



ETUDE COMPARATIVE DES TECHNOLOGIES DE PRODUCTION D'ELECTRICITE (MINI RESEAU SOLAIRE) EN COTE D'IVOIRE AVEC ETUDE DE CAS

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

Présenté et soutenu publiquement le [Date] par

Julien Tapekan KOUADIO

Travaux dirigés par :

Dr OUEDRAOGO Bachir Ismael, Enseignant, Centre Commun de Recherche-Energie et Habitat

Durable 2iE, CCR-EHD

N'GORAN Konan Norbert, Ingénieur, Directeur des Energies Nouvelles et Renouvelables

(DENR) au **MINISTERE DU PETROLE ET DE L'ENERGIE (MPE)**

DIRECTION GENERALE DE L'ENERGIE (DGE)

Jury d'évaluation du stage :

Président : **Dr Ahmed BAGRE**

Membres et correcteurs : **Henri KOTTIN**

Dr OUEDRAOGO Bachir Ismael

Promotion [2013/2014]

DEDICACE

A celui qui était qui est et qui vient...

A mes parents pour leurs soutiens et prières tout au long de cette aventure.

A mes frères et sœurs pour leurs soutiens multiforme et leurs encouragements.

A mes frères et sœurs du Ministère Catholique Péniel JP II pour leurs soutiens spirituels et
leurs encouragements.

A mon frère, ami YOBOUE Beaulois Serge pour son encouragement, son soutien moral et
financier.

REMERCIEMENT

Au terme de ce stage de fin de cycle, il m'est particulièrement agréable d'exprimer ma gratitude à toute l'équipe du **Ministère du Pétrole et de l'Energie de la Côte d'Ivoire**, plus particulièrement au Directeur Général de l'Energie **Mr CISSE Sabati** et au Directeur des Energies Nouvelles et Renouvelables **Mr N'GORAN Konan Norbert** de m'avoir accepté dans leur direction.

Mes vifs remerciements à mes tuteurs de stage messieurs **N'GORAN Konan Norbert**, **KOBLAN Alouko Narcisse**, pour leur grand soutien. Vos différentes actions m'ont été bénéfiques et précieuses.

Je remercie également, le **Dr OUEDRAOGO Bachir Ismael** mon tuteur de stage du 2iE pour son apport appréciable. Vos précieux conseils ont été décisifs au cours de ce stage.

Au responsable pédagogique, **Mr SIDIBE Sayon**, et à toute l'équipe du Centre Commun de Recherche Energie et Habitat Durable, toute ma gratitude et bon courage à tous car les défis à relever sont énormes.

Je me fais un devoir de remercier également toutes les personnes qui de près ou de loin m'ont aidé au cours de ces années d'études. Une mention spéciale pour **Mr YOBOUE Beaulois Serge** et **Mr KOUASSI Békanti Anicet Bonaventure** pour leurs apports financiers.

Je tiens à remercier mon père spirituel **Mr KOSSONOU Steven** pour son soutien spirituel.

Je tiens à remercier aussi mes frères et sœurs pour leur soutien infaillible.

Enfin, c'est avec beaucoup de plaisir qu'il m'est donné aujourd'hui d'exprimer ma reconnaissance envers mes amis stagiaires à tous ceux que je n'ai pu citer, trouver ici, l'expression de ma profonde gratitude.

RESUME

L'électrification décentralisée constitue aujourd'hui un moyen efficace de lutte contre la pauvreté et le développement des populations vivant dans les zones éloignées du réseau national interconnecté. La réalisation d'un système d'énergie hybride en milieu rural, pour plus d'efficacité demande une étude d'optimisation.

L'étude de l'optimisation du système PV/diesel pour l'électrification de la ville de Sanhala dont la pointe de puissance est de 325 kW va permettre d'avoir les détails technico-économiques du système PV/Diesel optimal.

L'optimisation effectuée à l'aide du logiciel HOMER révèle que le système PV/Diesel optimal de taux d'hybridation 70% PV et 30% Diesel est composé d'un champ PV d'une puissance de 756,5 kWc, de deux groupes Diesel de puissance 50 kW et 200 kW et d'un parc de batterie d'une capacité de 1152 kWh avec un coût du kWh (LCOE) de 0,43 \$/kWh. Cette valeur du LCOE peut être améliorée si l'Etat ivoirien parvient à investir à ses propres fonds. Cela pourrait entraîner une diminution du LCOE de 38% passant de 0,43 \$/kWh à 0,268 \$/kWh.

Mots clés : Système d'énergie hybride, Générateur Photovoltaïque, Groupe Diesel, Optimisation

ABSTRACT

The decentralized electrification is now an effective way to fight against poverty and development of populations living in remote areas of the interconnected national grid. The realization of a hybrid energy system in rural areas, for greater efficiency demand an optimization study.

The study of the optimization of PV / diesel systems for the electrification of the city of Sanhala whose peak power of 325 kilowatts will allow to have the technical and economic details of the PV / Diesel optimal system.

The optimization performed using homer software indicates that the PV system / Diesel hybridization rate optimal PV 70% diesel and 30% consists of a PV array with a capacity of 756.5 kWp of two diesels generators with an output of 50 kilowatts and 200 kilowatts and a battery bank with a capacity of 1152 kWh with a cost per kWh (LCOE) of \$ 0.43/kWh. This value can be improved LCOE the Ivorian state manages to invest its own funds. This could lead to a decrease in the LCOE of 38% from \$ 0.43/kWh to \$ 0.268/kWh.

Keywords : Hybrid Energy System, Photovoltaic Generator, Generator, optimization

LISTE DES ABREVIATIONS

SEH : Système d'énergie hybride

PV : Photovoltaïque

AC : Courant Alternatif

CC : Courant continu

DC : Courant continu

Wh : Wattheure

kWh : Kilowattheure

Ah : Ampèreheure

kva : Kilovoltampère

kWc: Kilowatt Crête

LCOE : Levilised Cost Of Electricity (Coût moyen actualisé de l'énergie)

NPC : Net Present Cost

Abréviation	Unité	Dénomination
P_c	kWc	Puissance crête du générateur PV
E_j	kWh	Besoin journalier
H_j	h/j	Rayonnement moyen journalier du mois le plus défavorable sur le plan des panneaux solaires
η_{Rég}	%	Rendement du régulateur de charge
η_{batt}	%	Rendement de la batterie d'accumulateur
η_{ond}	%	Rendement de l'onduleur
T_p	%	Facteur de réduction d'efficacité, haute température = 0,9
N_{MS}		Nombre de module en série
V_{gén}	V	Tension du générateur PV
V_{mod}	V	Tension du module
N_{BPM}		Nombre de branche parallèle
P_{cmin}	kWc	Puissance crête minimale du générateur
P_m	Wc	Puissance crête d'un module
P_{C_gén}	Wc	Puissance crête du générateur
N_{TM}		Nombre totale module
S_M	m²	Surface d'un module
V_{oc}	V	Tension à vide d'un module
P_n	VA	Puissance nominale de l'onduleur
V_{max_onduleur}	V	Tension maximale de l'onduleur
V_{min_onduleur}	V	Tension minimale de l'onduleur

Abréviation	Unité	Dénomination
V_{mpp}	V	Tension nominale d'un module
I_{SC}	A	Courant de court-circuit d'un module
I_{max_onduleur}	A	Courant maximal à l'entrée de l'onduleur
P_{n_DC}	kWc	Puissance nominale DC de l'onduleur
f_t	%	Facteur de perte (transport)= 0,93
f_p		Facteur sur la puissance de pointe = 1,2
P_p	kW	Puissance de pointe
P_{GE_max}	kW	Puissance maximale du groupe diesel
C_{fuel}	l/kWh	Consommation spécifique du combustible = 0,4 litre/kWh
T_{marche}	Heure	Nombre d'heure ou la charge du village est supérieur à 0,35* P _{GE_max}
t_{vie}	Heure	Durée de vie du groupe électrogène (heure d'opération)
P_{app}	kva	Puissance appelée par le groupe électrogène
D_{GE}	Ans	Durée de vie du groupe électrogène
C_{vol_fuel}	Litre	Combustible consommé

TABLE DES MATIERES

DEDICACE	I
REMERCIEMENT.....	II
RESUME.....	III
ABSTRACT.....	IV
LISTE DES ABREVIATIONS	V
TABLE DES MATIERES	VII
LISTE DES FIGURES	X
LISTE DES TABLEAUX.....	XI
I. INTRODUCTION	1
II. 1 ^{ERE} PARTIE.....	2
A. PRESENTATION DU PROJET.....	2
1. Contexte de l'étude.....	2
2. Problématique	2
3. Objectif de l'étude	2
4. Méthodologie de l'étude	3
B. PRESENTATION DE LA STRUCTURE D'ACCUEIL.....	4
1. Historique	4
2. Organisation administrative.....	5
3. Département d'accueil	6
III. 2 ^{EME} PARTIE	7
A. SITUATION ACTUELLE DU SYSTEME DE PRODUCTION ENERGETIQUE DE LA COTE D'IVOIRE.....	7
1. Capacité électrique installée	7
2. Electrification rurale	9
B. LA RESSOURCE D'ENERGIE SOLAIRE EN COTE D'IVOIRE.....	9
IV. 2 ^{EME} PARTIE	12
A. ETUDE BIBLIOGRAPHIQUE	12
1. Mini réseau.....	12
2. Systèmes d'énergie hybride.....	13
a) Définition	13
b) Les principaux composants des systèmes d'énergie hybride PV/diesel.....	13
(1) Générateur photovoltaïque	13
(2) Générateur Diésel	15
(3) Système de stockage	17
(4) Convertisseur.....	19

(5) Charges	20
c) Les différents types de Configuration de mini réseau PV/Diesel.....	20
(1) Configuration série	21
(2) Configuration commuté	22
(3) Configuration parallèle.....	23
(4) Les avantages et inconvénients des différentes configurations.....	24
V. 4^{EME} PARTIE	26
A. METHODOLOGIE DE DIMENSIONNEMENT TECHNICO-ECONOMIQUE DES MINI RESEAUX PV/DIESEL.....	26
1. <i>Méthodologie de dimensionnement des mini réseaux PV/Diesel.....</i>	26
a) Formules usuelles pour le dimensionnement des composants des systèmes d'énergie hybride PV/Diesel.....	26
(1) Le générateur photovoltaïque	26
(a) Calcul de la puissance du générateur PV	27
(b) Choix de l'onduleur	28
(c) Calcul de la capacité de la batterie d'accumulateur	28
(2) Le générateur diesel.....	29
2. <i>Analyse technico-économique des systèmes d'énergie hybride</i>	30
a) Formules usuelles de l'analyse technico-économique des systèmes d'énergie hybride.....	30
b) Les logiciels d'analyse technico-économique des systèmes d'énergie hybride ..	31
c) Présentation d'HOMER	32
VI. 5^{EME} PARTIE	34
A. ETUDE DE CAS	34
1. <i>Détermination de la courbe de charge moyenne de la ville de Sanhala</i>	34
2. <i>Dimensionnement du mini réseau PV/Diesel de la ville de Sanhala</i>	36
a) Les hypothèses de dimensionnement technico-économique du mini réseau PV/Diesel de la localité de Sanhala	36
b) Analyse technico-économique du mini réseau PV/Diesel de Sanhala à l'aide du logiciel HOMER.....	39
c) Analyse de la sensibilité de certains paramètres sur le système optimal	40
(1) Analyse de la sensibilité de la variation du taux d'intérêt sur le système optimal	40
(2) Analyse de la sensibilité de la variation du facteur multiplicateur du coût du PV sur le système optimal	41
(3) Analyse de la sensibilité de la variation du coût du litre de gasoil sur le système optimal	41
(4) Analyse de la sensibilité de la variation de l'ensoleillement moyen sur le système optimal	42
d) Comparaison du système optimal au Groupe Diesel et au réseau électrique	44
(1) Comparaison du système optimal avec le groupe Diesel	44
(2) Comparaison du système optimal avec la construction du réseau	44
3. <i>Perspectives et recommandations</i>	46

VII. CONCLUSION	47
REFERENCE BIBLIOGRAPHIQUE	48
LISTE DES ANNEXES.....	I

LISTE DES FIGURES

Figure 1: Organigramme du Ministère du Pétrole et de l'Energie de la Côte d'Ivoire.....	6
Figure 2: Répartition de la production brute de l'énergie en 2014 par centrale[2]	7
Figure 3: Le réseau électrique ivoirien[3].....	8
Figure 4: Nombre d'heure d'ensoleillement de la Côte d'ivoire	11
Figure 5: Configuration d'un mini réseau	12
Figure 6: Configuration d'un groupe diesel	16
Figure 7: Système hybride PV - Diesel série[14]	21
Figure 8: Système hybride PV - Diesel commuté[14]	22
Figure 9: Système hybride PV - Diesel parallèle[14]	23
Figure 10: Carte de l'ensoleillement annuel moyen sur le plan horizontal de la Côte d'Ivoire[17]	35
Figure 11: La courbe de charge de la ville de Sanhala	35
Figure 12: Courbe de l'ensoleillement de Tingréla.....	36
Figure 13: Résultats de l'optimisation du mini réseau solaire PV/Diesel de la localité de Sanhala	39
Figure 15: Courbe de la variation du taux d'intérêt en fonction du LCOE du système optimal	40
Figure 16: Courbe de la variation du facteur multiplicateur du coût du PV en fonction du LCOE du système optimal	41
Figure 17: Courbe de la variation du coût du litre de gasoil en fonction du LCOE du système optimal	42
Figure 18: Courbe de la variation de l'ensoleillement moyen en fonction du LCOE du système optimal.....	43
Figure 14: Courbe de comparaison du système optimal à l'extension du réseau électrique	45

LISTE DES TABLEAUX

Tableau 1: Caractéristiques principales du système électrique ivoirien[2].....	8
Tableau 2: Données de l'ensoleillement annuel moyen de 25 villes de la Côte d'Ivoire (RETScreen).....	9
Tableau 3: Classification des SEH par gamme de puissance[9].....	13
Tableau 4: Rendement des modules photovoltaïques[11]	14
Tableau 5: Caractéristiques des différentes technologies de stockage[14]	18
Tableau 6: Avantages et inconvénients des différentes configurations de système d'énergie hybride	25
Tableau 7: Tension du générateur en fonction de la puissance du générateur PV.....	28
Tableau 8: les hypothèses de dimensionnement technico-économique du mini réseau solaire PV/Diesel de la localité de Sanhala	37
Tableau 9: Résultat du dimensionnement du PV à 100% de la charge	38
Tableau 10: Résultat du dimensionnement des groupes diesels.....	38

I. Introduction

L'Afrique de l'Ouest compte près de 100 millions de pauvres, et 44 % de la population vit donc en dessous du seuil de pauvreté monétaire évalué à 1 dollar USD par jour et par personne[1]. Ces populations vivent la plupart du temps dans les zones rurales. Et leur développement socio-économique passe premièrement par l'accès à l'énergie électrique. Leur raccordement au réseau électrique national demande des coûts considérables. Recourir aux énergies fossiles à travers des groupes diesels est désavantageux à cause de leur coût qui ne cesse de s'accroître, étant donné que la ressource (le pétrole) est portée à disparaître et les coûts de transport et d'entretien sont élevés. Ces énergies sont aussi source de gaz à effet de serre.

