



AMELIORATION DE LA PRODUCTION ELECTRIQUE D'UNE
CENTRALE THERMIQUE A MI-TEMPS PAR INJECTION
SOLAIRE PHOTOVOLTAIQUE : CAS DE TAMAYA AU NIGER.

MEMOIRE POUR L'OBTENTION DU DIPLOME DE
MASTER D'INGENIERIE
OPTION :GENIE ELECTRIQUE ET ENERGETIQUE

Présenté et soutenu publiquement le 27 juin 2017 par :

ELHADJI MAMADOU ADJI Doundo

Travaux dirigés par :

Dr. Daniel YAMEGUEU NGUEWO

Enseignant- Chercheur, Chef du Laboratoire Energie Solaire et Economie d'Energie
(LESEE), 2iE

Mr. Bendekken Moulay Bachir

Ingénieur – Directeur Général du groupe Benalya

Jury d'évaluation :

Président : Dr. Y. Moussa SORO

Membres : Ing. Justin BASSOLE

Dr. Daniel YAMEGUEU

Promotion [2015/2016]

DEDICACES

Je dédie ce modeste travail

A toute ma famille et plus précisément à ma mère et mon père je
souhaite une bonne santé.

A mon Défunt frère ABDOURAHAMANE.

A mes frères et sœurs.

A tous mes amis.

REMERCIEMENTS

Pour commencer, je voudrais bien remercier le jury de sa présence pour évaluer et participer à la conclusion de ce modeste travail.

Je tiens à exprimer toute ma reconnaissance à mon Directeur de mémoire Dr. **Daniel YAMEGUEU NGUEWO**, enseignant chercheur et chef du Laboratoire Energie Solaire et Economie d'Energie LESEE de 2iE. Je le remercie de m'avoir encadré, orienté, aidé et conseillé.

Je tiens à remercier chaleureusement Monsieur **Moussa ALMOUSTAPHA** qui m'a aidé dans toutes les démarches pour la réalisation de ce travail.

J'adresse mes sincères remerciements à tous les professeurs, intervenants et à toutes les personnes, qui par leurs paroles, leurs écrits, leurs conseils et leurs critiques ont guidé mes réflexions et ont accepté à mes rencontrer et répondre à mes questions durant mes recherches. Merci pour le temps qu'ils ont bien voulu me consacrer.

A tous ces intervenants je présente mes sincères remerciements mon respect et ma gratitude.

RESUME

L'accès à l'énergie est reconnu comme étant un facteur clé réduisant la pauvreté dans le monde. En vue d'améliorer la production énergétique au Niger nous avons mené une étude sur le couplage de système photovoltaïque (PV) au groupe électrogène dans les zones isolées où la production électrique se fait par des groupes électrogènes fonctionnant à mi-temps (uniquement la nuit), afin de réduire le coût de production du kWh et augmenter la durée de production de l'énergie électrique. Pour cela nous avons eu à faire une étude comparative sur le coût du kWh de trois systèmes de production d'électricité, à savoir le système de production diesel, le système photovoltaïque autonome avec stockage et le système hybride Photovoltaïque – diesel. Notre étude a montré que le système PV-diesel est plus rentable (soit $334 \text{ FCFA} \cdot \text{kWh}^{-1}$) qu'un groupe diesel unique (soit $371 \text{ FCFA} \cdot \text{kWh}^{-1}$) et un système PV autonome ($351 \text{ FCFA} \cdot \text{kWh}^{-1}$), et aussi meilleur que le coût de production du kWh par la Nigelec (Sans subventions apportées par l'état Nigérien qui est subventionné à 80% par l'état.).

MOTS CLES

- ❖ Coût actualisé du kWh (LCOE)
- ❖ Système hybride
- ❖ Système photovoltaïque avec stockage
- ❖ Groupe électrogène

ABSTRACT

Access to energy is recognized as a key factor in reducing poverty worldwide.

In order to improve power production in Niger, we carried out a study on the coupling of photovoltaic (PV) systems to generators in isolated areas where electricity is produced by generators operating at half-time (only at night), in order to reduce the production, cost of kWh and increase the production time of electric power. For this we have had to make a comparative study on the cost of kWh of three systems of electricity production, namely the diesel production system, the autonomous photovoltaic system with storage and the hybrid photovoltaic - diesel system. Our study showed that the PV-diesel system is more cost-effective (334 FCFA / kWh) than a single diesel unit (371 FCFA/ kWh) and a self-contained PV system (351 FCFA / kWh), and also than the kWh cost from Nigelec (without subsidies provided by the Niger government).

KEYWORDS

- ❖ Levelized Cost of Energy (LCOE)
- ❖ Hybrid system
- ❖ Photovoltaic system with storage
- ❖ Generator set

LISTE DES ABBREVIATIONS

A	Ampère
Ah	Ampère- heure
B _j	Besoin journalier
C _{bat}	Capacité de batterie
C _{ID} :	Valeur initiale du générateur diesel ;
C _M	Coût de maintenance
C _R	Coût de remplacement
C _O	Coût d'opération
DM	Profondeur de décharge des batteries
Dd _q	Degré de charge quotidien
d' _D :	Durée de vie restant du générateur diesel ;
d _D :	Durée de vie réelle du générateur diesel.
E _{AC}	Energie annuelle
e	Taux d'inflation
FCFA	Francs CFA
GD	Groupe Diesel
H _{mini}	Ensoleillement global moyen journalier
I _{nr}	Intensité nominale du régulateur
I _{gen}	Intensité du générateur PV
I _{cs}	Intensité du court-circuit
i	Taux d'actualisation nominal
i _r	Taux d'actualisation réel
i' _r	Taux d'actualisation ajusté sur le coût de remplacement
J _{r_{aut}}	Nombre de jours d'autonomie désiré
kVA	Kilo Volt Ampère
kW	Kilo Watt
kW _c	Kilo Watt crête
kWh	Kilo Watt heure
kWh· j ⁻¹	kilo watt heure par jour
LCC :	Life Cycle Cost
L	longueur

LCOE	Levelized Cost of Energy
m_{solaire}	Taux de défaillance
MWh	Méga Watt Heure
n	La durée du projet
N_S	Le nombre de module en série
$N_{\text{parallèle}}$	Le nombre de module en parallèle
$N_{\text{bat/série}}$	Le nombre de batterie en série
$N_{\text{bat/p}}$	Le nombre de batterie en parallèle
N	Nombre de kWh produit
P_{cmin}	Puissance minimale du générateur PV
P	Puissance
P_T	Puissance a installé
P_{module}	Puissance du module PV
P_c	Puissance crête
PV	Photovoltaïque
PWD_f :	Facteur d'actualisation sur les valeurs résiduelles.
S_D	La valeur résiduelle du générateur diesel
S	section
SEH	Système d'Energie Hybride
THC	Total Hors Taxes
TVA	Taxe pour la Valeur Ajoutée
TTC	Tout Taxes comprises
TR	Temps de Retour
US_f	Facteur d'actualisation sur les coûts des dépenses
V	Tension
VAN	Valeur Actuel Nette
V_{sys}	Tension du système
W	L'énergie annuelle produite
X_{solaire}	Proportion du système PV
X_{GE}	Proportion du système GD
2iE	Institut International d'Ingénierie de l'Eau et de l'Environnement
ρ	Résistivité du matériau

ΔV (%) Chute de tension limite en pourcentage
 η Rendement

SOMMAIRE

DEDICACES	i
REMERCIEMENTS	ii
RESUME.....	iii
ABSTRACT	iv
LISTE DES ABBREVIATIONS	v
SOMMAIRE	viii
LISTE DES TABLEAUX.....	xii
LISTE DES FIGURES	xiii
I. INTRODUCTION GENERALE.....	1
I.1 CONTEXTE ET PROBLEMATIQUE	1
I.2 OBJECTIFS DE L'ETUDE.....	2
I.3 METHODOLOGIE ET ORGANISATION DU TRAVAIL	2
I.4 PRESENTATION DE LA STRUCTURE D'ACCUEIL	3
I.4.1 Historique	3
I.4.2 Mission et Objectifs.....	3
II. ETAT DE L'ART SUR LE SYSTEME D'ENERGIE HYBRIDE.....	5
II.1 Introduction	5
II.2 Définition du système hybride.....	5
II.3 Architectures des systèmes hybrides	6
II.3.1 Architecture à bus continu	6
II.3.2 Architecture à bus alternatif	6
II.3.3 Architecture à bus continu / alternatif	7
II.4 LE SYSTEME HYBRIDE PV/DIESEL	8
II.4.1 Différentes configurations d'un système hybride PV/diesel	8
II.4.2 Configuration PV-diesel série	9
II.4.3 Configuration PV-diesel parallèle :	10

II.4.4	Configuration PV-diesel commutée	11
II.5	Système hybride PV/ diesel à gestion de flux d'énergie	12
II.5.1	Système hybride PV/diesel avec module électronique de contrôle et gestion optimale	12
II.5.2	Le concept « Flexy Energy »	13
II.6	Calcul du coût d'électricité : Levelized Cost of Electricity (LCOE)	14
II.6.1	Les principaux paramètres économiques.....	15
II.7	PRESENTATION DU LOGICIEL HOMER.....	19
III.	CAS D'ETUDE : localité de TAMAYA au Niger.....	22
III.1	Présentation du site	22
III.2	PREMIER SCENARIO : LE SYSTEME DE PRODUCTION ACTUEL	23
III.2.1	Description de la centrale thermique	23
III.2.1.1	Présentation de la centrale	23
III.2.1.2	Profil de production	24
III.2.2	Etude de la rentabilité du système actuel.....	25
III.2.2.1	Evaluation de coût d'acquisition du système diesel	25
III.3	DEUXIEME SCENARION : LE SYSTEME DE PRODUCTION SOLAIRE PHOTOVOLTAIQUE AVEC STOCKAGE	28
III.3.1	Description de la centrale	28
III.3.2	Principe de fonctionnement	28
III.3.3	Dimensionnement de la centrale.....	28
III.3.3.1	Estimation de besoins journaliers en énergie.....	28
III.3.3.2	Estimation du champ photovoltaïque.....	29
III.3.3.3	Estimation de la capacité de stockage (Ah)	31
III.3.3.4	Dimensionnement des onduleurs	32
III.3.3.5	Choix de dispositif de protection	34
III.3.3.6	Choix des câbles de liaison	34

III.3.3.7	Estimation de l'énergie annuelle produite par le système PV	35
III.3.4	Analyse de rentabilité du système PV avec stockage.....	35
III.3.4.6	Configuration du système PV avec stockage.....	38
III.4	TROISIEME SCENARIO : LE SYSTEME HYBRIDE PV/DIESEL AVEC STOCKAGE DE GESTION	39
III.4.1	Description de la centrale PV/ diesel.....	39
III.4.2	Principe de fonctionnement.....	39
III.4.2.1	Estimation du champ photovoltaïque.....	40
III.4.2.2	Estimation de la capacité de stockage (Ah)	41
III.4.2.3	Dimensionnement des onduleurs	42
III.4.2.4	Choix de fusible de protection	42
III.4.2.5	Choix des câbles de liaison	43
III.4.2.6	Estimation de l'énergie annuelle produite le système PV	43
III.4.3	Analyse de la rentabilité du système hybride	43
III.4.4	Configuration du système hybride.....	46
IV.	ETUDE COMPARATIVE AVEC LE LOGICIEL HOMER	47
IV.1	Présentation de l'outil de simulation.....	47
IV.2	Construction de schémas de conception du système hybride	47
IV.3	Résultats de la simulation	49
IV.3.1	Les émissions des gaz.....	51
V.	CONCLUSION ET PERSPECTIVES	52
VI.	ANNEXES	55
	Annexe 1 : Tableau d'équivalent kVA /Ampères / Consommation Gasoil	55
	d'un groupe électrogène	55
	Annexe 2 : Données climatique et ressources solaire	56
	Annexe 3 : Spécification technique des panneaux Atersa.....	57
	Annexe 4 : Spécification technique des batteries d'accumulateurs	59

Annexe 4 : Spécification technique des onduleurs..... 60

LISTE DES TABLEAUX

Tableau 1 : Avantages et inconvénients de la configuration série :	10
Tableau 2 :Avantages et inconvénients de la configuration parallèle:	11
Tableau 3 : Avantages et inconvénients de la configuration parallèle	12
Tableau 4:Paramètres pour le choix de logiciel – HOMER [8]	19
Tableau 5 : Caractéristiques du groupe diesel installé à Tamaya	23
Tableau 6: Production maximale mensuelle de la centrale	24
Tableau 7: Coût de fourniture et pose du système diesel	25
Tableau 8:Paramètres d'entrées pour la centrale diesel	26
Tableau 9:récapitulatifs des valeurs des différents facteurs	26
Tableau 10:Résultats du LCOE pour la centrale thermique diesel	26
Tableau 11:Caractéristiques du module A-300P	30
Tableau 12:Caractéristiques techniques de l'onduleur	33
Tableau 13:Caractéristiques de l'onduleur sonny island.....	34
Tableau 14: Evaluation quantitative et du prix de matériels du système PV avec stockage....	36
Tableau 15: Récapitulatifs des valeurs des différents facteurs	36
Tableau 16: Durée de vie de quelques composants.....	37
Tableau 17:Résultats du LCOE pour la centrale PV avec stockage	37
Tableau 18:Devis estimatif et quantitatif système PV	43
Tableau 19:Paramètres d'entées du système hybride.....	44
Tableau 20:récapitulatifs des valeurs des différents facteurs.....	44
Tableau 21:Résultats du LCOE pour la centrale Hybride	44
Tableau 22:Récapitulatif des coût des différents scénarios	45
Tableau 25 : Energie annuelle produite.....	62
Tableau 26: Energie annuelle consommée.....	62
Tableau 27:Paramètre de fonctionnement du générateur PV	63
Tableau 28 : Paramètres de fonctionnement du générateur diesel	64

LISTE DES FIGURES

Figure 1 : Méthodologie et organisation du travail	2
Figure 2: Organigramme du Groupe Benalya	4
Figure 3 : Classification de système d'énergie hybride	5
Figure 4 : configuration du système hybride à bus continu [2].....	6
Figure 5 : configuration du système hybride à bus alternatif [2].	7
Figure 6 : Architecture du système hybride à bus CC/AC [2].	8
Figure 7 : système hybride avec connexion série[3].	9
Figure 8 : système hybride avec connexion parallèle [3].....	10
Figure 9 : système hybride avec commutation [3].	11
Figure 10 : Synoptique d'un système hybride PV/diesel à gestion de flux d'énergie[4].....	13
Figure 11 : Architecture générale de la centrale « Flexy Energy » [3].	14
Figure 12: Modèle conceptuel du logiciel HOMER	20
Figure 13:localisation de la zone du projet	22
Figure 14:Profil de charge du village	24
Figure 15:Onduleur Sunny Tripower SMA	33
Figure 16:Onduleur sunny island SMA	34
Figure 17:Schémas synoptique du système PV avec stockage	38
Figure 18:Schéma synoptique du système hybride	46
Figure 19:Schémas Synoptique du système hybride.....	47
Figure 20:Données climatique du site :source Retscreen.....	56
Figure 21:Puissance moyenne mensuelle produite par chaque sources.....	62
Figure 22:Puissance mensuelle moyenne du PV.....	63
Figure 23:Production journalière moyenne de diesel pour toutes l'année.....	65
Figure 24:Puissances journalières délivrées par le générateur diesel Erreur ! Signet non défini.	
Figure 25:Distribution de la puissance moyenne délivrée par les batteries	66
Figure 26:Distribution de la puissance moyenne délivrée par l'onduleur	68
Figure 27:Répartition de coût de l'installation	69

I. INTRODUCTION GENERALE

I.1 CONTEXTE ET PROBLEMATIQUE

Le développement énergétique en milieu rural est l'un des problèmes majeurs du développement de l'Afrique en particulier les pays d'Afrique subsaharienne. En effet l'accès à l'énergie y reste une préoccupation majeure, en particulier au Niger où le taux d'électrification en milieu rural est inférieur à 0.5% [1]. L'extension des réseaux publics vers les zones rurales coûte excessivement chère, sa rentabilité est faible car remise en cause par la faiblesse de la demande électrique mais également par la faiblesse de la densité de population des zones rurales. Ce qui rend problématique le développement de ces sites. La forte croissance démographique (3.9% par an) de la population prévue dans les années à venir devrait augmenter ces chiffres et donc les besoins en énergie[1].

Dans le but de promouvoir le développement énergétique en Afrique subsaharienne, certains pays ont mis en place des acteurs de développement énergétique en milieu rural afin de rehausser leur niveau énergétique. C'est le cas par exemple de la Cellule d'Electrification rurale (CELER) acteur clé de l'électrification rurale au Niger. Grâce à cet établissement public, plus de 70 localités ont été électrifiées. Les zones d'électrification rurale relevant des projets du CELER sont habituellement alimentées par des groupes électrogènes diesel ou sont reliées au réseau public de la NIGELEC.

Malgré les subventions apportées par l'Etat Nigérien, le coût du kWh est de 79 FCFA·kWh⁻¹ et ce coût demeure encore assez élevé pour les habitants vivant en milieu rural. Il est clair que cette politique n'est pas efficace pour promouvoir l'accès au service énergétique moderne quand on sait que c'est aussi dans ces zones que le taux de pauvreté est le plus élevé. La question qui se pose est de savoir comment améliorer la production d'énergie électrique tout en facilitant à la population rurale l'accès au service énergétique moderne et à moindre coût ? Telle est la problématique de cette étude !

I.2 OBJECTIFS DE L'ETUDE

Il s'agit à travers cette étude de proposer des solutions en vue de rendre disponible l'énergie électrique à moindre coût et notamment en couplant les systèmes solaires à d'autres systèmes de production afin d'atteindre un taux d'électrification acceptable en milieu rural. Cette étude porte particulièrement sur l'hybridation du système de production d'électricité du village de TAMAYA alimenté par une centrale thermique (groupe électrogène) à mi-temps avec un système solaire photovoltaïque en vue d'améliorer la production électrique de ce village.

Spécifiquement il s'agira de :

- ✚ Faire les collectes des données,
- ✚ Dimensionner le système PV
- ✚ D'étudier l'impact de l'hybridation avec le solaire sur le coût de production du kWh,
- ✚ Réduire les émissions des gaz à effet de serre.

I.3 METHODOLOGIE ET ORGANISATION DU TRAVAIL

Pour atteindre ces objectifs fixés, les étapes ci-dessous seront suivies :

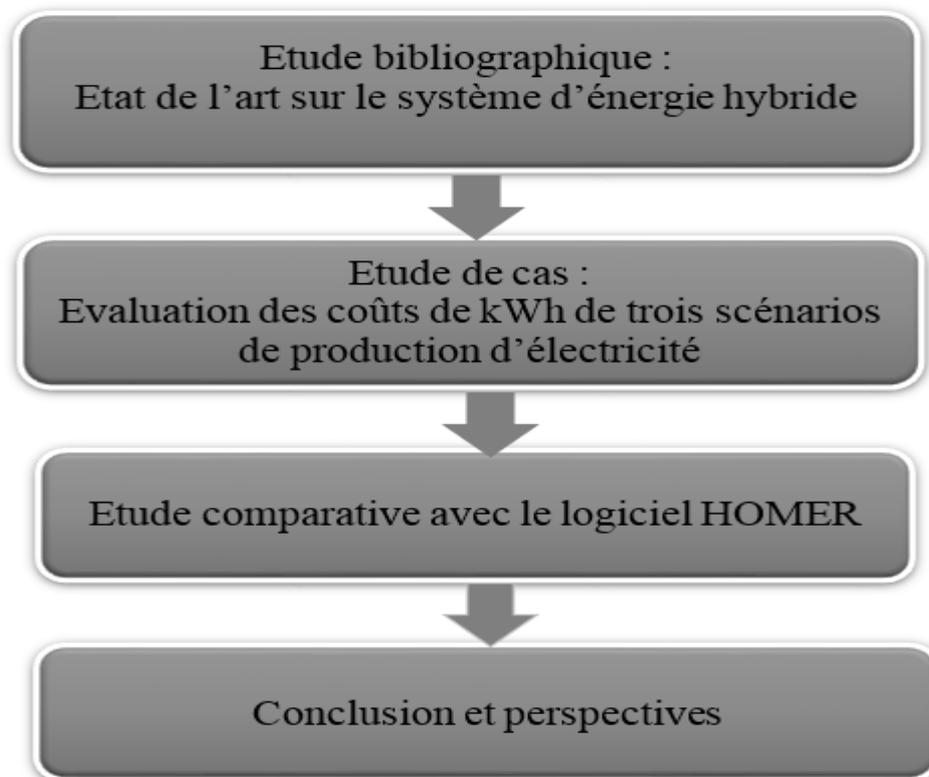


Figure 1 : Méthodologie et organisation du travail

I.4 PRESENTATION DE LA STRUCTURE D'ACCUEIL

I.4.1 Historique

« **Le Groupe Benalya Niger** » est une Société à Responsabilité limitée créée le 12 Janvier 2011 sous la dénomination sociale « **de Groupe Bench** » **Sarl** au capital de 5 000 000 de F CFA. C'est une société de droit nigérien immatriculé au RCCM –NI-NIA-2011-B-106 régie par les dispositions de l'Acte Uniforme relatif aux droits des sociétés commerciales, celles des Lois et règlements, non contraire et en vigueur au Niger ; il excelle dans le secteur tertiaire notamment dans la prestation de services aux particuliers et a pour objet social la vente des matériels de traitement informatique, la détection et l'extinction d'incendie , le contrôle d'accès, l'assistance technique des sociétés à leur demande etc.

