016
M'SILA	Ain-el-melh	20	26/01/2017
BATNA	OUED El-Ma	02	16/01/2018

Tableau 3:Les centrales dans le nord de L'Algérie

Wilaya	Localité	Capacité installée en MW	Mise en service
Illizi	Djanet	03	19/02/2015
ADRAR	Adrar	20	28/10/2015

Adrar	Kaberten	03	13/10/2015
Tamanrasset	Tamanrasset	13	03/11/2015
Tindouf	Tindouf	09	14/12/2015
Adrar	Zaoietkounta	06	11/01/2016
Adrar	Reggan	05	28/01/2016
Adrar	Timimoun	09	07/02/2016
Tamanrasset	In-salah	05	11/02/2016
Adrar	Aoulef	05	07/03/2016
Lagouat	El-khnag	20	08/04/2016
Laghouat	El-khnag	40	26/04/2017
Ouargla	El-Hdijra	30	16/02/2017

Tableau 4: les centrales dans le sud de l'Algérie

II.11 Avantages et inconvénients d'une installation photovoltaïque

✓ Avantages

- Energie issue de la source renouvelable la plus abondante sur terre ;
- La technologie photovoltaïque présente des qualités sur le plan écologique puisqu'elle réduit les émissions de CO₂ ;
- Facile à assembler et à adapter au différent besoin énergétique ;
- Une installation facile ne requiert pratiquement aucune maintenance ;
- Facile à entretenir, réinstaller et changer de taille des panneaux photovoltaïque ;
- Une technologie très performante et d'une haute fiabilité ;
- Peut être intégrée de manière esthétique dans les bâtiments, n'entraîne aucune perturbation du milieu et aucune nuisance sonores.

× Inconvénients

- Coût d'investissement très élevé vu la fabrication de haute technologie du module ;
- Faible rendement de conversion du module (rendement d'une seule cellule ne dépasse 28% en laboratoire) ;
- Tributaire des conditions climatiques et météorologiques ;
- Le stockage de l'énergie électrique nécessite l'intégration des batteries qui sont d'un cout élevé ;
- L'exploitation des installations de grandes puissances nécessite des champs de grandes superficies.

III. Groupe électrogène

Depuis de nombreuses années, on utilise les groupes électrogènes dans les zones isolées pour s'approvisionner en énergie électrique. Le groupe électrogène ou autrement dit générateur diesel est une machine autonome qui produit de l'énergie électrique à partir d'une énergie conventionnelle notamment le gasoil. Il est constitué d'un moteur thermique, d'un alternateur et d'accessoires [16].

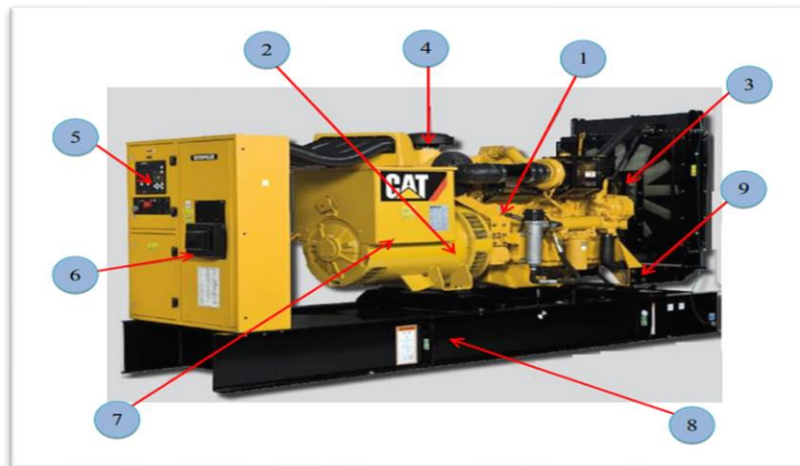


Figure 14: Groupe électrogène [17]

1. Moteur thermique diesel - 2. Alternateur - 3. Système de refroidissement - 4. Filtre à air - 5. Tableau de commande et de contrôle - 6. Disjoncteur - 7. Régulateur de tension (AVR) - 8. Châssis - 9. Dispositif de protection.

III.1 Principe de fonctionnement

Pour produire le courant, l'alternateur doit recevoir un mouvement rotatif de son arbre d'entraînement, ce mouvement est produit par un moteur thermique diesel qui transforme par combustion interne l'énergie d'un combustible en énergie mécanique.

Lorsque le moteur se met à tourner il entraîne avec lui l'alternateur. Ce dernier est constitué d'un rotor et d'un stator fixe composé d'un ensemble de 3 bobines. En tournant, le rotor crée un flux magnétique transformé en énergie électrique au niveau du stator.

III.2 Principaux composants d'un groupe électrogène

Un groupe électrogène est un appareil complexe composé de plusieurs éléments. Les principaux composants sont [18] :

III.2.1 Moteur thermique diesel

Le moteur thermique à combustion interne est un organe qui transforme l'énergie thermique produite par la combustion d'un carburant en énergie mécanique. Le moteur Diesel est un moteur à pistons qui fonctionne suivant le principe de l'auto-inflammation. La pression et la température au sein d'un tel moteur atteignent des niveaux si élevés que le carburant s'enflamme spontanément.

III.2.2 Alternateur

Les alternateurs triphasés sont la source primaire de toute l'énergie électrique que nous consommons. Ces machines constituent les plus gros convertisseurs d'énergie au monde. L'alternateur convertit une puissance mécanique, qu'il absorbe sous forme d'une rotation, en puissance électrique, qu'il délivre sous forme alternative, et ce au travers d'un principe simple et avec des rendements extrêmement importants puisque proches de 100 %. Les machines utilisées dans les groupes électrogènes sont ordinairement des machines synchrones auto-excités. Ce type de machine possède un induit fixe (stator), un inducteur mobile (rotor).

III.2.3 Accessoires du groupe électrogène

III.2.3.1 Système de contrôle / commande et détection des pannes

Pour commander et contrôler son fonctionnement, le groupe électrogène est équipé d'un système de contrôle / commande électronique spécialement conçu à cet effet. En fonction des besoins, divers coffrets peuvent être montés, en standard, sur le groupe. D'autres systèmes plus spécialisés peuvent être aménagés pour des installations spécifiques, auquel cas une documentation distincte est fournie.

- **Coffret de commande** : Il permet de démarrer et d'arrêter le groupe électrogène, en surveillant son fonctionnement et son rendement et aussi en arrêtant automatiquement le groupe électrogène en cas de survenue de situation critique. Afin d'éviter des dommages importants au niveau du moteur ou de l'alternateur.
- **Coffret de contrôle** : Il sert à surveiller en permanence le fonctionnement du groupe électrogène. Il détecte s'il y a des anomalies dans le fonctionnement du groupe et il sert aussi à surveiller la tension et le courant à la sortie de l'alternateur et à contrôler la fréquence du courant.

III.2.3.2 Tableau inverseur de source automatique

C'est un dispositif électrique installé dans le groupe électrogène lorsqu'il est destiné à fonctionner en secours. Sa fonction est de permuter l'alimentation de la charge au groupe électrogène lorsque le réseau d'alimentation est interrompu.



Figure 15: Inverseur de source [18]

III.2.3.3 Synchroscope

Il est généralement installé dans tous les groupes de grande puissance qui sont destinés à fonctionner en parallèle avec d'autres groupes électrogènes, ou lorsque le groupe est couplé au réseau d'alimentation. Sa fonction est d'emmener chaque phase de groupe en coïncidence avec chaque phase d'un autre ou plusieurs groupes ou avec le réseau à alimenter.

III.2.3.4 Batterie

C'est un accumulateur électrique dont le rôle est d'alimenter le démarreur du moteur en courant continu. Il sert aussi à alimenter quelques accessoires comme le moto-ventilateur.

III.2.3.5 Chargeur de batterie

C'est un redresseur du courant alternatif du groupe électrogène qui permet d'alimenter la batterie avec du courant redressé à la bonne tension.

III.3 Avantages et inconvénients du groupe électrogène

Avantages	Inconvénients
<ul style="list-style-type: none"> ▪ Coût d'investissement moins élevé ; ▪ Carburant plus rentable et moins inflammable ; ▪ Consommation plus faible ; ▪ Disponible 24 heures/24heures ; ▪ Plus grande durabilité. 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Coût d'exploitation élevé ; ▪ Emission de CO₂ ; ▪ Nuisance sonore ; ▪ Ne supporte pas l'humidité.

Conclusion

Dans ce chapitre nous avons fait une étude bibliographique sur l'effet photovoltaïque et le groupe électrogène.

Cela nous a permis d'explorer le principe de la conversion PV et appris que les cellules monocristallines ont le meilleur rendement par rapport aux autres technologies. Des modes d'exploitation ont été abordés pour mieux comprendre l'utilisation de ces installations photovoltaïques.

Puis, nous avons procédé à la description du générateur diesel et ses principaux composants. D'après ses avantages, on peut dire que le groupe électrogène est le principal fournisseur de l'énergie électrique et peut être considéré comme une source secours essentielles lors d'une défaillance du réseau de distribution publique.

Chapitre II

Etat de l'art sur les diverses solutions technologiques des Systèmes d'énergie hybride photovoltaïque

Introduction

Pour un développement durable, le recours à l'utilisation des systèmes énergétiques à sources d'énergies renouvelables est devenu indispensable.

Dans le cas d'un système à énergie solaire photovoltaïque, sa production dépend de la variabilité du rayonnement et par conséquent cette énergie ne peut subvenir et répondre seule aux besoins des pays. Pour cela, il est nécessaire d'hybrider ces installations solaires avec d'autres unités auxiliaires notamment à énergie conventionnelle.

Les solutions technologiques nouvelles proposées par les générateurs hybrides, même si elles sont très complexes comparativement aux solutions courantes mono-source, ils peuvent assurer une continuité d'énergie pendant les périodes d'insuffisance de rayonnement, bien qu'un intérêt évident considérable par leur flexibilité incomparable, leur souplesse de fonctionnement et leur prix de revient vraiment attractif.

Dans ce chapitre nous avons tous d'abord présentés un bref état de l'art sur les systèmes d'énergies hybrides, puis introduire quelques solutions technologiques hybrides à base du solaire photovoltaïque en fonction de stockage.

I. Système hybride

I.1 Définition

Un système d'énergie hybride est un système dynamique qui fait référence aux systèmes de génération d'énergie électrique multi-sources. Il s'agit de l'association des différentes sources renouvelables ou bien une combinaison avec des sources conventionnelles (générateur diesel, ...), différents éléments de stockage et différentes charges. Ils permettent l'amélioration des performances du système (rendement et durée de vie).

Les systèmes d'énergie hybride sont généralement autonomes par rapport aux grands réseaux interconnectés et sont souvent utilisés dans les régions isolées. Il est donc impératif d'associer un élément de stockage de type accumulateur électrochimique (batterie) ou hydrogène (pile à combustible) au système dans la mesure où la consommation et la production sont fortement découplées.

I.2 But d'un système hybride

Le but d'un système d'énergie hybride est de réduire les coûts des installations et minimiser les perturbations d'environnement.

Ce système assure un fonctionnement permanent et permet de produire le maximum d'énergie pour satisfaire la demande de la charge.

Le champ d'application des SEH est très large et par conséquent, il est difficile de classer ces systèmes. On peut néanmoins essayer de réaliser un classement par gamme de puissance [19].

Puissance du SEH [KW]	Application
Faible : < 5	Système autonome : station de télécommunication, pompage de l'eau...
Moyenne : 10-250	Micro réseau isolés : alimentation d'un village
Grande : > 500	Grand réseaux isolés (es : réseaux insulaire)

Tableau 5: classification des SEH par gamme de puissance

I.3 Classification [20]

Plusieurs classifications de systèmes hybrides sont réalisées selon le critère choisi. Dans la suite sont présentes les classifications les plus répandues.

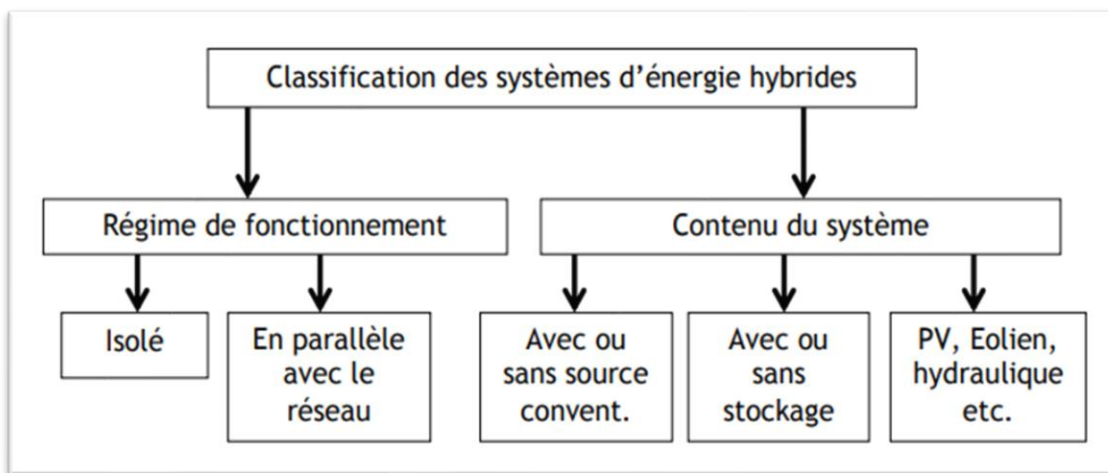


Figure 16: Classification des systèmes d'énergie hybride [20]

I.3.1 Régime du fonctionnement

Les systèmes hybrides peuvent être divisés en deux groupes. Dans le premier groupe, on trouve les systèmes hybrides, travaillant en parallèle avec le réseau électrique, appelés aussi connectés au réseau. Ces systèmes contribuent à satisfaire la charge du système électrique du pays. Les systèmes hybrides du deuxième groupe fonctionnent en régime isolé ou en mode autonome. Ils doivent répondre

aux besoins des consommateurs situés dans des sites éloignés du réseau électrique : refuges de montagne, îles, villages isolés, panneaux de signalisation routière etc...

I.3.2 Structure du système hybride

Trois critères peuvent être pris en compte dans le classement en fonction de la structure du système.

- Le premier critère est la présence ou non d'une source d'énergie classique. Cette source conventionnelle peut être un générateur diesel, une micro turbine à gaz, et dans le cas d'une étude du réseau électrique complet une centrale tout entière.
- Un second critère possible est la présence ou non d'un dispositif de stockage. La présence d'un stockage permet d'assurer une meilleure satisfaction des charges électriques pendant les périodes d'absence d'une ressource primaire à convertir en électricité. Les dispositifs de stockage peuvent être des batteries rechargeables, des électrolyseurs avec réservoirs d'hydrogène, des volants d'inertie, etc.
- La dernière classification possible est celle relative au type de sources d'énergie renouvelables utilisées. La structure du système peut contenir un système photovoltaïque, une éolienne, un convertisseur d'énergie hydraulique (centrales hydroélectrique ou utilisation des vagues) ou une combinaison de ces sources. Un critère important pour la sélection de la source utilisée est le potentiel énergétique disponible qui dépend de l'endroit d'installation du système hybride. Un autre facteur déterminant est le consommateur électrique alimenté. Son importance détermine le besoin d'une source supplémentaire, d'un dispositif de stockage et/ou d'une source conventionnelle etc.

I.4 Etude des systèmes hybride

L'étude générale des systèmes hybrides est classifiée selon les deux critères présentés dans le paragraphe suivant.

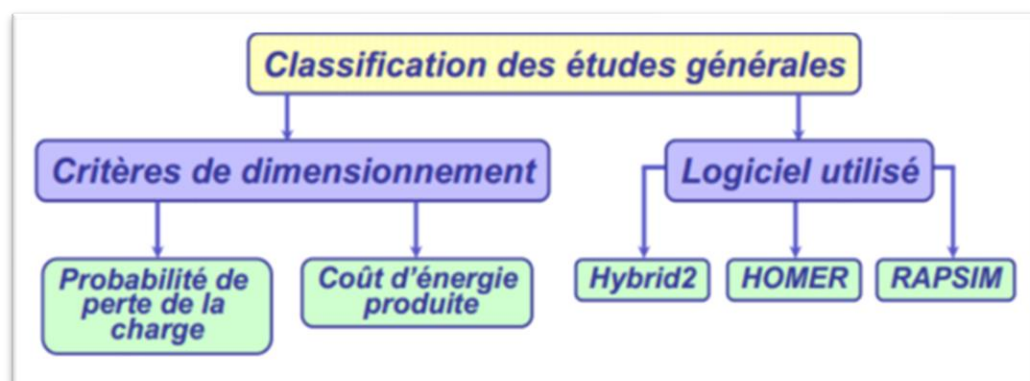


Figure 17: Classification des études générales [20]

I.4.1 Critère d'optimisation du système hybride

Différents critères sont utilisés pour optimiser les systèmes en fonction du site d'installation. Les critères les plus fréquemment utilisés sont :

I.4.1.1 Probabilité de perte de la charge

Ou la probabilité de perte d'approvisionnement, ces deux critères sont univoques et rendent compte du rapport énergie non satisfaite et énergie totale consommée sur la période d'étude choisie.

I.4.1.2 Coût d'énergie produite

Diverses approches sont utilisées pour le calcul du coût :il dépend de l'énergie demandée par le consommateur, du coût d'investissement initial pour l'achat des composants du système, du coût de leur installation, du coût de maintenance et de remplacement (pour les éléments qui ont une vie d'exploitation plus courte que celle de l'élément qui définit la vie d'exploitation du système hybride) etc.

I.4.2 Logiciels pour l'étude des système hybride

Il existe plusieurs logiciels de dimensionnement parmi lesquels les plus connus sont :

Hybrid2 : ce logiciel est destiné à l'étude de différents systèmes hybrides avec divers éléments. Il dispose d'outils pour effectuer une analyse économique. La présentation des résultats peut être réalisée de deux manières, des résultats synthétisés ou des résultats détaillés avec variation dans le temps ;

HOMER : (Hybrid Optimization Model for Electric Renewables) avec ce logiciel, il est possible de modéliser des systèmes hybrides qui travaillent en parallèle avec le réseau électrique ou en régime autonome. Il dispose de modèles de générateurs conventionnels et à sources d'énergie renouvelables. De plus, le logiciel contient des algorithmes d'optimisation à l'aide desquels il est possible de choisir le meilleure système hybride ;

RAPSIM : (Remote Area Power Supply Simulator) c'est un logiciel de simulation pour différents modes d'un approvisionnement en courant alternatif. Il peut être utilisé pour le dimensionnement d'installations photovoltaïques, de générateurs éoliens et diesel dans des systèmes hybrides isolés.

I.5 Description des composants du système hybride

I.5.1 Générateurs photovoltaïques

Les cellules solaires sont généralement associées en série et en parallèle, puis encapsulées sous verre pour obtenir un module photovoltaïque. Un générateur PV est constitué de modules interconnectés pour former une unité produisant une puissance continue élevée compatible avec le matériel électrique usuel. Les modules PV sont

habituellement branchés en série-parallel pour augmenter la tension et l'intensité à la sortie du générateur. Les modules interconnectés sont montés sur des supports métalliques et inclinés suivant l'angle désiré en fonction du lieu, cet ensemble est souvent désigné par champ de modules [21].

I.5.2 Générateur éolien

Un aérogénérateur ou autrement dit une éolienne est l'ensemble d'un système de production d'un courant électrique à partir de l'énergie cinétique du vent. Il s'agit de transformer l'énergie cinétique du vent en énergie mécanique en tournant les pales du rotor des éolienne reliés à la génératrice pour permettre la production d'électricité.

I.5.3 Générateur diesel

Dans le cas des installations à sources d'énergie renouvelables 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 [22].

La fréquence du courant alternatif à la sortie est maintenue par un gouverneur de vitesse (régulateur 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. La fréquence du réseau est directement liée à la vitesse de rotation du générateur et elle est donc maintenue au niveau désiré.

Les réseaux de courant alternatif avec diesel, tout comme ceux interconnectés fournissent pour leurs charges, deux formes d'énergie : active et réactive. Quand plusieurs générateurs diesels fournissent de l'énergie au réseau, ceux-ci sont connectés généralement à un bus à CA. Dans ce cas, un système de commande doit être utilisé pour une distribution correcte de la puissance fournie par les générateurs diesels.

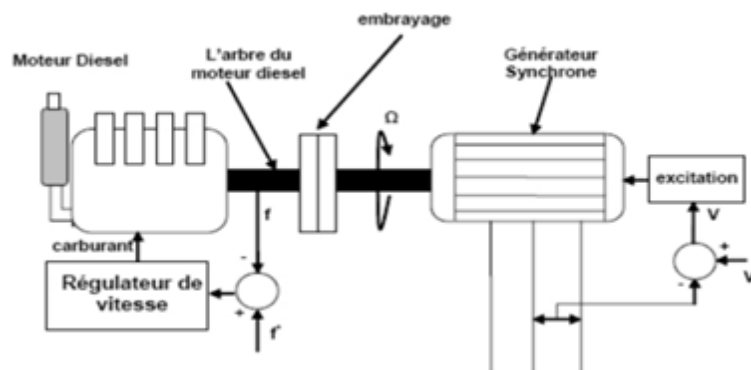


Figure 18: Configuration du générateur diesel [26]

I.5.4 Systèmes de stockage

I.5.4.1 Batteries

Le stockage d'énergie est souvent utilisé dans les petits systèmes hybrides afin de pouvoir alimenter la charge pour une durée relativement longue. Il est parfois aussi utilisé avec les SEH connectés à des grands réseaux de courant alternatif isolés, dans ce cas, il est utilisé pour éliminer les fluctuations de puissance à court terme. Le stockage d'énergie est généralement réalisé grâce aux batteries. Les batteries sont, d'habitude, du type plomb acide. Les batteries nickel cadmium sont rarement utilisées. Il y a d'autres formes de stockage, mais peu utilisées, comme le pompage de l'eau, les volants d'inertie et le stockage de l'hydrogène [23].

I.5.4.2 Piles à combustible

L'intérêt accru dans le monde entier à la technologie PC rend relativement énormes, centrales, fixes de 200W à 2 MW. Ces piles sont disponibles dans le commerce, avec des rendements allant de 30 à 50%. La pile à combustible est un dispositif de conversion d'énergie statique électrochimique qui produit un courant continu à travers la réaction d'hydrogène et de l'oxygène en présence d'un électrolyte, une électrode positive (cathode) et une électrode négative (anode). L'électrolyte porte des charges électriques par une électrode à l'autre. Un catalyseur est habituellement exploité pour accélérer la réaction aux électrodes [24].

I.5.5 Système de supervision

La commande d'un système hybride nécessite l'application d'un système de supervision. Un système de supervision est une entité dotée d'une intelligence lui permettant de gérer d'une manière efficace les interactions entre les différents éléments d'un système hybride. Il représente le cerveau du système hybride, il décide de l'entité à activer (générateur photovoltaïque, éolien, charge ou décharge de batteries, générateur diesel) en fonction de la demande de la charge et en fonction de la disponibilité des énergies renouvelables [25].

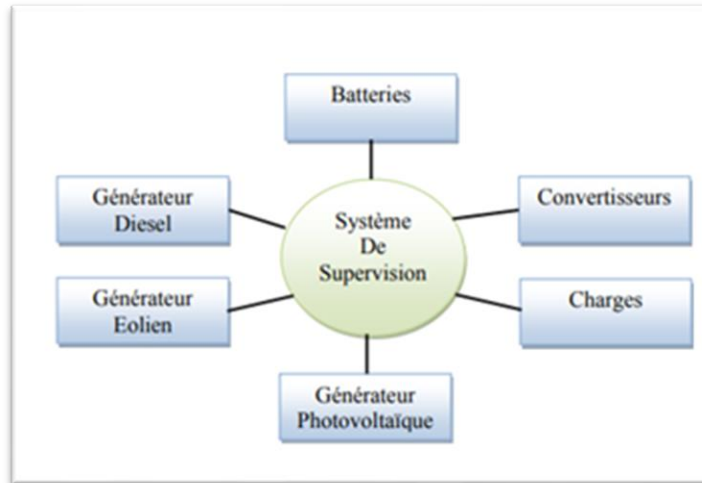


Figure 19: Système de supervision [25]

I.5.6 Convertisseurs

Dans un SEH, des convertisseurs sont utilisés pour charger des batteries de stockage et pour transformer le courant continu (CC) en à courant alternatif (CA) et vice-versa. Trois types de convertisseurs sont souvent rencontrés dans les SEH : les redresseurs, les onduleurs et les hacheurs [26].