Le paradoxe c'est que l'Afrique dispose de plusieurs ressources renouvelables sous exploitées (74% du continent reçoit un ensoleillement moyen annuel supérieur à 1900 kWh/m²/an). La disponibilité et la gratuité de la ressource solaire fait d'elle la solution pour l'électrification des zones rurales isolées. Cependant le caractère aléatoire du solaire fait intervenir des systèmes de secours (groupe diesel, batterie, etc.). Ainsi la combinaison du solaire avec ces technologies de secours et/ou d'autres sources d'énergie renouvelable est appelée système d'énergie hybride. Ces systèmes d'énergie hybride offrent une plus grande sûreté d'approvisionnement des consommateurs à travers des réseaux locaux (mini réseau) basse tension. Il existe plusieurs mini réseaux solaires :

- Mini réseau PV-éolienne avec ou sans stockage
- Mini réseau PV-diesel avec ou sans stockage
- Mini réseau PV-hydraulique avec ou sans stockage
- Mini réseau PV avec stockage

Mais dans le cadre de la rédaction de notre mémoire, nous nous focaliserons sur l'analyse technico-économique des mini réseaux PV/diesel.

II. 1^{ère} Partie

A. *Présentation du projet*

1. Contexte de l'étude

La Côte d'Ivoire a fait de l'accès des populations à l'électricité une composante essentielle de lutte contre la pauvreté. La plupart des grandes localités (préfectures et sous-préfectures) sont électrifiées. Ceci fait de la Côte d'Ivoire un pays dont le taux de couverture est de 38% avec un taux d'accès à l'électricité de 77% [2]. Malgré ces nombreux efforts consentis par l'Etat ivoirien, une importante partie de la population (celle des zones rurales) reste en marge de cette électrification. Cette situation représente un obstacle au développement économique et social de ces zones et favorise aussi l'expansion de la pauvreté dans ces zones. Le coût élevé de la connexion de ces populations au réseau national représente l'obstacle majeur de cette situation. Recourir aux technologies de mini réseau solaire utilisant les énergies renouvelables (l'énergie solaire, l'énergie éolienne, l'énergie hydraulique etc.) représentent une solution. Ces énergies dont dispose la Côte d'Ivoire restent encore sous exploitées.

C'est dans un double souci de faire face à cette situation d'électrification des zones rurales et de promouvoir le secteur des énergies renouvelables (solaire) que la Direction Générale de l'Energie dont l'une des missions est d'explorer les différents axes de développement du secteur énergétique, a décidé de réaliser une étude des différentes technologies de mini réseau solaire.

2. Problématique

La problématique qui a suscité cette étude est la suivante :

Comment trouver à l'aide du logiciel HOMER le taux d'hybridation optimal du mini réseau solaire PV/diesel de la localité de Sanhala ?

3. Objectif de l'étude

L'objectif principal de cette étude est de proposer à la Direction Générale de l'Energie de la Côte d'Ivoire des éléments d'analyse technico-économique d'optimisation des mini réseaux solaires PV/Diesel qui lui permettront de :

- Répondre au besoin en électricité des populations des zones rurales
- Fournir de l'électricité à faible coût et accessible à toutes les couches de la population
- Développer le secteur de l'énergie solaire par la création d'emplois.

4. Méthodologie de l'étude

Pour mener à bien cette étude, nous allons :

- Faire l'état des lieux de la production énergétique de la Côte d'Ivoire. Dans cette partie, nous présenterons la capacité électrique installée en Côte d'Ivoire et donnerons les informations relatives à l'électrification rurale en Côte d'Ivoire.
- Montrer la disponibilité de la ressource solaire sur le territoire ivoirien, plus précisément dans le nord de la Côte d'Ivoire.
- Présenter les différents composants d'un mini réseau solaire PV/Diesel avec les différentes configurations existantes.
- Définir une méthodologie de dimensionnement technico-économique adaptée aux différentes configurations PV/diesel.
- Présenter le logiciel d'optimisation HOMER
- Faire l'optimisation du mini réseau PV/Diesel de la localité de Sanhala à l'aide du logiciel HOMER. Dans cette partie nous étudierons la sensibilité de certains paramètres tels que le taux d'intérêt, prix du carburant, prix du PV et le niveau d'ensoleillement sur le système optimal obtenu, puis nous comparerons le système optimal aux systèmes généralement utilisés dans l'électrification rurale (Groupe Diesel et réseau électrique national).

B. Présentation de la structure d'accueil

1. Historique

Le Ministère du pétrole et de l'énergie a vu le jour suite à plusieurs décrets qui sont les suivants :

- En 1963, par le décret n° 63-77 du 28 février 1963, les questions d'énergie à travers la Direction de l'Energie et de la production industrielle étaient dévolues au Ministère des Finances, des Affaires Economiques et du Plan.
- En 1966, il a été créé le Ministère délégué au Plan par le décret n°66-46 du 08 mars 1966. Ce Ministère à travers la Direction du Contrôle des Energies et des Opérations de Développement était chargé des questions d'énergie.
- La Direction en charge de l'énergie est restée sous la tutelle du Ministère du Plan jusqu'en 1981. A partir de cette date, elle a été placée sous la tutelle du Ministère du Plan et de l'Industrie et précisément à l'industrie à travers la Sous-Direction Energie, Pétrochimie et Mines.
- En 1991 avec la signature du décret n°91-64 portant organisation du Ministère de l'Industrie, des Mines et de l'Energie, le département en charge de l'énergie a été confié à la Direction des Hydrocarbures et de l'Energie.
- A partir du décret n°91-806 du 11 décembre 1991, portant attribution des membres du gouvernement, il a été créé le Ministère des Mines et de l'Energie.
- Par le décret n°92-104 du 04 mars 1992 portant organisation du Ministère des Mines et de l'Energie, la Direction des Hydrocarbures et de l'Energie a été transféré dans ledit Ministère.
- La Direction de l'Energie a été dissociée de la direction des Hydrocarbures pour devenir la Direction de l'Energie Electrique et des Energies Nouvelles par le décret n°94-120 Mines et de l'Energie.
- En 1996, la Direction de l'Energie Electrique et des Energies Nouvelles a été confiée au Ministère délégué auprès du Ministre des Infrastructures Economiques chargé de

l'Energie et des Transports par le décret n°96-244 du 13 mars 1996 portant organisation dudit Ministère.

- La Direction de l'Energie a été créée par le décret n°98-633 du 11 novembre 1998 portant organisation Ministère des Mines et de l'Energie. Elle est devenue Direction Générale de l'Electricité par le décret n°2008-155 du 28 avril 2008 portant organisation du Ministère des Mines et de l'Energie puis finalement Direction Générale de l'Energie par le décret n°2009-399 du 17 décembre 2009, portant organisation du Ministère des Mines et de l'Energie.

2. Organisation administrative

Le Ministère du Pétrole et de l'Energie est composé de :

- Secrétariat Général
- Cabinet
- Services rattachés
- La Direction des Mines et de Géologie
- La Direction Générale de l'Energie
- Services Extérieurs

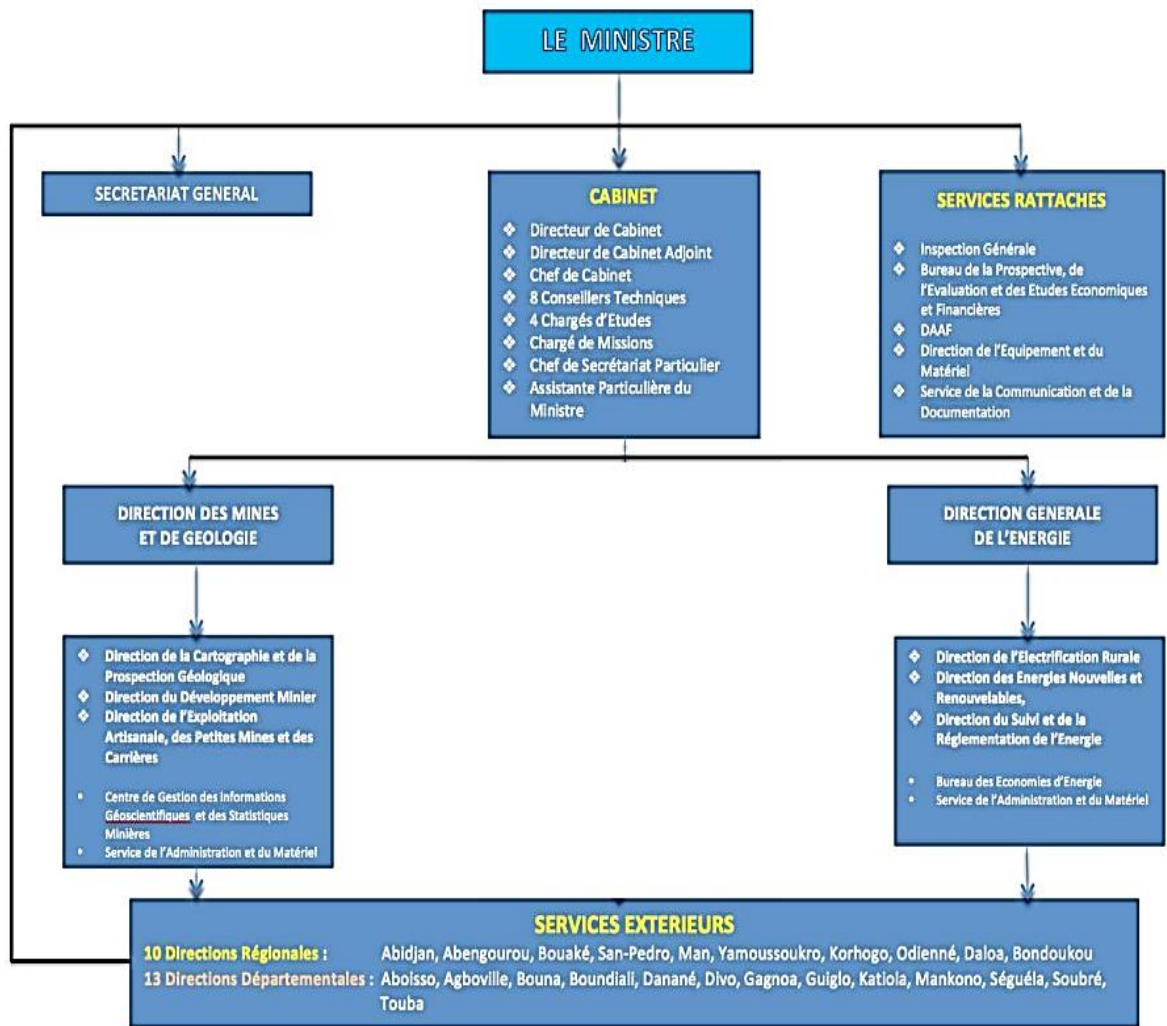


Figure 1: Organigramme du Ministère du Pétrole et de l'Energie de la Côte d'Ivoire

3. Département d'accueil

Nous avons été accueillis par la Direction Générale de l'Energie. Ce département assure l'interface entre le cabinet du Ministre et les structures sous tutelle du secteur de l'électricité (Direction de l'Electrification Rurale, Direction des Energies Nouvelles et Renouvelables, Direction du Suivi et de la Réglementation de l'Energie). Elle joue le rôle de superviseur et de contrôleur des activités. Elle initie et propose des programmes de développement.

III. 2^{ème} Partie

A. Situation actuelle du système de production énergétique de la Côte d'Ivoire

1. Capacité électrique installée

A l'origine la Côte d'Ivoire ne disposait que d'une production essentiellement hydraulique et cette production était assurée par les barrages hydroélectriques d'Ayamé 1, Ayamé 2, Kossou, Taabo, Buyo et Faye. Mais aujourd'hui, en plus de ces barrages hydroélectriques, elle dispose aussi d'un certain nombre de centrales thermiques telles que : La centrale à Gaz de Vridi, CIPREL (Compagnie Ivoirienne de Production d'Electricité), AZITO ENERGIE et AGGREKO.

Toutes ces centrales permettent à la Côte d'Ivoire de totaliser 1632 MW[2] (31 décembre 2014) comme capacité électrique installée.

La puissance totale installée des groupes hydroélectriques est de 604 MW et celle des groupes thermiques s'élève à 1028 MW dont 928 MW sont exploités par les producteurs indépendants d'électricité à savoir, CIPREL (432 MW) AZITO ENERGIE (296 MW) et AGGREKO (200 MW)

Il existe aussi près de 62 centrales isolées (groupe Diesel) qui assurent l'alimentation de certaines localités éloignées du réseau électrique national.

En 2014 l'ensemble du système électrique ivoirien a produit 8215 GWh dont 13,2 GWh par les centrales isolées[2].



Figure 2: Répartition de la production brute de l'énergie en 2014 par centrale[2]

Avec cette capacité électrique installée, la Côte d'Ivoire dispose de lignes électriques de transport, d'interconnexion et de distribution ainsi que de postes de transformation.

