



ETUDE COMPARATIVE DES COÛTS DE L'ELECTRICITE PRODUITE À L'AIDE DES DIFFERENTES SOURCES D'ENERGIE NOUVELLES ET RENOUVELABLES

MEMOIRE POUR L'OBTENTION DU
DIPLOME D'INGENIEUR 2iE AVEC GRADE DE MASTER, SPECIALITE
GENIE ELECTRIQUE ET ENERGETIQUE

Présenté et soutenu publiquement le 17 janvier 2017 par

Tanoh Franck-William GNANGNY

Travaux dirigés par :

M. Henri KOTTIN

Enseignant-Chercheur 2iE

M. Angaman ANOH

Chef de service Études Générales
Maître de stage

M. Stéphane MADOU

Ingénieur chargé d'étude
Maître de stage

Jury d'évaluation du stage :

Président : Dr N'TSOUKPOE EDEM

Membres et correcteurs : Ing. MADOU Stéphane

Ing. KOTTIN Henri

Ing. TANOH Severin

Promotion [2015/2016]



DEDICACE

À celui qui créa toute chose

Pour toutes ses grâces et ses bénédictions dans ma vie,

À mon défunt père GNANGNY Tanoh Henri-Edouard et à ma mère
Yao Fatoumata,

À mes parents Monsieur BROU Fulgence et son épouse Madame
BROU LERRO Georgette,

Qui n'ont eu de cesse de se battre afin que je puisse arriver là où je suis,

Que Dieu m'accorde le succès afin que vous soyez honorés

Je vous dédie cette œuvre en guise de reconnaissance



REMERCIEMENTS

Nous ne saurions entamer la rédaction de ce mémoire sans au préalable adresser nos remerciements à tous ceux qui, de près ou de loin, ont contribué au succès de notre stage et ont été d'un apport appréciable à l'élaboration de ce travail. Nous tenons donc à affirmer notre gratitude à :

M. Amidou TRAORE, Directeur Général de la Société des Énergies de Côte d'Ivoire (CI-ENERGIES) pour son avis favorable quant à notre demande de stage auprès de l'entreprise qu'il dirige ;

Mme Inzata SOUMAHORO, Responsable de la Cellules Ressources Humaine, pour sa compréhension et son aide quant aux activités déroulées dans le cadre de notre stage en dehors de l'immeuble EECI ;

M. Serge AHOUSSOU, Directeur de la Direction des Études et de la Planification (DEP) pour ses grandes directives et ses encouragements dans l'exécution de ce stage ;

M. Angaman ANOH, Chef de service des Études Générales pour ses conseils dans l'apprentissage des rudiments de l'entreprise et son insistance sur la rigueur dans le travail et ce en temps requis;

M. Stéphane MADOU, Chargé des Études, pour son encadrement, sa grande disponibilité, ses conseils et sa compréhension, qui ont été d'un soutien de tous les instants, de tous les jours, de tous nos moments de doute, tout au long de ce travail. Nous tenons à lui exprimer toute notre profonde gratitude. Nous n'oublierons jamais nos rencontres et nos discussions ;

Mme Françoise Esther ASSA, Chef de service formation et parcours professionnels pour son aide quant à notre insertion au sein de (CI-ENERGIES) pour la réalisation de notre stage ;
Tout le personnel de la Direction des Études et de la Planification.

À tous mes enseignants qui m'ont assuré une bonne base théorique en particulier Une pensée pour **M. Henri KOTTIN**, ingénieur de recherche à 2iE pour son encadrement. Votre compréhension, vos conseils et encouragement au travail, votre promptitude mais surtout votre disponibilité m'ont beaucoup apporté. Très reconnaissant du temps que vous m'avez consacré, vous avez été un modèle pour moi tout au long de mon apprentissage.

Je remercie aussi mes collègues stagiaires et toutes les personnes avec lesquelles j'ai eu le plaisir de collaborer et qui ont pu par la même occasion participer de près ou de loin à l'élaboration de ce projet.



AVANT-PROPOS

L'Institut International d'Ingénierie de l'Eau et de l'Environnement (2iE) est un établissement d'enseignement supérieur et de recherche basé à Ouagadougou au Burkina Faso. Sa création en 2006, résulte de la fusion et restructuration des écoles inter-États EIER (École d'Ingénieurs de l'Équipement Rural) et ETSHER (École des Techniciens de l'Hydraulique et de l'Équipement Rural), créées respectivement en 1968 et 1970 par 14 États d'Afrique de l'Ouest et Centrale pour former des ingénieurs spécialisés dans les domaines de l'équipement et de l'hydraulique. Il s'agit d'un Partenariat Public Privé International entre des États africains, des entreprises, des acteurs techniques et financiers et des organismes académiques et scientifiques.

2iE dispense une formation de pointe dans les domaines de l'Eau, de l'Énergie, du Génie Civil et de l'Environnement conformément au Processus de Bologne : Licence, Master, Doctorat ; en partenariat avec les meilleures universités du monde, offrant ainsi une grande mobilité aux étudiants.

En Afrique, les diplômés de 2iE sont reconnus par le Conseil Africain et Malgache pour l'Enseignement Supérieur (CAMES). En Europe, ils sont labélisés EUR-ACE à travers l'accréditation par la Commission des Titres d'Ingénieur (CTI).

Dans un souci de former des Ingénieurs de Conception et des Techniciens Supérieurs hautement qualifiés et aptes à relever les challenges, les étudiants bénéficient d'une formation théorique et d'une formation pratique qui consiste en des travaux pratiques et visites sur site. Les formations pour le niveau master sont sanctionnées par des stages de production en entreprise ou dans un laboratoire de recherche en vue de la rédaction d'un mémoire. Ce mémoire intervient dans le domaine de formation de l'étudiant, qui est mis à l'épreuve pendant une période d'au moins vingt semaines sur un problème d'actualité dans la structure d'accueil. C'est pour s'inscrire dans le même ordre d'idée que nous avons été reçus au sein du Service Étude Générale de la Société des Énergies de Côte d'Ivoire pour la rédaction du mémoire d'ingénieur. Ce stage s'est déroulé dans la période du 01 Mars 2015 au 31 Août 2016 et a eu pour thème: « **Étude comparative des coûts de l'électricité produite à l'aide des différentes sources d'énergies nouvelles et renouvelables** ».

Le présent rapport en est la parfaite illustration et rend compte des travaux effectués.



LISTE DES ABREVIATIONS ET SIGLES

Abréviations et Sigles	
2iE	Institut International d'Ingénierie de l'Eau et de l'Environnement
AC	courant alternatif
ADEME :	Agence de l'Environnement et de la Maitrise de l'Énergie
CIE	Compagnie Ivoirienne de l'Électricité
CI-ENERGIES	Société des Énergies de Côte d'Ivoire
DC	courant continu
CRE	Commission de Régulation de l'Énergie
EECI	Énergie Électrique de Côte d'Ivoire
EnR	énergies nouvelles et renouvelables
ER	Énergies Renouvelables
GE	Groupe Électrogène
HOMER:	Hybrid Optimization Model for Electric Renewables
HTA :	Moyenne Tension
IRENA :	International Renewable Énergie Agency
LCOE :	Levelized Cost Of Energy
PDER CI	Plan Directeur d'Électrification Rurale de Côte d'Ivoire
PDPT CI	Plan Directeur Production Transport de Côte d'Ivoire
PV:	Photovoltaïque
RGPH	Recensement Général de la Population et de l'Habitat
SOGEPE	Société de Gestion du Patrimoine du Secteur de l'Électricité
SOPIE	Société d'Opération Ivoirienne d'Électricité



RESUME

L'étude fait ressortir que les coûts de production de l'électricité à partir des énergies renouvelables décroissent progressivement et deviennent de plus en plus concurrentiels. Sur la période 2010-2014, les coûts des technologies ont baissé de plus de 30% pour les technologies solaires et 25 % pour l'éolienne.

Par ailleurs, la mise en place de système de production d'électricité à l'aide des EnR notamment le photovoltaïque dans la localité de Govitan nous a montré que les LCOE restent plus élevés que le mix Photovoltaïque -Diesel. L'alimentation des 500 habitants qui peuplent la localité par le photovoltaïque simulé avec le logiciel HOMER nous propose un LCOE de 564 FCFA/kWh. Tandis que le mix énergétique Photovoltaïque -Diesel nous donne un LCOE de 442 FCFA/kWh.

Il est donc essentiel de prioriser le mix énergétique plutôt que l'alimentation totale à partir d'une énergie renouvelable, pour toute localité éloignée du réseau avec un potentiel solaire.

Mots clés

- Production d'électricité
- Énergie renouvelable
- LCOE



ABSTRACT

This study shows that the cost of electricity production from renewable energies decrease gradually and become much more competitive. In fact, the technologies cost has dropped to more than 30 % for sun technologies and to 25 % for wind turbine.

The elaboration of electricity product systems using renewable energies particularly Photovoltaic in Govitan, has shown that its cost remain higher than hybridization Photovoltaic -Diesel. Electricity supply of the 500 persons who live in this area by Photovoltaic simulated with HOMER suggest 564 FCFA/kWh as LCOE. While hybridization suggest 442 FCFA/kWh.

It appears essential to prioritize hybridization rather than simple alimentation by renewable energy for all areas distant to the network with a solar potential.

Keywords

- Electricity production
- Renewable energy
- LCOE



Table des matières

DEDICACE.....	i
REMERCIEMENTS	ii
AVANT-PROPOS.....	iii
LISTE DES ABREVIATIONS ET SIGLES.....	iv
RESUME.....	v
ABSTRACT	vi
INTRODUCTION.....	13
CHAPITRE 1 : GENERALITES	14
I.PRESENTATION DE L'ENTREPRISE	14
I.1. PRESENTATION DE CI-ENERGIES	14
I.1.1. Mission	14
I.1.2. Organisation.....	Erreur ! Signet non défini.
I.1.3. Axes stratégiques de la démarche QSE-SMI.....	Erreur ! Signet non défini.
I.1.4. Présentation de la Direction des Études et de la Planification (DEP)	15
II. Présentation et contexte du thème	16
II.1. Contexte	16
II.1.1. Problématique.....	16
II.2. Travail demandé.....	16
II.2.1. Objectif général	16
II.2.2. Objectif spécifiques	16
II.2.3. Taches à exécuter.....	16
II.2.4. Revue documentaire	17
II.2.5. Production du rapport	17
GENERALITES SUR LE THEME.....	18
I. Moyens de production d'électricité.....	18
II. LES ENERGIES NOUVELLES ET RENOUVELABLES	19
III. Enjeux des ENR	20
III.1. Dans le monde	20



III.2.En Côte d'Ivoire	21
CHAPITRE 2 : TECHNOLOGIE & COÛT	23
I. ENERGIE SOLAIRE.....	23
I.1. Photovoltaïque.....	23
I.1.1. État des lieux de la technologie	23
I.1.2. ANALYSE DES COÛTS	25
I.2. Thermique	26
I.2.1. État des lieux de la technologie	27
I.2.2. ANALYSE DES COÛTS	28
II. ENERGIE EOLIONNE.....	29
II.1. États des lieux de la technologie	30
II.2. Analyse des coûts	31
III. ENERGIE DE LA BIOMASSE.....	32
III.1.ANALYSE DES COÛTS.....	41
IV. HYDROELECTRICITE	42
IV.1.État des lieux de la technologie.....	42
IV.2.ANALYSE DES COÛTS.....	43
V. Évolution des coûts des EnR.....	43
CHAPITRE 3 : ETUDE COMPARATIVE DE L'ALIMENTATION DE LA LOCALITE DE GOVITAN PAR DIFFERENTES SOURCES.....	45
I. PRESENTATION DE LA LOCALITE	45
I.1. Situation	45
I.1.1. Géographie.....	45
I.1.2. Population.....	45
I.1.3. Végétation.....	46
I.1.4. Hydrographie	46
I.1.5. Occupation du sol	46
I.1.6. Activités économique	46
I.1.7. Électricité.....	46



I.2. Estimation et Prévision des besoins en électricité.....	47
I.2.1. Méthodologie 1.....	47
I.2.2. Méthodologie 2.....	51
II. ETUDE DE L'ALIMENTATION EN ELECTRICITE.....	53
II.1. Alimentation via le Solaire.....	53
II.2. Alimentation Via l'éolienne.....	61
II.3. Alimentation via l'hydroélectricité.....	Erreur ! Signet non défini.
II.4. Alimentation par mix énergétique.....	62
II.4.1. Généralité sur les alimentations hybride PV-Diesel.....	62
II.4.2. Dimensionnement du système.....	64
II.5. Alimentation par extension du réseau national.....	68
II.6. Comparaison et Recommandations.....	70
II.6.1. Comparaison.....	70
II.6.2. Recommandations.....	72
II.7. Etude d'impact.....	73
II.7.1. Méthodologie.....	73
II.7.2. Impacts positifs du projet.....	74
II.7.3. Impact négatifs du projet.....	75
Conclusion.....	77
Bibliographie.....	78
Webographie.....	78



Liste des tableaux

Tableau 1 : Répartition du parc de production ivoirien.....	22
Tableau 2 : Comparatif des principales technologies PV	24
Tableau 3 : Principaux fabricants de panneau PV en 2012	24
Tableau 4 : Principaux acteurs	27
Tableau 5 : Principaux acteurs du marché de l'éolien dans le monde.....	30
Tableau 6: Plus gros producteurs	42
Tableau 7 : Hypothèse	50
Tableau 8 : Récapitulatif des forces et faiblesses des méthodes	53
Tableau 9 : Hypothèses de simulation PV	57
Tableau 10 : Séries de données hydrologiques.....	Erreur ! Signet non défini.
Tableau 11 : hypothèse hydroélectricité.....	Erreur ! Signet non défini.
Tableau 12: Hypothèse PV-Diesel	66
Tableau 13 : Récapitulatif des LCOE par type d'alimentation	71



Liste des figures

Figure 1 : Évolution de la production d'énergie électrique en Côte d'Ivoire	21
Figure 2 : Ventilation des coûts d'investissements pour différents types de centrale en France	25
Figure 3 : Détail des composants de l'investissement pour la part de la centrale PV	25
Figure 4 : Ventilation des coûts d'exploitation pour différents types de centrale en France	26
Figure 5 : Répartitions des technologies septembre 2011	27
Figure 6 : Ventilation des coûts d'investissement pour deux centrales de 100MW en Afrique du SUD.....	28
Figure 7 : Coût d'opération et de maintenance des centrales cylindro-parabolique et à tour.....	29
Figure 8 : Évolution du parc éolien mondiale	30
Figure 9 : Ventilation du coût d'investissement	31
Figure 10 : Ventilation du coût d'exploitation.....	31
Figure 11 : Ventilation des coûts d'investissement.....	41
Figure 12 : Ventilation des coûts d'investissements	43
Figure 13 : Zoning homogène base sur les cultures de rentes de la CI	48
Figure 14 : Synthèse conso-classe zone	49
Figure 15 : Courbe de charge GOVTAN N+15	51
Figure 16 : Courbe de charge de Govitan.....	52
Figure 17 : Potentiel solaire de la Côte d'Ivoire	54
Figure 18 : Configuration du système	56
Figure 19 : Résultat de la simulation.....	57
Figure 20 : Résultat de l'optimisation technico-économique.....	58
Figure 21 : Configuration de l'alimentation optimale	59
Figure 22 : Évolution du LCOE par rapport à la variation des couts du PV	60
Figure 23 : Évolution du LCOE par rapport à la variation des couts des batteries	60
Figure 24 : Potentiel de la ville de Bouna	61
Figure 25 : Abaque de détermination du Cp	62
Figure 26 : Site potentiel de petite hydraulique en côte d'Ivoire	Erreur ! Signet non défini.
Figure 27: Résultat de simulation hydroélectricité.....	Erreur ! Signet non défini.



Figure 28 : Configuration PV-Diesel série	63
Figure 29 : Configuration PV/Diesel commutée	63
Figure 30 : Configuration PV/Diesel parallèle	64
Figure 31 : Résultat de la simulation PV-DIESEL.....	67
Figure 32 : Résultats de simulation pour configuration choisie	67
Figure 33 : Évolution du LCOE par rapport au cout du Diesel.....	68
Figure 34 : Chute de tension sur le réseau HTA Ivoirien.....	69
Figure 35 : comparaison de l'hybridation par rapport au réseau	70
Figure 36 : comparaison du PV par rapport au raccordement au réseau.....	71



INTRODUCTION

En 1986, le monde a connu une catastrophe sans précédent qui a changé la façon de voir la nature qui l'entoure. C'est la catastrophe de la centrale nucléaire de Tchernobyl. Le monde s'est tourné vers l'exploitation des énergies moins dangereuses et plus respectueuses de l'environnement. Dès lors, le développement de la production électrique à partir de sources différentes du pétrole et du nucléaire s'est accru. Il s'agit des énergies renouvelables.

Les énergies renouvelables sont des énergies propres du fait de leur pollution amoindrie. On cite parmi elles l'énergie du soleil, de la terre, des cours d'eau et courants marins, du vent et des matières organiques et végétales. Plusieurs pays dans le monde utilisent aujourd'hui ces énergies pour leur production d'électricité.

Soucieuse de la préservation de l'environnement et voulant exploiter toutes les ressources dont elle dispose ; la Côte d'Ivoire s'est fixée pour objectif de porter à 15% en 2020 et 20% en 2030, la part des énergies nouvelles et renouvelables (EnR) dans la puissance du parc de production installé dans le pays. Étant donné que la planification de l'offre électrique suppose une parfaite connaissance des coûts des différents moyens de production, le secteur électrique ivoirien s'est engagé dans une vaste campagne de renforcement des compétences et des connaissances dans le domaine des EnR. Ainsi, dans le but d'avoir une base de comparaison et d'informations sur les différents types d'EnR, il a été initié une ***ÉTUDE COMPARATIVE DES DIFFÉRENTS COÛTS DE L'ÉLECTRICITÉ PRODUITE À L'AIDE DES DIFFÉRENTES SOURCES D'ÉNERGIE NOUVELLES ET RENOUVELABLES.***

Le présent rapport a pour objectif de déterminer les coûts de l'électricité produite à partir des différentes sources EnR. Pour se faire, il s'articulera autour de trois grandes parties :

- La première partie abordant les généralités
- La deuxième partie consacrée à la description des différentes EnR et à l'analyse des coûts de leur production
- La troisième partie portant sur une étude comparative de l'alimentation d'une localité par ces énergies



CHAPITRE 1 : GENERALITES

I.PRESENTATION DE L'ENTREPRISE

I.1. PRESENTATION DE CI-ENERGIES

La Société des Énergies de Côte d'Ivoire (CI-ENERGIES) [1] a été créée par le décret n°2011-472 du 21 décembre 2011. Elle a pour objet, en République de Côte d'Ivoire et à l'étranger, d'assurer le suivi de la gestion des mouvements d'énergie électrique ainsi que la maîtrise d'œuvre des travaux revenant à l'état en tant qu'autorité concédante. Son capital social est de 20 Milliards (20.000.000.000) de Francs CFA. Elle compte à ce jour 220 employés répartis sur trois sites : Le siège au plateau, le parc matériel à Yopougon Niangon et le barrage de Soubré. Son siège social est situé à Abidjan précisément à l'immeuble EEIC dans la commune du Plateau.

I.1.1.Mission

L'objectif de CI-ENERGIES est d'accompagner la relance économique qui fera de la Côte d'Ivoire un pays émergent à l'horizon 2020. La société prend donc toutes les dispositions nécessaires pour :

- La planification de l'offre et de la demande en énergie électrique, en coordination avec le ministère en charge de l'Énergie ;
- La maîtrise d'œuvre des investissements en matière d'extension, de renforcement et de renouvellement du réseau de transport et d'électrification rurale ;
- Le suivi de la gestion des fonctions d'achat, de transport et de mouvement d'énergie électrique ;
- La gestion administrative, comptable et financière de l'ensemble des éléments formant le domaine public et privé, les ouvrages et équipements constituant les actifs et immobilisations de l'État ;
- Le suivi de la gestion de l'exploitation du service concédé ;
- La maîtrise d'ouvrage des travaux relatifs aux infrastructures, ouvrages et équipements du secteur de l'électricité ;
- La gestion au nom et pour le compte de l'État de la redevance prévue par la convention de concession de service public de production, transport, distribution, importation et exportation de l'électricité ;

- La tenue des comptes consolidés et le contrôle de l'équilibre financier du secteur de l'électricité.

I.1.2. Présentation de la Direction des Études et de la Planification (DEP)

La DEP qui est notre direction d'accueil est située au septième étage de l'immeuble EECL. Elle compte 19 employés et est organisée comme suit :



Figure 1 : Organigramme DEP 2016

Les activités menées au sein de ce département sont les suivantes :

- ❖ la réalisation des études d'avant-projet sommaire (APS) et préfaisabilité ;
- ❖ la conception de plans de sécurisation d'alimentation en électricité;
- ❖ la prévision de la demande et la planification des moyens de production, transport, distribution, télécommunication et télé-conduite, électrification rurale ;
- ❖ la collecte de données statistiques et leur analyse, la conception et la gestion d'un SIG (système d'information géographique) ;
- ❖ la mise à disposition de la documentation technique nécessaire aux métiers de l'électricité et l'archivage (physique et électronique) des documents ;
- ❖ le suivi des innovations technologiques, la définition de doctrine, la sélection des normes et le suivi de leur application ;
- ❖ la standardisation, la normalisation et l'homologation des équipements électriques utilisés sur le système électrique ivoirien.