- 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 ils sont généralement monophasés ou triphasés.
- 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.
- Les hacheurs, le troisième type de convertisseurs, permettent de réaliser la conversion CC/CC pour adapter la tension entre deux sources.

I.5.7 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-eaux 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 [26].

II. Technologies des systèmes d'énergie hybride photovoltaïque

Il existe plusieurs combinaisons de systèmes hybrides sans ou avec stockage, parmi lesquelles on cite les suivants :

II.1 Système d'énergie hybride sans stockage

II.1.1 Système hybride photovoltaïque/ source renouvelable

Un système hybride photovoltaïque/source renouvelables est un système qui combine la puissance d'une installation photovoltaïque avec celle d'une source renouvelable par exemple l'éolienne.

Ce type des systèmes hors réseau est souvent utilisé dans des endroits éloignés où le transport des groupes électrogènes sur de longues distances est coûteux.

Le système hybride PV/éolien est utilisé souvent dans le secteur minier et sur les îles.

Avantages et inconvénients

- ✓ Réduire la consommation de combustible fossiles ;
- ✓ Les heures de pointe de chaque système se produisent à des moments différents de la journée et de l'année donc ils se complètent ;
- ✓ Être connecté au réseau électrique n'est pas indispensable, et par conséquent, la consommation est réduite.
- ✗ Il n'a la capacité de stocker l'énergie solaire qu'à l'aide de systèmes de batteries ;
- ✗ Il n'assure pas une sécurité d'alimentation.

II.1.2 Système hybride photovoltaïque/diesel

La nature intermittente de la ressource solaire et pour assurer une fiabilité de la production électrique, il est nécessaire d'associer cette source d'énergie à un système contrôlable. L'intégration de l'énergie solaire aux systèmes diesels se présente ainsi comme une solution technologique appropriée pour la production efficace d'électricité et à coût réduit. Aussi, cette technologie est particulièrement bien adaptée pour les zones rurales dans le grand sud algérien où la fourniture en électricité est majoritairement assurée pour l'instant par les centrale et microcentrale diesels.

Le système hybride PV/Diésel est utilisé le plus souvent dans des sites qui se caractérisent par un climat chaud comme par exemple l'Arabie saoudite, le Maroc, les Maldives, la Corse et bien que l'Algérie. Ou le potentiel solaire est important [27].

Avantages et inconvénients

- ✓ La production d'énergie photovoltaïque a un cout presque marginal. Par conséquent, il est traité en priorité dans le réseau ;
- ✓ Le générateur diesel est considéré comme source de secours en cas de panne de l'installation photovoltaïque ou insuffisance d'ensoleillement ;
- ✓ Il assure une alimentation en courant électrique sans interruption.
- ✗ Les changements rapides de la production d'énergie photovoltaïque ainsi que de la charge électrique peuvent générer des problèmes de qualité de l'énergie produite [28] ;
- ✗ Les générateurs Diesel démarrent et s'arrêtent en fonction de la variation de l'énergie solaire photovoltaïque et de la charge [28].

II.1.3 Système hybride photovoltaïque/éolien/diesel

La mise en place d'un tel système a pour objectif de diversifier les sources d'énergies renouvelables ainsi la recherche d'une diminution plus significative de la quantité de fuel consommé puisque les sources renouvelables peuvent se compléter et fournir une plus grande quantité d'énergie.

Une partie des travaux existants dans la littérature est orientée vers des systèmes installés et l'autre partie vers la conception de nouveaux systèmes.

On trouve aussi des études d'interconnexion de systèmes dans le réseau électrique, dans l'état de New York ou en Arabie saoudite.

Ces systèmes sont conçus pour alimenter des maisons et des refuges ou des villages. Ils peuvent être autonomes ou interconnectés avec le système électrique du pays [25].

Avantages et inconvénients

- ✓ Production propre sur le lieu de consommation ;
- ✓ La mutualisation des ressources et la sécurité d'approvisionnement ;
- ✓ Minimiser la quantité du fuel consommé.
- ✗ Le solaire et l'éolienne présentent l'inconvénient d'être intermittentes due à leur dépendance avec les aléas climatiques tels que l'ensoleillement ou la vitesse du vent ;
- ✗ Cout de l'investissement et de les installations élevé.

II.2 Système d'énergie hybride avec stockage

II.2.1 Système hybride photovoltaïque/batteries

L'installation photovoltaïque doit être raccordée avec une autre source d'énergie, pour qu'il soit possible de satisfaire la charge durant la nuit ou par temps nuageux. Ces systèmes alimentent soit des maisons, soit des villages, un ensemble d'habitations en parallèle avec le réseau électrique. Il surmonte

ainsi les surtensions en bout de lignes électriques et les manques d'alimentation lors des coupures du réseau [29].

Avantages et inconvénients

- ✓ L'énergie produite peut être utilisée pratiquement 24 heures sur 24 ;
- ✓ Augmentation de la production et réduction des coûts liés à l'électricité ;
- ✓ Consommation indépendante de réseau public.
- ✗ Le manque de diversité de l'alimentation parce que la ressource primaire utilisée est unique ;
- ✗ Sur dimensionnement des éléments.

II.2.2 Système hybride photovoltaïque/éolien/batteries

Pour un développement écologique et économique, le couplage d'un système photovoltaïque - éolien (PV-E) peut être très intéressant lorsque les conditions locales sont favorables du point de vue vent et ensoleillement.

L'intérêt d'un tel couplage est d'avoir plus d'énergie, mais, comme pour tout système à base d'énergie renouvelable, le risque demeure d'avoir trop d'énergie à certains moments et pas assez à d'autres. Il s'agit donc, par l'intermédiaire d'un système de stockage, d'emmagasinier l'excès énergétique lorsqu'il existe et de le restituer lors des périodes de manque d'apport [30].

Avantages et inconvénients

- ✓ Ils peuvent assurer une efficacité environnementale ;
- ✓ Disponibilité d'énergie plus fiable de diverses sources renouvelables ;
- ✓ Ils peuvent assurer l'alimentation des sites isolés ou des villages.
- ✗ Un investissement initial élevé ;
- ✗ Problème de l'interconnexion et de la gestion énergétique.

III. Différents types de configurations des systèmes hybrides PV/GE

III.1 Configuration PV/GE série

Dans cette configuration, lorsque l'énergie produite par le champ PV et les batteries ne suffit pas pour répondre à la demande de la charge, on utilise les groupes électrogènes. Ces derniers peuvent alimenter la charge ou charger les batteries. L'énergie produite par ces générateurs diesel est d'abord redressée pour alimenter les batteries, puis convertie de nouveau en alternatif pour être fournie à la charge, cela provoque d'énormes pertes lors de la conversion [31].

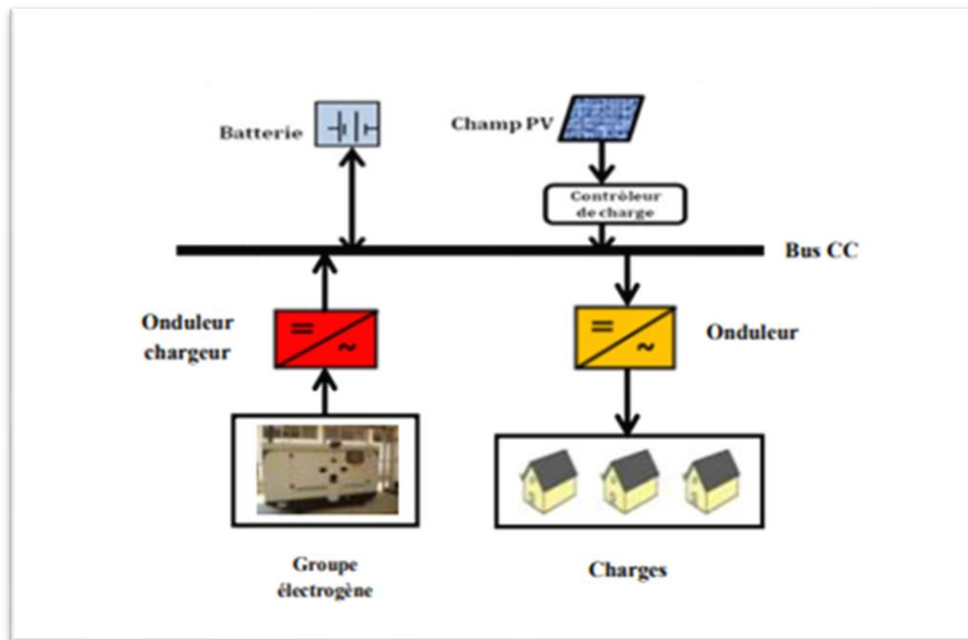


Figure 20: Configuration PV/Diesel série [31]

✚ Avantages et inconvénients

- ✓ Dimensionnement facile du générateur ;
- ✓ La mise en marche du générateur diesel n'est pas liée avec une interruption de l'alimentation électrique ;
- ✓ Le système électrique est simplifié par l'absence de changement de la source d'électricité en courant alternatif.
- ✗ Un rendement relativement faible dans le cas d'un générateur diesel à courant alternatif ;
- ✗ L'onduleur ne peut pas travailler en parallèle avec le groupe électrogène ;
- ✗ La durée de vie de la batterie est diminuée à cause de l'augmentation du nombre de cycles charge ou de décharge.

III.2 Configuration PV/GE parallèle

Ici toutes les sources peuvent alimenter la charge séparément à faible et moyenne demande car les deux sources d'énergie sont dimensionnées pour des pourcentages bien définis de la charge. Mais également en combinant les sources, elles peuvent faire face à la puissance maximale de la charge. C'est à dire coupler les différentes sources d'énergies et ainsi diminuer leur puissance respective. Dans cette architecture, le champ photovoltaïque produit tant qu'il y a de l'ensoleillement, contrairement au générateur diesel qui fonctionne en permanence car il constitue le réseau pour les onduleurs [31].

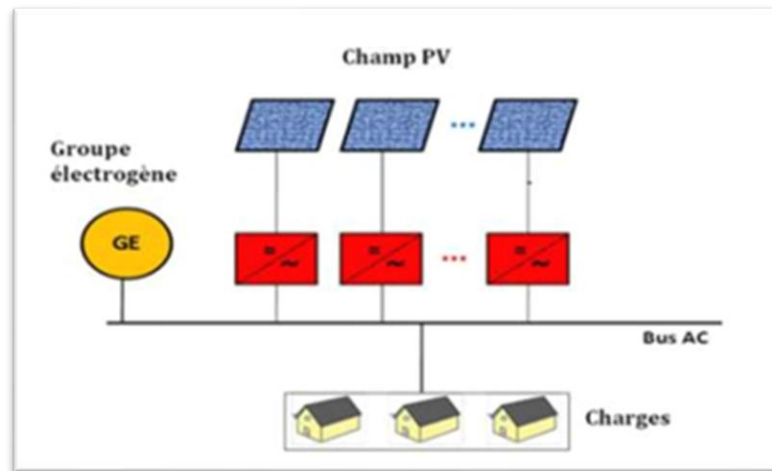


Figure 21: Configuration parallèle [31]

✚ Avantages et inconvénients

- ✓ Un meilleur rendement du système, car les sources fonctionnent avec une puissance plus proche de leur puissance nominale ;
- ✓ Possibilité de synchroniser le PV avec le groupe électrogène, ce qui permet une meilleure flexibilité du système ;
- ✓ Baisse du nombre des convertisseurs électroniques, ce diminue le câblage nécessaire et l'investissement initial pour la construction du système hybride ;
- ✓ Les composants des systèmes n'ont pas besoin d'être dimensionnés pour la charge totale.
- ✗ Une très faible durée de vie des batteries ;
- ✗ Une faible pénétration solaire (non optimisée) ;
- ✗ Le bus continu est plus difficile à contrôler.

III.3 Configuration PV/GE commutée

Dans cette configuration, le champ PV et le(s) groupe(s) électrogène(s) ne peuvent pas fonctionner simultanément, ils sont dimensionnés à cet effet pour satisfaire chacun toute la charge. Lorsque le niveau de charge des batteries est tel que la demande ne peut être satisfaite par le champ solaire, ce dernier est déconnecté de l'alimentation des charges et le groupe électrogène est mis en marche pour alimenter directement les charges. En cas de surplus d'énergie, il complète la charge de la batterie. Le groupe électrogène est arrêté lorsque la demande peut être satisfaite par le champ solaire et les batteries. L'inversion de source se fait manuellement.

Dans cette configuration les pertes de conversion sont réduites par rapport à la précédente car le groupe électrogène alimente directement la charge [31].

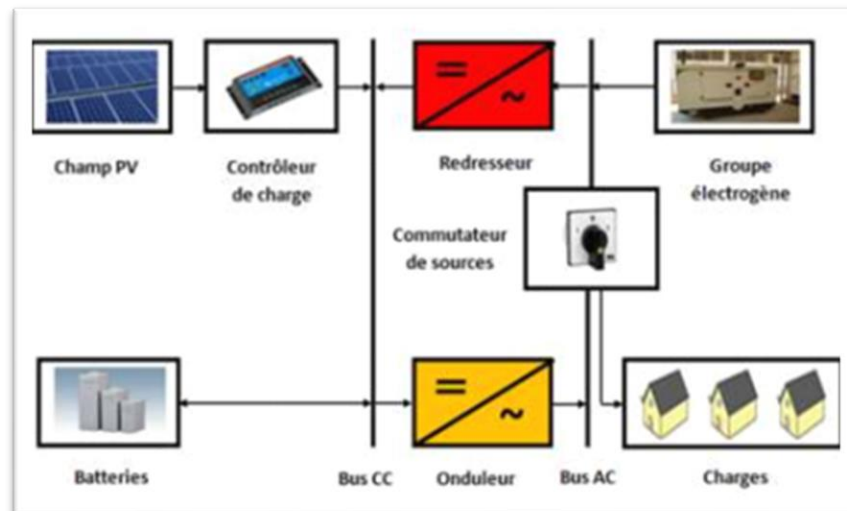


Figure 22: Configuration PV/Diesel commuté [31]

✚ Avantages et inconvénients

- ✓ Le groupe électrogène peut alimenter directement la charge, ce qui augmente le rendement du système et diminue la consommation de carburant ;
- ✓ Principalement dans cette configuration les pertes de conversion sont réduites par rapport à la configuration série car le groupe électrogène alimente directement la charge ;
- ✓ Une défaillance de l'onduleur n'engendrera pas l'arrêt complet de l'alimentation électrique, parce que la charge peut être satisfaite par le générateur diesel.
- ✗ Une construction complexe
- ✗ L'apparition d'une coupure instantanée lors de la commutation des sources ;
- ✗ Le générateur et l'onduleur sont dimensionnés pour la puissance maximale de la charge, ce qui réduit leur rendement en fonctionnement à faible charge.

III.4 Concept Flexy Energy

Le concept Flexy Energy est une approche originale pour assurer la fiabilité, la qualité et la rentabilité de la fourniture d'électricité en milieu rurale et péri-urbain, tout en garantissant un coût stable, compatible avec les capacités des bénéficiaires. Le concept Flexy-Energy porte sur la configuration originale de centrale hybride solaire PV/groupe électrogène, sans stockage dans les batteries, et fonctionnant à la fois au diesel et/ou aux huiles végétales. Le concept Flexy Energy se propose également de mettre en place une gestion intelligente de la production d'électricité à partir des diverses sources (PV, diesel...) et des charges des consommateurs [32].

L'architecture générale des centrales Flexy Energy se présente comme sur la figure ci-dessous

:

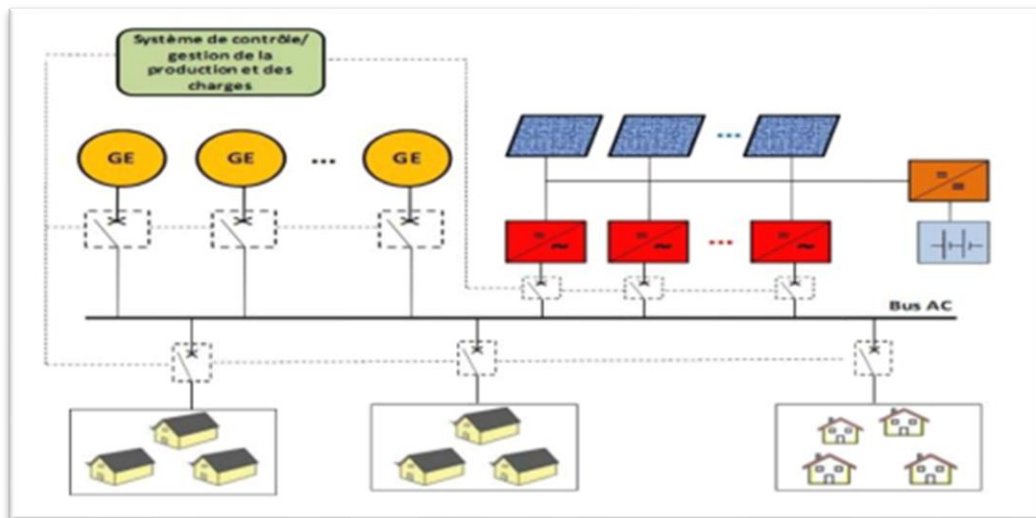


Figure 23: Architecture générale des centrales Flexy Energy [31]

La configuration Flexy Energy est une nouvelle architecture des systèmes hybrides PV/Diesel parallèle dans laquelle il y'a une gestion optimisée de la production et des charges à travers une unité de contrôle-commande appelée le Flexy Control.

✚ Avantages et inconvénients

- ✓ Il n'y a pas de stockage de production ;
- ✓ La gestion des sources et des charges via un système intelligent (Flexy control) est optimale ;
- ✓ La pénétration solaire est optimisée.
- ✗ La nécessité d'un contrôle automatique des sources d'énergie photovoltaïque et celle du groupe électrogène ;
- ✗ Des charges différées sont requises (pompe ou traitements des eaux) ;
- ✗ La production de nuit est assurée par le groupe électrogène.

Conclusion

Après l'étude comparative entre les solutions technologiques citées précédemment dans ce chapitre, la solution qui nous intéresse le plus est bien le système d'énergie hybride PV/Diesel. Une attention particulière a été consacrée à chaque configuration possible avec ces avantages et inconvénients. Le chapitre suivant traitera le dimensionnement de cette dernière.

Chapitre III

Dimensionnement d'une centrale hybride solaire photovoltaïque – diesel à l'aide du logiciel PVsyst et HOMER

Introduction

Le dimensionnement d'un système d'énergie hybride PV-Diesel nécessite plusieurs études sur les différents paramètres qui la composent. Ce chapitre aura pour but de présenter les étapes du dimensionnement et simulation d'un système photovoltaïque hybride pour alimentation en énergie un site isolé sous logiciel PVsyst puis sous HOMER Pro en intégrant des générateurs diesel.

I. Objectif de l'étude

L'objectif de cette étude est de dimensionner ou autrement dit fixer la taille et les caractéristiques technique optimales des sous-systèmes constituant l'installation photovoltaïque hybride (générateur PV, batteries, régulateur et convertisseur, groupe électrogène etc.) en exigeant des calculs de haute précision pour éviter le cas du sous dimensionnement (peu fiable) ou surdimensionnement (cout très élevé) du système.

II. Présentation SKTM [33]

II.1 Définition de SKTM

Shariket Kahraba wa Taket Moutadjadida, SKTM. Spa, est une société de production d'électricité, dont le capital est souscrit entièrement par la holding Sonelgaz. Créée le 07 avril 2013, par scission de la société SPE. Spa, son siège social est basé à Ghardaia.

La société est née dans un contexte de prise de conscience généralisée des incertitudes énergétiques et de la nécessité de lutter contre le réchauffement climatique, un recours massif à l'énergie solaire sous toutes ses formes, directes (photovoltaïque, thermique) ou indirectes (éolien, biomasse) doit s'imposer comme une priorité.

II.2 Objectifs de SKTM

SKTM a été créée pour répondre à des enjeux stratégiques de l'heure. Il s'agit :

- Des spécificités qui caractérisent la gestion du parc de production Diesel des RIS (Réseaux isolés du sud).
- De satisfaire aux meilleures conditions de continuité et de qualité de service fournies aux populations des régions du sud du pays.

- De la volonté de concrétiser l'ambitieux programme national de développement des énergies Renouvelables, en mettant en valeur les potentialités énormes dont dispose notre pays, notamment l'étendue de son territoire et la durée d'ensoleillement.

II.3 Principale tâche de SKTM

SKTM a pour missions principales l'exploitation des réseaux d'énergie électrique isolés du sud (production d'électricité en conventionnel) et des énergies renouvelables pour l'ensemble du territoire national.

Le développement des infrastructures électriques du parc de production des Réseaux Isolés du Sud, de l'Engineering, de la maintenance et de la gestion des centrales électriques relèvent de son champ de compétence.

La commercialisation de l'énergie produite pour les filiales de distribution notamment après le déploiement des Energies Renouvelables sur les réseaux interconnectés.

II.4 Réalisations et perspectives

SKTM a participé, dès sa création, aux côtés des autres filiales de métiers de base, avec un programme d'urgence visant à garantir un passage été 2013 sans incident majeurs, et assurer de la sorte une qualité et continuité de service irréprochable au profit des populations des régions du sud du pays. L'été 2013 a été marqué par un apport en puissance additionnelle de 121,3 MW soit, 101MW en Turbines à gaz mobiles, 20,3 MW en groupes diesel et 22 MW de capacité récupérée grâce un plan de maintenance.

Ce programme a ramené la capacité totale des réseaux isolés du sud à 336 MW, alors que la puissance maximale consommée n'a pas dépassé les 208 MW, ce qui a permis d'assurer une période estivale sans délestage, dans les régions du sud du pays.

Cet effort a été maintenu pour couvrir la puissance maximale requise pour l'été 2014, par l'apport en puissance additionnelle de l'ordre de 200,5 MW, en plus d'une réserve tampon.

L'année 2014 a été marquée également par la réalisation de 23 centrales solaires photovoltaïques, implantées dans les hauts plateaux et les régions du sud du pays, la mise en service de la centrale expérimentale de Ghardaïa, de la ferme éolienne d'Adrar, ainsi que 10 stations de mesures météorologiques.

III. Présentation de la région d'AFRA

III.1 Coordonnées géographiques

- Situé 210 km Sud la wilaya d'Illizi.
- Altitude : 1200 m
- Longitude : 7° 48' 14'' Est
- Latitude : 25° 19' 53'' Nord

III.2 Donnés du site

Comme toute étude, pour la conception et le dimensionnement d'un système photovoltaïque, il est primordial de disposer certaines données du site tel que :

- L'ensoleillement ;
- L'irradiation ;
- L'inclinaison nécessaire pour avoir un rendement maximal avec les panneaux.

III.3 Potentiel solaire du site

L'irradiation solaire est donnée pour le site d'étude AFRA (par jour) à travers le logiciel de simulation PVGIS. Le tableau ci-dessous représente l'irradiation mensuelle et l'énergie moyenne journalière d'AFRA.