Tableau 1: Caractéristiques principales du système électrique ivoirien[2]

	Désignation	Caractéristiques
Réseau HTB	Longueur lignes 225 kV (km)	2 088 km
	Longueur lignes 90 kV (km)	2 641 km
	Longueur totale lignes HTB (km)	4 729 km
Réseau HTA	Longueur lignes HTA (km)	21 718 km
Réseau BTA	Longueur lignes BTA (km)	18 737 km
Poste source	Nombre de postes 225/90 kV (HTB/HTB)	14
	Nombre de postes 90 kV HTB/HTA)	32
	Nombre de postes HTA/HTA	10
Transformateur	Nombre de transformateurs 225/90 kV (HTB/HTB)	20
	Nombre de transformateurs 90/MT (HTB/HTA)	110
	Nombre de transformateur HTA/BTA	9 801

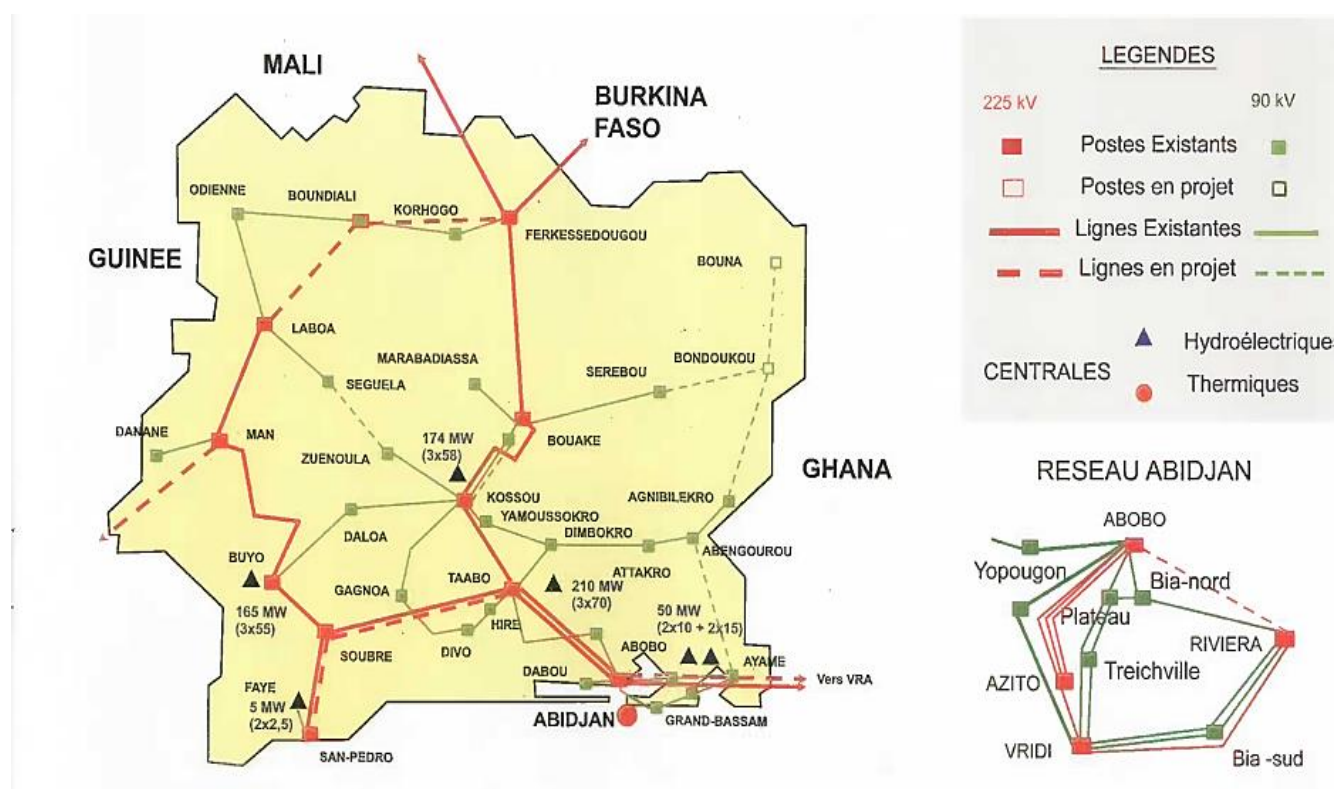


Figure 3: Le réseau électrique ivoirien[3]

2. Electrification rurale

Au début des années 60, la Côte d'Ivoire comptait près de 8513 localités non électrifiées. Mais ce chiffre est passé de 8513 à 5239 soit un total de 3274 localités électrifiées à la fin de l'année 2014[4]. Aujourd'hui, ces 5239 localités représentent pour la Côte d'Ivoire, le nouveau besoin à couvrir. Ces localités non électrifiées sont réparties de façon inégale sur toute l'étendue du pays. Il y'a parmi elles d'autres qui sont proches du réseau national et d'autres qui en sont éloignées. Le raccordement de ces dernières au réseau national nécessite des investissements considérables pour le gouvernement ivoirien. Comme réponse à cette situation, le gouvernement s'est tourné vers l'utilisation des mini réseaux solaires décentralisés avec pour objectifs répondre au besoin d'électricité à moindre coût et accessible à toutes les franges de la population tout en développant le secteur des énergies solaires.

B. La ressource d'énergie solaire en Côte d'ivoire

Dans cette partie de notre mémoire, nous allons montrer qu'il existe des régions de la Côte d'Ivoire où la ressource solaire est favorable à l'utilisation des mini réseaux solaires.

En matière d'énergie solaire, l'ensoleillement annuel moyen sur le plan horizontal pour la Côte d'Ivoire est de 5,07 kWh/m²/j pour un échantillon de 25 villes de la Côte d'Ivoire. Ces 25 villes nous ont été données par RETScreen.

Parmi ces 25 villes, celle qui a la plus faible valeur de l'ensoleillement annuel moyen est la ville d'Abidjan avec un ensoleillement annuel moyen de 4,63 kWh/m²/j.

Tableau 2: Données de l'ensoleillement annuel moyen de 25 villes de la Côte d'Ivoire (RETScreen)

Ville de la Côte d'Ivoire	Ensoleillement moyen (kWh/m ² /j)
Abengourou	4,83
Abidjan	4,63
Agnibilékro	4,85
Anyama	4,75
Bondoukou	5,07
Bouake	5,03
Bouna	5,36
Boundiali	5,53
Dabakala	5,09
Daloa	4,91
Dimbokro	4,89

Ville de la Côte d'Ivoire	Ensoleillement moyen (kWh/m ² /j)
Divo	4,68
Duékoué	4,92
Katiola	5,22
Korhogo	5,47
Man	5,02
Mankono	5,4
M'bahiakro	4,96
Odienné	5,56
San pedro	4,93
Séguela	5,13
Soubré	4,76
Tingréla	5,61
Touba	5,41
Yamoussoukro	4,87

La ville de Tingréla est celle qui a l'ensoleillement annuel moyen le plus élevé (5,61 kWh/m²/j.

Toutes les villes du centre et du nord de la Côte d'ivoire dans cet échantillon ont un ensoleillement annuel moyen supérieur à 5 kWh/m²/j.

Sur le territoire ivoirien, la durée de l'ensoleillement varie entre 1700 et 2700 heures par an et selon les régions (voir figure 9).

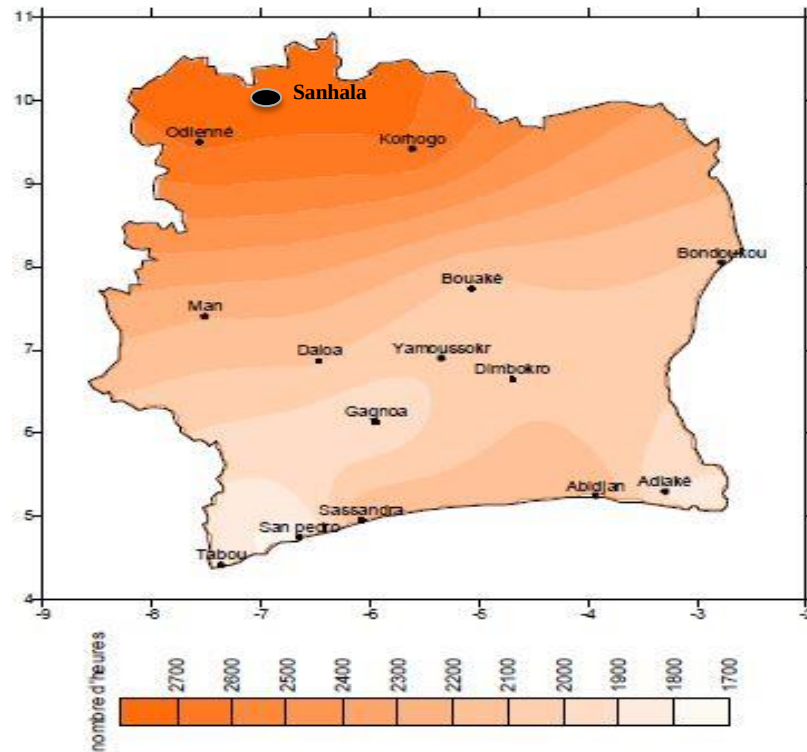


Figure 4: Nombre d'heure d'ensoleillement de la Côte d'Ivoire

Sur cette carte, nous remarquons que les régions du nord de la Côte d'Ivoire ont une durée d'ensoleillement annuelle supérieure à 2000 heures. Et nous pouvons aussi remarquer que la localité de Sanhala est située dans la bande où le nombre d'heure d'ensoleillement est le plus élevé (2700 heures). Tingréla est aussi située dans la bande que Sanhala.

Toutes ces données de l'ensoleillement montrent que le nord de la Côte d'Ivoire est la zone qui a le plus de ressource solaire donc la plus favorable à l'utilisation des mini réseaux solaires. Et comme la localité de Sanhala est située dans le nord de la Côte d'Ivoire, elle est l'une des localités favorables à l'utilisation des mini réseaux solaires.

Dans la partie qui va suivre, nous allons présenter les différents composants d'un mini réseau solaire PV/Diesel et les différentes configurations existantes.

IV. 2^{ème} Partie

A. Etude bibliographique

1. Mini réseau

On appelle mini-réseau (micro-grid en anglais) tout réseau électrique de distribution basse tension, composé d'une ou plusieurs sources de production (PV par exemple), de moyens de stockage éventuels et de consommateurs (voir Figure 2), fonctionnant de façon autonome, isolé des réseaux publics nationaux et les puissances mises en jeu vont de quelques dizaines de kilowatts aux Mégawatts. L'ensemble des différentes entités communiquent entre elles et sont pour la plupart pilotables. On trouve ce genre de réseau notamment en électrification rurale.

La configuration de ce type de réseau offre plusieurs avantages :

- Le système fonctionne de façon autonome.
- La proximité des sources de production et des consommateurs facilite l'exploitation de ces systèmes, ce qui permet d'améliorer le rendement énergétique global.

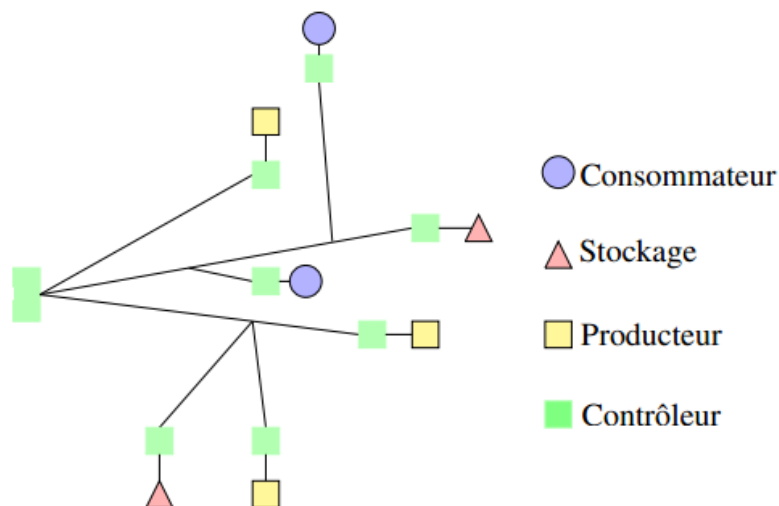


Figure 5: Configuration d'un mini réseau

2. Systèmes d'énergie hybride

a) Définition

Un système d'énergie hybride (SEH) est défini comme une installation qui utilise deux ou plusieurs technologies de génération d'énergie : Une ou plusieurs sources de production d'énergie classique (groupe diesel en général) et au moins une source de production d'énergie renouvelable. L'objectif d'utiliser des technologies multiples est de réunir les avantages et les meilleurs caractéristiques opérationnelles de chaque système [5] ,[6]

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

Tableau 3: Classification des SEH par gamme de puissance[9]

Puissance du SEH (kW)	Application
Faible < 5	Système autonome : station de télécommunications pompage de l'eau, autres applications isolées
Moyenne : 10 – 250	Micro réseaux isolés : alimentation d'un village isolé, des zones rurales
Grande : > 500	Grands réseaux isolés (ex : réseau insulaires)

Les grandes installations de SEH en site isolé peuvent être classifiées en fonction du degré de pénétration de l'énergie renouvelable [6] défini par la proportion de la puissance (énergie) produite par la source d'énergie renouvelable et de puissance demandée par la charge.

b) Les principaux composants des systèmes d'énergie hybride PV/diesel

Les systèmes d'énergie hybride PV/diesel sont en général constitués d'un groupe diesel, de source d'énergie photovoltaïque, des convertisseurs statiques et dynamiques, des systèmes de stockage (batterie, volant d'inerte, le stockage hydrogène...), des charges et un système de surveillance.

(1) Générateur photovoltaïque

Une cellule élémentaire composée de matériaux semi-conducteurs est capable de convertir l'énergie de photons reçus à sa surface en une différence de potentiel, créée par une

délocalisation d'électron dans le matériau. La circulation des électrons dans le circuit extérieur permet à la cellule PV de fonctionner comme un générateur.

Les cellules PV sont combinées ensemble pour former un module PV qui peut produire une certaine quantité d'énergie sous des conditions d'éclairement et de température variables. Par la suite les modules PV peuvent être regroupés à leur tour afin de former un générateur PV. Il est dimensionné selon l'énergie journalière pour une installation donnée [10].

La plupart des cellules PV mesurent autour de 100 cm² et ne produisent qu'une très faible puissance électrique, typiquement de 1 à 3 W avec une tension de 1 V [7], [8].

Le rendement énergétique d'un module dépend de la nature des matériaux utilisés (voir Tableau 2)

Tableau 4: Rendement des modules photovoltaïques[11]

Type de cellule	Rendement des cellules solaires			Domaine d'application
	Théorique	En laboratoire	Commercialisées	
Silicium monocristallin	27%	24,7%	14 à 16%	Modules de grandes dimensions espace (satellite)
Silicium polycristallin	27%	19,8%	12 à 14%	Modules de grandes dimensions
Arséniure de Gallium (GaAS)	25%	13%	6 à 8%	Systèmes de concentrateur, espace
Silicium amorphe (A-Si)	25%	13%	6 à 8%	Appareil faible puissance, production embarquée
Sélénium de cuivre Indium-Gallium (GLGS)	27,5%	18,2%	10 à 12 %	Appareils de faible puissance, module de grandes dimensions
Tellure de Cadmium (CdTe)	28,5%	16%	8%	Modules de grandes dimensions
Silicium cristallin en couche mince	27%	16,4%	9 à 11 %	

Les modules PV sont protégés par des diodes by-pass (diode by-pass, diode anti-retour) afin d'éviter le fonctionnement inverse des cellules occultées, pouvant entraîner un surchauffe voire une destruction de celles-ci.

Un module PV est caractérisé par :

La puissance crête P_c : C'est la puissance maximale produite par un module photovoltaïque dans les conditions standards : éclairement de 1000 W/m^2 à l'horizontale, température ambiante de 25°C , masse d'air optique (AM) égale à 1,5.

La caractéristique $I(V)$: C'est la courbe représentant le courant I débité par le module en fonction de la tension aux bornes de celui-ci.

Tension à vide V_{co} : C'est la tension aux bornes du module en l'absence de tout courant, pour un éclairement plein soleil.

Courant de court-circuit I_{cc} : Courant débité par le module en court-circuit pour un éclairement plein soleil.

Point de fonctionnement optimum (U_m, I_m) : lorsque la puissance crête est maximum en plein soleil, $P_m = U_m \cdot I_m$

Rendement maximal : rapport de la puissance électrique optimale à la puissance de radiation incidente.

Facteur de forme : Rapport entre la puissance optimale P_m et la puissance maximale que doit avoir la cellule : $V_{co} \cdot I_{cc}$.