II. Présentation et contexte du thème

II.1. Contexte

Dans le cadre de sa vision pour le secteur électrique de la Côte d'Ivoire. CI-ENERGIES a décidé de diversifier les moyens de production d'électricité. En annonçant dans son plan directeur production transport (PDPT) sa volonté de faire de la Côte d'Ivoire un hub énergétique dans toute la sous-région, elle a prévu l'intégration de centrales fonctionnant aux énergies renouvelables dans son parc de production. Ce parc étant dominé par les énergies thermique et hydroélectrique. Après plusieurs études menées sur le potentiel en EnR de la CI, le choix des énergies intervenant dans le mix souhaité s'est porté sur :

- L'énergie éolienne
- L'énergie solaire
- L'énergie de la biomasse
- L'énergie hydroélectrique

Ainsi pour la maîtrise des coûts liés à ses différentes technologies, il est apparu le besoin de réaliser une « **étude de la production des coûts de l'électricité produite à l'aide des différentes sources d'EnR** »

II.1.1. Problématique

La problématique ayant engendré ce thème est :

Quel coût de l'énergie considéré pour une meilleure planification des investissements lors d'implantation de centrale fonctionnant avec des EnR ?

II.2. Travail demandé

II.2.1. Objectif général

L'étude vise à présenter les différentes EnR, leur mode de fonctionnement et les coûts relatifs à ceux-ci.

II.2.2. Objectif spécifiques

Les objectifs spécifiques

- Identifier les méthodes de production applicables à la Côte d'Ivoire,
- Estimer le coût dans le cas de l'alimentation d'une localité en zone rurale.

II.2.3. Taches à exécuter

- Faire une revue documentaire sur les moyens de production d'énergie électrique,



- Faire une revue de littérature sur le fonctionnement et le coût des différents types d'EnR,
- Analyser l'évolution du coût du kWh pour les EnR,
- Étudier le coût du kWh pour l'alimentation d'une localité par des EnR.

II.2.4. Revue documentaire

La revue documentaire s'est portée sur :

- Le potentiel énergétique de la Côte d'Ivoire afin de déterminer les sources renouvelables exploitables,
- Le Plan Directeur Électrification Rurale (PDER) [2] pour prendre connaissance des études et des projets en voie de réalisation dans le secteur de l'électricité rurale,
- Les rapports de l'IRENA [5], nous ont permis de savoir l'état d'évolution des technologies à travers le monde.

II.2.5. Production du rapport

Les outils utilisés sont les applications du pack Office de MICROSOFT (WORD, EXCEL). Ils ont servi à la rédaction et aux calculs. De même, le logiciel HOMER a servi à la production du présent mémoire.

II.2.5.1. Présentation du logiciel HOMER

Le logiciel HOMER a été développé en 1992 par le Laboratoire National des Energies Renouvelables des USA. Il sert à l'optimisation des systèmes pour l'alimentation en énergie thermique ou électrique de charge. Pour l'étude, nous avons utilisé la version gratuite 2.68 de l'année 2009. Grâce aux données sur le gisement (solaire, diesel, etc.), des besoins et des coûts, il lui est possible d'analyser plusieurs configurations techniques pour un même système afin d'en obtenir un système optimisé au niveau du coût. Le logiciel simule toutes les configurations possibles selon les éléments et donne la meilleure solution parmi celles-ci. Ensuite, il est finalement possible de faire des analyses de sensibilité afin de savoir si la configuration technique trouvée reste toujours la meilleure lors du changement d'un paramètre jugé sensible.



II.2.5.1.1. LCOE

LCOE (Levelized Cost Of Energy), en français le coût actualisé de l'énergie, est une mesure du coût complet de production d'une énergie donnée. Le LCOE est fréquemment employé dans le secteur de l'électricité et s'exprime par la formule ci-dessous :

$$\text{LCOE} = \frac{\sum_{t=1}^n \frac{C_t}{(1+r)^t}}{\sum_{t=1}^n \frac{E_t}{(1+r)^t}}$$

n la durée de vie du système
 C_t l'ensemble des coûts
 E_t la production nette d'énergie annuelle
 r le taux d'actualisation annuel

Le LCOE est une estimation du coût de l'énergie en fonction de plusieurs hypothèses. Il ne traduit pas obligatoirement le coût réel à l'installation d'un système.

GENERALITES SUR LE THEME

I. Moyens de production d'électricité

L'électricité est un phénomène physique causée par le déplacement d'électrons dans un milieu donné. Déplacement dû, à la différence de potentiel existant entre des conducteurs.

L'électricité est le vecteur d'énergie le plus utilisé de nos jours dans le monde grâce à sa flexibilité et la facilité d'utilisation qui lui est propre. Aujourd'hui, elle est l'un des éléments essentiels au développement économique de tout pays et un élément indispensable dans la vie des êtres humains.

Elle se produit de plusieurs façons. Depuis sa découverte jusqu'à nos jours elle connaît une évolution dans les méthodes servant à sa production. Il existe trois principaux modes de production à partir de différentes sources que sont :

- L'énergie fissile (Nucléaire)
- L'énergie fossile (Pétrole)
- L'énergie renouvelable (Biomasse, Hydraulique, Solaire ...)

L'ensemble des modes de production utilisant ces différentes sources ont chacun un moyen de fonctionnement particulier et différent.



Néanmoins, le début du XX siècle marque un élan de conscience écologique qui frappe la planète et fait remarquer un sursaut pour la préservation de l'environnement (diminution des gaz à effet de serre, la lutte contre le réchauffement climatique, etc.) en cherchant des sources d'énergie propres. De toutes les sources énoncées seules les sources renouvelables permettent de répondre à cette demande.

II. LES ENERGIES NOUVELLES ET RENOUELABLES [5]

Une énergie est dite renouvelable si son cycle se répète à l'échelle de la vie humaine (75 ans). On fait une distinction entre les énergies renouvelables 'traditionnelles' et celles dites 'nouvelles'.

L'énergie renouvelable traditionnelle fait référence à la biomasse qui est généralement utilisée pour les activités domestiques telles que la cuisson tandis que l'énergie renouvelable dite nouvelle regroupe toutes les formes d'énergie renouvelable durable et moderne. Les énergies nouvelles et renouvelables englobent :

- L'énergie solaire

L'énergie solaire est celle qui provient du soleil. Elle se compose de deux composantes valorisables : le photovoltaïque et le thermique.

Le photovoltaïque est issu de la partie lumineuse émise par le soleil. Il sert à la production d'électricité grâce à des panneaux. La technologie qui l'accompagne évolue à petits pas depuis le début de sa valorisation.

Le thermique est l'énergie tirée de la chaleur fourni par le soleil. Cette énergie est utile pour la production d'électricité mais aussi pour les besoins thermiques de différentes applications.

- L'énergie géothermique

Elle est l'énergie issue du noyau de la terre. Elle se manifeste le plus souvent sous forme de chaleur (source thermique naturelle). Elle peut aussi bien être prise comme source de production de chaleur ou d'électricité. La technologie permettant son exploitation est à un stade de recherche bien que certains pays aient déjà commencé son exploitation.

- L'énergie éolienne



L'énergie éolienne est l'énergie produite par le vent à la surface de la terre. Cette énergie est transformée en énergie mécanique puis est transformée en électricité. Elle a déjà fait ses preuves car, installée dans certains pays et exploitée sur le réseau.

- L'énergie hydraulique

C'est la conversion de l'énergie potentielle de l'eau qui sert depuis des années à la production d'électricité. C'est la technologie la plus mature du panel des énergies renouvelables.

- L'énergie de la biomasse (solide, liquide, gazeux)

La biomasse est la plus vieille énergie utilisée pour les besoins humains (brûler du bois) mais cela de façon traditionnelle. La biomasse dont il s'agit ici est l'ensemble des matières organiques d'origine végétale animale ou fongique pouvant être traduites en énergie par divers procédés.

Son exploitation à l'échelle industrielle étant déjà entamée est encore au stade de la recherche pour son perfectionnement.

- L'énergie des mers (marées, houle)

Elle représente l'énergie issue du milieu marin. Elle est subdivisée en l'énergie des marées, l'énergie des courants, de la biomasse algale, des vagues et du gradient de la température. Certaines technologies permettant l'exploitation de cette énergie sont bien avancées tandis que d'autres sont au stade de la recherche.

III. Enjeux des ENR

III.1. Dans le monde

La catastrophe de Tchernobyl en Ukraine a causé de nombreux morts, d'innombrables personnes irradiées et évacuées. Elle a permis un éveil de conscience écologique.

Ainsi, l'homme à la recherche de solution plus écologique de production d'électricité se tourne vers les énergies qui ont un moindre impact sur l'environnement : les énergies renouvelables.

Dès lors le monde prend conscience de l'intérêt des énergies renouvelables et ce, à travers les conférences de Rio de Janeiro, tenue en 1992 ayant pour sujet principal l'environnement et le développement durable, celle de Kyoto en 1998 portant sur la réduction des gaz à effet de serre et la COP 21 qui s'est tenue à Paris.

En 2015, la part des EnR dans la production d'électricité mondiale est de 23% selon le rapport REN21 2016. Les énergies renouvelables représentent pour le monde une alternative très sérieuse pour la diminution de la dépendance aux énergies fossiles.

III.2. En Côte d'Ivoire

La Côte d'Ivoire est un pays de l'Afrique de l'Ouest qui couvre une superficie de 322 462 km². Elle est localisée entre 4° et 10° de latitude Nord et 0° et 10° de longitude Ouest. Elle est frontalière à 5 pays que sont le Libéria et la Guinée à l'Ouest, Le Burkina et le Mali au Nord et le Ghana à l'Est. Elle est bordée au Sud par l'océan atlantique.

La Côte d'Ivoire est un des pays clé dans le développement économique de la sous-région de par sa situation géographique mais aussi par ses ressources naturelles. C'est dans ce contexte qu'il existe entre certains pays voisins et elle un réseau interconnecté délivrant une partie de la production Ivoirienne en plus de la demande électrique nationale grandissante. Tout ceci pousse la Côte d'Ivoire (CI) à être un pays avec un productible électrique conséquent et pouvant répondre aux besoins de tous. Au fil des années le parc de production de la Côte d'Ivoire a évolué graduellement (Figure 1). Il était estimé à 20 MW en 1959 et aujourd'hui ce parc totalise une puissance installée de 1924 MW¹ en 2016 [4].

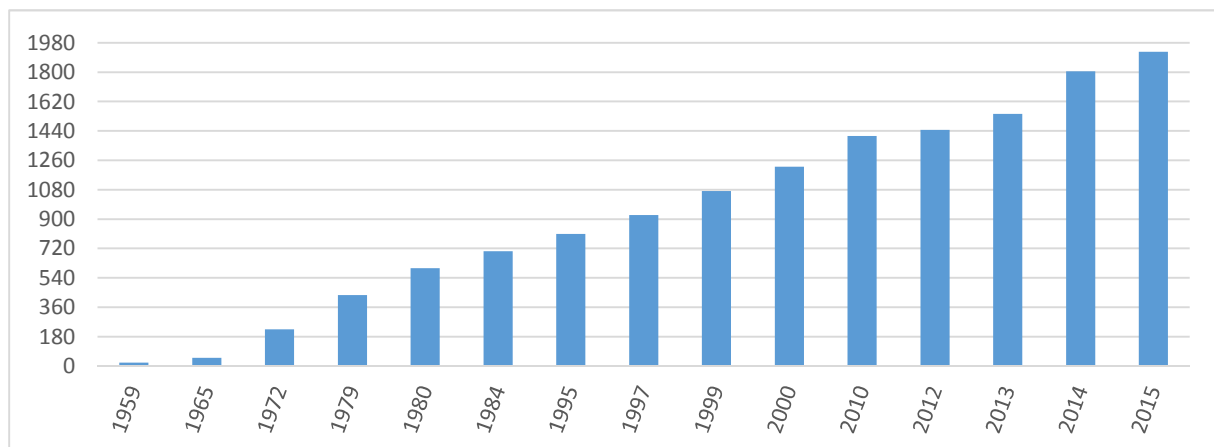


Figure 2 : Évolution de la production d'énergie électrique en Côte d'Ivoire

Source : CI-ENERGIES

¹ Plan directeur production transport, tome 1, page 11



Le parc de production d'électricité ivoirien est constitué de 2 grandes sources que sont le thermique avec 1320 MW installé et l'hydraulique avec 604 MW comme le montre le Tableau 1. En tenant compte de l'hydraulicité et de la disponibilité des groupes hydrauliques, il s'avère que des 8 618 Gwh produits par la CI, 76% le sont par les groupes thermiques. Il apparaît clairement que l'approvisionnement, la disponibilité et le coût des combustibles fossiles (gaz, liquide) constituent des enjeux importants pour la production d'électricité en Côte d'Ivoire.

Tableau 1 : Répartition du parc de production ivoirien

Centrales	Type	Puissance	Pourcentage
AYAME 1	Hydroélectrique	20	1,04
AYAME 2	Hydroélectrique	30	1,56
TAABO	Hydroélectrique	210	10,91
KOSSOU	Hydroélectrique	174	9,04
BUYO	Hydroélectrique	165	8,58
FAYE	Hydroélectrique	5	0,26
Sous total			31,39
VRIDI1	Thermique	100	5,20
VRIDI2	Thermique à gaz + Cogénération	569	29,57
AGGREKO	Thermique	210	10,91
AZITO ENERGIE	Thermique	441	22,92
Sous total			68,61

Source : CI-ENERGIES

Dans l'optique de rééquilibrer son mix énergétique, la CI annonce dans son plan directeur sa volonté d'implantation de sources de productions renouvelables à hauteur de 15% de la puissance installée à l'horizon 2020 et cela grâce à l'implantation de centrales exploitant la petite hydroélectricité, le solaire photovoltaïque et de la biomasse.



CHAPITRE 2 : TECHNOLOGIE & COÛT

I. ENERGIE SOLAIRE

Le soleil est la planète centrale du système planétaire dans lequel évolue la terre. Le soleil est le principal pourvoyeur d'énergie sur la terre. Toutes les énergies connues jusqu'à ce jour sont directement ou indirectement liées à lui.

Depuis bien longtemps l'homme a exploité le soleil pour des activités telles que le séchage ou le chauffage, mais aujourd'hui il se tourne vers une exploitation plus intense : la production d'électricité.

Cette production est principalement faite par deux technologies le photovoltaïque(PV) et le solaire thermique.

I.1. Photovoltaïque

I.1.1.État des lieux de la technologie

Les panneaux solaires sont les éléments essentiels de la production d'électricité photovoltaïque. Ils sont principalement composés de matériaux semi-conducteurs tels que le silicium et le cadmium. De nos jours, le silicium est le matériau le plus utilisé pour la fabrication des panneaux.









En dépit du fait qu'il existe plusieurs filières (silicium amorphe ; couche mince ; cristalline), le marché des panneaux est principalement dominé par la filière cristalline (polycristallines et monocristalline) qui représente environ 75% du marché des matériaux utilisés dans la fabrication des panneaux.

Les tableaux ci-dessous nous résumant la part de marché de chaque technologie, leur spécification et les principaux acteurs du marché.

Tableau 2 : Comparatif des principales technologies PV²

	Filière Silicium Cristallin		Filière couches minces		
	sc-Si	mc-Si	a-Si	CdTe	CIGS
Part de marché	75%		25%		
Rendement	14-20%	13-15%	6-9%	9-11%	10-12%
Durée de vie	35 ans		<10 ans	N.A	5 ans
Coût	1,5 à 3 \$/Wc		1 à 2 \$/Wc		
Energie/m ²	600 kWh/m ²	400 kWh/m ²	120 kWh/m ²	130 kWh/m ²	300 kWh/m ²
Energie/Wc ⁽³⁾	4 kWh/Wc	3,5 kWh/Wc	2 kWh/Wc	1,3 kWh/Wc	3 kWh/Wc
EPBT ⁽⁴⁾	4 ans ⁰	3,5 ans	2 ans	1,3 an	3 ans

Tableau 3 : Principaux fabricants de panneau PV en 2012

	Pays	Capacité de production 2012 (en MWc)	Chiffres d'affaires 2012 (en M€)
Yingli Green energy	 Chine	2450	1405
First Solar	 États-Unis	1900	2610
Synthech Power	 Chine	2000	975
JA Solar	 Chine	1800	839
Trina Solar	 Chine	2400	1000
Canadian Solar	 Canada	2300	1000
SunPoswer	 États-Unis	1000	2016
Jinko Solar	 Chine	1200	591,5
HanWha Q Cells	 Corée du Sud /  Allemagne	2300	450
Sharp	 Japon	2800	1200

² Solar Photovoltaic Energy, International Energy Agency, "Le photovoltaïque intégré au bâtiment" Institut National de l'Énergie solaire - See more at: <http://www.energie.sia-partners.com/20131212/etat-des-lieux-et-perspectives-de-la-filiere-photovoltaïque#sthash.QCxsSNZBA.dpuf>

I.1.2. ANALYSE DES COÛTS [12]

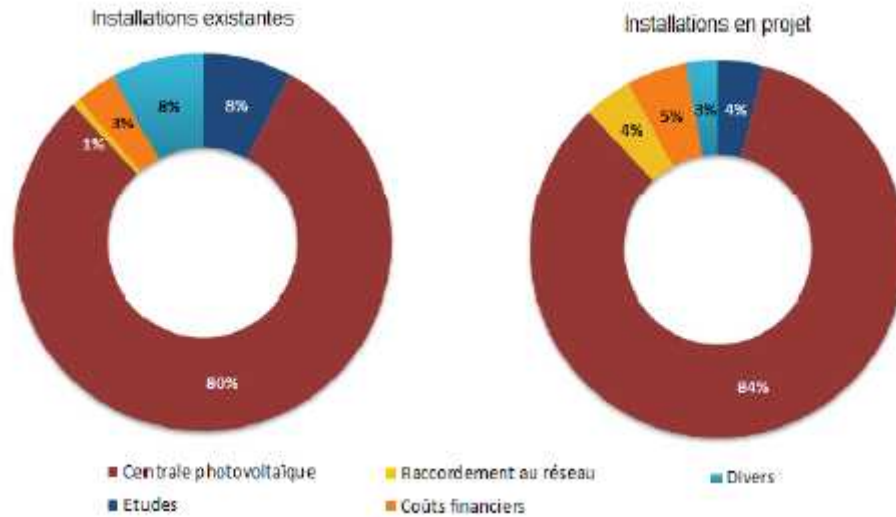


Figure 3 : Ventilation des coûts d'investissements pour différents types de centrale en France (2014)

Source : CRE, Analyse Coûts et rentabilité des énergies renouvelables en France métropolitaine

Le coût d'investissement d'un système PV comprend : la centrale PV, le raccordement aux réseaux, les frais d'études, le coût financier et les dépenses diverses. La centrale PV (achat et installation des panneaux) est la plus grande part du coût d'investissement (entre 80 et 84³ %) et se repartit comme décrit ci-dessous.

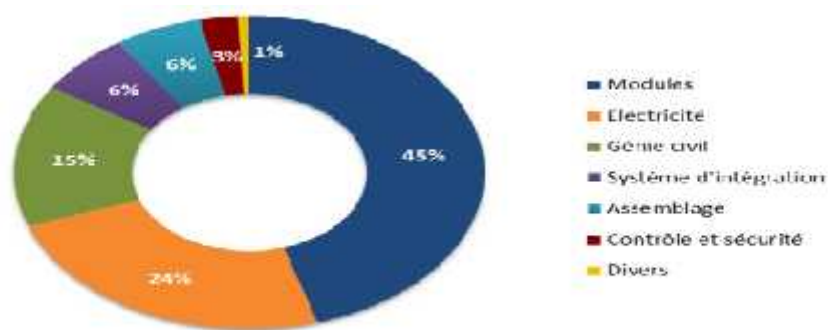


Figure 4 : Détail des composants de l'investissement pour la part de la centrale PV

Source : CRE, Analyse Coûts et rentabilité des énergies renouvelables en France métropolitaine

³ Analyse Coûts et rentabilité des énergies renouvelables en France métropolitaine, CRE, 04/2014

Les coûts d'exploitation représentent en moyenne 2,4%⁴ des coûts d'investissement et comprennent les charges de maintenance, d'assurance, de loyer, de gestion et des divers comme illustré ci-dessous.

L'assurance et les taxes dues et les divers couvrent le reste des frais de production.

