



**ETUDE DE FAISABILITE DE L'ELECTRIFICATION RURALE AU
SENEGAL PAR CENTRALE HYBRIDE PV/DIESEL: CAS DU VILLAGE
DE GOUMBAYEL**

MEMOIRE POUR L'OBTENTION DU
DIPLOME D'INGENIEUR 2IE AVEC GRADE DE MASTER
SPECIALITE : Génie Electrique et Energétique

Présenté et soutenu publiquement le [02/Juillet/2018] par

Alima DIARRA

Travaux dirigés par :

Dr Daniel YAMEGUEU NGUEWO, *Enseignant-chercheur en Génie Energétique, 2iE*

Madiop N'DIAYE, *Ingénieur génie électrique du bureau d'étude SEMIS*

Adama SEYDI KAMA, *Ingénieur génie électrique du bureau d'étude SEMIS*

Jury d'évaluation du stage :

Président : **Dr Sayon SIDIBE**

Membres et correcteurs : **Dr Daniel YAMEGUEU
Dr Moussa SORO**

Promotion [2017/2018]

CITATION

« Tout obstacle renforce la détermination. Celui qui s'est fixé un but n'en change pas »

Léonard De Vinci

Dédicaces

*A mon cher père et à ma chère mère pour leur soutien et leur amour
inconditionnel. Vous êtes ma source d'inspiration et je ne cesserai de remercier
le bon Dieu de m'avoir donné des parents aussi formidables que vous. Puisse*

Dieu vous bénisse abondamment.

A ma sœur et mes frères, Djidi, Bakary, et Mady,

Je vous aime

Remerciements

L'étude de notre thème de fin de cycle n'aurait pu aboutir sans le concours précieux et multiforme d'un certain nombre de personnes. Qu'il me soit donc permis de traduire toute ma gratitude à tous ceux qui ont participés d'une manière ou d'une autre à la réalisation des travaux de ce mémoire de fin de cycle. Je voudrais dire merci à :

- ❖ Mon encadreur interne Dr Daniel YAMEGUEU NGUEWO, Enseignant-chercheur en Génie Energétique à l'Institut International d'ingénierie de l'Eau et de l'Environnement (2iE)*
- ❖ Mr Bocar Sada SY, Directeur général du cabinet de Service de l'Energie en Milieu Sahélien (SEMIS)*
- ❖ Mes encadreurs externes Madiop N'DIAYE et Madame Adama KAMA SEYDI, tous deux ingénieurs du cabinet de SEMIS.*
- ❖ Dr Mouhamadou THIAM, consultant du cabinet SEMIS,*
- ❖ Serigne Mbacké NIANG, Omar N'DIAYE et Sidy Bouya NDIAYE de l'Agence National des Energies Renouvelables (ANER).*
- ❖ Personnels de Semis*

RESUME

Le présent travail, aborde la faisabilité de réalisation de l'électrification de la localité de Goumbayel au Sénégal par une centrale hybride Photovoltaïque/Diesel. L'étude s'inscrit dans l'optique de contribuer à l'amélioration de l'accès à l'électricité en milieu rural au Sénégal dans le cadre du Programme d'Urgence de Développement Communautaire (PUDC). Pour ce faire, il était primordial de recueillir les données liés aux besoins énergétiques du village, afin d'évaluer sa demande énergétique. Une fois, les besoins connus, le dimensionnement des différents composants de la centrale et du réseau électrique basse tension a été réalisé. La conception de la centrale hybride constitue l'une des tâches critique de ce travail, car elle doit intégrer, la notion d'efficacité énergétique, et tenir compte des aspects financiers et environnementaux tout en assurant un bon fonctionnement du système.

Les résultats obtenus à l'issue du dimensionnement nous ont permis d'entamer l'étude économique afin de s'assurer de la faisabilité du projet, en comparant le coût d'investissement et le coût de revient du kWh du projet initial à ceux d'autres systèmes de production d'énergies que sont : une centrale photovoltaïque avec stockage et une centrale à Diesel. Ainsi, on peut noter que pour la même demande énergétique de 664,05 kWh à satisfaire, les coûts totaux sur la durée de vie des installations et des coûts de revient du kWh sont respectivement de : 416 051 093 FCFA et 140 FCFA pour la centrale hybride PV/Diesel ; 498 570 039 FCFA et 160 FCFA pour la centrale PV avec stockage et 515 165 387 FCFA et 178 FCFA pour la centrale Diesel.

Mots Clés :

-
- 1 – Système hybride
 - 2 – Photovoltaïque
 - 3 – Diesel
 - 4 – Site isolé
 - 5 – Etude de faisabilité

Abstract

The present work deals with the feasibility of electrification of the locality of Goumbayel in Senegal by a photovoltaic / diesel hybrid power station. The study aims to contribute to improving rural access to electricity in Senegal under the Community Development Emergency Program (PUDC). To do this, it was essential to collect data related to the energy needs of the village, in order to assess its energy demand. Once, the known needs, the dimensioning of the various

components of the plant and the low-voltage electrical network was realized. The design of the hybrid power station is one of the critical tasks of this work, as it must integrate the concept of energy efficiency, and take into account the financial and environmental aspects while ensuring the proper functioning of the system.

The results obtained from the sizing allowed us to start the economic study to make sure of the feasibility of the project, by comparing the investment cost and the cost price of the kWh of the initial project to those of the project other energy production systems that are: a photovoltaic power station with storage and a diesel power station. Thus, it can be noted that for the same energy demand of 664.05 kWh to be satisfied, the total costs over the service life of the installations and the cost per kWh are respectively 416 051 093 FCFA and 140 FCFA for the power station hybrid PV / Diesel; 498 570 039 FCFA and 160 FCFA for the PV plant with storage and 515 165 387 FCFA and 178 FCFA for the diesel power station. Key words:

1 – hybrid system

2 - photovoltaic

3 - Diesel

4 – Isolated site

5 – feasibility study

LISTE DES ABREVIATIONS

ASER : Agence Sénégalaise d'Electrification Rurale

C_{min} : Capacité minimale de stockage, Ah

DOD : Depth Of Discharge ou profondeur de décharge, %

E_{mj} : Demande énergétique moyenne journalière, kWh

E_{mjn} : Demande énergétique moyenne journalière par niveau de consommation, kWh

E_d : Demande énergétique à usage domestique, kWh

E_{nd} : Demande énergétique à usage non domestique, kWh

E_i : ensoleillement, W/m²

f_t : facteur de perte transport

H : irradiation (kWh/m²/j)

J_{raut} : nombre de jour d'autonomie

N_{app} : nombre d'appareils

N_{efm} : Nombre effectif de ménages par niveau

N_{tm} : Nombre total de ménage

N_{ms} : Nombre de modules en série

N_{bp} : Nombre de branches parallèle

η_{bat} : Rendement batterie

η_{ond} : Rendement onduleur

τ_{diff} : Taux de diffusion

τ_{ra} : Taux de raccordement

OHADA : Organisation pour l'Harmonisation en Afrique du droit des Affaires

Ondr : onduleur réseau

Ondc : onduleur chargeur

P_c : Puissance crête, kW

P_d : Profondeur de décharge, %

P_n : Puissance nominale d'un appareil, W

P_m : Puissance module, W

PV : Photovoltaïque

R : résistance câble, Ω

λ : Résistivité linéique, Ω/m

SEH : Système d'Energie Hybride

SOC : State Of Charge ou état de la charge, %

T_f : temps de fonctionnement d'un appareil, h

T_p facteur de réduction d'efficacité PV par température

V_{moyenne} : Tension moyenne, V

V_{ann} : Valeur annuité, FCFA

V_{init} : Investissement initial, FCFA

V_{as} : Valeur actualisée simple, FCFA

V_{au} : Valeur actualisée uniforme, FCFA

SOMMAIRE

Table des matières

CITATION	<i>i</i>
Remerciements	<i>iii</i>
RESUME	<i>iv</i>
Abstract	<i>iv</i>
LISTE DES ABREVIATIONS	<i>vi</i>
SOMMAIRE	<i>viii</i>
LISTE DES TABLEAUX	<i>xi</i>
LISTE DES FIGURES	<i>xii</i>
I. Introduction	1
I.1 Contexte	1
I.2 Taux d'accès à l'électricité au Sénégal	2
I.3 Les technologies actuellement utilisées dans l'électrification rurale avec leurs limites	3
I.3.1 Les groupes Diesels	3
I.3.2 Les systèmes photovoltaïques	3
I.3.3 Les systèmes hybrides.....	3
I.4 Objectif du travail	4
I.5 Présentation de l'entreprise	5
II. Etat de l'art des systèmes hybrides pv/diesel	7
II.1 Généralités et définition des systèmes hybrides	7
II.2 Les différentes configurations avec leurs avantages et inconvénients	7
II.2.1 Configuration PV/Diesel série	8
II.2.2 Configuration PV/Diesel commuté	9
II.2.3 Configuration PV/Diesel parallèle	10

II.2.4	Configuration Flexy Energy	12
II.3	Problèmes rencontrés dans le fonctionnement des systèmes énergétiques hybrides.....	13
II.4	La gestion de l'énergie au sein des systèmes énergétiques hybrides.....	15
II.5	Quelques exemples de projets concernant les systèmes Hybrides en Afrique de l'Ouest. 15	
II.5.1	Au Burkina faso	15
II.5.2	Au Mali	15
II.5.3	Au Sénégal	16
II.5.4	En Mauritanie	16
II.5.5	Niger	16
III.	<i>Méthodologie de travail.....</i>	16
IV.	<i>Evaluation de la demande énergétique</i>	17
IV.1	Evaluation des besoins énergétiques à usage non domestique	17
IV.2	Evaluation des besoins énergétique à usage domestique	18
IV.3	Détermination de la courbe de charge.....	19
V.	<i>Dimensionnements des différents composants de la centrale hybride pv/diesel.....</i>	19
V.1	Champ PV.....	20
V.2	Production solaire journalière	21
V.3	Dispositif de stockage d'énergie.....	21
V.4	Choix des onduleurs.....	22
V.5	Le groupe électrogène diesel	23
V.6	Dimensionnement des équipements de protections.....	23
V.7	Dimensionnement des sections de câbles.....	24
VI.	<i>Dimensionnement du réseau basse tension</i>	25
VI.1	Tracé du réseau électrique	25
VI.2	Calcul de la chute de tension	26
VII.	<i>Etude économique du projet.....</i>	27
VII.1	Calcul du coût de revient du kwh.....	27
VII.2	Rentabilité financière du projet.....	28
VIII.	<i>Résultats.....</i>	29

VIII.1	Demande énergétique du village et profil de la courbe de charge du village	29
VIII.1.1	Demande énergétique.....	29
VIII.1.2	Profil de la courbe de charge du village	29
VIII.2	La centrale électrique	30
VIII.2.1	Les composants de la centrale	30
VIII.2.2	Schéma électrique de la centrale	32
VIII.2.3	Fonctionnement de la centrale.....	32
VIII.3	Le réseau basse tension.....	33
VIII.3.1	Le réseau électrique.....	33
VIII.3.2	Calcul de la chute de tension.....	33
VIII.4	Evaluation économique du projet	34
IX.	<i>Discussion et Analyses</i>	35
IX.1	Description de la courbe de charge du village	35
IX.2	Description et analyse du fonctionnement de la centrale	36
IX.2.1	Descriptif du paramétrage de la centrale.....	36
IX.2.2	Analyse du fonctionnement de la centrale	36
IX.3	Etude économique comparative.....	37
IX.3.1	Faisabilité du projet.....	39
X.	<i>Conclusions</i>	39
XI.	<i>Recommandations - Perspectives</i>	40
Références	41
XII.	<i>Annexes</i>	43

LISTE DES TABLEAUX

Tableau 1 <i>Présentation de l'entreprise</i>	5
Tableau 2 <i>Classification des SEH par gamme de puissance</i>	7
Tableau 3 : <i>hypothèse de calcul des besoins énergétiques à usage non domestique : source ASER</i>	18
Tableau 4 : <i>taux de diffusion des équipements</i>	18
Tableau 5 : <i>Consommation journalière du village</i>	29
Tableau 6 : <i>Eléments de protection et section de câble</i>	31
Tableau 7 : <i>Calcul de la chute de tension du réseau BT</i>	33
Tableau 8 : <i>résumé du calcul du coût de revient</i>	34
Tableau 9: <i>tableau comparatif des différentes centrales</i>	38

LISTE DES FIGURES

Figure 1 Localisation du village de Goumbayel	2
Figure 2 : Organisation managériale de l'entreprise SEMIS	5
Figure 3 configuration PV/Diesel série.....	8
Figure 4 Configuration PV/Diesel commuté	9
Figure 5 Configuration PV/Diesel parallèle	10
Figure 6 : Configuration Multi-master avec Diesel [4].....	12
Figure 7 : Configuration Multi-master avec onduleur [4]	12
Figure 8 Architecture générale des centrales Flexy Energy [4]	13
Figure 10 : procédure de calcul du CF	29
Figure 11 Courbe de charge journalière.....	30
Figure 12 : Production solaire journalière	30
Figure 13 : Schéma électrique de la centrale.....	32
Figure 14 : fonctionnement de la centrale.....	33
Figure 15 : Flux de trésorerie cumulés pour prix de vente fixé à 140 FCFA	34
Figure 16 : Flux de trésorerie cumulés pour prix de vente fixé à 228 FCFA	35
Figure 17 : mode de fonctionnement de la centrale	36
Figure 18 : fonctionnement réel de la centrale	37

I. INTRODUCTION

I.1 CONTEXTE

La plupart des pays d'Afrique-Sub-Saharienne présente un faible taux d'électrification en milieu rural soit 14% contre 64% en milieu urbain et péri-urbain [1]. Cette situation s'explique en partie par :

- le manque d'infrastructures de production et distribution de l'électricité;
- une carence institutionnelle répandue, qui se traduit par des schémas directeurs et des plans d'action trop souvent insuffisants pour stimuler une offre dynamique ;
- le faible revenu des ménages ruraux, à l'origine de la faiblesse endémique de la demande,
- l'incapacité des compagnies nationales d'électricité à absorber de nouveaux clients ruraux sans aggraver leur propre situation financière .

Ces pays sont également les plus touchés par la crise énergétique qui secoue le monde actuellement. Cette crise résulte d'une forte dépendance des énergies fossiles. Ces sources d'énergie se caractérisent à la fois par une instabilité des prix qui érode les efforts des pays en développement et par leur grande contribution aux émissions de gaz à effet de serre, responsables du réchauffement global. Au niveau macroéconomique, le poids de la facture pétrolière pèse lourdement sur les budgets des Etats. Dans beaucoup de pays importateurs de pétrole, la facture pétrolière peut représenter jusqu'à 40 à 50 pour cent des recettes d'exportation des pays [2]. Paradoxalement, le continent regorge d'un énorme potentiel en ressources énergétiques notamment renouvelables qui est très peu exploité pour le moment. Par exemple le potentiel théorique en énergie solaire du continent est estimé à 60.000.000 TWh / an soit près de 40% du potentiel total mondial [3], plaidant ainsi en faveur du développement des systèmes d'énergie solaire dans ces régions. Dans la plupart des situations en électrification décentralisée, l'utilisation des systèmes de secours (groupes électrogènes, accumulateurs d'énergie, etc.) sont souvent indispensables, en raison des perturbations dues à une forte variabilité de la demande des utilisateurs et de l'intermittence des énergies renouvelables.

L'électrification des zones non encore raccordées au réseau électrique principal, ou très isolées pour envisager une extension des lignes de transport et de distribution, pourrait ainsi être réalisée en ayant recours aux centrales hybrides utilisant les générateurs solaires (PV) et Diesel (groupes électrogènes). Le présent travail s'inscrit dans l'optique de contribuer à l'amélioration de l'accès à l'électricité en milieu rural au Sénégal via les centrales hybrides PV/Diesel. Le cas d'étude est le village de Goumbayel, situé à l'Est du Sénégal. Il fait partie de l'arrondissement de Bala dans le département de Goudiry et de la région de Tambacounda.

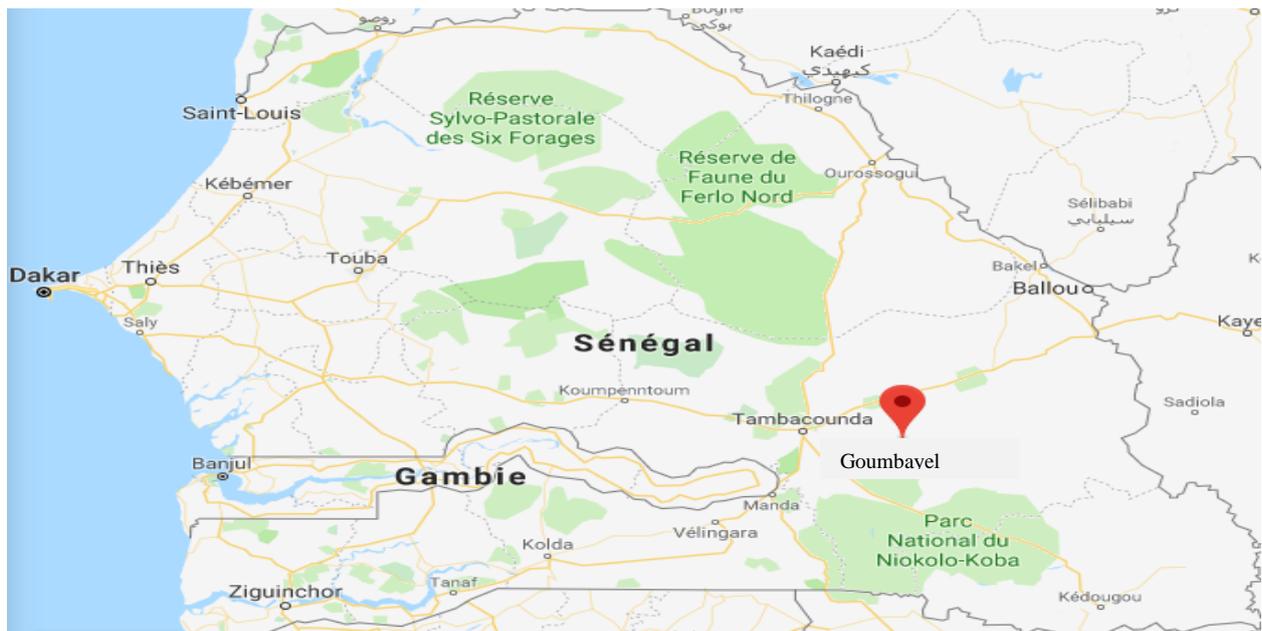


Figure 1 Localisation du village de Goumbavel

I.2 TAUX D'ACCES A L'ELECTRICITE AU SENEGAL

Le Sénégal a un taux d'accès en électricité relativement moyen (60.6% au niveau national, 88% en zone urbaine et 32% en zone rural) [1]. Les nouvelles orientations politiques du pays concernant l'énergie ont pour objectif principal d'avoir un secteur énergétique performant et assurant une parfaite disponibilité de l'énergie à moindre coût et garantissant un accès universel aux services énergétiques modernes dans le respect des principes d'acceptabilité sociale et environnementale. Cette vision a été inscrite dans le Plan Sénégal Emergent (PSE) pour un développement inclusif du Sénégal à l'horizon 2030. A travers cette vision, le secteur de l'énergie est défini comme un des piliers majeurs pour le développement de l'économie et la réduction des inégalités sociales et territoriales. Dans la même dynamique, la Lettre de Politique de Développement du Secteur de l'Energie (LPDSE) a aussi intégré ces nouvelles orientations politiques avec des lignes directrices notamment :

- l'opérationnalisation du cadre institutionnel, légal et réglementaire,
- l'atteinte d'un taux d'indépendance en énergie commerciale hors biomasse d'au moins 15 % en 2025,
- l'atteinte en 2017 d'un taux de 20% d'énergies renouvelables dans la puissance installée.

C'est dans la perspective d'atteindre ces objectifs que plusieurs programmes tels que le Programme d'Urgence de Développement Communautaire (PUDC) et le PNUER (Programme National d'Urgence d'Electrification Rurale) ont été mis en place. Le PNUER touche environ 225 villages et le PUDC couvre environ 325 villages dont celui de Goumbavel.

I.3 LES TECHNOLOGIES ACTUELLEMENT UTILISEES DANS L'ELECTRIFICATION RURALE AVEC LEURS LIMITES

Au Sénégal comme dans la plupart des pays de l'Afrique subsaharienne, les principales technologies suivantes sont actuellement utilisées dans l'électrification rurale :

I.3.1 Les groupes Diesels

Ils sont généralement utilisés en milieu rural, dans les établissements publics tels que les postes de santé, les bureaux administratifs et pour le pompage. L'utilisation des groupes électrogènes est répandue en milieu rural du fait de leur flexibilité, de la gamme étendue de puissances possibles qu'ils présentent et la simplicité de mise en œuvre pour l'électrification rurale [4]. Toutefois, leurs inconvénients majeurs relèvent de la dépendance des énergies fossiles, ce qui pose la question de leur financement et de leur approvisionnement. Aussi leur utilisation en milieu rural présente des inconvénients tels que des problèmes de maintenance des équipements, d'acheminement des pièces détachées, du prix du carburant, la maintenance et aussi les émissions de CO₂.