	Jan	Fév	Mar	Avr	Mai	Juin	Juill	Aout	Sep	Oct	Nov	Déc
<i>I_r mensuelle</i> <i>(kwh/m²)</i>	216,5	222,6	224,9	225,8	209,58	211,6	224	214,37	219,12	212,22	205,43	207,9
<i>E_i(KWh/m²/jour)</i>	4.92	6.22	6.5	7.5	7.3	8	8.1	7.1	6.8	5.7	5.1	4.6

Tableau 6: Irradiation mensuelle et l'énergie moyenne journalière d'AFRA

Comme indique le tableau ci-dessus, l'énergie solaire moyenne journalière est donnée pour chaque mois de l'année. Nous avons estimé une valeur annuelle moyenne égale à 6,5 (KWh/m²/jour).

$$E_i : \frac{4,92 + 6,22 + 6,5 + 7,5 + 7,3 + 8 + 8,1 + 7,1 + 6,8 + 7,1 + 6,8 + 5,7 + 5,1 + 4,6}{12}$$

$$E_i = 6,5 \text{ (KWh/m}^2\text{/jour)}$$

Nous avons traité les valeurs du tableau sur Excel pour obtenir les deux diagrammes en colonne (histogramme) suivants :

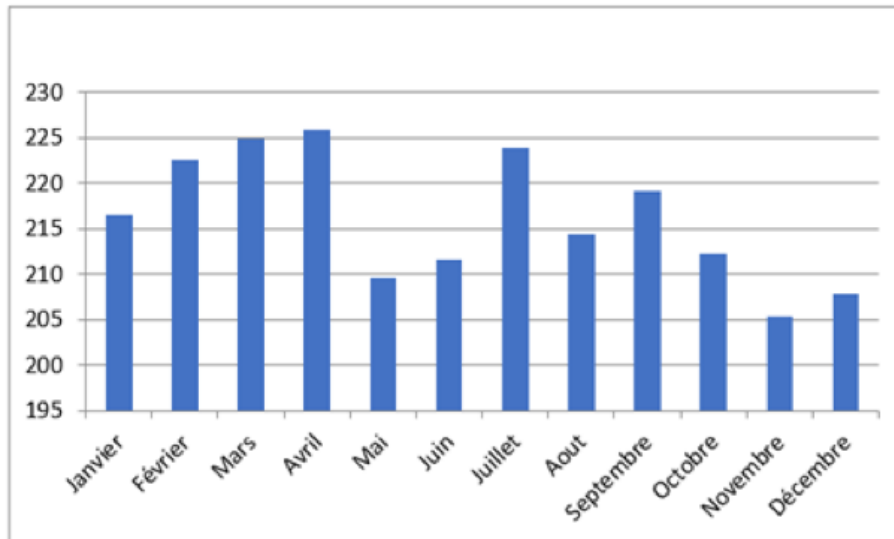


Figure 24: Variation de l'irradiation solaire globale mensuelle

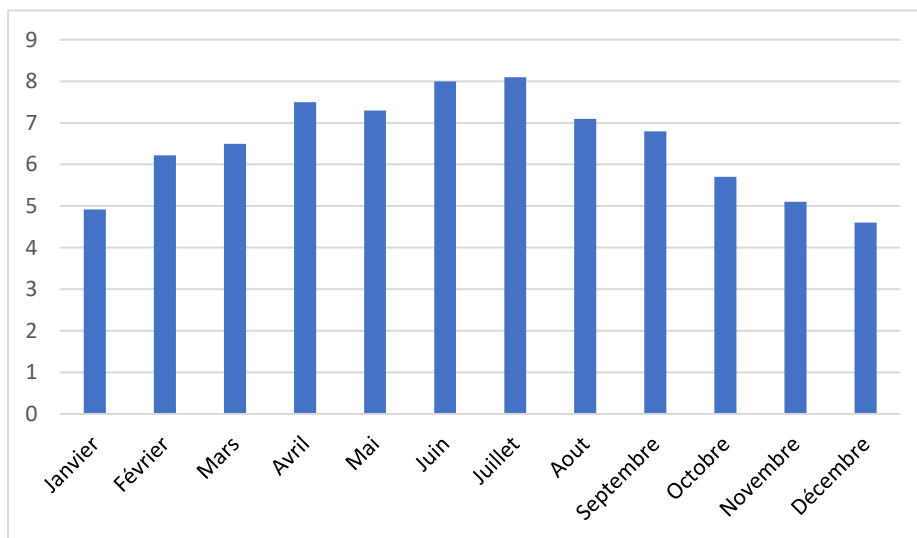


Figure 25: Energie solaire journalière moyenne

IV. Dimensionnement du champ photovoltaïques

IV.1 Dimensionnement des panneaux PV

Pour dimensionner la surface de panneaux nécessaires on procède les étapes suivantes :

- **Energie consommée par jour [37]**

$$E_c = \frac{P_c}{P_i} * E_i * P_r \quad (8)$$

Avec :

E_c : Energie consommé journalier (kWh/m²/jour).

P_c : puissance crête (Wc)

P_i : puissance d'éclairement aux conditions STC (kW/m²).

E_i : Energie solaire journalière (kWh/m²/jour).

P_r : ratio de performance

- **Nombre des modules [37]**

$$N_{modules} = \frac{P_c}{P_{panneau}} \quad (9)$$

Avec :

$N_{modules}$: Nombre des modules ;

$P_{panneau}$: Puissance du panneau (W)

- **Nombre de panneaux en série [37]**

$$\text{nombre minimale des modules en série} = E + \left[\frac{V_{mppt \text{ min onduleur}}}{V_{mp} * 0,85} \right] \quad (10)$$

$$\text{nombre maximale des modules en série} = E - \left[\frac{V_{mppt \text{ max onduleur}}}{V_{mp} * 1,12} \right] \quad (11)$$

Avec :

$V_{mppt \text{ min onduleur}}$: Tension minimale MPPT d'onduleur (V)

$V_{mppt \text{ max onduleur}}$: Tension maximale MPPT d'onduleur (V)

V_{mp} : Tension de panneau dans les conditions NOCT (V)

- **Nombre de chaines [37]**

$$N_{chaine} = E - \left[\frac{I_{max}}{I_{sc} * 1,25} \right] \quad (12)$$

Avec :

I_{max} : courant maximale d'onduleur (A)

I_{sc} : courant du court-circuit du panneau (A)

- **Nombre de panneaux en parallèle**

$$N_{panneau\ parallèle} = \frac{N_{module}}{N_{panneau\ série}} \quad (13)$$

IV.2 Dimensionnement du parc batteries

On calcule la capacité (C) de la batterie en appliquant la formule ci-dessous [37] :

$$C = \frac{E_c * N_j}{V_b * D * \mu} \quad (14)$$

Avec :

C : capacité de la batterie (Ah) ;

E_c : énergie consommée par jour (Wh/j) ;

N_j : nombre de jour d'autonomie ;

D : décharge maximale admissible (0.8 pour les batteries à Plomb) ;

V_b : tension de la batterie (V) ;

μ : rendement de batterie.

IV.3 Dimensionnement du régulateur

Dans une installation photovoltaïque il est nécessaire d'installer un régulateur MPPT.

Notre choix de régulateur est basé sur 4 critères principaux [34] :

- La puissance maximale du champ photovoltaïque doit être inférieure à la puissance nominale du régulateur.
- La tension à vide du champ photovoltaïque doit être inférieure à la tension maximale admissible par l'onduleur (provoque des coupures répétitives de régulateur).
- Le courant de sortie du champ photovoltaïque ne doit pas dépasser le courant maximal admissible par le régulateur.
- Le régulateur doit être compatible avec la tension du parc de batteries.

IV.4 Dimensionnement d'onduleur

Il est bien connu que le choix de l'onduleur joue un rôle important dans une installation photovoltaïque. La puissance de l'onduleur doit être basée essentiellement sur la puissance de champ PV.

Le dimensionnement des onduleurs d'une installation PV est souvent source de confusion car il faut distinguer les puissances AC et DC. Du côté DC il faut distinguer la puissance crête de l'installation et sa puissance réelle (instantanée) en cours de fonctionnement. Enfin, il faut prendre garde à la tension des strings connecté à l'onduleur [35].

Comme indique la condition suivante, le rapport entre la puissance d'onduleur et la puissance crête du champ PV doit être toujours inférieure à 1,1.

$$\frac{P_{on}}{P_c} < 1,1$$

- Courant nominale onduleur défini par la relation suivante [37] :

$$I_n = N_{onduleur} * \frac{P_{onduleur} * 1,1}{U} \quad (15)$$

Avec :

I_n : courant nominale d'onduleur (A) ;

$N_{onduleur}$: nombre d'onduleur ;

$P_{onduleur}$: Puissance d'onduleur (W) ;

U : tension de sortie alternative d'onduleur (V).

IV.5 Dimensionnement des câbles

La partie la plus intéressante dans le dimensionnement des câbles est celui la partie de courant continu, dans laquelle un courant élevé qui crée des pertes joules et des chutes de tension aux niveaux des conducteurs. On a déterminé les différentes sections selon la méthode expliquer ci-dessous :

- **Courant de chaine I_c [37]**

$$I_c = I_{mpp} * N_{Chaine} * 1,25 \quad (16)$$

- **Courant d'emploi I_B [37]**

$$I_B = I_{SC} * 1,25 * N_{Chaine} \quad (17)$$

- **Courant admissible I_z [37]**

C'est le courant admissible maximal supporté par le câble choisi. Il dépend des paramètres suivants :

- **Température**

- Température de référence du câble : 30 C°
- Température de fonctionnement du câble : 40 C°
- Température maximale du fonctionnement du câble : 120 C°

- **Facteur de correction K [37]**

$$I_z = k * I_N \quad (18)$$

Avec :

I_N : Courant nominale ou de réglage de la protection (A)

k : Coefficient dépendant du dispositif de production.

$$I_z \gg I_B$$

IV.6 Dimensionnement du fusible

$$I_{Bmax} = K_{th} * I_n \dots [37] \quad (19)$$

Avec :

I_{Bmax} : Courant maximal d'emploi (A)

I_n : Courant assigné du dispositif de protection (A)

K_{th} : lié à la courbe.

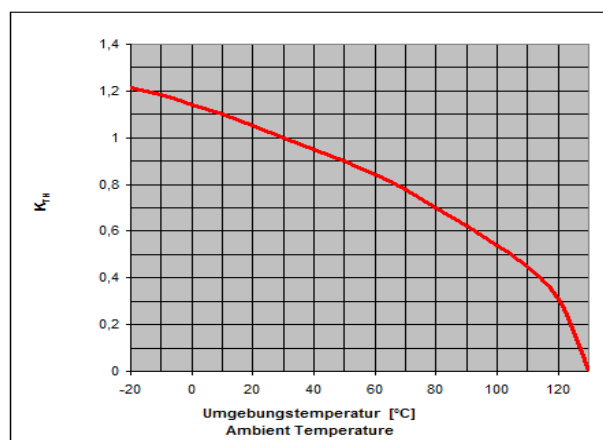


Figure 26: courbe de variation de facteur K_{th} en fonction de température. [37]

V. Dimensionnement du générateur diesel

La puissance nominale totale des générateurs Diesel installés doit satisfaire le pic de charge (car le système doit pouvoir à tout moment satisfaire la demande). Il est préférable d'avoir plusieurs générateurs Diesel (GD) opèrent en parallèle avec même puissance nominale et même durée de vie et un même taux de charge est fixé pour tous les générateurs Diesel en fonctionnement. Ainsi la puissance PV installée (puissance crête) est inférieure à la puissance totale des générateurs Diesel [36].

L'activation et désactivation des générateurs diesel dépend à la variation de charge et au niveau de charge des batteries recommandé par système de supervision ou choisi par le concepteur en fonction de taux de la charge des générateurs diesel en marche [27].

VI. Applications numériques

Donnés :

$$PMA = 165 \text{ kw}$$

En travaillant qu'avec 60% $\rightarrow P_c = PMA * 0,6 = 165 * 0,6 = 99 \approx 105 \text{ kw}$

$$P_c = 105 \text{ kw}$$

Calculs :

➤ **Energie consommé journalier**

$$E_c = \frac{P_c}{P_i} * E_i * P_r$$

Avec : $P_i = 1 \text{ kw}$; $E_i = 6,5 \text{ (KWh/m}^2\text{/jour)}$; $P_r = 0,85$

$$E_c = \frac{P_c}{P_i} * E_i * P_r = \frac{105}{1} * 6,5 * 0,85$$

$$E_c = 580.125 \text{ kwh/jour}$$

➤ **Nombre totale des panneaux**

$$N_{module} = \frac{P_c}{P_{panneau}} = \frac{105000}{250}$$

$$N_{module} = 420 \text{ panneaux}$$

➤ **Nombre de modules en série**

$$\text{nombre minimale des modules en série} = E + \left[\frac{V_{mppt \text{ min onduleur}}}{V_{mp} * 0,85} \right] = \frac{300}{29,8 * 0,85} = 8,55 \approx 9$$

$$\text{nombre maximale des modules en série} = E - \left[\frac{V_{mppt \text{ max onduleur}}}{V_{mp} * 1,12} \right] = \frac{480}{29,8 * 1,12} = 18$$

$$\text{nombre moyenne des modules en série} = \frac{9 + 18}{2} = 13,5 \approx 14 \text{ panneaux en série}$$

Résultat acceptable car $N_{\text{panneau série}} * V_{mpp} < V_{\text{onduleur}}$

$$14 * 29,8 = 417,2 \text{ V} < 480 \text{ V}$$

➤ **Nombre de chaines**

$$N_{\text{chaîne}} = E - \left[\frac{I_{\text{max}}}{I_{sc} * 1,25} \right] = \frac{33,8}{8,84 * 1,25}$$

$$N_{\text{chaîne}} = 3,05 \approx 3$$

D'après le calcul le nombre des chaines est 3

Il reste alors à vérifier la compatibilité de puissance :

$$P = 14 * 3 * 250 = 10500 \approx P_{\text{onduleur}} = 10000 \text{ W}$$

On considère le nombre 14 panneaux série comme la solution adéquate pour cette installation.

➤ **Nombre des panneaux en parallèle**

$$N_{\text{panneau parallèle}} = \frac{N_{\text{module}}}{N_{\text{panneau série}}} = \frac{420}{14}$$

$$N_{\text{panneau parallèle}} = 30 \text{ panneaux en parallèle}$$

➤ **Câble pour chaque chaîne :**

$$I_{mpp} = 8,27 \text{ A}$$

$$I_{sc} = 8,84 \text{ A}$$

$$N_{\text{chaîne}} : 1$$

• **Courant I_c**

$$I_c = I_{mpp} * N_{\text{chaîne}} * 1,25 = 8,27 * 1 * 1,25 = 10,33 \text{ A}$$

- Courant d'emploi I_B :

$$I_B = I_{sc} * 1,25 * N_{chaîne} = 8,84 * 1,25 * 1 = 11,05 \text{ A}$$

I_n	10	16	20	25	32	40	50	63	80	100	125
$k_3 I_n$	13,1	17,6	22	27,5	35,2	44	55	69,3	88	110	137,5

I_n	160	200	250	315	400	500	630	800	1 000	1 250
$k_3 I_n$	176	220	275	346,5	440	550	693	880	1 100	1 375

Figure 27: Courants assignés I_n et valeurs de $k_3 I_n$ des coupe-circuit à fusible gG (en ampères) [36]

MÉTHODE DE RÉFÉRENCE	ISOLANT ET NOMBRE DE CONDUCTEURS CHARGÉS													
	B	C	E	F	S (mm ²)	1	2	3	4	5	6	7	8	9
B	PVC 3	PVC 2		PR 3										
C		PVC 3		PVC 2	PR 3							PR 2		
E			PVC 3		PVC 2							PR 3	PR2	
F				PVC 3							PVC 2	PR 3		PR 2
S (mm ²)						1	2	3	4	5	6	7	8	9
CUIVRE														
1,5	15,5	17,5	18,5	19,5	22	23	24	26						
2,5	21	24	25	27	30	31	33	36						
4	28	32	34	36	40	42	45	49						
6	36	41	43	48	51	54	58	63						
10	50	57	60	63	70	75	80	86						
16	68	76	80	85	94	100	107	115						
25	89	96	101	112	119	127	138	149	161					
35	110	119	126	138	147	158	169	185	200					
50	134	144	153	168	179	192	207	225	242					
70	171	184	196	213	229	246	268	289	310					
95	207	223	238	258	278	298	328	352	377					
120	239	259	276	299	322	346	382	410	437					
150		299	319	344	371	395	441	473	504					
185		341	364	392	424	450	506	542	575					
240		403	430	461	500	538	599	641	679					
300		464	497	530	576	621	693	741	783					
400					656	754	825		940					
500					749	868	946		1083					
630					855	1005	1088		1254					

Figure 28: Courants admissibles et protection contre les surcharges [36]

Selon les tableaux BA1 et BD de la norme NFC-15-105, on obtient une section du câble égale à 2,5mm² en cuivre.

A partir des valeurs de température cité précédemment, on obtient ce facteur de correction

$$k_1 = \sqrt{\frac{120-40}{120-30}} = 0,94$$

D'après un câble de 2,5mm² de section et son mode de pose, nous trouvons un courant admissible égale à 48A.



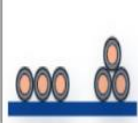

Construction	Exposed	On surfaces without opposite contact	On surfaces with opposite contact	In conduit, casing, duct	
					
mm ²	A	A	A	A	
	2.5	51	48	34	27

Figure 29: choix du courant par rapport aux sections [37]

$$I_Z = 48 * 0,94 = 45,26A$$

$$I_Z = 45,26A \gg I_B = 11,05A$$

On conclue que la section de 2.5mm² est appropriée pour le courant admissible I_Z .

$$I_{Bmax} = \frac{11.05}{0,85} = 13A$$

Afin de protéger le système, on choisit un fusible de Calibre égale à :15A.

➤ **Câble entre champs PV- boite de jonction :**

- **Courant I_c**

$$N_{chaîne} : 3$$

$$I_c = 8,27 * 3 * 1,25$$

$$I_c = 31,01 A$$

- **Courant d'emploi I_B**

$$I_B = 8,84 * 3 * 1,25$$

$$I_B = 33,15 A$$

- **Courant admissible I_Z**

$$I_Z = 0,94 * 65$$

$$I_Z = 61,1 A$$

$$I_Z = 61,1A \gg I_B = 33,15A$$

On conclue que la section de 4 mm² est appropriée pour le courant admissible I_Z .

$$I_{Bmax} = \frac{33,15}{0,85} = 39A$$

Afin de protéger le système, on choisit un fusible de Calibre égale à : 32A.

➤ **Câbles onduleur**

- **Câbles entrés d'onduleur**
- **Courant I_c**

N_{Chaine} : 3.

$$I_c = 8,27 * 3 * 1,25$$

$$I_c = 31,01 A$$

- **Courant d'emploi I_B**

$$I_B = 8,84 * 3 * 1,25$$

$$I_B = 33,15 A$$

- **Courant admissible I_z**

D'après un câble de 4mm² de section et son mode de pose, nous trouvons un courant admissible égale à 65A

Construction	Exposed	On surfaces without opposite contact	On surfaces with opposite contact	In conduit, casing, duct
mm ²	A	A	A	A
2.5	51	48	34	27
4	68	65	45	36
6	88	84	59	47
10	121	115	80	64

Figure 30: choix du courant par rapport aux sections [37]

$$I_z = 0,94 * 65$$

$$I_z = 61,1 A$$

$$I_z=61,1A \gg I_B=33,15A$$

On conclue que la section de 4 mm² et appropriée pour le courant admissible I_z .

$$I_{Bmax} = \frac{33,15}{0,85} = 39A$$

Afin de protéger le système, on choisit un fusible de Calibre égale à : 32A.

○ **Câbles sortis d'onduleur**

• **Courant I_c**

$$I_c = 48,1 * 1 * 125$$

$$I_c = 60,12A$$

• **Courant d'emploi I_B**

$$I_B = 48,6 * 1 * 1,25$$

$$I_B = 60,75 A$$

• **Courant nominale**

$$I_n = 10 * \frac{10000 * 1,1}{400} = 27,5 A$$

• **Courant admissible I_z**

$$I_z = I_n * N_{heurs\ de\ fonctionnement} * K_1 * K_2 * K_3$$

Facteur de correction K_1 :

Résistivité thermique, K·m/W	0,5	0,7	1	1,5	2	2,5	3
Facteur de correction pour câbles dans des conduits	1,28	1,20	1,18	1,1	1,05	1	0,96
Facteur de correction pour câbles directement dans le sol	1,88	1,62	1,5	1,28	1,12	1	0,90

Figure 31: Facteur de correction pour des câbles directement dans le sol ou dans des conduits dans des sols de résistivité différente de 2,5 k.m/w à appliquer aux valeurs des courants admissibles [36]

Donc le facteur de correction $K_1 = 1,28$

Facteur de correction K_2 :

Température de fonctionnement de la conception : 30°C

Température du sol °C	Isolation	
	PVC	PR et EPR
10	1,10	1,07
15	1,05	1,04
20	1,00	1,00
25	0,95	0,96
30	0,89	0,93
35	0,84	0,89
40	0,77	0,85
45	0,71	0,80

Figure 32: Facteurs de correction pour des températures du sol différentes de 20 °C à appliquer aux valeurs Des courants admissibles pour des câbles dans des conduits enterrés [36]

Donc le facteur de correction $K_2 = 0,93$

Facteur de correction K_3 :

Directement enterré avec 2 circuits dans une tranchée, une distance de 0,25 m est prévu

Nombre de circuits	Distance entre câbles ^a			
	Nulls (câbles jointifs)	Un diamètre de câble	0,125 m	0,25 m
2	0,75	0,80	0,85	0,90
3	0,65	0,70	0,75	0,80
4	0,60	0,60	0,70	0,75
5	0,55	0,55	0,65	0,70
6	0,50	0,55	0,60	0,70
7	0,45	0,51	0,59	0,67

Figure 33: Facteurs de correction de groupement de plusieurs circuits, câble directement enterré [36]

Donc le facteur de correction $K_3 = 0,90$

$$I_z = 27,5 * 6 * 1,28 * 0,93 * 0,9 = 176,77 A$$

$$I_z = 176,77 A \gg I_B = 110,5 A.$$

On conclue que la section de 70 mm² et appropriée pour le courant admissible I_z .

$$I_{Bmax} = \frac{176,77}{0,85} = 207,96 A$$

Afin de protéger le système, on choisit un fusible de Calibre égale à : 200A.

VII. Présentation PVSYST

PVsyst est un logiciel de pré dimensionnement, conçu pour être utilisé dans le domaine du photovoltaïque pour la conception et le dimensionnement du système. Il propose plusieurs manières de modéliser un système PV (système autonome ou accorder au réseau) ; comme il propose plusieurs technologies des cellules PV et des onduleurs ainsi que les différents fabriquant de ces derniers. Pour notre étude on a choisi un système pour alimentation en énergie un site isolé [38].

La simulation d'un système sous PVsyst nécessite plusieurs étapes qui se succèdent l'une après l'autre.