(2) Générateur Diésel

Pour assurer la continuité de la production électrique des sources d'énergie renouvelable dans les réseaux autonomes, il est nécessaire de recourir au stockage ou d'ajouter un ou plusieurs groupes diésel. Dans un système d'énergie hybride, le générateur classique est généralement le moteur diésel directement couplé au générateur synchrone (voir Figure 5)

La fréquence du courant alternatif à la sortie est maintenue par un régulateur de vitesse sur le moteur diésel. Le régulateur fonctionne en ajustant le flux de carburant de façon à garder la vitesse du moteur diesel et la vitesse du générateur synchrone constante. La fréquence du réseau est directement liée à la vitesse du générateur et elle est donc maintenue au niveau désiré.

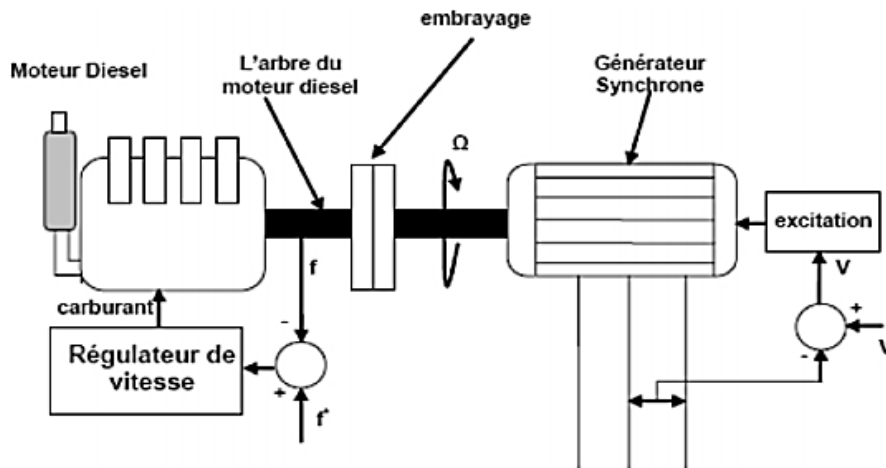


Figure 6: Configuration d'un groupe diésel

Le groupe électrogène est constitué d'un moteur Diesel qui fait tourner un alternateur. Le fonctionnement normal du générateur est le suivant : le couple fourni à l'alternateur par le moteur fait tourner le rotor de l'alternateur, ce qui génère des courants triphasés au stator.

Lorsque la puissance du groupe change de sens (cas de configuration parallèle), le fonctionnement du groupe est modifié. En effet, le courant circule dans le sens inverse : il est absorbé par l'alternateur et contribue à créer un couple qui va faire tourner le rotor et ainsi entraîner le moteur Diesel qui est couplé avec l'alternateur. Ce phénomène est connu sous le nom de monitoring car la machine synchrone fonctionne alors comme un moteur. Dans le cas de groupe électrogène relié au réseau, ce phénomène arrive lorsque l'alimentation du moteur Diesel est coupée ou insuffisante. En effet, lorsqu'il n'y a plus assez de couple pour faire tourner l'alternateur à la vitesse du réseau, celui-ci absorbe de la puissance du réseau et continue à tourner à la même vitesse (imposée par la fréquence du réseau).

Dans le cas des systèmes d'énergie hybrides, le retour de puissance peut conduire à l'effondrement du système s'il est conséquent et prolongé. Lorsqu'une charge inférieure à la production de la source renouvelable est imposée, la fréquence du réseau créée par le groupe augmente très rapidement et le système s'effondre à cause de la survitesse [12].

Le mécanisme mis en jeu est celui de la régulation de la vitesse du moteur Diesel. Un régulateur agit sur l'admission du combustible dans le moteur afin de la maintenir constante. Par son principe même, le régulateur ne modifie la position de la vanne d'admission que si la vitesse de la machine varie. Quand la vitesse augmente, le régulateur diminue l'admission et la puissance décroît ; quand la vitesse diminue, le régulateur augmente l'admission et la puissance croît.

Le courant fourni par le groupe diesel à un instant t est donné par la formule suivante [13]

$$I_{GD}(t) = I_{GDmax} \times x_{GD}(t)$$

Avec I_{GDmax} : Intensité maximale du groupe diesel

$x_{GD}(t)$: le taux de charge (exprimé en pourcentage de sa puissance nominale) à l'instant t

Pour un nombre n_{GD} de groupe, le courant total est donné par :

$$I_{GD}(t) = \sum_{i=1}^{n_{GD}} I_{GDimax} \times x_{GDi}(t) \times \varepsilon_i(t)$$

Un groupe Diesel est caractérisé par sa consommation spécifique (horaire) de carburant. La consommation spécifique d'un générateur est donnée par la formule suivante :

$$Q(t) = a \times P_{GD}(t) + b \times P_{GDnom}$$

Où a (l/kWh) et b (l/kWh) sont des constantes caractéristiques du groupe Diesel, $P_{GD}(t)$ est la puissance délivrée à un instant t donné et P_{GDnom} est la puissance nominale du groupe Diesel.

Les puissances P_{GDnom} et $P_{GD}(t)$ s'expriment comme suit :

$$P_{GD}(t) = \sqrt{3} \times I_{GD}(t) \times U_{GDnomAC} \times \cos\rho$$

$$P_{GDnom} = \sqrt{3} \times I_{GDmax} \times U_{GDnomAC} \times \cos\rho$$

$U_{GDnomAC}$ et $\cos\rho$ sont respectivement la tension nominale du groupe diesel

Et le facteur de puissance.

Pour un nombre n_{GD} de groupe diesel on a :

$$P_{GD}(t) = \sum_{i=1}^{n_{GD}} \sqrt{3} \times I_{GD}(t) \times U_{GDnomAC} \times \cos\rho \times \varepsilon_i(t)$$

$$P_{GDnom} = \sum_{i=1}^{n_{GD}} \sqrt{3} \times I_{GDmax} \times U_{GDnomAC} \times \cos\rho \times \varepsilon_i(t)$$

Donc à un instant t , la consommation en carburant des générateurs diesels est donnée par :

$$Q_{GD}(t) = \sqrt{3} \times \cos\rho \times \sum_{i=1}^{n_{GD}} (I_{GDmax} \times U_{GDnomAC}) \times (a \times x_{GDi}(t) + b) \times \varepsilon_i(t)$$

(3) *Système de stockage*

Afin de pallier à l'intermittence de la production d'électricité des systèmes autonomes utilisant les sources d'énergie renouvelable, il est nécessaire d'utiliser un système de stockage. Il existe plusieurs technologies de stockage (voir Tableau 4)

Tableau 5: Caractéristiques des différentes technologies de stockage[14]

Technologie	Forme d'énergie	Densité énergétique	Capacité	Cyclabilité	Rendement	Constante de temps	Coût (Euro/kWh)
Inductances Supraconductrices	Magnétique	1 à 5 Wh/kg	Qlqs kWh	10000 à 100000	>90%	Qlqs scds à 1 min	500 à 72 000
Super-Condensateurs	Electrostatique	5 à 10 Wh/kg	Qlqs kWh	10000 à 100000	80% à >90%	Qlqs scds à 1 min	50000 à 150000
Volants d'inertie	Mécanique	1 à 5 Wh/kg	Qlqs kWh	10000 à 100000	80% à >90%	Qlqs mins à 1 hrs	150 à 2000
Air comprimé en bouteille	Mécanique	8 Wh/kg à 200 bars	Qlqs kWh	1000 à 10000	30 à 50%	1 hr à qlqs jours	50 à 80
Hydrogène (via PAC)	Carburant	300 à 600 Wh/kg	Qlqs kWh à Qlqs MWh	N/A	30 à 50%	1 hr à qlqs jours	500 à 1500
Batteries électro-chimiques	Chimique	20 à 120 Wh/kg	Qlqs kWh	100 à 1000	70 à 80%	10 min(Cd) à 10 hrs(Pb)	50 à 200 (Pb) 700 à 1000 (Li)

Dans la plupart des cas, le stockage au moyen de batteries représente la technologie la plus rentable. Les batteries utilisées sont habituellement des batteries à plomb-acide. La technologie des batteries à plomb-acide bénéficie de leurs faibles coûts par rapport à d'autres technologies et une maturité étayée par un retour d'expérience conséquent, car cette technologie est la plus ancienne.

La nécessité du stockage est essentielle à chaque fois que la demande énergétique est décalée dans le temps vis-à-vis du rapport d'énergie externe. Le stockage d'énergie répond au besoin de la demande de charge pour une durée relativement longue, qui peut aller d'un jour à des semaines.

Les batteries sont principalement caractérisées par :

- **la tension nominale** : C'est la force électromotrice de l'accumulateur en fonction du couple électrochimique utilisé.
- **La tension de charge** : C'est la tension minimale à appliquer pour charger efficacement l'accumulateur.
- **La capacité nominale** : c'est la quantité d'énergie que l'on peut stocker dans la batterie, elle s'exprime en ampère-heure (Ah). Elle est donnée dans les conditions de référence (durée de décharge de 20 heures et température de 25° C)
- **La profondeur de décharge** : rapport entre la quantité d'électricité déchargée à un instant t et la capacité nominale.

(4) Convertisseur

Dans un système d'énergie hybride, les convertisseurs ont pour fonction de charger les batteries et de transformer le courant continu en courant alternatif et vice-versa. Les convertisseurs souvent rencontrés sont les redresseurs, les onduleurs et les hacheurs.

Les redresseurs dans les systèmes hybrides réalisent la conversion CA/CC pour charger les batteries, les redresseurs sont des dispositifs à bas prix et de bon rendement.

Les onduleurs convertissent le CC en CA. Ils peuvent fonctionner en autonome pour alimenter des charges à CA ou en parallèle avec une source CA. Les onduleurs sont autonomes lorsqu'ils imposent leurs propres fréquences à la charge. Les onduleurs non autonomes exigent une source à CA pour fonctionner. Il existe aussi des onduleurs, qui peuvent assurer les deux régimes de fonctionnement (autonome ou parallèle).

Les hacheurs permettent de réaliser la conversion CC/CC par exemple pour adapter la tension entre deux sources.

(5) Charges

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

c) Les différents types de Configuration de mini réseau PV/Diesel

Dans cette partie de notre mémoire, nous allons donner un aperçu des différentes configurations existantes et préciser celle qui sera utilisée dans notre étude. En fonction du couplage des différents composants des systèmes d'énergie hybride PV/Diesel, on distingue trois types de configurations qui sont :

- Système hybride PV - Diesel série
- Système hybride PV - Diesel commuté
- Système hybride PV - Diesel parallèle.

De ces trois types de configuration, nous utiliserons la configuration PV/Diesel parallèle parce qu'elle est celle qui est utilisée par le logiciel d'optimisation HOMER.

(1) Configuration série

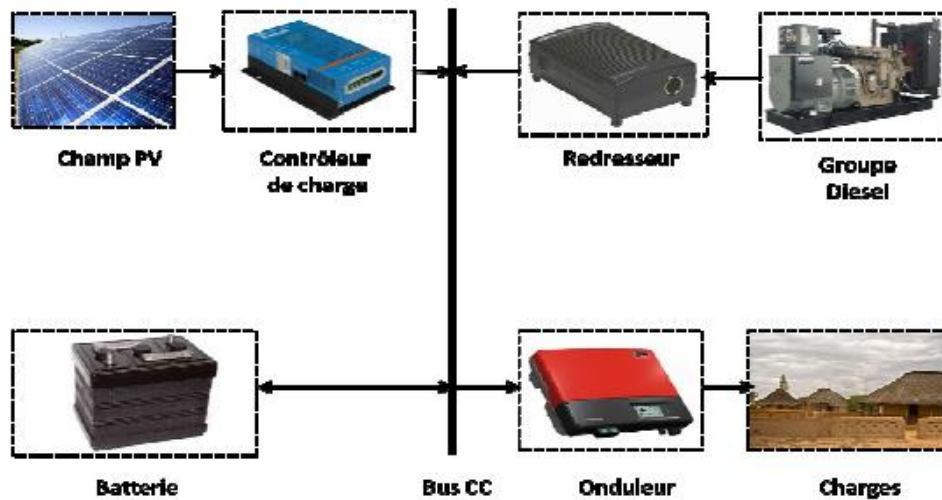


Figure 7: Système hybride PV - Diesel série[14]

Dans cette configuration, l'énergie produite par le générateur diesel est d'abord redressée et puis convertie de nouveau en alternatif pour être fournie à la charge, ce qui implique des pertes de conversion significatives. Lorsque l'énergie produite par le champ photovoltaïque et l'énergie stockée sont suffisantes pour répondre à la demande de la charge, le diesel est déconnecté. La puissance en courant continu fournie par le champ et la batterie est convertie en courant alternatif par un onduleur. De plus, il faut noter que dans la plupart des systèmes de ce type, le rendement du système est diminué à cause du transit d'une grande partie de l'énergie par la batterie, augmentant ainsi le nombre des cycles charge – décharge[15].

Le régime de fonctionnement du générateur diesel dépend d'une part de la demande d'énergie et d'autre part, de l'état de charge de la batterie et de la production du champ PV. La batterie se charge quand de l'énergie est produite en excès par le champ. Au contraire, quand l'énergie produite n'est pas suffisante, alors la batterie se décharge. Le contrôleur solaire prévient la surcharge de la batterie et sa décharge trop profonde. On peut également faire appel à un convertisseur CC/CC (MPPT) qui permettra au champ PV de faire fonctionner le champ à son point maximum de puissance[15]. Le système hybride peut travailler de manière automatique si on ajoute un système de mise en marche et arrêt du générateur diesel.

(2) Configuration commuté

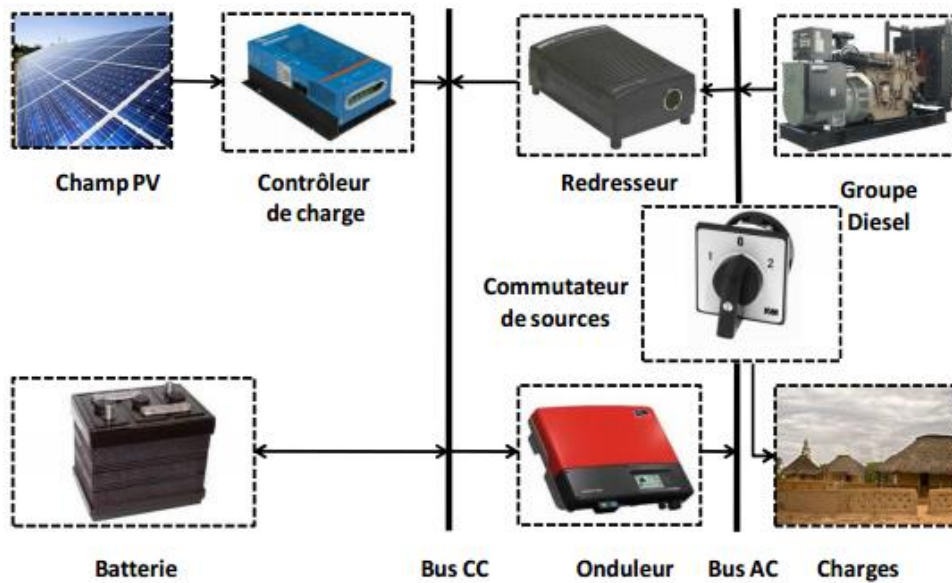


Figure 8: Système hybride PV - Diesel commuté[14]

Dans cette configuration la charge peut être alimentée soit par le générateur diesel, soit par l'onduleur alimenté par le générateur photovoltaïque ou la batterie mais le fonctionnement en parallèle n'est pas encore possible. La batterie peut être chargée de nouveau par le générateur PV et le diesel[15]. L'avantage principal de cette configuration par rapport à la configuration série consiste à l'élimination de la conversion de l'énergie fournie par le générateur diesel d'où l'élimination des pertes supplémentaires de conversion. En principe, la puissance produite par le générateur diesel 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 est faible et peut être satisfaite par le générateur photovoltaïque et la batterie. La complexité du système implique l'utilisation d'un contrôle automatique à la place de la commande manuelle.