I.4.2 Mission et Objectifs

Le Groupe s'est vu attribuer comme mission de contribuer de manière générale au développement durable du Pays qui a vu naitre ses dirigeants.

L'organigramme du groupe Benalya est présenté à la figure (2) ci-dessous :

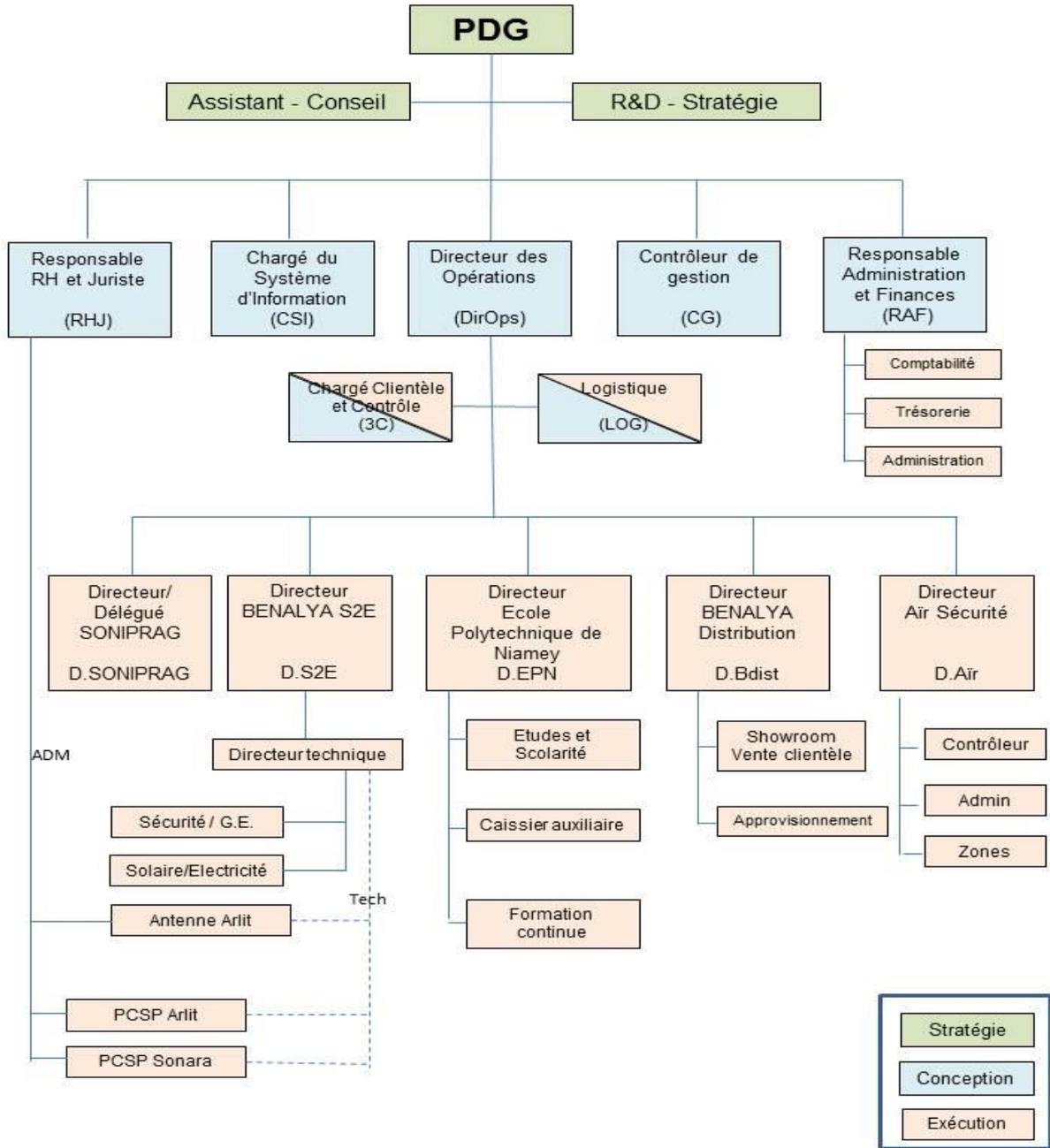


Figure 2: Organigramme du Groupe Benalya

II. ETAT DE L'ART SUR LE SYSTEME D'ENERGIE HYBRIDE

II.1 INTRODUCTION

Le terme « Système d'Énergie Hybride » fait allusion aux système de génération d'énergie électrique utilisant plusieurs types de sources. La combinaison de sources d'énergie renouvelable comme l'éolien, le photovoltaïque ou la petite centrale hydroélectricités peut constituer un complément ou une alternative aux groupes électrogènes diesels. Les système d'énergie hybride sont généralement autonomes par rapport aux grands réseaux interconnectés et sont souvent utilisés dans les régions isolées mais la présence de générateur diesel dans ce type de système hybride autonomes suscite certaines discussions quant à sa durabilité.

II.2 DEFINITION DU SYSTEME HYBRIDE

Le système hybride de production d'énergie, dans sa vue la plus générale, est celui qui combine et exploite plusieurs sources d'énergies. En général, une ou plusieurs sources conventionnelles (groupe électrogène) et au moins une source d'énergie renouvelable (des aérogénérateurs, des panneaux photovoltaïques etc.) [2].

Plusieurs classifications des systèmes hybrides sont réalisées selon le critère choisi :

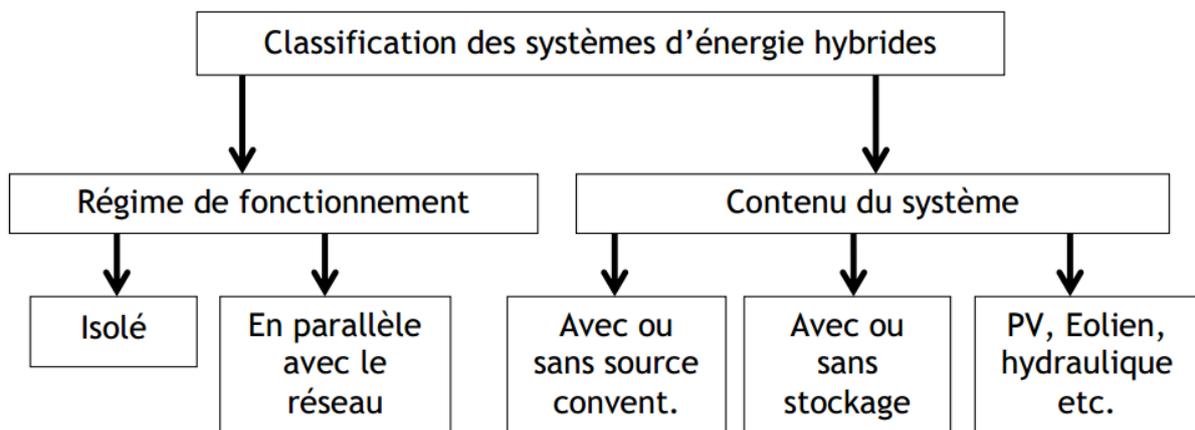


Figure 3 : Classification de système d'énergie hybride

Le but d'un système hybride de production d'électricité est d'assurer la fourniture en énergie électrique demandée par la charge et de produire le maximum d'énergie à partir des sources renouvelables. Les performances d'un SEH (Système d'Énergie Hybride), son rendement et sa durée de vie sont influencés en partie par sa conception (dimensionnement des

composants, types de composants, architecture) et d'autre part, par le choix de la stratégie de fonctionnement.

II.3 ARCHITECTURES DES SYSTEMES HYBRIDES

II.3.1 Architecture à bus continu

Dans le système hybride présenté dans la figure (4) suivante, la puissance fournie par chaque source est centralisée sur un bus continu. Ainsi, les systèmes de conversion d'énergie à courant alternatif (CA) fournissent d'abord leur puissance à un redresseur pour être converti et ensuite en courant continu (CC). Les générateurs sont connectés en série avec l'onduleur pour alimenter les charges alternatives. L'onduleur doit alimenter les charges alternatives à partir du bus continu [2].

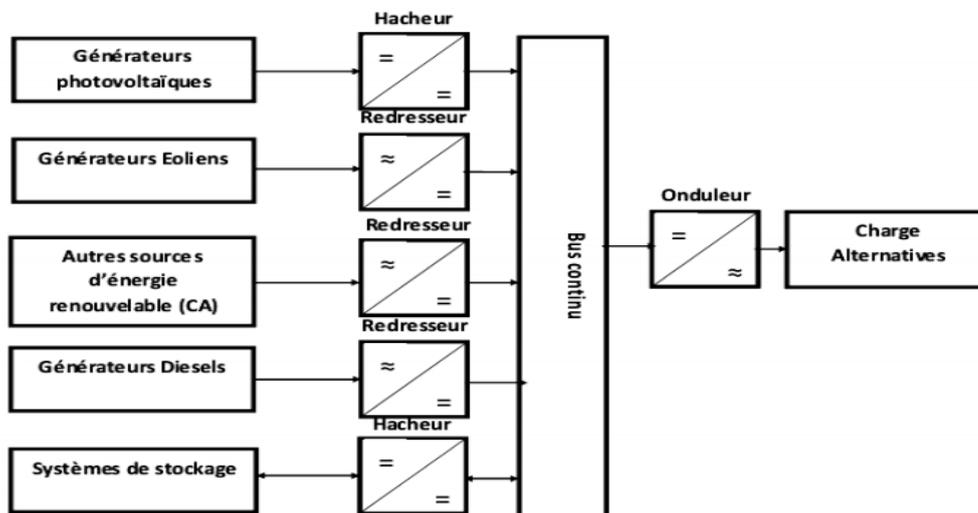


Figure 4 : configuration du système hybride à bus continu [2].

II.3.2 Architecture à bus alternatif

Dans cette topologie, tous les composants du système hybrides sont reliés à la charge alternative, comme montrée sur la figure (5). Cette configuration présente des performances supérieures par rapport à la configuration antérieure, puisque chaque convertisseur peut être synchronisé avec son générateur de sorte qu'il puisse alimenter la charge indépendamment et simultanément avec les autres convertisseurs, Ceci offre une flexibilité pour que les sources d'énergie puissent satisfaire la demande de la charge. La réalisation de ce système est relativement compliquée à cause du fonctionnement parallèle, en synchronisant les tensions de sortie avec les tensions de charge [2].

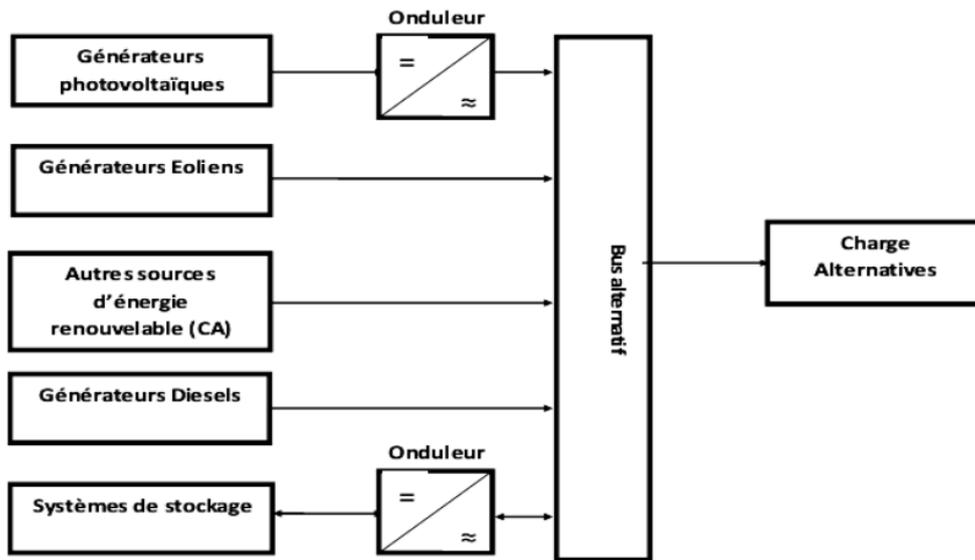


Figure 5 : configuration du système hybride à bus alternatif [2].

II.3.3 Architecture à bus continu / alternatif

En plus d'un ou plusieurs générateurs diesels (GD) et d'au moins une source d'énergie renouvelable, un SEH peut aussi incorporer un système de distribution à courant alternatif (CA), un système de distribution à courant continu (CC), un système de stockage, des convertisseurs, des charges, des charges de délestage et une option de gestion des charges ou un système de supervision. Toutes ces composantes peuvent être connectées en différentes architectures. Celles-ci sont résumées dans la Figure (6). Les sources d'énergie renouvelable peuvent être connectées au bus à CA ou à CC en fonction de la dimension et la configuration du système. L'interconnexion entre les deux bus peut être réalisée par l'intermédiaire de l'électronique de puissance : onduleurs/redresseurs ou convertisseurs bidirectionnels.

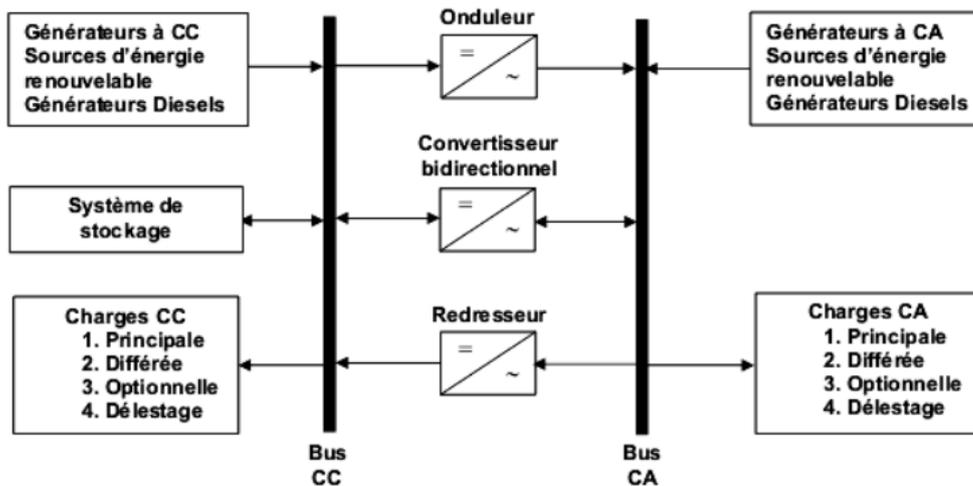


Figure 6 : Architecture du système hybride à bus CC/AC [2].

Dans cette étude, nous nous intéresserons seulement qu'au système hybride PV/diesel.

II.4 LE SYSTEME HYBRIDE PV/DIESEL

D'un point de vue générale, un système hybride PV/Diesel est celui qui combine le solaire photovoltaïque avec un ou plusieurs autres groupes diesels. Dans ces systèmes, le groupe électrogène permet de réduire la taille du champ photovoltaïque, pendant que le système PV permet de réduire le temps de fonctionnement du groupe, sa consommation en gasoil, les coûts d'exploitation et de maintenance. Il s'agit de mini-réseaux destinés aux sites isolés. Ces systèmes s'avèrent être un bon choix pour les applications qui nécessitent une alimentation continue.

II.4.1 Différentes configurations d'un système hybride PV/diesel

Pour des applications en site isolé, le champ photovoltaïque génère du courant continu, mais certains récepteurs exigent le plus souvent du courant alternatif. C'est pourquoi il est souvent nécessaire d'adjoindre un onduleur au système. De cette façon, le générateur photovoltaïque travaille en parallèle ou en alternance avec le générateur diesel. Ainsi, on distingue les configurations suivantes :

- Système hybride PV-diesel série,
- Système hybride PV-diesel parallèle,

- Système hybride PV-diesel commuté
- Système hybride PV-diesel avec gestion de flux d'énergie
 - ✓ Système hybride PV-diesel avec unité de commande et de gestion optimale : Module électronique 'UCGO',
 - ✓ Le concept « Flexy Energy ».

II.4.2 Configuration PV-diesel série

Dans cette configuration l'énergie produite par le générateur diesel est d'abord redressée puis convertie à nouveau en alternatif pour être fournie à la charge, ce qui implique des pertes de conversion significatives. Lorsque l'énergie produite par le générateur photovoltaïque ainsi que l'énergie stockée sont suffisantes pour répondre à la charge, le générateur diesel est arrêté. La puissance en courant continu fournie par le générateur photovoltaïque et celle de la batterie sont converties en courant alternatif par un onduleur. De plus, il faut noter que dans la plupart des systèmes de ce type, le rendement est diminué à cause du transit d'une grande partie de l'énergie par la batterie, augmentant ainsi le nombre de cycle de charge/décharge.

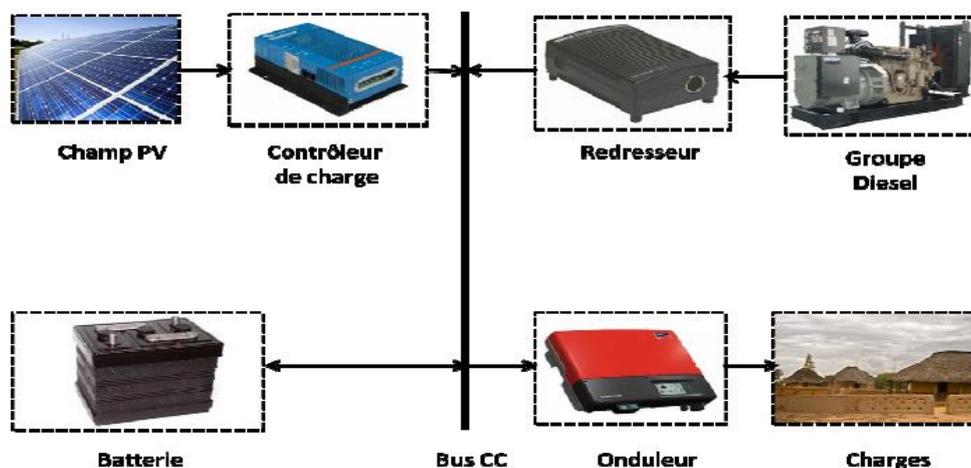


Figure 7 : système hybride avec connexion série[3].

Tableau 1 : Avantages et inconvénients de la configuration série :

Avantages	Inconvénients
<ul style="list-style-type: none"> - Un dimensionnement facile du générateur diesel, - Un schéma électrique simplifié à cause d'une absence de commutation des sources d'énergie en courant alternatif, - La mise en marche du générateur diesel n'est liée qu'avec une interruption de l'alimentation. 	<ul style="list-style-type: none"> - L'onduleur ne peut pas travailler avec le générateur diesel, - La batterie doit avoir une grande capacité, - Un rendement relativement faible dans le cas du générateur diesel a courant alternatif.

II.4.3 Configuration PV-diesel parallèle :

Dans cette configuration, le générateur diesel est connecté sur le bus du courant alternatif. Le générateur PV et la batterie sont connectés sur le bus du courant continu. Les deux bus sont connectés à l'aide d'un convertisseur électronique bidirectionnel. Celui-ci peut travailler soit comme redresseur lorsque le générateur diesel couvre la consommation électrique soit comme onduleur participant au chargement de la batterie quand la charge est satisfaite par le générateur PV ou la batterie. De cette façon la charge peut être alimentée par les deux bus simultanément.

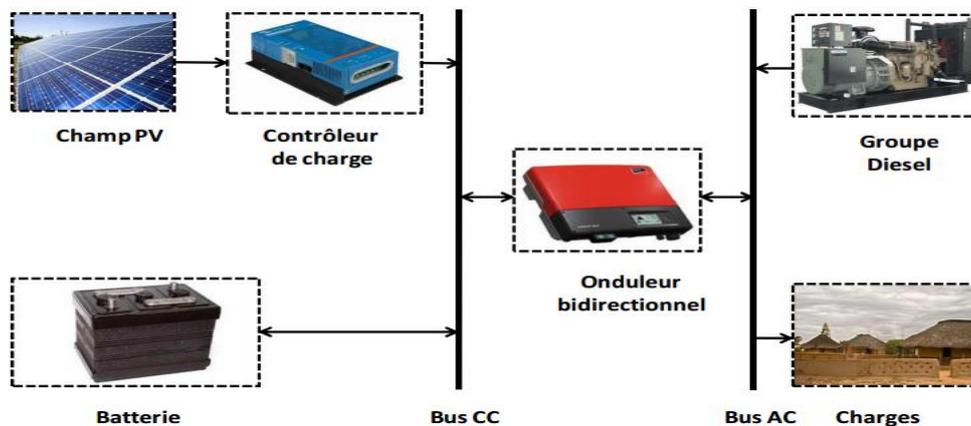


Figure 8 : système hybride avec connexion parallèle [3]

Tableau 2 :Avantages et inconvénients de la configuration parallèle:

Avantages	Inconvénients
<ul style="list-style-type: none"> - Une avarie du convertisseur électronique ne provoque pas de coupure de l'alimentation de la charge, - Diminution du nombre de convertisseur électronique, - Les composants du système ne doivent pas être dimensionnés pour la charge totale. 	<ul style="list-style-type: none"> - Les batteries vieillissent rapidement, - Le bus continu est plus difficile à contrôler, - Le contrôle automatique est obligatoire pour le fonctionnement correct du système, - Les convertisseurs électroniques doivent fournir une tension sinusoïdale, pour que la synchronisation avec le générateur soit possible.