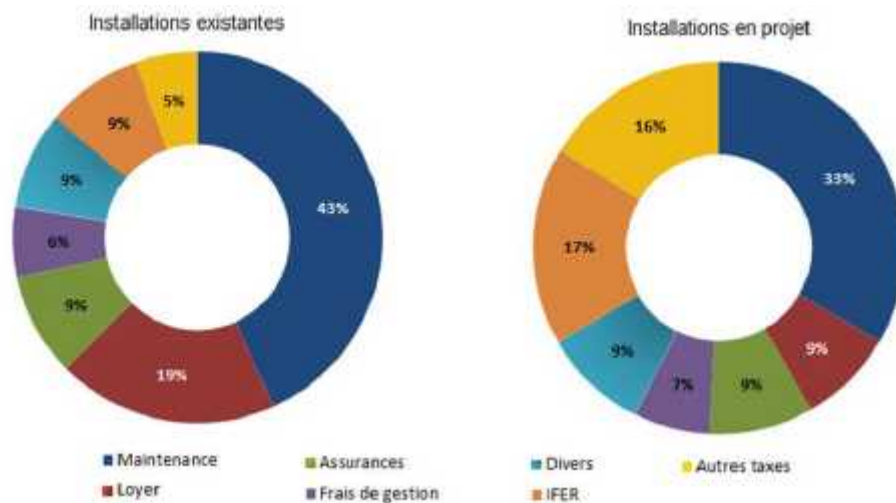


Figure 5 : Ventilation des coûts d'exploitation pour différents types de centrale en France (2014)

Source : CRE, Analyse Coûts et rentabilité des énergies renouvelables en France métropolitaine

Pour toutes ces dépenses l'on se retrouve avec un LCOE estimé entre 0,17 et 0,25⁵ \$/kWh pour des projets connectés au réseau.

I.2. Thermique

L'énergie solaire thermique et thermodynamique est la transformation de la chaleur émise par le soleil en applications utiles à l'homme. Cette énergie est appliquée à de nombreux domaines de la vie. Elle est utilisée pour le séchage de produit destiné à la consommation, dans des procédés industriels, pour la production d'eau chaude sanitaire ou encore pour la

⁴ Analyse Coûts et rentabilité des énergies renouvelables en France métropolitaine, CRE, 04/2014

⁵ Rapport de l'IRENA 'L'AFRIQUE et les énergies renouvelables : la voie vers la croissance durable'

production d'électricité. Toutes ces applications nécessitent une technologie permettant son bon fonctionnement.

I.2.1.État des lieux de la technologie

Le solaire thermodynamique connaît sur le marché mondiale un avancé rapide. Il est à noter que la capacité installée dans le monde en septembre 2011 est d'environ 1 715 MW contre 4 334 MW en 2014⁶ [13]. Cette capacité est principalement due à 2 pays qui sont l'Espagne et les États unis. Mais, il existe de nombreux projets de construction venant renforcer la capacité déjà installée.

Les technologies principalement utilisées pour la mise en œuvre des centrales varient d'une centrale à une autre. On retrouve néanmoins une prédominance des collecteurs cylindro-paraboliques, qui représentent 95,6% des collecteurs mondiaux installés en septembre 2011 (Figure 5).

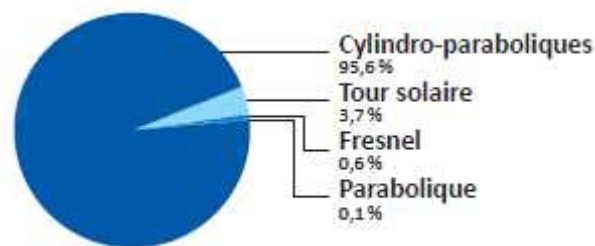


Figure 6 : Répartitions des technologies septembre 2011

Source : AIE, SER

Le marché mondial des fournisseurs de matériels solaires thermodynamiques est très ouvert. On retrouve des compagnies spécialisées dans la production d'éléments spécifiques pour le fonctionnement d'une centrale telles que réparties dans le Tableau 4.

Tableau 4 : Principaux acteurs

Capteurs solaire	Bloc de puissance	Développement et installation	Opération & Maintenance

⁶ IRENA, Capacity Statistics 2015

International	Acciona	ABB	Acciona	ENEL	
	Solar		Abengoa		RWE
	Millenium		Solar Millenium		Acciona
	Abengoa		Torresol Energy		Abengoa
	Skyfuel		ACS Cobra		ACS Cobra
	Ferrotaal		Novatec Biosol		
	ACS Cobra				

I.2.2. ANALYSE DES COÛTS

L'analyse des coûts est basée sur les deux technologies les plus matures de ce type. Ce sont les centrales cylindro-paraboliques et les centrales à tour.

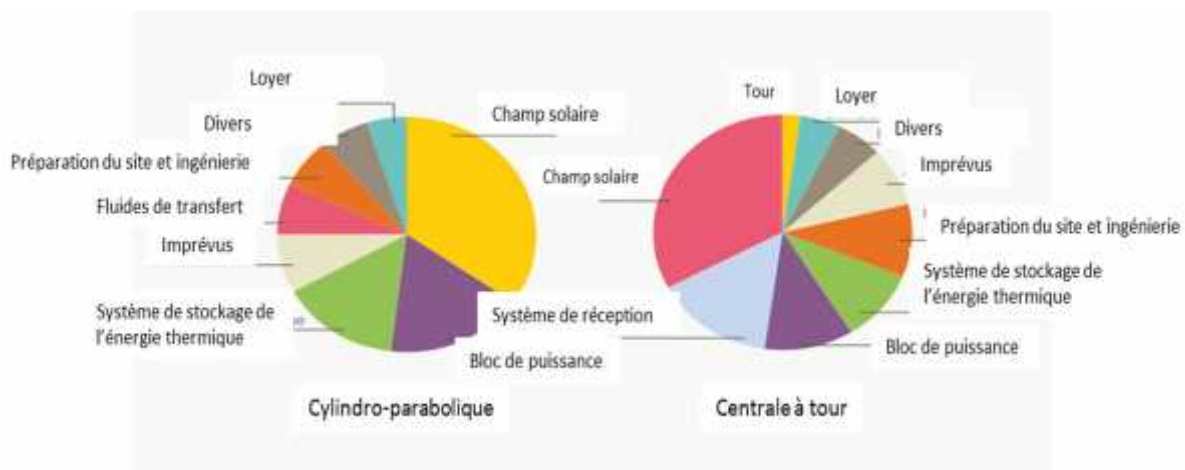


Figure 7 : Ventilation des coûts d'investissement pour deux centrales de 100MW en Afrique du SUD

Source : IRENA Analysis

Comme le montre la Figure 7, les coûts d'investissements pour la construction de centrale solaire thermodynamique sont dominés par l'achat des héliostats ou des capteurs. Le coût d'un capteur dépend du support métallique, du miroir du receveur et des fluides qui l'abritent pour ce qui concerne la technologie cylindro-parabolique.

Il faut néanmoins noter que le choix du stockage de l'énergie a un impact important sur le coût de l'investissement.

Quant aux coûts d'exploitation de ces technologies, ils sont nettement moindres comparés aux systèmes utilisant du combustible fossile. La maintenance et l'exploitation sont principalement dominées par le remplacement des miroirs brisés, des receveurs et leurs

nettoyages. Selon le rapport sur les coûts des centrales solaires thermodynamiques⁷ de l'IRENA [5], le LCOE de cette technologie évolue entre 0,14 et 0,36\$/kWh.

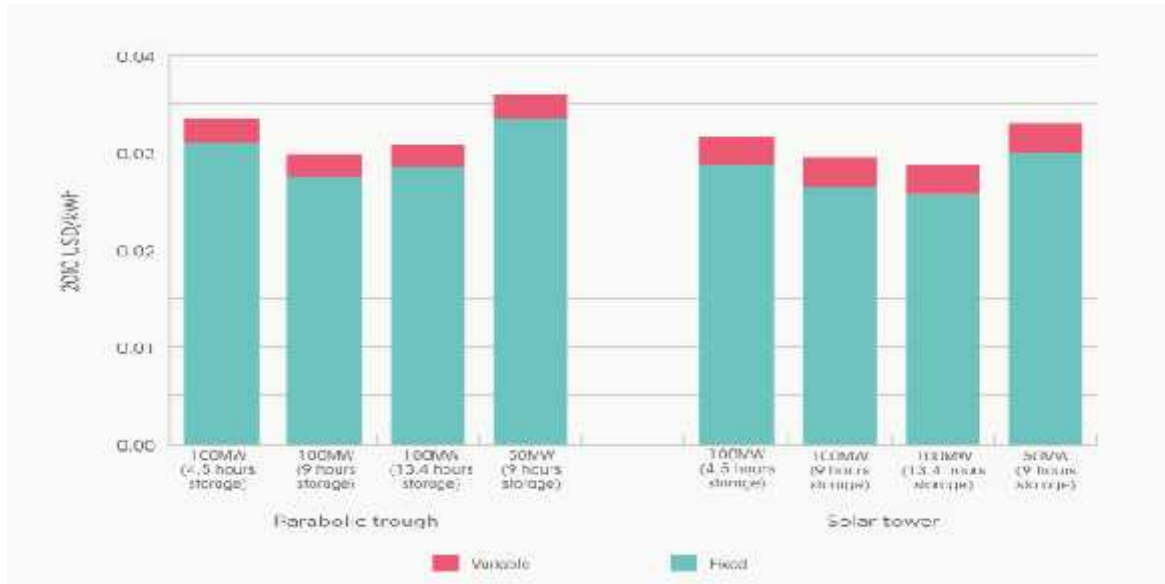


Figure 8 : Coût d'opération et de maintenance des centrales cylindro-parabolique et à tour

Source ; IRENA Analysis

II. ENERGIE EOLIENNE

Éolienne découle du nom grec Éole, personnage de la mythologie grecque connu comme le maître des vents [6]. De façon théorique, l'énergie éolienne représente le déplacement d'énergie contenue dans les masses d'air à la surface de la terre. Cette énergie est utilisée par l'homme depuis des siècles. Elle a servi à la mise en place de meule pour les moulins et aussi à la navigation maritime.

⁷ RENEWABLE ENERGY TECHNOLOGIES: COST ANALYSIS SERIES, Volume 1: Power Sector Issue 2/5, Concentrating Solar Power

II.1. États des lieux de la technologie

La technologie éolienne connaît une nette évolution depuis les années 2000 dans le monde. Pour l'illustrer, il faut noter que la capacité mondiale installée en 2000 était de 17 400 MW contre 432 419⁸ MW en 2015 comme illustré ci-dessous.

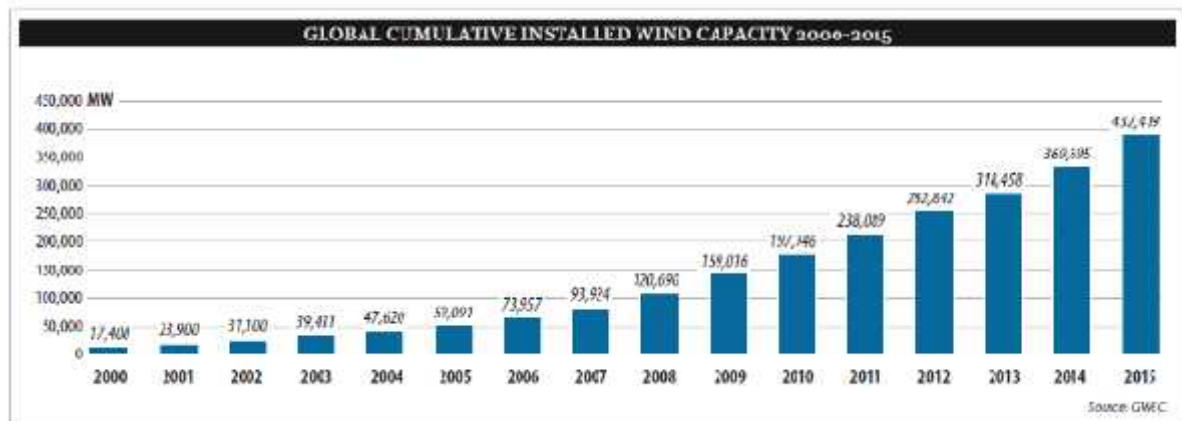


Figure 9 : Évolution du parc éolien mondiale

Source[<http://www.suisse-eole.ch/fr/energie-eolienne/statistiques/>]

La Chine et les États-Unis sont les leaders mondiaux dans cette technologie avec respectivement 145,1 et 74,5 GW installés en fin 2015. Ces pays sont suivis par l'Allemagne leader Européen (Ex leader mondial jusqu'à 2009).

Les 5 principales sociétés dominant le marché de l'éolien sont les suivantes :

Tableau 5 : Principaux acteurs du marché de l'éolien dans le monde

Société	Pays d'origine	Part de marché mondiale (%)
SIEMENS	Allemagne	10,8
GE WIND	Etats Unis	10,2
VESTAS	Danemark	10,1
GOLDWIND	Chine	9,2

⁸ Source[<http://www.suisse-eole.ch/fr/energie-eolienne/statistiques/>] [En ligne], consulté le 28/11/2016

ENERCON	Allemagne	7,8
---------	-----------	-----

Source : <http://www.connaissancedesenergies.org/fiche-pedagogique/energie-eolienne>

II.2. Analyse des coûts

Comme dans les précédents chapitres, nous parlerons des coûts entrant en ligne de compte dans l'investissement et l'exploitation des éoliennes pour la filière éolienne terrestre. Les informations qui suivent sont basées sur le rapport traitant des Coûts et rentabilité des énergies renouvelables en France métropolitaine.

L'investissement pour une installation éolienne se décompose comme montré ci-dessous :

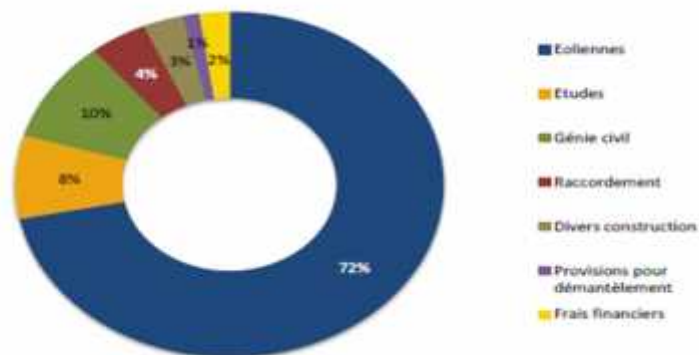


Figure 10 : Ventilation du coût d'investissement

Source : CRE, Analyse Coûts et rentabilité des énergies renouvelables en France métropolitaine

L'achat des éoliennes constitue la plus grande dépense, pour près des trois-quarts de l'investissement total. Il fait généralement l'objet d'un contrat d'achat, incluant la fourniture et la livraison des aérogénérateurs, des fondations et des transformateurs ainsi que leur entretien comme le montre la figure ci-dessus. L'essentiel de l'exploitation se résume à la maintenance des aérogénérateurs comme montré ci-dessous.

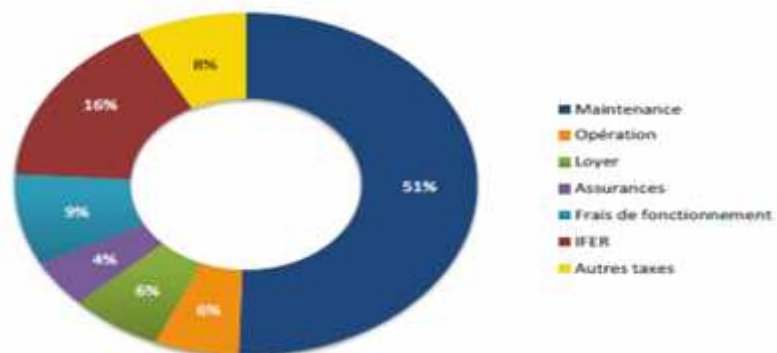


Figure 11 : Ventilation du coût d'exploitation



Selon le rapport de l'IRENA sur les Énergies renouvelables en Afrique [5], le LCOE de centrale éolienne est compris entre 0.09 et 0.18 \$/kWh

III. ENERGIE DE LA BIOMASSE

Au sens énergétique la biomasse est l'ensemble de la matière organique d'origine végétale ou animale.

La biomasse dans sa composition renferme beaucoup d'éléments différents. On réussit à les classer de la façon suivante⁹ :

- Les **biomasses sèches** : Ce sont les biomasses de types « herbacées » et de type « bois »
- Les **biomasses humides** : Ce sont les biomasses de types « fumiers », « boues », « plantes aquatiques » et « herbacées humides »
- Les **biomasses oléagineuses** : Ce sont les biomasses de types « noyaux et graines »
- Les **biomasses sucrées** : Ce sont les biomasses qui contiennent des sucres libres (fruits, canne, betteraves...) ou de l'amidon (tubercules, céréales).

III.1. DIFFÉRENTES VOIES DE VALORISATION

Dans cette section nous allons décrire les différentes voies de valorisation de la biomasse en fonction du type de biomasse.

III.1.1. Biocarburants

On appelle biocarburants les carburants issus de la conversion de la biomasse oléagineuse en matière liquide. Ils servent comme tous autres carburants de combustible pour des moteurs.

Ils s'obtiennent à partir de plusieurs procédés et sont de types différents. Chaque procédé permet d'obtenir des biocarburants différents (huile végétale, Esters, Ethanol).

III.1.2. Les huiles végétales

Les huiles sont obtenues à partir de plante oléagineuse (arachide, Colza, Balanites, etc.). Elles s'obtiennent soit par simple presse à froid ou avec solvant sans modification chimique.

⁹ Les filières biomasse énergies, Joël Blin, 2iE, 2014-2015

Composition chimique

Les huiles végétales sont riches en triglycérides. Ce sont des molécules complexes essentiellement composée de carbone, d'oxygène et d'hydrogène comme indiqué par la formule ci-dessous.

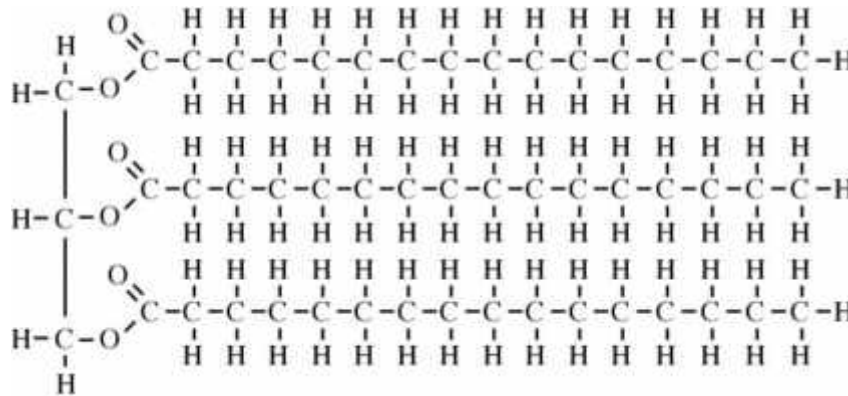


Figure 12 : Molécule de triglycérides

Valorisation et production

La production de l'huile se fait en 2 étapes principales :

L'extraction

Elle peut se faire mécaniquement ou à l'aide de solvant chimique. Les deux méthodes ont des avantages différents la presse mécanique s'effectue suivant le processus décrit ci-dessous.

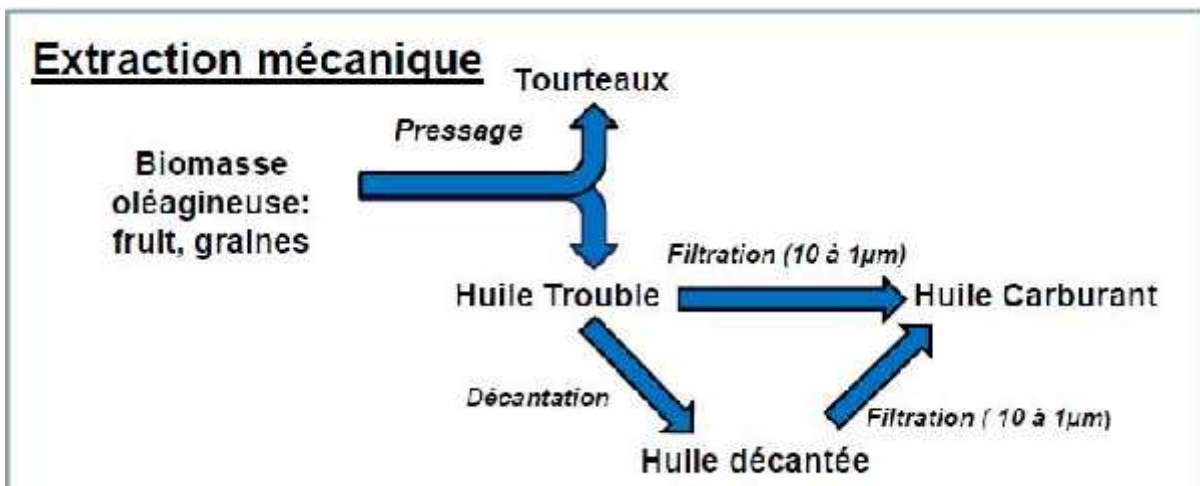


Figure 13 : Processus d'extraction mécanique

L'extraction au solvant fait intervenir un solvant. Celui qui est généralement utilisé est l'hexane.