I.3.2 Les systèmes photovoltaïques

On distingue deux (2) technologies de systèmes photovoltaïques actuellement utilisées en milieu rural au Sénégal afin de rendre l'électricité accessible à tous :

- **les systèmes solaires individuels** pour les besoins en électricité des ménages, des écoles et des cases de santé. Ces systèmes fournissent de l'électricité suffisante pour 4 points lumineux, une télévision, une radio et un chargeur de portable.
- **les lampadaires solaires** pour éclairer les chemins des places publiques et parfois les lieux de culte.

I.3.3 Les systèmes hybrides

Associant généralement un groupe Diesel avec le photovoltaïque ou l'éolien, les systèmes hybrides représentent un bon compromis. Le groupe électrogène sert à pallier le manque de soleil ou de vent [4]. Comme technologies des systèmes hybrides utilisés au Sénégal on a :

- **les mini centrale hybride éolien-solaire-diesel**. La mini-centrale est composée d'une éolienne, d'un système solaire et un générateur diesel qui ensemble fourniront de l'électricité aux villageois. Pendant les heures de pointes, le système électrique à partir des énergies renouvelables, sera assisté par le groupe électrogène moderne. Cette combinaison

de source d'énergie a l'avantage de réduire la probabilité de rupture du service électrique car avec ces deux systèmes, on peut produire de l'électricité nuit et jour. Cependant, cette technologie est peu répandue en raison du faible potentiel éolien au Sénégal.

- **les mini centrales solaire-diésel** qui ont une capacité suffisante pour alimenter les ménages et infrastructures d'un village de 500 à 700 habitants. Ce service est comparable à ceux offerts en ville, ce qui permet d'utiliser tout type d'équipement et facilite le développement des usages productif. Chacune de ces deux technologies comporte cependant des limitations. L'option des groupes électrogènes souffre de la hausse du prix des carburants, à laquelle s'ajoute non seulement le coût du transport du carburant dans des régions souvent difficiles d'accès, mais aussi celui de l'exploitation et de la maintenance dans ces régions isolées; sans compter la dégradation des rendements énergétiques des groupes électrogènes lorsqu'ils sont utilisées à faible facteur de charge. De son côté, l'énergie solaire est intermittente, ce qui nécessite un équipement de stockage de l'électricité non consommée à l'instant de sa production (c'est-à-dire aux heures d'ensoleillement). Cette technologie nécessite obligatoirement d'importants investissements initiaux, bien que par la suite ses coûts d'exploitation soient faibles. La combinaison de ces deux technologies permet de compenser certains de ces inconvénients. C'est pourquoi les systèmes hybrides PV-diesel offrent des perspectives intéressantes, et peuvent être avantageusement mis en œuvre dans le cadre de mini-réseaux locaux [5].

Toutefois, le principal inconvénient de ces hybridations est la complexité de la gestion de l'énergie au sein du système.

I.4 OBJECTIF DU TRAVAIL

L'objectif de cette étude est de mener une étude de faisabilité de l'électrification du village de Goumbayel par centrale hybride PV/Diesel. C'est dans l'optique d'atteindre cet objectif que les objectifs spécifiques suivants ont été définis :

- évaluer la demande énergétique du village et en déduire la courbe de charge.
- définir une méthodologie de dimensionnement adaptée en tenant compte de la courbe de charge
- dimensionner un système hybride PV/Diesel et un réseau électrique basse tension
- faire une évaluation économique et en déduire le coût de production du kWh électrique

I.5 PRESENTATION DE L'ENTREPRISE

Le Service de l'Énergie en Milieu Sahélien (SEMIS) est une société anonyme à responsabilité limitée (SARL), créée en 1987, au capital social de 5 000 000 F CFA. C'est un bureau d'étude dont les interventions portent sur l'énergie, l'environnement et le développement local. Ses activités s'étendent autour des principaux domaines suivants :

- Electrification rurale et périurbaine ;
- Hydraulique et l'assainissement ;
- Énergie domestique ;
- Systèmes d'Informations Géographiques (SIG).

L'entreprise dispose d'un personnel varié lui permettant d'intervenir dans différents niveaux de mise en œuvre d'actions de développement. Elle obéit à l'organisation structurelle suivante :

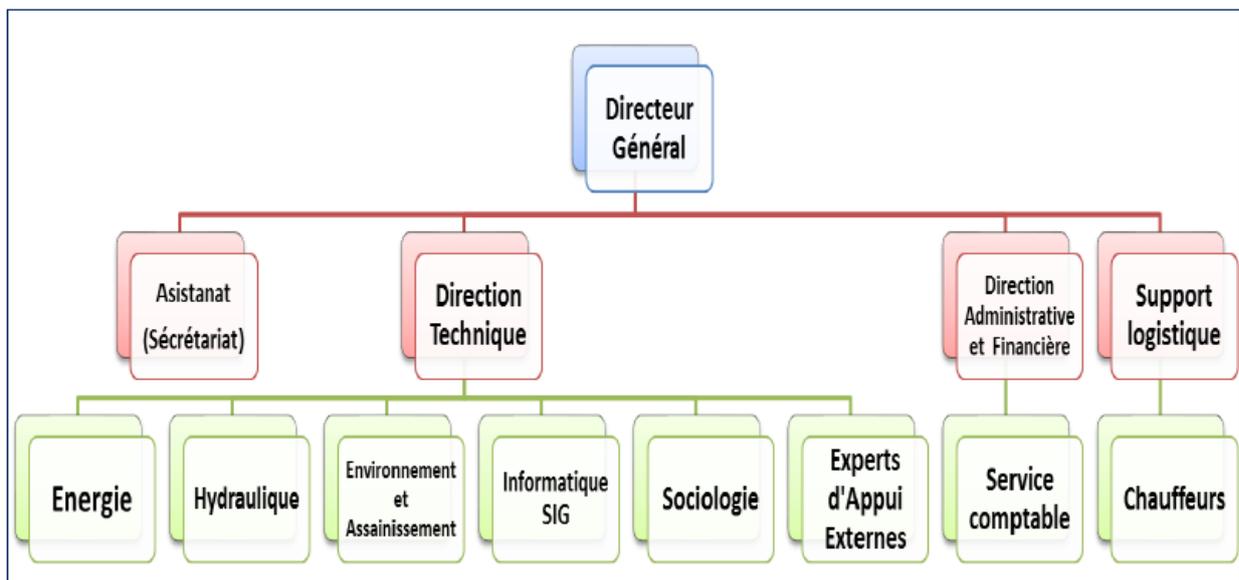


Figure 2 : Organisation managériale de l'entreprise SEMIS

La présentation de l'entreprise est donnée sous forme du tableau 1 suivant :

Tableau 1 Présentation de l'entreprise

Siège	Missions	Moyens
-------	----------	--------

<p>Siège Actuel : Saint Louis</p> <p>Les bureaux se trouvent à Dakar</p> <p>Le premier siège social était abrité à Pété : un village à Podor</p>	<p>Les missions de SEMIS se situent pour l'essentiel sur le terrain et couvrent une gamme élargie de prestations d'études, de montage et de gestion de projets :</p> <ul style="list-style-type: none"> - Analyse de la demande, - Ingénierie technique et financière, - Organisation et suivi des services d'eau et d'électricité en milieu rural, - Formation et appui aux acteurs du développement local 	<p>Ils s'appuient sur la mobilisation d'une expertise nationale et internationale confirmée, la maîtrise d'outils logiciels performants et une implantation régionale grâce à de solides partenariats extérieurs :</p> <ul style="list-style-type: none"> - Une équipe de professionnels reconnus dans leur domaine d'activités - Outils logiciels : bases de données, systèmes d'information géographique, calcul de réseaux hydrauliques et électriques. - Partenariats en cours Burkina, Mauritanie, Mali, Niger, France, Belgique, Danemark, Allemagne.
---	---	--

Pour répondre aux besoins d'un développement rapide de son activité au cours des dernières années, SEMIS s'est attachée à développer un large réseau de compétences qui lui permettent d'être rapidement opérationnelle dans la plupart des pays du Sahel et, au Sénégal, à peu près partout en milieu rural. A cet effet, SEMIS dispose d'un réseau d'experts externes couvrant ses domaines d'activité que sont principalement Energie Renouvelable et Efficacité Energétique; Hydrogéologie et Hydraulique; Ingénierie Financière et gestion des risques; Expertise en passation de marchés; Expertise dans le domaine de l'environnement et des changements climatiques; Expertise en science juridique; Ingénierie sociale et socio-économie; Topographie et Géologie.

II. ETAT DE L'ART DES SYSTEMES HYBRIDES PV/DIESEL

II.1 GENERALITES ET DEFINITION DES SYSTEMES HYBRIDES

On appelle système énergétique hybride (SEH), un système de production d'énergie mixant plusieurs sources d'énergies différentes. Celles-ci peuvent être de différentes natures: énergies conventionnelles et / ou énergies renouvelables. Dans le cas d'un système hybride PV/diesel, le champ solaire photovoltaïque est combiné à un ou plusieurs groupe (s) électrogène(s). Un système de stockage d'énergie constitué d'un parc de batterie est souvent intégré au SEH du fait du décalage de la production par rapport à la consommation variable. Le but d'un SEH est d'assurer l'énergie demandée par la charge et, si possible, de produire le maximum d'énergie à partir des sources d'énergie renouvelable, tout en maintenant la qualité de l'énergie fournie [6].

L'ajout de groupe(s) électrogène(s) à un système de production d'énergies renouvelables peut d'une part augmenter la fiabilité du système, alimenter les charges plus énergétivores et, d'autre part, diminuer de manière importante le coût de l'électricité produite par une diminution importante de la taille du générateur solaire et du parc de batteries [7]. Les systèmes hybrides permettent de satisfaire une forte demande d'électricité ou d'assurer l'alimentation de zones très éloignées du réseau national dont le raccordement n'est pas avantageux vu la densité de la population souvent faible et la difficulté d'accès.

Le champ d'application des SEH est très large et par conséquent, il est difficile de classer ces systèmes. On peut néanmoins essayer de réaliser un classement par gamme de puissance (Tableau 2). Les seuils de puissance donnés ne sont que des ordres de grandeurs [6].

Tableau 2 Classification des SEH par gamme de puissance

Puissance du SEH (kW)	Applications
Faible : <5	Systèmes autonomes: stations de télécommunications, de pompage de l'eau, autres applications isolée
Moyenne : 10-250	Micro réseaux isolés : alimentation d'un village isolé, d'un hameau, des zones rurale
Grande >500	Grands réseaux isolés (ex : réseaux insulaires) ;

II.2 LES DIFFERENTES CONFIGURATIONS AVEC LEURS AVANTAGES ET INCONVENIENTS

II.2.1 Configuration PV/Diesel série

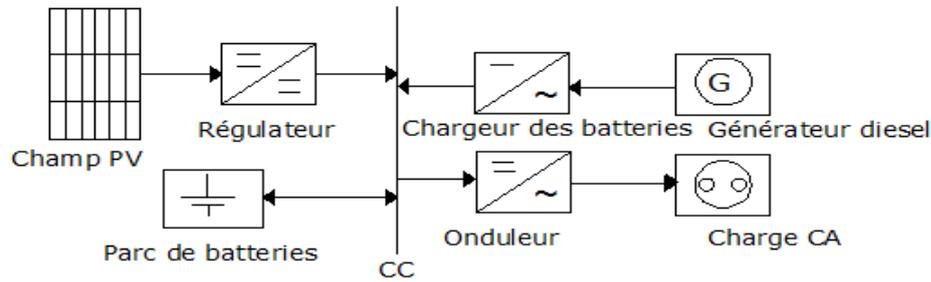


Figure 3 configuration PV/Diesel série

Dans Cette configuration le générateur Diesel est connecté au bus à courant continu et l'énergie qu'il produit est redressée pour charger la batterie et convertie ensuite en alternatif pour alimenter la charge à travers l'onduleur directionnel. L'installation photovoltaïque et la batterie sont aussi liées à ce bus. L'énergie produite par l'installation photovoltaïque peut directement alimenter la charge ou passer par la batterie. Lorsque l'énergie produite par le champ photovoltaïque et l'énergie stockée sont suffisantes pour répondre à la demande de la charge, le groupe diesel est débrayé. La puissance en courant continu fournie par le champ PV et la batterie est convertie en courant alternatif par l'onduleur pour alimenter la charge.

Le régime de fonctionnement du générateur Diesel dépend de la demande en énergie, de l'état de charge de la batterie et de la production du champ PV. Lorsque l'énergie produite par le champ est en excès, elle sert à charger la batterie, et celle-ci se décharge quand l'énergie produite par le champ n'est pas suffisante.

Il est possible d'intégrer au système un convertisseur CC/CC (MPPT) qui permettra de faire fonctionner le champ à son point maximum de puissance. On peut adjoindre un système automatique de mise en marche et arrêt du générateur diesel si nécessaire [8].

Avantage

- la mise en marche du générateur diesel n'est pas liée avec une interruption de l'alimentation électrique
- la puissance du générateur diesel peut être optimale lorsqu'il approvisionne la charge et lorsque de plus il charge la batterie.
- le schéma électrique est simplifié par l'absence de changement de la source d'électricité en courant alternatif.

Inconvénients :

- le rendement total du système est faible à cause des pertes de conversion dues au fait que l'énergie produite par le générateur ne peut être directement fournie à la charge ;

- une grande partie de l'énergie est transitée par la batterie, chose qui augmente ainsi le nombre des cycles charge – décharge. De ce fait la durée de vie de la batterie est limitée ;
- ce système nécessite un parc de batterie important ;
- la détérioration de l'onduleur provoque l'arrêt complet de l'alimentation ;
- l'onduleur ne peut pas travailler en parallèle avec le générateur diesel, c'est pourquoi il doit être dimensionné pour satisfaire la puissance de pointe de la charge.

II.2.2 Configuration PV/Diesel commuté

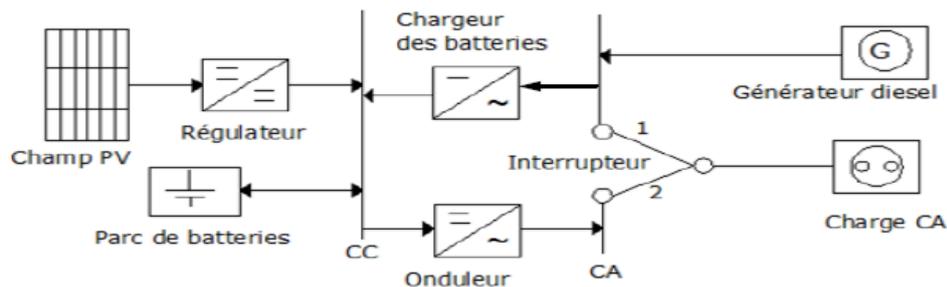


Figure 4 Configuration PV/Diesel commuté

Cette configuration est très fréquemment utilisée malgré ses limitations opérationnelles. La charge peut être alimentée soit par le groupe électrogène, soit par l'onduleur alimenté par le champ PV ou la batterie. L'alimentation par les deux simultanément n'est pas possible. La batterie peut être chargée par le champ PV et le diesel par l'intermédiaire d'un redresseur. Il n'y a pas des pertes de conversion significatives liées à la production du générateur diesel (en comparaison par rapport à la configuration série).

En principe, la puissance produite par le générateur est supérieure à la demande de la charge et l'excès est utilisé pour la charge de la batterie. Comme dans le cas précédent, le diesel est arrêté, lorsque la demande peut être satisfaite par le champ PV et la batterie. La complexité du système implique l'utilisation d'un contrôle automatique à la place de la commande manuelle. Aujourd'hui, certains concessionnaires dans la fabrication des équipements pour systèmes photovoltaïques proposent des chargeurs de batteries qui démarrent automatiquement le groupe électrogène lorsque l'énergie débité par les batteries et le générateur PV n'est plus suffisante pour alimenter la charge [8].

Avantages

- le système possède un rendement plus haut, parce que le générateur diesel peut alimenter directement la charge, d'où une baisse de la consommation de fuel ;
- la détérioration de l'onduleur n'engendrera pas l'arrêt complet de l'alimentation électrique, parce que la charge peut être satisfaite par le générateur diesel ;

- élimination des pertes supplémentaires de conversion.

Inconvénients

- la commutation des sources alternatives entraîne une coupure instantanée ;
- le générateur et l'onduleur sont dimensionnés pour la puissance pointe de la charge, ce qui réduit leurs rendements en fonctionnement à faible charge ;
- une construction complexe

II.2.3 Configuration PV/Diesel parallèle

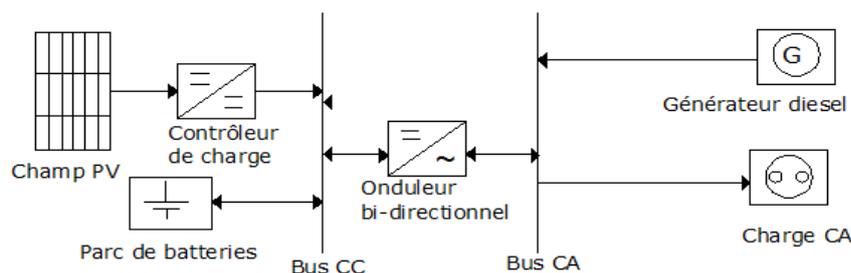


Figure 5 Configuration PV/Diesel parallèle

Dans la configuration parallèle, toutes les sources peuvent alimenter la charge séparément à faible et moyenne demande mais également suppléer les pointes en combinant les sources. Le générateur diesel est connecté au bus de courant alternatif. L'installation photovoltaïque et la batterie sont liées sur un autre bus de courant continu. Les deux bus sont connectés à l'aide d'un onduleur bidirectionnel. Ce dernier peut fonctionner, soit comme un redresseur lorsqu'il y a un excès d'énergie produite par le diesel pour charger la batterie, soit comme un onduleur, pour transférer l'énergie fournie par le champ photovoltaïque et/ou par la batterie vers la charge. Grâce à l'onduleur bidirectionnel, le système parallèle peut alimenter une charge supérieure à la puissance nominale du générateur. Ce système possède deux améliorations par rapport aux configurations série et commutée. L'association du générateur diesel et de l'onduleur permet l'alimentation d'une charge supérieure à la charge alimentée par chaque élément seul. En principe, la capacité du système est deux fois plus grande dans cette configuration. La possibilité de synchroniser l'onduleur avec le générateur diesel permet une meilleure flexibilité du système et de plus, la puissance nominale du générateur diesel peut être diminuée, ce qui augmente la partie de l'énergie directement utilisée d'où on obtient une augmentation du rendement du système. En utilisant un seul convertisseur comme onduleur et redresseur, on diminue le nombre d'éléments dans le système. De plus, les coûts du câblage et l'installation du système peuvent être diminués par l'intégration de toutes les composantes dans une seule unité, ce qui est avantageux, mais peut

empêcher l'augmentation de la taille du système par l'ajout de nouveaux composants si la demande en électricité augmente [8].

Avantages

- les composants des systèmes n'ont pas besoin d'être dimensionnés pour la charge totale car le consommateur peut être alimenté par les deux sources en même temps ;
- la possibilité de synchroniser l'onduleur avec le générateur diesel, ce qui permet une meilleure flexibilité du système et de plus, la puissance nominale du générateur diesel peut être diminuée ;
- un meilleur rendement, parce que les sources fonctionnent avec une puissance plus proche de leur puissance nominale. De plus, il n'y a pas de conversion de l'énergie produite par le générateur ;
- baisse du nombre des convertisseurs électroniques, ce qui diminue le câblage nécessaire et l'investissement initial pour la construction du système hybride ;
- l'association du générateur diesel et de l'onduleur permet l'alimentation d'une charge supérieure à la charge alimentée par chaque élément seul ;
- une avarie du convertisseur initial électronique ne provoque pas de coupure de l'alimentation de la charge.

Inconvénients

- un contrôle automatique est obligatoire pour un bon fonctionnement du système ;
- les creux de tension et les fortes variations de fréquence entraînent souvent la déconnexion de l'onduleur du système ;
- la gestion du système n'est pas aisée pour une personne non qualifiée ;
- le bus continu est plus difficile à contrôler.