II.4.4 Configuration PV-diesel commutée

Dans cette configuration le consommateur peut être alimenté soit par la source conventionnelle, soit par le générateur PV et la batterie à travers un onduleur. L'alimentation par les deux simultanément n'est pas possible. Le générateur diesel peut charger la batterie à travers un convertisseur. La gestion du système est complexe à cause de l'intrication du système [3].

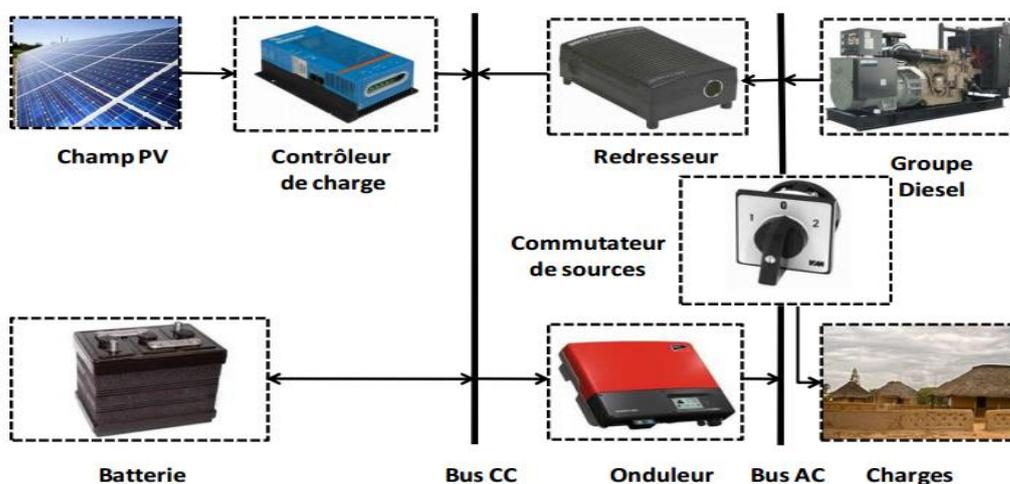


Figure 9 : système hybride avec commutation [3].

Tableau 3 : Avantages et inconvénients de la configuration parallèle

Avantages	Inconvénients
<ul style="list-style-type: none"> - Le système possède un rendement élevé, - L'onduleur peut assurer au consommateur la tension demandée en forme et valeur, - Une éventuelle panne avarie de l'onduleur n'engendre pas l'arrêt complet de l'alimentation électrique, parce que la charge peut être satisfaite par le générateur diesel. 	<ul style="list-style-type: none"> - L'apparition d'une coupure instantanée de l'alimentation lors de la commutation des sources, - Le générateur et l'onduleur doivent être dimensionnés pour la consommation maximale du système, - Une construction complexe.

II.5 SYSTEME HYBRIDE PV/ DIESEL A GESTION DE FLUX D'ENERGIE

La gestion de l'énergie dans les systèmes photovoltaïques reste relativement complexe. Dans la majorité des cas, le contrôleur de charge est une pièce indispensable. En cas de recours au groupe électrogène, on observe une perte considérable d'énergie pendant les périodes de faible consommation. Ceci est le fait de la non utilisation par l'installation de la totalité de l'énergie produite par ce dernier. La gestion de la production et du stockage de l'énergie reste assurée par l'homme, ce qui ne permet pas de garantir une efficacité énergétique optimale. Il est très important dans de tels systèmes de protéger les batteries, car elles constituent l'un des éléments les plus coûteux du système énergétique [4]. Dans le but de remédier à ces problèmes, des dispositifs de commande et de gestion optimale de l'énergie ont été proposés :

II.5.1 Système hybride PV/diesel avec module électronique de contrôle et gestion optimale

Dans cette perspective, une nouvelle architecture de système énergétique hybride a été proposée. Les modules photovoltaïques assurent la production de l'énergie électrique pendant l'éclairement favorable. Il est directement connecté à une Unité Electronique de Contrôle et de Gestion Optimale 'UCGO' de la production d'énergie qui assure la gestion

automatique de l'énergie produite, ainsi que la protection des batteries et du groupe électrogène. Comme on peut le constater sur la figure ci-dessous :

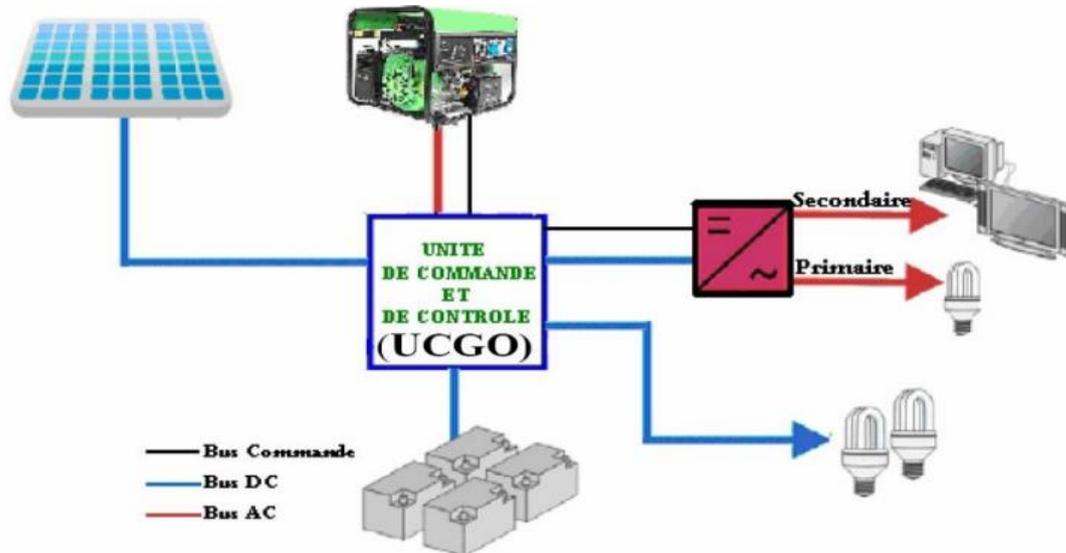


Figure 10 : Synoptique d'un système hybride PV/diesel à gestion de flux d'énergie[4].

Le module électronique 'UCGO' est au cœur de notre système énergétique. Son fonctionnement est régi par un cahier de charge qui est le suivant :

- Protéger les batteries contre les surcharges.
- Protéger les batteries contre les décharges profondes.
- Démarrer et arrêter automatiquement le générateur de secours au besoin.
- Permettre la charge des batteries via le groupe électrogène.
- Brancher et débrancher automatiquement les charges au besoin.
- Informer l'utilisateur sur l'état du système par afficheur graphique.

II.5.2 Le 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 rural 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 ou avec minimisation de la taille de batteries pour que son coût de remplacement soit réduit, 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 etc.) et des charges à alimenter.

L'architecture générale des centrales « Flexy Energy » est présentée par la figure ci-dessus :

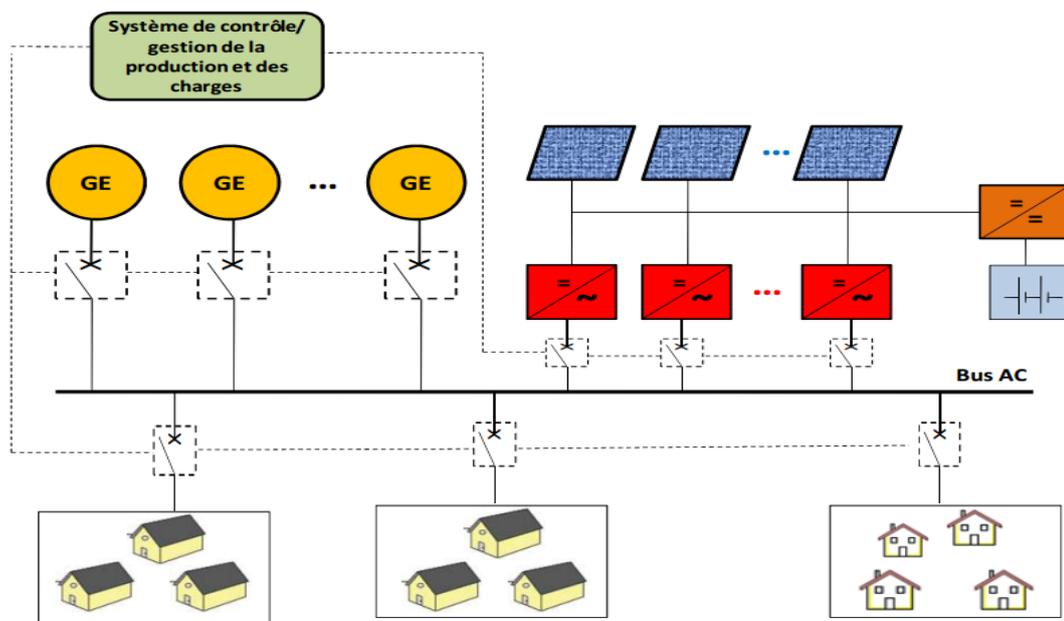


Figure 11 : Architecture générale de la centrale « Flexy Energy » [3].

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 [3]

II.6 CALCUL DU COUT D'ELECTRICITE : LEVELIZED COST OF ELECTRICITY (LCOE)

Le LCOE (levelized cost of electricity ou coût moyen actualisé d'énergie électrique) a été introduit pour la première fois en 1995 par le laboratoire national des énergies renouvelables (NREL, USA) dans le but d'évaluer la rentabilité de l'énergie solaire photovoltaïque.

Le LCOE d'une technologie est obtenu en divisant le coût total de cycle de vie du projet par l'énergie totale générée par l'installation au cours de la durée du projet. Le coût total de l'opération inclut tous les coûts du projet partant de la construction à l'exploitation et en

incorporant tous les coûts annexes tels que les coûts d'impôts, la TVA etc. C'est une valeur constante exprimée en devise/kWh ou en devise/MWh.

Le LCOE est équivalent au revenu minimum qui est attendu par kWh d'énergie généré par le système et qui égalise les revenus de la vente aux dépenses faites dans le système. Le LCOE est basé sur la méthodologie de la valeur actuelle nette économique dans un scénario pluriannuel.

II.6.1 Les principaux paramètres économiques

Les paramètres économiques tels le taux d'actualisation, le taux d'inflation, les coûts d'achats des différents composants du système (champ PV, onduleurs, générateurs Diesel) dans la zone d'étude considérée sont supposés connus et constants sur la durée de vie de l'installation.

Selon beaucoup d'auteurs le calcul du LCOE doit se faire en tenant compte des principaux éléments suivants :

- ❖ Le type de technologie
- ❖ Le coût d'investissement
- ❖ Le coût d'exploitation annuel
- ❖ La productivité énergétique

❖ Le coût d'investissement :

Le coût d'investissement d'un projet est le montant financier total (l'achat du matériel et l'installation du système.) nécessaire pour mettre en œuvre ce projet. Il est appelé "coût d'investissement ou capital".

❖ Le coût d'exploitation

Le coût d'exploitation est composé essentiellement des coûts d'opération, des coûts de maintenances et d'entretien, des coûts remplacement, etc.

Ces différents coûts peuvent être courants c'est-à-dire périodiques (coût de maintenance et d'entretien) et non courants (coût de remplacement) et sont tous fonction du type d'installation, ce sont des frais qui sont associés à l'exploitation du système.

❖ Le coût de maintenance

❖ **Système solaire (panneaux PV + onduleurs + batteries)**

Le coût de maintenance du système solaire correspond au nettoyage des panneaux photovoltaïques, des batteries d'accumulateurs, à la maintenance de l'environnement (désherbage, etc.) et aux coûts de supervision des appareils électroniques. Ce coût de maintenance est généralement pris égal à un pourcentage du coût d'investissement annualisé sur la durée de la vie du projet.

Le coût de maintenance du système peut s'exprimer par :

$$C_{M\text{solaire}} = m_{\text{solaire}}(C_{I\text{pv}} + C_{I\text{ond}} + C_{I\text{bat}}) * UCR_f(i_r, n) \quad (1)$$

$$\text{Avec } UCR_f(i_r, n) = \left(\frac{i_r(1+i_r)^n}{(1+i_r)^n - 1} \right) \quad (2)$$

❖ **Le générateur diesel**

Les coûts engendrés dans la maintenance d'un système de production d'énergie à générateur diesel sont liés au changement de filtre à huile, à gazole, et aux vidanges. Le coût annuel de production d'énergie à générateur diesel est obtenu par la relation suivantes :

$$C_{M,D} = N \sum_{j=1}^{N_D} C_{m,D} * T_j \quad (3)$$

$C_{M,D}$ Coût annuel de maintenance de générateur diesel,

$C_{m,D}$ Le coût horaire de maintenance en FCFA/h générateur diesel,

Où N : est le nombre de jours de fonctionnement par an,

T_j : Temps de fonctionnement du générateur diesel,

N_D : Nombre de générateur diesel.

❖ **Coûts de fonctionnement**

Dans le système hybride PV/Diesel, seuls les générateurs Diesel engendrent des coûts de fonctionnement. Ces coûts sont liés à la consommation horaire en carburant $f(t)$. Le coût de fonctionnement annuel s'exprime par :

$$C_{O,D} = N \sum_{t=1}^{12} C_f * f(t) \quad (4)$$

Où N : est le nombre de jours de fonctionnement par an,

C_f : coût du carburant en FCFA/L

$f(t)$: Consommation en carburant en fonction de temps t(h)

❖ **Coûts de remplacement**

Les remplacements apparaissent de manière périodique, la période étant une durée de vie du composant à remplacer. En supposant que la même technologie est acquise lorsqu'il y a remplacement, le coût de remplacement peut être estimé égal au coût d'investissement.

$$C_{R,J} = C_{I,J} \quad (5)$$

❖ **Valeur résiduelle**

La valeur résiduelle (S_J) est évaluée par le rapport de la durée de vie restante d'_J du composant à la fin du projet et la durée de vie réelle du composant d_J . Elle s'exprime par la relation suivante :

$$S_J = C_{IJ} * \frac{d'_J}{d_J} \quad (6)$$

❖ **Le LCC : (Life Cycle Cost)**

Le LCC consiste à évaluer le coût d'investissement total d'un système de production durant toute sa durée de vie est définie généralement par :

$$LCC = C_I + US_f(i_r, n)[C_M + C_O] + US_f(i'_r, n)C_R - PWD_f(i_r, n) * S \quad (7)$$

Où C_{ID} , C_M , C_O et C_R représentent respectivement les coûts d'investissement, de maintenance, d'opération et de remplacement.

S est la valeur résiduelle en fin de projet. Toutes ces quantités sont exprimées en FCFA· an^{-1} .

❖ **Le facteur d'actualisation US_f**

Facteur d'actualisation sur les coûts des remplacements ou des dépenses.

$$US_f(i_r, n) = \left(\frac{(1+i_r)^n - 1}{i_r(1+i_r)^n} \right) \quad (8)$$

Où le i_r taux d'actualisation nominal qui donné par :

$$i_r = \frac{1+i}{1+e} - 1 \quad (9)$$

$$US_f(i'_r, n) = \left(\frac{(1+i'_r)^n - 1}{i'_r(1+i'_r)^n} \right) \quad (10)$$

Où i'_r est le taux d'actualisation ajusté sur le coût de remplacement qui s'exprime par :

$$i'_r = \frac{(1+e)^{d_j}}{(1+i)^{d_j-1}} \quad (11)$$

❖ **Le facteur PWD_f** : Facteur d'actualisation sur les valeurs résiduelles.

$$PWD_f(i_r, n) = \frac{1}{(1+i)^n} \quad (12)$$

Où i est le taux d'actualisation nominal n étant la durée du projet.

❖ **Le LCOE**

Le coût moyen actualisé de l'énergie (LCOE) sera défini de façon générale par :

$$LCOE = \frac{LCC}{US_f(i_r, n).W} \quad (13)$$

Où W est la quantité d'électricité produite par an ($kWh \cdot an^{-1}$).

❖ **Les recettes annuelles**

On calcule les recettes annuelles I (en $FCFA \cdot an^{-1}$) en multipliant le nombre de kWh produits en une année par le prix d'un kWh. A la Nigelec le prix de vente de kWh est de 79 FCFA. Le coût des recettes annuelles est donné par l'expression :

$$I = \rho \cdot E \quad (14)$$

Avec

ρ : Prix de vente de l'électricité ($FCFA \cdot kWh^{-1}$),

E : Energie annuelle consommée ($kWh \cdot an^{-1}$)

❖ **La valeur actuelle nette (VAN)**

En supposant que les recettes annuelles générées par le système et la demande en énergie garderont la même valeur chaque année, la VAN s'écrit :

$$VAN = US_f(i_r, n).I - LCC \quad (15)$$

❖ **Economie annuelle**

L'économie annuelle est le coût d'exploitation de la solution de référence moins celui de la solution proposée.

❖ **Le temps de retour sur investissement (TRI)**

Pour calculer le « temps de retour sur investissement », on divise l'investissement net du système par le revenu annuel net.

$$TR = \frac{\text{Investissement}}{\text{Economie annuelle}} \quad (16)$$

II.7 PRESENTATION DU LOGICIEL HOMER

Le logiciel utilisé pour les simulations dans ce travail est le logiciel Homer (www.homer.com).

HOMER est un logiciel développé pour des systèmes de production d'énergie de petites puissances. Il permet de faire des simulations de systèmes avec des énergies renouvelables et avec des énergies fossiles. Un de ses grands atouts est la possibilité de pouvoir simuler des systèmes hybrides combinant différentes sources d'énergie qu'elle soit renouvelable ou fossile. La première version a été développée en 1992 pour NREL (US National Renewable Energy Laboratory), il a ensuite subi de nombreuses améliorations dans plus de 40 nouvelles versions. La version utilisée pour le présent projet est HOMER 2.68 beta version juillet 2009. Depuis, il y a eu 2 nouvelles versions disponibles pour 2.75 et 2.76 qui sont maintenant vendues pour un faible coût 99 \$US pour les nouveaux utilisateurs et pour 49 \$US pour les anciens utilisateurs. La 28ème version 2.68 beta est toujours disponible gratuitement. Ce logiciel est largement utilisé dans plus de 190 pays et par plus de 40 000 utilisateurs. Voici une brève discussion sur le logiciel concernant les énergies Renouvelables (HOMER).

Tableau 4: Paramètres pour le choix de logiciel – HOMER [8]

Paramètre	Oui / Non / En partie	Explication
Langue	OUI	En anglais
Accessibilité à tous	OUI	Gratuit, téléchargement disponible en ligne, aide et tutoriel, fichiers d'exemple disponibles en ligne.
Plusieurs technologies disponibles	OUI	Eolien, diesel et photovoltaïque
Systèmes hors réseau	OUI	---
Simulation de systèmes dans plusieurs pays	OUI	Partout à travers le monde selon des lieux prédéterminés.
Evaluation des coûts	OUI	---
Optimisation des systèmes	OUI	---

Le logiciel Homer permet de faire des simulations pour ensuite optimiser les systèmes et

pour finalement terminer avec des analyses de sensibilité sur ces systèmes optimisés. La solution obtenue par HOMER est la solution la moins coûteuse parmi différentes combinaisons de systèmes d'énergies renouvelables, d'énergies fossiles ou de systèmes hybrides comprenant deux sources d'énergie ou plus. La Figure 2.1 représente le modèle conceptuel du logiciel HOMER.

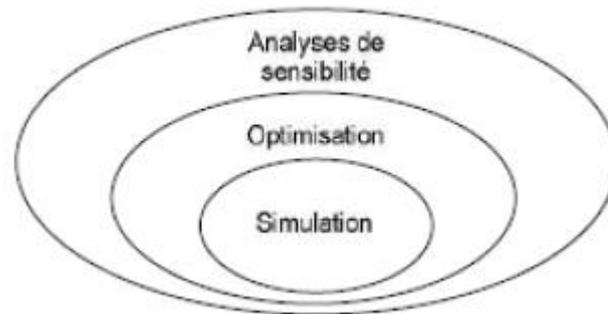


Figure 12: Modèle conceptuel du logiciel HOMER

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

Le logiciel permet de faire des simulations avec différents systèmes de production d'énergie :

- Panneaux solaires photovoltaïques,
- Éoliennes,
- Barrage hydroélectrique au fil de l'eau,
- Biomasse,
- Génératrices (diesel, essence, biogaz etc.),
- Réseau électrique,

- Micro turbines,
- Piles à combustible.