- La purification

Après l'extraction, l'huile comporte des impuretés ce qui conduit à sa purification. Deux techniques sont utilisées.

a. La décantation-filtration :

C'est un procédé de décantation simple. On l'appelle aussi sédimentation, il consiste à mettre en série des cuves et à introduire l'huile après pressage. Par gravité, les matières les plus lourdes sont entraînées au fond des cuves.

b. Filtration directe

Elle s'effectue soit directement à la sortie de la presse, soit après des phases de décantation. Il est préférable de l'effectuer après décantation afin de minimiser de temps de filtration et les problèmes lors de la filtration d'une huile végétale chargée en impuretés (obstruction des filtres, usure du matériel de filtration).

L'huile comme carburant

Les huiles végétales sont utilisées en substitution du gazole dans des moteurs diesels (moteurs statiques pour production force motrice et électricité). Quand elles sont utilisées brutes dans des moteurs on parle :

- D'huile végétale carburant (HVC)
- ou d'huile végétale pure (HVP)
- ou huile végétale brute (HVB).

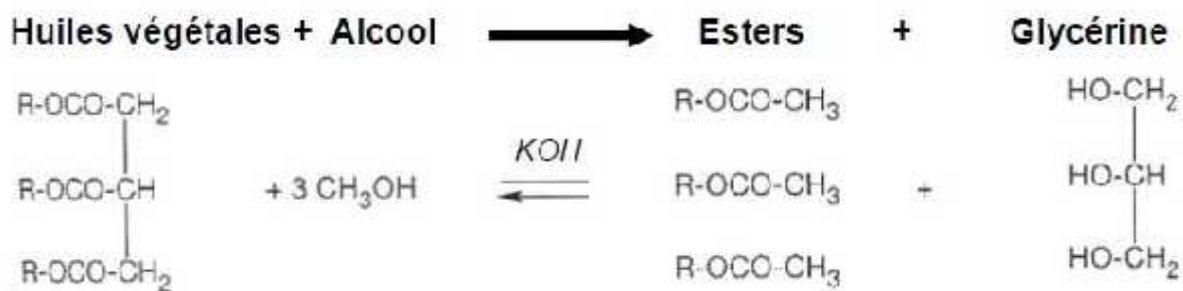
En tant que substitue du gazole, l'huile végétale ne présente pas les même propriétés que ce dernier. On rencontre des problèmes de viscosité (pour les pompes) et d'inflammabilité à pression faible. Ces problèmes se résolvent aisément en préchauffant la chambre de combustion.

Une des techniques qui marche le mieux dans l'utilisation des huiles végétales est la bicarburant. Cette technique permet de permuter le gazole et l'huile végétale dans le fonctionnement d'un moteur. La technique consiste à démarré le système lorsqu'il est à froid avec du gazole, une fois une certaine température atteinte basculé sur l'alimentation en huile végétale. Ce système fonctionne bien et a déjà fait ses preuves dans divers procédés. Il faut pour ne pas avoir de résidus d'huile dans le moteur rebasculer au gazole avant l'extinction du moteur.

Il faut préciser que l'utilisation de ce carburant est plus adaptée au moteur statique qu'au moteur de véhicule.

III.1.3. Les esters d'huile végétale ou biodiesel

Le biodiesel est un dérivé des huiles végétales. Il est le résultat de la réaction entre l'huile végétale et un alcool (Figure ci-dessous)



Le processus d'extraction de l'huile végétale est le même, à lui s'ajoute une série d'opération chimique (figure ci-dessous) qui mène à l'obtention de l'Esther d'huile végétale.

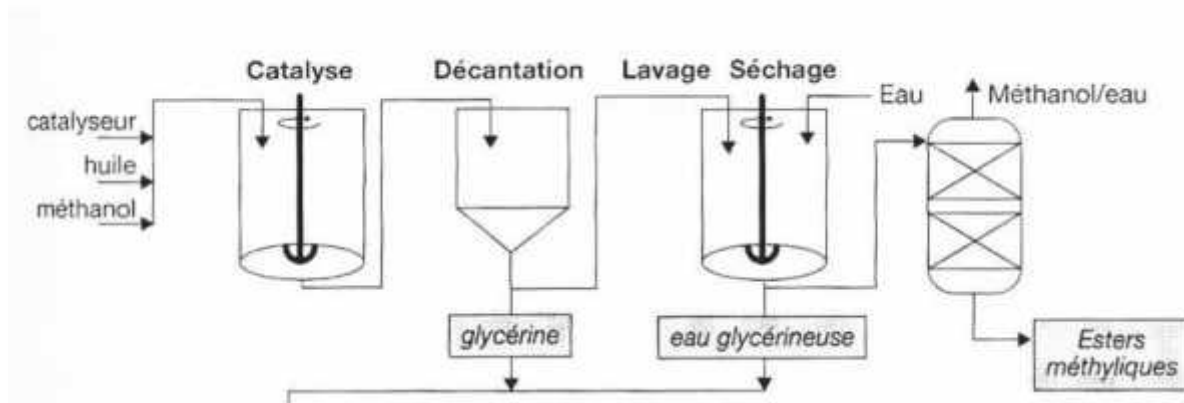


Figure 14 : procédé d'obtention du biodiesel

Le biodiesel est parfaitement miscible avec le gasoil car ayant les même caractéristiques que celui-ci.

L'inconvénient majeur est que la production de ce carburant est avantageuse qu'en production industriel limitant sa vulgarisation.



III.1.4. Le Bioéthanol

Ce biocarburant a pour matière première les plantes riches en sucre et en amidon. Le processus de création du bioéthanol a pour base la fermentation des sucres contenue dans la biomasse.

Son obtention passe par deux grandes étapes : la fermentation et la distillation.

La fermentation

Elle est l'action des enzymes, bactéries, levures sur les sucres simples. Elle se traduit chimiquement par :



Au terme de cette réaction qui a lieu à température élevée et avec un pH acide l'on obtient un mélange qui contient de l'éthanol et de l'eau.

La distillation

Elle a pour objectif de concentrer le mélange eau et alcool. Elle se fait souvent en deux phases, la première phase est une distillation pour obtenir un mélange à 95 % d'éthanol, la seconde distillation a pour rôle de rendre le mélange anhydre (dépourvu d'eau).

Valorisation

Le bioéthanol est un substitut de l'essence. Il peut parfaitement être utilisé dans les motocycles ou dans les véhicules. Sa production est plus ou moins bien maîtrisée à travers le monde mais se limite à une production de type industrielle.

III.1.5. Biogaz

Il existe deux types de biogaz : celui issu de la décomposition à haute température de la biomasse sèche (bois) en présence de gaz oxydant tels que le dioxygène et le biogaz produit à partir de biomasse humides (fumiers, boues) par méthanisation.

III.1.5.1. Biogaz issus de biomasse sèche

L'obtention du biogaz passe par décomposition de la biomasse solide passant par plusieurs réactions tel que montrer ci dessous

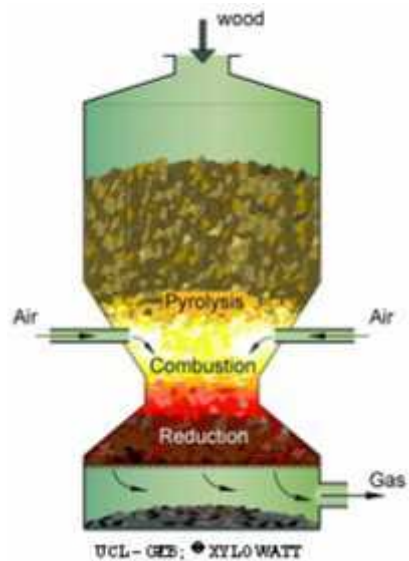


Figure 15 : Processus d'obtention du biogaz

Comme sur la figure ci-dessus le gaz est obtenu après la pyrolyse de la biomasse passe d'abord par la pyrolyse. La pyrolyse est une réaction similaire à la combustion avec la différence qu'elle a lieu dans un environnement dépourvu d'oxygène ou avec une proportion faible d'oxygène. Ensuite vient une combustion et une réduction. À la suite de ces étapes on obtient des liquides de la biomasse utilisée et des gaz.

Le biogaz produit est idéal à la production d'électricité mais nécessite d'être utilisé sur le site de production.

III.1.5.2. Biogaz issu de biomasse humide

La méthanisation ou encore la fermentation anaérobie consiste à reproduire la digestion animale pour produire un gaz de combustion (biogaz). Le procédé se fait à partir de toutes matières organiques (graisses, sucres, protéines).

Comparé aux autres procédés de production de biomasse la méthanisation a une faible vitesse (1-10 jours).

Principes de la méthanisation

La méthanisation est la fermentation en absence de l'air de la matière organique. Comme indique le procédé le résultat est la production de gaz méthane pouvant être utile à plusieurs usages. La méthanisation se passe en 4 étapes essentielles, elle fait intervenir l'action de plusieurs bactéries.



Hydrolyse

Elle représente l'action des bactéries hydrolytiques qui servent à la dégradation des molécules complexes (polymères) en monomères. Elle est une étape lente qui produit du CO₂. La dégradation des polymères en monomères est en réalité la décomposition de :

- Polysaccharides en sucres simple
- Lipides en acide gras
- Protéines en acides aminés

L'acidogénèse

C'est la transformation anaérobie des monomères de l'étape de précédentes en acide gras volatiles, alcool, acides organiques, hydrogène et dioxyde de carbone par l'action des bactéries acidogènes. Cette étape cause la production de :

- Acide formique, acétique, propénoïque, butyrique ...
- Ethanol
- Acide lactique
- CO₂ et H₂

L'acétogénèse

Elle est souvent confondue à l'acidogénèse et se fait aussi à en anaérobie. Elle augmente de façon significative le dihydrogène de l'acidogénèse. La pression partielle en dihydrogène augmente fortement.

La méthanogénèse

Elle représente l'action de différentes bactéries (groupe archaea) en anaérobies. Elle la succession de ces différentes réactions :

- 1-Hydrogénophiles: $\text{CO}_2 + 4 \text{H}_2 \rightarrow \text{CH}_4 + 2\text{H}_2\text{O}$
- 2-Acétoclastes: $\text{CH}_3\text{COOH} \rightarrow \text{CH}_4 + \text{CO}_2$
- 3-Méthylotrophes: $4 \text{CH}_3\text{OH} \rightarrow 3\text{CH}_4 + \text{CO}_2 + 2\text{H}_2\text{O}$

Aux termes de ces réactions on obtient du méthane (CH₄).

Tous cela se fait dans en respectant des conditions particulières pour la survie des bactéries responsables des différentes étapes. Les paramètres les plus importants sont :

- ✓ La température doit être de 35 °C pour une meilleure digestion
- ✓ Le pH il doit être compris entre 6,8 et 7,2 pour le bon fonctionnement du digesteur
- ✓ La teneur en oxygène doit être nulle



Valorisation

Le biogaz peut être valorisé sous forme :

- ✓ de chaleur seule (biogaz alimentant une chaudière)
- ✓ d'électricité seule (chaudière à gaz associée à une turbine à vapeur)
- ✓ d'électricité et de chaleur (cogénération)
- ✓ de biocarburant automobile (biogaz épuré et comprimé)
- ✓ de biogaz épuré pouvant être injecté dans le réseau de gaz naturel

III.1.6. Biomasse solide

La biomasse solide est la biomasse la plus utilisée à travers le monde. On fait allusion à biomasse solide quand il s'agit du bois. Il y'a deux principales voies de valorisation de ce type de biomasse. Ce sont la combustion et la pyrolyse.

III.1.6.1. La combustion

La combustion du bois est la voie de valorisation la plus utilisée en Afrique noir surtout en zone rurale. La combustion est une réaction exothermique de l'oxygène de l'air avec les molécules organiques volatiles. On le voit régulièrement pendant la cuisson en zone rurale avec le feu de bois. Elle se passe en deux étapes : le séchage, oxydation. La fin de cette réaction donne lieu à la production de dioxyde de carbone, d'eau et d'énergie thermique.

III.1.6.2. La pyrolyse

Comme citer plus haut la pyrolyse intervient lors de la gazéification de la biomasse mais aussi dans la transformation de la biomasse solide en charbon.

Le charbon se fait à partir d'une pyrolyse lente ($^{\circ}\text{C}/\text{min}$) tandis que l'huile et le gaz se font pour une pyrolyse flash ($>103^{\circ}\text{C}/\text{s}$)

III.1.7. Caractéristique de la biomasse

Les différents types de biomasse ont une caractéristiques commune au-delà de leur origine végétale c'est leur pouvoir calorifique.

Le pouvoir calorifique d'un combustible représente la quantité de chaleur produite par la combustion, à pression constante et dans les conditions dites "normales" de température et de pression (c'est à dire à 0°C et sous une pression de 1 013 mbar).



Il sert à comparer deux combustibles entre eux afin de savoir lequel produira le plus de chaleur lors de sa combustion. Il s'exprime en quantité de combustible kWh ou MJ/m³ pour le gaz et kWh ou MJ/kg pour les autres combustibles.

On distingue deux types de pouvoir calorifique : le pouvoir calorifique inférieur et le pouvoir calorifique supérieur.

Cette distinction vient du fait que toute combustion génère, entre autres, de l'eau à l'état gazeux (vapeur). Cette vapeur représente une grande perte de chaleur lorsqu'elle est directement évacuée par la cheminée puisqu'on expulse de l'eau à plus de 100°C.

Le pouvoir calorifique inférieur (PCI) suppose que la fumée contient de l'eau à l'état de vapeur et que la chaleur contenue dans cette eau est perdue.

Le pouvoir calorifique supérieur (PCS) suppose que l'eau de combustion est complètement condensée. La chaleur contenue dans cette eau est récupérée.

Pour un même combustible le PCS est toujours supérieur au PCI.

À titre d'exemple le tableau suivant donne le PCI et le PCS de certains combustibles.

Tableau 6 : Pouvoir calorifique de quelques combustibles

Combustible	PCI
Bois	18 MJ/kg
Charbon	33 MJ/kg
Bioéthanol	26 MJ/kg
Huile végétale	37 MJ/kg
Méthane	50,1 MJ/m ³
Gazole	42,37MJ/kg
Essence	42 MJ/kg

III.2. ANALYSE DES COÛTS

Pour cause du manque d'informations concernant les différentes voies de valorisations de la biomasse, notre analyse se portera essentiellement sur l'utilisation de la biomasse dans des chaudières (combustion).

Ainsi, les coûts d'une centrale à la biomasse peuvent se répartir comme montré sur la figure ci-dessous.

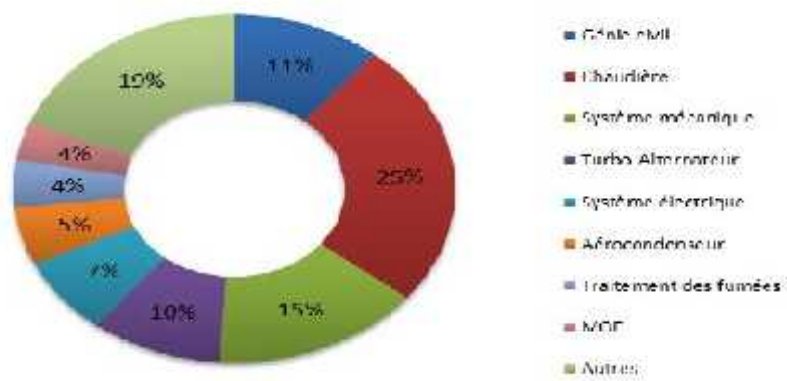


Figure 16 : Ventilation des coûts d'investissement

Le principal poste d'investissement est la chaudière (25% du coût d'investissement) pour une centrale biomasse. Ceci est normal car elle est le cœur de la production de la chaleur qui sert à la production d'électricité. Pour ce qui concerne le coût d'exploitation des centrales biomasses, il est plus fonction du coût d'approvisionnement en combustible que d'autres éléments. En effet, le combustible n'est pas seulement la biomasse mais aussi du gaz ou du fioul utilisé en appoint dans le système. Le pourcentage que représente le coût du combustible dans le LCOE, l'impact fortement. Il représente entre 55% et 80% du coût de production. La variation de ce pourcentage est en majorité due à l'emplacement de la centrale. Plus la distance des points de fourniture en biomasse n'est grande, plus la part du combustible devient élevée. Le LCOE pour les installations fonctionnant avec de la biomasse en Afrique évolue entre 12,5FCFA/kWh et 50 FCFA/kWh¹⁰.

¹⁰ Rapport de l'IRENA 'L'AFRIQUE et les énergies renouvelables : la voie vers la croissance durable'



IV. HYDROELECTRICITE

L'utilisation de la force hydraulique remonte à la plus haute antiquité avec des roues à aubes travaillant sous quelques mètres de chute pour actionner des moulins, des forges ou des scieries. C'est le XIX^{ème} siècle qui marque un tournant dans la maîtrise de la force hydraulique, avec le travail de plusieurs ingénieurs au cours de la révolution industrielle qui s'efforcent d'améliorer le rendement des turbines.

Depuis lors elle reste et demeure la première et la plus grande source d'énergie renouvelable exploitée dans le monde. Elle est caractérisée par de grandes retenues d'eau qui bien avant leur utilisation pour la production de l'électricité permettaient la maîtrise de l'irrigation pour les premières civilisations. De nos jours, le monde s'intéresse aux petites et microcentrales hydrauliques pour limiter l'impact des installations, ce sont des centrales qui ont une capacité de production comprise entre 0 kW et 30 MW selon le programme petite hydroélectricité de la CEDEAO.

Nous présenterons les principes de fonctionnement d'une centrale et les éléments entrant dans son fonctionnement.

IV.1. État des lieux de la technologie

L'hydroélectricité est la technologie la mieux maîtrisée du panel des énergies renouvelables. Sa production se localise partout dans le monde. Les plus grands producteurs mondiaux sont présentés dans le tableau ci-dessous :

Tableau 7: Plus gros producteurs

Producteurs	Twh	% du total mondial
République populaire de Chine	920	23,8
Canada	392	10,1
Brésil	391	10,1
États-Unis	290	7,5
Russie	183	4,7
Inde	142	3,7
Norvège	129	3,3
Japon	85	2,2

Venezuela	84	2,2
France	76	2
Reste du monde	1182	30,4
Monde	3874	100

Source: AIE – Key World Energy Statistics 2015

IV.2. ANALYSE DES COÛTS

Le coût d'investissement se répartit comme l'indique la figure 12 :

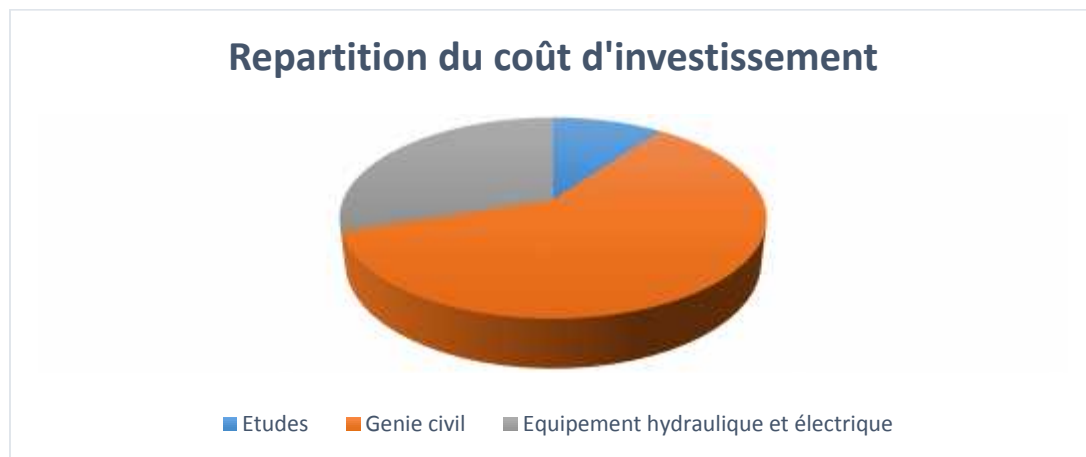


Figure 17 : Ventilation des coûts d'investissements

Le coût d'exploitation comprend les coûts de maintenance (entretien) et de conduite de l'installation ils sont généralement pris entre 2 et 3%¹¹ du coût d'investissement.

Le coût du kWh hydroélectrique est variable selon la taille de l'installation. Plus l'installation est grande moins cher est le coût du kWh. Il est néanmoins estimé à 29,48 FCFA/kWh selon le programme petite hydroélectricité de la CEDEAO.

V. Évolution des coûts des EnR¹²

Le coût moyen d'installation et les coûts moyens de production des EnR varient en fonction du type de technologie utilisée. Ces coûts ont connu dans l'ensemble une baisse non

¹¹ Synthèse Publique de l'étude des coûts de référence de la production électrique, Ministère de l'économie, de l'énergie, du développement Durable et de l'Aménagement du territoire

¹² Source : Agence Internationale des Énergies Renouvelables (IRENA), RENEWABLE POWER GENERATION COSTS IN 2014



négligeable entre 2010 et 2014 selon le rapport de janvier 2015 de l'Agence Internationale des Énergies Renouvelables (IRENA) [13].

Solaire photovoltaïque

Pour les centrales PV, Le coût moyen de production d'une centrale solaire a connu une baisse de plus de 50% sur la période 2010-2014.