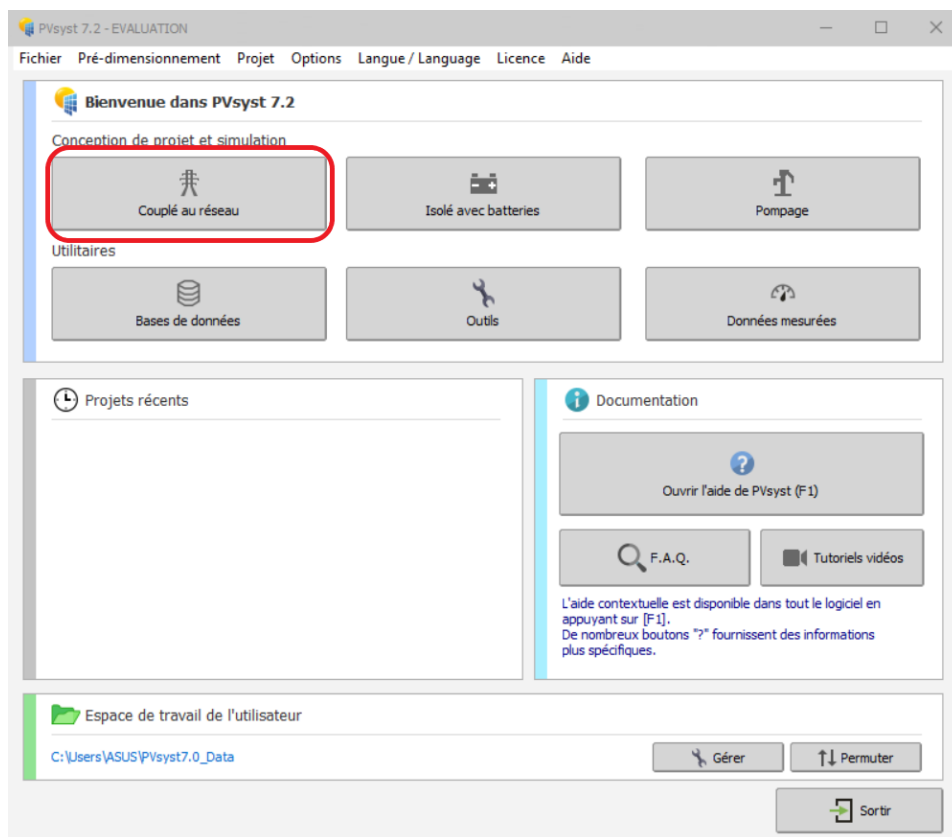


Figure 34:Présentation logiciel PVSYST

VIII.Etape de la simulation d'un système PV sous PVSYST

VIII.1 Désignation du projet

Le projet inclut tous d'abord la définition du site concerné pour cela nous avons inséré un nouveau site non existé sur la plateforme du logiciel sous le nom d'AFRA en introduisant ses

Chapitre III Dimensionnement d'une centrale hybride PV-Diesel à l'aide du PVsyst et HOMER

coordonnées géographiques relative, ce qui nous a permis d'avoir toutes les informations nécessaires du gisement solaire.

Figure 35: Paramètres du site géographique, nouveau site

Figure 35: Coordonnées géographiques du site d'AFRA

Nom fichier	Ville	Pays	Source données
Afra SIT	Afra	Algérie	MeteoNorm 7.1 (2000-2010), Sat=100%
Aqana Nas/Brewer	Aqana Nas/Brewer	Guam	MeteoNorm 8.0 station
Aqata	Aqata	Fédération De Russie	MeteoNorm 8.0 station
Aqayakan	Aqayakan	Fédération De Russie	MeteoNorm 8.0 station
Aqo-1	Aqo-1	Antarctique	MeteoNorm 8.0 station
Aqo-2	Aqo-2	Antarctique	MeteoNorm 8.0 station
Aqo-3	Aqo-3	Antarctique	MeteoNorm 8.0 station
Aqo-4	Aqo-4	Antarctique	MeteoNorm 8.0 station
Aqo-5	Aqo-5	Antarctique	MeteoNorm 8.0 station
Aqo-6	Aqo-6	Antarctique	MeteoNorm 8.0 station
Aqto Kislossou/Aqisserniq	Aqto Kislossou/Aqisserniq	Greenland	MeteoNorm 8.0 station
Ahmedabad/Harsol	Ahmedabad/Harsol	Inde	MeteoNorm 8.0 station
Ahtari/Vääräkoski	Ahtari/Vääräkoski	Finlande	MeteoNorm 8.0 station
Aigle/Ilarsaz	Aigle/Ilarsaz	Suisse	MeteoNorm 8.0 station
Aishik	Aishik	Canada	MeteoNorm 8.0 station
Ajaccio/Campo Oro	Ajaccio/Campo Oro	France	MeteoNorm 8.0 station
Akita Shi	Akita Shi	Japon	MeteoNorm 8.0 station
Akita/Wada	Akita/Wada	Japon	MeteoNorm 8.0 station
Aldvik	Aldvik	Canada	MeteoNorm 8.0 station
Akron-Canton/Aultman	Akron-Canton/Aultman	Etats-unis	MeteoNorm 8.0 station
Aksu/Wensu/Wen-Su	Aksu/Wensu/Wen-Su	Chine	MeteoNorm 8.0 station
Akureyni/Glerárborð	Akureyni/Glerárborð	Islande	MeteoNorm 8.0 station
Akuse	Akuse	Ghana	MeteoNorm 8.0 station
Al Ahsa/Ar Ruqayyiah	Al Ahsa/Ar Ruqayyiah	Arabie Saoudite	MeteoNorm 8.0 station
Al Balad	Al Balad	Arabie Saoudite	MeteoNorm 8.0 station
Al Dhafra	Al Dhafra	Emirats Arabes Unis	MeteoNorm 8.0 station
Al Jouf	Al Jouf	Arabie Saoudite	MeteoNorm 8.0 station
Al Udeid	Al Udeid	Qatar	MeteoNorm 8.0 station
Alakurtti	Alakurtti	Fédération De Russie	MeteoNorm 8.0 station
Albacete/La Pulgosa	Albacete/La Pulgosa	Espagne	MeteoNorm 8.0 station
Albany County/Shakers	Albany County/Shakers	Etats-unis	MeteoNorm 8.0 station
Al-Buhayrah	Al-Buhayrah	Egypte	MeteoNorm 8.0 station
Albuquerque/Kirtland Addition	Albuquerque/Kirtland Addition	Etats-unis	MeteoNorm 8.0 station
Albuquerque/Los	Albuquerque/Los	Fédération De Russie	MeteoNorm 8.0 station

Figure 36: Site insérer avec succès

VIII.2 Orientation des panneaux

Afin de pouvoir estimer les angles optimaux d'inclinaison des modules photovoltaïques dans cette région et pour un pourcentage nul des pertes par rapport à l'optimum, nous avons opté pour une inclinaison de 26°.

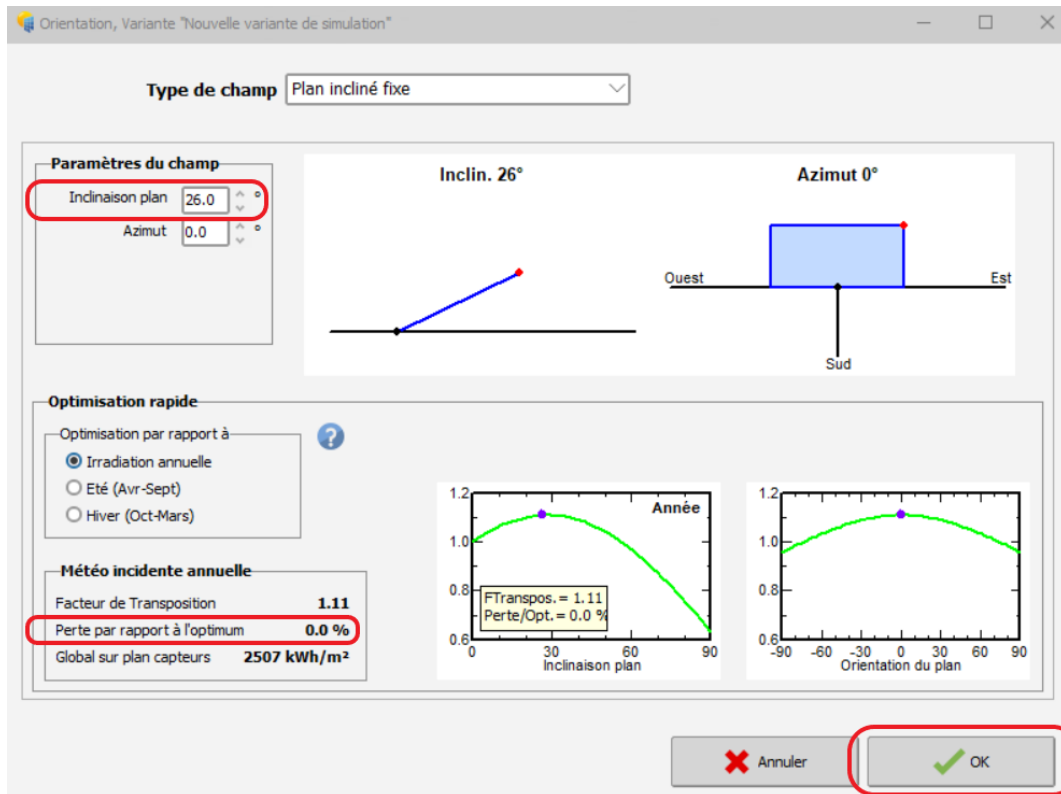


Figure 37:Orientation des panneaux

VIII.3 Choix des composants module PV et onduleur

Comme le montre la figure suivante, nous avons introduit une puissance crête de 105 KW puis prédéfini le type de module et d'onduleur choisi dans le cas de cette étude. Les caractéristiques techniques de ces deux derniers sont données en (Annexe A) et (Annexe B).

Chapitre III Dimensionnement d'une centrale hybride PV-Diesel à l'aide du PVsyst et HOMER

Sous-champ

Nom et orientation du sous-champ
 Nom: Champ PV
 Orient.: Plan incliné fixe
 Inclinaison: 26°
 Azimut: 0°

Aide au dimensionnement
 Pas de prédim.
 Entrez Pnom désirée: 105.0 kWc
 ... ou surface disponible(modules): 682 m²

Sélection du module PV
 Disponibles: Tous les modules PV
 Mod. nécessaires approx.: 420
 Sélectionné: Yingli Solar, 250 Wp 25V, Si-poly, YL250P-29b, Depuis 2015, Manufacturier 2015

Sélection de l'onduleur
 Disponibles: Tension de sortie 208 V Mono 60Hz
 Sélectionné: SMA, 10 kW, 300-480 V, TL, 60 Hz, Sunny Boy 10000TLUS-12 - 208V, Depuis 2012

Dimensionnement du champ
 Nombre de modules et chaînes
 Mod. en série: 14 (entre 12 et 14)
 Nb. chaînes: 30 (entre 29 et 30)

Cond. de fonctionnement
 Vmpp (60°C): 359 V
 Vmpp (20°C): 431 V
 Vco (-10°C): 589 V

Irradiance plan: 1000 W/m²
 Imp (STC): 248 A
 Isc (STC): 265 A
 Puiss. max. en fonctionnement (à 1000 W/m² et 50°C): 93.7 kW
 Puiss. nom. champ (STC): 105 kWc

Résumé système global

Nombre de modules	420
Surface modules	682 m ²
Nbre d'onduleurs	10
Puissance PV nominale	105 kWc
Puissance PV maximale	99.4 kWDC
Puissance AC nominale	100.0 kWAC
Rapport Pnom	1.050

Figure 38: Choix du module PV et onduleur

Après avoir sélectionné le type des composants désiré, nous avons lancé la simulation et obtenu les diagrammes présentés sur la figure ci-dessous :

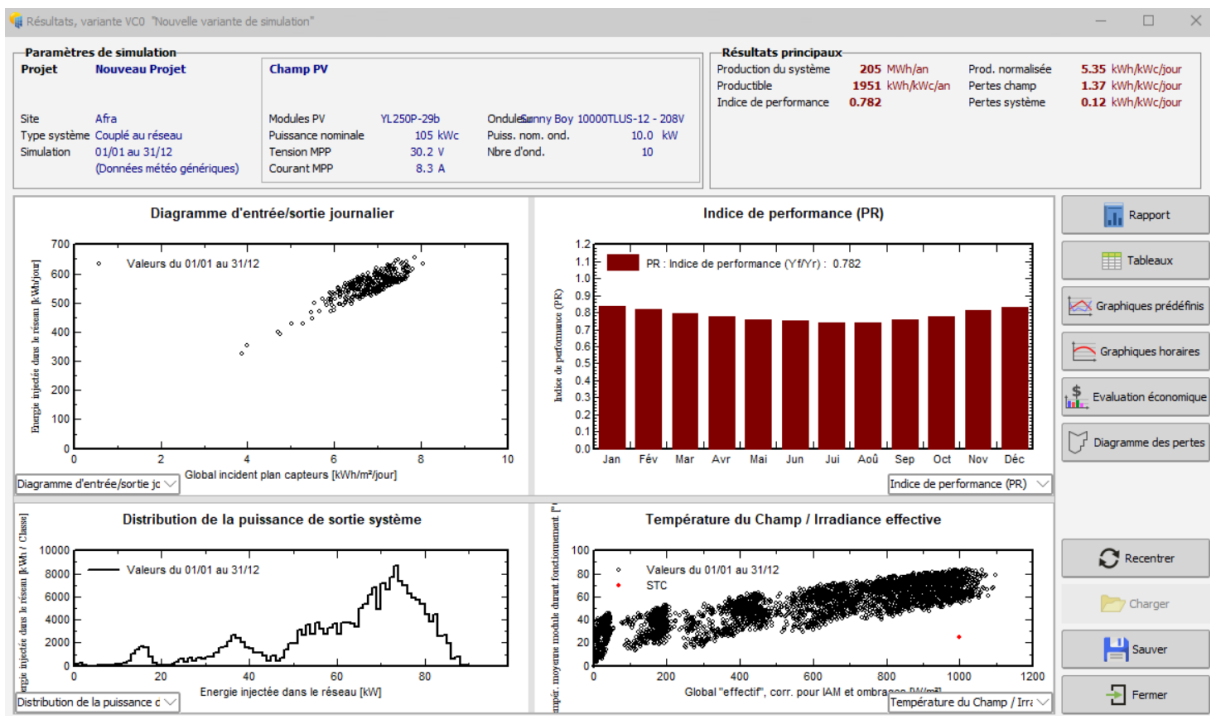


Figure 39: Résultats de la simulation

IX. Présentation du logiciel HOMER

Le logiciel HOMER (hybrid optimization model for electric renewables) développé par NREL (national renewable energy laboratory) aux états unis, prend en charge l'opération d'évaluation des conceptions des différents systèmes de génération d'énergie électrique, que ce soit connecter à un réseau électrique classique ou bien éloigné de ce dernier pour une variété d'applications. Il permet d'analyser et de combiner diverses sources d'énergie afin d'arriver à afficher une configuration optimale d'un système hybride capable de fournir de l'énergie au site spécifié d'une manière faisable selon certains critères techniques et économiques. [39]

Pour simuler un système hybride de génération d'énergie, il faut définir tous les éléments de ce dernier, en utilisant les composants définis dans la bibliothèque du logiciel comme les éoliennes, les panneaux photovoltaïques, les groupes électrogènes et les convertisseurs statiques etc. S'il est nécessaire d'ajouter un composant qui n'existe pas dans la liste des éléments définis par défaut, le logiciel nous permet de l'ajouter en introduisant toutes ces caractéristiques techniques ainsi que son coût. On peut aussi modifier les caractéristiques d'un composant déjà existant dans la bibliothèque. [39]

Toujours HOMER, simule le fonctionnement d'un système en faisant des calculs de bilan d'énergie à chaque heure pour chacun des 8760 heures dans une année. Il trouve la combinaison la moins coûteuse qui répond aux charges électriques et thermiques spécifiques. HOMER simule plusieurs configurations, il optimise le coût pour un cycle de vie donné et génère des résultats de sensibilité pour la plupart des situations. [39]

X. Etape de simulation HOMER

Le système étudié est de type d'une centrale isolé, l'ensemble de cette installation est injecté dans le réseau du site isolé AFRA la wilaya d'Illizi. Sur l'environnement HOMER, nous avons défini chaque élément de notre installation, en se basant sur toutes les données et les caractéristiques fournies. En amont de l'installation, on définit le potentiel renouvelable disponible (solaire) en utilisant les données fournies. D'autres données sont notamment nécessaires tel que :

- Les coordonnées du site (longitude, latitude, le temps).
- Les durées de vie des composants, ainsi que leurs coûts.
- La durée de vie du projet.

X.1 Position du site

Nous présentons sur l'interface du logiciel comme illustre la figure ci-dessous, la position du site de travail sur la carte géographique pour vérifier les coordonnées relatives au site AFRA la Wilaya d'Illizi, et choisir les composants de l'installation et leurs caractéristiques techniques.

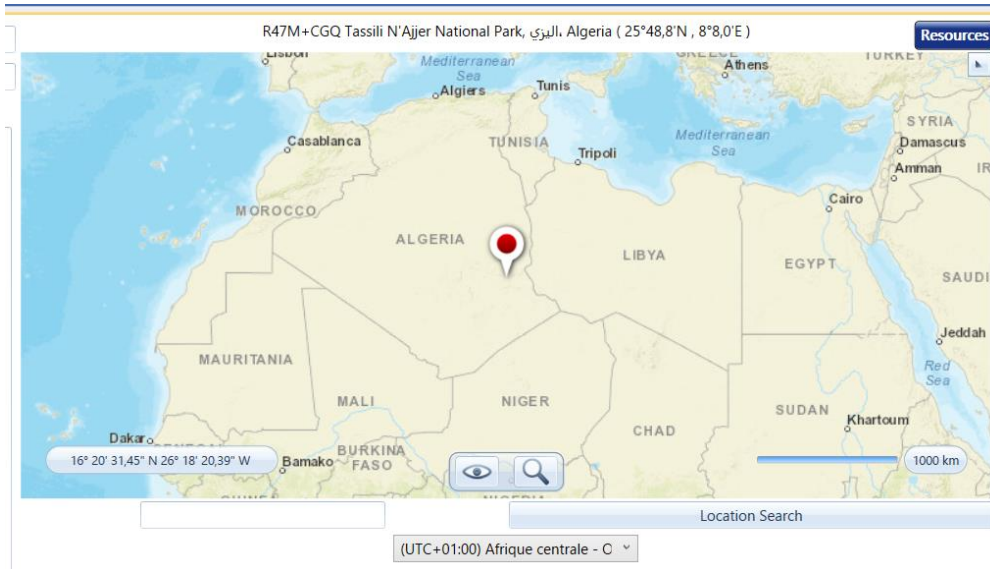


Figure 40: Coordonnées géographique AFRA

X.2 Configuration du système

L'architecture adoptée du système étudié se compose de deux bus sont reliés en parallèle, un bus DC auquel est connectés le champ PV et un bus AC sur lequel sont connectés les groupes électrogènes et la sortie des onduleurs.

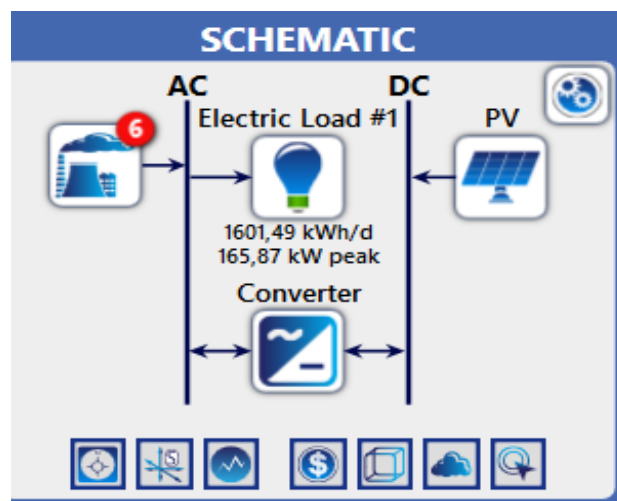


Figure 41: Architecture du système

X.3 Configurations des éléments du système

X.3.1 Module PV

Lors du dimensionnement des panneaux PV on prédéfinit leur puissance crête qui représente la puissance que peut fournir un module lorsqu'il est fermé sur sa charge nominale optimale, sous les conditions standards de fonctionnement.

Dans notre cas d'étude la puissance crête est fixé sur 105 KW en se basant sur un module de type Generic flat plate PV avec un cout estimé à 243 40,31 DA.

The screenshot displays the configuration for a 'Generic flat plate PV' module in the HOMER software. The interface is divided into several sections:

- Properties:** Name: Generic flat plate PV, Abbreviation: PV, Panel Type: Flat plate, Rated Capacity (kW): 105, Manufacturer: Generic, www.homerenergy.com, Notes: This is a generic PV system.
- PV Configuration Table:**

Capacity (kW)	Capital (€)	Replacement (€)	O&M (€/year)
105	158,55	1,59	100,00

Lifetime: time (years): 25,00
- Capacity Optimization:** HOMER Optimizer™, Search Space: kW, 105.
- Site Specific Input:** Derating Factor (%): 80,00.
- Electrical Bus:** AC, DC (selected).

Figure 42:Spécifications techniques du module PV

- **Irradiation solaire**

L'étape essentielle dans la conception d'un système photovoltaïque est la détermination de sa taille optimale qui dépend principalement des données climatiques du site. Le graphe dans la figure et le Tableau ci-dessous sont les données du profile de la variation de l'irradiation solaire moyenne et journalière à télécharger sur HOMER.

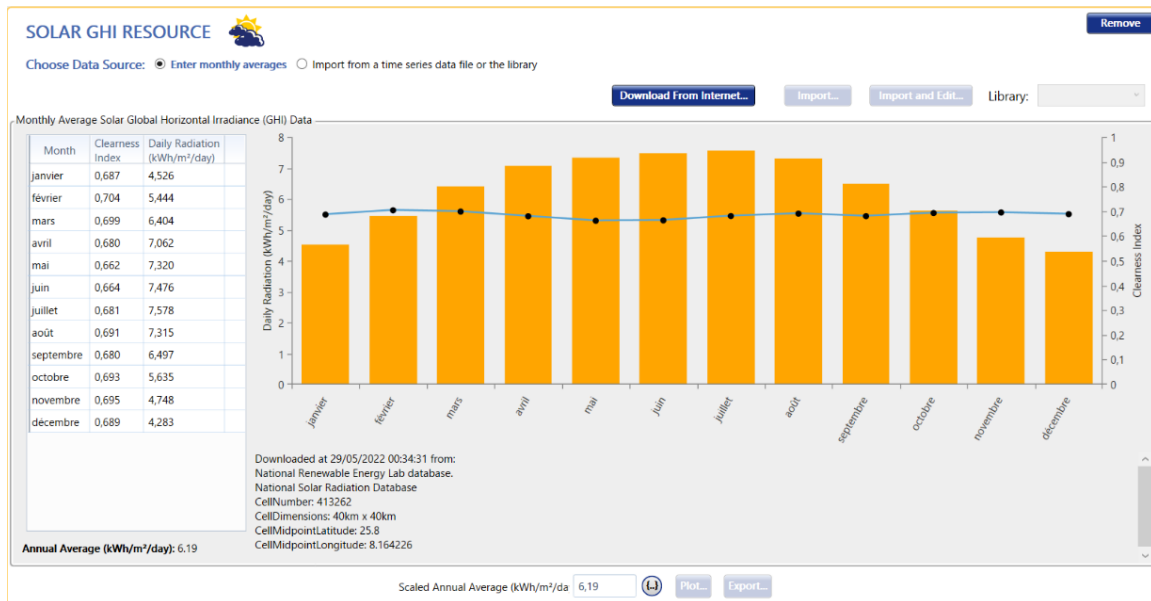


Figure 43: La variation de l'irradiation solaire moyenne et journalière

Cependant ces données, on remarque une excellente compatibilité avec le changement des saisons de la région et nous constatons l'irradiation pendant l'été et pendant l'hiver.

- Le mois juillet est le mois maximum ensoleillé avec une irradiation journalière moyenne de 7,578 (kWh/m² /jours).
- Le mois de décembre est le minimum ensoleillé avec 4,283(kWh/m²/jours).

Nous pouvons aussi diviser les irradiances en trois périodes :

- **Période 1 (faible ensoleillement) :**

Elle correspond à des irradiances journalières moyennes inférieure à 5 (kWh/m²/jours). Elle concerne les mois : janvier, novembre et décembre.

- **Période 2 (ensoleillement moyen) :**

Elle correspond à des irradiances journalières de 5 jusqu'à 6 (kWh/m² /jours). Elle concerne les mois : février, mars, septembre et octobre.