HOMER offre aussi une vaste gamme de dispositifs d'accumulation ou de récupération d'énergie :

- Banque de batteries,
- Volants d'inertie,
- Flow batteries,
- Hydrogène,

On peut aussi entrer divers types de besoins énergétiques :

- Profils de consommation journaliers avec des variations selon les saisons,
- Charge différée pour le pompage d'eau ou pour la réfrigération,
- Charge thermique,
- Mesures d'efficacité énergétique.

HOMER peut donc simuler un large éventail de systèmes différents en plus de toutes les combinaisons possibles de systèmes hybrides.

III. CAS D'ETUDE : localité de TAMAYA au Niger

III.1 PRESENTATION DU SITE

TAMAYA, un village du Niger, situé au centre-est de la région de Tahoua à environ 70 km du département d'Abalak en allant vers la région d'Agadez. Le village est électrifié à travers un réseau local alimenté par un groupe électrogène. L'amélioration de la production électrique repose sur l'intégration d'une centrale photovoltaïque au réseau existant. Ainsi l'étude de ce projet se fera avec les données météorologiques du département d'Abalak.

Le département d'Abalak s'étend entre le 15° 27' 08'' Nord et 6° 16' 42'' Est.

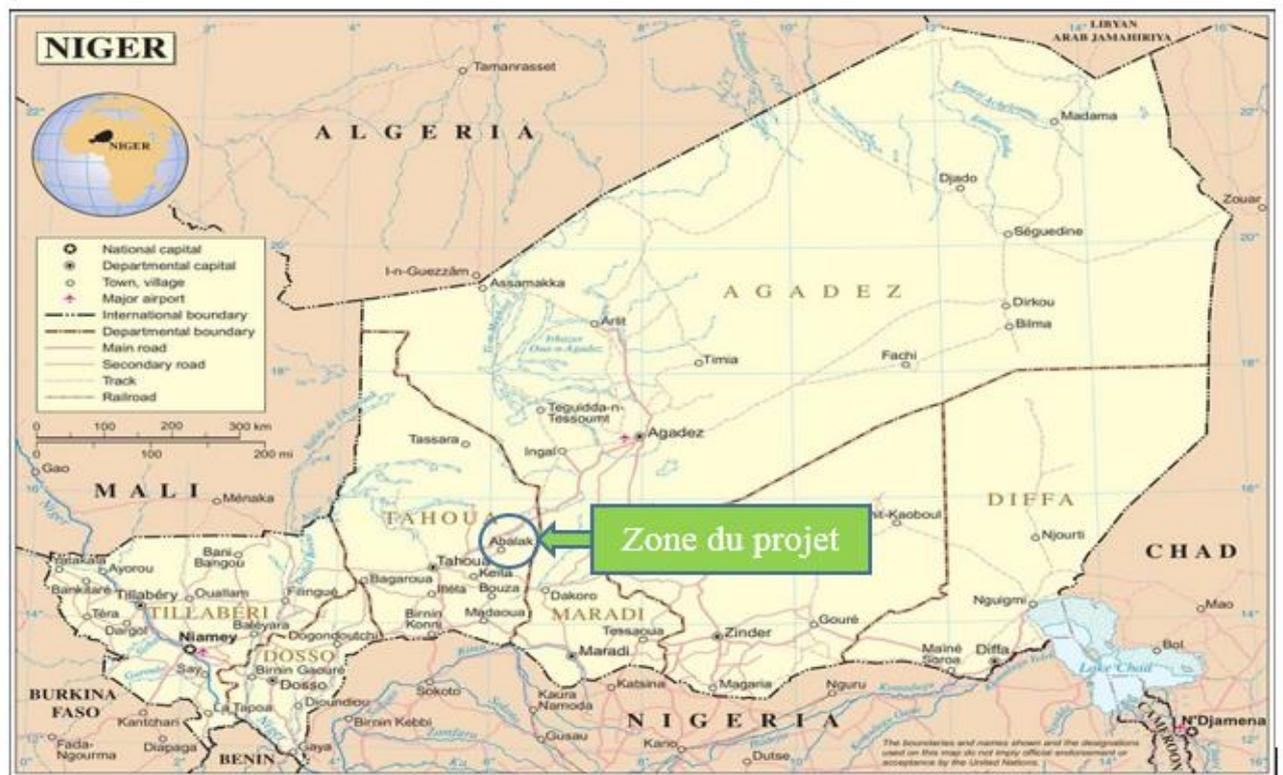


Figure 13: localisation de la zone du projet

Dans cette partie nous étudierons le coût de production de kWh pour trois scénarios à savoir :

- Le système de production diesel,
- Le système photovoltaïque avec stockage
- Le système hybride PV/diesel avec stockage de gestion.

III.2 PREMIER SCENARIO : LE SYSTEME DE PRODUCTION ACTUEL

III.2.1 Description de la centrale thermique

III.2.1.1 Présentation de la centrale

La centrale thermique de Tamaya se compose d'une salle de machine, un bureau pour le chef de la centrale et un magasin. Elle comprend un (01) groupe électrogène de type Perkins RJ 51175*U607523 de 100 kVA en fonctionnement a mis temps dont le temps de marche est de 12 heures par jour en raison de charges financières importantes déficitaires occasionnées par le fonctionnement de ce centre. Le tableau ci-dessous donne les spécifications complètes du groupe électrogène. La tension de sortie du groupe électrogène est de 400 V. Cette tension de 400 V alimente le réseau basse tension de distribution du village.

Tableau 5 : Caractéristiques du groupe diesel installé à Tamaya

Groupe diesel Perkins 100 KVA		
N° de série	RJ 51175*U607523	-
Puissance assignée	100	kVA
Facteur de puissance	0.8	-
Température ambiante	40	°C
Fréquence assignée	50	Hz
Tension assignée	400	V
Intensité assignée	144	A
Masse	1300	Kg
Consommation horaire gasoil-oil du groupe diesel	20	L · h ⁻¹
Fréquence de vidange	200	h
Capacité du réservoir	290	L

La salle de machine abrite l'armoire de groupe dans lequel se trouve les disjoncteurs. L'énergie produite est lue sur le tableau de commande du groupe. Une partie de cette énergie est utilisée pour le fonctionnement de la centrale (alimentation des auxiliaires et consommation interne). Le reste appelé énergie livrée est envoyé vers les consommateurs à

travers le réseau de distribution.

III.2.1.2 Profil de production

A défaut des données de production quotidiennes qui auraient nécessité un nombre exorbitant de courbes, La construction du profil de charge est basée sur la production maximale mensuelle du site.

Tableau 6: Production maximale mensuelle de la centrale

Mois	Energie produite (kWh)	Gasoil (Kg)	Cs gasoil ($g.kWh^{-1}$)	Huile (kg)	Cs huile ($g.kWh^{-1}$)	Axcillaire (kWh)	Energie livrée (kWh)	Pointe (kW)
1	4 424	1 286,04	290,70	0,9	0,20	11	4 413	39
2	6 950	295,25	301,47	18	2,59	14	69,36	34
3	5 248	1 556,05	296,50	9	1,71	30	5 218	33
4	8 759	2 494,11	284,75	9	1,03	48	8 711	42
5	13 453	3 591,38	266,96	18	1,34	50	13 403	51
6	15 515	4 032,10	259,85	9	0,58	51	15 466	50
7	17 038	4 447,37	261,03	19,9	1,11	38	17 000	55
8	17 556	4 531,91	258,14	9,9	0,56	45	17 511	55
9	14 392	3 795,74	263,74	18,9	1,31	55	14 337	55
10	13 242	3 462,53	261,48	19,8	1,50	48	13 194	51
11	13 993	3 593,85	256,83	9,9	0,71	31	13 962	51
12	14 886	3 855,65	295,01	18,9	1,27	32	14 854	51
Total	145 456					453	138 138,36	-

Un pic de consommation est observé entre 6^{ème}, 7^{ème} et 8^{ème} mois. La consommation maximale du site est de 17556 kWh· mois⁻¹ pour un pic de puissance de 55 kW et un besoin journalier de 585 kWh / jour qui est l'énergie maximale journalière consommée pendant le mois de juillet.

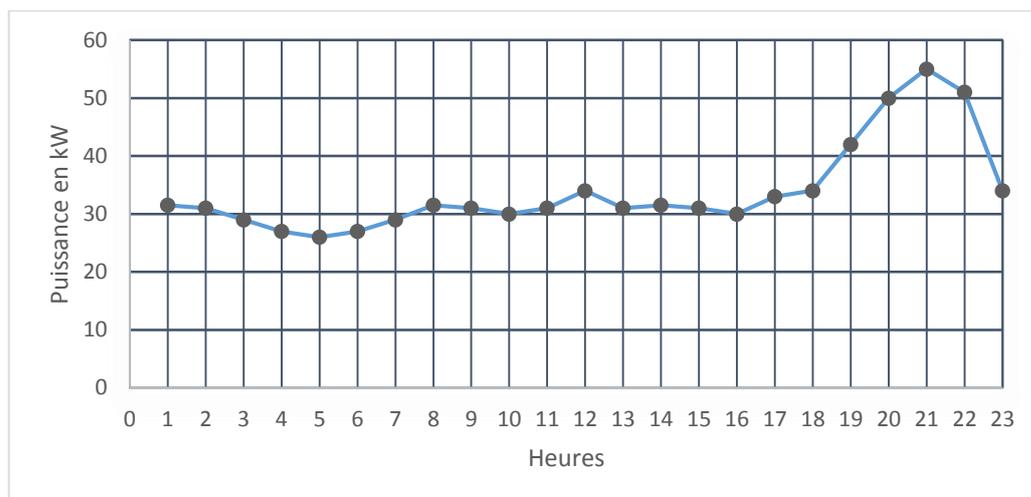


Figure 14: Profil de charge du village

III.2.2 Etude de la rentabilité du système actuel

III.2.2.1 Evaluation de coût d'acquisition du système diesel

Tableau 7: Coût de fourniture et pose du système diesel

Investissement du système diesel				
N°	Désignation	Quantité	Prix unitaire (FCFA)	Prix total (FCFA)
1	Groupe diesel 100 kVA	1	10 112 330	10 112 330
2	Pièces de 1 ^{ère} rechange	Ensemble	7 138 014	7 138 014
3	Total fourniture et pose	Ensemble		17 250 344
4	Total Hors Taxes (THC)			17 250 344
5	TVA 19%			3 277 565
6	Total Tout Taxes comprises (TTC)			20 527 909
Soit : Vingt million cinq cent vingt-sept mille neuf cent neuf FCFA				

✚ Pour le calcul du LCOE et des différents paramètres de la centrale thermique à diésel, nous considérons la formule décrit au points (II.6).

❖ Coût de maintenance et d'exploitation

D'après les données de la Nigelec le contrat de gardiennage peut être évalué à $856\,800\text{ FCFA} \cdot \text{an}^{-1}$ et les charges des personnels à $7\,509\,497\text{ FCFA} \cdot \text{an}^{-1}$ Donc en intégrant une augmentation salariale probable de 15% sur la période du projet. Le coût total sur vingt-cinq ans peut être évalué par : $(856\,800 + 7\,509\,497) * 25 * 115\% = 281\,606\,137.5\text{ FCFA}$.

Les coûts engendrés par la maintenance d'un système de production d'énergie à générateur diésel sont liés notamment au changement de filtre à huile, à gazole, et aux vidanges :

Tableau 8: Paramètres d'entrées pour la centrale diesel

N°	Désignation	Symbole	Unité	Valeur
1	Coût unitaire du gasoil	C_f	FCFA · L^{-1}	538
2	Coût de maintenance - exploitation	C_M	FCFA · an^{-1}	10 200 697
3	Coût de fonctionnement	$C_{O,D}$	FCFA · an^{-1}	19 874 786
4	Coût de remplacement	C_M	FCFA · an^{-1}	34 500 688
5	Valeur résiduelle	S_D	FCFA	8 625 172

❖ **Le facteur d'actualisation** : Facteur d'actualisation sur les différents coûts.

Tableau 9: récapitulatifs des valeurs des différents facteurs

Facteur : $US_f(i_r, n)$	10.82
Facteur : $US_f(i'_r, n)$	1.92
Facteur : $PWD_f(i_r, n)$	0.1

Tableau 10: Résultats du LCOE pour la centrale thermique diesel

N°	Désignation	Symbole	Unité	Valeur
1	Taux d'actualisation nominal	i	%	10
2	Taux d'actualisation réel	i_r	%	7.78
3	Taux d'actualisation ajusté sur le coût de remplacement	i'_r	%	9
4	Taux d'inflation (e)	e	%	2
5	Durée de vie du projet	n	an	25
6	Coût total de cycle de vie	LCC	FCFA	584 000 710
7	Production énergétique annuelle	W	$kWh \cdot an^{-1}$	145 456
8	Coût actualisé de l'énergie	LCOE	FCFA · kWh^{-1}	371
9	Recette annuelle	I	FCFA	11 491 024
10	La valeur actuelle nette	VAN	FCFA	- 459 667 830

Le coût de production moyen actualisé des centrales thermique diesel au est d'environ **371 FCFA· kWh⁻¹** pour un coût du combustible moyen de **538 FCFA/L**. Pour une recette annuelle de 11 491 024 FCFA l'étude donne une Vane négative.

On conclut que le système de production diesel n'est pas rentable.

III.3 DEUXIEME SCENARIO : LE SYSTEME DE PRODUCTION SOLAIRE PHOTOVOLTAÏQUE AVEC STOCKAGE

III.3.1 Description de la centrale

La centrale solaire photovoltaïque sera composée de :

- D'un champ PV,
- Des batteries d'accumulateurs,
- Des onduleurs

La centrale assure l'approvisionnement du village en énergie électrique 24H/24H.

III.3.2 Principe de fonctionnement

En période d'ensoleillement favorable, les panneaux photovoltaïques produisent de l'électricité continue qui est stockée dans des batteries via le régulateur de charge, et dans un même temps, alimente des charges électriques continues ou alternatives via des onduleurs. Pendant la nuit ou en journée de faible ensoleillement, les panneaux solaires produisent peu ou pas d'électricité. Les batteries chargées alimentent dans ce cas les charges électriques.

III.3.3 Dimensionnement de la centrale

La conception d'un système photovoltaïque exige la sélection et le dimensionnement le plus approprié des différents composants du système, ainsi qu'une stratégie de fonctionnement efficace.

Les principaux facteurs pour le dimensionnement sont :

- Les conditions environnementales du site (ensoleillement, température, humidité, vitesse du vent) ;
- Le profil de consommation
- Les ressources financières

III.3.3.1 Estimation de besoins journaliers en énergie

Les dernières données de la production électrique de la centrale thermique du village de Tamaya (6) nous ont permis de déterminer la puissance de pointe réelle appelée (55 kW) et l'énergie journalière (585kWh/j) utilisées par le consommateur. Ces deux variantes nous serviront de base pour le dimensionnement de cette centrale.

❖ **La consommation journalière en énergie sera de :**

Etant donné que la puissance demandée par l'utilisateur est variable sur 12 mois, avec une puissance mensuelle maximale de 55kW, pour dimensionner le système PV nous avons considéré le besoins journalier correspondant à la puissance de pointe qui est de 585 kWh/jour.

$$B_j = 585 \text{ Wh / jour}$$

❖ **Calcul du courant nominal du système triphasé**

Le calcul de courant se fait à partir de la puissance appelée et de la tension nominale du système qui est de 400V.

$$AN : I = \frac{P (W)}{V_{\text{système}} * \cos\phi * \sqrt{3}} \quad (17)$$

$$\frac{55}{400 * 0.8 * \sqrt{3}} = 100A$$

❖ **Estimation de la puissance crête**

La puissance crête est donnée par la formule suivante :

$$P_{\text{crête mini}} = \frac{\text{Besoins journalier } (B_j)}{H_{\text{mini}} * R_{\text{bat}} * R_{\text{gen}}} \quad (18)$$

Avec :

H_{mini} : Ensoleillement global moyen journalier du mois le moins ensoleillé dans le plan des modules soit $5.15 \text{ kWh} \cdot \text{m}^{-2} \cdot \text{j}^{-1}$

R_{bat} : Rendement des batteries. Valeur typique de 80%

R_{gen} : Rendement du générateur PV. Valeur typique est de 80%.

$$AN : P_{\text{crête mini}} = \frac{585}{5.15 * 0.8 * 0.8}$$

$$P_{\text{crête mini}} = 178 \text{ kWc}$$

III.3.3.2 Estimation du champ photovoltaïque

❖ **Choix du panneau**

Module solaire A- 300P

Les modules solaires photovoltaïques ATERSA que nous proposons dans la réalisation du champ PV sont de 300 Wc,

Tableau 11:Caractéristiques du module A-300P

Modèle A-300P	Valeurs	Unités
Puissance nominale P_{mp}	300	W
Tension nominale V_{mp}	36,52	V
Courant nominale I_{mp}	8,21	A
Tension de circuit ouvert V_{oc}	44,97	V
courant de court-circuit I_{sc}	8,89	A
Tension maximale V_{max}	1000	V
Rendement η	14,9	%

❖ **Nombre de module en série par string**

Le nombre de module en série est donné par la formule :

$$N_S = \frac{V_{syst}}{V_{nom\text{module}}} \quad (19)$$

NB : Nous considérons la tension du système à 188V DC qui est la tension à l'entrée de l'onduleur.

$$AN : N_S = \frac{188}{36.52} = 6$$

❖ **Nombre de module en parallèle par string**

Le nombre de module en parallèle est donné par la formule :

$$N_{\text{parallèle}} = \frac{P_{\text{crête mini}}}{P_{\text{module}} * N_S} \quad (20)$$

$$AN : N_{\text{parallèle}} = \frac{178 \text{ Wc}}{300 * 6} = 98 \text{ branches}$$

❖ **La puissance réelle à installer**

$$P_T = N_S * N_{\text{parallèle}} * P_{\text{module}} \quad (21)$$

$$P_T = 6 * 98 * 300 = 178 \text{ kWc}$$

III.3.3.3 Estimation de la capacité de stockage (Ah)

La capacité de stockage des batteries est donnée par la formule ci-dessous :

$$C_{\text{bat-mini}} = \frac{B_j * J_{\text{r aut}}}{DM * V_{\text{sys}} * R_{\text{bat}}} \quad (22)$$

DM : Profondeur de décharge des batteries : 80%

B_j : Besoin journalier en énergie

$J_{\text{r aut}}$: Nombre de jours d'autonomie désiré : ici 1 jour

V_{sys} : Tension du système : ici 188 V.

R_{bat} : Rendement batterie : 80%

$$AN : C_{\text{bat-mini}} = \frac{585\,000 * 1}{0.8 * 188 * 0.8} = 4862 \text{ Ah}$$

❖ Nombre de batterie en série

En portant le choix sur des batteries solaires de 2V/ 3919Ah ;

$$N_{\text{bat/série}} = \frac{V_{\text{système}}}{\text{Tension nominale batterie}} \quad (23)$$

$$AN : N_{\text{bat/série}} = \frac{188}{2} = 94$$

❖ Nombre de string de batteries

Le nombre de string des batteries est donné par la relation suivante :

$$N_{\text{bat/p}} = \frac{C_{\text{bat mini}}}{C_{\text{bat}}} \quad (24)$$

$$AN : N_{\text{bat/p}} = \frac{4862}{3919} = 2$$

❖ Capacité totale des batteries

La capacité totale de stockage se détermine par :

$$C_{\text{bat}} = N_{\text{bat/s}} * N_{\text{bat/p}} * \text{Capacité Batterie} \geq C_{\text{bat mini}} \quad (25)$$

$$AN : C_{\text{bat}} = 94 * 2 * 3919 = 736\,772 \text{ Ah}$$

Le champ sera composé de 188 batteries de 2V / 3919 Ah.

✓ **Ratios de vérifications**

❖ **Degré de charge quotidien Ddq**

$$D_{dq} = \frac{B_j}{C_{bat} \cdot R_{bat} \cdot V_{syst}} \leq \frac{DM}{J_{r_{aut}}} \quad (26)$$

$$D_{dq} = \frac{660\ 000}{736\ 772\ Ah \cdot 0.8 \cdot 188} \leq \frac{0.8}{1} = D_{dq} = 0.005 \leq 0.8 \text{ la condition est vérifiée.}$$

❖ **Ratio 1** : Aptitude de champ PV à couvrir les besoins journaliers

$$D_{dq} = \frac{P_c \cdot H_i \cdot R_{eng} \cdot R_{bat}}{B_j} > 1 \quad (27)$$

$$D_{dq} = \frac{178 \cdot 5.15 \cdot 0.8 \cdot 0.8}{585\ 000} > 1 = 1.01 > 1$$

❖ **Ratio 2** : Aptitude du champ à recharger les batteries pour un nombre d'heures soleil compris entre 20 et 40

$$R_2 = \frac{C_{bat}}{I_{ccmod} \cdot N_{batp}} \quad (28)$$

$$R_2 = 33 \quad R_2 \in [20 ; 40]$$

III.3.3.4 Dimensionnement des onduleurs

Pour des raisons de flexibilité de l'installation le champ PV sera constitué de quatre sous-champs. La Puissance de chaque onduleur est égale à : $P_{ond} = (178\ 000\ Wc/4) = 45\ kW$ nous retenons quatre onduleurs photovoltaïques de 51 kW de tension triphasé 188VDC/400V AC.