Solaire thermique à concentration

Dans la même tendance que le solaire photovoltaïque, le coût moyen de production d'une centrale solaire thermique à concentration est passé de la tranche de 0,33 \$/kWh et 0,44 \$/kWh en 2010 à la tranche de 0,2 \$ /kWh à 0,35 \$/kWh en 2014, soit une baisse de plus de 30%.

Hydroélectricité

Les coûts moyens d'installation (dans la tranche de 450 \$/kW à 3500 \$/kW) et de production des centrales hydroélectriques sont restés stables sur la période 2010-2014.

Centrale à biomasse

Tout comme les centrales hydroélectriques, les coûts moyens d'installation (entre la tranche 400 à 2000 \$/kW) et de production (dans la tranche 0,03 à 0,14 \$/kWh) d'une centrale thermique à biomasse sont restés stables entre 2010 et 2014.

Énergie éolienne

Au niveau de l'énergie éolienne, la variation des coûts moyens d'installation et de production est fonction de la localisation des appareils (offshore ou on shore).

En offshore :

La fourchette du coût moyen d'installation s'étend de 3700 \$/kW à 5600/kW en 2010 et de 2 700 \$/kW à 5 070\$/kW en 2014, soit une baisse comprise entre 9% et 27% sur la période. Pour les coûts moyens de production, ils sont passés de la fourchette de 0,10 \$/kWh à 0,32 \$/kWh en 2010 à 0,10 \$/kWh à 0,21\$/kWh en 2014.

En on shore :

La fourchette du coût moyen d'installation s'étend entre 1 280 \$/kW à 2 290 \$/kW en 2014 contre 1 330 \$/kW à 3 060 \$/kW en 2010, soit une baisse entre 4% et 25% sur la période. Pour les coûts moyens de production la fourchette est restée presque constante (0,06 \$/kWh à 0,13\$/kWh en 2010 à 0,06\$/kWh à 0,12 \$/kWh en 2014).

CHAPITRE 3 : ETUDE COMPARATIVE DE L'ALIMENTATION DE LA LOCALITE DE GOVITAN PAR DIFFERENTES SOURCES

I. PRESENTATION DE LA LOCALITE

I.1. Situation

I.1.1. Géographie

Cette étude se fait dans la partie Nord-Est de la Côte d'Ivoire, dans la région du Bounkani dont la capitale régionale est Bouna. Avec une superficie de 22 091 km², la région se compose des villes de Nassian, Doropo, Tehini et Bouna. La localité de Govitan se situe à une trentaine de kilomètres de la ville de Tehini.



Figure 18 : Localisation de Govitan

I.1.2. Population

La population de la région du Bounkani est estimée en 1998 à 194 308 habitants et à 267 167¹³ habitants en 2014 [9].

¹³ RGPH 2014, Recensement Général de la Population et de l'Habitat



I.1.3. Végétation

Comme partout dans le nord de la Côte d'Ivoire, la région du Bounkani possède des étendues de savane.

I.1.4. Hydrographie

La région du Bounkani est traversée par deux fleuves ce sont la Comoé à l'ouest et la Volta noire à l'est. Tous les principaux cours d'eaux de la région sont des affluents de ces deux fleuves.

I.1.5. Occupation du sol

Les villes de la zone (Bouna, Doropo Tehini, Nassian ...) contiennent des habitats de type moderne. Les villages sont constitués pour la plupart d'habitations villageoises (cases et hameaux).

La majorité des plantations de la zone sont des plantations villageoises.

Les parcelles appartiennent à des particuliers ou à la chefferie villageoise.

I.1.6. Activités économiques

- **L'agriculture**

Elle bénéficie de terres arables, d'une pluviométrie certes capricieuse, mais suffisante pour soutenir la production agricole. Les méthodes culturales sont traditionnelles, extensives et à faible rendement à l'hectare. De ce fait, c'est quasiment une agriculture d'autosubsistance qui est pratiquée.

- **L'élevage**

L'élevage occupe à plein temps près 5 000 personnes dans la région du Bounkani et ce malgré le manque d'infrastructure.

- **Tourisme et Culture**

La région possède un potentiel touristique certain (le parc national de la Comoé, les Soukalas Lobi, produits de l'artisanat : tissage, vannerie, poterie) mais celui-ci n'est pas valorisé.

I.1.7. Électricité

La zone Nord-Est de la Côte d'Ivoire connaît une alimentation difficile en électricité. En effet, la majorité des villes sont alimentées soit par des groupes électrogènes (production décentralisée) ou par une interconnexion réalisée avec le pays voisin le Ghana.



I.2. Estimation et Prévision des besoins en électricité

I.2.1. Méthodologie 1

La méthodologie présentée ci-dessous est inspirée du PDER. Elle a été réalisée pour la planification des investissements dans le secteur de l'électrification rural ivoirien. Dans notre cas nous avons adapté cette méthode à la zone d'étude. Elle est basée sur trois principaux points que sont :

- La collecte de données
- La segmentation du marché
- La modélisation et l'analyse prévisionnelle de la demande

La collecte de données

La collecte des données est une étape critique du processus de planification. De la réussite de cette étape préliminaire dépendra en grande partie la pertinence des résultats qui seront obtenus.

Les données collectées représentent la base des différentes étapes pour la production de la prévision de la demande électrique, les informations à collecter sont à la fois d'ordres technique, organisationnel, économique et financière. Elles proviennent de différentes sources institutionnelles.

Ce sont pour une localité, les données relatives à l'analyse et à la prévision de la demande en électricité: consommation moyenne par ménage (ou type de ménage), valeur de pointe par localité (ou type de localité), courbe de charge typique par type de localité, évolution des raccordements et des consommations.

La segmentation du marché

À cette étape, il s'agit d'effectuer une analyse croisée entre les différentes informations recueillies ci-dessus de manière à constituer des classes homogènes de clients (poids relatif, service attendu et montant de la facture d'électricité). La démarche s'appuie sur différents outils d'analyses statistiques, tels que la classification en nuées dynamiques. A l'aide d'un logiciel d'analyse statistique descriptive, l'analyse est faite.

La modélisation et l'analyse prévisionnelle de la demande

Elle consiste à étudier sur les localités pour l'établissement d'un profil de charge journalier ainsi qu'à l'analyse de l'historique pour en faire ressortir les paramètres comme le taux de

raccordement au réseau et le taux de croissance de la consommation spécifique domestique et non domestique.

L'objectif de cette planification est de déterminer la pointe de consommation journalière à satisfaire pour mettre en face la production.

Ainsi nous obtiendrons le besoin en année n et $n+15$ (15 la durée du projet) de la population cible. Dans notre cas, nous utiliserons les résultats obtenus lors de l'élaboration du plan directeur électrification rurale.

Nous exploiterons les données sur la localisation de la zone et les courbes de charges s'y afférant.

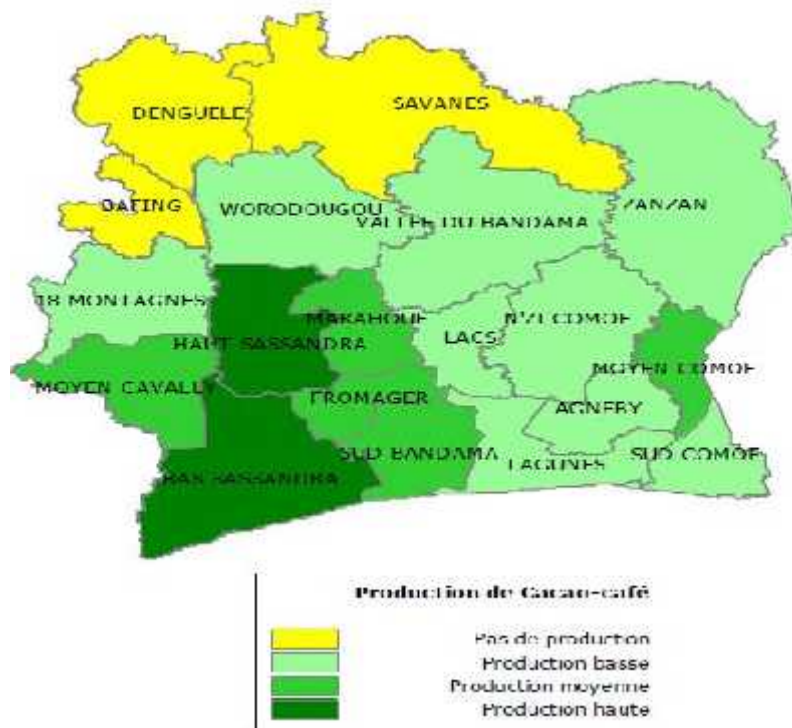


Figure 19 : Répartition homogène basé sur les cultures de rentes de la CI

Source: PDER-CI, TOME 2

La carte ci-dessus nous présente la répartition des régions de la Côte d'Ivoire en fonction des zones de cultures du café et du cacao.

Les zones considérés sont au nombre de 4 et sont définies comme suit :

Zone I (Coton : BAFING, DENGUELE, SAVANES)

Zone II (production basse de cacao-café : 18 MONTAGNES, AGNEBY, LACS, LAGUNES, N'ZI COMOIE, SUD COMOIE, VALLEE DU BANDAMA, WORODOUGOU, ZANZAN),



Zone III (production moyenne de cacao-café) : FROMAGER, MARAHOUE, MOYEN CAVALLY, MOYEN COMOÉ, SUD BANDAMA)

Zone IV (production haute cacao-café : BAS SASSANDRA, HAUT SASSANDRA).

Notre étude porte sur la zone 2 plus précisément sur la région appelée région du ZANZAN sur la carte mais qui correspond de nos jours à la région du BOUNKANI et du GONTOUGO suite au découpage administratif de 2013.

Les résultats que nous exploiterons pour les courbes de charges sont issus du PDER. Il scinde la consommation des populations rurales en 3 classes de consommation :

La classe 'basse' : Il s'agit des abonnés bénéficiant du tarif domestique modéré 5A et qui, du fait d'une consommation bimensuelle inférieure à 200kWh bénéficie d'un tarif social subventionné.

La classe 'moyenne' : groupe d'abonnés domestiques ne bénéficie pas du tarif social pour ceux qui sont effectivement à 5A de puissance souscrite, mais du tarif domestique général du fait d'une consommation bimensuelle moyenne supérieure à 200kWh

La classe au-dessus, celle dite "haute" est caractérisée en moyenne par une consommation bimensuelle qui est de 563 kWh en zone 2. La puissance souscrite maximale moyenne varie de cette catégorie qui représente de 7% des abonnés est de 1,9 kVA.

Classes d'abonnés domestique	%	Puissance (kVA)	Conso (kWh/bim)
Bas	62	1,1	86
Moyen	31	1,2	258
Haut	7	1,9	563

Figure 20 : Synthèse conso-classe zone

Source: PDER-CI, TOME 2

Planification de la demande

Un ménage dans la région du BOUNKANI est composé de 7 personnes selon le Recensement Géographique des Populations et de l'Habitat en Côte d'Ivoire effectué en 2014. Le village de GOVITAN a une population estimée à 476 habitants en 2016.

Allant de ces deux hypothèses le nombre de ménages est de 68.

D'après le tableau ci-dessus la décomposition des ménages par classe de consommation est de 62% pour les pauvres, 31 % pour les moyens, 7% pour les riches. Ceci nous permet grâce aux



courbes de charges d'estimer la consommation moyenne de ce village. De plus, l'arrivée de l'électricité dans la localité engendrera un raccordement d'environ 20¹⁴ % des ménages.

Pour la durée de la planification qui est de 15 ans les estimations sur la puissance ont été faites avec la formule suivante :

$$P_p \text{ à } t = P_p \text{ à } t=0 * [(1 + C_p) * (1 + C_c) * (1 + C_r)]^t$$

Tableau 8 : Hypothèse

Hypothèses	
CPop (Croissance annuelle de la population)	2,6%
CConso (Croissance annuelle de la consommation spécifique)	2%
CRacc (Croissance annuelle du taux de raccordement)	5%

Source: PDER-CI, TOME 2

Nous déduisons donc des caractéristiques de la zone 2 que la courbe de charge pour l'année 2031 est la suivante :

¹⁴ PDER-CI, Volume 2,

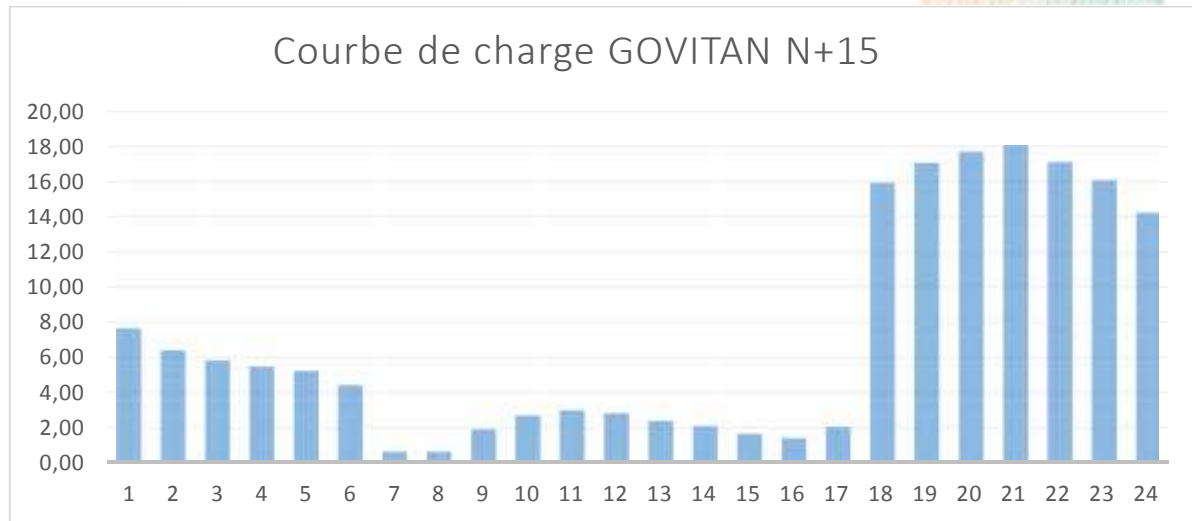


Figure 21 : Courbe de charge GOVITAN N+15

De cette courbe de charge on déduit que le besoin journalier du village de GOVITAN en 2030 s'élèvera à 172,6 kWh/j.

I.2.2.Méthodologie 2

La charge de la localité de Govitan est évaluée sur la base des infrastructures minimales nécessaires pour assurer un niveau de vie acceptable et aussi de l'expérience de personnes ressources. La répartition des ménages et des classes de consommation domestique est tirée du Plan Directeur Électricité Rurale (PDER). Avec une population estimée à 476 habitants en 2015 et un taux de croissance de 2,6% annuel, la population de la localité est estimée à 698 habitants en 2030. Selon le RGPH 2014, les ménages de la zone se composent en moyenne de 7 membres d'où un total estimé à 100 ménages (62 modestes, 31 moyens, 7 riches). Le tableau ci-dessous récapitule les besoins des ménages et infrastructures.

Tableau 9 : Évaluation de la consommation à Govitan

	Énergie (kWh/j)	Puissance (kW)	quantité	Énergie totale (kWh/j)
Maison modeste	0,2	0,025	62	12,4
Maison moyen	1,57	0,313	31	48,67
Maison riche	9,2	0,665	7	64,47
Centre de santé	9,54	0,4	1	9,54
École	1,152	0,288	1	1,152

Centre religieux1	1,86	0,372	1	1,86
Centre religieux2	0,744	0,372	1	0,744
Coiffure homme	0,16	0,02	1	0,16
Coiffure dame	4,8	0,6	1	4,8
Couture	0,9	0,1	1	0,9
Moulin	1,2	0,3	1	1,2
Chargeur de batteries	0,6	0,12	1	0,6
Éclairage publique	1,8	0,15	10	18
Consommation totale				163,344
Facteur d'utilisation et de simultanéité domestique				80%
Énergie totale et puissance totales nominale				139

Les puissances nominales totales domestiques tiennent compte d'un facteur de simultanéité. En effet, le facteur de simultanéité traduit un ensemble de consommateurs utilisant l'énergie au même moment. Il a été pris égal à 0,8 pour tenir compte de l'utilisation de la pointe.

Profil de charge

Le système alimentera toutes les charges et infrastructures précédemment énoncées.

L'annexe 1 détaille les équipements considérés.

Courbe de charge de Govitan

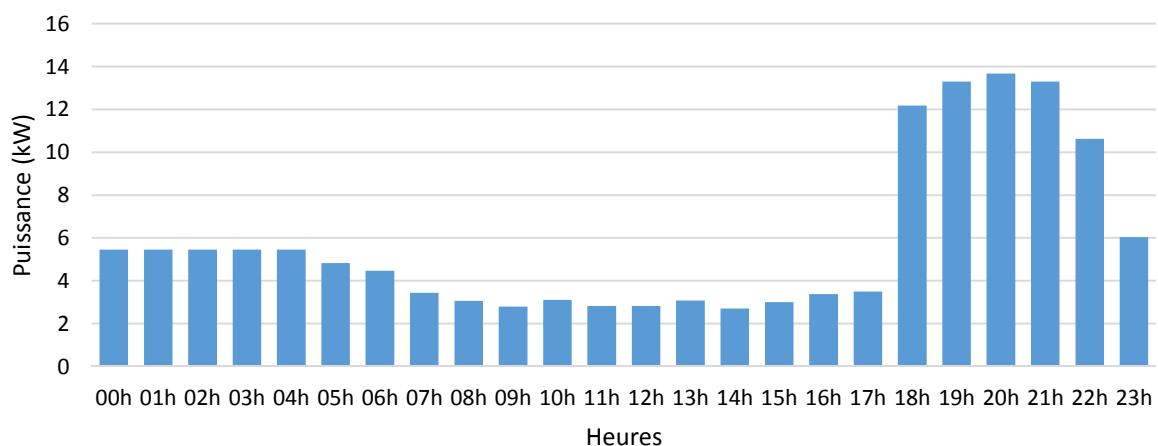


Figure 22 : Courbe de charge de Govitan

L'allure de la courbe de charge s'explique par:

- L'éclairage publique qui est allumé le soir de 18h à 06h
- Le centre de santé restant fonctionnel 24h/24;

- la consommation des ménages très tôt qui se préparent pour aller à la mosquée ;
- l'école et les commerces qui fonctionnent presque toute la journée ;
- À partir de 18h lorsque les personnes sont rentrées, la consommation augmente, jusqu'à atteindre sa puissance maximale du jour à 21 h.

Le profil de charge horaire présente une pointe d'environ 14 kW à 21h, qui correspond principalement aux usages des éclairages et des appareils domestiques (Télévision, radio,...). La consommation après 23 h est majoritairement due à l'EP et aux ventilateurs des ménages. La demande journalière bien que plus faible que celle de nuit est l'effet des activités génératrices de revenus (Atelier de couture, moulin, salon de coiffure, etc.).

Choix de la méthodologie

Tableau 10 : Récapitulatif des forces et faiblesses des méthodes

	<u>Forces</u>	<u>Faiblesses</u>
<u>Méthodologie 1</u>	-Basé sur l'historique de consommation -Utilisé dans la planification officielle de la demande	-Échantillon pris pour une ville déjà électrifié -Matériels considérés non adaptés au monde rural -Localité de références de grandes tailles
<u>Méthodologie 2</u>	-Réaliste -Maitrise des consommations et équipements	-Possibilité de dépassement des prévisions

Au vue deux tableaux ci-dessus, nous décidons dans la suite de ce travail d'adopter la méthodologie 2 car plus réaliste et se rapprochant le plus de la situation qui prévaut en zone rurale.

II. ETUDE DE L'ALIMENTATION EN ELECTRICITE

II.1. Alimentation via le Solaire

Potentiel de la zone

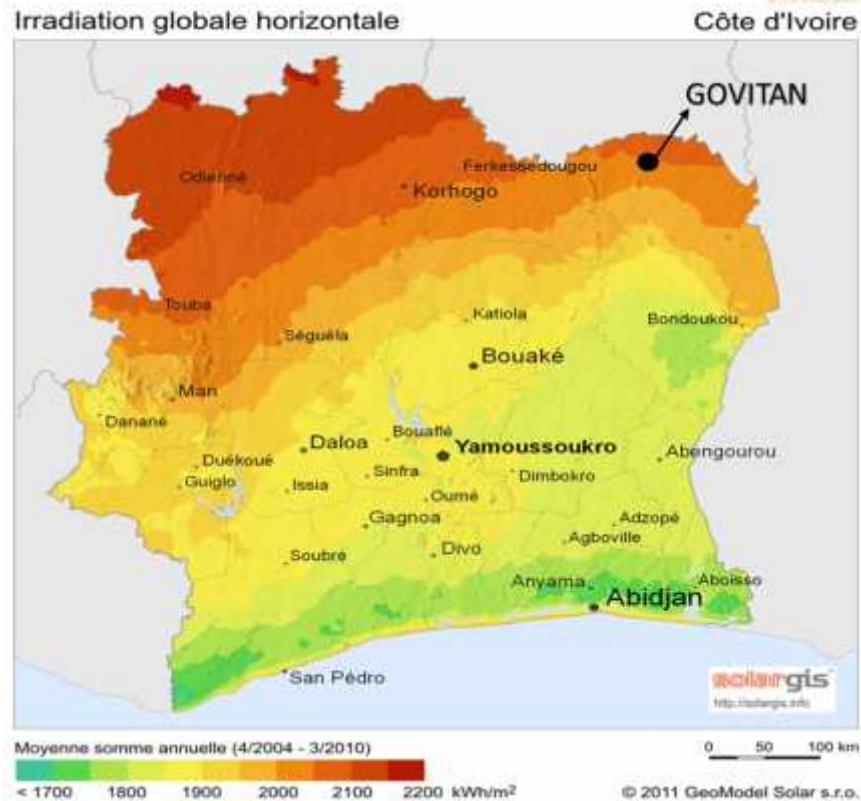


Figure 23 : Potentiel solaire de la Côte d'Ivoire

Source: PDER-CI, TOME 2

La localité de Govitan se situe dans la tranche d'ensoleillement ayant une irradiation moyenne comprise entre 2000 et 2100 kWh/m².