Dans la configuration hybride PV/Diesel parallèle on distingue généralement deux types d'architectures [4] que sont :

- **L'architecture « Multi-master » avec générateurs Diesels** est une architecture typique pour les grands systèmes avec plusieurs générateurs Diesel en parallèle couplés au générateur photovoltaïque via un onduleur (voir figure 6). Au moins un générateur Diesel produit et contrôle la tension du réseau. Un stockage n'est pas indispensable. L'ajout d'un stockage court terme (10 minutes par exemple) servira à atténuer les fluctuations rapides de la ressource renouvelable et à réduire au minimum la réserve tournante. Un système de

contrôle central peut être installé afin d'optimiser l'opération des générateurs diesel, (niveau de puissance, synchronisation, démarrage, arrêt).

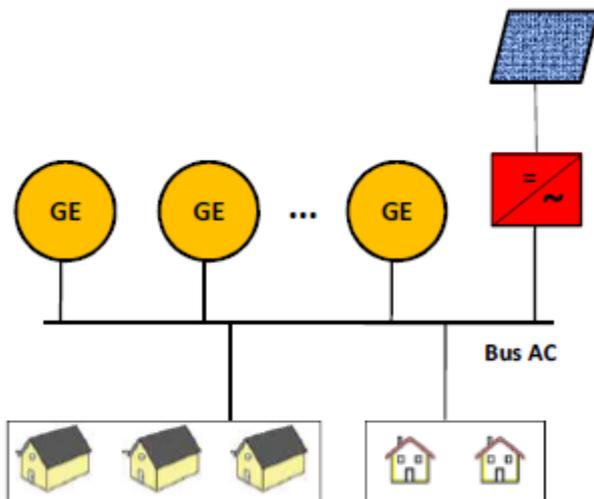


Figure 6 : Configuration Multi-master avec Diesel [4]

- L'architecture « Multi-master » avec onduleurs est constitué de plusieurs onduleurs couplés à un générateur Diesel (voir figure 7). Ici l'augmentation du champ photovoltaïque est aisée car elle ne nécessite pas un arrêt total du système comme c'est le cas avec l'architecture précédente. Tout comme le précédent, un système contrôle centrale peut être installé.

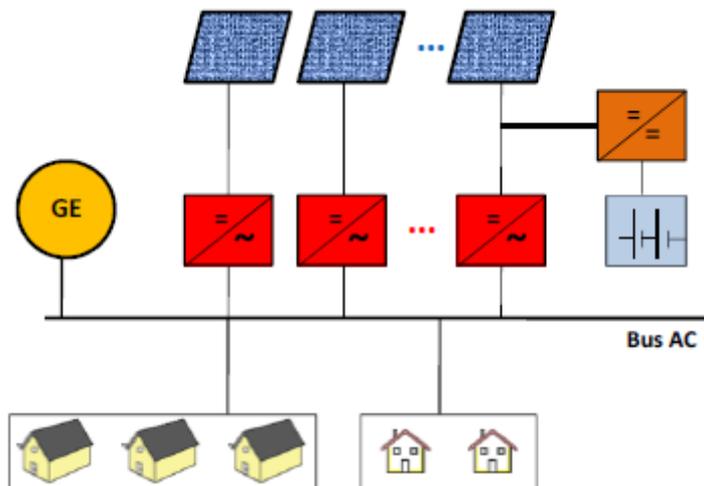


Figure 7 : Configuration Multi-master avec onduleur [4]

II.2.4 Configuration Flexy Energy

Le concept Flexy Energy est une approche originale développée par le Laboratoire Energie Solaire

et Economie d'Énergie (LESEE) de 2iE pour assurer la fiabilité, la qualité et la rentabilité de la fourniture d'électricité en milieu rurale et péri-urbain, tout en garantissant un coût stable, compatible avec les capacités des bénéficiaires. Le concept Flexy-Energy porte sur la configuration originale de centrale hybride solaire PV/groupe électrogène, sans stockage dans les batteries, et fonctionnant à la fois au diesel et/ou aux huiles végétales. Le concept Flexy Energy se propose également de mettre en place une gestion intelligente de la production d'électricité à partir des diverses sources (PV, diesel..) et des charges des consommateurs [4]

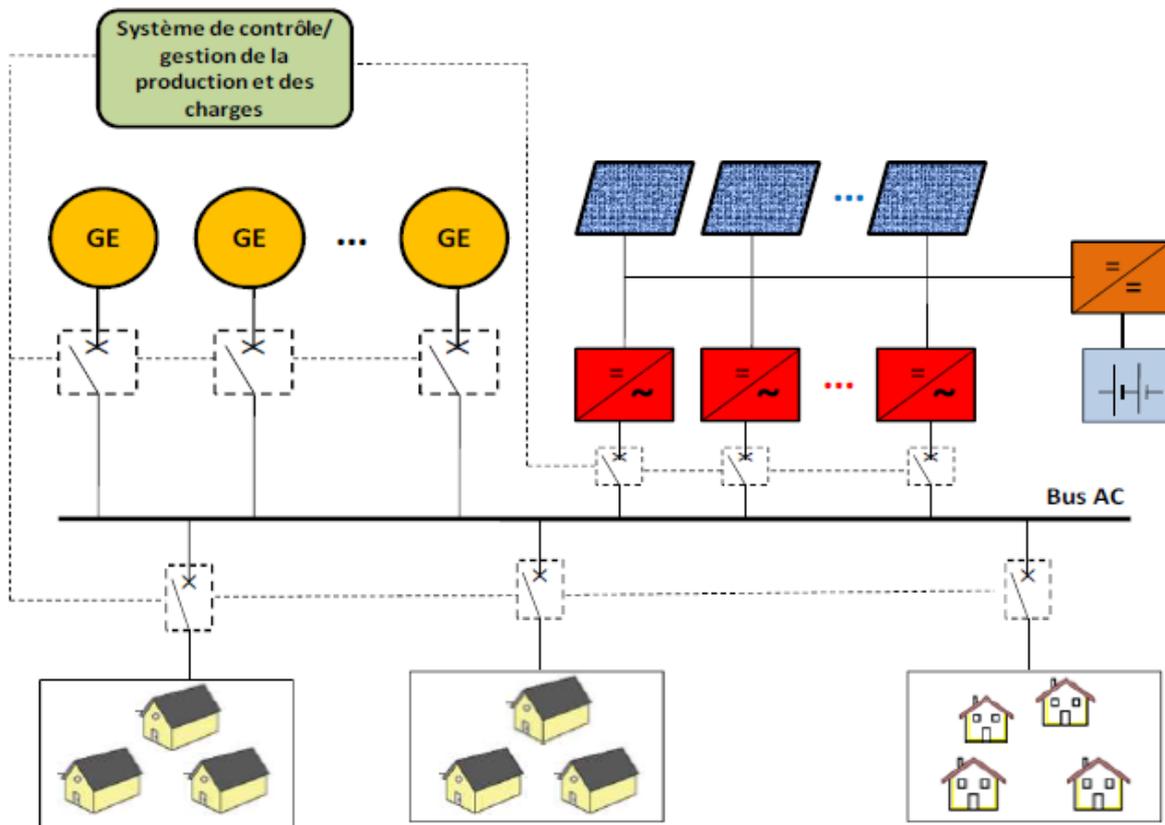


Figure 8 Architecture générale des centrales Flexy Energy [4]

II.3 PROBLEMES RENCONTRES DANS LE FONCTIONNEMENT DES SYSTEMES ENERGETIQUES HYBRIDES

Compte tenu de la nature stochastique des sources d'énergie renouvelable, la difficulté principale des SEH comportant ce type de sources est de pouvoir produire à chaque instant l'énergie demandée par la charge. Le moyen le plus simple d'éviter une augmentation du risque de ne pas satisfaire complètement la charge, est de faire fonctionner les sources d'énergie renouvelable et les générateurs diesel en parallèle, de façon continue. Dans ce type de fonctionnement, la source d'énergie renouvelable agit comme une charge négative [9], en réduisant la charge moyenne des

générateurs diesel. Si l'apport en énergie renouvelable est suffisant pour alimenter la plupart de la charge, la quantité de carburant économisée peut alors être augmentée en faisant fonctionner les générateurs diesel par intermittence. En fonctionnement intermittent, les générateurs diesel démarrent et s'arrêtent en fonction de la variation de l'énergie renouvelable et de la charge. Le nombre de cycles démarrage/arrêt des générateurs diesel peut par conséquent être très élevé. Le problème dans ce cas est l'usure prématurée des groupes Diesel et de leurs démarreurs. Un autre problème devant être pris en compte quand le générateur diesel fonctionne par intermittence, est le temps nécessaire pour la phase de démarrage. Il arrive parfois que la production d'énergie renouvelable soit plus importante que la consommation de la charge. Si l'excès d'énergie dans le réseau n'est pas éliminé, la production d'énergie renouvelable doit alors être limitée ou même arrêtée. En général, les systèmes sans stockage utilisent une charge de délestage pour maintenir la qualité de la tension. Tous ces dispositifs, tels que les charges de délestage et les systèmes de commande, augmentent le coût d'investissement qui peut ne pas être justifié par les avantages du système hybride. Un inconvénient majeur dans un SEH connecté en réseau triphasé isolé est le déséquilibre de tension entre les phases. Un récepteur électrique triphasé déséquilibré, ou des récepteurs monophasés déséquilibrés alimentés par un réseau isolés triphasé peuvent conduire à des déséquilibres de tension. Ces déséquilibres provoquent des couples de freinage parasites et des échauffements supplémentaires dans les machines tournantes à CA [6]. Du point de vue de la continuité de la production et de la qualité de l'énergie, les facteurs pouvant affecter le fonctionnement d'un SEH sont résumés ci-après :

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

II.4 LA GESTION DE L'ÉNERGIE AU SEIN DES SYSTEMES ENERGETIQUES HYBRIDES

Le problème principal dans la commande de SEH est de pouvoir fournir l'énergie demandée par la charge, malgré les grandes variations de l'énergie produite, tout en maintenant la fréquence et la tension du bus à CA dans des limites acceptables. Les variations de la production sont causées par la nature stochastique des ressources renouvelables. La puissance à la sortie de la source renouvelable étant intermittente et dépendante de plusieurs conditions non-contrôlables, un système de gestion efficace est nécessaire pour prendre des décisions pour une meilleure utilisation de l'énergie. Une stratégie de gestion optimale de la puissance doit permettre d'avoir un système efficace, fiable et à moindre coût. C'est pourquoi deux aspects principaux doivent être pris en compte dans la gestion du SEH [6] :

- la stratégie de fonctionnement, qui implique des décisions liées au flux d'énergie à l'échelle de plusieurs heures ou jours et des actions pour améliorer le fonctionnement du système ;
- la qualité de l'énergie, à l'échelle des secondes ou millisecondes. Cela concerne la stabilité de la fréquence et de la tension, les protections, etc.

II.5 QUELQUES EXEMPLES DE PROJETS CONCERNANT LES SYSTEMES HYBRIDES EN AFRIQUE DE L'OUEST

II.5.1 Au Burkina faso

Le Fond pour le Développement de l'Électrification du Burkina Faso a initié un projet en 2012 destiné à ajouter une composante solaire PV à des groupes électrogènes existants dans la région du Sahel [5]. Par ailleurs, en 2018, la société minière Iamgold Essakane SA a inauguré sa centrale solaire de 15 MWc [10]. Elle est connectée à la centrale thermique de 57 MW fonctionnant au mazout pour fournir une offre énergétique hybride. Le projet de la centrale a coûté près de 13 milliard de FCFA et a été piloté par la compagnie énergétique EREN Renewable Energy, l'installation étant composée près 130 000 panneaux photovoltaïque.

II.5.2 Au Mali

Le Mali possède un important système hybride PV/diesel en mini-réseau. Il s'agit du système de 216 kWc mis en place en 2011 dans la commune d'Ouéléssébougou à environ 70 km de la capitale Bamako, grâce à la coopération entre la société d'électricité nationale EDM-SA et un exploitant privé, ainsi qu'au financement de la Banque pour le Commerce et l'Industrie du Mali. Par ailleurs,

la Banque Mondiale et l'AFDB financent actuellement un projet (SREP) qui inclut des composants hybrides et projette d'ajouter des panneaux photovoltaïques à des centrales thermiques diesel dans 40 localités, pour un total de 5 MWc PV et un investissement de 58 millions USD (soit 11.600 USD par kWc PV). Un autre programme géré par l'agence d'électrification rurale (AMADER) est en train d'hybrider les systèmes de 17 localités, pour un total de 1 MWp de capacité PV. Plusieurs exploitants privés prévoient aussi d'ajouter des systèmes PV à des centrales diesel (Kama SA : 300 kWc ; SSD Yeelen Kura : 300 kWc supplémentaires pour le système hybride déjà existant de 72 kWc ; et enfin, Tilgaz : 22 kWc) [5].

II.5.3 Au Sénégal

Le Sénégal est l'un des pays africains les plus actifs dans le déploiement de la technologie hybride. Avec l'entreprise espagnole Isofoton, un programme de 13 milliards de FCFA (20 millions EUR) a permis d'installer en 2013 neuf centrales hybrides dans des régions isolées et dans les îles du delta de Saloum, afin d'assurer un approvisionnement en électricité à 5000 ménages et à plusieurs activités productives. Aussi, avec l'aide de la GIZ et de DGIS des Pays-Bas, un programme d'un budget de 685 millions de FCFA (1 million EUR) a permis d'installer 16 centrales hybrides (5 kWc PV et 11 kVA diesel par centrale). Une extension de ce programme comprend l'ajout de 50 systèmes hybrides. Deux systèmes hybrides de plus grande puissance sont prévus sur des îles situées en Casamance (30 kWc PV et 50 kVA diesel) [5].

II.5.4 En Mauritanie

En 2013, grâce à un financement de l'Union européenne de 2,3 millions EUR, l'Agence pour le Développement de l'Électrification Rurale de la Mauritanie a installé six systèmes hybrides PV-diesel à travers le pays. Trois d'entre eux consistent en l'adjonction de champs photovoltaïques d'une capacité de 15 kWc à 50 kWc, à des groupes électrogènes existants. Trois nouveaux systèmes seront construits, chacun doté de 25 kWc PV et de deux groupes électrogènes diesel [5].

II.5.5 Niger

Au Niger, un projet de construction d'une centrale électrique hybride solaire-diesel à Agadez est en cours de réalisation. C'est une centrale hybride de 19 MW dont 13 MW solaire PV et 6 MW diesel. Le coût du projet est estimé à 32 millions d'Euros soit près de 21 milliard de FCFA et financé par l'Union Européenne et de l'AFD [5].

III. METHODOLOGIE DE TRAVAIL

La méthodologie de travail adoptée pour l'étude de ce projet est la suivante :

- évaluation de la demande énergétique du village ;
- détermination de la courbe de charge ;
- dimensionnement des différents composants de la centrale ;
- dimensionnement du réseau basse tension ;
- étude économique du projet

IV. EVALUATION DE LA DEMANDE ENERGETIQUE

Elle s'est effectuée à partir des enquêtes menées à Goumbayel auprès des différents chefs de ménages et des responsables en charge de la gestion des petits commerces, de campements, d'écoles, de centres de santé et de lieux de cultes. Ces enquêtes avaient pour objectifs de déterminer les besoins en électricité des usagers, de mesurer leurs dépenses énergétiques actuelles, de connaître leur capacité de paiement au service d'électricité et, à la fin, de dimensionner la centrale hybride PV/Diesel capable d'alimenter le village. En se référant sur la méthode d'évaluations des besoins énergétiques en milieu rural réalisée par le PERACOD au Sénégal [11], nous distinguons deux grands groupes d'utilisateurs ou clients. Il s'agit des utilisateurs aux besoins énergétiques domestiques et des utilisateurs aux besoins énergétiques non domestiques. Ainsi, la demande énergétique moyenne journalière du village est obtenue par la somme des demandes énergétiques à usage domestique et la somme des demandes à usage non domestique, comme l'indique l'équation suivante :

$$Emj = Ed + End \tag{1}$$

Avec :

- ✓ Ed : demande énergétique domestique
- ✓ la demande énergétique non domestique

La méthode d'estimation des besoins énergétiques à usage non domestique et usage domestique est développée ci-dessous.

IV.1 EVALUATION DES BESOINS ENERGETIQUES A USAGE NON DOMESTIQUE

Il s'agit des besoins énergétiques des activités génératrices de revenus (les boutiques, les ateliers de couture, les ateliers de soudures, la menuiserie métallique ou bois, les campements touristiques, le pompage) et de ceux des usages communautaires (école, poste de santé, bureau administratif foyer des jeunes, lieux de cultes). Pour évaluer ces besoins énergétiques, nous avons procédé à un inventaire de l'existant et du prévisionnel. L'existant correspond à la demande énergétique des

structures ou activités qui disposent chacune d'une source d'énergie : système PV autonome ou groupe électrogène. Le prévisionnel, quant à lui, correspond à la demande énergétique de ceux qui souhaitent être électrifiées une fois que la centrale est fonctionnelle. Les besoins énergétiques à usage non domestique sont calculés à partir de la formule suivante :

$$E_{nd} = \sum P_n * T_f * N_{app} \quad (2)$$

Avec :

- ✓ P_n= Puissance nominale appareil (W)
- ✓ T_f = Temps de fonctionnement appareil (h)
- ✓ N_{app}= Nombre appareil

IV.2 EVALUATION DES BESOINS ENERGETIQUE A USAGE DOMESTIQUE

En électrification rurale au Sénégal, les usages domestiques sont divisés en quatre (4) différents niveaux de consommation énergétique. A chaque niveau, est affectée une puissance de souscription ; par conséquent un certain nombre et type d'appareils limité pour lesquels les facteurs de taux de raccordement et de diffusion ont été pris en compte. En se basant sur les données de l'ASER, nous obtenons les hypothèses de segmentation suivantes :

Tableau 3 : hypothèse de calcul des besoins énergétiques à usage non domestique : source ASER

Différents niveaux de souscription de puissances	N1	N2	N3	N4
	26%	32%	24%	18%
Puissance de souscription(W)	100	150	200	400
taux de raccordement (%)	80%			
Coefficient de simultanéité	85%	80%	80%	90%

Tableau 4 : taux de diffusion des équipements

Appareils utilisés	Différents niveaux de souscriptions			
	N1	N2	N3	N4
	Taux de diffusion			
Lampes	100%	100%	100%	100%
radio	80%	100%	100%	100%
télévision	0%	80%	80%	80%
réfrigérateur	0%	0%	0%	30%
ventilateur	0%	0%	15%	20%

En se basant sur ces hypothèses, nous avons déterminé la demande énergétique totale des usages domestiques à travers les formules suivantes :

Demande moyenne journalière par niveau

$$Emjn = \sum Pn * Napp * Tf * \tau_{diff} \quad (3)$$

Avec :

- ✓ τ_{diff} : Taux de diffusion des appareils

Nombre effectif de ménages

$$N_{efm} = N_{tm} * \tau_{ra} * \% \text{ de souscription de ménages par niveau} \quad (4)$$

Avec :

- ✓ τ_{ra} : Taux de raccordement
- ✓ N_{tm} : Nombre total de ménage : 80 ménages

Besoins énergétiques à usage domestique

$$Ed = \sum Emjn * N_{efm} \quad (5)$$

IV.3 DETERMINATION DE LA COURBE DE CHARGE

Pour estimer le profil de la courbe de charge du village, nous avons étudié la taille des différents types d'usages de l'électricité et leurs périodes d'utilisation dans la journée. Par conséquent, on peut estimer le comportement de la charge pour une journée (24 heures) et en déduire la puissance de pointe.

V. DIMENSIONNEMENTS DES DIFFERENTS COMPOSANTS DE LA CENTRALE HYBRIDE PV/DIESEL

L'objectif est d'alimenter une charge bien déterminée sur un site spécifique avec une énergie issue de la combinaison du diesel et du photovoltaïque. Le problème est de trouver un équilibre entre l'apport énergétique et la demande qui est une fonction du temps (jour, nuit, saison et année). En raison de l'intermittence de la source solaire, le dimensionnement d'un tel système exige une combinaison la plus appropriée des différents composants du système. L'implémentation d'une stratégie de fonctionnement efficace est nécessaire. La méthode de dimensionnement qui a été utilisée dans ce projet est celle de l'approche de la courbe de charge. C'est la méthode optimale de dimensionnement d'une centrale électrique couramment utilisée. Elle se base sur le profil de consommation au fil de la journée pour déterminer les heures de pointe à partir desquelles sera

déterminée la puissance du groupe électrogène. La méthode analytique de la courbe de charge, a l'avantage entre autres d'optimiser la capacité des batteries de stockage.