Les Trois onduleurs sont identiques et les caractéristiques de chacun des quatre onduleurs sont :

Tableau 12:Caractéristiques techniques de l'onduleur



Figure 15:Onduleur Sunny Tripower SMA

Caractéristiques	
Type	Sunny Tripower CORE 1 SMA
Valeur d'entrée	
Puissance DC maximale	51 kW
Tension DC maximale	1000V
Plage de tension U_{MPPT}	150 V à 1000 V / 500 V à 800 V
Courant d'entrée maximal	120 A
Valeur de sortie	
Puissance apparente	50kVA
Puissance AC nominale	50kW
Tension AC nominale	230/400V
Fréquence nominale	50 Hz / 55 Hz
Dimensions (mm)	621x733x596

❖ Choix de l'onduleur chargeur :

Nous avons 188 batteries de 2 V / 3919 Ah, la quantité d'énergie à emmagasiner par les batteries d'accumulateur en kWh est déterminée par la relation suivante :

$$C_{\text{batteries}} = 2 * 3919 * 188 * t_{\text{auton}} \quad (29)$$

t_{auton} : le nombre d'heure d'autonomie prise 24h.

$$AN : C_{\text{batteries}} = 2 * 3919 * 188 * 24 = 103 \text{ kWh.}$$

❖ La puissance en kW pour le choix des onduleurs est donnée par la relation :

$$2 \text{ V} * 3919 \text{ Ah} * 188 / 1000 = 62 \text{ kW.}$$

❖ Donc le choix de l'onduleur se porte sur deux onduleurs chargeur de marque sonny island de caractéristiques identiques de 36 kW.



Figure 16: Onduleur sunny island SMA

Tableau 13: Caractéristiques de l'onduleur sunny island

Caractéristiques	
Type	Sunny Island SMA
Valeur d'entrée	
Tension DC maximale	1000 V
Plage de tension U_{MPPT}	140 V à 1000 V
Courant d'entrée maximal	3 x 55 A
Valeur de sortie	
Puissance AC nominale	36 kW
Tension AC nominale	230/400V
Fréquence nominale	50 Hz

III.3.3.5 Choix de dispositif de protection

❖ Fusible pour protection des branches

La protection d'un champ photovoltaïque est réalisée à l'aide de fusible installé sur chaque branche.

La tension de fonctionnement d'un fusible doit être de l'ordre de 1,15 fois la tension à vide dans les conditions STC des modules raccordés en série et le calibre des fusibles doit être compris entre 1,5 et 2 fois le courant I_{sc} de chaque chaîne.

- Tension assignée du fusible $405V \geq (1.15 * 44.97 * 6 = 404.97V)$
- $1,5 * 8.89 \leq \text{Calibre fusible} \leq 2 * 8.89$ on a donc $13,34 A \leq \text{Calibre fusible} \leq 17.78A$

Nous retenons un fusible type PV de calibre 15 A et on s'assurera que sa tension assignée est supérieure ou égale à 405 V. Comme nous avons 112 branches, il nous faut 112 fusibles de 15A.

❖ Fusible pour protection générale

- Tension assignée du fusible $600V \geq (1.15 * 44.97 * 11 = 569V)$
- $1,5 * 8.89 * 112 \leq \text{Calibre protection} \leq 2 * 8.89 * 112$ donc $1145A \leq \text{Calibre protection} \leq 1992 A$

III.3.3.6 Choix des câbles de liaison

$$S \geq \frac{2 * \rho * L * I}{\Delta V(\%) * U} \quad (30)$$

L= longueur (m) du câble

S = section (mm²) du conducteur

ρ = résistivité et dépend du matériau =

ΔV (%) est la chute de tension limite en pourcent =3%

U et I sont respectivement : la tension en volts du générateur PV à puissance maximale (STC) et I le courant en Ampères obtenu dans les mêmes conditions que la tension [6].

$$S \geq \frac{2 * 0.0171 * 48 * 8.89}{0.03 * 36.52} = 13.32mm^2$$

Nous retiendrons un câble en cuivre de section **16 mm²**

III.3.3.7 Estimation de l'énergie annuelle produite par le système PV

$$E_{AC} = 365 * P_{cmin} * \eta * H_{mini} \quad (31)$$

$$E_{AC} = 365 * 178\ 000 * 0.75 * 5.15 = 250\ 947\ kWh/an [7]$$

III.3.4 Analyse de rentabilité du système PV avec stockage

L'analyse économique est un paramètre indispensable pour quantifier la rentabilité d'un projet afin de convaincre les promoteurs et les utilisateurs de pouvoir juger de la compétitivité de la production via un système d'énergie solaire PV. Il y'a lieu d'évaluer un certain nombre de paramètres économiques et parmi les plus importants :

- ❖ L'investissement initial : comprenant l'achat du matériel et l'installation du système.
- ❖ La période d'analyse : durée de vie du système bénéficiant de la plus grande espérance de vie.
- ❖ Le taux d'actualisation : représentatif de la 'préférence pour le présent' et qui permet de rendre équivalentes des sommes dépensées à des moments différents dans le temps.
- ❖ La maintenance et l'exploitation : somme dépensée chaque année pour faire fonctionner le système.
- ❖ Les coûts de remplacement : les coûts de remplacement de chacun des composants ayant une durée de vie inférieure à celle du système.

Tous ces paramètres concourent au calcul du coût du kWh.

Tableau 14: Evaluation quantitative et du prix de matériels du système PV avec stockage

N°	Dégnation et caracteristiques	Quantité	Prix unitaire	Prix Total
1	Panneaux solaire de 300W	588	225 000	132 300 000
2	Support panneau	588	65 000	38 220 000
4	Onduleur SMA Sunny Tripower 51 KW	4	12 797 330	51 189 320
5	Onduleur SMA Sunny island 36 KW	2	7 880 987	15 761 974
6	Batterie d'accumulateur de 2V/3919Ah	188	1 036 471	194 856 454
7	Câble de 2 X16 mm ²	5376	1 750	9 408 000
8	Fusibe 15A	98	3 946	386 708
9	Piquet de terre	7	50 000	350 000
10	Transport des materiels	1	2 000 000	2 000 000
11	Installation de chantier	1	1 500 000	1 500 000
12	Genie civil	1	4 704 000	4 704 000
Total Hors Taxes (THT)				450 676 456
TVA 19%				85 628 527
Total Tout taxes Comprises(TTC)				536 304 983
Soit: Cinq cent trente - six million trois - cent - quatre mille neuf - cent quatre vingt trois Francs CFA				

- ✚ Pour le calcul du LCOE et des différents paramètres économiques de la centrale PV avec stockage, nous considérons la formule décrit au points (II.6).

Tableau 15 : Paramètres d'entée du système PV avec stockage

N°	Désignation	Symbole	Unité	Valeur
1	Coût de maintenance - exploitation	C_M	FCFA · an ⁻¹	3 372 156
2	Coût de remplacement	C_R	FCFA	395 710 336
3	Valeur résiduelle	S_D	FCFA	97 428 227

- ❖ **Le facteur d'actualisation** : Facteur d'actualisation sur les différent coût.

Tableau 15: Récapitulatifs des valeurs des différents facteurs

Facteur : $US_f(i_r, n)$	10.82
Facteur : $US_f(i'_r, n)$	1.92
Facteur : $PWD_f(i_r, n)$	0.1

Tableau 16: Durée de vie de quelques composants

Régulateur	5 ans
Module PV	25 ans
Onduleur	8 ans
Batterie	10 ans

Tableau 17: Résultats du LCOE pour la centrale PV avec stockage

N°	Désignation	Symbole	Unité	Valeur
1	Taux d'actualisation nominal	i	%	10
2	Taux d'actualisation réel	i_r	%	7.78
3	Taux d'actualisation ajusté sur le coût de remplacement	i'_r	%	9
4	Taux d'inflation (e)	e	%	2
5	Durée de vie du projet	n	an	25
6	Coût total de cycle de vie	LCC	FCFA	1 080 277 383
7	Production énergétique annuelle	W	$kWh \cdot an^{-1}$	250 947
8	Coût actualisé de l'énergie	LCOE	FCFA · kWh⁻¹)	351
9	Recette annuelle	I	FCFA	123 183 120
10	La valeur actuelle nette	VAN	FCFA	429 277 773 F
11	Economie annuelle	Ea	FCFA	70 603 891
12	Le temps de retour sur investissement	TRI	an	8

Le coût de production moyen actualisé de la centrale PV avec stockage est **351 FCFA · kWh⁻¹**. Pour une économie annuelle de 70 603891 FCFA l'étude donne une vanne positive.

On conclut que le système de production PV avec stockage est rentable.

Le temps de retour sur investissement est de 8 ans.

III.3.4.6 Configuration du système PV avec stockage

La centrale PV est composée de :

- Quatre sous champs de 45kW,
- Quatre onduleurs photovoltaïques de 51 kW qui assureront l’approvisionnement de l’énergie électrique au bus CA,
- Deux onduleurs chargeurs sonny island de 36 kW,
- Des batteries d’accumulateur de 2V 3919Ah,
- Un multi cluster qui assure la gestion des différents éléments.

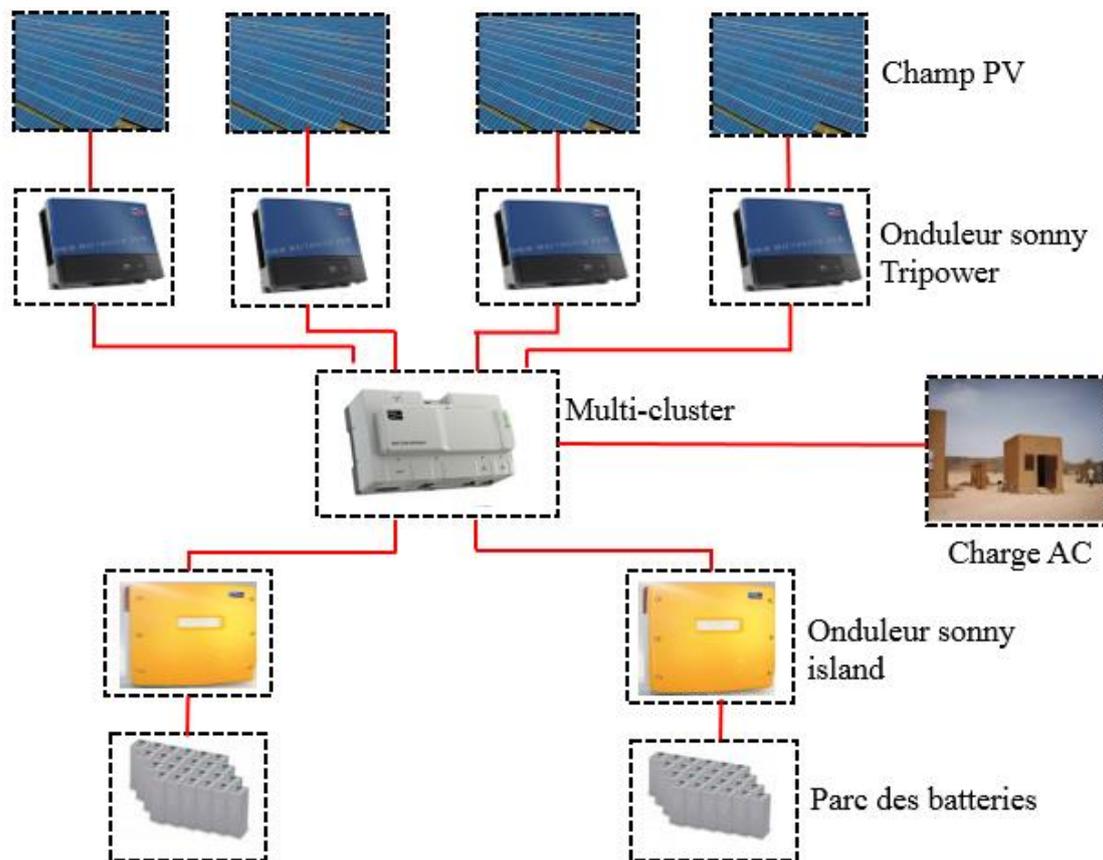


Figure 17:Schémas synoptique du système PV avec stockage

III.4 TROISIEME SCENARIO : LE SYSTEME HYBRIDE PV/DIESEL AVEC STOCKAGE DE GESTION

III.4.1 Description de la centrale PV/ diesel

La centrale hybride de Tamaya sera composée de :

- Un champ photovoltaïque (PV)
- Un stockage de gestion de 3 heures (batterie d'accumulateur)
- Un système de conversion DC-AC
- Un groupe électrogène

III.4.2 Principe de fonctionnement

Le générateur hybride est composé d'un champ photovoltaïque, Un stockage de gestion de 3 heures, des onduleurs et d'un groupe électrogène qui assurent quotidiennement l'approvisionnement en énergie électrique du village de Tamaya.

- Le groupe électrogène intervient le soir, avec un fonctionnement allant de 18 heures à 6 heures du matin par jour. La centrale alimentera le village 24H/24 heures.
- Durant la journée, le champ photovoltaïque produit du courant continu sous une tension nominale de 188 Vcc et l'onduleur le transforme en courant alternatif avec une tension nominale de 400 Vac.
- Un stockage de gestion de 3 heures sera assuré à travers des batterie d'accumulateur d'énergie produite par le champ photovoltaïque et la restitue sur le réseau par l'intermédiaire de l'onduleur au moment de faible ensoleillement.

Pour des raisons de flexibilité nous avons choisi quatre onduleurs String. La panne d'un onduleur aura moins d'influence sur le système par rapport à un onduleur central. La configuration choisie sera une configuration commutée.

✓ Dimensionnement du champ photovoltaïque

❖ La consommation journalière en énergie sera de :

Etant donné que la puissance demandée par l'utilisateur est variable sur 12 mois, avec une puissance mensuelle maximale de 55kW, pour dimensionner le système PV nous avons considéré le besoins journalier correspondant à la puissance de pointe qui est de

585 kWh/jour.

$$B_j = 585 \text{ Wh /jour}$$

❖ **Calcul du courant nominal du système triphasé**

Le calcul de courant se fait à partir de la puissance appelée et de la tension nominale du système qui est de 400V.

$$AN : I = \frac{P (W)}{V_{\text{système}} * \cos\phi * \sqrt{3}} \quad (32)$$

$$\frac{55}{400 * 0.8 * \sqrt{3}} = 100A$$

❖ **Estimation de la puissance crête**

La puissance crête est donnée par la formule suivante :

$$P_{\text{crête mini}} = \frac{\text{Besoins journalier } (B_j)}{H_{\text{mini}} * R_{\text{bat}} * R_{\text{gen}}} \quad (33)$$

Avec :

H_{mini} : Ensoleillement global moyen journalier du mois le moins ensoleillé dans le plan des modules soit $5.15 \text{ kWh} \cdot \text{m}^{-2} \cdot \text{j}^{-1}$

R_{bat} : Rendement des batteries. Valeur typique de 80%

R_{gen} : Rendement du générateur PV. Valeur typique est de 80%.

$$AN : P_{\text{crête mini}} = \frac{585}{5.15 * 0.8 * 0.8}$$

$$P_{\text{crête mini}} = 178 \text{ kWc}$$

III.4.2.1 Estimation du champ photovoltaïque

❖ **Choix du panneau**

Module solaire A- 300P

Les modules solaires photovoltaïques ATERSA que nous proposons dans la réalisation du champ PV sont de 300 Wc,

❖ **Nombre de module en série par string**

Le nombre de module en série est donné par la formule :

$$N_S = \frac{V_{syst}}{V_{nom\ module}} \quad (34)$$

NB : Nous considérons la tension du système à 188V DC qui est la tension à la rentrée de l'onduleur.

$$AN : N_S = \frac{188}{36.52} = 6$$

❖ **Nombre de module en parallèle par string**

Le nombre de module en parallèle est donné par la formule :

$$N_{parallèle} = \frac{P_{crête\ mini}}{P_{module * N_S}} \quad (35)$$

$$AN : N_{parallèle} = \frac{178\ Wc}{300 * 6} = 98\ branches$$

❖ **La puissance réelle à installer**

$$P_T = N_S * N_{parallèle} * P_{module} \quad (36)$$

$$P_T = 6 * 98 * 300 = 178\ kWc$$

III.4.2.2 Estimation de la capacité de stockage (Ah)

La capacité de stockage des batteries est donnée par la formule ci-dessous :

$$C_{bat-mini} = \frac{B_j * J_{r_{aut}}}{DM * V_{syst} * R_{bat}} \quad (37)$$

DM : Profondeur de décharge des batteries : 80%

B_j: Besoin journalier en énergie

J_{r_{aut}}: Nombre de jours d'autonomie désiré : ici 3 heures

V_{syst} : Tension du système : ici 188 V.

R_{bat}: Rendement batterie : 80%

$$C_{bat-mini} = \frac{585\ 000 * 0.125}{0.8 * 188 * 0.8} = 608\ Ah$$

❖ **Nombre de batterie en série**

En portant le choix sur des batteries solaires de 12V/200Ah ;

$$N_{bat/série} = \frac{V_{système}}{Tension\ nominale\ batterie} \quad (38)$$

$$N_{bat/série} = \frac{188}{12} = 16$$

❖ **Nombre de string de batteries**

$$N_{\text{bat/p}} = \frac{C_{\text{bat}_{\text{mini}}}}{C_{\text{bat}}} \quad (39)$$

$$N_{\text{bat/p}} = \frac{608}{200} = 3$$

❖ **Capacité total des batteries**

$$C_{\text{bat}} = N_{\text{bat/s}} * N_{\text{bat/p}} * \text{Capacité Batterie} \geq C_{\text{bat}_{\text{mini}}} \quad (40)$$

$$C_{\text{bat}} = 16 * 3 * 200 = 9600 \text{ Ah}$$

III.4.2.3 Dimensionnement des onduleurs

Le champ PV sera constitué de quatre sous-champs de 51kW

Les caractéristiques de chacun des quatre onduleurs seront donc : Puissance égale à : $P_{\text{ond}} = (178 \text{ Wc}/4) = 45 \text{ kW}$ nous retenons un onduleur de 51kW de tension onduleur triphasé 188VDC/400V AC.

Les onduleurs choisis auront les mêmes caractéristiques que les onduleurs choisis dans le système PV avec stockage.

III.4.2.4 Choix de fusible de protection

❖ **Fusible pour protection des branches**

La protection d'un champ photovoltaïque est réalisée à l'aide de fusible installé sur chaque branche.

La tension de fonctionnement d'un fusible doit être de l'ordre de 1,15 fois la tension à vide dans les conditions STC des modules raccordés en série et le calibre des fusibles doit être compris entre 1,5 et 2 fois le courant I_{sc} de chaque chaîne.

➤ Tension assignée du fusible $405\text{V} \geq (1.15 * 44.97 * 6 = 404.97\text{V})$

➤ $1,5 * 8.89 \leq \text{Calibre fusible} \leq 2 * 8.89$ on a donc $13,34 \text{ A} \leq \text{Calibre fusible} \leq 17,78\text{A}$

Nous retenons un fusible type PV de calibre 15 A et on s'assurera que sa tension assignée est supérieure ou égale à 405 V. Comme nous avons 96 branches, il nous faut 96 fusibles de 15A.

❖ **Fusible pour protection générale**

➤ Tension assignée du fusible $600\text{V} \geq (1.15 * 44.97 * 6 = 569\text{V})$

➤ $1,5 * 8.89 * 96 \leq \text{Calibre protection} \leq 2 * 8.89 * 96$ donc $1280,16\text{A} \leq \text{Calibre}$

protection $\leq 1706.88A$

III.4.2.5 Choix des câbles de liaison

$$S \geq \frac{2 \cdot \rho \cdot L \cdot I}{\Delta V(\%) \cdot U} \quad (41)$$

L= longueur (m) du câble

S = section (mm²) du conducteur

ρ = résistivité et dépend du matériau =

ΔV (%) est la chute de tension limite en pourcent =3%

U et I sont respectivement : la tension en volts du générateur PV à puissance maximale (STC) et I le courant en Ampères obtenu dans les mêmes conditions que la tension.

$$S \geq \frac{2 \cdot 0.0171 \cdot 48 \cdot 8.89}{0.03 \cdot 36.52} = 13.32mm^2$$

Nous retiendrons un câble en cuivre de section **16 mm²**

III.4.2.6 Estimation de l'énergie annuelle produite le système PV

$$E_{AC} = 365 \cdot P_{cmin} \cdot \eta \cdot H \quad (42)$$

$$E_{AC} = 365 \cdot 178 \cdot 0.75 \cdot 5.15 = 250\,947 \text{ kWh} \cdot \text{an}^{-1}$$

III.4.3 Analyse de la rentabilité du système hybride

Tableau 18:Devis estimatif et quantitatif système PV

N°	Dégnation et caracteristiques	Quantité	Prix unitaire	Prix Total
1	Panneaux solaire de 300W	588	225 000	132 300 000
2	Support panneau	588	65 000	38 220 000
3	Onduleur SMA Sunny Tripower 51 KW	4	12 797 330	51 189 320
4	Onduleur SMA Sunny island	1	7 880 987	7 880 987
5	Batterie d'accumulateur de 200Ah/12V	48	171 000	8 208 000
6	Câble de 2 X16 mm ²	4608	1 750	8 064 000
7	Fusibe 15A	98	3 946	386 708
8	Piquet de terre	6	50 000	300 000
9	Transport des materiels	1	1 000 000	1 000 000
10	Installation de chantier	1	1 500 000	1 500 000
11	Genie civil	1	4 032 000	4 032 000
Total Hors Taxes (THT)				253 081 015
TVA 19%				48 085 393
Total Toutes taxes Comprises(TTC)				301 166 408
Soit: Trois cent un - millions mille six cent soixante six mille quatre-cent huit Francs CFA				

- ✚ Pour le calcul du LCOE et des différents paramètres économiques de la centrale hybride avec stockage de gestion, nous considérons la formule décrit au points (II.6).