Dimensionnement du Champ PV [14]

L'alimentation photovoltaïque est dimensionnée pour l'ensemble des besoins de la localité. La courbe de charge nous permet de déduire que l'énergie journalière à satisfaire est de 139 kWh.

Ainsi le champ PV doit répondre aux besoins des populations. Les paramètres suivants le caractérisent :

- la puissance crête :
- La capacité de stockage
- L'aménagement du champ

Le calcul de ses paramètres passe par la détermination de la puissance minimale à installer.



La formule ci-dessous nous permet de déterminer la puissance minimale du champ PV

$$P = \frac{E_j}{\eta_g * \eta_o * \eta_r * \eta_b * C_p * H_j} = 61,5 \text{ k} \quad (1)$$

Avec

E_j : L'énergie journalière de 139 kWh/j

η_g : Rendement de conversion du générateur pris égal à 0,8

η_o : Rendement de conversion de l'onduleur pris égal à 0,93

η_r : Rendement de conversion du régulateur de charge pris égal à 0,93

η_b : Rendement de la batterie de stockage pris égal à 0,86

C_p : Correction dû à la température pris égal à 0,9

H_j : Ensoleillement en kWh/m²/j pris égal à 4,22¹⁵

Le champ doit avoir une puissance supérieure ou égale à 61,5 kWc

Orientation et emplacement des modules

Dans le souci de capter le maximum d'énergie, Les modules seront orientés plein sud ,du fait que la Côte d'Ivoire se situe dans l'hémisphère nord, et inclinés à 10° cause de la latitude.

Capacité du parc de batteries

Le soleil n'étant pas présent en saison pluvieuse, pendant la nuit et étant intermittent, l'installation d'un parc de batteries est nécessaire. La capacité du champ est déterminée par la formule suivante :

$$C_{b \text{ m}} = \frac{E_j}{V_b \times \eta_b \times DM \times ft} \times J_{\bar{a}} \quad (2)$$

D représente la décharge profonde 80 %

V_b la tension du parc de batteries 48 V

f le facteur de correction dû à la température 0.9

$J_{\bar{a}}$ le nombre de jour d'autonomie pris égale à 2.4¹⁶

¹⁵ Retscreen 4, Ensoleillement du mois de BOUNA, mois d'Aout

$$C_{b \text{ m.}} = 11\,224 \text{ Ah}$$

Nous opterons pour des batteries Hoppecke 24 OPzS 2500 ayant une tension de 2V et une capacité de 2500Ah. Les caractéristiques de ce type de batterie sont données à l'annexe 2.

Configuration du Champ

Notre alimentation comportera principalement 3 sous champs PV constitués de panneaux SW 250 (annexe 3) connectés chacun à un onduleur. Chaque onduleur fournira une phase et un neutre à sa sortie. De plus, chacun des 3 sous champs comportera 84 panneaux PV (3 strings de 28 panneaux). Les onduleurs seront utilisés pour une injection sur un jeu barre à partir duquel prendra naissance le réseau de distribution. Chaque onduleur supportera également un parc de batteries constitué de 2 strings de 24 batteries en série.

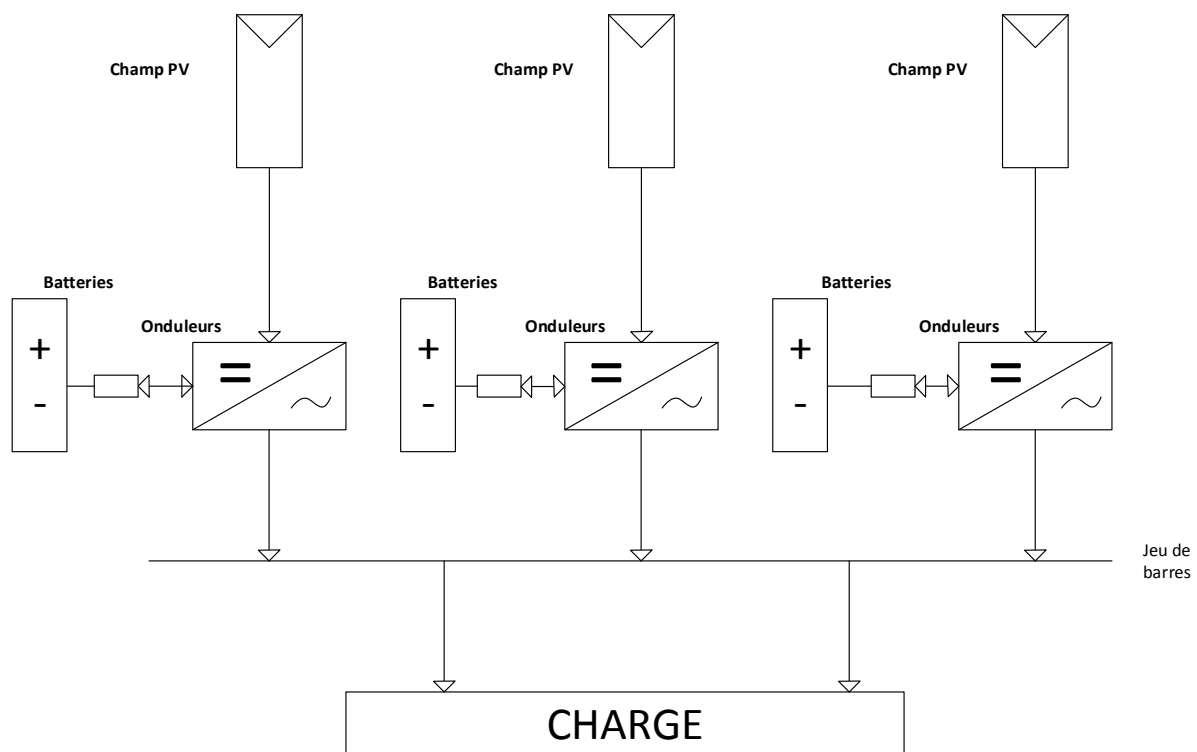


Figure 24 : Configuration du système

Choix de l'onduleur

¹⁶ NASA, Nombre de jour moyen sans soleil



L'onduleur choisi à une tension de 230 V et une fréquence de 50 Hz. Il est de marque MultiSolar. Les détails sur celui-ci sont donnés en annexe 4. Il aura pour fonction de :

- Contrôler le point de fonctionnement du champ PV tout en optimisant la production.
- Contrôler le processus de charge du parc de batterie.

Simulation

La simulation pour l'alimentation de la localité a pour base les hypothèses suivantes :

Tableau 11 : Hypothèses de simulation PV

Paramètres	Unité	Coûts brut	Paramètres simulation
Taux d'intérêt réel annuel	%		10
Durée de vie du Projet	Ans		15
Coût d'achat du PV	\$	92 669	
Durée de vie du PV	Ans		20
Coût d'opération et maintenance du PV	\$	1 985	
Coût de remplacement du PV	\$	92 669	
Coût d'achat de l'onduleur	\$	30 634	
Durée de vie de l'onduleur	Ans		7
Coût d'opération et maintenance de l'onduleur	\$/yr	0	
Coût de remplacement de l'onduleur	\$	30 634	
Coût d'achat de la batterie	\$	301 125	
Coût de remplacement de la batterie	\$	301 125	
Rendement de l'onduleur en mode onduleur	%		93
Rendement de l'onduleur en mode redresseur	%		83
Ensoleillement du mois le plus défavorable (Août)	kWh/m ² /j		4,22
Plan d'inclinaison des panneaux	°		10

Tous les coûts fournis dans le cadre des simulations sont majorés de 35% (frais de livraison et de douane et la TVA).

Résultats de la simulation

Après l'insertion des différents paramètres, HOMER nous propose le résultat suivant

	PV (kW)	H2500	Conv. (kW)	Initial Capital	Operating Cost (\$/yr)	Total NPC	COE (\$/kWh)	Ren. Frac.
	62	144	30	\$ 424,428	1,426	\$ 435,277	1.128	1.00

Figure 25 : Résultat de la simulation



On obtient pour le système conçu en fin de simulation un **LCOE de 1,128 \$/kWh (564 FCFA/kWh)** pour la durée de vie de notre installation.

Optimum technico-économique

La simulation présentée plus haut est le résultat du dimensionnement effectué. Néanmoins HOMER nous donne la possibilité d'optimiser ce dernier. Pour ce faire nous reprendrons la simulation en faisant varier :

- Le nombre d'onduleurs entre 1 et 3 (10 kW-30kW)
- Le nombre de parc de batteries entre 1 et 3 (48 batteries-144 batteries)

Cette simulation se fera en prenant toujours en compte les paramètres de dimensionnement précédent. L'objectif étant de savoir si la solution proposée est l'optimum

			PV (kW)	H2500	Conv. (kW)	Initial Capital	Operating Cost (\$/yr)	Total NPC	COE (\$/kWh)	Ren. Frac.
			62	96	20	\$ 313,842	1,706	\$ 326,818	0.847	1.00
			62	96	30	\$ 324,053	2,473	\$ 342,863	0.889	1.00
			62	144	20	\$ 414,217	659	\$ 419,232	1.086	1.00
			62	144	30	\$ 424,428	1,426	\$ 435,277	1.128	1.00

Figure 26 : Résultat de l'optimisation technico-économique

Avec les paramètres indiqués, la simulation montre que l'alimentation optimale de notre charge est la suivante :

- Un champ PV de 62 kWc
- Un onduleur de 20 kW
- Un parc de 96 batteries.

Cette alimentation nous donne un LCOE de 423,5 FCFA/kWh.

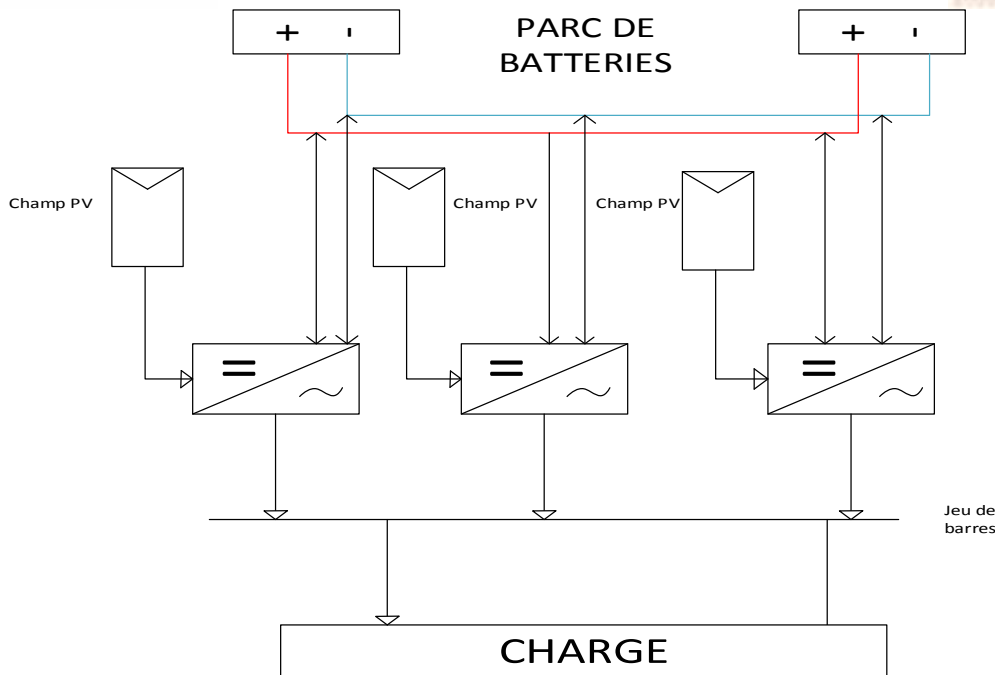


Figure 27 : Configuration de l'alimentation optimale

Prise en compte du critère N-1

Le critère N-1 représente la sécurité d'alimentation en cas de problème. Dans notre situation, sa prise en compte implique de pouvoir produire au moins 14 kW en cas de force majeure. Si l'on fait l'hypothèse qu'un onduleur ou un parc de batteries ne fonctionne pas dans le cas de l'alimentation optimale, la charge que représente Govitan ne peut être alimentée. Ainsi, pour respecter ce critère l'alimentation optimale est celle qui comporte 144 batteries, une capacité de 62 kWc installée et 3 onduleurs de 10 kW. La prise en compte du N-1 occasionne une différence de **140 FCFA/kWh** par rapport à l'optimum.

Analyse de sensibilité

Homer permet dans le choix de ses différentes configurations de réaliser des tests de sensibilité pour noter l'influence de certains paramètres. Ainsi, dans le cas de notre étude nous réaliserons des tests pour constater l'impact de la variation des coûts sur le LCOE. Nous réaliserons ces tests sur les coûts d'investissements, remplacement et maintenance des panneaux et des batteries.

Pour cela nos tests prendront en compte un pourcentage de plus ou moins 10% de la configuration retenue.

Coût du PV

Le test réalisé sur le coût d'investissement et de maintenance du PV nous montre qu'une variation de 1% de ceux-ci entraîne une augmentation de 0,25 % du LCOE dans le même sens comme illustré ci-dessous.

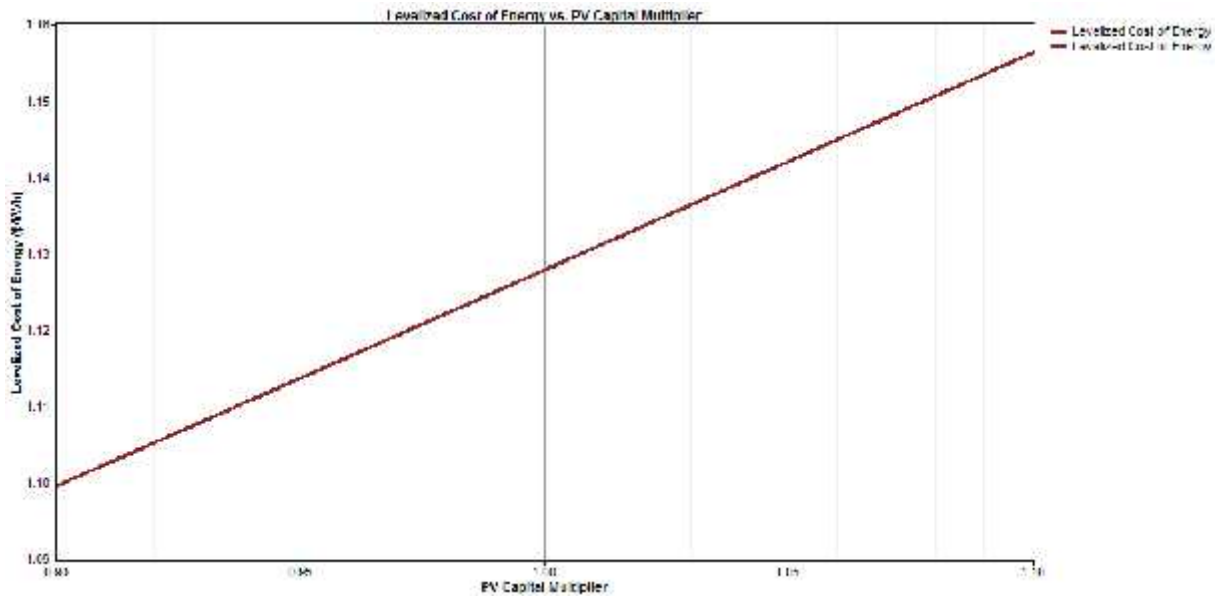


Figure 28 : Évolution du LCOE par rapport à la variation des coûts du PV

Coût des batteries

Tout comme pour le coût du PV, Les batteries ont un impact sur l'évolution du coût du kWh. Le LCOE varie dans le même sens que le coût des batteries. Une évolution de 1% sur le coût des batteries entraîne une augmentation de 0,7% du LCOE

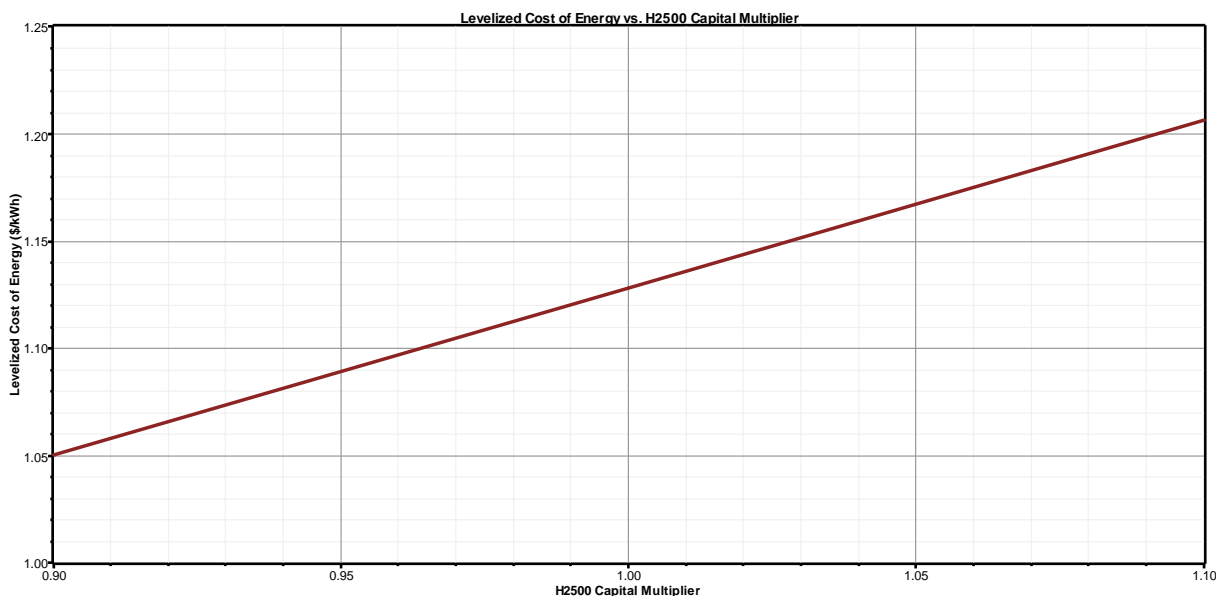


Figure 29 : Évolution du LCOE par rapport à la variation des coûts des batteries

II.2. Alimentation Via l'éolienne

L'évaluation du potentiel de la zone est considérée similaire à la ville de Bouna qui se situe à 124 km.

Selon les données recueillies par la NASA, la ville de BOUNA possède les caractéristiques suivantes :

RETScreen ✕

Pays - région	Côte d'Ivoire		
Province / État	n/a		
Lieu des données climatiques	Boua		
Latitude	°N	9,3	
Longitude	°E	-3,0	Source
Élévation	m	266	NASA
Température extérieure de calcul de chauffage	°C	19,9	NASA
Température extérieure de calcul de climatisation	°C	34,5	NASA
Amplitude des températures du sol	°C	12,8	NASA

	Température de l'air	Humidité relative	Rayonnement solaire quotidien - horizontal	Pression atmosphérique	Vitesse du vent	Température du sol	Degrés-jours de chauffage	Degrés-jours de climatisation
	°C	%	kWh/m²j	kPa	m/s	°C	°C-j	°C-j
Janv	27,1	31,0%	5,74	98,2	2,1	29,5	0	531
Févr	28,0	39,8%	5,98	98,1	2,0	30,6	0	503
Mars	28,2	58,4%	6,11	98,0	2,6	30,6	0	563
Avr	27,0	73,5%	5,92	98,0	2,6	28,6	0	510
Mai	26,4	77,9%	5,73	98,1	2,5	27,5	0	507
Jun	25,2	81,5%	5,03	98,3	2,5	26,1	0	458
Juil	24,3	83,1%	4,51	98,4	2,5	25,0	0	442
Août	24,1	83,4%	4,77	98,4	2,5	24,8	0	447
Sept	24,8	80,5%	4,88	98,3	2,0	25,6	0	445
Oct	26,0	72,2%	5,32	98,2	2,0	27,0	0	498
Nov	27,2	57,3%	5,48	98,1	2,4	29,2	0	515
Déc	27,1	36,2%	5,60	98,2	2,4	29,3	0	500
Annuel	25,3	64,5%	5,35	98,2	2,3	27,8	0	5 936
Source	NASA	NASA	NASA	NASA	NASA	NASA	NASA	NASA

Mesuré à m 10 C

Figure 30 : Potentiel de la ville de Bouna

Avec les aérogénérateurs l'on souhaite couvrir la pointe journalière qui est de 14 kW. Il faut noter que la vitesse moyenne du vent dans la zone est de 2,3 m/s. La formule ci-dessous nous permet de déterminer la puissance mécanique disponible pour une exploitation par les aérogénérateurs :

$$P_{\text{méca}} = \frac{1}{2} C_p * \rho * S * v^3 \quad (3)$$

Avec ρ la masse volumique de l'air en kg/m^3

S la surface du disque éolien en m^2

v la vitesse du vent en m/s

C_p le coefficient de puissance

C_p se détermine grâce au graphe ci-dessous :



Figure 31 : Abaque de détermination du C_p

Source: http://christophe.jamay.free.fr/IMG/etudes_techniques_bts1/eolienne/questionnement%20avec%20documents%20r%C3%A9ponse%20%C3%A9olienne.doc

Comme le montre l'abaque pour le fonctionnement d'un aérogénérateur il faut une vitesse de vent minimale de 4 m/s .