- **Période 3 (ensoleillement élevé) :**

Elle correspond à des irradiances journalières supérieure à 6 (kWh/m² /jours). Elle concerne les mois : avril, mai, juin, juillet et août.

X.3.2 Caractéristique de l'onduleur

Pour convertir la tension en courant continu à une tension à courant alternatif, nous devons utiliser un onduleur. Ce dispositif permet de pallier aux coupures de courant, de stabiliser la tension électrique et d'éliminer les parasites électriques.

Pour L'onduleur on fixe une puissance de 105 kW et on note un coûts de 2 703,45 DA.

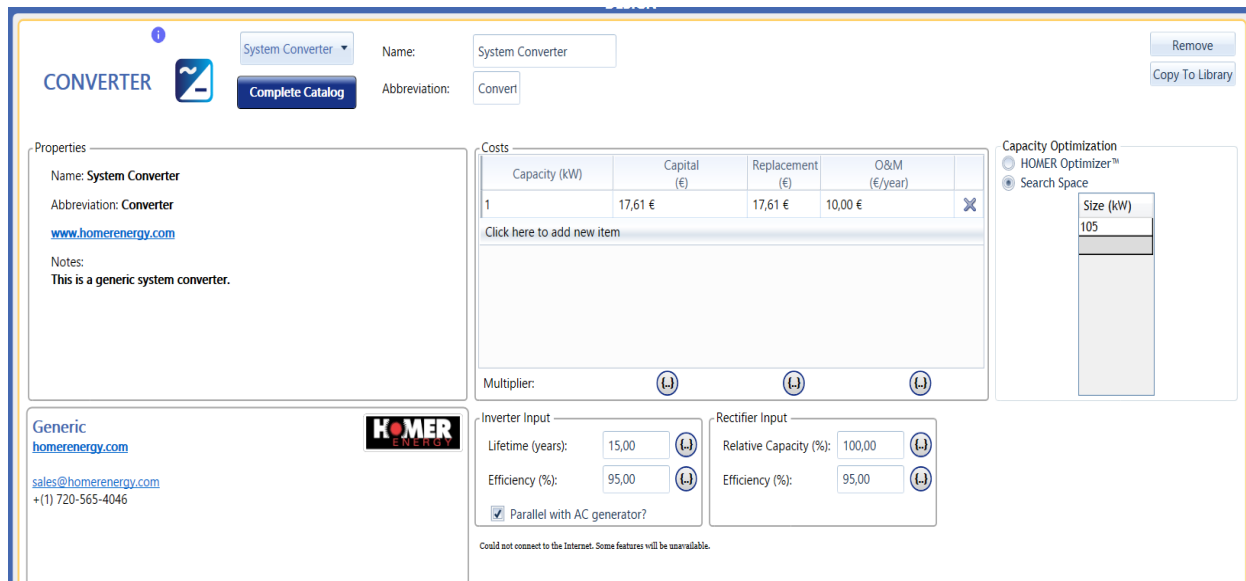


Figure 44:Spécifications techniques d'onduleur

X.3.3 Choix du générateur

Homer Energy pro offre une multitude du choix du générateur avec différents types de carburants.

Le générateur que nous considérons dans cette étude est un générateur diesel de type Generic 50KW fixed capacity Genset avec un cout estimé à 11 804 012,06 DA.

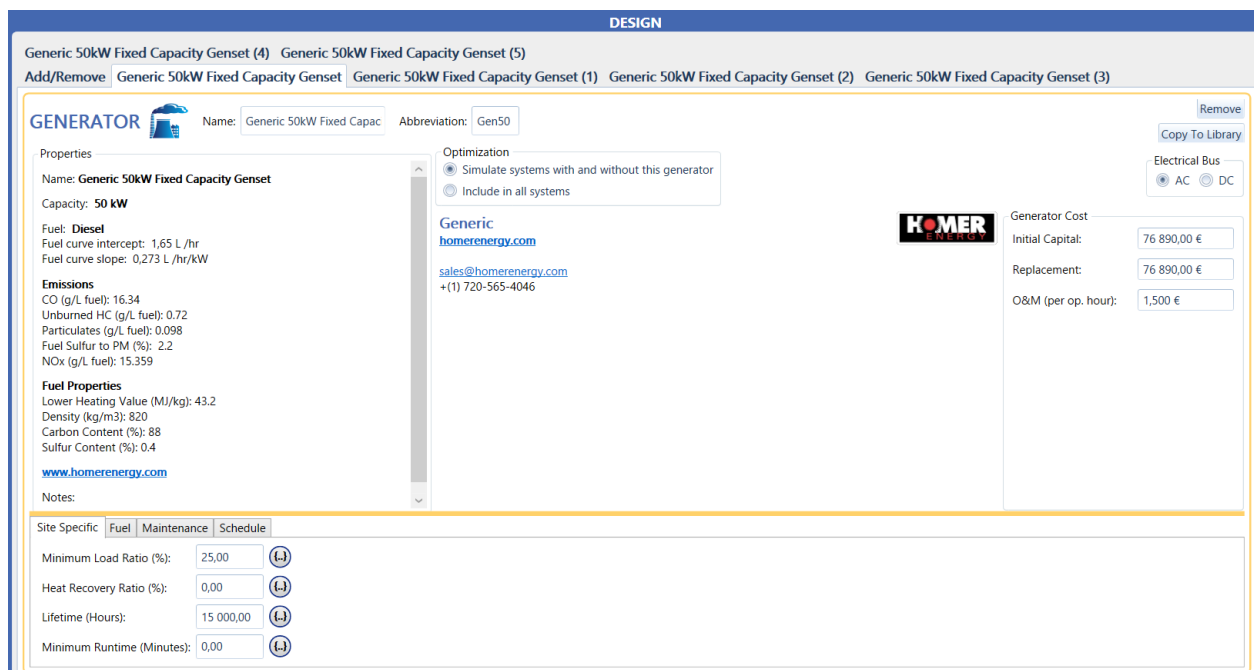


Figure 45:Spécifications techniques du générateur diesel

XI. Schéma unifilaire du site dimensionné

La figure 46 illustre le schéma unifilaire de la centrale de site AFRA

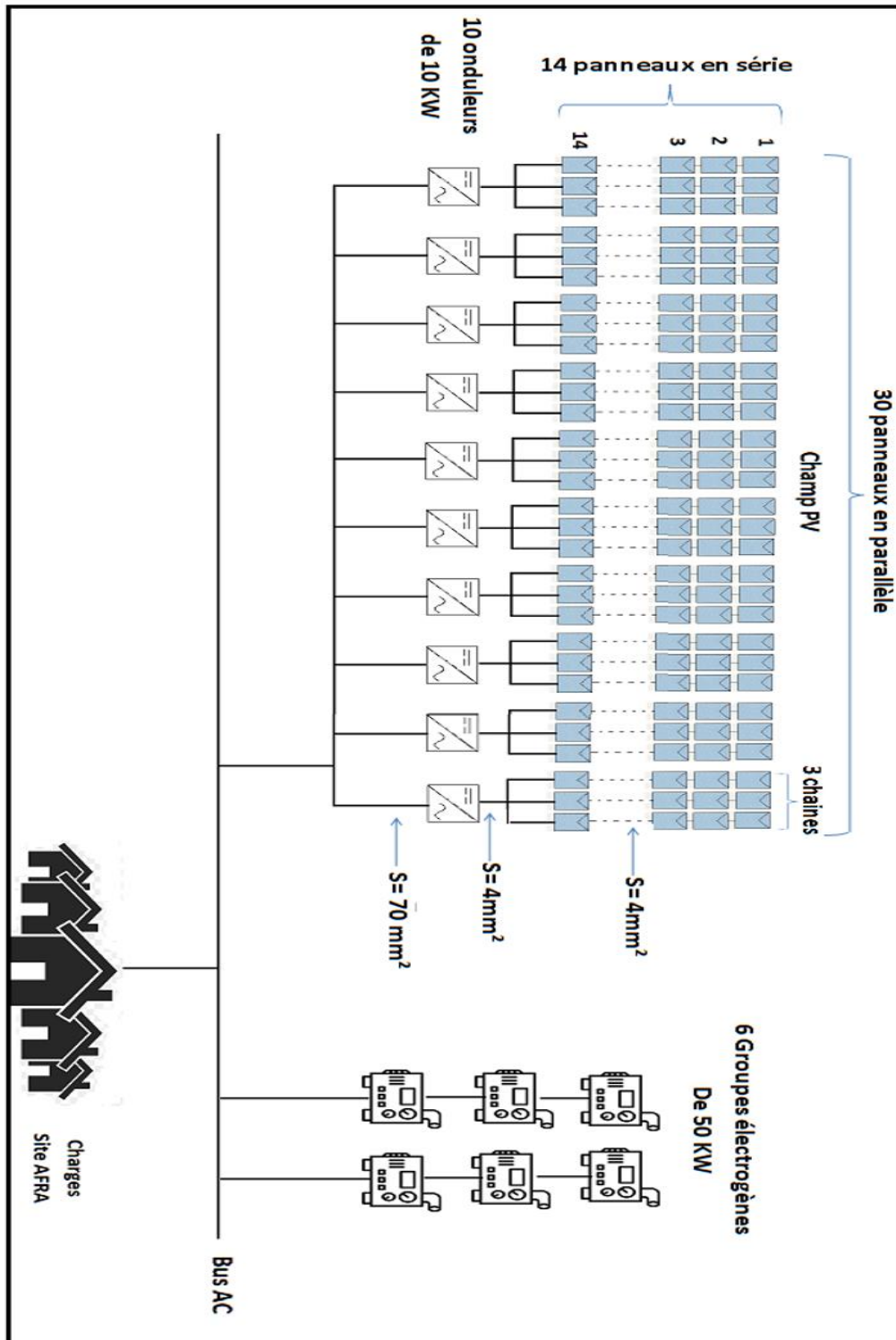


Figure 46:schéma synoptique site AFRA

Conclusion

Dans ce troisième chapitre, nous avons commencé par une brève présentation de la société SKTM qui nous a accueillis pour passer notre stage de fin d'étude. Puis nous avons passé au dimensionnement du notre système hybride étudié passant par des applications numériques et en utilisant des logiciels de simulation.

L'utilisation du logiciel PVsyst nous a permis à la fois de savoir mener une simulation complète d'un système PV en précisant les caractéristiques électriques de chaque composant.

Le logiciel Homer Pro nous a aidés à aboutir à la simulation de notre centrale en faisant des calculs simplifiés qui nous mène aux différentes solutions.

Dans le prochain chapitre on va essayer de poursuivre notre simulation en faisant sortir tous les résultats souhaités sur PV SYST et sur HOMER Pro et en les interprétant en espérant atteindre notre but qui est de faire une étude sur ce futur central.

Chapitre IV

Interprétation et discussion des résultats

Introduction

Dans ce chapitre nous présentons les résultats de la simulation de l'installation photovoltaïque d'un site isolé sous logiciel PVsyst puis les résultats de simulation de cette dernière après l'hybridation sous Homer pro. Les résultats seront interprétés et discuter par la suite.

I. Résultats PVsyst

I.1 Evaluations des productions normalisées

La figure « 47 » montre l'énergie produite par l'installation photovoltaïque durant une année pour chaque mois. Sur cette figure on remarque que l'énergie maximale est produite durant la période d'été (Février – Mars). L'énergie minimale est produite durant le mois de Décembre.

Les pertes Lc sont les pertes correspondantes au champ PV, on remarque que ces valeurs des pertes égales à 1,37 (KWh/kWp/jr).

Les pertes Ls sont les pertes correspondantes au système PV (onduleurs...) avec une valeur égale à 0,12 (KWh/kWp/jr).

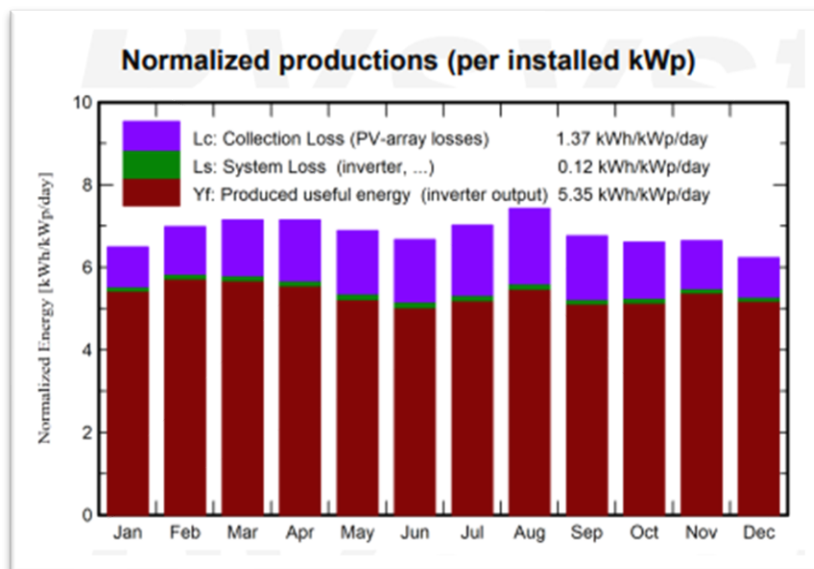


Figure 47: Productions normalisées

I.2 Indice de performance

L'indice de performance (PR) est l'une des valeurs les plus importantes pour l'évaluation de l'efficacité d'une installation photovoltaïque. L'indice de performance désigne le rapport entre le

rendement énergétique réel et le rendement énergétique théoriquement possible. Il est en grande partie indépendant de l'orientation des panneaux et du rayonnement incident. Le PR peut atteindre 78,2% dans la figure « 48 » qui présente l'indice de performance obtenus pour notre site, on remarque que ce coefficient varie au cours de l'année. Il s'agit essentiellement d'un effet de la température des capteurs. Rappelons que la puissance fournie par un champ PV diminue avec la température.

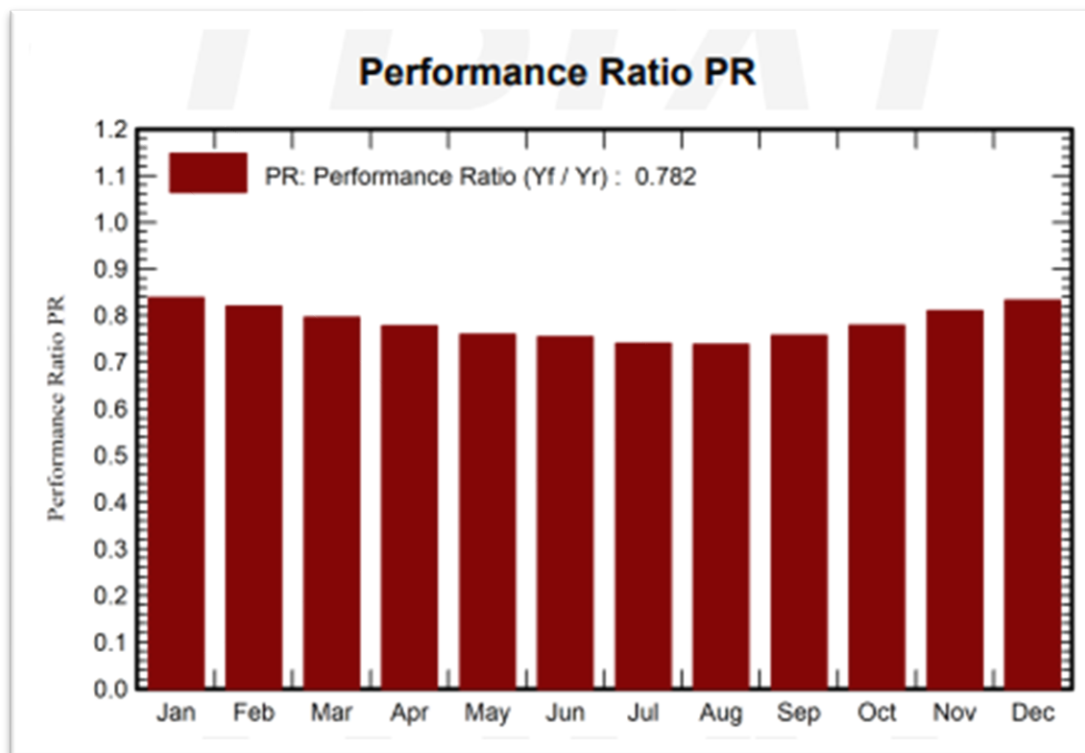


Figure 48: L'indice de performance

I.3 Bilan énergétique

La figure « 49 » illustre le bilan de l'énergie annuel. Les paramètres du tableau sont définis juste après.

Balances and main results								
	GlobHor	DiffHor	T_Amb	GlobInc	GlobEff	EArray	E_Grid	PR
	kWh/m ²	kWh/m ²	°C	kWh/m ²	kWh/m ²	MWh	MWh	ratio
January	142.5	25.26	13.43	201.2	198.8	18.04	17.69	0.838
February	151.9	29.76	16.23	195.6	192.8	17.18	16.84	0.820
March	194.2	51.77	22.02	221.5	217.6	18.90	18.51	0.796
April	210.5	62.15	26.23	214.3	210.2	17.91	17.51	0.778
May	229.3	76.05	31.65	213.3	208.3	17.48	17.02	0.760
June	224.6	76.83	33.92	200.2	195.2	16.29	15.85	0.754
July	241.6	63.01	35.67	217.6	212.2	17.36	16.91	0.740
August	235.5	50.14	35.02	230.2	225.5	18.27	17.83	0.738
September	186.8	62.18	32.50	202.8	199.0	16.50	16.12	0.757
October	168.8	48.57	27.54	204.9	201.6	17.12	16.75	0.779
November	144.5	26.90	20.06	199.4	196.6	17.30	16.96	0.810
December	133.1	24.66	15.52	193.2	191.0	17.22	16.89	0.833
Year	2263.2	597.28	25.87	2494.0	2448.9	209.56	204.88	0.782

Legends			
GlobHor	Global horizontal irradiation	EArray	Effective energy at the output of the array
DiffHor	Horizontal diffuse irradiation	E_Grid	Energy injected into grid
T_Amb	Ambient Temperature	PR	Performance Ratio
GlobInc	Global incident in coll. plane		
GlobEff	Effective Global, corr. for IAM and shadings		

Figure 49: Bilan de l'énergie

GlobHor : Rayonnement global horizontal : une combinaison du rayonnement diffuse global et du rayonnement direct global pour une surface horizontale.

DiffHor : L'irradiation horizontale diffuse : est la quantité de rayonnement reçue par unité de surface par une surface qui n'arrive pas sur une trajectoire directe du soleil, mais qui a été diffusée par les molécules et les particules dans l'atmosphère.

GlobEff : Le rayonnement effectif sur les collecteurs : le rayonnement restant après les pertes détaillées précédemment, multiplié par la surface PV.

EArray : Energie effective sortie champ (L'énergie nominale du panneau (au rendement STC) – les pertes de modèle PV et les pertes de champ).

D'après le tableau des bilans et les résultats, on enregistre une production annuelle ; la plus importante à 204,88 (MWh), dont le mois de Mars donne une valeur de 18,51 (MWh). On remarque aussi que le rayonnement solaire du mois de juillet est le plus important 241,6 (kWh/m²), par rapport à celui de Mars qui est égal à 194,2 (kWh/m²), alors que les températures sont respectivement de 22,02°C et 35.67°C, donc ce qui influence la diminution de la production des panneaux sont les pertes de collection et les pertes du système qui sont plus importantes à des températures supérieures à 25°C.

I.4 Diagramme des pertes sur l'année entière

Le diagramme de la figure « 50 », Résume les pertes de la production de système PV à savoir : les pertes ohmiques du câblage, effet d'incidence, pertes dues à la température du champ, pertes dues à la qualité des modules, etc.

En effet, l'énergie produit par le champ PV et injecté au réseau local de la région d'AFRA (énergie sortie du champ) estimée à 256,9 MWh est réduite à 204,9 MWh.

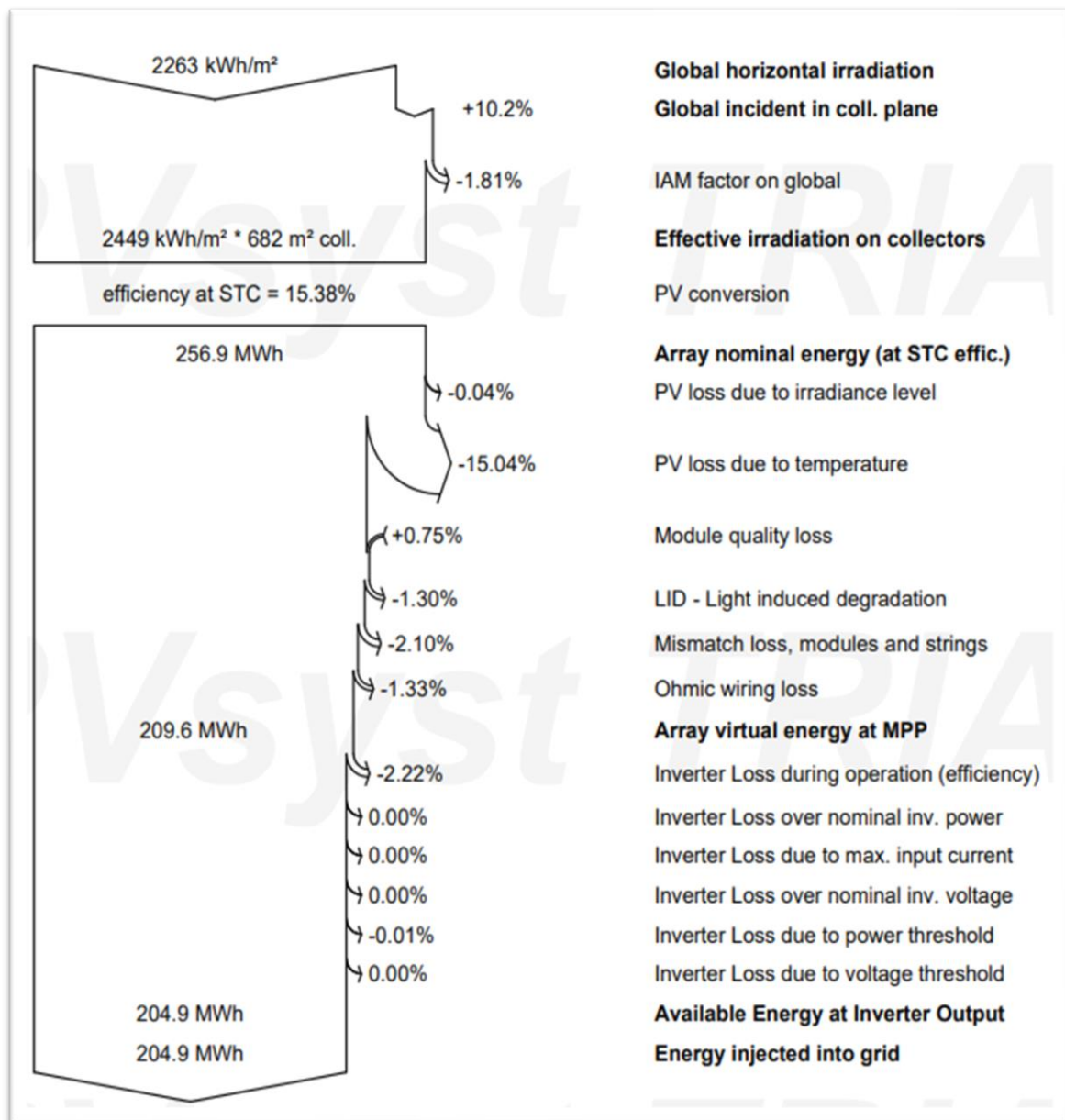


Figure 50: Diagramme des pertes sur l'année entière

I.5 Diagramme d'Entrée / Sortie journalier

Le diagramme journalier Entrée/Sortie présenté sur la figure « 51 » nous donne l'énergie produite en fonction de l'Irradiation journalière globale incidente en (kWh/m²/jour) pendant toute l'année dans la région étudiée. On remarque une augmentation de production d'énergie injecté au réseau locale de la région AFRA seulement à partir d'une valeur du rayonnement incident global égale à 5 (KWH/m²/jour) sur la surface des panneaux photovoltaïques. Cette augmentation se focalise sur un intervalle court alors que pour un meilleur dimensionnement, il s'agit approximativement d'une ligne droite légèrement saturé pour des grandes valeurs d'irradiation.