Tableau 19: Paramètres d'entées du système hybride

N°	Désignation	Symbole	Unité	Valeur
2	Coût de maintenance	C_M	FCFA· an ⁻¹	17 908 043
3	Coût de fonctionnement	$C_{O,D}$	FCFA· an ⁻¹	17 941 444
4	Coût de remplacement	C_M	FCFA	372 067 375
5	Valeur résiduelle	S_D	FCFA	51 686 519

- ❖ **Le facteur d'actualisation** : Facteur d'actualisation sur les différents coûts.

Tableau 20: récapitulatifs des valeurs des différents facteurs

Facteur : $US_f(i_r, n)$	10.82
Facteur : $US_f(i'_r, n)$	1.92
Facteur : $PWD_f(i_r, n)$	0.1

Tableau 21: Résultats du LCOE pour la centrale Hybride

N°	Désignation	Symbole	Unité	Valeur
1	Taux d'actualisation nominal	i	%	10
2	Taux d'actualisation réel	i_r	%	7.78
3	Taux d'actualisation ajusté sur le coût de remplacement	i'_r	%	9
4	Taux d'inflation (e)	e	%	2
5	Durée de vie du projet	n	an	25
6	Coût total de cycle de vie	LCC	FCFA	902 965 733
7	Production énergétique annuelle	W	kWh· an ⁻¹	265 493
8	Coût actualisé de l'énergie	LCOE	FCFA· kWh⁻¹	334
9	Recette annuelle	I	FCFA	119 505 086

10	La valeur actuelle nette	VAN	FCFA	27651 332
11	Economie annuelle	Ea	FCFA	83 494 516
12	Le temps de retour sur investissement	TRI	an	5

Le coût de production moyen actualisé de la centrale hybride avec stockage de gestion est **334 FCFA· kWh⁻¹**. Pour une économie annuelle de 83 494 516 FCFA l'étude donne une vanne positive.

On conclut que le système de production hybride est rentable.

Le temps de retour sur investissement est de 5 ans.

Tableau 22:Récapitulatif des coût des différents scénarios

Système	Coût d'investissement (FCFA)	Coût d'exploitation (FCFA)	LCC (FCFA)	LCOE (FCFA· kWh ⁻¹)	Energie annuelle produite (kWh/an)
Générateur Diesel	20 527 909	68 357 785	584 000 710	371	145 456
PV avec stockage	433 816 284	353 562 991	1 080 277 383	351	250 947
PV/Diesel	308 819 851	218 611 237	736 618 314	334	396 403

On peut constater que le système diesel présente le coût de kWh le plus élevé suivi de système PV avec stockage et en fin le système PV / diesel hybride qui a le LCOE le plus faible, donc le plus économiquement.

III.4.4 Configuration du système hybride

La centrale hybride est composée de :

- Quatre sous champs de 45kW,
- Quatre onduleurs photovoltaïques de 51 kW qui assureront l’approvisionnement de l’énergie électrique au bus CA,
- Un onduleurs chargeurs sonny island de 36 kW,
- Des batteries d’accumulateur de 12 200Ah,

Un multi cluster qui assure la gestion des différents éléments

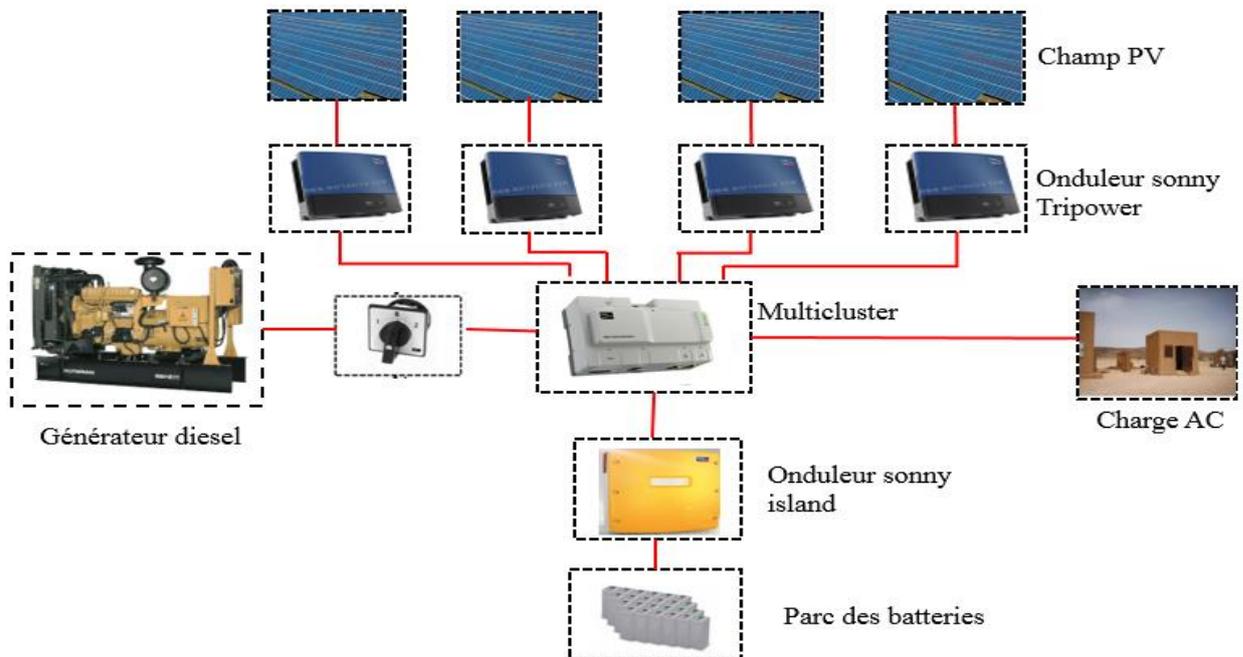


Figure 18:Schéma synoptique du système hybride

IV. ETUDE COMPARATIVE AVEC LE LOGICIEL HOMER

IV.1 PRESENTATION DE L'OUTIL DE SIMULATION

Dans l'état de l'art il a été présenté que HOMER est l'un des logiciels les plus utilisés pour l'optimisation et la simulation des systèmes hybrides malgré le fait qu'il ne donne qu'une solution locale et que les caractéristiques des différentes configurations possibles sont initialement entrées par l'utilisateur.

L'objectif de la présente sous-section est de simuler les résultats obtenus précédemment dans le logiciel HOMER afin de certifier la faisabilité technique des systèmes obtenus et d'attester la pertinence du modèle économique.

IV.2 CONSTRUCTION DE SCHEMAS DE CONCEPTION DU SYSTEME HYBRIDE

Sur l'environnement Homer nous avons définis chaque élément de notre installation :

- Le potentiel renouvelable,
- Es charges à satisfaire,
- Les coordonnées du site,
- L'élévation,
- La durée des vies des composants ainsi que leurs coûts etc.

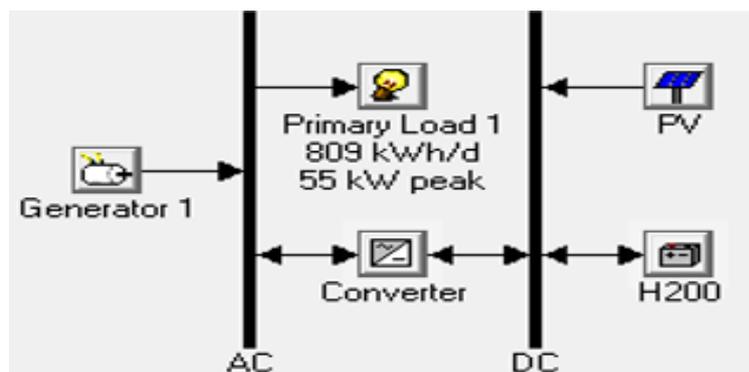


Figure 19: Schémas Synoptique du système hybride

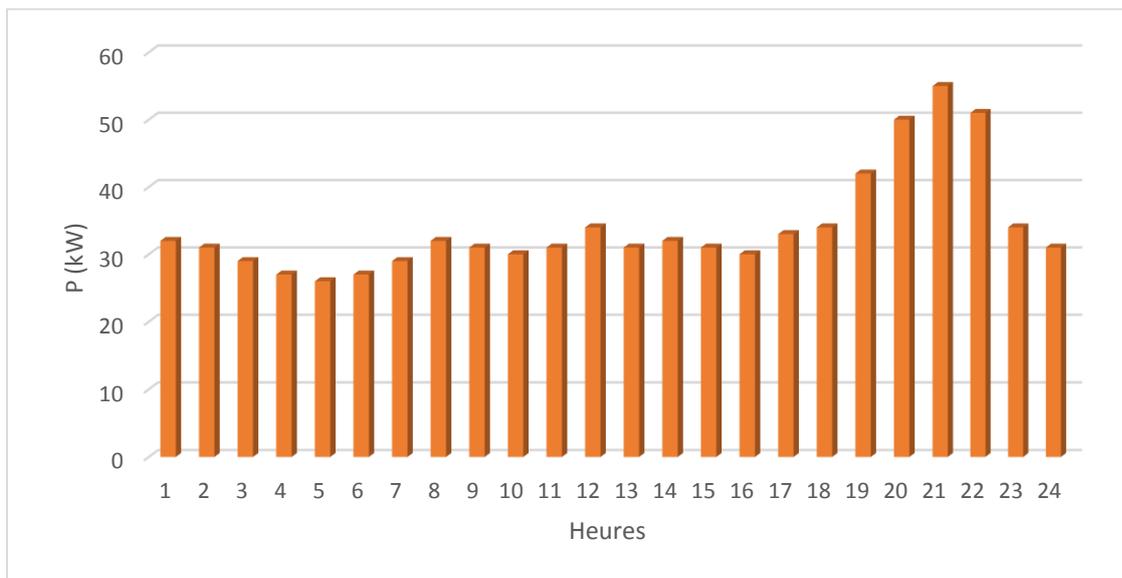
❖ Données, hypothèses et paramètres sur HOMER

Toutes les données, hypothèses et paramétrage effectués pour la simulation des solutions optimales ont été faits pour se rapprocher au plus près du modèle étudié.

❖ **Le besoin en énergie électrique :**

La demande considérée est celle d'un jour type de la semaine du village de Tamaya. C'est le même profil de consommation que celui représenté à la figure 15.

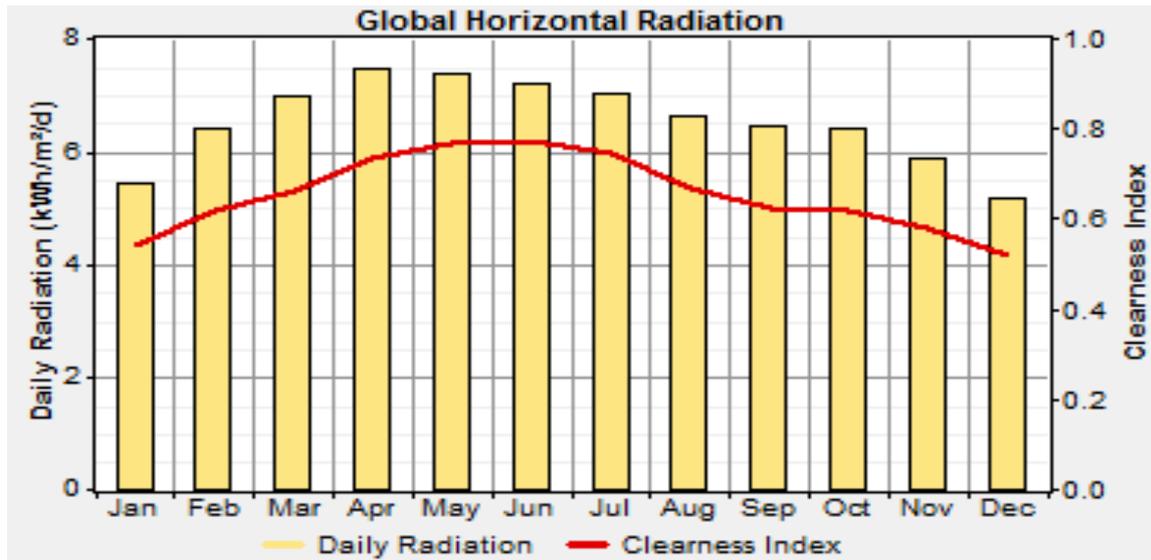
Il est possible dans HOMER d'ajouter des coefficients de variabilité de la demande ou d'intégrer la demande réelle annuelle. Par hypothèse, cette demande est supposée constante pendant la durée du projet, soit 0% de variabilité dans le cas de cette étude.



❖ **Ressource solaire**

Le village de Tamaya est situé aux coordonnées géographiques (latitude $15^{\circ} 5' N$ et longitude : $6^{\circ} 3' W$). A partir des coordonnées géographiques, HOMER peut extraire du site de la NASA les données d'ensoleillement global du site. La figure ci-dessous présente l'ensoleillement global du site sur le plan horizontal. L'ensoleillement moyen journalier est de $6.54 \text{ kWh/m}^2/\text{jour}$.

L'indice de clarté c'est la fraction de la radiation solaire qui traverse l'atmosphère et arrive à la surface de la terre. Il représente la clarté de l'atmosphère.



Représentation graphique de l'irradiation solaire et indice de clarté de la zone d'étude

❖ Les paramètres économiques

HOMER considère le taux d'actualisation réel comme taux d'actualisation. Le modèle développé considère le taux d'actualisation nominal de 10 % et le taux d'inflation 2% pour un taux d'actualisation réel de 7.78%.

IV.3 RESULTATS DE LA SIMULATION

Les résultats de simulation obtenu par HOMER sont donnés sous forme de combinaison réalisable des éléments définis dans l'installation et sont classé par ordre croissant de la valeur de (NPC) Valeur Actuelle Nette. Pour toutes solutions possible d'une configuration. HOMER fournit tous sont paramètres de fonctionnement des composants et de l'ensemble de l'installation (fraction des énergie renouvelables, émission de gaz à effet de serre, Le coût spécifique de l'énergie, l'énergie totale produite, consommée et excès d'énergie) [7].

❖ **Coûts optimaux des trois systèmes**

Tableau 28 : Variantes proposées par Homer

Système	Coût d'investissement (FCFA)	NPC (FCFA)	LCOE (FCFA· kWh ⁻¹)
Générateur Diesel	20 527 909	933 428 896	317
PV avec stockage	433 816 284	813 342 880	303
PV/Diesel	308 819 851	771 014 880	288

HOMER énumère les résultats dans l'ordre du haut en bas du plus rentable au moins rentable. Le rapport coût efficacité d'un système est donné par son coût nette actuelle. Ainsi le résultat nous montre que le système hybride est le plus rentable par rapport aux autres systèmes pour un coût de 288 FCFA· kWh⁻¹, Ce qui justifie le choix du système.

❖ **Bilan de coût du système optimal :**

Après l'analyse des résultats de trois configuration, il est certain que le recours à un système hybride présente un choix stratégique et justifié sur le plan économique.

Tableau 27 : détail de cout après simulation de système hybride

Composant	Capital (FCFA)	Replacement (FCFA)	O&M (FCFA)	Fuel (FCFA)	Récupération (FCFA)	Total (FCFA)
PV	194 879 888	0	10 690 064	0	0	301 819 952
GD	20 528 192	1 043 104	36 130 944	620 694 240	-86 432	678 310 640
Batterie	8 202 752	30 784	1 151 440	0	-18 352	9 371 952
Onduleur	51 189 056	738 816	0	0	-132 016	51 795 856
Système	27 480 5216	1 813 296	144 223 040	620 694 240	-236 800	1 041 298 400

Le coût total du projet est de 1 041 298 400 FCFA. Les panneaux PV ne seront pas remplacés, Le GD sera remplacé deux fois respectivement les 10^{ème} et 20^{ème} année avec une récupération en dernière année de 86 432 FCFA.

IV.3.1 Les émissions des gaz

Les émissions des gaz polluant proviennent de la partie classique de l'installation. La réduction de ces émissions est l'un des objectifs de cette étude, et ce dans le sens lié à la réduction de la pollution atmosphérique. Le CO₂ et le NO_x sont les principaux gaz dégagés par la combustion, les émissions annuelles rejetées sont :

Tableau 29 : Comparaison en émission des gaz polluants des différents systèmes

Polluant Configuration	Emissions [kg/an]	
	PV/diesel	Diesel seul
Dioxyde de carbone	215227	343928
monoxyde de carbone	531	849
Hydrocarbure non brûlé	58	94
Particule	40	64
Dioxyde de soufre	432	691
Oxydes de nitrogènes	4714	7575

Les résultats du tableau ci-dessus montre avec le système hybride nous un taux de réduction de dioxyde de carbone de 128 710 kg / an et 2861 kg / an de l'oxyde de nitrogène. Ces résultats peuvent contribuer au choix du système hybride par rapport au système diesel.

V. CONCLUSION ET PERSPECTIVES

Notre étude s'est déroulée en trois (3) parties. La première partie consistait à faire un état des lieux sur les systèmes d'énergies hybrides. La deuxième partie est un cas d'étude qui consistait à évaluer le coût du kWh de trois systèmes de production d'énergie indépendantes à savoir le système avec générateur diesel, le système PV autonome et système PV /Diesel en zone rurale.

Dans la deuxième partie il s'agissait d'évaluer le coût du kWh de différents systèmes de production d'électricité à partir de la technique du LCOE. Les résultats obtenus montrent l'importance que pourrait avoir un système Hybride PV/Diesel décentralisé de par son coût du kWh relativement faible par rapport à une centrale diesel ou une centrale photovoltaïque autonome.

D'autre part, il s'agissait de faire une simulation avec le logiciel Homer afin d'évaluer le coût du kWh produit par le système hybride étudié en fonction de la meilleure configuration du système de production, tout en comparaison avec la centrale thermique et la centrale autonome. Les résultats ont révélé que la meilleure configuration obtenue était le système hybride PV/Diesel avec stockage de gestion.

On déduit d'une part que le coût du kWh des systèmes hybrides ($334 \text{ FCFA} \cdot \text{kWh}^{-1}$) est moins couteux que celui de la centrale thermique ($371 \text{ FCFA} \cdot \text{kWh}^{-1}$) et de système autonome ($351 \text{ FCFA} \cdot \text{kWh}^{-1}$).

Finalement, les résultats des simulations avec HOMER montrent aussi que le coût du kWh produit par un système hybride ($317 \text{ FCFA} \cdot \text{kWh}^{-1}$) dans le contexte du Niger est relativement moins chère que celui produit par une centrale thermique diesel ($303 \text{ FCFA} \cdot \text{kWh}^{-1}$) ou une centrale autonome ($288 \text{ FCFA} \cdot \text{kWh}^{-1}$) sans la subvention apportée par l'état.

Les résultats ainsi obtenus nous amènent à définir les perspectives de travail à savoir :

- Réaliser l'hybridation du système diesel avec le solaire dans les autres villages du Niger,
- Amener les bailleurs de fond ainsi les entreprises, les investisseurs nationaux ou internationaux à investir davantage dans les systèmes PV.