La zone ne possède donc pas un potentiel exploitable pour cette technologie.

II.3. Alimentation par mix énergétique

Étant dans le cas de l'alimentation d'une localité de moins de 500 habitants et aussi dans une zone isolée, nous étudierons la possibilité d'alimentation par un système hybride PV-Diesel

II.3.1. Généralité sur les alimentations hybride PV-Diesel

Il faut noter qu'un système hybride est un couplage de plusieurs sources d'énergies.

Dans notre cas il s'agit de coupler un générateur PV à un groupe électrogène.

Il existe différentes configurations de couplage de ces deux sources, ce sont :

- La configuration série ou single master fixe

Cette configuration entraîne la conversion de l'énergie produite par le générateur diesel (AC) en DC puis est reconvertie de nouveau en AC pour être fournie à la charge (Figure 32), ce qui implique des pertes de conversion significatives.

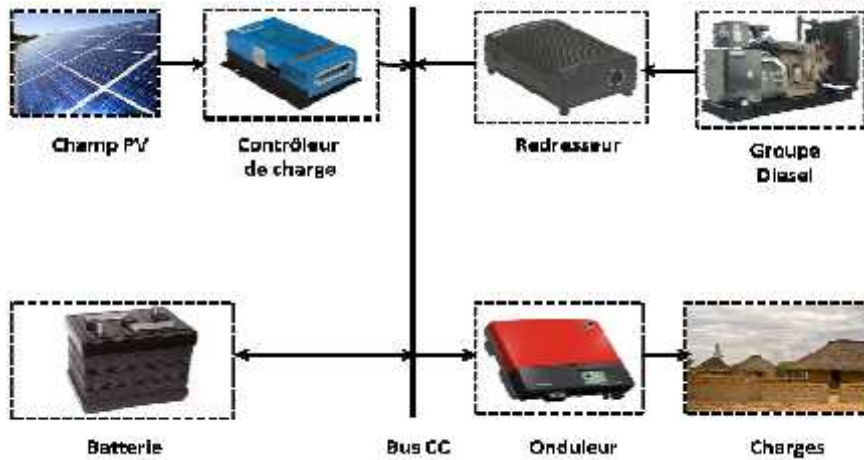


Figure 32 : Configuration PV-Diesel série

- La configuration PV/Diesel commutée

Dans cette configuration (Figure 33) le groupe diesel est connecté directement à un jeu de barre AC, ce qui permet de limiter les pertes, mais la tension est régulée par l'organe en fonctionnement (PV, batteries ou Diesel). Lorsque la demande est faible le PV est la source prioritaire

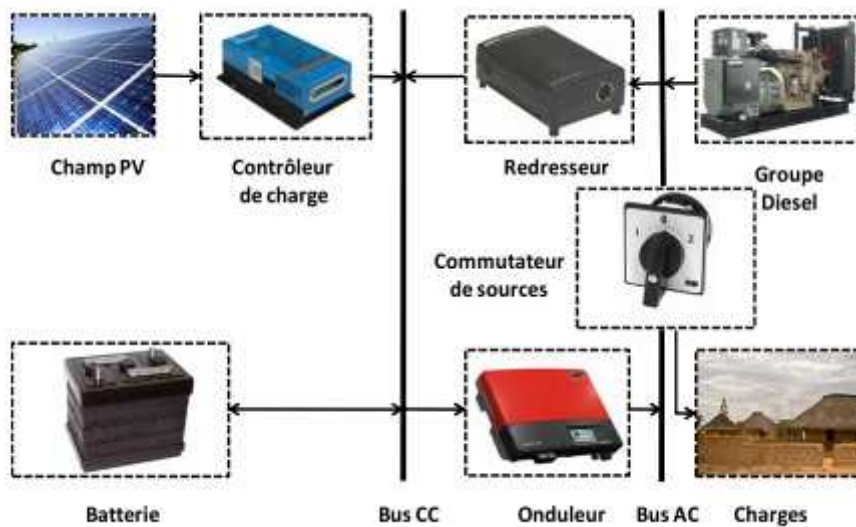


Figure 33 : Configuration PV/Diesel commutée

- Configuration parallèle

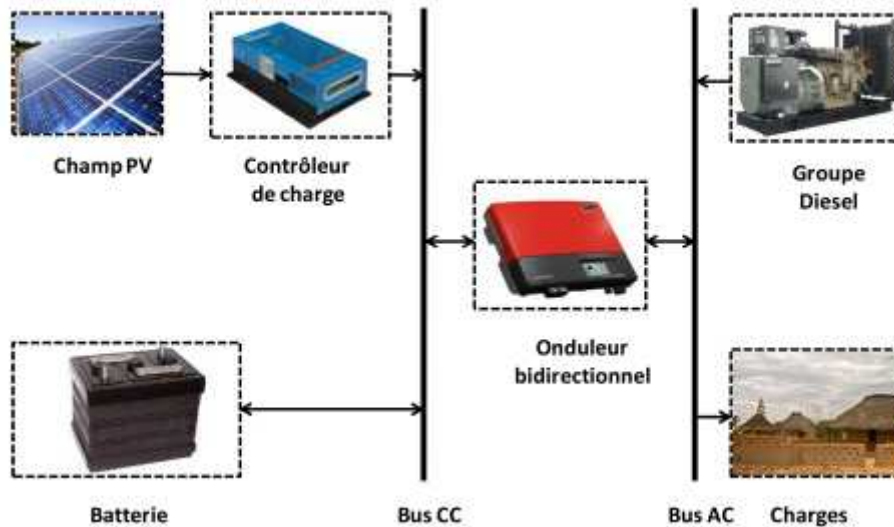


Figure 34 : Configuration PV/Diesel parallèle

La configuration parallèle permet une alimentation simultanée ou séparée de la charge. Dans cette configuration les batteries ne sont pas indispensables bien qu'utiles pour pallier aux fluctuations du PV.

II.3.2. Dimensionnement du système

Pour une sécurité d'alimentation nous proposons d'utiliser la configuration parallèle pour l'alimentation de Govitan.

II.3.2.1. Dimensionnement du Diesel

Le dimensionnement du groupe sera fait pour la charge totale que représente la localité de Govitan.

Selon la courbe de charge on déduit une pointe maximale de 14 kW obtenue à 21 h.

Le groupe doit pouvoir passer la pointe sans s'interrompre d'où la formule suivante :

$$P_G \geq \frac{P_M}{f_p} \quad (4) \quad \begin{cases} P_M = p & m \\ f_p = f & d \quad p \end{cases}$$

Le facteur de pertes représente la sécurité due aux pertes sur le réseau de distribution. La chute de tension maximale admissible est limitée à 7,5 %, de ce fait en considérant cette chute de tension le facteur de pertes maximales est 92,5%. Nous utiliserons un facteur de 93% pour le dimensionnement du groupe diesel.



$$P_G \geq \frac{14}{0,93}$$

$$P_G \geq 15,05 \text{ k}$$

Pour la capacité ci-dessus nous portons notre choix sur un groupe de type K 17 M fourni par SDMO avec une puissance de 17.2 kW. Les détails du groupe sont donnés en annexe 5.

II.3.2.2. Dimensionnement PV

Le dimensionnement étant précédemment effectué, nous ne nous attarderons pas sur celui-ci. Mais, pour une alimentation optimale connaissant le maximum à installer, nous ferons varier les puissances des composantes de l'installation PV afin que Homer nous oriente vers l'architecture optimale.

Nous utiliserons les valeurs suivantes pour la simulation :

- Champ PV : La capacité variera de 10 kW à 62 kW par pas de 10 kW (10, 20,30, 40, 50, 62)
- L'onduleur : comme précédemment nous considérerons les puissances de 10, 20 et 30 kW correspondant à 1, 2 et 3 onduleurs
- Pour les batteries : 0 banc, 1 banc (48 batteries), 2 bancs (96 batteries) et 3 bancs (144 batteries).

Estimation des coûts

Le coût d'achat du groupe électrogène est extrait d'un site marchand auquel s'ajoute les 35 % considéré comme dis plus haut. Par contre le coût de maintenance du groupe diesel est déterminé grâce à la formule ($O\&M = 0,17 + 0,0072 * \text{Puissance}$) issue des travaux de thèse du *Dr. Daniel Yamegeu* portant sur une « *EXPÉRIMENTATION D'UN PROTOTYPE DE CENTRALE HYBRIDE SOLAIRE PV-DIESEL SANS BATTERIES DE STOCKAGE* » [8]. Ces travaux ont mis en évidence l'optimisation d'un système hybride décentralisé développé par le laboratoire *LESEE (Laboratoire Énergie Solaire et Économie d'Énergie)* de la *fondation 2iE*.

Tableau 12: Hypothèse PV-Diesel¹⁷

Paramètres	Unité	Coûts brut	Paramètres
Taux d'intérêt réel annuel	%		10
Durée de vie du Projet	Ans		15
Coût d'achat du groupe Diesel	FCFA	5 610 800	7 574 580
Coût de remplacement du groupe Diesel	FCFA	5 610 800	7 574 580
Coût de maintenance du groupe Diesel	FCFA	-	0,3
Coût du litre de Diesel	FCFA/L	-	1,3
Durée de vie du PV	Ans	-	20
Coût d'opération et maintenance du PV	FCFA	722 800	975 780
Coût de remplacement du PV	FCFA	30 117 425	40 658 524
Coût d'achat de l'onduleur	FCFA	9 956 050	13 440 668
Durée de vie de l'onduleur	Ans	-	7
Coût d'opération et maintenance de l'onduleur	FCFA/yr	-	0
Coût de remplacement de l'onduleur	FCFA	9 956 050	13 440 668
Coût d'achat de la batterie	FCFA	97 865 625	132 118 594
Coût de remplacement de la batterie	FCFA	97 865 625	132 118 594
Rendement de l'onduleur en mode redresseur	%		93
Rendement de l'onduleur en mode onduleur	%		83
Ensoleillement du mois le plus défavorable (Août)	kWh/m ² /j		4,22
Plan d'inclinaison des panneaux	°		10

Résultats de la simulation

¹⁷ Les coûts du PV sont les même que pour l'alimentation à 100 % de la charge

	PV (kW)	g1 (kW)	H2500	Conv. (kW)	Initial Capital	Operating Cost (\$/yr)	Total NPC	COE (\$/kWh)	Ren. Frac.	Diesel (L)	g1 (hrs)
	40	17.2	48	20	\$ 198,208	8,275	\$ 261,148	0.677	0.93	1,642	31
	20	17.2		10	\$ 57,729	34,264	\$ 318,340	0.825	0.43	9,451	5,954
	62		96	20	\$ 313,842	1,706	\$ 326,818	0.847	1.00		
		17.2	48	10	\$ 128,210	28,734	\$ 346,764	0.899	0.00	18,991	3,415
		17.2			\$ 17,624	47,034	\$ 375,370	0.973	0.00	26,931	8,760

Figure 35 : Résultat de la simulation PV-DIESEL

L'alimentation de la localité par l'hybridation du PV –Diesel, nous présente un **LCOE de 0,677 \$/kWh (338,5 FCFA/kWh)** de façon optimale. Cet optimum est donné pour :

- Un champ PV de 40 kWc
- Un parc de batteries
- Deux onduleurs de 20 kW
- Le groupe électrogène de 17,2 kW

Prise en compte du critère N-1

La prise en compte du N-1 nous emmène à mener les réflexions sur les cas suivants :

- Cas de problème avec le groupe : Dans ce cas il nous faut savoir quelle configuration de PV permet de toujours alimenter la charge. En analysant la figure ci-dessus, il faut un champ de 62 kWc connecté à 2 onduleurs et 1 parc de 96 batteries.
- Cas de problème avec les batteries : il suffira juste de réduire le nombre d'onduleur à 1 et le champ à 20 kWc pour continuer d'alimenter la charge.
- Cas de problème avec le champ PV : l'alimentation de la charge se fait aisément via le groupe.

L'analyse de ces différents cas nous conduit à opter pour un système avec :

- Un champ PV de 62 kWc
- Un groupe diesel de 17,2 kW
- Deux onduleurs de 10 kW
- un parc de batteries (96 batteries)

Le LCOE de cette installation est de **0,884 \$/kWh (442 FCFA/kWh)** comme illustré ci-dessous.

	PV (kW)	g1 (kW)	H2500	Conv. (kW)	Initial Capital	Operating Cost (\$/yr)	Total NPC	COE (\$/kWh)	Ren. Frac.	Diesel (L)	g1 (hrs)
	62	17.2	96	20	\$ 331,466	1,245	\$ 340,936	0.884	1.00	64	12

Figure 36 : Résultats de simulation pour configuration choisie

En prenant en considération le critère N-1 le LCOE passe de **338,5 à 442 \$/kWh**, soit une différence de **103,5 \$/kWh (103,5 FCFA/kWh)**

Analyse de sensibilité

Dans le cas de l'alimentation par hybridation, l'analyse de sensibilité portera sur la variation du coût du combustible. L'on ne constate que la variation du coût du diesel à un impact faible sur le LCOE. En effet, une variation de 50% du coût du diesel n'engendre qu'une augmentation de 0,11 % du LCOE.

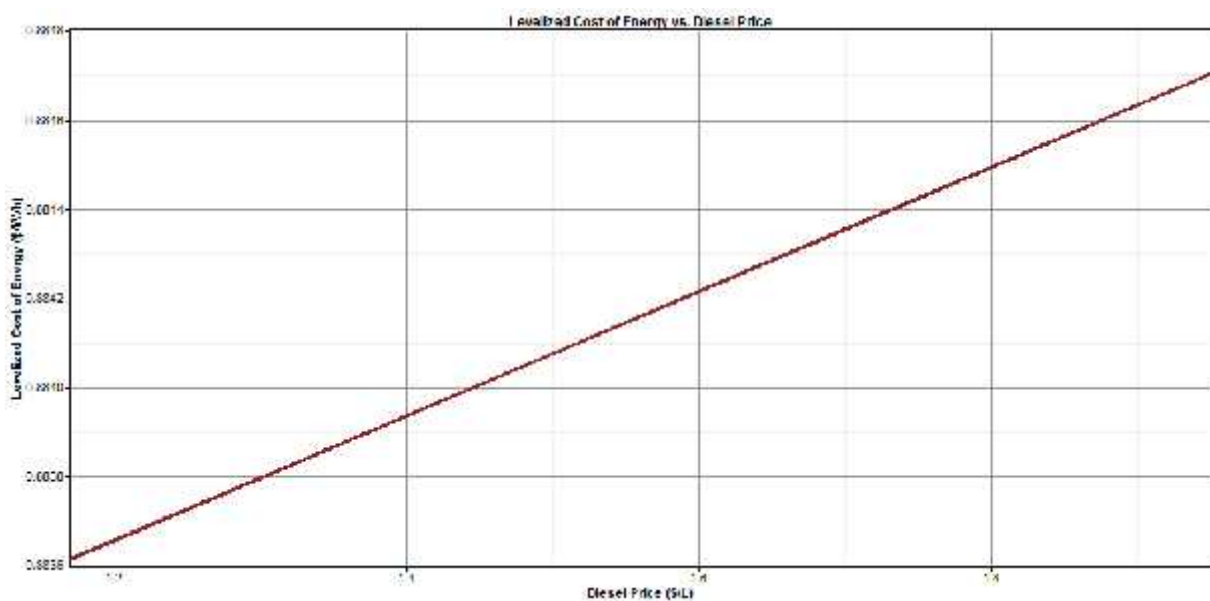


Figure 37 : Évolution du LCOE par rapport au coût du Diesel

II.4. Alimentation par extension du réseau national

Comme mentionné plus haut dans ce mémoire, l'alimentation en électricité de la région Nord-Est de la Côte d'Ivoire est insuffisante. Pour preuve la création de poste dans la ville de Bouna chef-Lieu de la région du Bounkani est prévue dans les projets du PDPT 2015-2030. Au-delà de l'alimentation actuelle assurée tantôt par groupe électrogène tantôt par le Ghana, il se pose le problème des chutes de tension qui y sont observées (Figure 38)

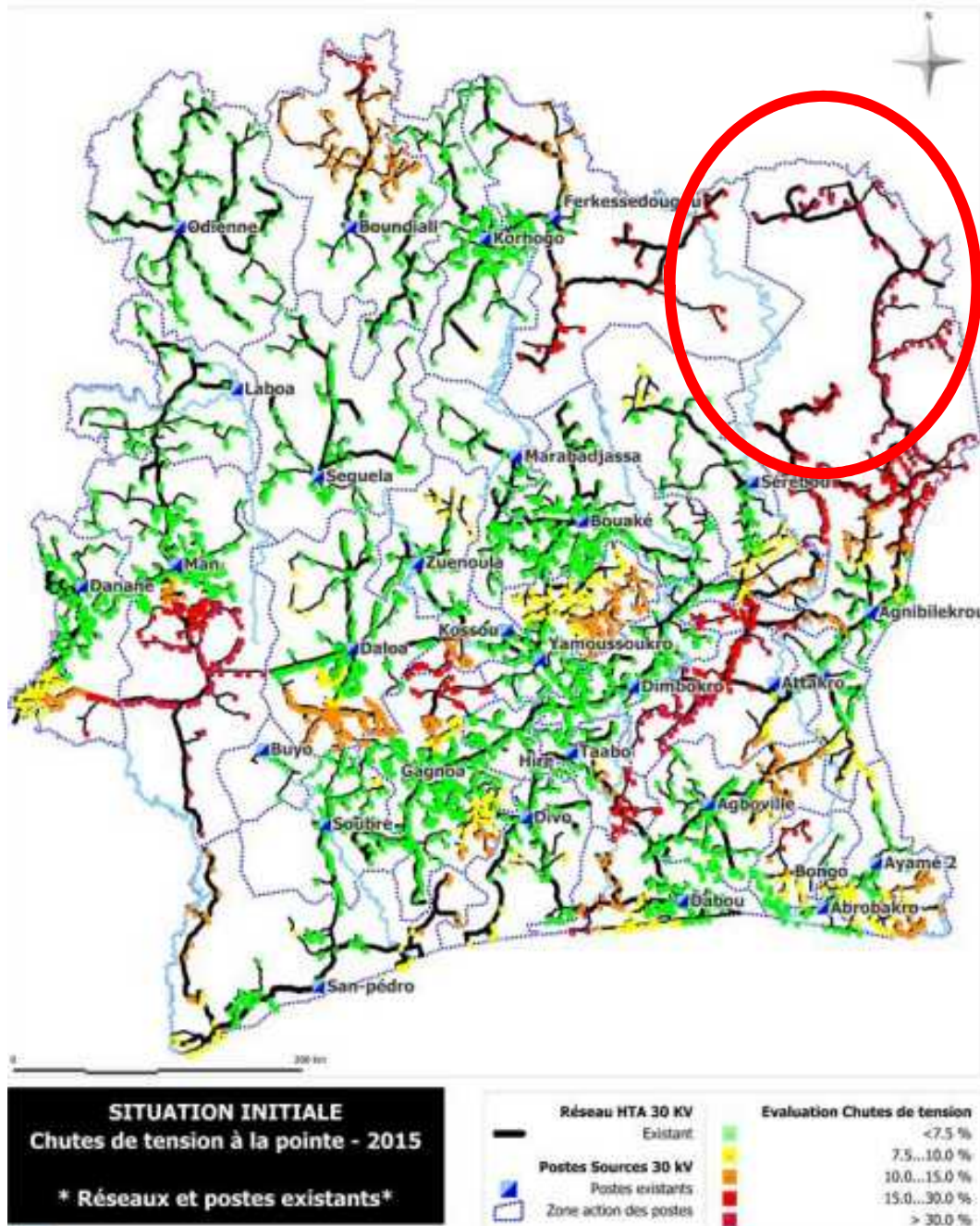


Figure 38 : Chute de tension sur le réseau HTA Ivoirien

Source: PDER

Au vue de cette situation, Il est préférable et conseillé d'alimenter la localité de Govitan par un autre moyen car cela engendrerait plus de chute de tension.

II.5. Comparaison et Recommandations

II.5.1. Comparaison

Après l'analyse des simulations, il ressort que le coût moyen actualisé de l'énergie est plus avantageux pour un mix que pour une alimentation unique à partir des EnR avec un meilleur coût pour les systèmes hybride PV-Diesel.