V.1 CHAMP PV

Le dimensionnement du champ PV a pour but de déterminer les composants de l'installation photovoltaïque en considérant les paramètres suivants :

- les données météorologiques du site (ensoleillement) : connaissant les coordonnées géographiques de Goumbayel (13°41'22" Nord, 13°10'16" Ouest), nous avons obtenu l'irradiation moyenne journalière de chaque mois de l'année via le site de PVGIS Afrique [12]. Il ressort de ces données que le mois d'août présente un rayonnement moyen journalier le plus défavorable de l'année, soit 5.22 kWh/m²/j. C'est la valeur minimale du rayonnement moyen journalier qui a été utilisée pour le dimensionnement du champ PV.
- la demande énergétique du village selon la courbe de charge ;
- la fraction solaire : dans le concept d'hybridation du diesel et du photovoltaïque, l'idée est d'exploiter l'énergie photovoltaïque de façon à limiter au maximum l'impact lié à la consommation du diesel. Cependant, les sites électrifiés par le photovoltaïque présente un coût élevé de production du kWh [13]. Ce qui implique un dimensionnement intégrant le concept d'efficacité énergétique. En tenant compte de ces différentes contraintes (minimisation de l'impact sur la consommation du diesel et minimisation du coût de production du kWh solaire), nous avons fixé la fraction solaire de façon arbitraire à 50%. La fraction solaire est le pourcentage de la consommation journalière que seul le générateur photovoltaïque devrait satisfaire.
- La configuration des panneaux doit tenir compte des spécificités à l'entrée des onduleurs réseau. Parmi les paramètres à prendre en compte nous avons la tension minimale d'entrée de l'onduleur. Au demeurant, les onduleurs ont des seuils de tension de fonctionnement. Leur mise en marche nécessite un minimum de tension à l'entrée.

En tenant compte de ces données, les calculs de dimensionnement se font comme suit :

Calcul de la puissance crête

$$P_c = \frac{Emj * fraction\ solaire}{H * \eta_{bat} * \eta_{ond} * T_p * f_t} \quad (6)$$

Nombre de modules en série

$$N_{ms} = \frac{V_{moyenne\ MPPT\ ondr}}{V_{MPPT\ module}} = \frac{V_{max\ MPPT\ ondr} + V_{min\ tension\ MPPT\ ondr}}{2 * V_{MPPT\ module}} \quad (8)$$

Nombre de branches parallèles

$$N_{bp} = \frac{P_c}{N_{ms} * P_m} \quad (9)$$

Nombre de total modules

$$N_{tm} = N_{ms} * N_{bp} \quad (10)$$

Puissance crête totale installée

$$P_{c \text{ installée}} = N_{tm} * P_m \quad (11)$$

Avec :

- ✓ E_{mj} : la demande moyenne journalière (kWh)
- ✓ N_{ms} : Nombre de modules en série
- ✓ N_{bp} : Nombre de branches parallèles
- ✓ H : irradiation (kWh/m²/j)
- ✓ T_p facteur de réduction d'efficacité PV par température
- ✓ P_m : Puissance MPP module, W
- ✓ f_t : facteur de perte transport

La position des modules photovoltaïques par rapport au soleil influe directement sur leur production énergétique. Il est très important de bien les placer pour une utilisation maximum. Le Sénégal se trouvant dans l'hémisphère Nord, les modules devront être orientés plein-Sud, avec une inclinaison de 13°.

V.2 PRODUCTION SOLAIRE JOURNALIERE

Une fois la puissance crête calculée, nous pouvons déterminer, la courbe de production solaire journalière. Pour cela, nous avons recueilli sur le site de PVGIS Afrique [12], les données du rayonnement solaire journalier moyen du mois d'Août (mois présentant un ensoleillement faible) de Goumbayel (voir annexe 3). La production solaire par heure est donnée par la formule suivante :

$$P_{sol/h} = \frac{P_c * E_i}{1000} \quad (11)$$

En associant la courbe de production solaire à celle de la courbe de charge, nous pouvons déduire, les heures de fonctionnement des différents composants de la centrale.

V.3 DISPOSITIF DE STOCKAGE D'ENERGIE

Pour déterminer la capacité totale de stockage d'énergies par les batteries, les formules suivantes ont été utilisées [14]:

$$C_{min} = \frac{E_{mj} * \text{fraction solaire} * J_{raut}}{P_d * V_{service} * \eta_{bat} * \eta_{ond} * f_t} \quad (12)$$

Le nombre de jour d'autonomie est (J_{raut}) est de 8h et la profondeur de décharge (P_d) est fixée à 60%

Nombre de batteries en série

$$N_{bs} = \frac{V_{service}}{V_{nominalbat}} \quad (13)$$

Notons que la tension de service $V_{service}$, est la tension DC maximale admise à l'entrée de l'onduleur chargeur.

Nombre de branches parallèles de batteries

$$N_{bpb} = \frac{C_{min}}{C_{bat}} \quad (14)$$

Nombre total de batteries

$$N_{tb} = N_{bpb} * N_{bs} \quad (15)$$

V.4 CHOIX DES ONDULEURS

Les onduleurs constituent les éléments centraux des systèmes hybrides PV/Diesel. Ils ont connu une amélioration technologique au fil des années. Dans les premiers systèmes classiques, on faisait recours aux onduleurs unidirectionnels ou réseau, des régulateurs de charges de batteries et de systèmes de synchronisation. Ce qui rendait le système complexe et coûteux. La tendance actuelle est de faire usage d'onduleurs réseau pour transformer la production en continu des panneaux PV en alternatif et d'onduleurs chargeurs bidirectionnels pour charger les batteries de stockage. Ces derniers onduleurs ont la particularité de gérer à la fois les batteries, le générateur diesel et les charges en adaptant la production à la consommation. SMA étant l'un des constructeurs qui proposent une technologie très poussée d'onduleurs pour site isolé, notre choix se fera par conséquent vers ses onduleurs.

- Onduleur réseau

L'onduleur réseau encore appelé onduleur photovoltaïque, a pour rôle d'alimenter la charge ou de charger les batteries. Il est directement raccordé aux sorties des chaînes de modules PV. Sa puissance dépend exclusivement de la puissance crête. Pour pallier la variation de cette dernière en fonction l'ensoleillement, la puissance de l'onduleur réseau, est souvent comprise entre 0.8 et 1.25 de la puissance crête.

$$P_{ondr} = 0.8 * P_c < P_{ondr} < 1.25 * P_c \quad (16)$$

Dans notre cas nous avons considéré 1,25.

- Onduleur chargeur

L'onduleur pour site isolé ou l'onduleur-chargeur constitue le centre nerveux d'un système à couplage AC [9]. IL est le plus sollicité parce qu'il assure plusieurs fonctions à la fois. En effet, C'est lui qui garantit en permanence l'équilibre entre puissance produite et puissance consommée

et dispose d'un système de gestion de batterie, de générateur et de pilotage de charges. Il permet de ce fait le fonctionnement en parallèle de la centrale. L'interconnexion se fait via les systèmes multicluster qui sont composés de plusieurs clusters triphasés. Les différents clusters doivent chacun être raccordés à une Multicluster-Box (MC-BOX). La MC-BOX est un composant de la technologie multicluster SMA pour les réseaux en site isolé, qui joue le rôle de distributeur principal AC (bus AC), auquel peuvent être raccordé quatre clusters. Chaque cluster est triphasé et se compose de trois onduleurs Sunny Island (onduleur chargeur SMA) montés en parallèle côté DC et câblés à un string de batteries [15].

Dans cette étude, le choix de l'onduleur chargeur se fera en fonction de la puissance maximale obtenu sur la courbe de charge pouvant être délivrée par les batteries.

V.5 LE GROUPE ELECTROGENE DIESEL

Le dimensionnement du groupe électrogène s'est fait à partir des formules usuelles suivantes [11].

Puissance maximale groupe électrogène

$$P_{\max GE} = \frac{P_p * 1.2}{f_t} \quad (17)$$

Puissance appelée du groupe électrogène

$$P_{\text{appelé}} = \frac{P_{\max GE}}{0.9} \quad (18)$$

Durée de vie groupe électrogène

$$D_{\text{vie GE}} = \frac{T_{\text{vie}}}{T_{\text{marche}} * 365} \quad (19)$$

Combustible consommée

$$Q_{\text{fuel}} = q_{\text{cons}} * T_f \quad (20)$$

Avec :

- ✓ P_p : Puissance de pointe
- ✓ T_{vie} : Temps de vie du groupe électrogène
- ✓ T_{marche} : Temps de marche du groupe électrogène
- ✓ f_t : facteur de perte transport
- ✓ q_{cons} : Quantité de fuel consommé (l/h)
- ✓ T_f : Temps de fonctionnement groupe électrogène (h)

V.6 DIMENSIONNEMENT DES EQUIPEMENTS DE PROTECTIONS

Il s'agit dans cette partie, de déterminer les courants assignés des dispositifs de protection.

Pour la partie DC nous avons utilisés [16]:

- des fusibles à courant continu au niveau de chaque string
$$1.5 * I_{service} \leq Cal_{fus} \leq 2 * I_{service} \quad (21)$$

- des disjoncteurs à courant continu entre le boîtier de raccordement PV l'onduleur réseau.

Le dimensionnement s'est fait à partir de la formule suivante [16] :

$$I_{maxcond} \leq Cal_{disj}(A) \quad (22)$$

- des Batfuses entre les batteries et onduleurs chargeurs : le Batfuse est un élément de protection (fusible interrupteur sectionneur) conçu par SMA. En tant que fusible DC, la boîte à fusibles de batterie BatFuse, sécurise les câbles DC du Sunny Island. Elle permet la déconnexion côté DC et sert également de barre omnibus DC pour l'installation du Sunny Island Charger. La BatFuse est disponible avec différentes cartouches-fusibles couvrant les diverses classes de puissance des Sunny Island [17].

Pour le côté AC nous avons utilisés :

- Des disjoncteurs différentiels entre l'onduleur réseau et le TDPV (tableau de distribution principal PV). La formule suivante a été utilisée :

$$k * I_{caond} \leq Cal_{disj}(A) \quad (23)$$

Notons que le raccordement des composants dans le MC-BOX passe par des éléments de protections. Le MC-BOX est donc un boîtier de protection et de raccordement de la partie AC (bus AC).

V.7 DIMENSIONNEMENT DES SECTIONS DE CABLES

Les sections de câbles doivent être dimensionnées de telle sorte que la chute de tension ne dépasse la limite admise soit 2% côté continu. Et notons que le calibre (I_{pro}) du dispositif de protection doit être inférieur ou égal au courant admissible du câble. La formule suivante a été utilisée :

$$\Delta V = 2(L * I * \rho) / S \quad (24)$$

Avec :

- ✓ ρ = Résistivité, ($\Omega \text{ mm}^2 / \text{m}$)
- ✓ L = longueur du câble, (m)
- ✓ S = Section du câble, (mm^2)
- ✓ I = Courant de service (A)

En AC, nous avons déterminé le calibre des différents éléments de protections du MC-BOX, auquel nous avons appliqué les facteurs de corrections relatif au mode de pose, la température ambiante, nombre de groupements des circuit, ... pour trouver l'intensité du courant fictif à partir duquel nous avons déterminé grâce au tableau des câbles la section et l'intensité admissible (I_z)

correspondante [18].

$$I_z(\text{câble}) \geq \frac{I_{pro} * K}{\text{produits des coefficients de correction}} \quad (25)$$

Avec pour des fusibles gl:

- In 10 A \Rightarrow k = 1,31

- 10 A < In < 25 A \Rightarrow k = 1,21

- In > 25 A \Rightarrow k = 1,10

Protection par disjoncteur: \Rightarrow k = 1

VI. DIMENSIONNEMENT DU RESEAU BASSE TENSION

VI.1 TRACE DU RESEAU ELECTRIQUE

A partir des données topographiques existantes de la zone, et en fonction de l'emplacement de certains locaux ou activités à grande consommation énergétique devant être électrifiés, nous avons déterminé la position stratégique de la centrale, dans le but d'éviter les chutes de tensions considérables. Une fois la position de la centrale connue, nous avons procédé au piquetage qui consiste à définir les portées (distances entre 2 poteaux électrique) et l'emplacement des poteaux conformément au plan obtenu à partir des levés topographiques. Pour déterminer les portés, nous avons appliqués les règles suivantes utilisés par l'ASER:

- distance limite portée pour les câbles de section : 3*35+54.6+16 mm², 3*70+54.6+16 mm², 3*50+54.6+16 mm² est égal à 40 m (exceptionnellement 45 m)
- distance limite portée pour les câbles de section : 4*16mm² est égal 45 m (exceptionnellement 50 m)

En milieu rural, les poteaux utilisés sont des poteaux métalliques de 8 m pour les alignements et 12 m pour les traversés de routes. Pour les alignements, nous avons utilisé des poteaux faibles et pour les angles, les débuts et les fin de ligne des poteaux forts :

- poteaux faibles : de 80 daN à 160 daN
- poteaux forts : à partir de 330 daN

Notre réseau étant constitué des faisceaux de câbles tendus sur poteaux, leur fixation aux différents supports se fera aux moyens des types d'armements suivants :

- armements d'alignements encore appelé pince d'alignement : ils sont utilisés pour les supports d'alignements ;
- armements d'ancrages de type nappes d'arrêt encore appelé pince d'encrage : Ils sont utilisés pour les supports d'angle ($60^\circ < \alpha \leq 90^\circ$) et les supports d'arrêts

Une fois le piquetage terminé, nous avons procédé à la détermination des chutes de tensions tout en déduisant les sections de câbles adéquates.

VI.2 CALCUL DE LA CHUTE DE TENSION

La chute de tension maximale est déterminée sur le tronçon le plus long et ne doit pas dépasser 8%. Pour cela, nous avons répertorié le tronçon le plus long du réseau et avons calculé la chute de tension au niveau des différents nœuds du tronçon en question pris de façon aléatoire. Pour chaque nœud, la puissance considérée est la somme des puissances souscrites au niveau des ménages (nous avons appliqué des coefficients simultanée selon le nombre d'utilisateurs domestique [19]) et des usages non domestiques situés en aval du nœud considéré. La chute de tension maximale est la somme des chutes de tension obtenue aux niveaux des différents nœuds. Le calcul de la chute de tension dans un tronçon est donné par l'expression suivante

$$\Delta U(\%) = 100\% \frac{(\sqrt{3}) * (R \cos \varphi + \lambda L \sin \varphi) I_t}{U_n} \quad (26)$$

Avec :

- ✓ R : Résistivité:
 - 0,0225 Wmm²/m pour le cuivre,
 - 0,036 Wmm²/m pour l'aluminium.
- ✓ L : Longueur simple de la canalisation, en mètres.
- ✓ S : Section des conducteurs, en mm²
- ✓ Cos j : Facteur de puissance: en l'absence d'indications précises, le facteur de puissance est pris égal à 0,8 (sin j = 0,6).
- ✓ λ: Réactance linéique des conducteurs; (W/m).
- ✓ I_t : Courant d'emploi, en ampères.
- ✓ U_n : Tension nominale entre phases (Tension composée) en volts (V)

$$I_t = \frac{P_t}{\sqrt{3} * \cos \rho * U_n} \quad (27)$$

Avec :

- ✓ P_t : Puissance tronçon (W)
- ✓ U_n : Tension nominale entre phases (Tension composée) en volts (V)

$$R = \rho * \frac{L_{tronçon}}{S} \quad (28)$$

Avec :

- ✓ ρ = Résistivité, (Ω mm² /m)
- ✓ L = longueur tronçon, (m)
- ✓ S = Section du câble, (mm²)

VII. ETUDE ECONOMIQUE DU PROJET

VII.1 CALCUL DU COUT DE REVIENT DU KWH

L'évaluation économique a pour but de calculer le coût de revient actualisé du kilowattheure sur la durée de vie (n) du projet. Il est obtenu en tenant compte de l'ensemble des coûts supportés pour la mise en œuvre de la centrale [20]. Il s'agit du coût d'investissement initial de l'installation, du coût annuel d'exploitation et de maintenance, du coût de remplacement des équipements, et de la valeur de rachat du système ou valeur résiduelle. Les autres paramètres importants que nous avons considérés lors de ce calcul sont le taux d'intérêt (τ_{int}) permettant de financer notre projet en se plaçant dans l'hypothèse d'un emprunt pour sa matérialisation qui est de l'ordre de 8% et le taux d'actualisation (τ_{act}) de la valeur future des différents coûts qui est égal à 10.8% conformément à la norme des pays de l'OHADA. Le coût d'investissement initial comprend les dépenses qui seront effectuées lors de la réalisation de notre projet, c'est-à-dire l'achat des composants du système, les coûts de génie civil associés et les frais généraux couvrant les frais de transport et leur installation. Nous avons également associé les coûts de construction du réseau de distribution. Ce sont ces dépenses qui doivent être éventuellement financées par le promoteur du projet. Ces frais peuvent être payés en une fois ou par annuités sur les durées d'amortissement et calculés selon la formule suivante :

$$V_{ann} = \frac{V_{init}(1 + \tau_{int})^n * \tau_{int}}{((1 + \tau_{int})^n - 1)} \quad (29)$$

Avec

- ✓ V_{ann} : la valeur de l'annuité
- ✓ V_{init} : le coût initial de l'investissement
- ✓ n : la durée de vie du projet.

Pour les frais ponctuels qui sont généralement liés aux équipements (Onduleur, batteries, groupe électrogène..) susceptibles d'être remplacés sur la durée d'amortissement, on procède à une actualisation simple de la valeur présente de l'équipement pour l'année (n') de la dépense. La formule ci-dessous permet de calculer la valeur actuelle de cette dépense par rapport au moment futur où elle sera effectuée :

$$V_{as} = \frac{V_{initE}}{(1 + \tau_{act})^{n'}} \quad (30)$$

Avec :

- ✓ V_{as} : la valeur actualisée simple de l'équipement ;

- ✓ V_{initE} : la valeur initiale de l'équipement ;
- ✓ n : la durée de vie de l'équipement.

Pour les frais annuels dus au fonctionnement et à la maintenance des équipements, on procède à une actualisation uniforme de cette valeur annuelle pour la durée de vie du système. La formule ci-dessous permet d'effectuer ce calcul :

$$V_{au} = \frac{\left(1 - \frac{1}{(1 + \tau_{act})^n}\right) V_{Da}}{\tau_{act}} \quad (31)$$

Avec

- ✓ V_{au} : la valeur actualisée uniforme de la dépense annuelle ;
- ✓ V_{Da} : la valeur initiale de la dépense annuelle ;
- ✓ n : la durée de vie du projet

C'est cette formule qui sera utilisée pour ramener la valeur des annuités à une valeur actualisée globale.

Ainsi le coût de revient actualisé (CRA), correspond au ratio entre la somme actualisée des dépenses (liés au fonctionnement, à la maintenance et au remplacement des équipements), y compris les dépenses d'investissement, la valeur de rachat du système ou valeur résiduelle (vaut 10% de la valeur initiale du système) et la somme des productions physiques actualisée pendant la période concernée (somme totale de kWh produit en considérant une dégradation de 1% de la production suite au vieillissement du système). Le CRA est calculé selon la formule suivante [20]:

$$CRA = \frac{\sum \text{coûts actualisés}}{\sum \text{production électrique actualisée}} \quad (32)$$

$$CRA = \frac{V_{annact} + \sum_{t=1}^n \frac{\text{coût}_{fonctionnement}}{(1 + \tau_{act})^t} + \sum_{t=1}^n \frac{\text{coût}_{remplacement}}{(1 + \tau_{act})^t} - \sum_{t=1}^n \frac{\text{valeur résiduelle}}{(1 + \tau_{act})^t}}{\sum_{t=1}^n \frac{Et}{(1 + \tau_{act})^t}} \quad (33)$$

VII.2 RENTABILITE FINANCIERE DU PROJET

La rentabilité d'un projet se mesure à partir de la VAN d'un investissement qui est la richesse que génère cet investissement pendant sa durée de vie; c'est la rentabilité finale qu'il dégage au profit de son promoteur.

$$VAN = -V_{init} + CF1 * (1 + \tau_{act})^{-1} + CF2 * (1 + \tau_{act})^{-2} + \dots + CF * (1 + \tau_{act})^{-n} \quad (34)$$

Le Cash-Flow (CF) est calculé selon la procédure suivante :

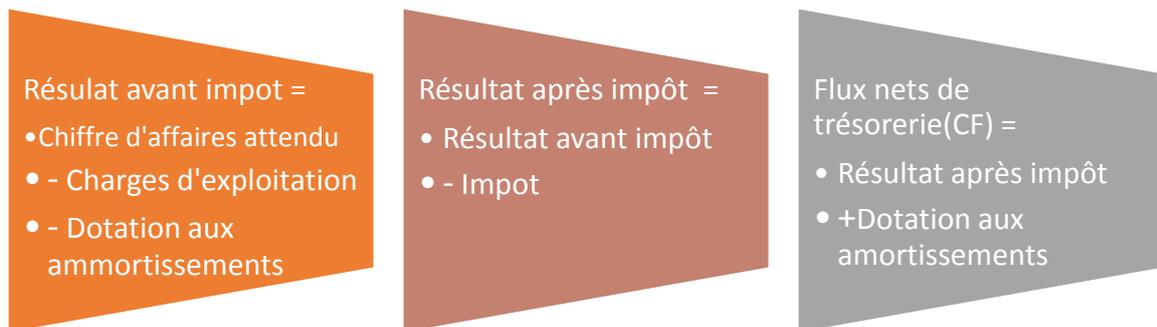


Figure 9 : procédure de calcul du CF

VIII. RESULTATS

VIII.1 DEMANDE ÉNERGÉTIQUE DU VILLAGE ET PROFIL DE LA COURBE DE CHARGE DU VILLAGE

VIII.1.1 Demande énergétique

La consommation énergétique totale du village est résumée dans le tableau suivant. Vous trouverez en annexe 1 le calcul détaillé de l'évaluation de la demande.