(3) Configuration parallèle

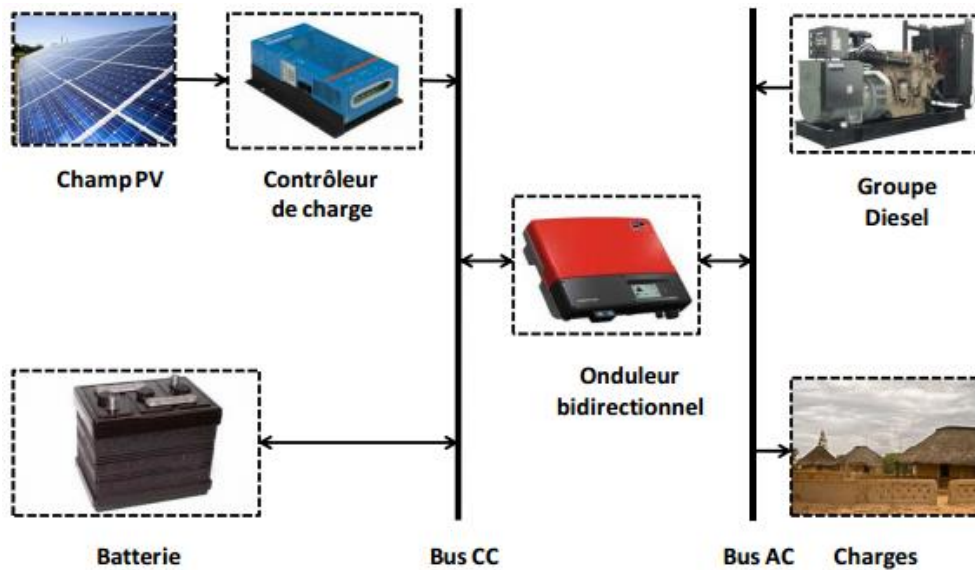


Figure 9: Système hybride PV - Diesel parallèle[14]

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[15].

L'onduleur bidirectionnel peut fonctionner, soit comme un redresseur lorsqu'il y a un excès d'énergie produite par le diesel pour charger la batterie, soit comme un onduleur, pour transférer l'énergie fournie par le générateur photovoltaïque ou par la batterie vers la charge. Grâce à l'onduleur bidirectionnel, le système parallèle peut alimenter une charge supérieure à la puissance nominale du générateur diesel[15].

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.

(4) Les avantages et inconvénients des différentes configurations

Les avantages et inconvénients des différentes configurations des systèmes d'énergie hybride PV/diesel sont résumés dans le tableau 6.

Tableau 6: Avantages et inconvénients des différentes configurations de système d'énergie hybride

Configuration	Avantages	Inconvénients
Configuration série	• La puissance du GE peut être optimale lorsqu'il approvisionne la charge et qu'en plus il charge la batterie jusqu'à un niveau de charge de la batterie de 70 - 80 %. • Le système électrique est simplifié à cause de l'absence de changement de la source d'électricité en courant alternatif. • La mise en marche du générateur diesel ne provoque pas d'interruption de l'alimentation de la charge. • Grâce à l'onduleur, on peut obtenir différentes formes du courant selon les besoins (sinusoïdal, carré,...).	• 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. • La durée de vie de la batterie est diminuée à cause de l'augmentation du nombre des cycles charge - décharge. • Le rendement total du système est faible • La détérioration de l'onduleur provoque l'arrêt complet de l'alimentation.
Configuration commuté	• Différentes formes du courant sont possibles, selon les besoins (sinusoïdal, signal carré). • Le générateur diesel peut fournir l'énergie produite directement à la charge, ce qui augmente le rendement du système et diminue la consommation de carburant.	• Il y a une coupure instantanée, lors de la commutation des sources alternatives. • Le générateur diesel et l'onduleur sont dimensionnés pour la puissance pointe de la charge, ce qui réduit leurs rendements en fonctionnement à faible charge
Configuration parallèle	• L'alimentation de la charge peut être faite d'une manière optimale. • Le rendement du générateur diesel peut être augmenté. • Le besoin d'une maintenance du diesel est réduit. • Les puissances nominales des différents éléments peuvent être diminuées par rapport aux puissances nominales dans les autres configurations, en alimentant toujours la même charge.	• Le contrôle automatique est indispensable pour le fonctionnement du système. • L'onduleur doit fournir un courant sinusoïdal pour que la synchronisation avec le générateur diesel soit possible. • Le fonctionnement du système n'est pas évident pour une personne non formée.

V. 4^{ème} Partie

A. Méthodologie de dimensionnement technico-économique des mini réseaux PV/diesel

1. Méthodologie de dimensionnement des mini réseaux PV/Diesel

Le dimensionnement constitue une étape cruciale dans la conception du mini réseau solaire. Il a une incidence sur le prix, la qualité et la pérennité du mini réseau solaire. La conception du mini réseau exige la sélection et le dimensionnement de la combinaison la plus appropriée des différents composants du système, ainsi que l'implémentation d'une stratégie de fonctionnement efficace.

Les principaux facteurs pour le dimensionnement d'un mini réseau solaire sont :

- les conditions climatiques du site (ensoleillement, température, humidité, vitesse du vent) ;
- le profil de la courbe de charge (consommation) ;
- les ressources financières ;
- la disponibilité de la technologie et le support technique.

a) Formules usuelles pour le dimensionnement des composants des systèmes d'énergie hybride PV/Diesel

(1) Le générateur photovoltaïque

Le dimensionnement du générateur PV a pour but de déterminer les composants de l'installation photovoltaïque à partir des données météorologiques du site (ensoleillement) et des besoins électriques des utilisateurs, tout en intégrant le concept d'efficacité énergétique.

La méthodologie proposée ci-dessous est un dimensionnement par itération car le dimensionnement précis d'un système photovoltaïque est relativement complexe (il y a des nombreux paramètres à prendre en compte) [16].

(a) Calcul de la puissance du générateur PV

Le générateur photovoltaïque est caractérisé par :

- Sa puissance crête :
- le nombre de module en série ;
- le nombre de branche parallèle ;
- le nombre totale de module et
- la surface totale du générateur Photovoltaïque

Puissance crête minimal du générateur :

$$P_{cmin} = \frac{E_j}{H_j \times \eta_{ond} \times \eta_{Rég} \times \eta_{batt} \times T_p}$$

Nombre de module en série :

$$N_{MS} = \frac{V_{gén}}{V_{mod}}$$

Nombre de branche parallèle :

$$N_{BPM} = \frac{P_{cmin}}{P_m \times N_{MS}}$$

Nombre total de module :

$$N_{TM} = N_{MS} \times N_{BPM}$$

Surface totale du générateur PV :

$$S_{Tgén} = N_{TM} \times S_M$$

Puissance crête du générateur :

$$P_{c_gén} = N_{TM} \times P_m$$

Choix de la tension du générateur

Après avoir recensé les différents appareils du site d'installation, les caractéristiques électriques (puissance, tension, type de courant CC ou AC) et le temps susceptible d'utilisation journalière préconisé par le client, après avoir dressé le bilan de puissance estimatif en prenant compte les rendements (convertisseur, onduleur), nous choisissons la tension du générateur PV en fonction de la puissance du générateur PV.

Tableau 7: Tension du générateur en fonction de la puissance du générateur PV

Puissance du générateur photovoltaïque (kWc)	0 – 0,5	0,5 - 2	2 - 10	> 10
Tension recommandée (VDC)	12	24	48	> 48

(b) Choix de l'onduleur

Avant de choisir l'onduleur, il faut d'abord déterminer la puissance rectifiée en aval de l'onduleur et choisir l'onduleur dans le catalogue du fournisseur sur la base de :

$$P_n(VA) \geq k \times P_2(VA)$$

Où :

P_2 est Puissance rectifiée en aval de l'onduleur

k est un facteur compris entre 2 et 3 pour tenir compte des appels de courant au démarrage des appareils (si l'installation comporte des moteurs, il est préférable de prendre $k=3$).

Dans le choix d'un onduleur il faut respecter un certain nombre de critères qui sont les suivants :

- La tension à vide de la chaîne de module en série doit être inférieure à la tension maximale à l'entrée de l'onduleur. Soit :

$$V_{oc} \times N_{MS} < V_{\max_onduleur}$$

- La somme des courants de court-circuit (I_{sc}) des chaînes parallèles doit être inférieure au courant maximal à l'entrée de l'onduleur

$$\sum I_{sc} < I_{\max_onduleur}$$

(c) Calcul de la capacité de la batterie d'accumulateur

Avant de passer au calcul de la capacité de la batterie d'accumulateur, il est important de connaître les données suivantes :

- Le besoin journalier de la charge
- Le rendement d'une batterie d'accumulateur R_{acc} : typiquement de 75% à 90%
- La tension nominale de la batterie d'accumulateur V_{acc} (12V, 24V 48V etc.)
- Le taux de décharge profonde des accumulateurs DM : 20% à 30% pour les batteries de voiture et 50% à 80% pour batterie solaire
- Nombre de jour d'autonomie J_{raut} : 1 à 5 jours suivant le nombre maximum de jours consécutifs sans soleil

Le banc de batterie est caractérisé par :

- Capacité minimale de la batterie d'accumulateur
- Le nombre d'accumulateur en série
- Le nombre de branche en parallèle
- Le nombre total d'accumulateur et
- La capacité de la batterie d'accumulateur

Capacité minimale de la batterie d'accumulateur

$$C_{bat_min} = \frac{E_j(Wh)}{V_{bat} \times R_{bat} \times DM} \times J_{raut}$$

Nombre d'accumulateur en série

$$N_{as} = \frac{V_{bat}}{V_{acc}}$$

Nombre de branche en parallèle

$$N_{bp} = \frac{C_{bat_min}}{C_{acc}}$$

Nombre total d'accumulateur

$$N_{T_acc} = N_{as} \times N_{bp}$$

Capacité de la batterie d'accumulateur

$$C_{bat} = N_{bp} \times C_{acc}$$

NB : Il faut que la condition ci-dessous soit vérifiée

$$C_{bat} \geq C_{bat_min}$$

(2) Le générateur diesel

Le générateur diesel est caractérisé par :

- la puissance maximale du groupe électrogène ;
- la puissance appelée du groupe électrogène ;
- la durée de vie et
- le combustible consommé

La puissance maximale du groupe diesel

$$P_{GE_max} = \frac{P_p \times f_p}{f_t}$$

Puissance appelée du groupe diesel

$$P_{app} = \frac{P_{GE_max}}{0,9}$$

La durée de vie

$$D_{GE} = \frac{t_{vie}}{T_{marche} \times 365}$$

Le combustible consommé

$$C_{vol_fuel} = E_j \times C_{fuel}$$

2. Analyse technico-économique des systèmes d'énergie hybride

a) Formules usuelles de l'analyse technico-économique des systèmes d'énergie hybride

L'analyse économique des systèmes d'énergie hybride permet de dégager les informations sur les coûts actualisés des systèmes d'énergie hybride. Les coûts actualisés permettent de comparer les coûts entre différentes options. Son importance est liée au fait que certaines options nécessitent de gros investissement de départ et des frais d'exploitation et de maintenance relativement faibles, alors que d'autres présentent la situation inverse.

Dans ces conditions une analyse des coûts devra inclure le coût du financement du capital ainsi que la valeur actualisée des coûts d'exploitation, d'entretien et de remplacement sur la durée de vie prévue pour les systèmes d'énergie hybride. Cette analyse s'appelle le calcul des coûts sur la durée de vie (life cycle cost) (LCC).

Cette analyse dépend des paramètres économiques suivants :

Le taux d'intérêt i , rapport de proportionnalité entre la quantité d'argent gagnée à l'année $n+1$ pour un capital investi à l'année n .

Le taux d'inflation r , rapport de proportionnalité qui mesure la dévaluation de la monnaie de l'année n à l'année $n+1$.

Le taux d'actualisation réel (I) est une grandeur économique qui permet un arbitrage entre le présent et l'avenir. Mathématiquement le taux d'actualisation est défini comme suit :

$$I = \frac{1 + i}{1 + e_a} - 1$$

$$e_a = \{(1 + e)(1 + r)\} - 1$$

Où :

- e est le taux d'actualisation nominal

- e_a est le taux d'actualisation apparent

Ainsi mathématiquement la formule du coût sur la durée de vie (LCC) se présente sous cette forme :

$$LCC = \text{Investissement Initial} + \sum_{n=1}^N \frac{\text{Dépenses}(n)}{(1+I)^n} - \frac{V_N}{(1+I)^N}$$

Où :

Investissement est le coût initial d'investissement

Les dépenses sont l'ensemble des coûts d'exploitation, de maintenance et de remplacement des composants et les coûts variables (matière première, main d'œuvre, fluide...).

n est la durée de vie du système prise égale à 25 ans dans toute cette étude

I est le taux d'actualisation réel

V_N est la valeur résiduelle

Le LCC dépend aussi du coefficient d'actualisation qui est de la forme :

$$K_a(I, n) = \frac{I \times (1+I)^n}{(1+I)^n - 1}$$

Ainsi pour une grandeur X intervenant de l'année 1 à l'année n , la somme des valeurs actuelles de chacune de ces valeurs annuelles est donnée par :

$$S = \sum_{j=1}^n VA(X) = \frac{X}{K_a(I, n)}$$

Cette somme n'est rien d'autre que l'actualisation de la grandeur X .