Si certains points (jours) s'écartent à des rayonnements élevés, cela indique des conditions de surcharge, c'est le cas de système injecté au réseau.

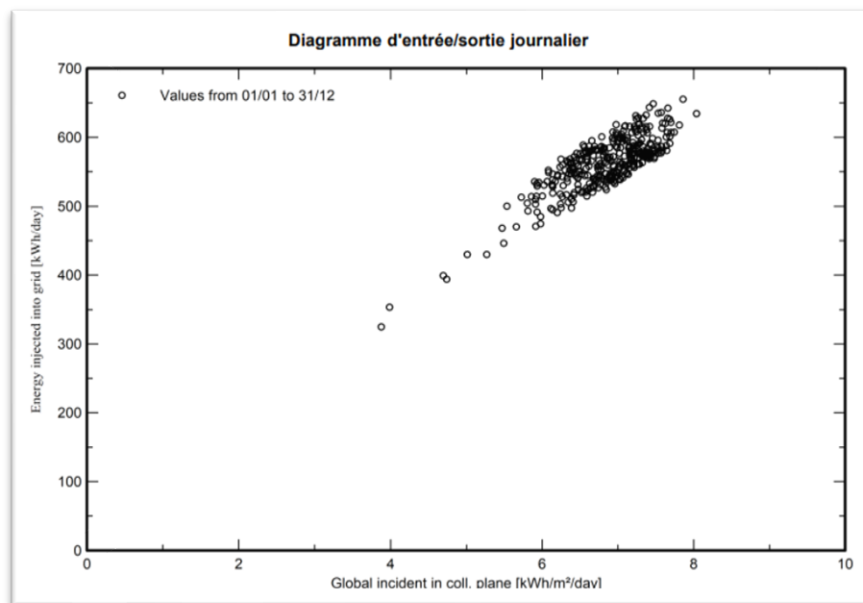


Figure 51: Diagramme d'Entrée/Sortie journalier

I.6 Puissance à la sortie du système

A partir de la Figure « 52 », nous avons vu que les puissances en sortie de l'onduleur avec le point de puissance MPP maximum du courant continu produit par le champ photoélectrique, et la puissance convertie en courant alternatif sont différentes, de sorte qu'ils sont capables de visualiser la puissance crête produite 8500 KWh / Bin.

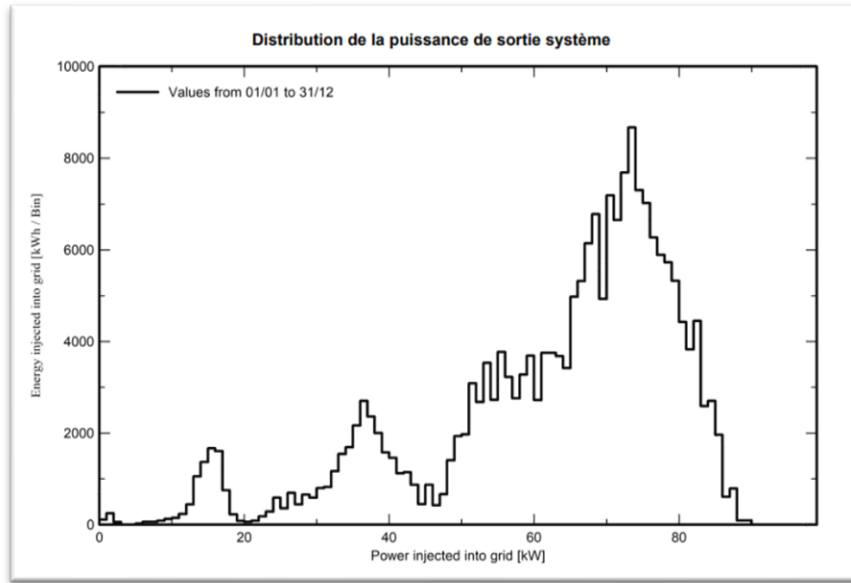


Figure 52: Distribution de la puissance à la sortie du système PV

II. Résultats Homer

II.1 Charge

Le cas de la centrale PV hybride isolé du site d’AFRA peuvent alimenter le réseau local de la région avec une puissance égale à 1601,4 (KWh/jour) ou le pique est au mois d’Aout. La Figure « 53 » indique les détails de cette charge pour des heures, des jours, des mois et même des années.

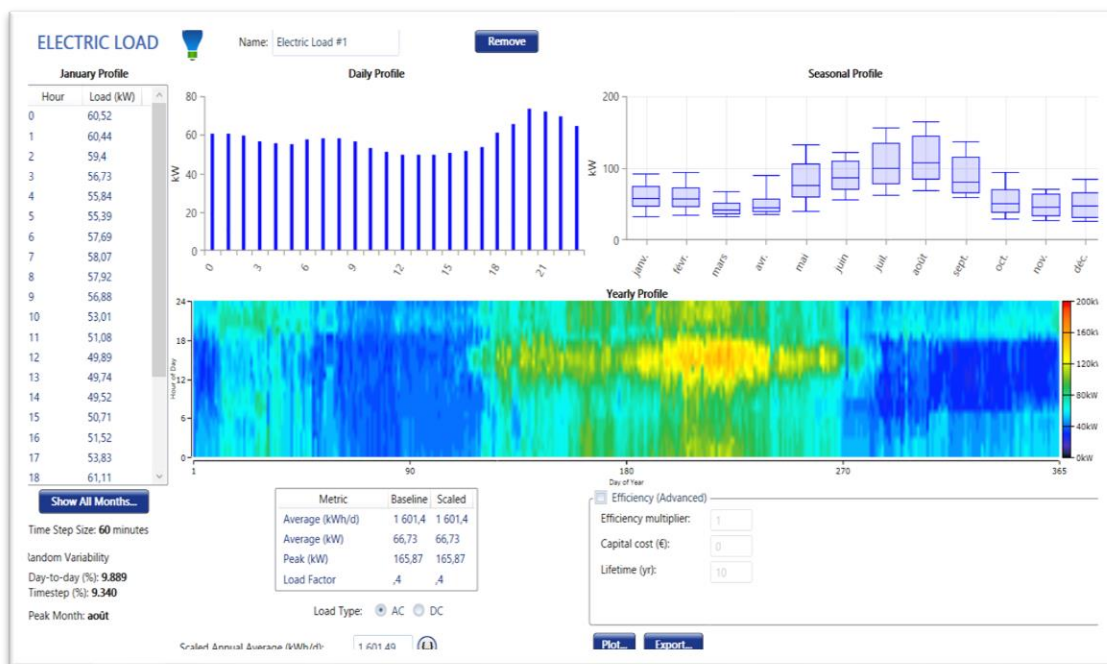


Figure 53: Détails de la charge du système

Après le lancement de calcul d'optimisation, HOMER simule toutes les configurations faisables des systèmes hybrides capables de fonctionner parfaitement dans le site choisi avec la fourniture de l'énergie électrique suffisante au profil de charge. La figure « 54 » présente les scénarios des solutions possible :

Architecture												Cost				System		Gen50				Gen50 (1)	
PV (kW)	Gen50 (kW)	Gen50 (1) (kW)	Gen50 (2) (kW)	Gen50 (3) (kW)	Gen50 (4) (kW)	Gen50 (5) (kW)	Convertir (kW)	Dispatch	COE (€)	NPC (€)	Operating cost (€/yr)	Initial capital (€)	Ren Frac (%)	Total Fuel (L/yr)	Hours	Production (kWh)	Fuel (L)	O&M Cost (€/yr)	Fuel Cost (€/yr)	Hours	Production (kWh)		
105	50,0	50,0	50,0				105	CC	0,514 €	3,88 €M	280 991 €	249 167 €	23,5	149 191	8 760	307 683	98 452	13 140	139 801	6 241	121 626		
105	50,0	50,0		50,0			105	CC	0,514 €	3,88 €M	280 991 €	249 167 €	23,5	149 191	8 760	307 683	98 452	13 140	139 801	6 241	121 626		
105	50,0	50,0			50,0		105	CC	0,514 €	3,88 €M	280 991 €	249 167 €	23,5	149 191	8 760	307 683	98 452	13 140	139 801	6 241	121 626		
105	50,0	50,0				50,0	105	CC	0,514 €	3,88 €M	280 991 €	249 167 €	23,5	149 191	8 760	307 683	98 452	13 140	139 801				
105	50,0		50,0	50,0			105	CC	0,514 €	3,88 €M	280 991 €	249 167 €	23,5	149 191	8 760	307 683	98 452	13 140	139 801				
105	50,0		50,0		50,0		105	CC	0,514 €	3,88 €M	280 991 €	249 167 €	23,5	149 191	8 760	307 683	98 452	13 140	139 801				
105	50,0			50,0	50,0		105	CC	0,514 €	3,88 €M	280 991 €	249 167 €	23,5	149 191	8 760	307 683	98 452	13 140	139 801				
105	50,0			50,0		50,0	105	CC	0,514 €	3,88 €M	280 991 €	249 167 €	23,5	149 191	8 760	307 683	98 452	13 140	139 801				
105	50,0				50,0	50,0	105	CC	0,514 €	3,88 €M	280 991 €	249 167 €	23,5	149 191	8 760	307 683	98 452	13 140	139 801				
105		50,0	50,0	50,0			105	CC	0,514 €	3,88 €M	280 991 €	249 167 €	23,5	149 191							8 760	307 683	
105		50,0	50,0		50,0		105	CC	0,514 €	3,88 €M	280 991 €	249 167 €	23,5	149 191							8 760	307 683	
105		50,0	50,0			50,0	105	CC	0,514 €	3,88 €M	280 991 €	249 167 €	23,5	149 191							8 760	307 683	
105		50,0		50,0	50,0		105	CC	0,514 €	3,88 €M	280 991 €	249 167 €	23,5	149 191							8 760	307 683	
105		50,0			50,0	50,0	105	CC	0,514 €	3,88 €M	280 991 €	249 167 €	23,5	149 191							8 760	307 683	
105		50,0				50,0	105	CC	0,514 €	3,88 €M	280 991 €	249 167 €	23,5	149 191							8 760	307 683	
105			50,0	50,0	50,0		105	CC	0,514 €	3,88 €M	280 991 €	249 167 €	23,5	149 191									
105			50,0		50,0	50,0	105	CC	0,514 €	3,88 €M	280 991 €	249 167 €	23,5	149 191									
105				50,0	50,0	50,0	105	CC	0,514 €	3,88 €M	280 991 €	249 167 €	23,5	149 191									
105	50,0	50,0	50,0	50,0			105	CC	0,522 €	3,94 €M	279 868 €	326 057 €	23,5	149 290	8 760	307 592	98 427	13 140	139 766	6 241	121 108		
105	50,0	50,0	50,0		50,0		105	CC	0,522 €	3,94 €M	279 868 €	326 057 €	23,5	149 290	8 760	307 592	98 427	13 140	139 766	6 241	121 108		
105	50,0	50,0	50,0			50,0	105	CC	0,522 €	3,94 €M	279 868 €	326 057 €	23,5	149 290	8 760	307 592	98 427	13 140	139 766	6 241	121 108		

Figure 54: Résultats d'optimisation du système

La simulation du système hybride par HOMER provient la combinaison optimale des éléments construisons le système. Elle est présentée selon une valeur actuelle nette (NPC) et selon différentes contraintes qui ont participés à la définition de système. Notre cas traite une simulation d'un système hybride de génération d'énergie électrique qui contient un système à énergie renouvelable photovoltaïque, un système diesel qui se compose de six groupes électrogènes, avec la présence d'un convertisseur (onduleur). Le système est raccordé au réseau local de la région. Dans ce cas HOMER présente le résultat de simulation optimale comme illustre la figure « 55 » :

Architecture																			
PV (kW)	Gen50 (kW)	Gen50 (1) (kW)	Gen50 (2) (kW)	Gen50 (3) (kW)	Gen50 (4) (kW)	Gen50 (5) (kW)	Convertir (kW)	Dispatch	COE (€)	NPC (€)	Operating cost (€/yr)	Initial capital (€)	Ren Frac (%)	Total Fuel (L/yr)	Hours	Production (kWh)	Fuel (L)	O&M Cost (€/yr)	Fuel Cost (€/yr)
105	50,0	50,0	50,0				105	CC	0,514 €	3,88 €M	280 991 €	249 167 €	23,5	149 191	8 760	307 683	98 452	13 140	139 801

Figure 55: Résultat optimal pour le système PV

II.2 Energie solaire globale

Dans le but d'évaluer le paramètre influençant directement la production PV, qui est le rayonnement solaire incident, puis d'ôter la confusion qui pourrait s'installer avec le rayonnement solaire global, La Figure « 56 » montre bien la récupération de l'énergie solaire due pendant une durée très importante de l'année.

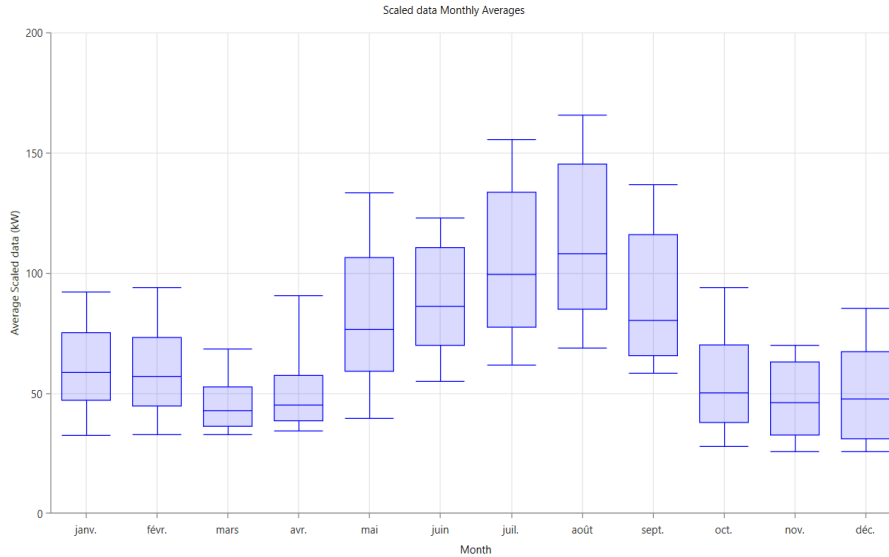


Figure 56:L'énergie solaire global

II.3 Production du champ PV et consommation

La production PV représente 31,6 % de la production totale du système. Elle est variable sur toute l'année et directement liée à l'irradiation solaire.

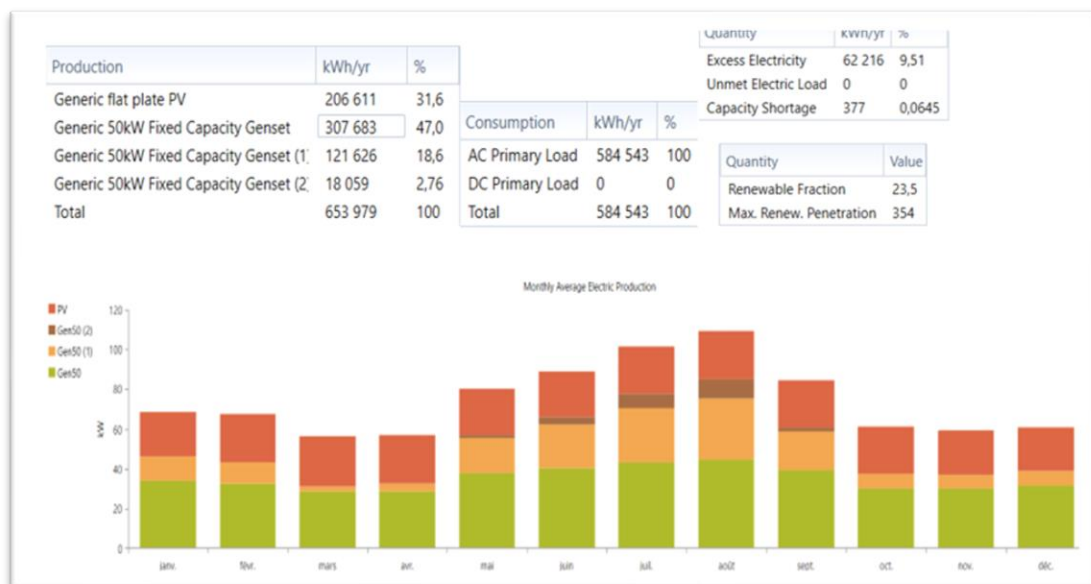


Figure 57: Production électrique totale mensuelle Détails des composants du système

II.4 Détails des composants

II.4.1 Détails de la charge

Le dimensionnement d'un tel système de production de l'énergie dépend essentiellement du profil de la consommation à satisfaire. Les détails de la charge sont introduits dans le HOMER Pro sous forme de profil annuel de la charge est donné par la Figure « 58 » et Le profil de consommation journalier suivant les saisons illustrées dans la Figure « 59 ».

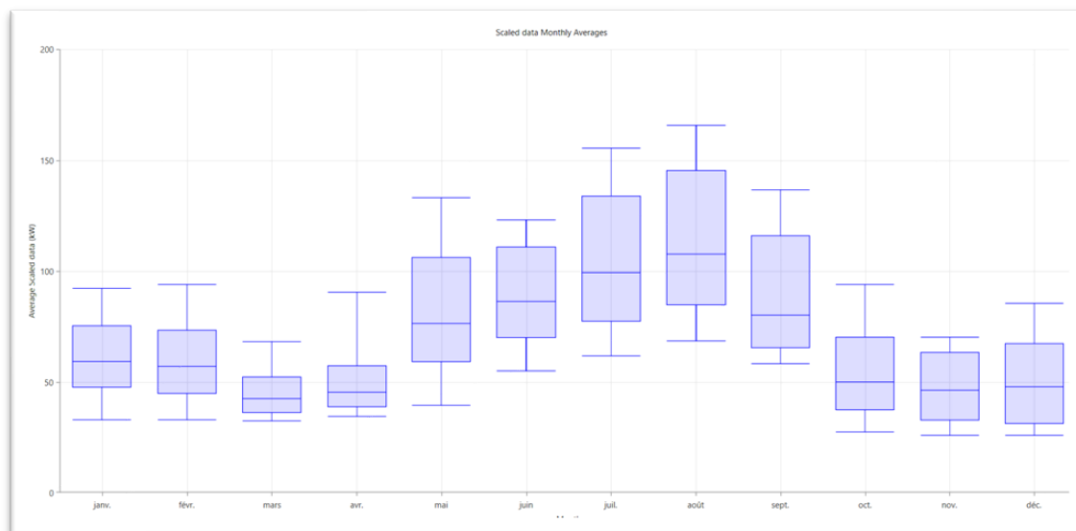


Figure 58: Profil de charge annuel

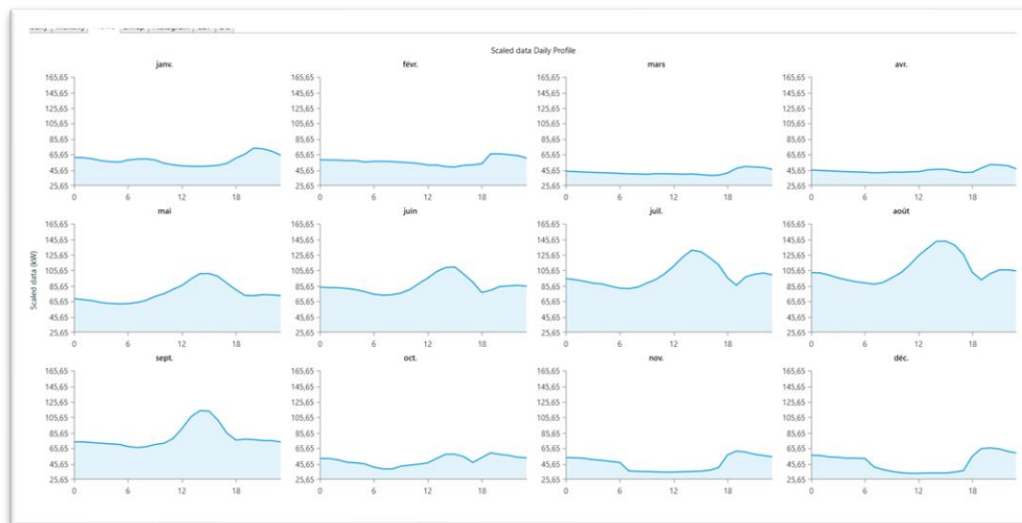


Figure 59: Profil de charge journalier, suivant les saisons

On remarque que le profil de consommation peut être divisé sur deux périodes ou on constate que les 5 mois (mai, juin, juillet, aout, septembre) résumant la période dont la consommation est la plus

élevé avec un pique compris dans l'intervalle de 12-18h plus précisément vers 15h et le reste de l'année représente la période avec une faible consommation.

II.4.2 Détails du convertisseur

Les figures « 60,61,62 » montrent que les pertes annuelles de l'onduleur ne dépassent pas 2% ce qui est équivalent à un rendement de 98%. Ces figures montrent l'énergie a injecté au réseau varie suivant les saisons et l'ensoleillement. Le plus fructueux est sa valeur moyenne annuelle qui peut représenter une source revenue pour l'entreprise.



Figure 60:Indications puissance de l'onduleur

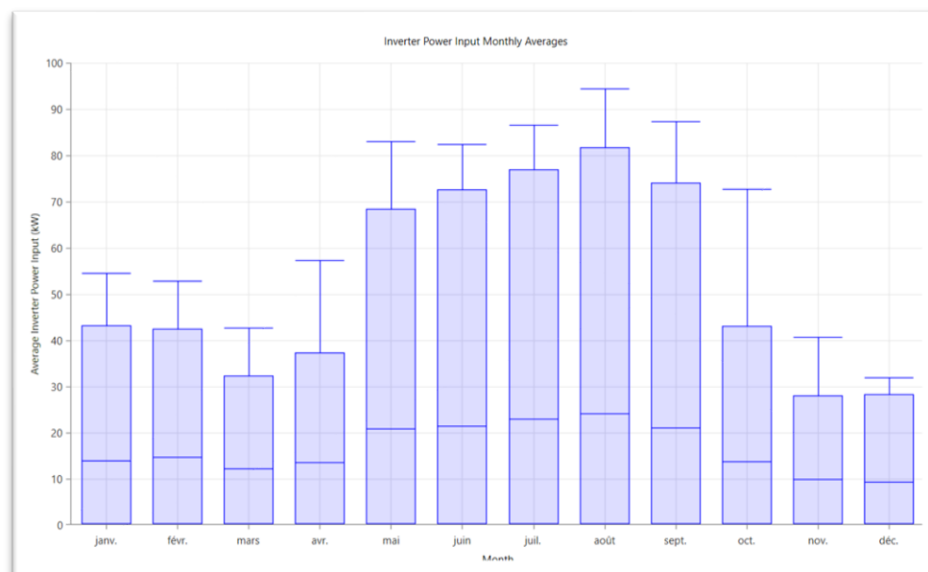


Figure 61:La puissance d'entrée du convertisseur

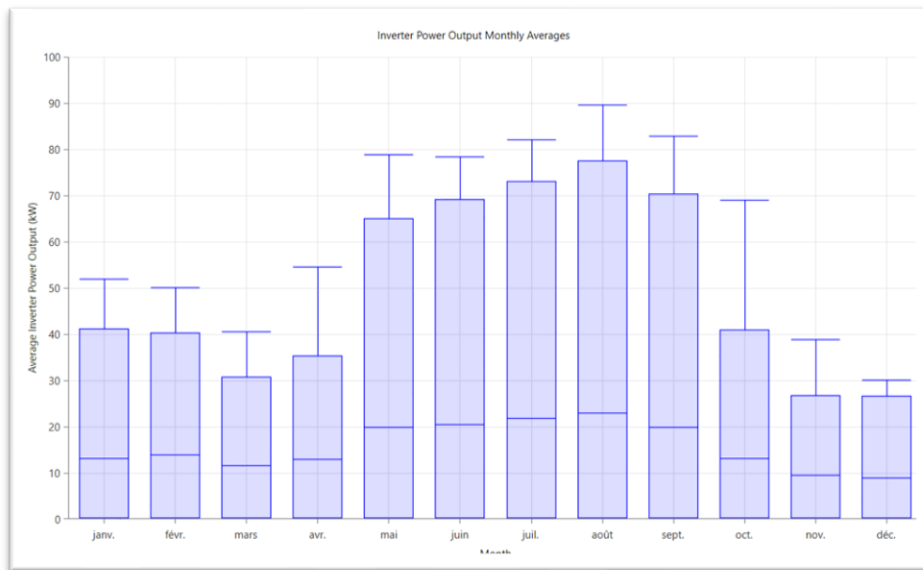


Figure 62: La puissance de sortie du convertisseur

II.4.3 Détails du générateur diesel

La figure « 63 » représente l'indication de puissance du générateur diesel où l'on peut voir que la période de production maximale est la période estivale de 12h00 à 18h00. Pendant la période où les générateurs PV fonctionnent à plein régime, la puissance des générateurs diesel n'est que de 13 kW environ.