Tableau 5 : Consommation journalière du village

Besoin énergétique du village	consommation journalière (kWh)
besoins énergétiques domestique	50,84
besoins énergétiques non domestique	613,21
Total	664,05

VIII.1.2 Profil de la courbe de charge du village

Le profil journalier de la courbe de charge du village obtenu après estimation heure par heure de la consommation énergétique est le suivant :

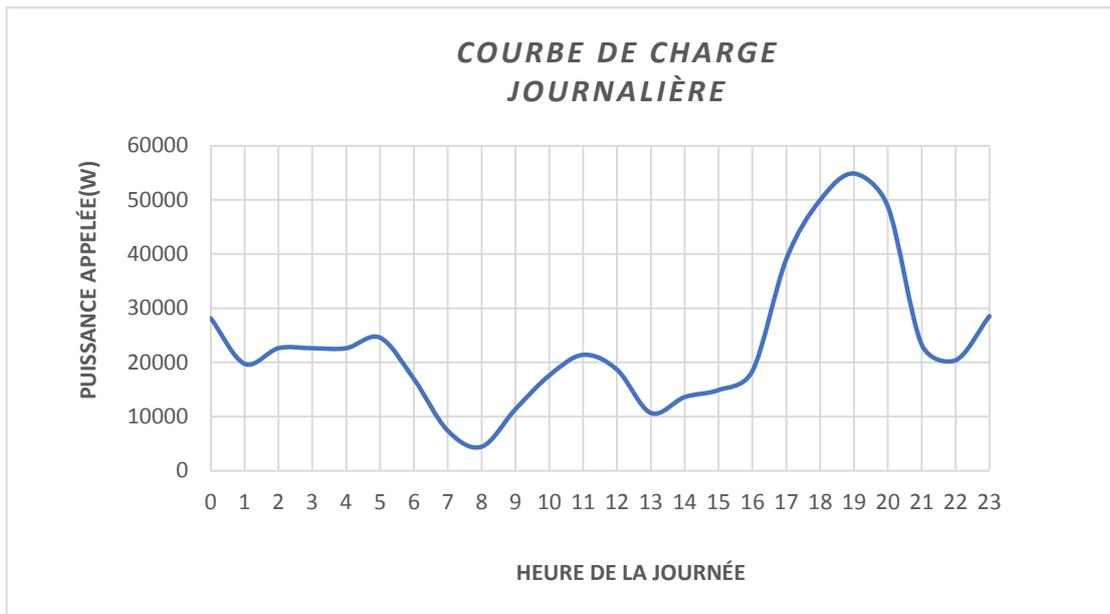


Figure 10 Courbe de charge journalière

Comme le montre la courbe de charge, la puissance de pointe du village est estimée à **54870,1 W** et est enregistrée aux environs de 19h00.

VIII.2 LA CENTRALE ELECTRIQUE

VIII.2.1 Les composants de la centrale

➤ Caractéristiques du champ PV

- la puissance crête obtenue est de: **94.74 kWc** ;
- la puissance MPP du module choisi : **300 W** (voir caractéristique dans annexe 4) ;
- le nombre de modules en série : **19** ;
- le nombre de branches parallèles : **17** ;
- le nombre de modules total : **323** ;
- la puissance crête totale à installer est : **96.9 kWc**

➤ Production solaire journalière

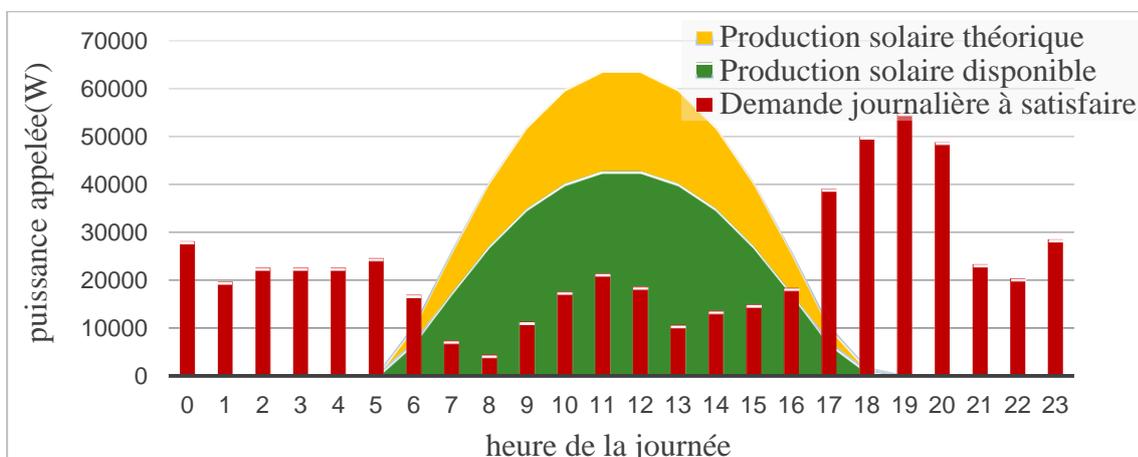


Figure 11 : Production solaire journalière

La production solaire utile est obtenue en tenant compte des pertes totales au niveau de la centrale (rendements des composants, pertes dues aux transports et autres).

➤ **Onduleur réseau**

- puissance totale de l'onduleur réseau : **121.13 kW**
- onduleur choisit : onduleur de type SMA ; **Sunny Tripower 60** (voir caractéristiques dans annexe 5)
- nombre d'onduleur : **2**

➤ **Dispositif de stockage**

- capacité minimale batterie : **5151.70 Ah**
- capacité nominale batterie choisit : **OPZV** (batterie fermée Plomb-Acide avec électrolyte gélifiée ou sur mat de verre) **Solar.Power 3500 ; C₁₀ 3089 Ah ; 2V** (voir les caractéristiques en annexe 7)
- nombre de batteries en série : **24**
- nombre de branches parallèles : **2**
- nombre de batterie total : **48**
- capacité totale batterie : **6178 Ah**

➤ **Onduleur chargeur**

L'onduleur chargeur choisit est le **Sunny Island 8.0H de la marque SMA** (voir caractéristiques en annexe 6). En se référant au système cluster de ce dernier, qui consiste à connecter trois onduleurs Sunny Island à une branche de batteries. Nous obtenons alors, **6 onduleurs Sunny Island**. Pour une bonne coordination des informations entre les Sunny Island, ils seront raccordés selon la configuration « maître-esclave » [15]. Un seul est « maître » et les autres sont des « esclaves ». Le maître renferme l'affichage de l'état de la centrale et c'est lui qui enclenche la mise en service des autres dès qu'il atteint sa puissance nominale. Multicluster-Box choisi est MC-BOX 6.

➤ **Le groupe électrogène**

- La puissance maximale du groupe électrogène est : **70.80 kW**
- La puissance appelée est : **78.67 kVA**
- Le groupe choisi : groupe de type Caterpillar : **GEP88 ; 80 kVA / 64 kW** en fonctionnement normale, et **88 kVA / 70.8 kW** en fonctionnement secours.

➤ **Les éléments de protections et les sections des câbles**

Tableau 6 : Eléments de protection et section de câble

Tronçons	Eléments de protection	calibre (A)	Nombre	section de câble
Coté DC				

Champ PV - boîtier de raccordement	fusibles legrand 4 146 28	15	17	2,5 mm ² *34
boîtier de raccordement 1- STP 60	Disjoncteur Schneider NG 125N (2p)	125	1	50 mm ² *2
batterie - SI 8.0 (1 cluster)	Batfuse: B.03 SMA	200	1	95 mm ² *10
coté AC				
STP 60 - TDPV	Disjoncteur différentiel Schneider Vigi NG125 (4p)	125	1	50 mm ² *4

VIII.2.2 Schéma électrique de la centrale

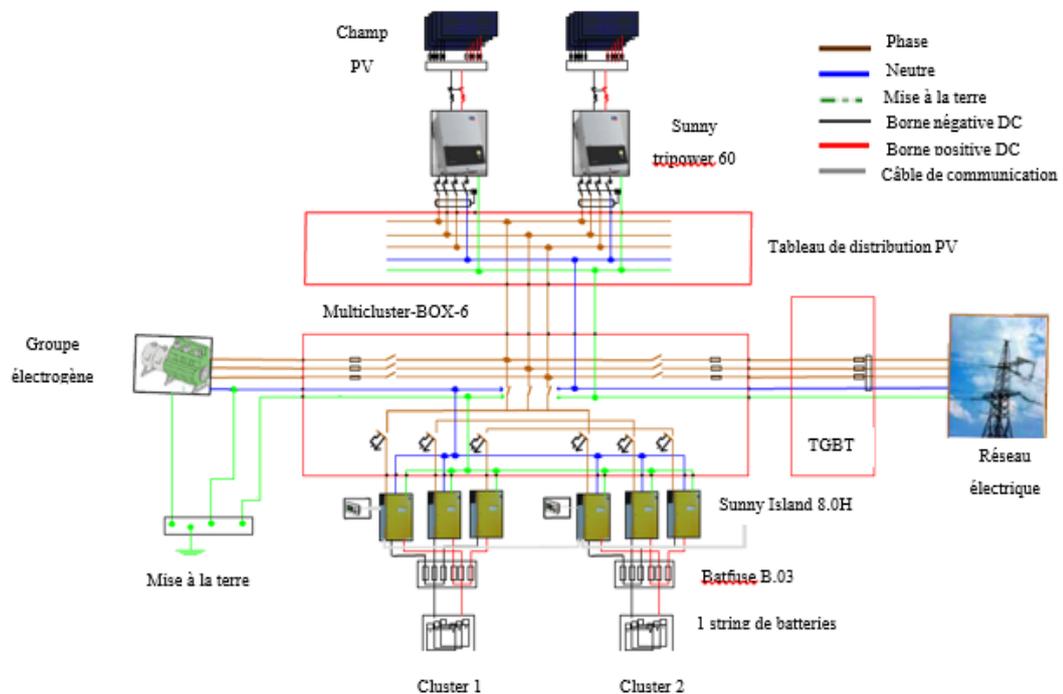


Figure 12 : Schéma électrique de la centrale

VIII.2.3 Fonctionnement de la centrale

Le fonctionnement de la centrale est obtenu après avoir simulé le fonctionnement des différents composants de la centrale en fonction de la charge. Il est illustré comme l'indique la figure 14 :

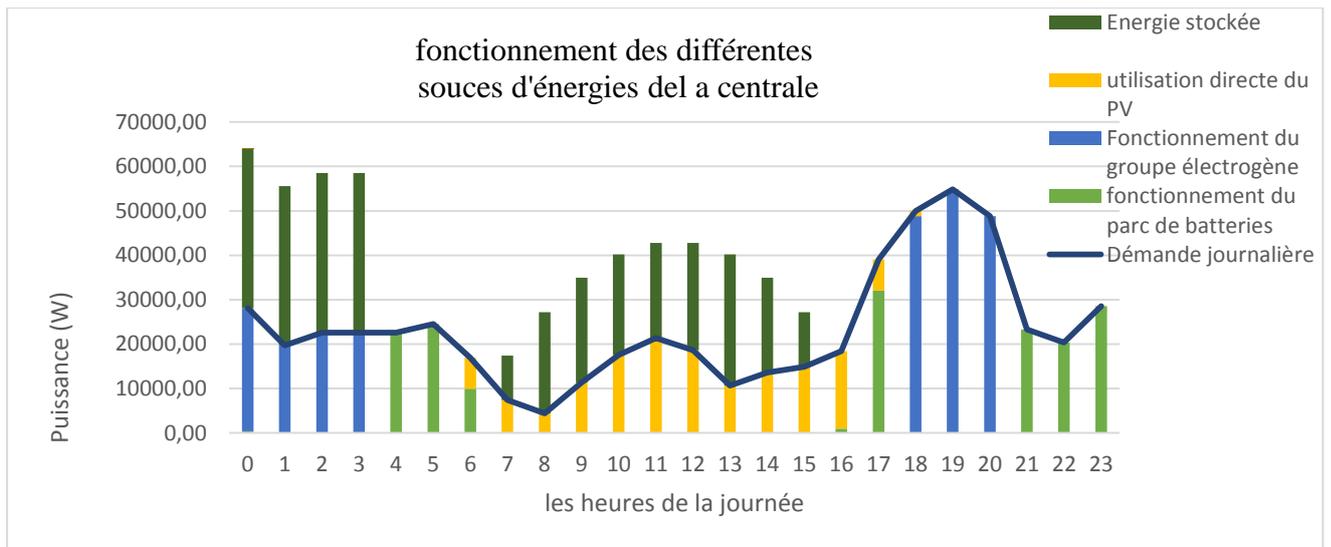


Figure 13 : fonctionnement de la centrale

VIII.3 LE RESEAU BASSE TENSION

VIII.3.1 Le réseau électrique

Voir annexe 11 le réseau électrique du village

VIII.3.2 Calcul de la chute de tension

Après calcul, la chute de tension obtenue, est de **7.89 %**

Tableau 7 : Calcul de la chute de tension du réseau BT

CALCUL CHUTE DE TENSION Goumbayel					
NŒUD1-NŒUD30					
nœud	1	2	6	35	43
Nombre d'abonnées	64	63	62	15	0
Puissance unitaire	400	400	400	400	400
Facteur de simultanéité(Ks)	0,34	0,34	0,34	0,48	1
Puissance des usages non domestique	46853,8	45004,8	21300,8	0	0
P(W) Total	55557,8	53572,8	29732,8	2880	0
I Triphase (A)	93	90	50	5	0
S(VA)	64 604	62 296	34 574	3 349	0
s(mm ²)	50	50	50	50	35
L(m)	50	133	168	350	320
$\rho(\Omega\text{mm}^2/\text{m})$	0,037	0,037	0,037	0,037	0,037
R(Ω)	0,037	0,098	0,125	0,259	0,338
cos ϕ	0,86	0,86	0,86	0,86	0,86
sin ϕ	0,51	0,51	0,51	0,51	0,51
$\lambda(\Omega/\text{m})$	0,00009	0,00009	0,00009	0,00009	0,00009
Un	400	400	400	400	400
$\Delta U = (\sqrt{3}) * (R \cos\phi + \lambda L \sin\phi) I$	6	14	10	2	0
$\Delta U(\%) = 100 * \Delta U / U$	1,38	3,53	2,48	0,50	0,00
$\Delta U(\%)_{\text{NŒUD 1-NŒUD 43}}$	7,89				

VIII.4 EVALUATION ECONOMIQUE DU PROJET

Après avoir effectué un devis des équipements nécessaire à la conception de la centrale, nous avons obtenu, un coût d'investissement initial de **181 211 077 FCFA**. Cette valeur, représente la somme totale des coûts liés à l'achat des équipements et de construction de la mini-centrale et son réseau de distribution basse tension (voir annexe12). Ainsi, nous avons pu calculer le coût de revient du kWh dont le processus de calcul est résumé dans le tableau 8.

Tableau 8 : résumé du calcul du coût de revient

Rubriques	valeur actualisée (FCFA)
valeur actualisé uniforme de l'investissement	145086365
valeur actualisé uniforme du coût de fonctionnement	243143850
valeur actualisée simple	29216328
valeur résiduelle (-10% cout investissement)	-1395451,341
coût actualisé du projet	416051093
Energie annuelle produite (kWh)	361031
production physique actualisée (kWh)	2977920
coût de revient kWh	139,712
	140

Le coût de revient du kWh ainsi obtenu, nous pouvons entamer l'étude de la rentabilité financière du projet. Elle consiste à déterminer par itération le prix de vente du kWh, en considérant le coût de production du kWh comme valeur initiale. L'objectif est de déterminé le prix de vente du kWh qui permettrait au promoteur du projet d'avoir un retour sur investissement à la 7^{ième} année. Après simulation, le prix de vente optimale pour un retour sur investissement sous 7 ans est de **228 FCFA**.

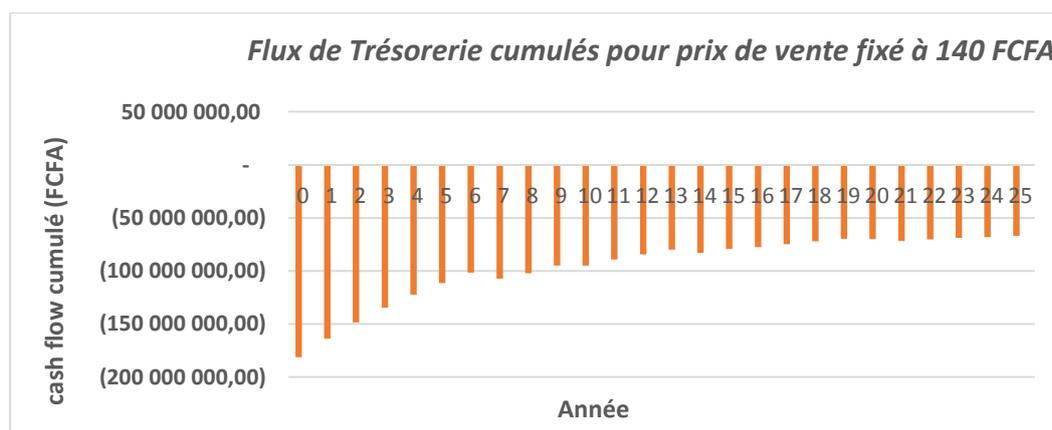


Figure 14 : Flux de trésorerie cumulés pour prix de vente fixé à 140 FCFA

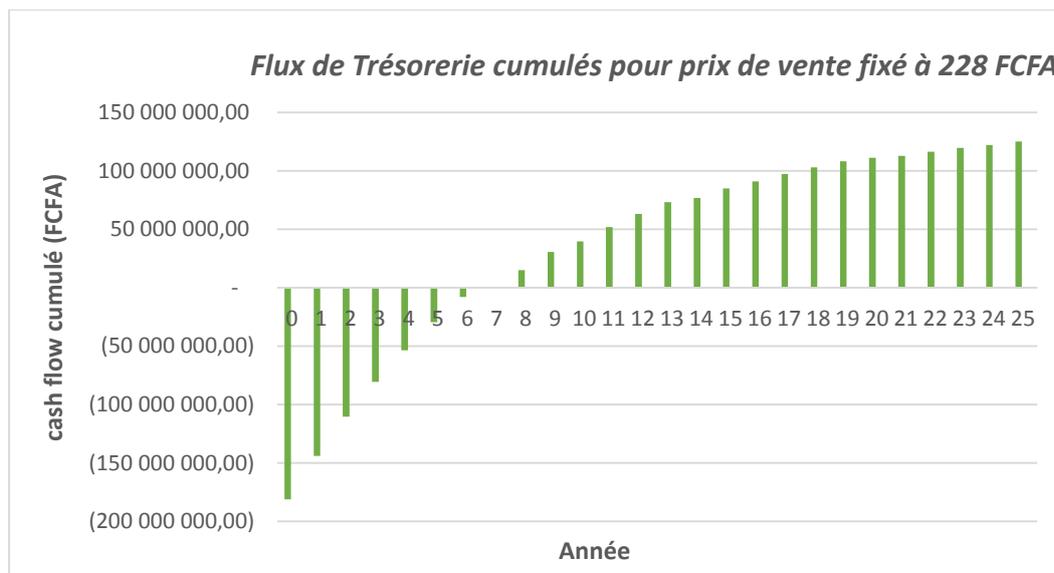


Figure 15 : Flux de trésorerie cumulés pour prix de vente fixé à 228 FCFA

IX. DISCUSSION ET ANALYSES

IX.1 DESCRIPTION DE LA COURBE DE CHARGE DU VILLAGE

Le profil de la courbe de charge peut être analysé de la manière suivante :

- au petit matin (4h30-5h30), nous remarquons une légère hausse causée par la mise en marche de l'éclairage au niveau des ménages, qui se préparent pour aller à la mosquée ;
- entre 5h30 et 8h, une baisse progressive de la consommation est notée, se traduisant par l'arrêt de certains appareils électriques tels que les ventilateurs, les climatiseurs, et l'éclairage public qui ont été fonctionnels durant la nuit ;
- de 8h à 13h, ce sont les écoles, les boutiques, les bureaux administratifs et des activités économiques à travers les points de commerces, les ateliers d'artisanat, et autres qui fonctionnent;
- entre 14h et 16h, on note une légère hausse de la consommation qui s'explique par la reprise de certaines activités citées précédemment ;
- à partir de 16h, s'effectuent le démarrage des moulins, et des consommations domestiques de certains ménages. Une consommation progressive de l'énergie est notée à partir de cet instant jusqu'au soir, où l'on note un pic aux alentours de 19 due à une consommation domestique maximale, car la majeure partie de la population est présente dans les foyers.
- Pour terminer, le pompage d'eau débute à 22h et se termine à 00h.