REFERENCES BIBLIOGRAPHIQUES

Ouvrages et articles

- [1] Malam Issa RABIOU, Albert Michel WRIGHT et Moustapha Kadi OUMANI « Etude nationale de la situation de base du Niger ». Novembre 2016.1^{er} Draft. P 22.
- [2] Maamir HDIHA. 2014. « Gestion d'énergie d'un système d'entraînement à électrique hybride basé sur un moteur a aimants permanents ». M. Université Mohamed Khider-Biskra.
- [3] Dr. YAMEGUEU NGUEWO, 2012, « Expérimentation et optimisation d'un prototype de centrale hybride solaire PV/diesel sans batteries de stockage : Validation du concept 'FLEXY ENERGY' », Th. doct, Université de Perpignan et Institut international d'Ingénierie de l'Eau et de l'Environnement.
- [4] M. Adouane¹, M. Haddadi² et R. Medjoudj³. 2011. « Conception et réalisation d'un module électronique de contrôle et de gestion optimale de l'énergie pour systèmes énergétiques hybrides photovoltaïque - groupe électrogène ». Septembre 2011.n° 11. P.10-13.
- [5] David B. TSANYO.2015. « Approches technico-économiques d'optimisation des systèmes énergétiques décentralisés : ' Cas des systèmes hybrides PV/Diesel ». Th. doct. Institut International d'Ingénierie de 'Eau et de L'Environnement.
- [6] Melle BRIHMAT Fouzia.2012. « L'Etude conceptuelle d'un système de conditionnement de puissance pour une centrale hybride PV/Eolien ». Th. Université Mouloud Mammerie de Tiziri-Ouzoud.
- [7] BAGHDADI Fazia.2011. « Modélisation et simulation des performances d'une installation hybride de conversion d'énergies renouvelables » Th. Université Mouloud Mammerie de Tiziri-Ouzoud
- [8] I. Vechiu ;(Modélisation et analyse de l'intégration des énergies renouvelables dans un réseau autonome), Thèse de doctorat d'état, Université du Havre-décembre 2005.
- [9] Grégoire Léna (IED), « Mini-réseaux hybrides PV-diesel pour l'électrification rurale », rapport AEI-PVPS T9-13 :2013 CLUB-ER, no, pp12-13, Juillet 2013.
- [10] Ayong Hiendro*, Rudi Kurnianto, Managam Rajagukguk, Yohannes M. Simanjuntak, Junaidi, "Techno-economic analysis of photovoltaic/wind hybrid system for Onshore/remote area in

Indonesia”, journal homepage : Elsevier, *Energy* 59 (2013) 652 et 657, August 2013.

Sites internet

Caractéristiques des panneaux Consulté le 04/10/2016. « URL : [http:// www.atersa.com](http://www.atersa.com) »

Caractéristiques des onduleurs. Consulté le 13/12/2016. « URL : <http://www.solaris-store.com/content/so> »

International Renewable Energy Agency (IRENA), Global Atlas for Renewable Energy, consulté le 22/6/2016, <URL : <http://irena.masdar.ac.ae/>>

VI. ANNEXES

ANNEXE 1 : TABLEAU D'EQUIVALENT KVA / AMPERES / CONSOMMATION GASOIL D'UN GROUPE ELECTROGENE

Puissances cos 0,8	Ampérage / phase sous :		Section des câbles pour une longueur de 20 mètres		Consommation Gas-oil / h en pleine charge
	400 V	230 V	400 V	230 V	
	Ampères				
10 KVA	14,5	25	25	25	3 litres
15 KVA	21,6	37,5	25	25	3,5 litres
25 KVA	36	63	25	25	5 litres
35 KVA	50,5	88	25	25	7 litres
40 KVA	58	104	25	25	8 litres
50 KVA	72	125,5	25	25	10 litres
70 KVA	101	176	25	50	14 litres
85 KVA	123	213	25	70	16 litres
100 KVA	144	251	35	95	20 litres
125 KVA	180	314	50	95	25 litres
150 KVA	216	376,5	70	120	30 litres
180 KVA	325	452	1 x 95	1 x 185	36 litres
200 KVA	289	502	1 x 95	1 x 240	40 litres
225 KVA	325	565	1 x 95	1 x 240	46 litres
250 KVA	361	627,5	1 x 120	2 x 95	50 litres
275 KVA	397	690	1 x 150	2 x 120	55 litres
300 KVA	433	753	1 x 150	2 x 120	60 litres
350 KVA	505	878,5	1 x 240	2 x 185	70 litres
450 KVA	650	1130	2 x 95	2 x 240	90 litres
550 KVA	794	1380	2 x 150	3 x 185	110 litres
650 KVA	938	1601	2 x 185	2 x 240	146 litres
850 KVA	1227	2134	3 x 150	4 x 240	180 litres
1000 KVA	1443	2510	3 x 185	5 x 240	220 litres
1250 KVA	1804		4 x 185		298 litres
1500 KVA	2165		4 x 240		338 litres
1650 KVA	2382		5 x 185		365 litres
2000 KVA	2887		5 x 240		400 litres

ANNEXE 2 : DONNEES CLIMATIQUE ET RESSOURCES SOLAIRE

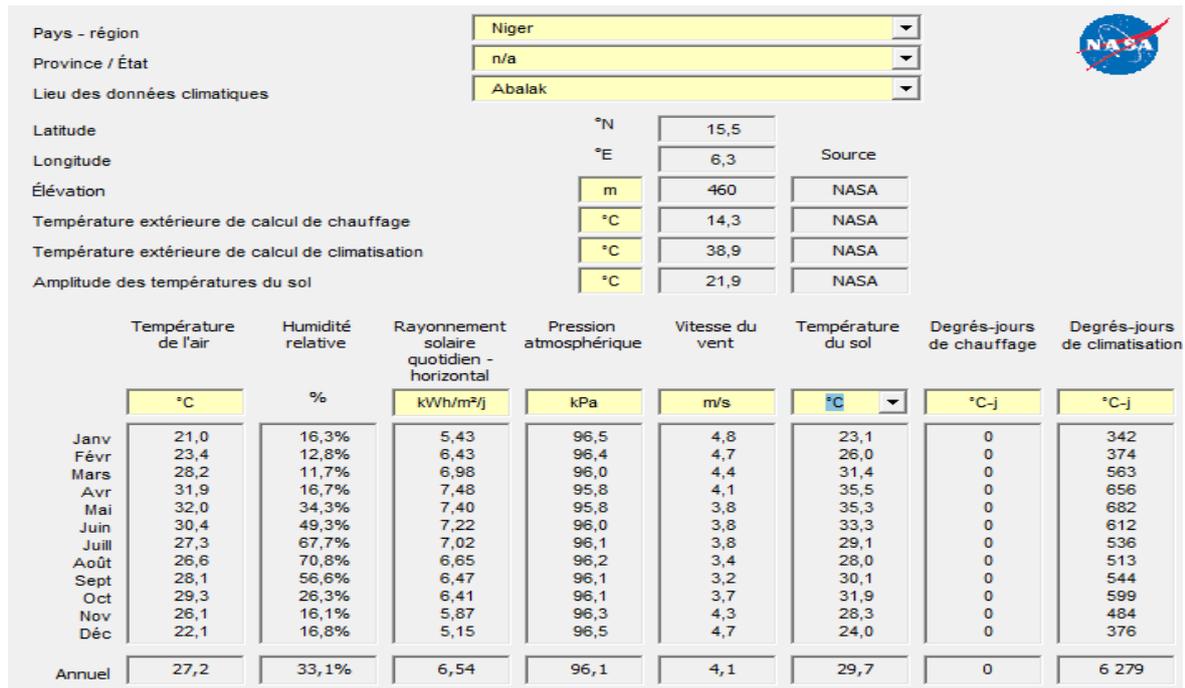
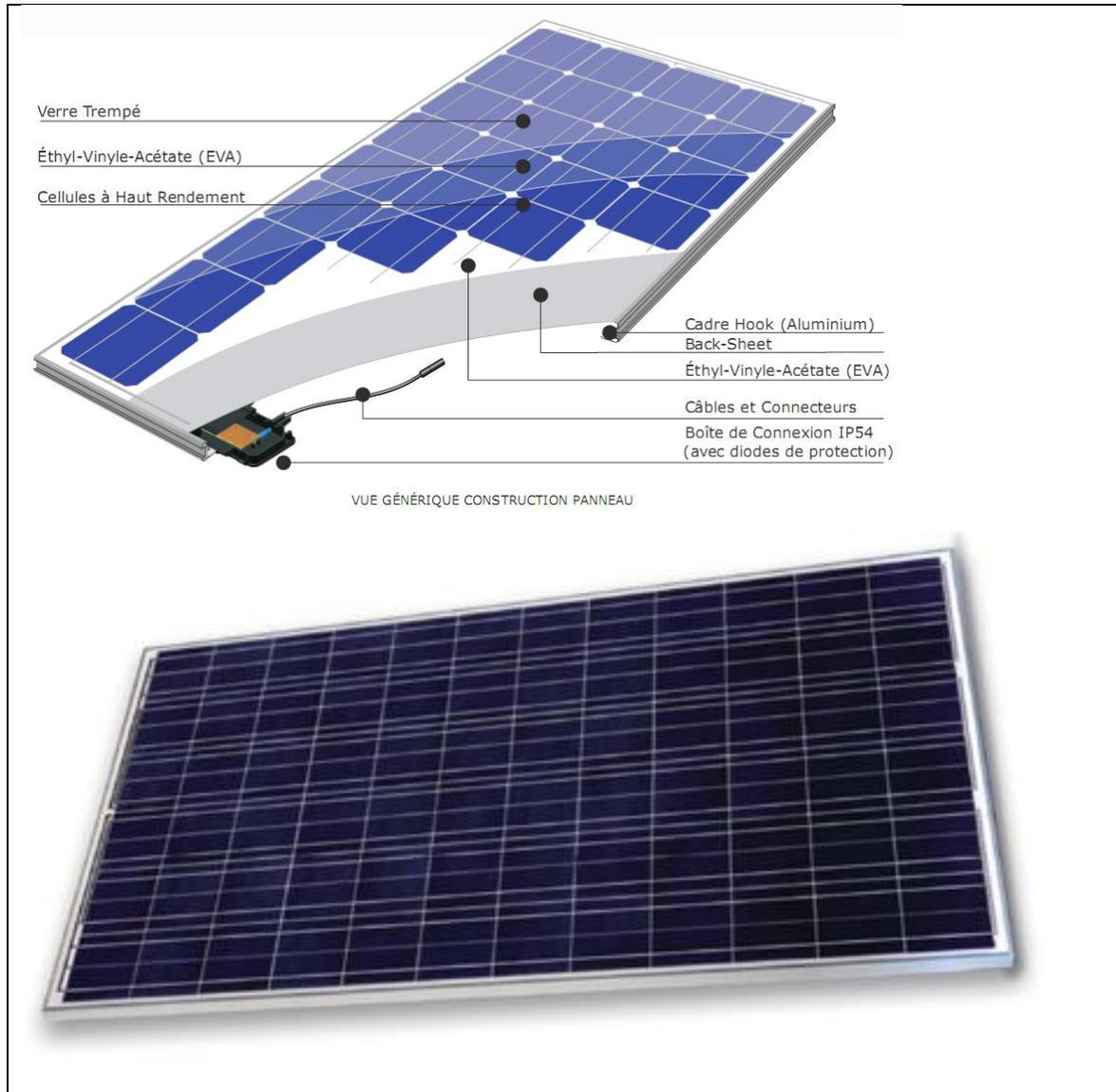


Figure 20:Données climatique du site :source Retscreen

Tableau 30 : Rayonnement solaire et l'indice de clarté

Mois	Indice de clarté	Radiation journalière en kWh/m²/j
Janvier	0.540	5.430
Février	0.619	6.430
Mars	0.664	6.980
Avril	0.733	7.480
Mai	0.766	7.400
Juin	0.776	7.220
Juillet	0.744	7.020
Août	0.671	6.650
Septembre	0.626	6.470
Octobre	0.619	6.410
Novembre	0.582	5.870
Décembre	0.520	5.150
Moyenne	0.653	6.541

ANNEXE 3 : SPECIFICATION TECHNIQUE DES PANNEAUX ATERSA



CARACTÉRISTIQUES ÉLECTRIQUES ET MÉCANIQUES DU MODULE A-300P	
Puissance	300 Wc
Technologie	Silicium polycristalline
Courant au point de puissance maximale	8,21 A
Tension au point de puissance	36,52 V

maximale	
Courant de court-circuit	8,89 A
Tension de circuit ouvert	44,97 V
Normes	IEC-61215, IEC-61730, MCS, ICIM, CE, ISO 14001, ISO 9001, ...
Homologation laboratoire	TÜV, AENOR...
Tolérance	0/+5 W (Tolérance positive)
Caractéristiques du module	Cadre en aluminium anodisé avec une peinture polyester. Verre trempé avec un faible contenu en oxyde de fer.
Caractéristiques de la boîte de jonction	Boîte de connexion fixée sur la partie arrière du module. Cette boîte de connexion est étanche et a un indice de protection IP65 suffisamment haut pour éviter l'entrée de poussières et d'insectes et suffisamment bas pour éviter les problèmes dérivés de la condensation liée aux changements de température jour/nuit. Les polarités sont clairement indiquées.
Impact à grêler	De 25 mm à 23 m/s.
Numéro de série	Le numéro de série sera encapsulé et visible sous le verre trempé, dans un des coins du module.
Garantie	Produit 10 ans et puissance 25 ans .
Indication des caractéristiques électriques	Une étiquette indiquant au moins les caractéristiques suivantes sera apposée sur la face arrière du module : Tension et courant au point de puissance maximale, courant de court-circuit, tension de circuit ouvert, puissance nominale.
Résistance aux conditions climatiques suivantes	Température : de - 40 à + 85 °C Humidité relative : de 0 à 100 % Vitesse du vent : 130 km/h min, 190 km/h (Bourrasques)

ANNEXE 4 : SPECIFICATION TECHNIQUE DES BATTERIES D'ACCUMULATEURS

Vos avantages :

- > Performances en cyclage exceptionnelles – 3000+ cycles à 60% de profondeur de décharge C_{10}
- > Dryfit Gel – Technologie VRLA
- > Faible consommation d'énergie – diminution des coûts
- > Technologie à plaques tubulaires à forte section – pour une durée de vie plus longue en conditions difficiles
- > Tenue aux décharges profondes – plus d'énergie plus longtemps
- > Montage en position horizontale possible – installation et maintenance facilitée
- > Complètement recyclable – faible empreinte carbone



Spécifications :

- > Capacité nominale 294 – 3919 Ah C_{10} (20°C)
- > Performances en cyclage à 20°C (avec une charge IU) : 2400 cycles à 60% de Profondeur de Décharge (C_{10}) à 20 °C
Pour améliorer les performances et pour des systèmes $\geq 48V$ nous recommandons une charge IUI, pour atteindre 3000+ cycles à 20°C
- > Conçu conformément aux normes IEC 61427 et IEC 60896-21/-22
- > Durée de stockage longue jusqu'à 2 ans à 20° sans recharge grâce à un faible taux d'auto décharge
- > Aussi disponible en version auto éteignible sur demande (V0)
- > Fabriqué en Europe dans nos usines certifiées ISO 9001
- > Transport ferroviaire, routier, maritime et aérien des monoblocs sans conditionnement particulier (IATA, DGR, clause A67)
- > Homologation : UL (Underwriter Laboratories), DNV GL



Type	Code produit	Tension nominale V	Capacité Nominale C_{10} 1,85W/élt. 20 °C Ah	Courant de décharge I_{10} A	Longueur (l) max. mm	Largeur (b/w) max. mm	Hauteur sur couvercle (h1) max. mm	Hauteur incl. connexions (h2) max. mm	Poids approx. kg	Type de borne	Paires de pôles
A602/295 SOLAR	NGS6020295HSOFC	2	294	2,45	105	208	357	399	19,0	F-M8	1
A602/370 SOLAR	NGS6020370HSOFC	2	367	3,05	126	208	357	399	23,0	F-M8	1
A602/440 SOLAR	NGS6020440HSOFC	2	440	3,66	147	208	357	399	27,0	F-M8	1
A602/520 SOLAR	NGS6020520HSOFC	2	519	4,32	126	208	473	515	30,0	F-M8	1
A602/625 SOLAR	NGS6020625HSOFC	2	623	5,19	147	208	473	515	35,0	F-M8	1
A602/750 SOLAR	NGS6020750HSOFC	2	727	6,05	168	208	473	515	39,0	F-M8	1
A602/850 SOLAR	NGS6020850HSOFC	2	845	7,06	147	208	648	690	49,0	F-M8	1
A602/1130 SOLAR	NGS6021130HSOFC	2	1126	9,42	212	193	648	690	66,0	F-M8	2
A602/1415 SOLAR	NGS6021415HSOFC	2	1408	11,7	212	235	648	690	80,0	F-M8	2
A602/1695 SOLAR	NGS6021695HSOFC	2	1689	14,1	212	277	648	690	95,0	F-M8	2
A602/1960C SOLAR	NGS6021960HSOFC	2	1994	16,3	212	277	717	759	115	F-M8	2
A602/2600 SOLAR	NGS6022600HSOFC	2	2613	21,7	216	400	775	816	160	F-M8	3
A602/3270 SOLAR	NGS6023270HSOFC	2	3266	27,2	214	489	774	816	198	F-M8	4
A602/3920 SOLAR	NGS6023920HSOFC	2	3919	32,6	214	578	774	816	238	F-M8	4

ANNEXE 4 : SPECIFICATION TECHNIQUE DES ONDULEURS

Onduleur SMA sonny tripower 51 kW

Caractéristiques techniques (préliminaires)	Sunny Tripower CORE1	Caractéristiques techniques (préliminaires)	Sunny Tripower CORE1
Entrée (DC)		Rendement	
Puissance DC max. (pour $\cos \varphi = 1$) / Puissance assignée (DC)	51000 W / 51000 W	Rendement max./européen	>98,0 % / >98,0 %
Tension d'entrée max.	1000 V	Caractéristiques générales	
Plage de tension MPPT / tension d'entrée assignée	150 V à 1000 V / 500 V à 800 V	Dimensions (L/H/P)	621 mm / 733 mm / 569 mm (24.4 in / 28.8 in / 22.4 in)
Tension d'entrée min. / tension d'entrée de démarrage	150 V / 188 V	Poids	82 kg (180 lb)
Courant d'entrée max. / par MPPT	120 A / 20 A	Plage de température de fonctionnement	-25 °C à +60 °C (-13 °F à +140 °F)
Courant de court-circuit max. par MPP tracker/ par entrée de string	30 A / 30 A	Émissions sonores (typiques)	<60 dB(A)
Nombre d'entrées MPPT indépendantes / strings par entrée MPPT	6 / 2	Autoconsommation (nuit)	< 5 W
Sortie (AC)		Topologie/système de refroidissement	Sans transformateur / OptiCool
Puissance assignée (pour 230 V, 50 Hz)	50000 W	Indice de protection (selon IEC 60529)	IP65
Puissance apparente AC max.	50000 VA	Classe climatique (selon IEC 60721-3-4)	4K4H
Tension nominale AC	3 / N / PE ; 220 V / 380 V 3 / N / PE ; 230 V / 400 V 3 / N / PE ; 240 V / 415 V	Valeur maximale admissible d'humidité relative de l'air (sans condensation)	100 %
Plage de tension AC	405 V / 365 à 465 V	Équipement/Fonction/Accessoires	
Fréquence du réseau AC/plage	50 Hz / 44 Hz à 55 Hz 60 Hz / 54 Hz à 65 Hz	Raccordement DC/Raccordement AC	SUNCLIX/Borne à vis
Fréquence de réseau assignée/tension de réseau assignée	50 Hz / 230 V	Affichage DEL (état/erreur/communication)	•
Courant de sortie max./Courant de sortie assigné	72,5 A / 72,5 A	Interface : Ethernet/WLAN/RS485	• [2 entrées] / • / ○
Phases d'injection/phases de raccordement	3 / 3	Interface de données : SMA Modbus/Sun-Spec Modbus/Speedwire, Webconnect	• / • / •
Facteur de puissance à la puissance assignée/facteur de déphasage réglable	1 / 0 inductif à 0 capacitif	Relais multifonctions/Ports pour modules d'extension	• / • [2 entrées]
THD	3 %	OptiTrack Global Peak/Integrated Plant Control/Q on Demand 24/7	• / • / •
Dispositifs de protection		Compatible off-grid/compatible SMA Fuel Save Controller	• / •
Dispositif de déconnexion côté DC	•	Garantie : 5/10/15/20 ans	• / ○ / ○ / ○
Surveillance du défaut à la terre/surveillance du réseau	• / •	Certifications et homologations (autres sur demande)	ANRE 30, AS 4777, BDEW 2008, C10/11:2012, CE CEI 0-16, CEI 0-21, EN 50438:2013*, G59/3, IEC 60068-2-6, IEC 61727, IEC 62109-1/2, IEC 62116, MEA 2013, NBR 16149, NEN EN 50438, NRS 091-2-1, PEA 2013, PPC, RD 1699/413, RD 661/2007, Res. n°7-2013, SI4777, TOR D4, TR 3.2.2, UTE C15-712-1, VDE 0126-1-1, VDE-ARN 4105, VFR 2014, P.O. 12.3, NTCOAT/CyS, GC 8.9H, PR20, DEWA
Protection inversion de polarité DC/résistance aux courts-circuits AC/séparation galvanique	• / • / -	* N'est pas valable pour toutes les annexes nationales de la norme EN 50438	
Unité de surveillance du courant de défaut, sensible à tous les courants	•		• Équipement de série ○ Équipement en option - Non disponible
Classe de protection (selon CEI 62109-1)/catégorie de surtension (selon 62109-1)	I / AC: III; DC: II		Données en conditions nominales - données provisoires, version : 11/2016
Parafoudre AC/DC de type II	○ / ○		Désignation du type
			STP 50-40

Onduleur SMA sonny island 36 kW

Technical data	Multicuster Box 6	Multicuster Box 12	Multicuster Box 36
Load Connection			
Rated voltage	230 V (LN), 400 V (L1, L2)	230 V (LN), 400 V (L1, L2)	230 V (LN), 400 V (L1, L2)
AC voltage range	172.5 V - 265 V, 300 V - 433 V	172.5 V - 265 V, 300 V - 433 V	172.5 V - 250 V, 300 V - 433 V
Rated frequency / frequency range	50 Hz/40 Hz ... 70 Hz	50 Hz/40 Hz ... 70 Hz	50 Hz/40 Hz ... 70 Hz
Number	1 (three-phase)	1 (three-phase)	1 (three-phase)
Rated power	55 kW	110 kW	300 kW
AC current at rated values	3 x 80 A	3 x 160 A	3 x 435 A (AC1)
Fuses	IV/HRC size 00	IV/HRC size 00	IV/HRC size 3
Connections for Sunny Island			
Maximum number of devices	6	12	36
AC rated power / AC current at rated values	36 kW / 3 x 52 A	72 kW / 3 x 104 A	216 kW / 3 x 313 A
AC power at 45 °C / AC current at 45 °C	24 kW / 3 x 35 A	48 kW / 3 x 70 A	195 kW / 3 x 283 A
AC power (25 °C, 30 min)	48 kW	96 kW	288 kW
AC power (25 °C, 5 min)	55 kW	110 kW	328 kW
Fuses	Miniature circuit breaker C32A	Miniature circuit breaker C32A	Miniature circuit breaker C40A

ANNEXE5: Cout de remplacement des composants scénario 2

Composant	Coût de remplacement (FCFA)	Nombre de renouvellement	Total (FCFA)
Onduleur sunny tripower	51 189 320	3	153 567 960
Batteries	97 428 227	2	194 856 454
Onduleur sunny island	15761 974	3	47 285 922
Total sur la durée de vie			395 710 336

ANNEXE : Cout de remplacement du système hybride

Composant	Coût de remplacement (FCFA)	Nombre de renouvellement	Total (FCFA)
Onduleur sunny tripower	51 189 320	3	153 567 960
Batteries	8 208 000	2	16 416 000
Onduleur sunny island	7 880 987	3	23 642 961
Total sur la durée de vie			372 067 375

ANNEXE 7 : Différentes variantes proposées par Homer

❖ **Production et consommation d'énergie électrique**

La production et la consommation d'énergie électrique sur une année sont détaillées dans le tableau 21,22.