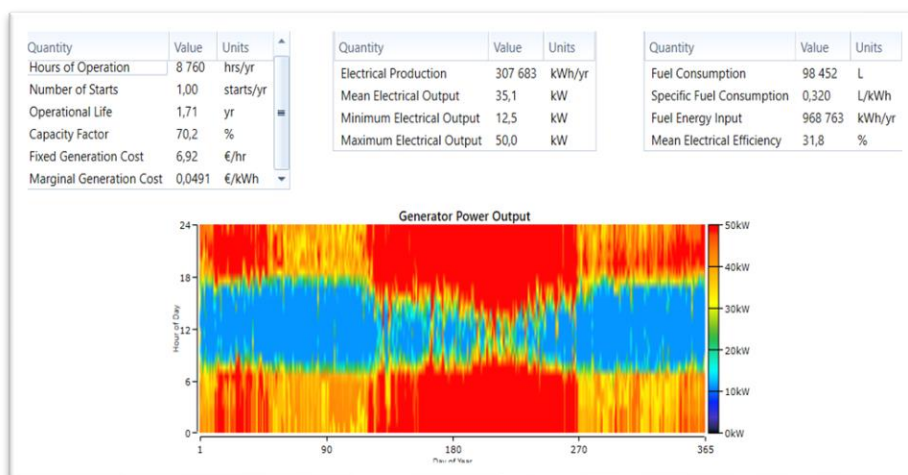


Figure 63: Indications puissance du générateur diesel

II.4.4 Détails du générateur photovoltaïque

La figure « 64 » présente la production d'énergie par le générateur photovoltaïque GPV, ce type de graphe met en évidence un an de données horaires, chaque heure de l'année est présentée par une couleur qui simule une information précise d'une valeur de données. Cette présentation permet de voir plus clairement les informations utiles pour une interprétation facile et concrète.

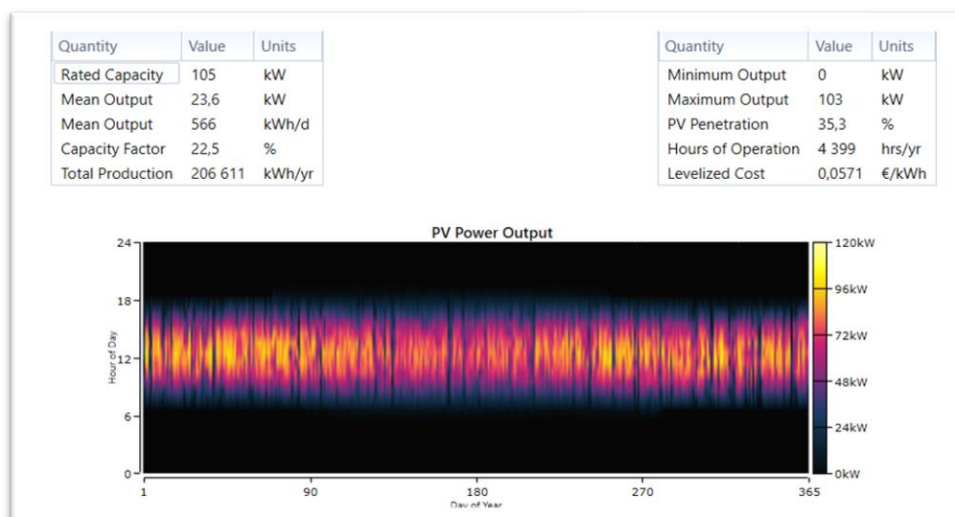


Figure 64: Indications puissance du générateur photovoltaïque

On peut remarquer que la période de fonctionnement de GP est bornée entre 6h du matin jusqu’au 18h et une production nulle l’heure de pointe de 20h jusqu’au 4h du matin la période d’absence d’ensoleillement (énergie lumineuse), ce qui introduit en parallèle le fonctionnement d’autres générateurs pour répondre à la demande de la charge.

II.5 Evaluation environnementale

L’hybridation de la centrale diesel avec 31% Pénétration PV pourrait réduire 20% des émissions de CO2 et des gaz à effet de serre dans l’atmosphère de zone en question. La réduction de la quantité de polluants atmosphériques différents pour PV pénétration 21% par rapport à celui diesel seule centrale électrique est donnée dans le tableau ci-après. La réduction des émissions totales de gaz à effet de serre est proportionnelle avec le taux pénétration d’énergie PV.

Gaz polluant	Emissions (kg/an)	
	Avant l’hybridation	Après l’hybridation
Dioxyde de carbone	491 377	390 563
Monoxyde de carbone	3 067	2 438
Hydrocarbonés imbrûlés	135	107
Matières particulaires	18,4	14,6
Dioxyde de soufre	1 203	956
Oxydes d’azote	2 883	2 291

Tableau 7: Emission des gaz polluants

II.6 Evaluation économique

II.6.1 Centrale diesel seul (sans hybridation)

Notre étude est appuyée par les résultats fournis par Homer sur la base du paramètre coût présent net (ou Net Present Cost NPC). Nous trouvons le coût annuel ou coût de la durée de vie (NPC : Net Present Cost) en euros, catégorisé par type de composants ou par type de coûts. La Figure « 65 » montre NPC détaillé de chaque composant du système optimal et le coût annuel détaillé de chaque composant du système.

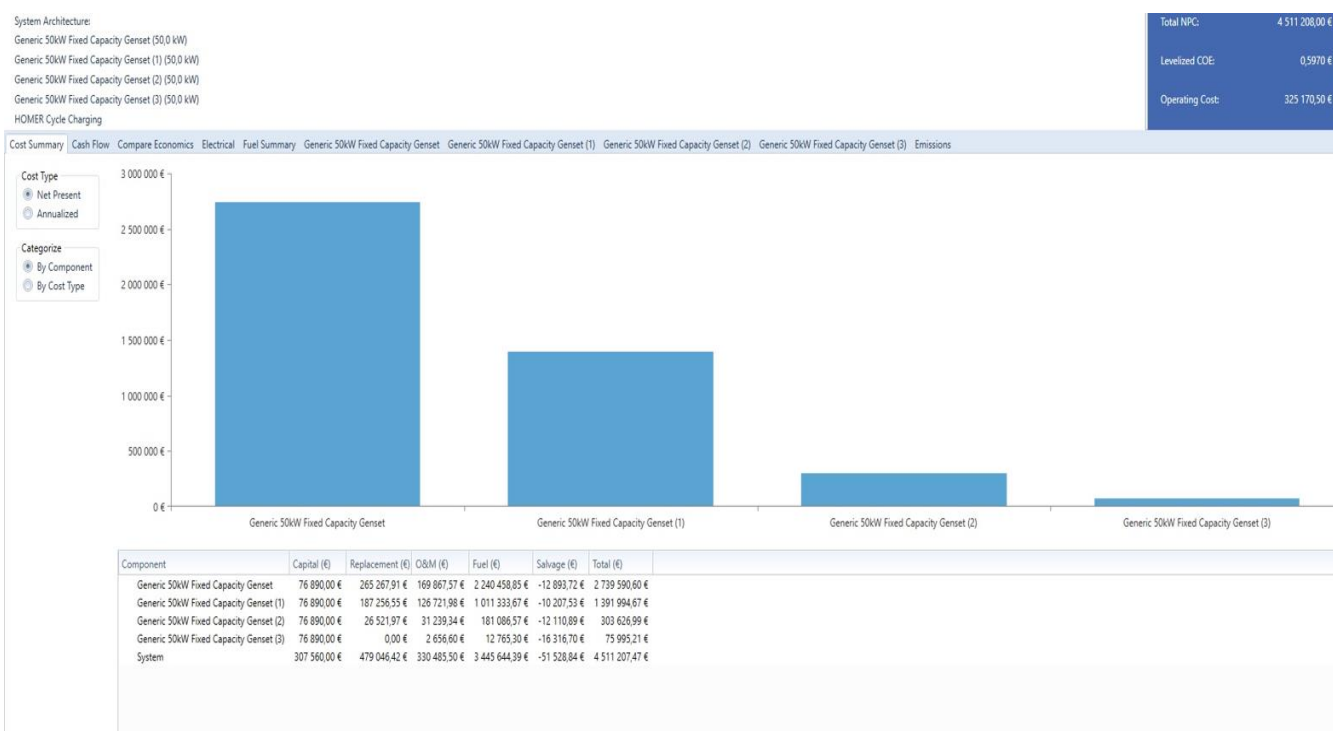


Figure 65:Résumé des coûts sans PV

Paramètre	GD	GD1	GD2	GD3	Système
Investissement totale DA	424 188 444,60	215 531 493,63	47 012 521,01	11 766 827,47	698 499 286,71
Consommation en fuel L	122 049	55 092	9 865	695	187 701
Consommation spécifique en fuel L/kWh	0,310	0,339	0,374	0,404	1,427
Prix DA/kWh	60,08	60,08	60,08	60,08	-

Tableau 8: résumé des couts et de la consommation en fuel de système GD

Commentaire :

La figure représente le résumé des coûts d’une centrale diesel. L’investissement totale engendre plusieurs paramètres tel que la maintenance des groupes électrogène et le prix du fuel.

On remarque que le premier groupe électrogène (GD) représente 60% du prix totale de l’investissement donc la partie la plus chère avec un nombre d’heure de fonctionnement important par rapport aux autres groupes de la centrale.

Le tableau résume tout d’abord les prix de l’investissement vue dans la figure précédente, puis décrit la consommation et la consommation spécifique en fuel de 04 générateur qui sont en marche (vu que la centrale se compose de 06 groupes électrogènes, les 02 restant seront utilisés en cas de secours).

On observe une relation inverse entre la consommation en fuel et la consommation spécifique où la diminution de la première est relativisée avec l’augmentation de la deuxième.

La diminution de la consommation du fuel a une relation directe avec le nombre d’heure de fonctionnement du groupe électrogène.

II.6.2 Centrale hybride PV/diesel

La Figure « 66 » montre NPC détaillé de chaque composant du système optimal et le coût annuel détaillé de chaque composant du système hybride après l’intégration du système PV.

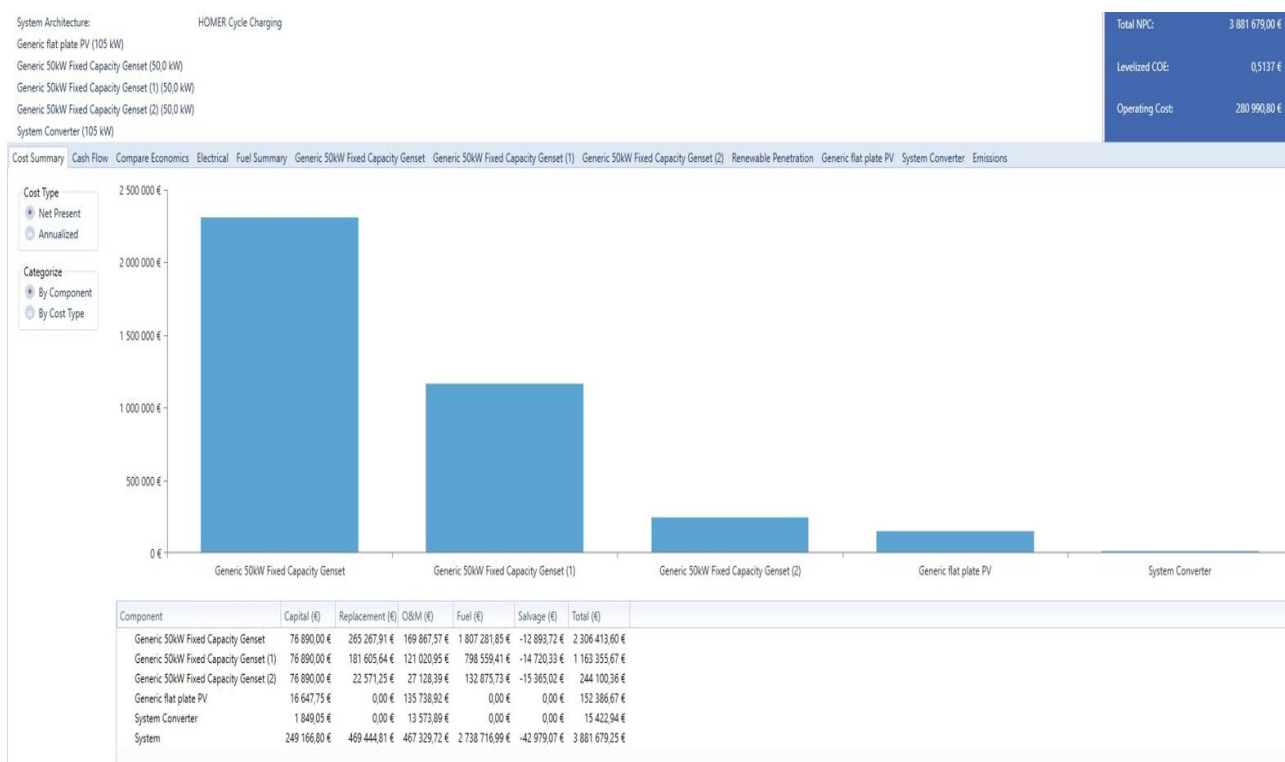


Figure 66 : Résumé des coûts avec PV

Paramètre	GPV	Convertisseur	GD	GD1	GD2	Système
Investissement totale DA	23 595 008,88	2 388 033,06	357 116 861,77	180 129 845,74	37 796 529,77	601 025 380,77
Consommation en fuel L	0	0	98 452	43 501	7 238	149 191
Consommation spécifique en fuel L/kWh	0	0	0,320	0,358	0,401	1,079
Prix €/kWh	8,84	-	60,08	60,08	60,08	-

Tableau 9:résumé des couts et de la consommation en fuel de système GD + PV

Commentaires :

La figure représente le résumé des couts d’une centrale diesel après l’hybridation en énergie photovoltaïque.

On remarque que les groupes électrogènes représente 95 % du prix totale de l’investissement, et le générateur photovoltaïque représente seulement 3% et les 2% restants caractérise le prix total de l’onduleur.

Le tableau résume les prix de l’investissement totale vue dans la figure précédente, et affiche la consommation et la consommation spécifique en fuel.

On observe une relation directe entre la consommation du fuel et le nombre d’heure de fonctionnement du groupe diesel, les deux augmentent proportionnellement c’est la raison pourquoi le premier groupe GD a la consommation la plus élevé.

II.6.3 Centrale hybride PV/diesel/batterie

La Figure « 67 » montre NPC détaillé de chaque composant du système optimal et le coût annuel détaillé de chaque composant du système hybride avec l’intégration du système de stockage.

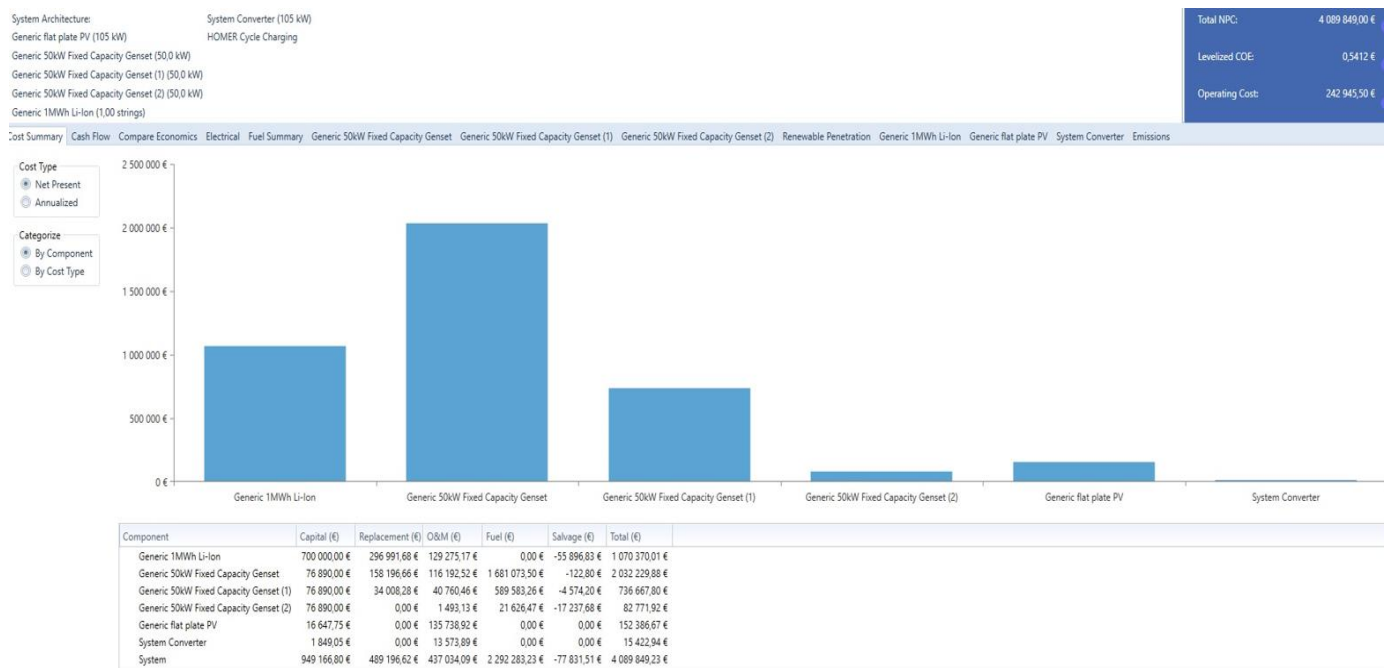


Figure 67:Résumé des coûts avec PV/batterie

Paramètre	GPV	Convertisseur	GD	GD1	GD2	Batterie	Système
Investissement totale DA	23 595 008,88	2 388 033,06	314 663 231,75	114 063 016,67	12 816 109,09	165 732 277,55	633 257 678,55
Consommation en fuel L	0	0	91 576	32 117	1 178	0	124 872
Consommation spécifique en fuel L/kWh	0	0	0,306	0,306	0,306	0	0,918
Prix €/kWh	8,84	-	60,08	60,08	60,08	38,09	-

Tableau 10: résumé des couts et de la consommation en fuel de système GD + PV + Batteries

Commentaires :

La figure précédente représente le résumé des couts d’une installation diesel après l’hybridation en énergie photovoltaïque avec un système de stockage (batteries).

Les groupes électrogènes représente 69% du prix totale de l’investissement, le générateur PV seulement 4%, les batteries 26% et le 1% restants caractérise le prix de l’onduleur.

Le tableau résume les prix de l’investissement totale vue dans la figure précédente, puis décrit la consommation et la consommation en fuel.

La consommation en fuel diminue avec la diminution d’heures de fonctionnements des groupes diesels, par contre on observe une stagnation de la consommation spécifique en fuel au niveau des trois groupes électrogènes.

Le prix kWh photovoltaïque est estimé à 8,84 DA, celui des groupes diesels est estimé à 60,08DA et celui des batteries est estimé à 38,09DA.

Comparaisons :

Configuration	Coût total d'investissement (DA/13 Ans)	Consommation gasoil (L)	Gains gasoil (L/An)	Gains gasoil (DA/An)	Gains total (DA/13 Ans)
GE	695 183 484,71	187 701	-	-	100 708 217,80
GE + PV	598 172 291,01	149 191	38 510	8 426 912 ,96	210 258 086,33
GE + PV + Batterie	630 251 580,88	124 818	62 883	13 760 310,78	279 592 257,87

Tableau 11: Comparaison des différentes configurations

- **Coût total d'investissement**

Le coût d'investissement total d'une centrale diesel est plus important que celui d'une centrale hybride, malgré l'ajout d'un système PV complet le prix est réduit en proportion de la diminution du nombre des groupes diesel qui sont en fonctionnement (de 04 à 03 groupes) ceci implique l'élimination des tarifs supplémentaires tels que celle de la maintenance. En ce qui concerne la troisième centrale hybride avec un système de stockage, le coût augmente par rapport au deuxième cas étudié (GE+PV) en raison du coût élevé des batteries, le coût total est approximativement le même que celui du premier système.

- **Consommation gasoil**

On constate que la consommation gasoil se dévalorise d'un système à un autre en relation directe avec la diminution du nombre d'heures de fonctionnement et d'utilisation des groupes diesels.

- **Gain gasoil**

L'hybridation de la centrale diesel en énergie photovoltaïque permet d'économiser la consommation en fuel avec un gain estimé à 38 510 L/An. L'intégration d'un système de stockage favorise l'économisation de la consommation en fuel ce qui s'exprime en un gain deux fois plus important que celui du système hybride sans stockage.

L'économisation de la consommation en fuel se traduit par un profit financier, ce qui implique des bénéfices d'ici 13ans avec un pourcentage estimé à 96%.

Conclusion

Dans ce chapitre nous avons présenté les résultats de simulations sous les deux logiciels PVsyst et Homer Pro.

la simulation sous logiciel PVsyst nous a permis de dimensionner notre système PV en tenant en compte plusieurs paramètres tel que les pertes, les coordonnées géographique du site,...etc. cela nous a permet de mieux estimer les pertes pouvant affecter les performances globales de l'installation, ou nous constatons que l'intégration d'aucun système de stockage (batteries) contribue à une minimisation significative des pertes, ce qui permet de mieux évaluer le rendement avec un ratio de performance équivalent à 78.2%.

Sur l'environnement Homer Pro, nous avons pu réaliser une évaluation environnementale et économique suivie d'une étude comparative entre une centrale diesel et une centrale hybride PV-Diesel. D'un point de vue économique, cette simulation nous a permis de conclure que la configuration hybride PV-Diesel offre une flexibilité en termes de fiabilité du système, assurant la disponibilité de la production électrique, ainsi qu'en termes de coût d'investissement par rapport à une centrale purement diesel. D'un point de vue environnemental, nous constatons que la combinaison d'une source d'énergie renouvelable avec une source d'énergie fossile diminue les émissions de gaz à effet de serre d'un pourcentage équivalent à 20%.

Nous avons proposé et réalisé la simulation de la même centrale hybride mais en intégrant un système de stockage où nous avons constaté que le coût d'investissement est élevé par rapport à la centrale sans stockage mais toujours moins cher que celui de la centrale diesel, coté production électrique elle offre une continuité suivant le besoin de la charge.