IX.2 DESCRIPTION ET ANALYSE DU FONCTIONNEMENT DE LA CENTRALE

IX.2.1 Descriptif du paramétrage de la centrale

Notre centrale repose sur le principe de fonctionnement en site isolé, selon le modèle SMA. Le Sunny Island, à travers le MC-BOX impose le réseau en tension (U) et fréquence (f) et assurent majoritairement l'alimentation en électricité pour répondre à la charge, de jour comme de nuit, sauf aux périodes de pointe de 18 à 20h. En effet pendant ces heures de pointes de consommations, le groupes électrogène alimente seul le réseau isolé afin de subvenir aux charges demandées et si nécessaire recharge les batteries. Hors période de pointe de consommation : le mode de fonctionnement respecte le schéma suivant :

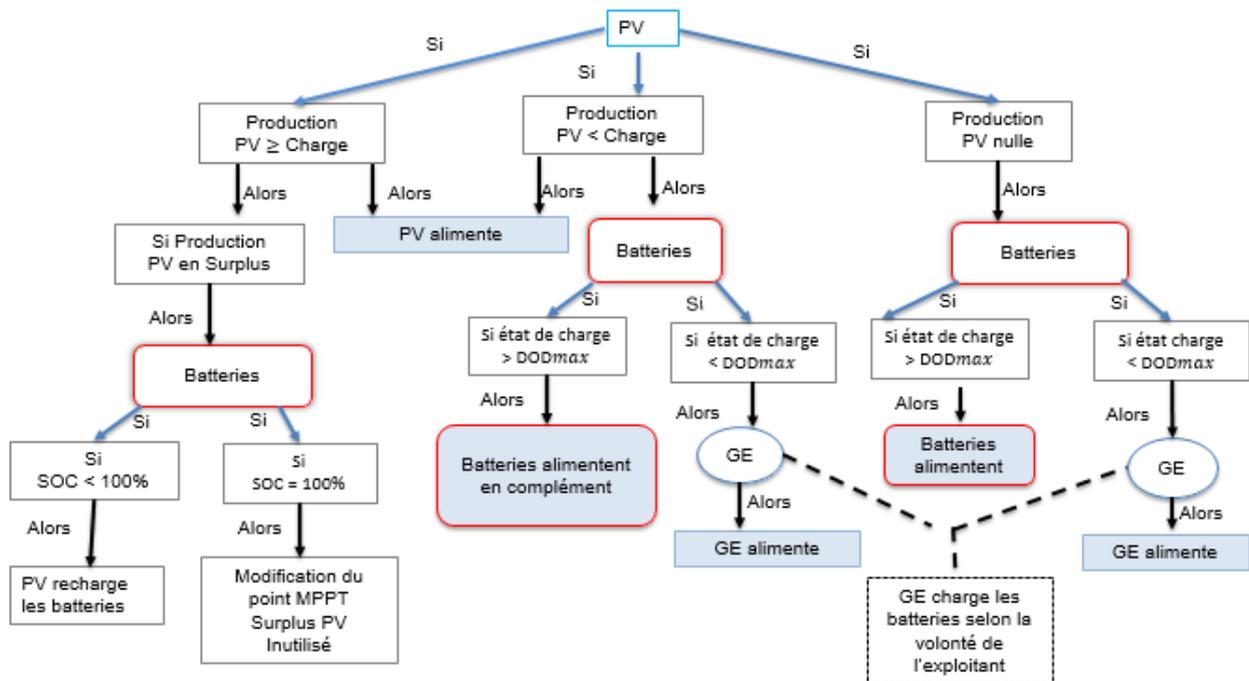


Figure 16 : mode de fonctionnement de la centrale

IX.2.2 Analyse du fonctionnement de la centrale

En procédant à une simulation du fonctionnement de la centrale, nous remarquons que les batteries ont atteint la valeur limite de décharge à partir de 00 h. Par conséquent, le sunny island maître, donne l'ordre de déclenchement du groupe électrogène qui va alimenter la charge et recharger les batteries jusqu'à 3h du matin, l'heure à laquelle les batteries affichent un taux de charge de 84%. En effet, pour des raisons d'économies d'énergies, de limitation du nombre de cycle de démarrage/arrêt du groupe électrogène et dans le désir d'exploiter au maximum l'énergie solaire disponible pour le stockage, nous avons fixé la valeur limite de charge des batteries par le groupe électrogène à 84% (valeur obtenue après plusieurs simulations). Cette valeur atteinte, les

batteries reprennent la relève et répondent à la demande, jusqu'à ce que la production solaire soit supérieure à la charge à 7h. A partir de cet instant, le surplus de production solaire recharge les batteries jusqu'à ce qu'elles atteignent un taux de charge maximal de 100% à 12h. Ce qui veut donc dire que les surplus produits durant les heures qui vont suivre, ne seront pas utilisés soit de 12h30 à 15h. Une fois la charge supérieure à la production solaire, les batteries se décharge pour satisfaire la demande en suppléant la production solaire disponible. De 18h à 20H, c'est le groupe électrogène seul qui sera mis en marche et cette fois ci ne chargera pas les batteries car leur niveau de charge n'a pas atteint la valeur limite de décharge (optionnel). Hors de la période de pointe, ce sont les batteries qui vont alimenter la charge jusqu'à ce qu'elles atteignent 60% de profondeur de décharge (à 00h) et le cycle reprend. La figure ci-dessous illustre le fonctionnement réel de la centrale.

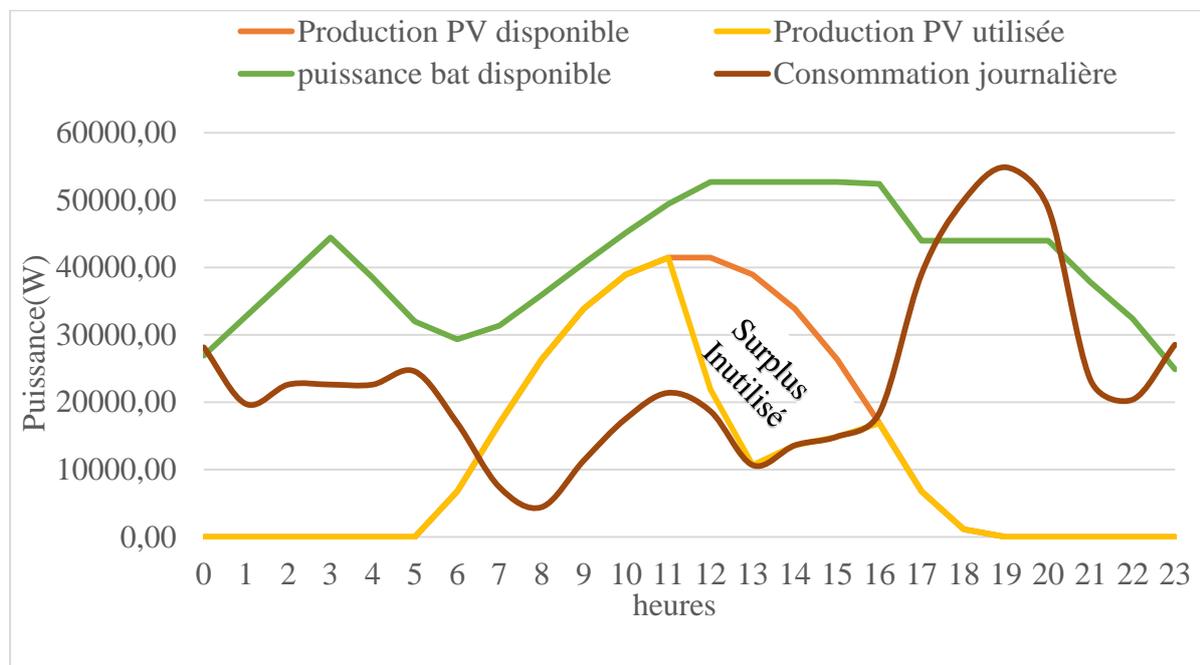


Figure 17 : fonctionnement réel de la centrale

IX.3 ETUDE ECONOMIQUE COMPARATIVE

Pour effectuer l'analyse économique de notre projet, il convient de mener une étude comparative entre notre centrale hybride PV/Diesel et la centrale si elle devait fonctionner à système PV avec stockage ou à système groupe Diesel seul. Cela nécessite au préalable, un dimensionnement des différents composants de chacune de ces centrales, en gardant les mêmes hypothèses de dimensionnement que la centrale hybride (Voir détails dimensionnement dans annexe 13 et 15). Cette étape terminée, l'étude comparative peut débuter. Le tableau 9 ci-dessous, compare les différents résultats obtenus à l'issue des dimensionnement

Tableau 9: tableau comparatif des différentes centrales

Critères de comparaison	électrification via centrale hybride PV Diesel	électrification via centrale PV avec stockage	électrification via centrale Diesel
Composants de la centrale	328 modules; Pc=96,9 kWc ; 2 onduleurs réseau: Sunny tripower 60 ; 6 onduleurs chargeur: Sunny Island8.0H; 48 batteries OPZV 3500 Ah; 1 groupe électrogène 80 kVA;	570 modules; Pc =171 kWc; 4 onduleurs réseau: Sunny tripower 60; 21 onduleurs chargeur: Sunny island 8,0H; 168 batteries OPZV 3500 Ah;	1 groupe électrogène 45 kVA; 1 groupe électrogène 17,6 kVA; 1groupe électrogène 80 kVA
Investissement initial pour mise en œuvre centrale (FCFA)	154 260 838	396 422 616	49 636 621
Investissement initial pour mise en œuvre réseau électrique basse tension (FCFA)	26 960 239	26 960 239	26 960 239
Coût actualisé global projet (FCFA)	416 051 093	470 362 726	515 165 387
Coût de revient du KWh (FCFA)	140	158	173
Emission de C02 tonne/an	85	0	231

La centrale PV présente le coût d'investissement le plus élevé, du fait de la taille de son parc de batteries (7 string de 24 batteries de 3500Ah soit 168 batteries). Cela s'explique en raison du coût élevé des batteries.

La centrale diesel quant à elle présente un coût actualisé du projet le plus élevé et par conséquent un coût de revient du kWh supérieur à ceux des deux autres centrales, car elle nécessite un énorme coût de fonctionnement tout au long de la durée de vie le projet, soit **448 888 630 FCFA** (voir annexe 16), contre **243 143 850 FCFA** pour la centrale hybride, et **19 222 314 FCFA** (voir annexe 14) pour la centrale solaire. Cela est dû à l'achat du combustible diesel et à la maintenance du groupe électrogène.

Sur le plan environnemental, en tenant compte de l'indice d'émission moyenne de C02 en fonction de la production d'électricité qui est de 0.64 kg/kWh au Sénégal [21], nous avons déterminé la quantité de C02 émise annuellement pendant le fonctionnement des différentes centrales. Il en

ressort que notre centrale hybride PV/Diesel, émet moins de CO₂ soit 85 tonnes de CO₂/an comparativement à la centrale Diesel qui en émet plus (231 tonnes de CO₂/an).

IX.3.1 Faisabilité du projet

L'électrification par centrale hybride PV/Diesel paraît plus intéressante sur le plan financier comparativement aux autres technologies (PV et Diesel). Nous pouvons donc dire que la centrale hybride présente la meilleure option de système de production d'énergie car elle représente un bon compromis entre la centrale diesel et la centrale PV avec stockage.

Toutefois, le prix de vente du kWh pour un retour sur investissement sous 7ans est de 228 FCFA, or, au Sénégal, le prix de vente du kWh en ville, tout comme en milieu rural est fixé à 110 FCFA. Ce qui veut dire que le projet n'est pas rentable financièrement si on compare avec le prix de vente de l'électricité. Il faut donc impérativement une subvention à l'investissement.

X. CONCLUSIONS

L'étude de faisabilité de l'électrification du village de Goumbayel par centrale hybride PV/Diesel nous a permis de faire ressortir, les difficultés liées à la conception d'une telle centrale, et la problématique de l'accès du monde rural à l'électricité.

Nous avons procédé au dimensionnement d'un mini central hybride PV/Diesel, ensuite au choix du réseau de distribution et, pour finir, une analyse économique du projet a été réalisée. D'après des données que nous avons pu recueillir, nous avons estimé les besoins énergétiques du village de Goumbayel à 664,05 kWh. Pour apporter plus de précision dans l'évaluation de la demande énergétique et éviter un surdimensionnement des composants, nous avons déterminé la courbe de charge caractérisée par une puissance de pointe de 54.87 kW. Le résultat de dimensionnement a donné une puissance crête installée de 96.9 kWc pour le PV, celle d'un groupe diesel de 80 kVA et une capacité de stockage évaluée à 6178 Ah. Le coût total de la réalisation est estimé à 181 221 077 FCFA avec un coût de production du kWh de 140 FCFA. En comparant ces coûts à ceux de la centrale PV avec stockage et ceux de la centrale à Diesel pour la même demande à satisfaire, nous avons déduit que la centrale hybride est la meilleure option d'électrification pour le village, car elle présente un coût de revient du kWh relativement bas comparé aux autres. En outre, l'émission de CO₂ de la centrale hybride PV/diesel est significativement réduite comparée à celle de la centrale à Diesel.

Toutefois, il faut noter que la conception de la centrale nécessite un investissement initial élevé, ce qui entraîne un prix de vente élevé du kWh 228 FCFA. Or au Sénégal le prix d'achat du kWh est fixé à 110 FCFA en zone urbaine comme rurale. Pour que le projet soit viable financièrement, il faut donc impérativement, trouver des subventions afin d'éviter de fonctionner à perte. Au cas échéant le projet ne sera donc pas rentable.

XI. RECOMMANDATIONS - PERSPECTIVES

Au terme de notre étude de faisabilité d'une centrale hybride PV/Diesel dans le village Goumbayel nous pouvons formuler les recommandations suivantes :

- les systèmes hybrides PV/diesel, se caractérisent par un degré élevé de complexité pour leur dimensionnement. C'est pourquoi, la simulation à l'aide de logiciels informatiques adaptés représente un atout, pour les entreprises qui acceptent de payer le prix. Comme logiciels, nous avons, HOMER, RESCREEN, HYBRID2 ;
- la plupart des projets de nos jours, ne sont financés que lorsqu'ils respectent les normes environnementales, autrement dit, qui émettent moins de CO₂. Notre Centrale diesel, pourrait trouver des fonds de financement en remplaçant le diesel par de l'huile végétale, qui est de plus en plus utilisé et qui pollue nettement moins que le diesel ;
- la détermination du profil de charge réel grâce à l'utilisation d'un analyseur de réseau, ce qui permettra de faire un dimensionnement plus optimal.

REFERENCES

- [1] SIE-MEDER, *Rapport annuel du Système d'Information Energétique (SIE) et du Ministère de l'énergie et du Développement des Energies renouvelable (MEDER)*, 2014-2015.
- [2] <http://www.if-benin.com/agenda-culturel/afrique-de-louest-face-enjeux-de-la-transition-energetique>, *L'Afrique de l'ouest face enjeux de la transition énergétique*.
- [3] <http://www.africa-solar-energy.com/category/le-solaire-en-afrique/>, *le solaire en Afrique*.
- [4] D. YAMEGUEU, *EXPERIMENTATION ET OPTIMISATION D'UN PROTOTYPE DE CENTRALE HYBRIDE SOLAIRE PV/DIESEL SANS BATTERIES DE STOCKAGE: VALIDATION DU CONCEPT « FLEXY ENERGY »*, Thèse de doctorat, 2012.
- [5] IEA International Energy Agency, *Mini-réseau hybrides PV-Diesel pour l'électrification rurale*, 2013.
- [6] I. VECHIU, *Modélisation et analyse de l'intégration des énergies renouvelables dans un réseau*, Thèse de doctorat d'état, Université du Havre-, Décembre 2005.
- [7] F. BRIHMAT, *L'étude conceptuelle d'un système de conditionnement de puissance pour une centrale*, Mémoire Ingénieur d'Etat en Electrotechnique de l'université de l'université Mouloud Mammeri de Tizi-Ouzoude, 2012.
- [8] Stoyanov Ludmil, *Etude des différentes structures de systèmes hybrides à source d'énergie renouvelable.*, 2011.
- [9] B. A. BRAHIM, *ETUDE DES DIFFERENTES CONFIGURATIONS DES SYSTEMES D'ENERGIE HYBRIDES PV/DIESEL ET DE LEUR IMPACT SUR LE COUT DE PRODUCTION D'ELECTRICITE*, Mémoire Master d'Ingénierie en Eau et Environnement, 21/06/2013.
- [10] <http://www.ecodufaso.com/energie-renouvelable-essakane-sa-inaugure-la-plus-grande-centrale-hybride-fioul-solaire-du-monde/>.
- [11] PERACOD, *Modèle d'électrification rurale localités de moins de 500 habitants Sénégal*, 2005-2006.
- [12] <http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/apps4/pvest.php?map=africa&lang=fr>.
- [13] P. Teisseire, *Petit Guide pour étudier un projet d'installation photovoltaïque, dimensionner un parc de batterie*, Centre de formation Bwa Toma – Acded, 2003.

- [14] COMMUNAL Serge - SMA France, *Sunny Island en installation Off Grid et Backup*, 2014.
- [15] SMA, *Réseaux en site isolé avec SUNNY ISLAND 3.0M / 4.4M / 6.0H / 8.0H*, 2016.
- [16] A. O. Dr BAGRE, *Cours M1 , Dimensionnement technique des installations PV connectées au réseau*, 2016.
- [17] SMA, *Instructions d'emploi BATFUSE-B.01 / B.03*, 23/06/2014.
- [18] J. BASSOLE, *Cours L2, Chapitre 3, Dimensionnement des conducteurs actifs et choix des protections*, 05/10/2010.
- [19] J.-J. Graff et I. I. d. d. l. e. d. l'Environnement, *Cours électrification rurale Tome 8 : Complément sur le calcul électrique des câbles*, 29/12/2006.
- [20] Commission de régulation de l'énergie CRE, *Analyse Coûts et rentabilité des énergies éolien terrestre, biomasse, solaire photovoltaïque*, Avril 2014.
- [21] E. R, *Etude de faisabilité technique et socio économique en vue Electrification rurale par voie solaire des villages entre 500 et 1000 habitants zone casamance naturelle et la zone banrière Tambacounda*.