Tableau 23 : Energie annuelle produite

Production	kWh/an	%
Champ PV	218.55	52
Générateur	204.68	48
Total	423.60	100

Tableau 24: Energie annuelle consommée

Production	kWh/an	%
Charge AC	296.75	100
Total	296.75	100

Notons que 19.2 % de la production totale d'électricité est excédentaire, ou de l'énergie qui n'est pas utilisé par le système qui va être rejetée.

La puissance moyenne mensuelle produite par les sources SEH est illustrée dans la figure 21.

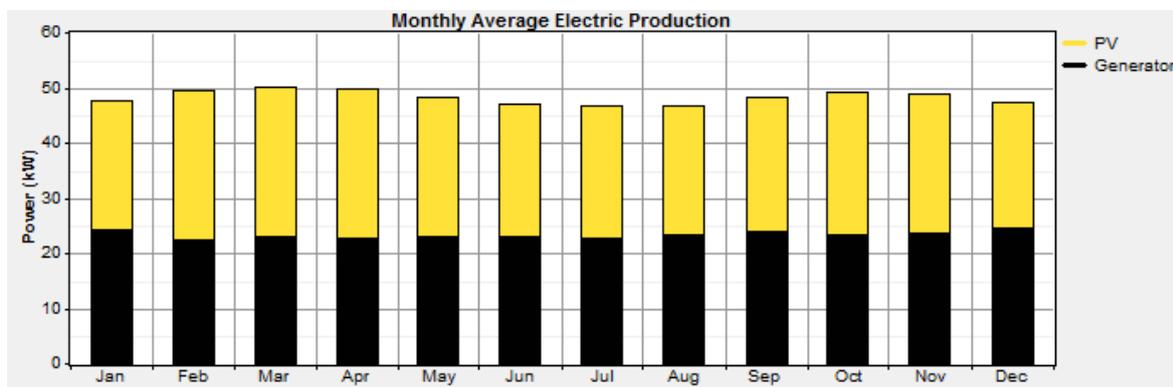


Figure 21: Puissance moyenne mensuelle produite par chaque sources

Les énergies mises en jeu dans le système durant une année de fonctionnement ont un caractère continu de la disponibilité de l'énergie produite tout au long de l'année.

On remarque que la proportion de l'énergie est produite par les deux systèmes sont identique.

❖ Le générateur PV

La puissance délivrée par le champ PV est largement supérieure à celle du groupe diesel, Les paramètre de fonctionnement de ces derniers sont :

Tableau 25:Paramètre de fonctionnement du générateur PV

Variable	valeur	Unité
Heures de fonctionnement	4421	h/an
Facteur de capacité	14	%
Puissance minimale	0	kW
Puissance moyenne	599	kWh/j
Coût spécifique de l'énergie	73.4	FCFA/kWh
Pénétration PV	73.7	%
Puissance minimale	107	kW

Les puissances mensuelles moyenne pour chaque mois de l'année sont représentées par les figures -ci-dessus :

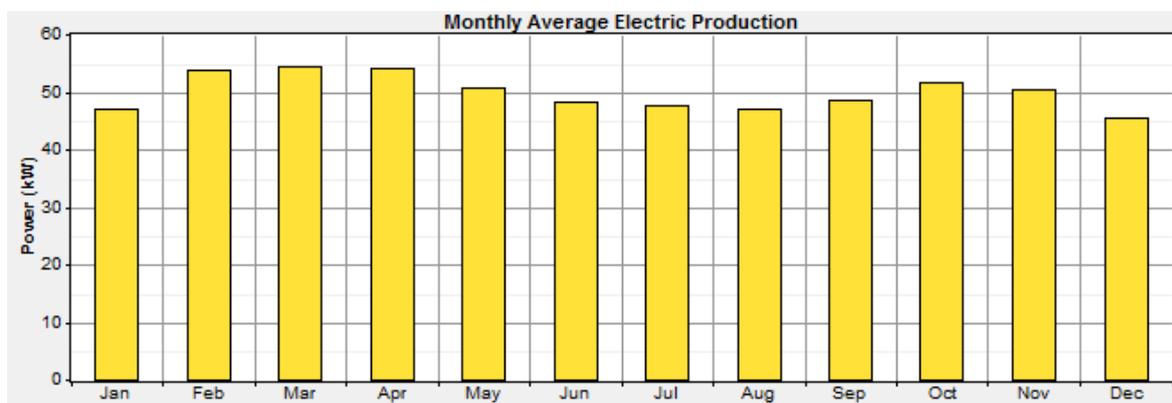


Figure 22:Puissance mensuelle moyenne du PV

Après l'analyse des résultats obtenus pour les puissances moyennes mensuelles du PV, on remarque la période du fonctionnement du PV est plus étroite pendant le mois de Mars et avril.

❖ Production du générateur diesel

Le générateur diesel est appelé à fonctionner uniquement la nuit, le combustible utilisé est le gazole. Les paramètres de fonctionnement sont donnés par :

Tableau 26 : Paramètres de fonctionnement du générateur diesel

Variable	valeur	Unité
Heures de fonctionnement	3385	h/an
Facteur de capacité	29,2	%
Puissance minimale délibérée	19.3	kW
Puissance moyenne délibérée	53	kW
Puissance moyenne délibérée	34	kW
Durée de vie	9.24	An
Carburant consommée annuellement	8149	L/an
Utilisation spécifique de carburant	0.333	L/kWh
Rendement électrique moyen	30.5	%
Nombre de démarrage	383	Démarrage / an

Le générateur diesel fonctionne pendant une période supérieure à un demi de l'année avec un état de charge moyen de 30.5 %.

Les diagrammes ci-dessus illustrent la production journalière du diesel durant toute l'année. La couleur noire de la figure 24 représente selon l'échelle à droite, les périodes de l'arrêt et / ou des faibles productions, alors que la couleur rouge montre le pic de production.

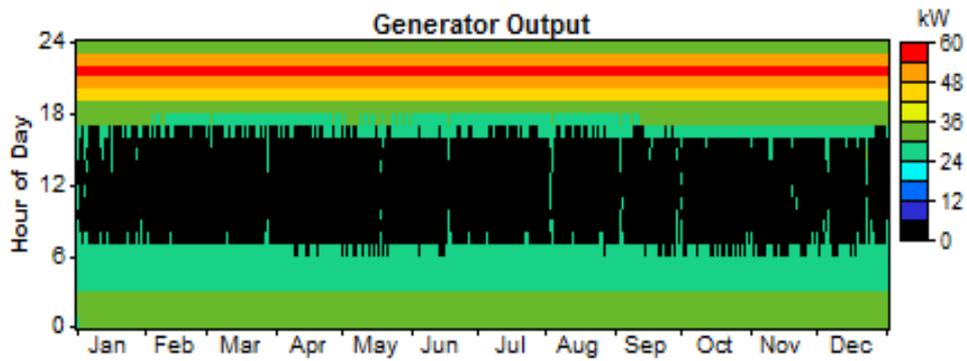


Figure 23: Production journalière moyenne de diesel pour toutes l'année

❖ Les batteries

L'installation peut fonctionner sans système de stockage, cependant le rôle des batteries est essentiellement pour mieux optimiser les paramètres de fonctionnement, dans le sens de combler la production du champ PV en cas de faible ensoleillement. Les paramètres de fonctionnement des batteries sont :

Figure 25 : Paramètres de fonctionnement des batteries

Variable	Valeur	Unités
Energie d'entrée	77 762	kWh/an
Energie délibérée	62 248	kWh/an
Pertes d'énergies	15 468	kWh/an
Autonomie des batteries	3	heure
Coût spécifique moyen	158	FCFA/kWh
Durée de vie des batteries	8	an
Capacité totale des batteries	115	kWh

Pour analyser les fonctionnements journaliers des batteries on utilise les courbes de l'état de charge moyenne journalière données par le figure en pourcentage de la capacité maximale.

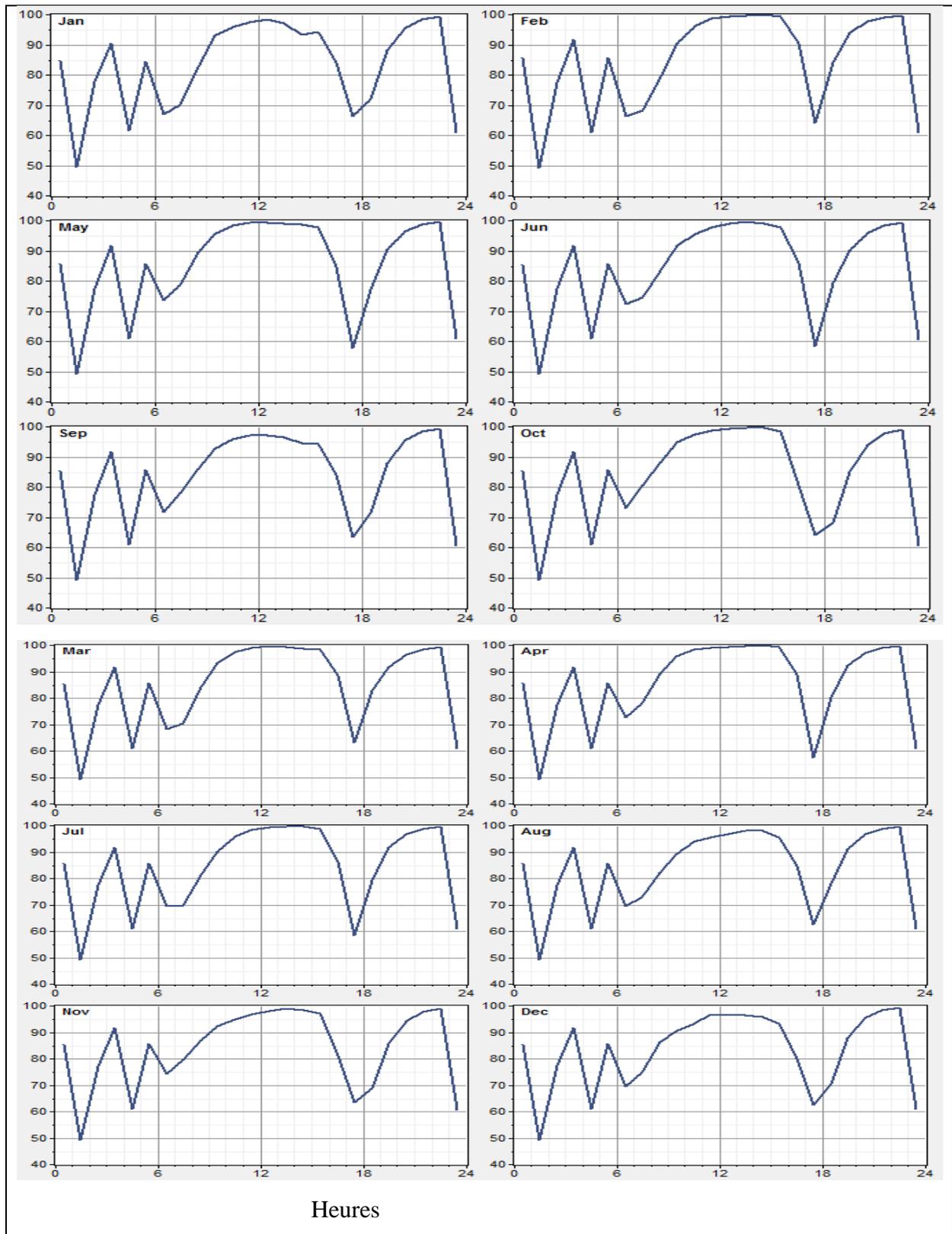


Figure 24: Distribution de la puissance moyenne délivrée par les batteries

Le profil de distribution moyen de l'état de charge est semblable pour tous les mois, mais ce n'est pas avec les mêmes valeurs. L'état de charge journalière moyenne est caractérisé par un minimum environs à 7h. Ce minimum se situe juste après le premier du générateur diesel. Un état de charge minimale signifie que le système de stockage à fourni de l'énergie au bus CA. Pour cette période les batteries fournissent le maximum d'énergie, ils servent comme un système d'appointe.

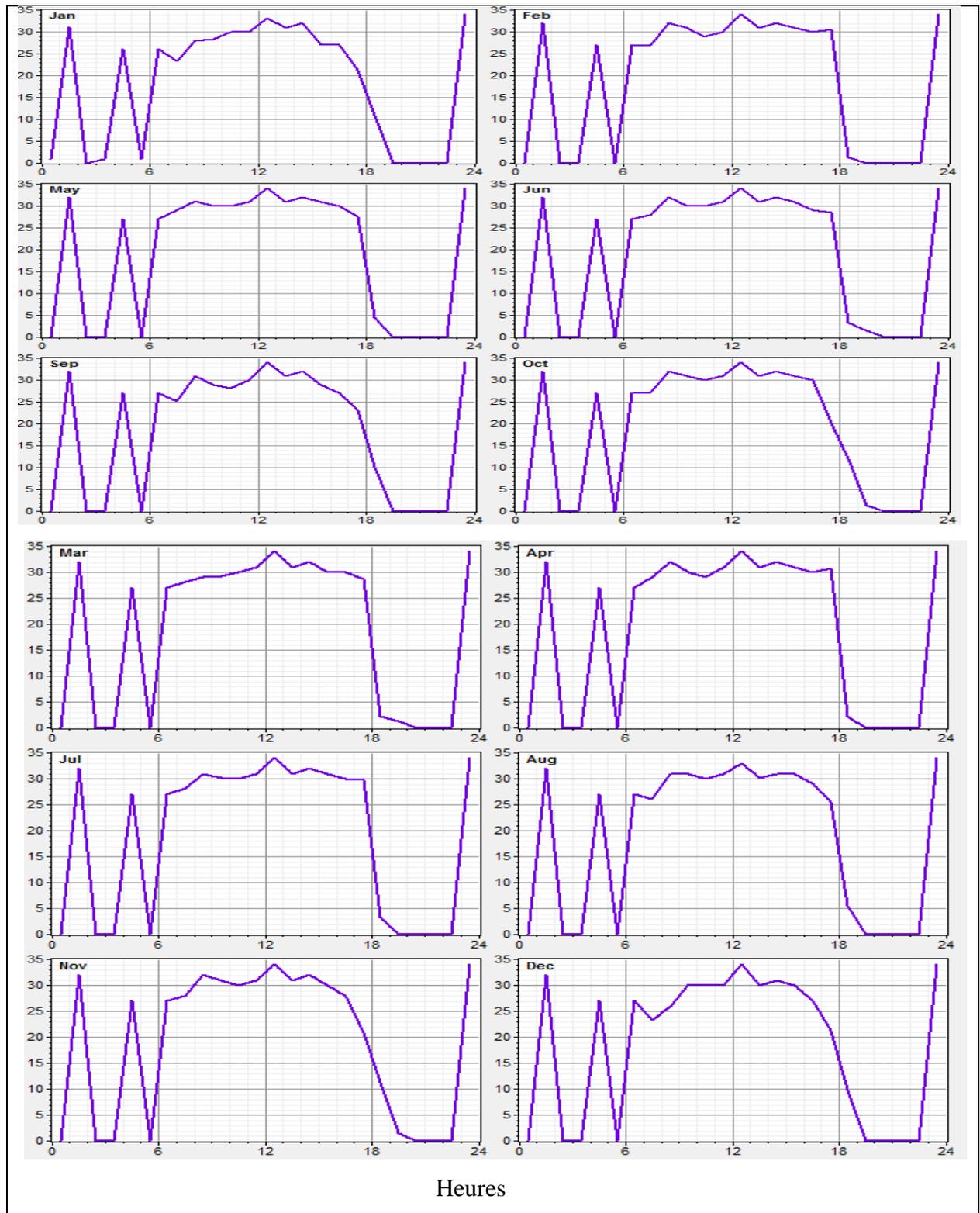
❖ L'onduleur

Le fonctionnement de l'onduleur est lié à la demande en énergie électrique de l'utilisateur. L'étude de son fonctionnement nous permet de prévoir les périodes de décharges des batteries.

Figure 26 : Paramètres de fonctionnement des onduleurs

Variable	Valeur	Unités
Puissance moyenne fournie	19	kW
Puissance maximale fournie	240	kW
Facteur de capacité	8.1	%
Heures de fonctionnement	5 397	Heure/an
Energie d'entrée	184 955	kWh/an
Energie délibérée	166 459	kWh/an
Pertes d'énergies	11 160	kWh/an

La distribution journalière moyenne de la puissance délivrée par les onduleurs, pour chaque mois est donnée par la figure ci-dessous :



Les performances moyennes journalières montrent simulées pour les onduleurs montrent que ces courbes de distributions sont similaires pour tous les mois.

❖ Répartition du coût du système hybride

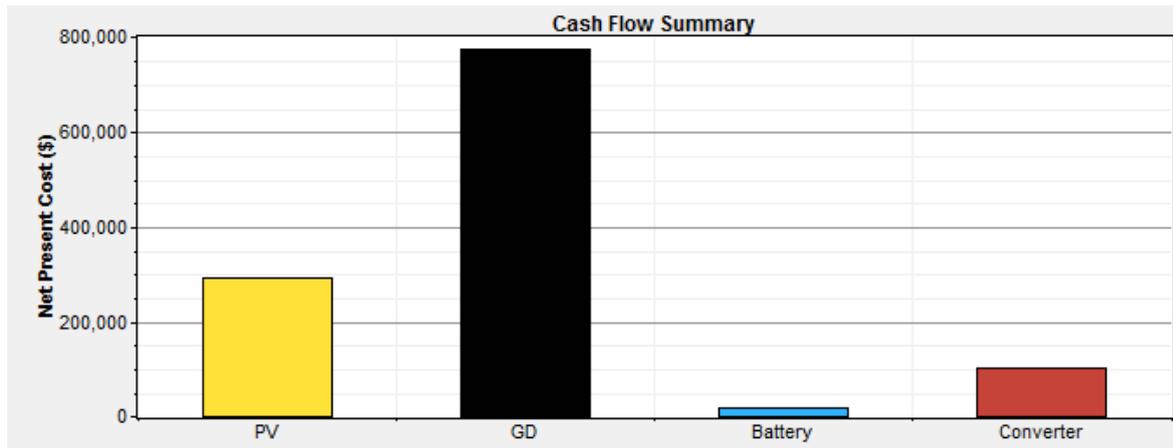


Figure 26: Répartition de coût de l'installation

Le GD représente le coût le plus élevée (plus de trois le coût du PV et 10 fois celui de l'onduleur), cela est dû au prix élevé du fuel et du prix d'entretien et de la maintenance.