Avec l'expression de la somme des valeurs actuelles, la formule du LCC devient :

$$LCC = \text{Investissement Initial} + \frac{\text{Dépenses}(n)}{K_a(I, n)} - \frac{V_N}{K_a(I, N)}$$

Les formules mathématiques ci-dessus représentent les formules classiques pour l'analyse technico-économique d'un projet d'ingénierie. Pour plus de précision dans notre étude, nous utiliserons le logiciel HOMER qui se base sur ces formules, mais qui prend en compte un certain nombre de paramètres et de considérations.

b) Les logiciels d'analyse technico-économique des systèmes d'énergie hybride

Pour faire l'analyse technico-économique des systèmes d'énergie hybride, il existe plusieurs logiciels parmi lesquels les plus connus sont :

HOMER, RAPSIM, HYBRID2.

Ils ont pour but d'optimiser les systèmes d'énergie hybride, mais les stratégies d'optimisation sont différentes.

Parmi tous ces logiciels, nous utiliserons HOMER pour l'optimisation du mini réseau PV/diesel de la localité de Sanhala par ce qu'il est le plus connu, facilement accessible, facile à maîtriser et beaucoup plus détaillé que les autres.

c) Présentation d'HOMER

HOMER est un logiciel développé pour l'étude des installations de production d'énergie multi sources. Il permet de faire des simulations de systèmes avec des énergies renouvelables et avec des énergies fossiles. Un de ses grands atouts est la possibilité de pouvoir simuler des systèmes hybrides combinant différentes sources d'énergie qu'elle soit renouvelable ou fossile.

Tout d'abord, ce logiciel permet de faire des simulations pour ensuite optimiser les systèmes et pour finalement terminer avec des analyses de sensibilité sur ces systèmes optimisés. La solution obtenue par HOMER est la solution la moins coûteuse parmi différentes combinaisons de systèmes d'énergies renouvelables, d'énergies fossiles ou de systèmes hybrides comprenant deux sources d'énergie ou plus.

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

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

- panneaux solaires photovoltaïque,
- éoliennes,
- barrage hydroélectrique au fil de l'eau,

- biomasse,
- génératrices (diesel, essence, biogaz, combustibles alternatifs et combustibles personnalisés),
- réseau électrique,
- micro turbines,
- piles à combustible.

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

- banque de batteries,
- volants d'inertie,
- flow batteries,
- hydrogène.

On peut aussi entrer divers types de besoins énergétiques :

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

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

VI. 5^{ème} Partie

A. *Etude de cas*

Dans cette partie de notre mémoire, nous ferons un cas pratique d'optimisation de mini réseau PV/diesel à l'aide du logiciel HOMER.

Pour réussir cette optimisation, il est important pour nous de déterminer la pointe de puissance de la ville de Sanhala. Raison pour laquelle dans ce qui va suivre, nous allons premièrement tracer la courbe de charge moyenne annuelle de la semaine et du weekend et passer ensuite au dimensionnement technico économique avec le logiciel HOMER.

1. **Détermination de la courbe de charge moyenne de la ville de Sanhala**

Sanhala est une petite ville de la Côte d'Ivoire. Elle est située au Nord de la Côte d'Ivoire plus précisément dans la région de Bagoué et compte environ 7500 habitants. Les activités principales de cette localité sont le commerce, l'agriculture et l'élevage.

Nous avons choisi cette localité pour deux raisons qui sont :

- Premièrement elle fait partir des 1000 localités à électrifier du Programme National d'Electrification lancé par le Gouvernement ivoirien.
- Deuxièmement elle est située dans la zone de la Côte d'Ivoire où nous avons la plus grande valeur d'ensoleillement moyen (5,61 kWh/m²/j), région favorable à l'utilisation des mini réseaux solaires.

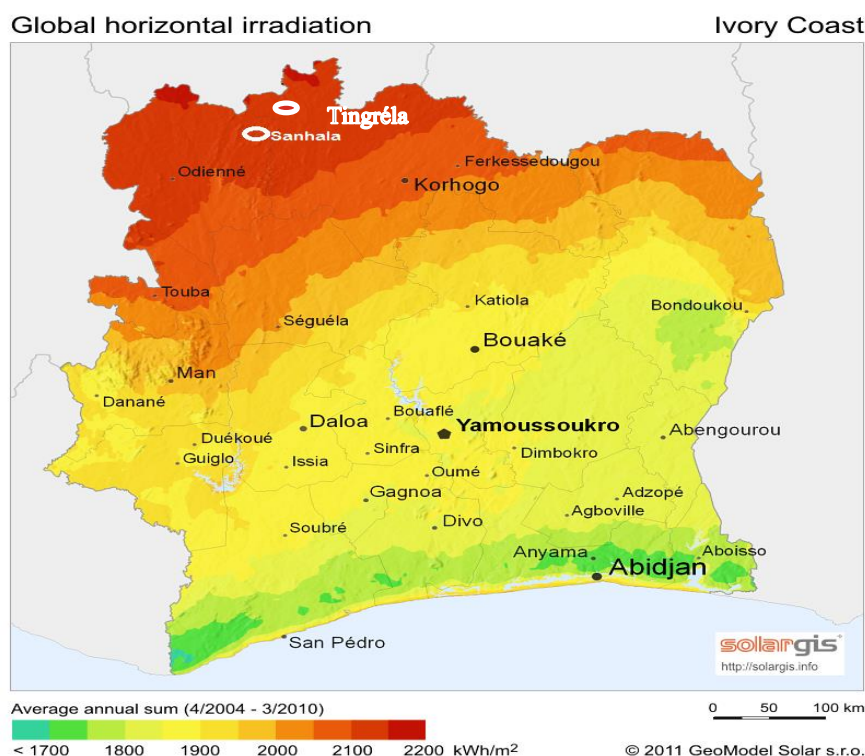


Figure 10: Carte de l'ensoleillement annuel moyen sur le plan horizontal de la Côte d'Ivoire[17]

Comme nous l'avons dit en introduction, pour réussir cette étude, il nous faut impérativement tracer la courbe de charge moyenne annuelle de la semaine et celle du weekend de Sanhala afin de déterminer la pointe de puissance moyenne annuelle.

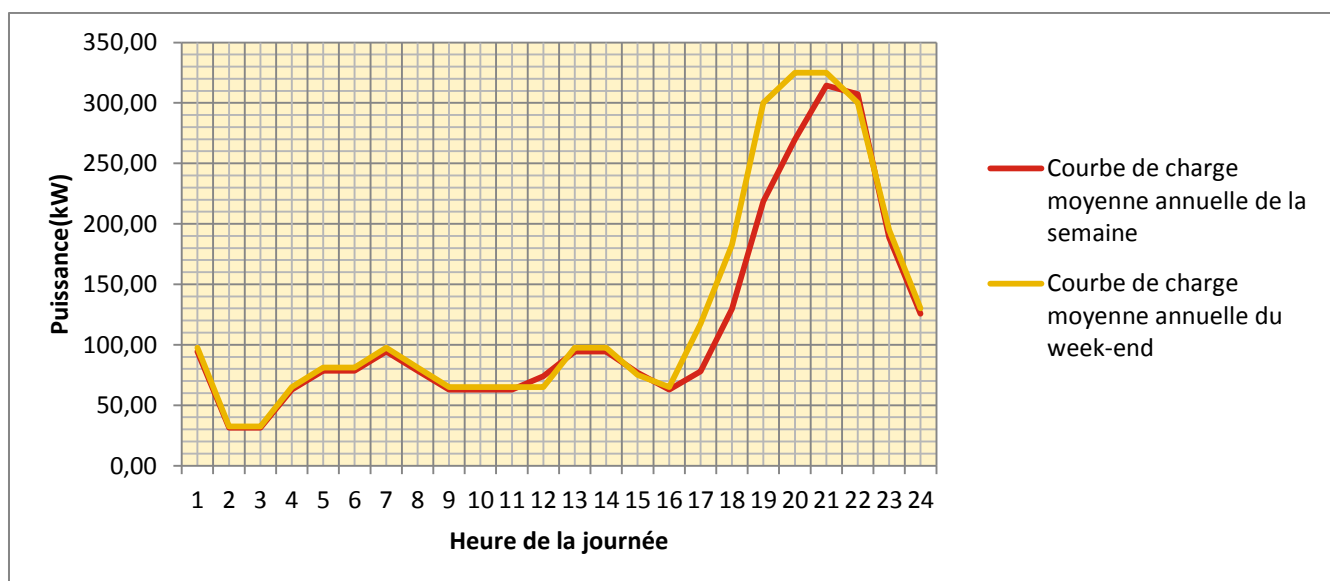


Figure 11: La courbe de charge de la ville de Sanhala

La série 1 représente la courbe de charge moyenne annuelle de la semaine qui donne une puissance de pointe moyenne de 314,29 kW.

La série 2 représente la courbe de charge moyenne annuelle du weekend qui donne une puissance de pointe moyenne de 325 kW.

Donc dans notre dimensionnement, nous considérerons la courbe de charge moyenne annuelle du weekend par ce qu'elle est celle qui a la pointe de puissance la plus élevée. Et cette pointe de puissance est obtenue entre 20h et 21h.

2. Dimensionnement du mini réseau PV/Diesel de la ville de Sanhala

Dans cette section de notre étude, nous dimensionnerons le mini réseau PV/diesel de Sanhala. Compte tenu du manque de données d'ensoleillement dans la ville de Sanhala, nous utiliserons les données d'ensoleillement de la ville de Tingréla données par HOMER par ce que les deux villes se trouvent dans la même bande où la durée d'ensoleillement est la plus élevée.

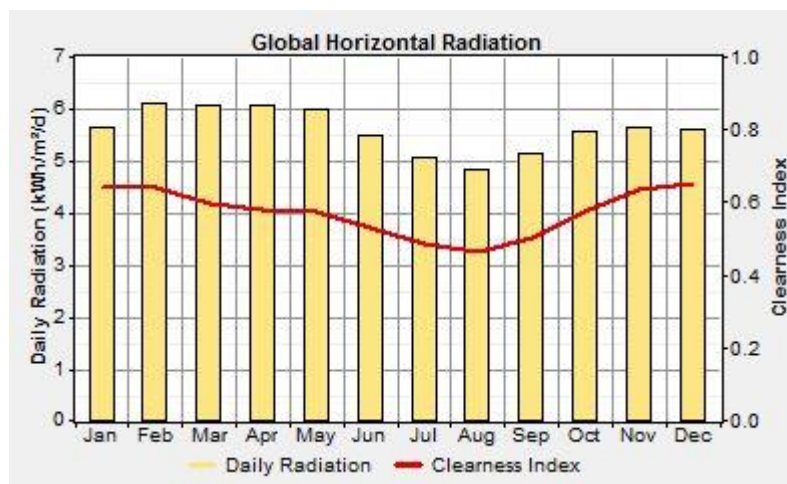


Figure 12: Courbe de l'ensoleillement de Tingréla

a) Les hypothèses de dimensionnement technico-économique du mini réseau PV/Diesel de la localité de Sanhala

Nous tenons à préciser que pour la simulation avec le logiciel HOMER, nous dimensionnerons le champ PV pour couvrir : 100% de la charge, 70% de la charge, 60% de la charge, 50% de la charge, 40% de la charge et enfin 30% de la charge.

Tableau 8: les hypothèses de dimensionnement technico-économique du mini réseau solaire PV/Diesel de la localité de Sanhala

Paramètre	Unité	Valeur
Taux d'intérêt réel annuel	%	6,5
Durée de vie du Projet	ans	25
Coût d'achat du PV	\$/Wc	3,3
Durée de vie du PV	ans	25
Coût d'opération et maintenance du PV	\$/an.Wc	0,033
Coût de remplacement du PV	\$/Wc	3
Coût d'achat du groupe Diesel	\$/kW	270/341
Durée de vie du groupe Diesel	heure	15000
Coût d'opération et maintenance du groupe Diesel	\$/an.kW	0,0009/0,0011
Coût de remplacement du groupe Diesel	\$/kW	270/341
Coût d'achat du litre de gasoil	\$/l	1,31
Coût d'achat de l'onduleur	\$/kW	0,5
Durée de vie de l'onduleur	ans	15
Coût d'opération et maintenance de l'onduleur	\$/an.kW	0,00033
Coût de remplacement de l'onduleur	\$/kW	0.49
Coût d'achat de la batterie	\$/kWh	159
Durée de vie de la batterie	ans	10
Coût d'opération et maintenance de la batterie	\$/an.kWh	0,159
Coût de remplacement de la batterie	\$/kWh	153
Coût fixe du système en opération et maintenance (salaire de deux techniciens)	\$	5333,33
Rendement de l'onduleur en mode onduleur	%	90
Rendement de l'onduleur en mode redresseur	%	85
Capacité de l'onduleur à fonction en même temps que le groupe	%	100
Ensoleillement du mois le plus défavorable (Août)	kWh/m ² /j	4,840
Plan d'inclinaison des panneaux	°	10,5
Perte causée par l'encrassement et la chaleur	%	80
Charge minimale du groupe électrogène	%	30

NB : Toutes ces hypothèses seront utilisées dans le logiciel HOMER pour l'optimisation du mini réseau solaire PV/Diesel de la localité de Sanhala.

Tableau 9: Résultat du dimensionnement du PV à 100% de la charge

Dimensionnement du générateur photovoltaïque	
Puissance d'un panneau (Wc)	250
Energie journalière totale (kWh/j)	2 820
Puissance crête minimale (Wc)	1 078 971,53
Tension du générateur Vgène (V)	400
Tension du panneau Vm (V)	24
Nombre de panneaux en série	17,00
Nombre de branches parallèle	254
Nombre total de panneaux	4318
Puissance du générateur PV (Wc)	1 079 500,00
Dimensionnement de la batterie	
Capacité minimale de la batterie (Ah)	32 638,89
Tension de la batterie	48
Tension de l'accumulateur	2
Nombre d'accumulateurs en série	24
Nombre de branches parallèle	11
Capacité de l'accumulateur (Ah)	3000
Nombre total de batteries	264
Capacité de la batterie (Ah)	33 000
Dimensionnement de l'onduleur	
Puissance apparente minimale (VA)	1 218 750
Puissance des onduleurs choisis (VA)	20000
Nombre d'onduleurs	61

Les résultats du dimensionnement du PV pour 70%, 60%, 50% et 30% de la charge seront en annexe de notre mémoire.

Tableau 10: Résultat du dimensionnement des groupes diesels

Dimensionnement du générateur diesel	
Puissance pointe moyenne (kW)	325
Puissance maximale (kW)	419
puissance installée (kva)	466
Puissance du groupe choisi (kva)	250
Puissance du groupe choisi (kva)	550

b) Analyse technico-économique du mini réseau PV/Diesel de Sanhala à l'aide du logiciel HOMER

	PV (kW)	Label (kW)	Label (kW)	H3000	Conv. (kW)	Initial Capital	Operating Cost (\$/yr)	Total NPC	COE (\$/kWh)	Ren. Frac.	Diesel (L)	Label (hrs)	Label (hrs)	Batt. Lf. (yr)
  	756.50	200	50	1152	610	\$ 3,967,958	116,919	\$ 5,394,126	0.430	0.92	36,672	468	576	14.5
 	756.50	250		1152	610	\$ 3,967,958	126,304	\$ 5,508,598	0.439	0.91	42,084	538		14.0
 		200	100	576	610	\$ 935,504	505,867	\$ 7,106,002	0.566	0.00	357,938	2,114	6,682	20.0
		350	180			\$ 143,100	587,537	\$ 7,309,810	0.582	0.00	420,395	1,776	7,451	
 	327.25	350	180		610	\$ 1,528,025	485,917	\$ 7,455,175	0.594	0.39	334,501	1,720	5,303	
 			150	576	610	\$ 895,004	548,302	\$ 7,583,128	0.604	0.00	385,457		7,787	17.9
		200		576	610	\$ 908,504	564,897	\$ 7,799,045	0.621	0.00	394,482	5,977		15.2

Figure 13: Résultats de l'optimisation du mini réseau solaire PV/Diesel de la localité de Sanhala

A la suite de l'optimisation du système PV/Diesel de la ville de Sanhala par le logiciel HOMER, nous avons pu avoir les résultats de la figure 13.