XII. ANNEXES

Annexe 1 : Evaluation de la demande	44
Annexe 2 Données d'irradiation annuelle de Goumbayel	47
Annexe 3 : Ensoleillement journalier du mois d'Août.....	48
Annexe 4 : caractéristiques modules photovoltaïque	49
Annexe 5 : Caractéristiques onduleur réseau	50
Annexe 6 : Caractéristique onduleur chargeur	51
Annexe 7 : Caractéristiques batterie.....	52
Annexe 8 : Caractéristiques Multicluster BOX 6.3.....	53
Annexe 9 : caractéristique batfuse	54
Annexe 10 : simulation du cycle de charge et de décharge de la batterie	55
Annexe 11 Réseau électrique du village	56
Annexe 12 : Evaluation économique centrale PV/Diesel	58
Annexe 13 : Dimensionnement centrale PV avec stockage	62
Annexe 14 Evaluation économique centrale PV avec stockage	64
Annexe 15 : Dimensionnement Centrale à groupe électrogène Diesel	67
Annexe 16 : Evaluation économique de la centrale Diesel	68

Annexe 1 : Evaluation de la demande

Besoin énergétique non domestique du village	Puissance Installée (kW)	Energie consommation (kWh)
Usage non domestique existant	66,56	448,02
Usage non domestique prévisionnel	29,05	165,19
Total	95,62	613,21

Différents niveaux de souscription de puissances		consommation énergétique du segment 1				
		N1				
		100 W				
Appareils utilisés	Puissance unitaire [W]	Taux de diffusion	Unité	temps de fonct	Puissance moyenne(W)	Energie cons [Wh]
Lampes	10	100%	2	5	20	100
	18	100%	1	5	18	90
radio	20	80%	1	7	16	112
télévision	80	0%	0	0	0	0
réfrigérateur	150	0%	0	0	0	0
ventilateur	50	0%	0	0	0	0
consommation moyenne (Wh/j)		302				

N2				
150 W				
taux pénétration	Unité	temps de fonct	Puissance moyenne(W)	Energie cons [Wh]
100%	2	5	20	100
100%	1	5	18	90
100%	1	4	20	80
80%	1	5	64	320
0%	0	0	0	0
0%	0	0	0	0
590				

N3				
200 W				
taux de pénétration	Unité	temps de Fonct	Puissance moyenne (W)	Energie cons [Wh]
100%	2	5	20	100
100%	2	5	36	180
100%	1	5	20	100
80%	1	5	64	320
0%	0	0	0	0
15%	1	8	7,5	5
705				

N4				
400 W				
taux de pénétration	unité	temps de fonct	Puissance moyenne(W)	Energie cons/j [Wh]
100%	2	5	20	100
100%	2	5	36	180
100%	1	5	20	100
80%	1	9	64	576
30%	1	16	45	720
20%	1	16	10	160
1836				

Nombre de ménage	80			
Différents niveaux de souscription de puissances	N1	N2	N3	N4
	26%	32%	24%	18%
Puissance de souscription(W)	100	150	200	400
taux de raccordement (%)	80%			
Ménages effectifs	16,64	20,48	15,36	11,52
	17	21	16	12
consommation totale (kWh)	5,13	12,39	11,28	22,032
consommation totale(kWh/j)	50,84			

Annexe 2 Données d'irradiation annuelle de Goumbayel

Site: 13°41'22" Nord, 13°10'16" Ouest, Élévation: 0 m.s.n.m,

L'angle d'inclinaison optimale est: 16 degrés

Irradiation annuelle perdue à cause des ombres (horizontale): 0.0 %

Mois	Hh	Hopt	H(90)	lopt
Jan	5470	6340	4850	41
Fev	6180	6830	4280	33
Mar	7440	7720	3360	18
Avr	6980	6800	1510	1
Mai	6940	6420	937	-14
Juin	6350	5760	986	-20
Jui	5730	5290	1060	-16
Aug	5220	5020	1150	-5
Sep	5560	5610	2200	11
Oct	5890	6310	3490	26
Nov	5600	6400	4620	39
Dec	5220	6150	5000	44
Année	6050	6220	2780	16

Hh: Irradiation sur un plan horizontal (Wh/m2/jour)

Hopt: Irradiation sur un plan avec l'inclinaison optimale (Wh/m2/jour)

H(90): Irradiation sur un plan incliné:90deg. (Wh/m2/jour)

lopt: Inclinaison optimale (deg.)

Annexe 3 : Ensoleillement journalier du mois d'Août



Système d'information géographique photovoltaïque

European Commission
Joint Research Centre
Ispra, Italy

Rayonnement solaire journalier moyen

PVGIS estimation des profils moyens journaliers

Site: 13°41'22" Nord, 13°10'16" Ouest, Élévation: 0 m.s.n.m.

Inclinaison du panneau: 0 deg.

Orientation (azimut) du panneau: 0 deg.

Estimation de la radiation

Heure	G	Gd	Gc	DNI	DNIc	A	Ad	Ac
06:52	71	52	66	169	193	258	85	278
07:07	113	72	110	250	286	372	115	401
07:22	161	89	158	320	367	470	141	508
07:37	210	105	211	380	435	552	161	597
07:52	261	120	265	430	493	621	178	671
08:07	312	133	320	473	542	680	192	734
08:22	363	144	375	511	585	729	202	787
08:37	412	154	428	543	622	770	211	832
08:52	459	163	479	571	654	805	217	869
09:07	504	170	528	595	682	834	222	900
09:22	546	176	575	616	706	858	225	926
09:37	584	182	618	635	727	878	227	948
09:52	620	186	657	650	745	894	228	966
10:07	652	190	693	664	760	907	229	980
10:22	680	193	724	675	773	918	229	992
10:37	705	195	752	685	784	927	229	1000
10:52	725	197	775	692	793	933	228	1010
11:07	742	198	793	698	800	939	228	1010
11:22	754	199	807	703	805	942	227	1020
11:37	763	200	817	706	809	944	227	1020
11:52	767	200	821	707	810	946	227	1020
12:07	767	200	821	707	810	946	227	1020
12:22	763	200	817	706	809	944	227	1020
12:37	754	199	807	703	805	942	227	1020
12:52	742	198	793	698	800	939	228	1010
13:07	725	197	775	692	793	933	228	1010
13:22	705	195	752	685	784	927	229	1000
13:37	680	193	724	675	773	918	229	992
13:52	652	190	693	664	760	907	229	980
14:07	620	186	657	650	745	894	228	966
14:22	584	182	618	635	727	878	227	948
14:37	546	176	575	616	706	858	225	926
14:52	504	170	528	595	682	834	222	900
15:07	459	163	479	571	654	805	217	869
15:22	412	154	428	543	622	770	211	832
15:37	363	144	375	511	585	729	202	787
15:52	312	133	320	473	542	680	192	734
16:07	261	120	265	430	493	621	178	671
16:22	210	105	211	380	435	552	161	597
16:37	161	89	158	320	367	470	141	508
16:52	113	72	110	250	286	372	115	401
17:07	71	52	66	169	193	258	85	278
17:22	36	32	32	87	100	126	36	136

G: Rayonnement global sur un plan fixe (W/m2)

Annexe 4 : caractéristiques modules photovoltaïque

Numéro de l'article	Description	Poids	Données électriques sous STC (1)				
			Puissance Nominale	Tension de puissance	Courant de puissance	Tension de circuit	Courant de court-circuit
			P_{MPP}	V_{MPP}	I_{MPP}	Voc	Isc
		Kg	W	V	A	V	A
SPM030301200	30 W-12 V Mono 430 × 545 × 25 mm séries 3a	2,5	30	18	1,67	22,5	2
SPM030501200	50 W-12 V Mono 630 × 545 × 25 mm séries 3a	4	50	18	2,78	22,2	3,16
SPM030801200	80 W-12 V Mono 1195 × 545 × 35 mm séries 3a	8	80	18	4,45	22,3	4,96
SPM031001200	100 W-12 V Mono 1195 × 545 × 35 mm séries 3a	8	100	18	5,56	22,4	6,53
SPM031501200	150 W-12 V Mono 1480 × 673 × 35 mm séries 3a	12	150	18	8,33	22,4	9,80
SPM031902400	190 W-24 V Mono 1580 × 808 × 35 mm séries 3a	15	190	36	5,44	43,2	5,98
SPM033002400	300 W-24 V Mono 1956 × 992 × 45 mm séries 3a	24	300	36	8,06	45,5	8,56

Annexe 5 : Caractéristiques onduleur réseau



Technical Data	Sunny Tripower 60
Input (DC)	
Max. generator power	90000 Wp
Rated power (DC)	61240 W
Max. input voltage	1000 V
MPP voltage range (at 400 Vac / 480 Vac)	570 V to 800 V / 685 V to 800 V
Min. input voltage (at 400 Vac / 480 Vac)	565 V / 680 V
Start input voltage (at 400 Vac / 480 Vac)	600 V / 720 V
Max. input current / max. short-circuit current	110 A / 150 A
Number of independent MPP inputs/strings per MPP input	1/1 (split up in external combiner box)
Rated DC input voltage (at 400 Vac / 480 Vac)	630 V / 710 V
Output (AC)	
Rated power at nominal voltage	60000 W
Max. apparent AC power	60000 VA
Max. reactive power	60000 Var
Nominal AC voltage	3 / PE, 400 V to 480 V, $\pm 10\%$
AC voltage range	360 V to 530 V
AC power frequency/range	50 Hz / 44 Hz to 55 Hz
Rated power frequency/rated grid voltage	60 Hz / 54 Hz to 65 Hz
Max. output current (at 400 Vac / 480 Vac) / rated output current	50 Hz / 400 V 87 A / 72 A / 87 A
Power factor at rated power / displacement power factor adjustable	1 / 0 overexcited to 0 underexcited
THD	$\leq 1\%$
Feed-in phases/connection phases	3 / 3
Efficiency	
Max. efficiency / Euro-eta / CEC at 400 Vac / CEC at 480 Vac	98.8 % / 98.3 % / 98.0 % / 98.5 %

Annexe 6 : Caractéristique onduleur chargeur

SUNNY ISLAND 6.0H / 8.0H

POUR INSTALLATIONS EN SITE ISOLÉ ET RACCORDÉES AU RÉSEAU



Caractéristiques techniques	Sunny Island 6.0H	Sunny Island 8.0H
Service sur le réseau électrique public ou générateur		
Tension de réseau assignée / Plage de tension AC	230 V / 172,5 V à 264,5 V	230 V / 172,5 V à 264,5 V
Fréquence de réseau assignée / plage de fréquence autorisée	50 Hz / 40 Hz à 70 Hz	50 Hz / 40 Hz à 70 Hz
Courant alternatif maximal pour l'optimisation de l'autoconsommation (gestion du réseau)	20 A	26 A
Puissance AC maximale pour une optimisation de l'autoconsommation (gestion du réseau)	4,6 kVA	6 kVA
Courant d'entrée AC maximal	50 A	50 A
Puissance d'entrée AC maximale	11500 W	11500 W
Mode îlotage ou mode alimentation de remplacement		
Tension de réseau assignée / Plage de tension AC	230 V / 202 V à 253 V	230 V / 202 V à 253 V
Fréquence assignée / Plage de fréquence (réglable)	50 Hz / 45 Hz à 65 Hz	50 Hz / 45 Hz à 65 Hz
Puissance assignée (pour Unom, from / 25 °C / cos φ = 1)	4600 W	6000 W
Puissance AC à 25 °C pendant 30 min / 5 min / 3 s	6000 W / 6800 W / 11000 W	8000 W / 9100 W / 11000 W
Puissance AC à 45 °C	3700 W	5430 W
Courant assigné / Courant de sortie maximal (crête)	20 A / 120 A	26 A / 120 A
Taux de distorsion harmonique tension de sortie / Facteur de puissance à la puissance assignée	< 4 % / -1 à +1	< 4 % / -1 à +1
Entrée DC batterie		
Tension d'entrée assignée / Plage de tension DC	48 V / 41 V à 63 V	48 V / 41 V à 63 V
Courant de charge maximal de la batterie / Courant de charge assigné DC / Courant de décharge assigné DC	110 A / 90 A / 103 A	140 A / 115 A / 130 A
Type de batterie / Capacité de batterie (plage)	Li-Ion*, FLA, VRLA / 100 Ah à 10000 Ah (plomb) 50 Ah à 10000 Ah (Li-Ion)	Li-Ion*, FLA, VRLA / 100 Ah à 10000 Ah (plomb) 50 Ah à 10000 Ah (Li-Ion)
Régulation de charge	Procédé de charge IUoU avec pleine charge et charge d'égalisation automatiques	
Rendement / Autoconsommation de l'appareil		
Rendement maximal	95,8 %	95,8 %
Consommation en circuit ouvert / Mode veille	25,8 W / 6,5 W	25,8 W / 6,5 W

Annexe 7 : Caractéristiques batterie



Type	C ₁₀₀ /1.85 V Ah	C ₅₀ /1.85 V Ah	C ₂₄ /1.83 V Ah	C ₁₀ /1.80 V Ah	C ₅ /1.77 V Ah	max.* Weight kg	max.* Length L mm	max.* Width W mm	max.* Height H mm	Fig.
4 OPzV solar.power 250	250	287	264	243	204	18.3	105	208	420	A
5 OPzV solar.power 310	310	359	329	304	255	22.3	126	208	420	A
6 OPzV solar.power 370	370	430	395	365	306	26.5	147	208	420	A
5 OPzV solar.power 420	420	478	453	428	391	34.6	126	208	535	A
6 OPzV solar.power 520	520	574	543	513	470	35.1	147	208	535	A
7 OPzV solar.power 620	620	670	634	599	548	42.1	168	208	535	A
6 OPzV solar.power 750	750	847	802	762	682	48.7	147	208	710	A
8 OPzV solar.power 1000	1000	1130	1070	1016	909	65.9	215	193	710	B
9 OPzV solar.power 1125	1125	1271	1203	1143	1023	75.6	215	235	710	B
10 OPzV solar.power 1250	1250	1412	1337	1270	1137	80.5	215	235	710	B
11 OPzV solar.power 1375	1375	1553	1471	1397	1250	89.3	215	277	710	B
12 OPzV solar.power 1500	1500	1695	1604	1524	1364	94.6	215	277	710	B
12 OPzV solar.power 1700	1700	1955	1870	1785	1545	110.0	215	277	855	B
14 OPzV solar.power 2000	2000	2281	2182	2082	1802	136.5	215	400	815	C
16 OPzV solar.power 2300	2300	2607	2493	2380	2060	152.9	215	400	815	C
18 OPzV solar.power 2600	2600	2933	2805	2677	2317	205.8	215	490	815	D
20 OPzV solar.power 2900	2900	3258	3117	2975	2574	228.7	215	490	815	D
22 OPzV solar.power 3200	3200	3584	3428	3272	2832	251.5	215	580	815	D
24 OPzV solar.power 3500	3500	3910	3740	3570	3089	274.4	215	580	815	D

C₁₀₀, C₅₀, C₂₄, C₁₀ and C₅ = Capacity at 100 h, 50 h, 24 h, 10 h and 5 h discharge

Annexe 8 : Caractéristiques Multicluster BOX 6.3



Number	1 (three-phase)	1 (three-phase)	1 (three-phase)
Rated grid input power	55 kW	110 kW	300 kW
AC input current	3 x 80 A	3 x 160 A	3 x 435 A (AC1)
Fuses	LV/HRC size 00	LV/HRC size 00	LV/HRC size 3
PV plant connection			
Number	1 (three-phase)	1 (three-phase)	1 (three-phase)
PV rated power	55 kW	110 kW	360 kW
AC current at rated values	3 x 80 A	3 x 160 A	3 x 522 A (AC1)
Fuses	–	–	–
General data			
Number of phases	three-phase	three-phase	three-phase
Permitted grounding system	Participants	Participants	Participants
Dimensions (W / H / D)	760/760/210 mm	1000/1400/300 mm	1200/2000/800 mm
Mounting type	suspended	Standing on a base	Standing on a base
Priority	60 kg	140 kg	400 kg
Ambient temperature	-25 °C to +50 °C	-25 °C to +50 °C	-25 °C to +60 °C
Degree of protection [according to IEC 60529]	IP65	IP65	IP54
Maximum permissible value for relative humidity (non-condensing)	0 % ... 100 %	0 % ... 100 %	0 % ... 100 %

SMA Solar Technology AG

Annexe 9 : caractéristique batfuse



Cartouches-fusibles du BatFuse-B.03 pour trois Sunny Island maximum

Type d'appareil Sunny Island	Cartouche-fusible recommandée
Sunny Island 3.0M	80 A
Sunny Island 4.4M	100 A
Sunny Island 6.0H	160 A
Sunny Island 8.0H	200 A
Sunny Island 5048	250 A

Annexe 10 : simulation du cycle de charge et de décharge de la batterie

Phase Décharge normale						Phase Charge normale						Puisance max transitable par le sunny island (w)	
heures	Energie à satisfaire(Wh)	Capacité équivalente (Ah)	Capacité bat disponible (Ah)	Puissance (w)	pourcentage limite de décharge (%)	Niveau batterie(%)	Puissance stockable	capacité bat	capacité bat disponible (Ah)	Puissance bat (w)	Puissance limite de charge		Niveau batterie (%)
0	28149,5	774,39	2195,20	21073,92	40%	40%	35867,52	608,48	2803,68	26915,30	52684,80	51%	Puisance max transitable par le sunny island (w)
1	19739,5	543,03	2195,20	21073,92		62%							
2	22619,5	622,26	2195,20	21073,92		73%							
3	22619,5	622,26	3398,37	32624,34		84%	Valeur limite de charge des batteries par le groupe électrogène						
4	22619,5	622,26	4006,85	38465,73		73%	35867,52						
5	24566,9	675,84	3331,01	31977,70		61%							
6	9962,42	274,07	3056,94	29346,65		56%							
7								10018,04	208,71	3265,65		31350,26	60%
8								22780,58	474,60	3740,25		35906,38	68%
9							23610,19	491,88	4232,13	40628,42		77%	
10							22614,19	471,13	4703,26	45151,26		86%	
11							21411,33	446,07	5149,33	49433,52		94%	
12							24139,33	502,90	5488,00	52684,80		100%	
13							29545,19	615,52	5488,00	52684,80		100%	
14							21364,39	445,09	5488,00	52684,80		100%	
15						12310,98	256,48	5488,00	52684,80	100%			
16	984,56	27,09	5460,91	52424,78	99,5%	point initial							
17	32066,82	882,16	4578,75	43956,05	83,4%								
18	49956,8	1374,31	4578,75	43956,05	83,4%								
19	54870,1	1509,48	4578,75	43956,05	83,4%								
20	48796,6	1342,40	4578,75	43956,05	83,4%								
21	23309,4	641,24	3937,51	37800,12	72%								
22	20387,9	560,87	3376,64	32415,74	62%								
23	28540,5	785,15	2591,49	24878,30	47%								

Annexe 11 Réseau électrique du village

Annexe 12 : Evaluation économique centrale PV/Diesel

Coût investissement initial						
Rubrique	Sous-rubrique	Désignation	Unité	PU (FCFA HT)	Quantité	Montant (FCFA)
CENTRALE ELECTRIQUE	Equipement de production énergétique	Champ photovoltaïque	KWc	500 000	97	48 450 000
		Onduleur chargeur (8,0H kW)	U	1 770 436	6	10 622 616
		Onduleur réseau (60 kW)	U	3 286 366	2	6 572 731
		Groupe électrogène : 80 kVA	kVA	110 000	80	8 800 000
		stockage carburant groupe électrogène (3	Ens	2 952 000	1	2 952 000
		Capacité Batteries en 48 V - C10 Electrolyte	Ah	5 200	6 178	32 125 600
		Câblage et accessoire (5% du coût PV)	Ens	2 422 500	1	2 422 500
		ment de synchronisation (5% PV + Onduleur +	Ens	4 888 547	1	4 888 547
		t de commande & protection (5% PV + Ondul	Ens	4 888 547	1	4 888 547
		Main d'œuvre (5% du coût des équipements)	FF	6 086 127	1	6 086 127
		Transport sur site (2% du coût des équipements)	FF	2 434 451	1	2 434 451
	Génie Civil (main d'œuvre incluse)	Local technique type 1 (mur agglo 20x20x40, t	m2	100 000	65	6 500 000
		Local gardien 16 m2 + toilette (mur agglo 15x	m2	150 000	16	2 400 000
		Structure Support Modules	Ens.kWc	264 000	38	9 904 064
		Bloc Fondation support modules (longrine b	Ens.kWc	75 000	38	2 813 654
		Mur de clôture (muret de 0,5 surélevé de	MI	15 000	160	2 400 000
	Sous-total 1					
RESEAU BASSE TENSION (Prix unitaire comprenant transport	Longueur du réseau	Piquetage	MI	100	3 447	344 700
		Eclairage public et MALT	Poteau métallique 8 m	U	146 945	80
	Poteau métallique 12 m		U	319 475	10	3 194 750
	Mise à la terre du neutre <10 ohms		ens	38 300	18	689 400
	Lanterne EP + ampoule 18 W+ raccord.		ens	33 500	49	1 641 500
	Câble	Câble HN33 S33 3X95 mm ² +50	MI	5 200	61	317 200
		Câble préassemblé 3X70 mm ² +54,6+16	MI	2 750	1 375	3 781 250
		Câble préassemblé 3X35 mm ² +54,6+16	MI	1 760	2 184	3 843 840
	Armement	Ensemble de suspension ES 54-14	u	6 550	39	255 450
		Ensemble d'ancrage simple avec PA 25	u	3 550	48	170 400
		Ensemble d'ancrage simple EAS 54-10	u	5 500	9	49 500
		Ensemble d'ancrage double EAD 54-10	u	11 000	23	253 000
	Connecteurs et accessoires	Connecteur CPB1 CT 70	u	2 400	83	199 200
		Connecteur CPB1 CT 25	u	2 100	28	58 800
		Capuchons d'extrémités CRR 16-70	u	650	101	65 650
Accessoires de raccordements et divers		ens	199 999	1	199 999	
Plan de recollement		u	100 000	1	100 000	
Elagage	Elagage	u	40 000	1	40 000	
Sous-total 2						26 960 239
Total Investissement						181 221 077