Conclusion générale

Dans le contexte des sites isolés et de contraintes environnementales et économiques, nous avons procédé à un prédimensionnement d'une centrale hybride Photovoltaïque-Diesel et à la simulation de cette dernière sous deux logiciels PVsyst et Homer Pro afin de pouvoir répondre à l'objectif principal de cette thèse.

Lorsque bien dimensionné un tel système hybride, il peut être plus fiables et compétitif avec les systèmes mono sources ce qui est bien démontré dans les résultats que nous avons obtenus. Comme on peut le constater à partir des résultats obtenus dans les applications numériques, la centrale implantée à AFRA la wilaya d' Illizi se compose d'un champ photovoltaïque de 420 panneaux de 250W donc une puissance crête égale à 105 KWc, 10 onduleurs string de 10KW et 6 groupes électrogènes de 50 KW couplé selon la configuration PV/Diesel parallèle sans stockage qui offre une gestion optimisée de la centrale de production.

Dans la partie de la simulation sous PVsyst, il se base sur les coordonnées géographiques et météorologiques pour retrouver l'irradiation solaire et la température et il répond correctement aux choix des composants constituant notre installation.

Le deuxième logiciel est le Homer Pro, il est basé sur des données météorologiques réelles et dépend de plusieurs paramètres identifiant le taux de pénétration PV et la consommation spécifique en fuel. Celui-ci donne une solution économique optimale du système proposé et confirme sa fiabilité.

Le résultat le plus important qu'on peut tirer en fin de ce travail, c'est que les systèmes hybrides PV-Diesel présentent beaucoup d'avantages. Lorsque la production PV augmente lors de la période de fort ensoleillement, la consommation spécifique du groupe électrogène devient plus faible et les performances de la centrale s'améliorent d'où la consommation du carburant se diminue et rend le système économiquement plus rentable. Le point optimal de fonctionnement de notre centrale hybride est atteint pour des charges proches de la puissance nominale du groupe électrogène c'est-à-dire lors de son fonctionnement optimal.

Perspective d'avenir

L'étude empirique des systèmes hybrides PV/diesel sans stockage que nous avons établie nous montre l'intérêt d'intégrer le PV selon la configuration PV/GE parallèle. C'est la solution optimale pour répondre aux besoins d'électrification des sites isolés et elle mérite d'être soutenue. Une telle étude pourrait être poursuivie par d'autres travaux qui visent à évaluer les performances en fonction d'autres conditions défavorables et n'excluent pas les améliorations qui peuvent être apportées dans le futur.

Compte tenu de la taille du système étudié (champ PV de 105 kWc, ensemble de générateurs de 300 kW) et du travail effectué, nous pensons que les résultats obtenus sont encourageants. Cependant, certaines perspectives sont encore nécessaires, notamment :

- Affiner et valider les résultats obtenus à partir du système hybride avec stockage pour le cas d'installations de plus grande puissance afin que sa productivité couvre radicalement son coût élevé.
- Refaire le travail mais en utilisant un contrôleur hybride selon le concept Flexy Energy.
- Généraliser l'étude pour d'autres zones climatiques algériennes.

Bibliographie

- [1] M. Dahbi, Etude et optimisation d'une installation Hybride PV-Eolienne Autonome, Thèse de Doctorat, physique énergétique. Université de Bechar, 2007.
- [2] A. Halouane, Modélisation du transfert radiatif dans les strates supérieures d'un module photovoltaïque, Mémoire de fin d'étude master, Hydrocarbures et Energies Renouvelables. Université M'HAMEDBOUGARABoumerdes, 2017.
- [3] : R. Bernard, G. Menguy, M. Schwartz, Le rayonnement solaire conversionthermique etapplications, Technique et documentation Lavoisier, 2ème édition 1980.
- [4] M. Fradj, K. Mecheri, Etude et gestion d'un système hybride, Mémoire de Master, Electrotechnique Industrielle. Université de KASDI MERBAH Ouargla, 2019.
- [5] M. Dris, Contribution à la Modélisation d'un Système de Production d'Energie Electrique Hybride « Eolien – Photovoltaïque », Thèse de Doctorat, Réseaux Electriques, Université Mohamed khider Biskra, 2019.
- [6] Pierre Petit, Optimisation du transfert d'énergie dans les systèmes photovoltaïques, Thèse de Doctorat, Systèmes photonique. Université Paul Verlaine - Metz, 2011.
- [7] K. Amaara, Contribution à l'étude et conception d'une centrale photovoltaïque de puissance 1MW interconnecté au réseau de distribution électrique moyenne tension, Mémoire de Magister, Microélectronique. Université MOULOU MAMMERI de Tizi-Ouzou, 2015.
- [8] Philippe Barrade, électronique de puissance méthodologie et convertisseurs élémentaire, press polytechnique et universitaire, 1^{ère} édition, 2006.
- [9] H.Bennacer, Modélisation d'un système photovoltaïque, Université D. Liabes Sidi Bel Abbès,2009.
- [10] M. Bettouche, A. Redjradj, Etude, dimensionnement et simulation d'un système hybride photovoltaïques - diesel alimentant une habitation isolée, Mémoire de Master, Génie Electrotechnique et Automatique. Université Abderrahmane MiraBejaia, 2016.
- [11] H. Belghitri, Modélisation, simulation et optimisation d'un système hybride éolien-photovoltaïques, Mémoire de Magister, Physique Energétique et Matériaux. Université ABOU-BAKR BELKAID de Tlemcen, 2010.
- [12] F. Slama, Modélisation d'un système multi générateurs photovoltaïques interconnectés au réseau électrique, Mémoire de Magister, Réseaux électriques Université de FERHAT ABBAS – Sétif, 2011.
- [13] Le photovoltaïque, comment ça marche ? Oreole technology, consultez le 17/03/2022, <http://oreoletech.com/le-photovoltaique-comment-ca-marche/>
- [14] Tout savoir sur les installations photovoltaïque, Promotelec, consultez le 22/03/2022, <https://particuliers.promotelec.com/type-solution/production/>


- [15] S. Chenafi, A. Laabed, Analyses de la performance de système PV connecté à réseau étude de cas, La centrale PV 9MW à Timimoune, Mémoire de Master, Commande Electrique. Université AHMED DRAYA d'Adrar, 2021.
- [16] Sibiri Judicaël Noël Zongo, Etude et analyse expérimentale d'une centrale hybride PV/groupe électrogène (Diesel ou biocarburant) sans stockage, Mémoire de Master, Ingénierie de l'eau et de l'environnement. 2iE, Burkina Faso(Ouagadougou), 2010.
- [17] J. Delmas, "Catalogue groupe électrogène CAT"
- [18] C. Aliane, A. Zerioul, Etude d'un groupe électrogène par simulation numérique, Mémoire de Master, Electrotechnique industrielle. Université MOULOUD MAMMERI de Tizi-Ouzou, 2016.
- [19] T. Boutabba, Contribution à la modélisation et à la commande d'un système de génération hybride Solaire-Eolien, Thèse de Doctorat, Commande Electrique. Université de Batna 2- MOSTEFA BEN BOULAID, 2018.
- [20] Ludmil Stoyanov. Etude de différentes structures de systèmes hybrides à sources d'énergie renouvelables. Thèse de Doctorat, Energie électrique. Université Pascal Paoli, 2011.
- [22] I. Kamwa, B. Saulier, Modélisation, simulation et régulation d'un réseau éolien/diesel autonome, Rapport N°IREQ4340, Varennes, Canada, 1989.
- [23] I. Vechiu, Modélisation et Analyse de L'intégration des Energies Renouvelables dans un Réseau Autonome, Thèse de Doctorat, Energie électrique. Université du Havre, 2005.
- [24] A. Borni, Etude et optimisation d'un multi système hybride de conversion d'énergie électrique, Thèse de Doctorat, Université Constantine 1, Electrotechnique, 2015.
- [25] R. Rouas, Etude d'un système hybride éolien-photovoltaïque, Thèse de Doctorat, Electrotechnique. Université Mouloud Mammeri de Tizi-Ouzou, 2018.
- [26] Y. Yahiaoui, K. Messaoudi, Gestion optimale et dimensionnement d'un système d'énergie hybride en site isolé, Mémoire de Master, Electrotechnique industrielle. Université Dr. Tahar Moulay Saïda, 2018.
- [27] A. Idda, hybridation d'une centrale diesel en énergie photovoltaïque : faisabilité technique et rentabilité économique, Mémoire de Master, Physique Energétique. Université d'Adrar, 2013.
- [28] Gabin Adantchédi KOUCOÏ, Gestion d'énergie dans le système hybride PV/Diesel pour zone isolées et rurales : optimisation et expérimentation, Thèse de Doctorat, Energie. INSTITUT INTERNATIONAL D'INGENIERIE DE L'EAU ET DE L'ENVIRONNEMENT, 2017.
- [29] http://staff.univ-batna2.dz/sites/default/files/azzoui_boubaker/files/chapitre-2-exemples-de-systemes-hybrides-energies-renouvelables.pdf
- [30] A. El Khadimi, L. Bchir et A. Zeroual, Dimensionnement et Optimisation Technico-économique d'un Système d'Energie Hybride Photovoltaïque - Eolien avec Système de Stockage, Rev. Energ. Ren. Vol. 7 (2004) 73-83.

- [31] Vacramoko TOURE, Expérimentation d'un système hybride photovoltaïque/groupe électrogène sans stockage d'énergie : cas de la PHEGEK, Master d'Ingénierie, Génie Energétique et Electrique. Institut International d'Ingénierie, 2015.
- [32] A. Brahim, Etude des différentes configurations des systèmes d'énergie hybrides PV/Diesel et de leur impact sur le cout de production d'électricité, Master d'Ingénierie en eau et environnement, Energie et Procédés Industriels. CENTRE COMMUN DE RECHERCHE Energie et Habitat Durable, 2013.
- [33] : Présentation du SKTM - Shariket Kahraba Wa Taket Moutadjadida, consulté le 16/04/2022 <https://www.sktm.dz/4/presentation-de-sktm>
- [34] Etape N°4 - Choix du régulateur de charge/décharge du parc de batteries, consultez le 23/05/2022 http://www.photovoltaique.guidenr.fr/informations_techniques/maison-photovoltaique-autonome/choix-regulateur.php
- [35] LE PHOTOVOLTAÏQUE – MODULE 5 – DIMENSIONNEMENT D'UNE INSTALLATION PV, NOVEMBRE 2010.
- [36] GUIDE PRATIQUE Détermination des sections de conducteurs et choix des dispositifs de protection Méthodes pratiques, NFC-15 105, UNION TECHNIQUE DE L'ELECTRICITE ET DE LA COMMUNICATION, Juillet 2003
- [37] Cahier des charges, workshop Electric training, www.belectric.com
- [38] H. Boukhelifa, Dimensionnement technique d'une installation photovoltaïque De 300kw, Mémoire de Master, Machines Electriques. Université M'HAMED BOUGARA-Boumerdes, 2017.
- [39] O. Feddaoui, Contribution à l'Etude des Systèmes Hybrides de Génération : Application aux Energies Renouvelables, Mémoire de Magister, Commande des Machines Electriques. Université Mohamed Chérif Messaadia de Souk-Ahras, 2014.
- [40] système photovoltaïque autonome, ResearchGate, consulté le 14/06/2022, https://www.researchgate.net/figure/Systeme-photovoltaique-autonome_fig13_327839184

Annexes

Annexe A

YINGLI SOLAR



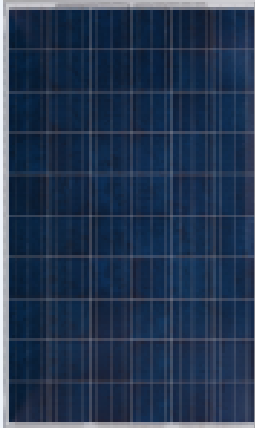
Power Your Life

**YGE
60 CELL**
SÉRIE 2
Polycristallin
240 - 260Wc

UNE QUALITÉ RECONNUE

FIABLE, RÉSISTANT & DURABLE

Reconnu par des organismes de test indépendants pour sa qualité et sa fiabilité dans le temps. Fort de dizaines de millions de panneaux photovoltaïques installées dans le monde, Yingli est un leader incontesté du secteur.



RENDEMENT CELLULE

17,7%

GARANTIE PRODUIT

10 ANS

TOLÉRANCE POSITIVE

0 / +5 W

Garantie de Performance Linéaire 25 ans



■ Rendement de l'installation au Yingli Solar
■ Rendement de l'industrie

Solidité & Fiabilité Éprouvées

Un panneau résistant pour une durabilité optimale, testé par des organismes indépendants dans des conditions extrêmes comme l'exposition au brouillard salin, à l'ammoniac, ou aux facteurs favorisant les risques de PID.

Verre texturé Haute-Technologie

Notre verre haute-transmission texturé anti-réflexion dirige mieux la lumière vers les cellules solaires, pour un meilleur productible.

Best-Seller

Le choix préféré des professionnels du solaire et des investisseurs. Il est adapté à tous types d'applications solaires.

Résistant au PID

Testés selon les standards de l'IEC 62804, nos modules photovoltaïques ont démontré leur résistance au PID (Potential Induced Degradation), apportant ainsi plus de sécurité pour vos projets.

Yingli Green Energy

Yingli Green Energy Holding Company Limited (NYSE: YGE), connu sous le nom de "Yingli Solar," est le plus grand fabricant mondial de modules photovoltaïques en termes de capacité de production. Des produits réputés pour leur fiabilité et leurs performances durables : c'est le fondement de notre leadership dans le secteur de l'énergie solaire.

YINGLISOLAR.COM

YGE 60 CELL SÉRIE 2

YL60P-296
YL55P-296
YL50P-296
YL45P-296
YL40P-296

PARAMÈTRES ÉLECTRIQUES

Paramètres électriques (Conditions de Test Standard - STC)

Différence de module	YL60P-296 (maxP _{max})					
	P _{max}	W	260	310	360	360
Tolérance de puissance	ΔP _{max}	W	0 / +3			
Rendement du module	η _L	%	16,0	16,7	16,4	16,1
Tension à Pleine	V _{max}	V	30,3	30,0	29,8	29,4
Courant à Pleine	I _{max}	A	8,39	8,49	8,39	8,28
Tension circuit ouvert	V _{oc}	V	37,7	37,7	37,4	37,0
Courant de court-circuit	I _{sc}	A	9,09	9,21	9,10	8,93

STC : irradiance 1000 W/m², température de cellule 25°C, air 1 kg selon EN 60904-2.
Valeurs moyennes de rendement calculé de 1,1% à 1,000 W/m² selon EN 60904-1.

Paramètres électriques (Conditions Normales de Température et de Fonctionnement - NOCT)

Différence de module	YL60P-296 (maxP _{max})					
	P _{max}	W	189,7	184,0	182,4	178,7
Tension à Pleine	V _{max}	V	27,4	27,4	27,2	26,8
Courant à Pleine	I _{max}	A	6,92	6,79	6,71	6,62
Tension circuit ouvert	V _{oc}	V	34,8	34,8	34,7	34,4
Courant de court-circuit	I _{sc}	A	7,38	7,28	7,21	7,14

NOCT : modules en circuit ouvert, irradiance 800 W/m², température ambiante 20°C, vitesse du vent 1 m/s.

CARACTÉRISTIQUES THERMIQUES

Température nominale des cellules en service	NOCT	°C	44 ± 0,2
Coefficient de température gamma pour P _{max}	γ	%/°C	-0,42
Coefficient de température pour V _{oc}	β _{V_{oc}}	%/°C	-0,32
Coefficient de température pour I _{sc}	β _{I_{sc}}	%/°C	0,03
Coefficient de température pour V _{max}	β _{V_{max}}	%/°C	-0,42

CONDITIONS DE FONCTIONNEMENT

Tension max. du système	1000 V _{DC}
Classe antibrûle des feuilles en série	III-A
Orientation de courant inverse	III-A
Température de fonctionnement	-30°C à 85°C
Charge statique maximale admissible, face avant (neige)	5400 Pa
Charge statique maximale admissible, face arrière (vent)	2400 Pa
Ingrès de grêle maximal (diamètre grêle / vitesse de l'impact)	25 mm / 23 m/s

ÉLÉMENTS CONSTITUANTS

Vitre face avant (matériau / épaisseur)	verre trempé faible émissivité / 3,2 mm
Cellules (quantité / matériau / dimensions / nombre de busbars)	60 / silicium monocristallin / 156 mm x 156 mm / 2 ou 3
Cadre (matériau / couleur / couleur de l'oxydation)	aliage d'aluminium anodisé / argent / transparent
Bulle de jonction (degré de protection)	≥ IP65
Câbles de sortie (longueur / section de câble)	5000 mm / 4 mm ²
Connecteurs (type / degré de protection)	MCA / IP67 ou YJ06-1 / IP67 ou Amphibol PE / IP68

* Conformément à notre innovation permanente et de nous faire un R&D, nos produits contiennent sans cesse de nouvelles informations fournies par nos clients. Ils sont sujets à modification sans avertissement préalable. Les données sont susceptibles de changer légèrement sans nous fournir à vous avisés.

* Les données ne font pas référence à un module en particulier. Elles ne font pas partie intégrante du produit. Elles sont fournies à titre de comparaison avec les autres types de modules.

CERTIFICATIONS & LABELS

IEC 61215, IEC 61730, MCS, CE, ISO 9001:2008, ISO 14001:2004, BS OHSAS 18001:2007, PV Cycle, SA 8000.



© Yingli Green Energy Holding Co., Ltd. | 01_YG60Cell-296_01mm_01_PR_201409_v01

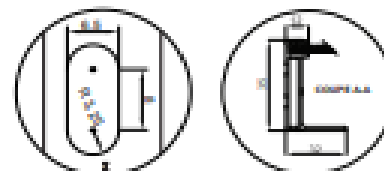
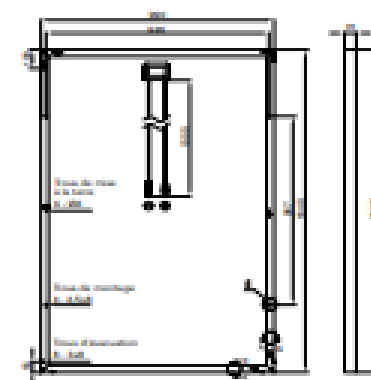
CARACTÉRISTIQUES GÉNÉRALES

Dimensions (longueur / largeur / hauteur)	1640 mm / 990 mm / 30 mm
Poids	18,1 kg

CONDITIONNEMENT

Nombre de modules par palette	29
Nombre de palettes par container de 40'	28
Dimensions du carton (longueur / largeur / hauteur)	1700 mm / 1100 mm / 1100 mm
Poids du carton en kg	560 kg

Unité : mm



Attention : Lisez attentivement le "Manuel d'installation et de l'utilisateur" avant de manipuler, installer et mettre en service les modules Yingli Solar.



Yingli Green Energy Holding Co., Ltd.

service@yingli.com

Tel: +86-312-2188055

YINGLISOLAR.COM



PARAMÈTRES ÉLECTRIQUES

Paramètres électriques (Conditions de Test Standard - STC)

Référence du module			YLxxxP-29b (xxx=P _{max})				
Puissance maximale	P _{max}	W	260	255	250	245	240
Tolérance de puissance	ΔP _{max}	W	0 / + 5				
Rendement du module	η _m	%	16,0	15,7	15,4	15,1	14,8
Tension à Pmax	V _{mp}	V	30,3	30,0	29,8	29,6	29,3
Courant à Pmax	I _{mp}	A	8,59	8,49	8,39	8,28	8,18
Tension circuit ouvert	V _{oc}	V	37,7	37,7	37,6	37,5	37,5
Courant de court-circuit	I _{sc}	A	9,09	9,01	8,92	8,83	8,75

STC : irradiance 1000 W/m², température de cellule 25°C, AM 1,5g selon EN 60904-3.

Baisse moyenne de rendement relatif de 3,3% à 200 W/m² selon EN 60904-1.

Annexe B



SUNNY BOY 9000TL-US / 10000TL-US / 11000TL-US



S/N 9000TLUS-12 / S/N 10000TLUS-12 / S/N 11000TLUS-12

NOW AVAILABLE FOR 240 V

**Innovative**

- First transformerless SMA inverter to be certified in accordance with UL 1741
- First inverter with arc-fault circuit interrupter listed according to UL 1699B

Economical

- Maximum efficiency of 98.7%
- Class-leading CEC efficiency of 98.5%
- Superior MPP tracking with OptiTrac™
- Transformerless, with H5 topology

Reliable

- OptiCool™ active temperature management

Convenient

- Integrated DC disconnect
- SMA Power Balancer for three-phase grid connection
- WebConnect compatible

SUNNY BOY 9000TL-US / 10000TL-US / 11000TL-US

Transformerless design, maximum energy production

The Sunny Boy TL-US series is UL listed for North America and features SMA's innovative H5 topology, resulting in superior efficiencies of more than 98 percent and unmatched solar power production. The transformerless design reduces weight, increases the speed of payback and provides optimum value for any residential or decentralized commercial PV system. The Sunny Boy TL-US series for North America is the ideal choice in transformerless technology.

www.SMA-America.com

SUNNY BOY 9000TL-US / 10000TL-US / 11000TL-US

Technical data	Sunny Boy 9000TL-US	
	208 V	240 V
Input (DC)		
Max. usable DC power (@ $\cos \varphi = 1$)	9400 W	9400 W
Max. input voltage	600 V	600 V
MPP voltage range / rated input voltage	300 V - 480 V / 345 V	345 V - 480 V / 379 V
Min. input voltage / initial input voltage	300 V / 360 V	345 V / 360 V
Max. input current	31.0 A	27.1 A
Max. input current per string	31.0 A	27.1 A
Number of independent MPP inputs	1	1
Strings per MPP input @ Combiner Box	6	6
Output (AC)		
Rated power / max. apparent AC power	9000 W / 9000 VA	
Nominal AC voltage / nominal AC voltage range	208 V / 183 V - 229 V	240 V / 211 V - 264 V
AC power frequency / range	60 Hz / 59.3 Hz ... 60.5 Hz	60 Hz / 59.3 Hz ... 60.5 Hz
Max. output current	43.3 A	37.5 A
Power factor at rated power	1	
Feed-in phases / connection phases	1 / 2	
Efficiency		
CEC efficiency / max. efficiency	98 % / 98.6 %	98 % / 98.7 %
Protective devices		
DC reverse polarity protection	●	
AC short-circuit current capability	●	
Galvanic isolation	-	
All-pole-sensitive residual-current monitoring unit	●	
Arc-fault circuit interrupter (according to UL 1699B)	●	
Protection class	I	
Overvoltage category	IV	
General data		
Dimensions (W / H / D)	470 / 615 / 240 mm (18.4 / 24.1 / 9.5 inch)	
Dimensions of DC Disconnect (W / H / D)	187 / 297 / 190 mm (7.28 / 11.7 / 7.5 inch)	
Weight	35 kg / 78 lb	
Weight of DC Disconnect	3.5 kg / 8 lb	
Operating temperature range	-40 °C ... +60 °C / -40 °F ... +140 °F	
Noise emission (typical)	46 dB(A)	
Selfconsumption (night)	0.15 W	
Topology	Transformerless H5	
Cooling concept	OptiCool	
Degree of protection	NEMA 3R	
Degree of protection of connection area	NEMA 3R	
Max. permissible value for relative humidity (non-condensing)	100 %	
Features		
DC connection	Screw terminal	
AC connection	Screw terminal	
Display	Text line	
Interface: RS485 / Bluetooth / WebConnect	○ / ○ / ○	
Warranty: 10 / 15 / 20 years	● / ○ / ○	
Certificates and approvals (more available on request)	UL1741, UL1998, IEEE1547, FCC Part 15 (Class A & B), CAN/CSA C22.2 107.1-1, UL 1699B	
● Standard features ○ Optional features - Not available		
NOTE: US inverters ship with gray lids Data at nominal conditions		
Type designation	SB 9000TLUS-12	