Ces résultats montrent l'ordre dans lequel sont rangés les systèmes obtenus. Ces systèmes sont rangés du plus économique au moins économique selon le NPC (Net Présent Cost).

On remarque que le plus optimal (plus économique) des systèmes PV/Diesel obtenus est composé d'un champ PV d'une puissance de 756.5 kWc, de deux groupes Diesel de puissance respective 200 kW et 50 kW, d'un parc de batterie d'une capacité de 1152 kWh et d'un parc d'onduleur d'une puissance de 610 kW avec un taux d'hybridation de 70% PV et 30% Diesel. Le même système présente un NPC de \$ 5 394 126 avec un LCOE de 0,430 \$/kWh.

Par contre le plus mauvais (moins économique) de ces systèmes PV/Diesel à un NPC de \$ 7 455 175 et un LCOE de 0,594 \$/kWh. Il est composé d'un champ PV d'une puissance de 327,25 kWc, de deux groupes Diesel de puissance respective 350 kW et 180 kW et d'un parc d'onduleur d'une puissance de 610 kW avec un taux d'hybridation de 30%PV et 70% Diesel. Il n'y a pas de parc de batterie dans ce système.

Les résultats de l'optimisation montrent une différence de 0,164 \$/kWh entre le LCOE du système PV/Diesel non optimal (0,594 \$/kWh) et le LCOE du système PV/Diesel optimal (0,43 \$/kWh).

Globalement les systèmes à envisager sont les systèmes PV/Diesel avec batteries dont le taux d'hybridation est 70% PV et 30% groupe diesel pour l'électrification de Sanhala.

c) Analyse de la sensibilité de certains paramètres sur le système optimal

Dans cette partie de notre mémoire, nous allons étudier l'impact de l'évolution de certains paramètres tels que : le taux d'intérêt, le facteur multiplicateur du coût du PV, le coût du gazoil et l'ensoleillement moyen sur le LCOE du système optimal obtenu.

(1) Analyse de la sensibilité de la variation du taux d'intérêt sur le système optimal

Dans un premier temps, nous étudierons l'impact de la variation du taux d'intérêt en fixant la valeur initiale des autres paramètres et en relevant la valeur du LCOE du système optimal.

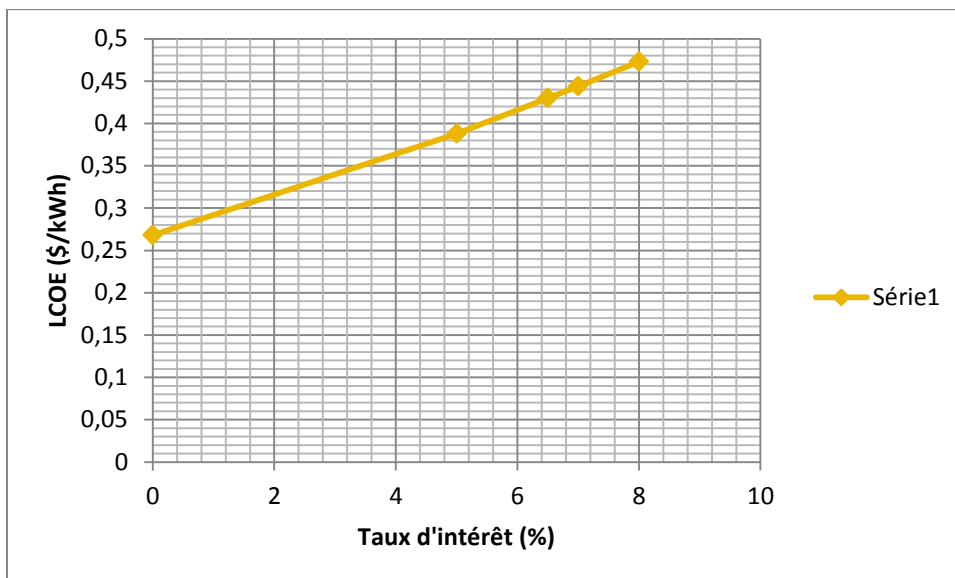


Figure 14: Courbe de la variation du taux d'intérêt en fonction du LCOE du système optimal

Initialement le taux d'intérêt était à 6,5% avec un LCOE de 0,43 \$/kWh. Lorsque le taux d'intérêt passe à 8%, nous avons une infime augmentation de 9% du LCOE passant de 0,43 à 0,473 \$/kWh. Mais quand le taux d'intérêt passe à 0%, nous avons une diminution de 38 % du LCOE passant cette fois de 0,43 à 0,268 \$/kWh.

Donc pour que le système optimal soit plus rentable, il faut un investissement à un taux d'intérêt égal à 0% c'est-à-dire investir à ses propres fonds.

Nous ferons une analyse similaire dans la suite mais cette fois ci avec la variation du facteur multiplicateur du coût du PV.

(2) Analyse de la sensibilité de la variation du facteur multiplicateur du coût du PV sur le système optimal

Nous utiliserons le même principe que précédemment. Mais cette fois nous fixerons la valeur initiale des autres paramètres et ferons varier la valeur du facteur multiplicateur du coût du PV, puis nous relèverons les valeurs du LCOE du système optimal.

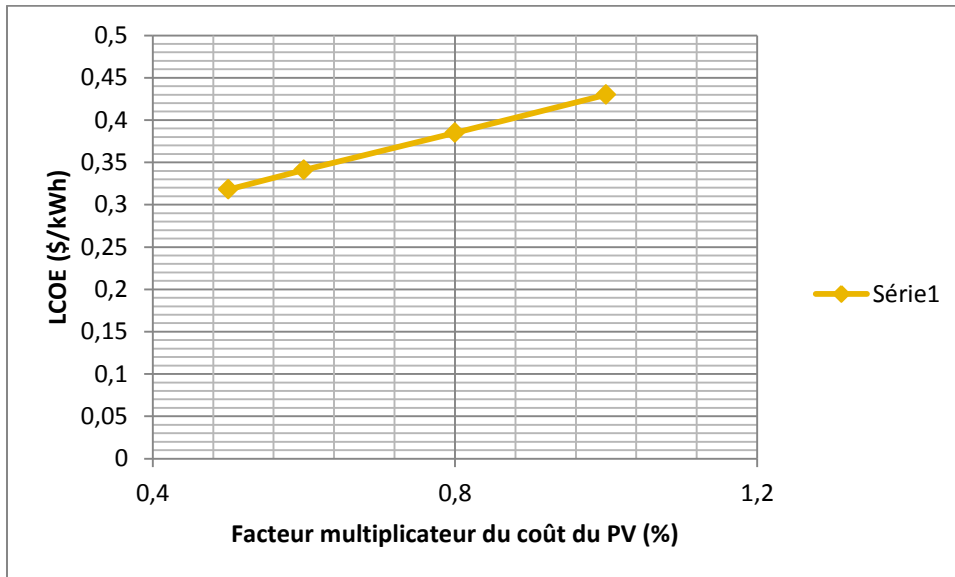


Figure 15: Courbe de la variation du facteur multiplicateur du coût du PV en fonction du LCOE du système optimal

Dès le départ de l'optimisation, nous avons un facteur multiplicateur qui était à 1 avec un LCOE qui était à 0,43 \$/kWh. Quand la valeur du facteur multiplicateur passe de 1 à 0,8 nous avons une légère diminution de 10% du LCOE. Mais lorsque le facteur multiplicateur passe de 1 à 0,5, nous pouvons voir sur la figure 14 une diminution considérable de 26 % du LCOE faisant passer ainsi le LCOE de 0,43 à 0,318 \$/kWh.

En somme, pour que le système optimal soit encore plus rentable, il faut que les coûts du PV soient encore plus faibles.

(3) Analyse de la sensibilité de la variation du coût du litre de gasoil sur le système optimal

Tout comme précédemment, nous fixerons la valeur initiale des autres paramètres et nous ferons varier le coût du litre de gasoil puis nous relèverons les valeurs du LCOE du système optimal.

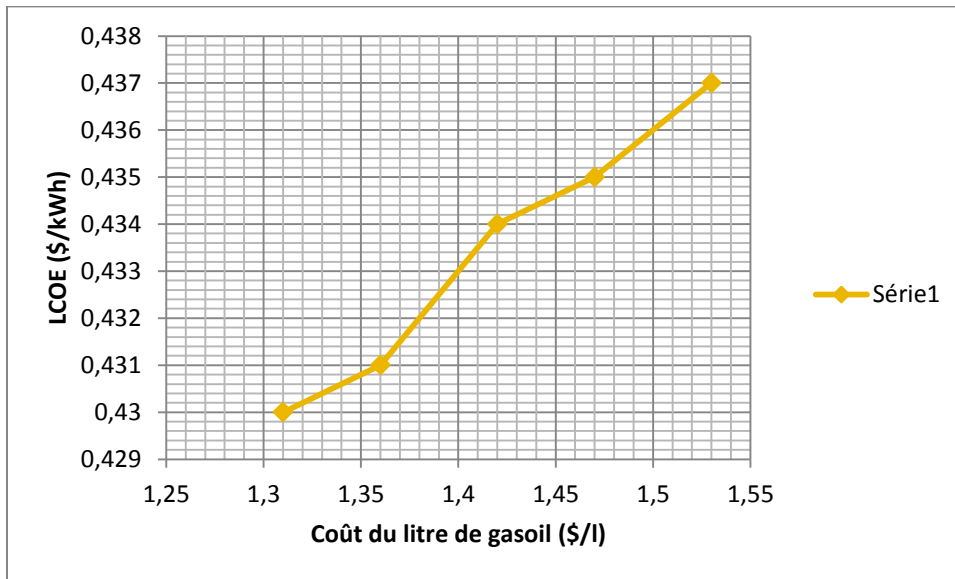


Figure 16: Courbe de la variation du coût du litre de gasoil en fonction du LCOE du système optimal

Initialement le coût du litre du gasoil était à 1,31 \$ avec un LCOE de 0,43 \$/kWh. Lorsque le coût du litre de gasoil passe de 1,31 \$ à 1,42 \$, nous avons une augmentation (1%) insignifiante du LCOE passant de 0,43 à 0,434 \$/kWh.

Quand il passe de 1,31 \$ à 1,53 \$, nous constatons encore une augmentation insignifiante de 2% du LCOE faisant passer le LCOE de 0,43 à 0,437 \$/kWh.

Dans cette analyse, nous voyons que l'augmentation du coût du litre de gasoil influence très peu le LCOE. Comme l'augmentation du coût du litre de gasoil entraîne une légère augmentation du LCOE, nous pouvons dire que pour faire de légères économies, il faut diminuer le coût du litre de gasoil utilisé pour la production de l'électricité dans les systèmes PV/Diesel.

(4) Analyse de la sensibilité de la variation de l'ensoleillement moyen sur le système optimal

Pour réaliser cette analyse, nous fixerons les autres paramètres et considérerons l'ensoleillement moyen des villes de Bouna (5,36 kWh/m²/j), de Boundiali (5,53 kWh/m²/j), d'Odienné (5,56 kWh/m²/j) et de Tingréla (5,61 kWh/m²/j) ensuite nous relèverons les valeurs du LCOE du système optimal.

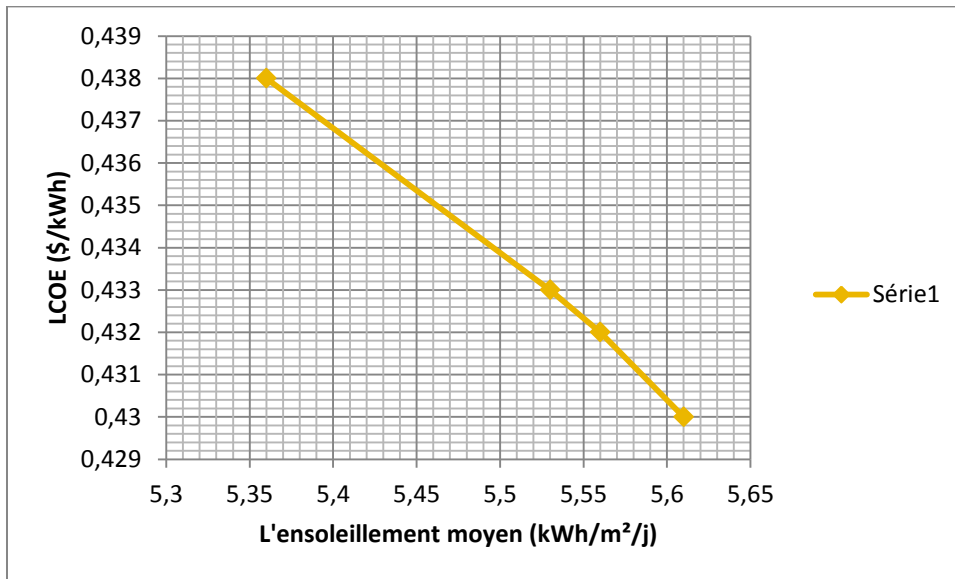


Figure 17: Courbe de la variation de l'ensoleillement moyen en fonction du LCOE du système optimal

Initialement nous avons l'ensoleillement moyen de la ville de Tingréla (5,61 kWh/m²/j) avec un LCOE de 0,43 \$/kWh. Lorsque nous passons à l'ensoleillement moyen de la ville d'Odienné (5,56 kWh/m²/j), nous n'avons pratiquement pas de variation du LCOE. Mais lorsque nous passons à l'ensoleillement moyen de ville de Bouna (5,36 kWh/m²/j), nous avons une insignifiante augmentation de 2% du LCOE faisant passer le LCOE de 0,43 à 0,438 \$/kWh.

Dans cette dernière analyse, nous voyons que l'impact de la variation de l'ensoleillement moyen sur le LCOE est très minime dans l'ordre de 2%.