Coût de fonctionnement						
Rubrique	Sous-rubrique	Désignation	Prix unitaire	Qantité	Montant (FCFA HT)	
	solaire	Coût de maintenance (2% coût invest)			969 000	
		coût total fonctionnement partie solaire				969 000
	groupe électrogène	Coût de maintenance (20%) prix d'achat groupe			1760000	
		Dépenses combustible	640	35770	22892800	
		Dépense lubrifiant (10%)			2289280	
	Coût total fonctionnement partie groupe électrogène				26 942 080	
	Réseau électrique	Coût de maintenance (2% coût invest)			539204,78	
		coût de fonctionnement réseau électrique				539204,78
	Total coût de fonctionnement					28 450 285

Calcul des valeurs actualisées uniforme	
Coût investissement (FCFA)	181 221 077
Durée de vie du projet (an)	25
Taux d'intérêt bancaire	8%
facteur annuité	0,0937
valeur annuité investissement(FCFA)	16976569
taux d'actualisation	10,8%
coefficient d'actualisation uniforme	8,5463
valeur actualisé uniforme de l'investissement	145086365
valeur actualisé uniforme du coût de fonctionnement	243143850

Calcul des valeurs actualisées simple : cout remplacement				
Equipements	Durée de vie équipement (année)	Coût investissement (FCFA)	Coefficient d'actualisation	Valeur actualisée (FCFA)
Batteries	7	32 125 600	0,49	15670141,7
Onduleur	10	17 195 347	0,36	6166140
acessoire	10	9 777 095	0,36	3506002
groupe électrogène	8	8 800 000	0,44	3874044
Total valeur actualisée				29216328,2

Amortissement des équipements			
Equipement	Coût d'invest.	Durée de vie	Amortissement
Batterie	32 125 600	7	4 589 371
GE	8 800 000	8	1 100 000
Onduleur-réseau	6 572 731	10	657 273
Onduleur-chargeur	10 622 616	10	1 062 262
Accessoire	2 422 500	10	242 250
champ PV	48 450 000	25	1 938 000
Génie Civil	24 017 718	30	800 591
Ligne BT + poteux	26 820 239	30	894 008
Total	159 831 404		11 283 755
Autres équipements	21 389 673	25	855 587
Total			12 139 342

Pour Prix de vente du kWh à 140FCFA :

Année	0	1	2	3	4	5	6	7	8
Energie produite	361031	361031	359225,8601	357429,7308	355642,5821	353864,3692	352095,0474	350334,5722	348582,8993
Chiffre d'affaire (FCFA)		50544342,12	50291620,41	50040162,31	49789961,5	49541011,69	49293306,63	49046840,1	48801605,9
Investissement (FCFA)	181 221 077	-	-	-	-	-	-	-	-
cout fonctionnement(FCFA)	-	28 450 285	28 450 285	28 450 285	28 450 285	28 450 285	28 450 285	28 450 285	28 450 285
cout remplacement(FCFA)	-	-	-	-	-	-	-	32125600	8 800 000
amortissement (FCFA)	-	12139342	12139342	12139342	12139342	12139342	12139342	12139342	12139342
Résultat	-	40 589 626	40 589 626	40 589 626	40 589 626	40 589 626	40 589 626	72 715 226	49 389 626
Bénéfice avant impôt (FCFA)	-	9 954 716	9 701 994	9 450 536	9 200 335	8 951 385	8 703 680	-23 668 386	-588 021
impôt sur bénéfice	-	2986414,711	2910598,198	2835160,767	2760100,524	2685415,581	2611104,064	-	-
Bénéfice après impôt (FCFA)	-	6 968 301	6 791 396	6 615 375	6 440 235	6 265 970	6 092 576	-23 668 386	-588 021
valeur résiduelle	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Dotations aux	-	12 139 342	12 139 342	12 139 342	12 139 342	12 139 342	12 139 342	12 139 342	12 139 342
Cash flow	-	19 107 643	18 930 737	18 754 717	18 579 576	18 405 311	18 231 918	- 11 529 045	11 551 321
coefficient d'actualisation	-	0,902527076	0,814555123	0,735158053	0,663500048	0,598826758	0,540457363	0,487777403	0,440232313
cash flow actualisé (FCFA)	- 181 221 077,05	17 245 165	15 420 129	13 787 681	12 327 550	11 021 593	9 853 574	- 5 623 607	5 085 265
cash flow cumulé (FCFA)	- 181 221 077,05	-163 975 912	-148 555 783	-134 768 102	-122 440 552	-111 418 959	-101 565 385	-107 188 993	-102 103 728

9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
346839,9848	345105,7849	343380,2559	341663,3547	339955,0379	338255,2627	336563,9864	334881,1665	333206,7606	331540,7268
48557597,87	48314809,88	48073235,83	47832869,65	47593705,3	47355736,78	47118958,09	46883363,3	46648946,49	46415701,76
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
28 450 285	28 450 285	28 450 285	28 450 285	28 450 285	28 450 285	28 450 285	28 450 285	28 450 285	28 450 285
-	19 617 847	-	-	-	32125600	-	8800000	-	-
12139342	12139342	12139342	12139342	12139342	12139342	12139342	12139342	12139342	12139342
40 589 626	60 207 474	40 589 626	40 589 626	40 589 626	72 715 226	40 589 626	49 389 626	40 589 626	40 589 626
7 967 971	-11 892 664	7 483 609	7 243 243	7 004 079	-25 359 490	6 529 332	-2 506 263	6 059 320	5 826 075
2390391,435	-	2245082,823	2172972,969	2101223,665	-	1958799,502	-	1817796,02	1747822,6
5 577 580	-11 892 664	5 238 527	5 070 270	4 902 855	-25 359 490	4 570 532	-2 506 263	4 241 524	4 078 253
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
12 139 342	12 139 342	12 139 342	12 139 342	12 139 342	12 139 342	12 139 342	12 139 342	12 139 342	12 139 342
17 716 922	246 678	17 377 868	17 209 612	17 042 197	- 13 220 148	16 709 874	9 633 079	16 380 866	16 217 594
0,397321582	0,358593486	0,32364033	0,292094161	0,263622889	0,237926795	0,214735375	0,19380449	0,174913799	0,15786444
7 039 315	88 457	5 624 179	5 026 827	4 492 713	- 3 145 427	3 588 201	1 866 934	2 865 239	2 560 181
-95 064 413	-94 975 955	-89 351 776	-84 324 949	-79 832 236	-82 977 664	-79 389 463	-77 522 529	-74 657 289	-72 097 108

19	20	21	22	23	24	25
329883,0232	328233,6081	326592,44	324959,4778	323334,6804	321718,007	320109,417
46183623,25	45952705,13	45722941,6	45494326,9	45266855,26	45040520,99	44815318,38
-	-	-	-	-	-	-
28 450 285	28 450 285	28 450 285	28 450 285	28 450 285	28 450 285	28 450 285
-	19 617 847	32125600	-	-	8800000	-
12139342	12139342	12139342	12139342	12139342	12139342	12139342
40 589 626	60 207 474	72 715 226	40 589 626	40 589 626	49 389 626	40 589 626
5 593 997	-14 254 769	-26 992 285	4 904 700	4 677 229	-4 349 105	4 225 692
1678199,047	-	-	1471410,142	1403168,652	-	1267707,588
3 915 798	-14 254 769	-26 992 285	3 433 290	3 274 060	-4 349 105	2 957 984
-	-	-	-	-	-	976816
12 139 342	12 139 342	12 139 342	12 139 342	12 139 342	12 139 342	12 139 342
16 055 139	- 2 115 427	- 14 852 943	15 572 632	15 413 402	7 790 236	16 074 142
0,142476931	0,128589288	0,116055314	0,104743063	0,094533451	0,085318999	0,077002707
2 287 487	- 272 021	- 1 723 763	1 631 125	1 457 082	664 655	1 237 752
-69 809 621	-70 081 642	-71 805 405	-70 174 280	-68 717 198	-68 052 543	-66 814 790

TRI(%)	-6%
VAN	-66 814 790

Annexe 13 : Dimensionnement centrale PV avec stockage

Dimensionnement champ PV	
Demande énergétique journalière à satisfaire par le solaire (kWh/j)	664,05
l'irradiation moyenne: H (kWh/m ² /j)	5,89
η_{bat}	85%
η_{ond}	94%
facteur de réduction d'efficacité PV par température: Tp	90%
facteur de pertes (transport): ft	93%
Puissance crête: pc (kWc)	167,93

Configuration champ PV		
Nombre de modules en Série	19,03	19
Nombre de string	29,46	30
Nombre de modules	570	
Puissance totale installée (kWc)	171	

Onduleur réseau		Nombre d'Onduleur Sunny tripower 60
P_ondr (kW)	213,75	4

Dispositif de stockage	
Energie journalière(Wh)	664045,40
jour d'autonomie	0,63
Profondeur de décharge	60%
Tension service (V)	48
η_{bat}	85%
η_{ond}	94%
Pertes transport	93%
capacité batmin (Ah)	19318,87
Nouvelle capacité bat total(Ah)	21623,00

Caractéristiques de la batterie OPzV solar.power 3500		
capacité bat à c10	3089	
tension nominale batterie (V)	2	
Nombre de batterie en série	24	
Nombre de string de batteries	6,25	7
Nombre de batteries total	2	

Onduleur chargeur sunny island 8.0	
Type de branchement batterie-onduleur chargeur	système cluster: chaque string de bat connecté à 3 onduleurs
Nombre d'onduleur	21

Annexe 14 Evaluation économique centrale PV avec stockage

Coût investissement							
Rubrique	Sous-rubrique	Désignation	Unité	PU (FCFA HT)	Quantité	Montant (FCFA)	
CENTRALE ELECTRIQUE	Equipement de production énergétique	Champ photovoltaïque	KWc	500 000	171	85 500 000	
		Onduleur chargeur (8,0H kW)	U	1 770 436	21	37 179 157	
		Onduleur réseau (60 kW)	U	3 286 366	4	13 145 462	
		Capacité Batteries en 48 V - C10 Electrolyte	Ah	5 200	33 979	176 690 800	
		Câblage et accessoire (5% du coût PV)	Ens	4 275 000	1	4 275 000	
		ement de synchronisation (5% PV + Onduleur +	Ens	15 625 771	1	15 625 771	
		t de commande & protection (5% PV + Ondul	Ens	15 625 771	1	15 625 771	
		Main d'œuvre (5% du coût des équipements)	FF	17 402 098	1	17 402 098	
		Transport sur site (2% du coût des équipements)	FF	6 960 839	1	6 960 839	
	Génie Civil (main d'œuvre incluse)	Local technique type 1 (mur agglo 20x20x40, t	m2	100 000	65	6 500 000	
		Local gardien 16 m2 + toilette (mur agglo 15x	m2	150 000	16	2 400 000	
		Structure Support Modules	Ens.kWc	264 000	38	9 904 064	
		Bloc Fondation support modules (longrine b	Ens.kWc	75 000	38	2 813 654	
		Mur de clôture (muret de 0,5 surélevé de	MI	15 000	160	2 400 000	
	Sous-total 1						396 422 616
	RESEAU BASSE TENSION (Prix unitaire comprenant transport et pose)		Piquetage	MI	100	3 447	344 700
		Longueur du réseau	<i>Poteau métallique 8 m</i>	U	146 945	80	11 755 600
<i>Poteau métallique 12 m</i>			U	319 475	10	3 194 750	
Eclairage public et MALT		Mise à la terre du neutre <10 ohms	ens	38 300	18	689 400	
		Lanterne EP + ampoule 18 W+ raccord.	ens	33 500	49	1 641 500	
		Câble HN33 S33 3X95 mm ² +50	MI	5 200	61	317 200	
Câble		Câble préassemblé 3X70 mm ² +54,6+16	MI	2 750	1 375	3 781 250	
		Câble préassemblé 3X35 mm ² +54,6+16	MI	1 760	2 184	3 843 840	
		Ensemble de suspension ES 54-14	u	6 550	39	255 450	
Armement		Ensemble d'ancrage simple avec PA 25	u	3 550	48	170 400	
		Ensemble d'ancrage simple EAS 54-10	u	5 500	9	49 500	
		Ensemble d'ancrage double EAD 54-10	u	11 000	23	253 000	
		Connecteur CPB1 CT 70	u	2 400	83	199 200	
Connecteurs et accessoires		Connecteur CPB1 CT 25	u	2 100	28	58 800	
		Capuchons d'extrémités CRR 16-70	u	650	101	65 650	
		Accessoires de raccordements et divers	ens	199 999	1	199 999	
		Plan de recollement	u	100 000	1	100 000	
Elagage	Elagage	u	40 000	1	40 000		
Sous-total 2						26 960 239	
Total Investissement						423 382 855	

Coût de fonctionnement				
Sous-rubrique	Désignation	Prix unitaire	Quantité	Montant (FCFA HT)
solaire	Coût de maintenance (2% coût invest)			1 710 000
	coût total fonctionnement partie solaire			1 710 000
Réseau électrique	Coût de maintenance (2% coût invest)			539 205
	coût de fonctionnement réseau électrique			539 205
Total coût de fonctionnement				2 249 205

Calcul des valeurs actualisées uniforme	
Coût investissement (FCFA)	423 382 855
Durée de vie du projet (an)	25
Taux d'intérêt bancaire	8%
facteur annuité	0,0937
valeur annuité investissement(FCFA)	39 661 989
taux d'actualisation	10,8%
coefficient d'actualisation uniforme	8,5463
valeur actualisé uniforme de l'investissement	338 962 115
valeur actualisé uniforme du coût de fonctionnement	19 222 314

Calcul des valeurs actualisées simple : cout remplacement				
Equipements	Durée de vie équipement (année)	Coût investissement (FCFA)	Coefficient d'actualisation	Valeur actualisée (FCFA)
Batteries	7	176 690 800	0,49	86 185 779,58
Onduleur	10	50 324 619	0,36	18 046 080,62
acessoire	10	31 251 542	0,36	11 206 599,36
Total valeur actualisée				115 438 459,56

Cacul du prix de revient du kWh	
Rubriques	valeur actualisée (FCFA)
valeur actualisé uniforme de l'investissement	338 962 115,39
valeur actualisé uniforme du coût de fonctionnement	19 222 314,12
valeur actualisée simple	115 438 459,56
valeur résiduelle (-10%)	- 3 260 162,58
coût actualisé du projet	470 362 726,48
Energie annuelle produite (kWh)	361 031,02
production physique actualisée (kWh)	2 977 920,09
coût de revient actualisé du projet	157,950
	158

Annexe 15 : Dimensionnement Centrale à groupe électrogène Diesel

heure	Consommation journalière	facteur pointe	facteur perte transport	puissance groupe (kW)	puissance appelée (kVA)	Puissance groupe choisi
0	28,1495	1,2	0,93	36,32193548	40,35770609	45kVA/36kW
1	19,7395			25,47032258	28,30035842	
2	22,6195			29,18645161	32,42939068	
3	22,6195			29,18645161	32,42939068	
4	22,6195			29,18645161	32,42939068	
5	24,5669			31,69922581	35,22136201	
6	16,9394			21,85729032	24,28587814	
7	7,4			9,548387097	10,609319	17,6 kVA/16 kW
8	4,428			5,713548387	6,348387097	
9	11,356			14,65290323	16,28100358	45kVA/36kW
10	17,5888			22,69522581	25,21691756	
11	21,3938			27,60490323	30,6721147	17,6kVA/16 kW
12	18,6658			24,08490323	26,76100358	
13	10,6578			13,752	15,28	45kVA/36kW
14	13,6018			17,55070968	19,50078853	
15	14,8976			19,22270968	21,35856631	80kVA/64kW
16	18,4026			23,74529032	26,38365591	
17	39,0438			50,37909677	55,97677419	45kVA/36kW
18	49,9568			64,4603871	71,62265233	
19	54,8701			70,80012903	78,66681004	
20	48,7966			62,96335484	69,95928315	45kVA/36kW
21	23,3094			30,07664516	33,41849462	
22	20,3879			26,30696774	29,22996416	
23	28,5405	36,82645161	40,91827957			

Annexe 16 : Evaluation économique de la centrale Diesel

Coût investissement							
Rubrique	Sous-rubrique	Désignation	Unité	PU (FCFA HT)	Quantité	Montant (FCFA)	
CENTRALE ELECTRIQUE	Equipement de production énergétique	Groupe électrogène : 80 kVA	kVA	110 000	80	8 800 000	
		Groupe électrogène : 45 kVA	kVA	110 000	45	4 950 000	
		Groupe électrogène : 17,6kVA	kVA	110 000	18	1 936 000	
		stockage carburant groupe électrogène (6	Ens	5 904 000	1	5 904 000	
		Câblage et accessoire (5% du coût gd)	Ens	784 300	1	784 300	
		Equipement de synchronisation (5% gd)	Ens	784 300	1	784 300	
		quipement de commande & protection (5%	Ens	784 300	1	784 300	
		Main d'œuvre (5% du coût des équipements)	FF	1 197 145	1	1 197 145	
		Transport sur site (2% du coût des équipements)	FF	478 858	1	478 858	
	Génie Civil (main d'œuvre incluse)	Local technique type 1 (mur agglo 20x20x40, t	m2	100 000	65	6 500 000	
		Local gardien 16 m2 + toilette (mur agglo 15x	m2	150 000	16	2 400 000	
		Structure Support Modules	Ens.kWc	264 000	38	9 904 064	
		Bloc Fondation support modules (longrine b	Ens.kWc	75 000	38	2 813 654	
		Mur de clôture (muret de 0,5 surélevé de	MI	15 000	160	2 400 000	
	Sous-total 1					49 636 621	
	RESEAU BASSE TENSION (Prix unitaire comprenant transport et p	Longueur du réseau	Piquetage	MI	100	3 447	344 700
			Poteau métallique 8 m	U	146 945	80	11 755 600
			Poteau métallique 12 m	U	319 475	10	3 194 750
Eclairage public et		Mise à la terre du neutre <10 ohms	ens	38 300	18	689 400	
		Lanterne EP + ampoule 18 W+ raccord.	ens	33 500	49	1 641 500	
Câble		Câble HN33 S33 3X95 mm ² +50	MI	5 200	61	317 200	
		Câble préassemblé 3X70 mm ² +54,6+16	MI	2 750	1 375	3 781 250	
		Câble préassemblé 3X35 mm ² +54,6+16	MI	1 760	2 184	3 843 840	
Armement		Ensemble de suspension ES 54-14	u	6 550	39	255 450	
		Ensemble d'ancrage simple avec PA 25	u	3 550	48	170 400	
		Ensemble d'ancrage simple EAS 54-10	u	5 500	9	49 500	
		Ensemble d'ancrage double EAD 54-10	u	11 000	23	253 000	
Connecteurs et accessoires		Connecteur CPB1 CT 70	u	2 400	83	199 200	
		Connecteur CPB1 CT 25	u	2 100	28	58 800	
		Capuchons d'extrémités CRR 16-70	u	650	101	65 650	
	Accessoires de raccordements et divers	ens	199 999	1	199 999		
	Plan de recollement	u	100 000	1	100 000		
Elagage	Elagage	u	40 000	1	40 000		
Sous-total 2					26 960 239		
Total Investissement					76 596 860		

Coût de fonctionnement					
Rubrique	Sous-rubrique	Désignation	Prix unitaire	Qantité	Montant (FCFA HT)
	groupe électrogène	Coût de maintenance (20%) prix d'achat groupe			3137200
		Dépenses combustible	640	69386,5	44407360
		Dépense lubrifiant (10%)			4440736
		Coût total fonctionnement partie groupe électrogène			
	Réseau électrique	Coût de maintenance (2% coût invest)			539204,78
		coût de fonctionnement réseau électrique			
Total coût de fonctionnement					52 524 501

Calcul des valeurs actualisées uniforme	
Coût investissement (FCFA)	76 596 860
Durée de vie du projet (an)	25
Taux d'intérêt bancaire	8%
facteur annuité	0,0937
valeur annuité investissement(FCFA)	7175500
taux d'actualisation	10,8%
coefficient d'actualisation uniforme	8,5463
valeur actualisé uniforme de l'investissement	61323772
valeur actualisé uniforme du coût de fonctionnement	448888630

Calcul des valeurs actualisées simple : cout remplacement				
Equipements	Durée de vie équipement (année)	Coût investissement (FCFA)	Coefficient d'actualisation	Valeur actualisée (FCFA)
acessoire	10	1 568 600	0,36	562490
GE 17,6 kVA	4	1 936 000	0,66	1284536
GE 45 kVA	11	4 950 000	0,32	1602020
GE 80 kVA	14	8 800 000	0,24	2093756
Total valeur actualisée				5542801,27

Calcul du prix de revient du kWh	
Rubriques	valeur actualisée (FCFA)
valeur actualisé uniforme de l'investissement	61323772
valeur actualisé uniforme du coût de fonctionnement	448888630
valeur actualisée simple	5542801
valeur résiduelle (-10%)	-589816,5528
coût actualisé du projet	515165387
Energie annuelle produite (kWh)	361031
production physique actualisée (kWh)	2977920
	172,995
coût de revient actualisé du projet	173