Au terme de l'étude de la sensibilité nous avons constaté que les paramètres qui influencent fortement le LCOE de notre système optimal sont le taux d'intérêt et le coût du PV. Par contre Le coût du litre de gasoil et l'ensoleillement moyen sont des paramètres qui influencent très peu le LCOE. Donc pour que notre système optimal soit plus rentable, il faut qu'on parvienne à réduire le coût des PV, supprimer les taxes douanières sur les panneaux et investir à un taux d'intérêt nul.

d) Comparaison du système optimal au Groupe Diesel et au réseau électrique

Dans cette partie de notre mémoire, nous allons comparer le système PV/Diesel optimal obtenu aux systèmes généralement utilisés en électrification rurale, c'est-à-dire le groupe Diesel et le réseau électrique national.

(1) Comparaison du système optimal avec le groupe Diesel

Nous allons commencer par comparer d'abord le système optimal au système utilisant seulement le groupe Diesel.

En nous appuyant sur les résultats d'optimisation de la figure 13, on constate que le système optimal est nettement plus rentable que le système composé de deux groupes de puissance 180 et 350 kW. Dans la mesure où le NPC et le LCOE du système composé de deux groupes sont plus élevés (\$ 7 309 810 et 0,582 \$/kWh) que ceux du système optimal PV/Diesel (\$ 5 394 126 et 0,43\$/kWh).

Nous avons une différence de 0,152 \$/kWh entre le LCOE du système composé de deux groupes et le système optimal.

En conclusion, nous pouvons dire que le système utilisant le groupe Diesel n'est pas économiquement rentable, donc à proscrire pour l'électrification de la localité de Sanhala.

(2) Comparaison du système optimal avec la construction du réseau

Dans cette partie de notre mémoire, nous allons comparer le système optimal obtenu avec l'option de l'extension du réseau électrique national.

Comme nous ne disposons pas de données sur le coût de construction du kilomètre d'un réseau électrique en Côte d'Ivoire, nous avons fait une supposition.

Nous avons supposé que le coût d'un kilomètre de réseau électrique était de \$ 222222,22 avec 2% de ce coût (4444,44 \$/an/km) comme coût d'opération et de maintenance.

Ainsi avec cette hypothèse, nous avons pu avoir la courbe de la figure 14.



Figure 18: Courbe de comparaison du système optimal à l'extension du réseau électrique

Sur ce graphe, la courbe bleue représente la courbe du NPC du réseau électrique et la courbe en orange représente la courbe du NPC du système optimal.

Le point d'intersection des deux courbes permet de déterminer la distance seuil d'extension du réseau national.

A partir des résultats du graphe, nous voyons qu'à l'intersection des deux courbes, nous avons une distance seuil de 11,5 km. L'électrification de Sanhala est plus rentable pour une ligne électrique de longueur inférieure ou égale aux 11,5 km. Par ce que sur le graphe, dans cette plage de longueur les valeurs du NPC du système optimal sont supérieures à celles du NPC du réseau électrique. Par contre pour une ligne de longueur supérieure aux 11,5 km le système optimal est le plus rentable. Par ce que dans cette plage de longueur, sur le graphe nous avons les valeurs du NPC du système optimal qui sont inférieures à celles du NPC du réseau électrique.

Donc avant la réalisation du projet, il serait intéressant d'évaluer la distance qui sépare Sanhala du réseau électrique national.

Si cette distance est inférieure ou égale au 11,5 km, il faut utiliser l'option de l'extension du réseau électrique. Mais si ce n'est pas le cas, il va falloir utiliser le système optimal PV/Diésel.

3. Perspectives et recommandations

Dans cette partie de notre mémoire, nous allons mettre à la disposition de la Direction Générale de l'Energie de Côte d'Ivoire les perspectives et recommandations pour le déploiement du mini réseau PV/ Diesel de la ville de Sanhala.

- Vue les avantages qu'offrent les systèmes hybrides PV/diesel, le gouvernement ivoirien doit mettre davantage de financement à la disposition de cette technologie via les fonds d'électrification pour l'électrification des zones rurales. L'implication du privé sera aussi nécessaire pour compléter les financements publics.
- Les partenariats public-privé doivent donc être promus et facilités pour que les investisseurs privés soient prêts à participer au projet d'électrification rurale par système hybride.
- Pour garantir la durabilité des projets, l'appropriation locale par les communautés et les utilisateurs est essentielle. Un renforcement des capacités locales à travers la création d'un centre régional de formation à l'exploitation et à la maintenance des systèmes hybrides.
- Mettre en place une politique qui permettra d'enlever toutes les taxes douanières sur tous les équipements de production d'électricité à base du solaire.
- Vu la hausse du coût des barils de pétrole sur les marchés internationaux, il faudra inciter et encourager les populations locales à l'exploitation et au développement des biocarburants.
- Les informations précises sur le gisement solaire de la localité sont d'une importance capitale pour la réussite du projet.
- Une courbe de charge quotidienne avec des données horaires précises, de même que les variations saisonnières attendues, sont requises pour la conception du système.
- Les prévisions doivent au moins couvrir les cinq années suivant la mise en place du système. Des scénarios d'évolution à plus long terme (dix ans) seront nécessaires pour évaluer la durabilité à long terme de la conception choisie.

VII. Conclusion

Le stage effectué à la Direction Générale de l'Energie dans le département des énergies nouvelles et renouvelables m'a permis de travailler sur la comparaison des systèmes hybrides PV/diesel. Lors du stage, plusieurs travaux ont été menés : l'analyse de la ressource solaire sur tout le territoire ivoirien, l'analyse des différentes configurations de PV/diesel, la définition de méthodologie de dimensionnement technico-économique des différentes configurations PV/diesel, l'optimisation technico-économique du mini réseau PV/diesel dans la localité de Sanhala à l'aide du logiciel HOMER et enfin l'étude de la sensibilité de certains paramètres (le taux d'intérêt, le coût du PV, le coût du diesel et l'ensoleillement) sur le système optimal obtenu.

L'optimisation technico-économique permet de faire ressortir de tous les systèmes PV/diesel étudiés celui qui offre un coût du kWh (LCOE) moins élevé. Les résultats de l'optimisation de notre étude ont montré que le système composé d'un champ PV (756,5 kWc), de deux groupes Diesel (200 kW et 50 kW) et d'un parc de batterie (1152 kWh) avec un LCOE de 0,43 \$/kWh et un taux d'hybridation de 70% PV et 30% Diesel est le système le plus optimal pour l'électrification de ville de Sanhala. La valeur du LCOE obtenu peut être diminuée de 38% si l'Etat ivoirien parvient à investir à ses propres fonds (taux d'intérêt égal 0%). Faisant passer ainsi le LCOE de 0,43 à 0,268 \$/kWh.

En somme ce stage nous a permis de comprendre le fonctionnement des différentes configurations de PV/diesel, de comprendre comment se fait le tracé des courbes de charge dans le cadre de l'électrification rurale, et enfin de mieux comprendre et d'utiliser le logiciel de simulation HOMER pour l'optimisation.

REFERENCE BIBLIOGRAPHIQUE

- [1] Livre blanc de la CEDEAO
- [2] Rapport d'activités 2014 d'ANARE
- [3] Rapport annuel 2013 de la CIE
- [4] Site internet d'ANARE
- [5] Vaughn C. Nelson, Ken L. starche, Robert E. Foster, R. Nolon Clark, Deon Raubenheime, « Wind hybrid systems technology characterization », West Texas AM university – AEI New Mexico state University – SWTDI, USDA – ARS Bushland, Vista University, May 2002
- [6] E. Ian Baring-gould, L. Flowers, P. Lundsager, « Worldwide status of wind-diesel application », Pre – Workshop Wind – Diesel 101, 2004 Anchorage, Alaska.
- [7] M.Huart, « Guide des énergie renouvelables » Association pour la promotion des énergies renouvelables, Ministère de la région de Wallonne éditeur, 1994
- [8] J.Muller, R.Desserrières, « Conversion photovoltaïque », Publié par : Club CRIN, 2002
- [9] Rapport interne Laboratoire de recherche en énergie éolienne LREE-03 Septembre 2008 : Investigation des différentes alternatives renouvelables et hybrides pour des sites isolés.
- [10] J.labbé, « L(hydrogène electrolytique comme Moyen de stockage d'électricité pour systèmes photovoltaïques Isolés », Thèse de Doctorat, l'Ecole des mines de paris, pp.5-17-18-21-50-68-69, 21 décembre 2006
- [11] Promotion de l'Electrification Rurale et de l'Approvisionnement Durable en Combustibles Domestiques PERACOD
- [12] Claude Chevassu cours sur les couplages des alternateurs
- [13] Mémoire pour l'obtention du Master Spécialisé Génie Electrique Energétique et Energie Renouvelable (GEER) Laboratoire Energie Solaire et Economie d'Energie (LESEE) Soutenu publiquement le 19 Septembre 2011. Bébé Magloire NAN NEUWOUH, Daniel YAMEGUEU. Thème : Analyse, Modélisation et simulation des systèmes hybrides PV/Diesel
- [14] Daniel YAMEGUEU NGUEWO, THESE: expérimentation et optimisation d'un prototype de centrale hybride solaire PV/diesel sans batteries de stockage: validation du concept « flexy energy » (octobre 2012)
- [15] L. Stoyanov, G. Notton et V. Lazarov : Optimisation des systèmes multi-sources de production d'électricité à énergies renouvelables Mars 2007
- [16] Cours : Technologie solaire de Mr.A.RUNGUDU, Mr.A.BAGRE et Pr Yao AZOUMAH

[17] Site internet d'IRENA

LISTE DES ANNEXES

Annexe 1: Résultat du dimensionnement du PV à 70% de la charge.....	II
Annexe 2: Résultat du dimensionnement du PV à 60% de la charge.....	III
Annexe 3: Résultat du dimensionnement du PV à 50% de la charge.....	IV
Annexe 4: Résultat du dimensionnement du PV à 40% de la charge.....	V
Annexe 5: Résultat du dimensionnement du PV à 30% de la charge.....	VI

Annexe 1: Résultat du dimensionnement du PV à 70% de la charge

Dimensionnement du générateur photovoltaïque	
Puissance d'un panneau (Wc)	250
Energie journalière totale (kWh/j)	1 974
Puissance crête minimale (Wc)	755 280,07
Tension du générateur Vgéné (V)	400
Tension du panneau Vm (V)	24
Nombre de panneau en série	17,00
Nombre de branche parallèle	178
Nombre total de panneau	3026
Puissance du générateur PV (Wc)	756 500,00
Dimensionnement de la batterie	
Capacité minimale de la batterie (Ah)	22 847,22
Tension de la batterie	48
Tension de l'accumulateur	2
Nombre d'accumulateur en série	24
Nombre de branche parallèle	8
Capacité de l'accumulateur (Ah)	3000
Nombre total de batterie	192
Capacité de la batterie (Ah)	24 000
Dimensionnement de l'onduleur	
Puissance apparente minimale (VA)	1 218 750
Puissance des onduleurs choisis	20000
Nombre d'onduleur	61
Puissance de l'onduleur	1220000

Annexe 2: Résultat du dimensionnement du PV à 60% de la charge

Dimensionnement du générateur photovoltaïque	
Puissance d'un panneau (Wc)	250
Energie journalière totale (kWh/j)	1 692
Puissance crête minimale (Wc)	647 382,92
Tension du générateur Vgène (V)	400
Tension du panneau Vm (V)	24
Nombre de panneau en série	17,00
Nombre de branche parallèle	153
Nombre total de panneau	2601
Puissance du générateur PV (Wc)	650 250,00
Dimensionnement de la batterie	
Capacité minimale de la batterie (Ah)	19 583,33
Tension de la batterie	48
Tension de l'accumulateur	2
Nombre d'accumulateur en série	24
Nombre de branche parallèle	7
Capacité de l'accumulateur (Ah)	3000
Nombre total de batterie	168
Capacité de la batterie (Ah)	21 000
Dimensionnement de l'onduleur	
Puissance apparente minimale (VA)	1 218 750
Puissance des onduleurs choisis	20000
Nombre d'onduleur	61
Puissance de l'onduleur	1220000

Annexe 3: Résultat du dimensionnement du PV à 50% de la charge

Dimensionnement du générateur photovoltaïque	
Puissance d'un panneau (Wc)	250
Energie journalière totale (kWh/j)	1 410
Puissance crête minimale (Wc)	539 485,77
Tension du générateur Vgène (V)	400
Tension du panneau Vm (V)	24
Nombre de panneau en série	17,00
Nombre de branche parallèle	127
Nombre total de panneau	2159
Puissance du générateur PV (Wc)	539 750,00
Dimensionnement de la batterie	
Capacité minimale de la batterie (Ah)	16 319,44
Tension de la batterie	48
Tension de l'accumulateur	2
Nombre d'accumulateur en série	24
Nombre de branche parallèle	6
Capacité de l'accumulateur (Ah)	3000
Nombre total de batterie	144
Capacité de la batterie (Ah)	18 000
Dimensionnement de l'onduleur	
Puissance apparente minimale (VA)	1 218 750
Puissance des onduleurs choisis	20000
Nombre d'onduleur	61
Puissance de l'onduleur	1220000

Annexe 4: Résultat du dimensionnement du PV à 40% de la charge

Dimensionnement du générateur photovoltaïque	
Puissance d'un panneau (Wc)	250
Energie journalière totale (kWh/j)	1 128
Puissance crête minimale (Wc)	431 588,61
Tension du générateur Vgène (V)	400
Tension du panneau Vm (V)	24
Nombre de panneau en série	17,00
Nombre de branche parallèle	102
Nombre total de panneau	1734
Puissance du générateur PV (Wc)	433 500,00
Dimensionnement de la batterie	
Capacité minimale de la batterie (Ah)	13 055,56
Tension de la batterie	48
Tension de l'accumulateur	2
Nombre d'accumulateur en série	24
Nombre de branche parallèle	5
Capacité de l'accumulateur (Ah)	3000
Nombre total de batterie	120
Capacité de la batterie (Ah)	15 000
Dimensionnement de l'onduleur	
Puissance apparente minimale (VA)	1 218 750
Puissance des onduleurs choisis	20000
Nombre d'onduleur	61
Puissance de l'onduleur	1220000

Annexe 5: Résultat du dimensionnement du PV à 30% de la charge

Dimensionnement du générateur photovoltaïque	
Puissance d'un panneau (Wc)	250
Energie journalière totale (kWh/j)	846
Puissance crête minimale (Wc)	323 691,46
Tension du générateur Vgène (V)	400
Tension du panneau Vm (V)	24
Nombre de panneau en série	17,00
Nombre de branche parallèle	77
Nombre total de panneau	1309
Puissance du générateur PV (Wc)	327 250,00
Dimensionnement de la batterie	
Capacité minimale de la batterie (Ah)	9 791,67
Tension de la batterie	48
Tension de l'accumulateur	2
Nombre d'accumulateur en série	24
Nombre de branche parallèle	4
Capacité de l'accumulateur (Ah)	3000
Nombre total de batterie	96
Capacité de la batterie (Ah)	12 000
Dimensionnement de l'onduleur	
Puissance apparente minimale (VA)	1 218 750
Puissance des onduleurs choisis	20000
Nombre d'onduleur	61
Puissance de l'onduleur	1220000