La comparaison de ces différentes configurations avec l'extension du réseau a pour base les valeurs de références fourni par le PDER. Ce sont 7 000 000 FCFA pour la construction d'un km de ligne HTA et 35 000 (0,5%) pour l'entretien annuel de cette ligne. Le coût du kWh est pris à 88 FCFA/kWh.

La réalisation des simulations prouve que pour la localité de Govitan un système décentralisé est plus avantageux que l'extension du réseau (Figure 39 et Figure 40). Les distances pour lesquelles l'extension du réseau serait mieux que les solutions décentralisées sont de 18,8 km et de 25,3 km. Govitan se trouve à 30 km de la ligne HTA la plus proche, La réalisation de ce projet a donc tout son sens.



Figure 39 : comparaison de l'hybridation par rapport au réseau

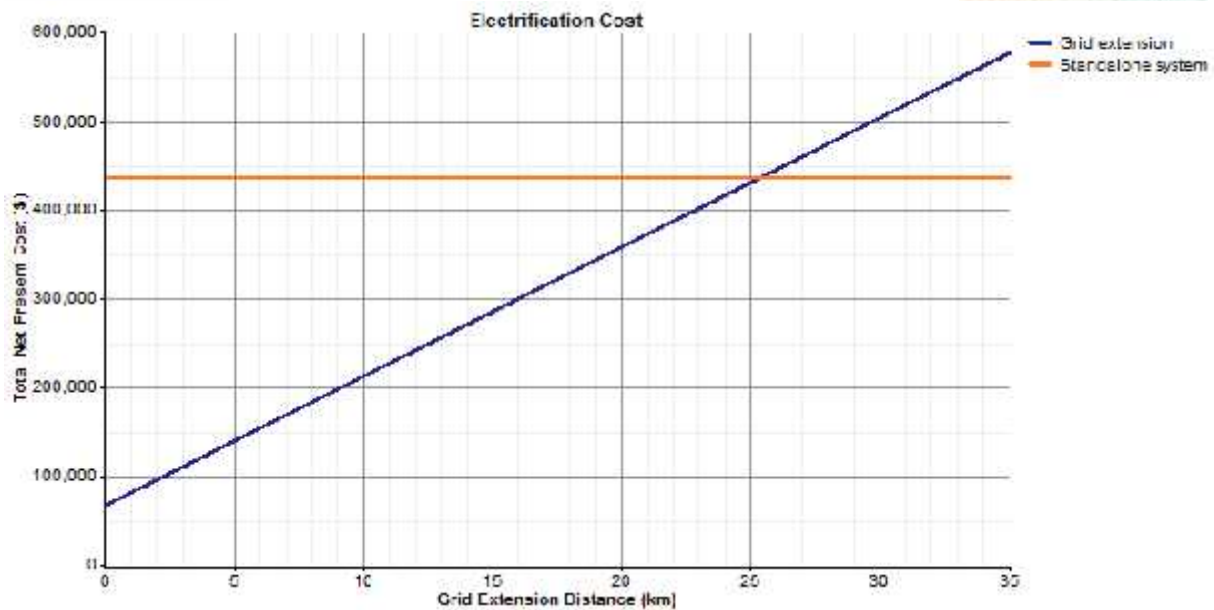


Figure 40 : comparaison du PV par rapport au raccordement au réseau

Le système recommandé pour la l'alimentation de Govitan est le mix PV-Diesel avec un coût de **442 FCFA/kWh**. Le tableau ci-dessous récapitule le coût de chaque système.

Tableau 13 : Récapitulatif des LCOE par type d'alimentation

Source	LCOE (\$/kWh)	LCOE (CFA/kWh)
Hydroélectricité	80,395	40 198
Solaire PV	1,128	564
Mix PV-Diesel	0,884	442



II.5.2. Recommandations

L'analyse menée tout au long de cette étude montre le manque d'infrastructures électrique dans la zone d'étude. Cette situation rend la réalisation de projet décentralisé nécessaire pour l'évolution de la qualité de vie des populations. Il faut pour cela que :

L'état Ivoirien

- Mette en place une politique de suppression des frais de douanes sur tous les équipements nécessaires pour les installations solaires
- Mise plus de moyen financier pour la réalisation de projet d'électrification rurale à partir des énergies renouvelables
- Mette en place un cadre législatif claire pour faciliter l'accès aux investisseurs dans le domaine de l'électrification rurale
- Encourage les partenariats

Les conseils régionaux

- Recensent les villages avec un fort potentiel en énergies renouvelables
- Évaluent le potentiel exploitable de leurs régions pour une facilité de planification des investissements

Les mairies

- Sensibilisent les populations à l'usage efficient de l'électricité.



II.6. Etude d'impact

II.6.1. Méthodologie

Cette partie a pour objectif d'identifier et évaluer l'ampleur des impacts environnementaux du projet sur son environnement. Il s'agira d'identifier les différents impacts que peuvent avoir le projet sur le plan social, économique et sur la nature. La méthodologie appliquée consiste à déterminer les impacts positifs et négatifs inhérents au projet. Ces impacts peuvent être directs ou indirects et s'identifie selon les différentes phases du projet (construction, exploitation, démantèlement). Après l'identification de ces impacts, nous proposerons des mesures d'atténuation pour les impacts négatifs.



II.6.2. Impacts positifs du projet

Phases	Milieu récepteur	Composantes du milieu	Impacts	Description
Construction	Humain	Emplois	Développement d'emplois temporaires	La mise en œuvre du projet induira la création d'emplois temporaires au profit de la communauté de la zone. Cela contribuera à réduire temporairement le taux de chômage
		Développement	Développement des localités concernées	La présence de personnel sur ce chantier venant d'ailleurs contribuera aux développements d'activités génératrices de revenus.
Conditions de vie des populations		Amélioration des conditions de vie des populations	La réalisation du projet contribuera à réduire l'insécurité avec la présence de l'éclairage public	
Activités économiques		Redynamisation des activités économiques	La présence de l'électricité sera facteur de création d'activité génératrice de revenus et aussi du prolongement du temps de vente des commerces.	



II.6.3. Impact négatifs du projet

Phases	Milieu récepteur	Composantes du milieu	Impacts	Description	Mesures d'atténuation
Construction	Physique	État sonore	Atteinte de la qualité du climat sonore	Les déplacements des engins vont émettre des bruits qui agiront sur l'état acoustique des zones de travaux	- Limiter le nombre de véhicules lourds et légers au strict minimum, et limiter leur vitesse de circulation - Organiser des séances d'information de la population locale préalablement aux travaux.
		Végétations	Destruction et perturbation de la végétation	Les travaux nécessiteront l'abattage d'arbres pour l'implantation des installations	- Organiser des journées de reboisement et de sensibilisation sur l'importance de la nature
Exploitation	Humain	Sécurité et santé du personnel	Risque d'accident de travail	L'implantation des supports, les constructions des locaux peuvent impacter les travailleurs et les populations riveraines.	- Dispenser des règles de base en matière de sécurité aux travailleurs du chantier - Équiper les travailleurs d'EPI - Afficher des règles de sécurité sur un panneau à l'entrée du chantier



		Activités, biens et service	Perturbation des activités économiques	L'entretien des installations peut causer des désagréments. Car causant l'arrêt d'activités économiques	-Informers les populations avant la réalisation de travaux
Démantèlement	Humain	Socioéconomique	Pertes d'emploi	La fin du projet est suivie du remerciement des travailleurs	-Prendre des mesures sociales afin de prévoir l'intégration des travailleurs dans la société



Conclusion

L'étude a présenté à travers ce mémoire l'évolution des coûts de production basée sur les différentes EnR et aussi le dimensionnement de système renouvelable de production électrique pour un site isolé en vue d'évaluer le prix du kWh électrique. Cet outil doit servir de base de discussion dans les différentes propositions techniques pour la réalisation de projet d'énergie renouvelable futur sur le territoire ivoirien.

Nous retiendrons que l'évolution des coûts de productions des EnR devient de plus en plus attractive et concurrentielle et la Côte d'ivoire possède un potentiel certain et non négligeable. Elle pourrait pour l'atteinte de ses objectifs, privilégier le solaire PV qui abonde au Nord.

Aussi, il faudra noter que l'alimentation de site isolé par des sources renouvelables uniquement reste très coûteuse. Il faut alors donner la priorité au système hybride de production basé sur le mix solaire PV-Diesel.

Toutefois une volonté politique de réduction des taxes, d'accompagnement des investisseurs et le financement d'alimentations décentralisées permettrait d'atteindre rapidement les objectifs de croissance électrique fixée par le gouvernement ivoirien.



Bibliographie

- [1] Plaquette de CI-ENERGIES ; 2013
- [2] CI-ENERGIES, 2015, Plan Directeur d'Électrification Rurale de Côte d'Ivoire
- [3] CI-ENERGIES, 2015, Plan Directeur Production Transport de Côte d'Ivoire
- [4] Rassemblons nos Énergies, 2014, *les moyens de production d'énergie électriques et thermiques.*
- [5] IRENA, 2013, *L'AFRIQUE et les énergies renouvelables : La voie vers la croissance durable.*
- [6] Mohamed K. SAKO, 2013, *PANORAMA DES TECHNOLOGIES DES ENERGIES RENOUVELABLES.*
- [7] Ministère français de l'Écologie, de l'Énergie, du Développement durable et de l'Aménagement du territoire, 2008, *Synthèse publique de l'étude des coûts de référence de la production électrique.*
- [8] Daniel Yamegueu (Thèse 2012, *Expérimentation et optimisation d'un prototype de centrale hybride solaire PV/diesel sans batteries de stockage : validation du concept flexy energy*, 2iE)
- [9] Rapport du recensement Général de population et de l'habitat RGPH 2014
- [10] Julien Tapekan KOUADIO (Mémoire 2016, *Étude comparative des technologies de production d'électricité (mini réseau solaire) en Côte d'Ivoire avec étude de cas*, 2iE)
- [11] Ghislain Stephen N'GORAN (Mémoire 2016, *Étude d'une alimentation optimale par système hybride et son impact sur l'environnement : cas de la localité de Kromanbira (Bouna, RCI)*, 2iE)
- [12] Commission de Régulation de l'Énergie, 2014, *Coûts et rentabilité des Énergies renouvelables en France métropolitaine*
- [13] IRENA, 2015, *Renewable power generation costs in 2014*
- [14] Ahmed BAGRE, *Conception et dimensionnements des systèmes photovoltaïque avec batterie*, 2iE

Webographie

<http://www.energie.sia-partners.com/etat-des-lieux-et-perspectives-de-la-filiere-photovoltaique>

[En ligne] consulté le 16/02/2016

http://eolienne.f4jr.org/histoire_energie_eolienne [En ligne] consulté le 23/03/2016

<http://www.energiesdouce.com/panneaux-solaires-polycristallins/723-panneau-solaire-polycristallin-250wc-24v-solarworld.html> [En ligne] consulté le 26/03/2016

<http://eduplus-ci.org/gbarticle.php?id=125> [En ligne] consulté le 06/06/2016

Annexe 1 : Détails des paramètres de calcul de la courbe de charge

1.1 Répartition de la population

Répartition	Pauvre	62%	Population	700
	Moyen	31%	Nbre de personne/ménage	7
	Riche	7%	Nbre de ménage	100

1.2. Listes des équipements par type de consommateurs

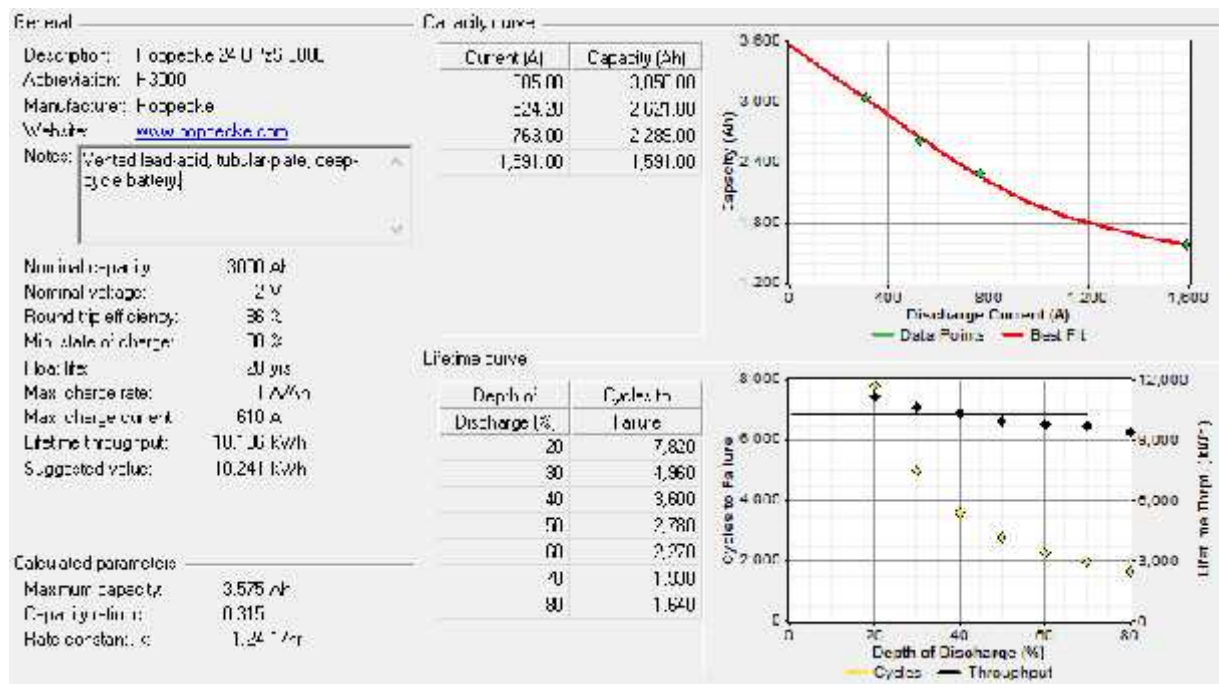
Hypothèse	Équipements	Nombre	Temps de fonctionnement (h)	Puissance unitaire (W)
Riche	Ventilateur	2	7	50
	Lampes	10	5	18
	Réfrigérateur	1	24	300
	Télé+DVD	1	4	60
	Poste radio	1	8	10
	Chargeur téléphone	3	6	5
Moyen	Ventilateur	1	7	50
	Lampes	6	5	18
	Télé+DVD	1	4	135
	Poste radio	1	8	10
	Chargeur téléphone	2	6	5
Pauvre	Lampes	1	5	18
	Poste radio	1	8	10
	Chargeur téléphone	1	6	5
Centres religieux	Lampes	4	5	18
	Ampli+ sono	1	5	300
Centres religieux2	Lampes	4	2	18
	Ampli+ sono	1	2	300
Dispensaire	Lampes	10	13	18
	Réfrigérateur	1	24	300
Moulin	Moulin	1	4	300
École	Lampes	16	0	18
Coiffure homme	Tondeuse	1	8	20

Coiffure dame	Casque	1	8	600
Atelier de couture	machine à coudre	1	9	100
Chargeur de batteries		1	5	120
EP	Lampes	10	12	150

1.3. Répartition horaire des charges

CONSUMPTIONS / HOURLY LOAD [kW]	00h	01h	02h	03h	04h	05h	06h	07h	08h	09h	10h	11h	12h	13h	14h	15h	16h	17h	18h	19h	20h	21h	22h	23h	ENE RG Y	
TOTAL DEMAND [kW]	5,5	5,5	5,5	5,5	5,5	4,8	4,5	3,4	3,1	2,8	3,1	2,8	2,8	3,1	2,7	3	3,4	3,5	12	13	14	13	11	6	139, 38	
DOMESTIC DEMAND	3,48	3,48	3,48	3,48	3,48	2,48	2,48	2,48	1,68	1,68	1,68	1,68	1,68	1,68	1,68	1,68	1,68	2,48	11,32	11,32	11,32	11,32	8,639	4,06	100, 432	
Ecole	0	0	0	0	0	0	0	0,288	0,288	0,288	0,288	0	0			0	0	0	0	0	0	0	0	0	1,15 2	
Centre religieux 1	0	0	0	0	0	0,372	0	0	0					0,372	0	0	0,372	0	0,372		0,372				1,86	
PUBLIC LIGHTING	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	18
Coiffure dame	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0	0	0	0	0	0	4,8	
Moulin	0	0	0	0	0	0	0	0	0,3	0,3	0	0	0	0	0	0,3	0,3	0	0	0	0	0	0	0	1,2	
Couture	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0	0	0	0	0	0	0,9	
Chargeur de batteries	0	0	0	0	0	0	0	0	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,6	
Centre religieux 2	0	0	0	0	0	0	0	0,3	0,3					0	0	0	0	0	0		0				0,74	

Annexe 2 : Fiche technique des batteries



Annexe 3 : Fiche technique du module PV

Sunmodule® Plus SW 250 – 255 poly

COMPORTEMENT LORS DE CONDITIONS DE TEST STANDARD (STC*)

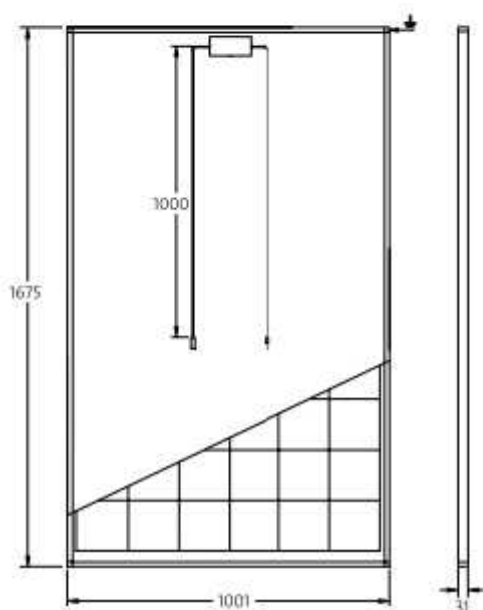
		SW 250	SW 255
Puissance au point de puissance maximale	P_{max}	250 Wc	255 Wc
Tension à vide	U_{oc}	37,6 V	38,0 V
Tension au point de puissance maximale	U_{mp}	30,5 V	30,9 V
Courant de court-circuit	I_{sc}	8,81 A	8,88 A
Courant au point de puissance maximale	I_{mp}	8,27 A	8,32 A

*STC : 1000W/m², 25°C, AM 1.5

COMPORTEMENT À 800W/m², NOCT, AM 1.5

		SW 250	SW 255
Puissance au point de puissance maximale	P_{max}	185,4 Wc	188,7 Wc
Tension à vide	U_{oc}	34,2 V	34,5 V
Tension au point de puissance maximale	U_{mp}	27,8 V	28,1 V
Courant de court-circuit	I_{sc}	7,24 A	7,30 A
Courant au point de puissance maximale	I_{mp}	6,68 A	6,72 A

Faible réduction du rendement en conditions de charge partielle à 25 °C : à 200 W/m², la puissance est égale à 100 % (+/- 2%) de la puissance en condition STC.



DIMENSIONS

Longueur	1675 mm
Largeur	1001 mm
Hauteur	31 mm
Encadrement	aluminium argent anodisé
Poids	21,2 kg

GRANDEURS CARACTÉRISTIQUES THERMIQUES

NOCT	46 °C
CTI _{sc}	0,051 %/K
CTU _{sc}	-0,31 %/K
CTP _{max}	-0,41 %/K

CARACTÉRISTIQUES POUR UNE INTÉGRATION OPTIMALE

Tension de système maximale classe II	1000 V
Valeurs limites de courant inverse	16 A
Lestage/charge dynamique	5,4 / 2,4 kN/m ²
Nombre de diode bypass	3
Température d'exploitation admissible	-40°C à +85°C

MATÉRIAUX UTILISÉS

Cellules par panneau solaire	60
Type de cellules	polycristallin
Dimensions des cellules	156 mm x 156 mm
Vue de face	4 mm verre trempé (EN 12150)

AUTRES DONNÉES

Classification de puissance	-0 Wc / +5 Wc
Boîte de jonction	IP65
Connecteur	MC4 / KSK4

Annexe 4 : Fiche technique de l'onduleur

MultiSolar On-grid Inverter with Energy Storage Selection Guide				
MODEL	MultiSolar Plus 3KW	MultiSolar 5KW	MultiSolar Plus 5KW	MultiSolar 3P 10KW
PHASE	1-phase in / 1-phase out			3-phase in / 3-phase out
MAXIMUM PV INPUT POWER	4500 W	5000 W	10000 W	14500 W
RATED OUTPUT POWER	3000 W	5000 W	5000 W	10000 W
MAXIMUM CHARGING POWER	1200 W	1500 W	4800 W	9000 W
GRID-TIE OPERATION				
PV INPUT (DC)				
Nominal DC Voltage / Maximum DC Voltage	360 VDC / 800 VDC		720 VDC / 900 VDC	720 VDC / 900 VDC
Start-up Voltage / Initial Feeding Voltage	116 VDC / 150 VDC		225 VDC / 250 VDC	320 VDC / 350 VDC
MPP Voltage Range	250 VDC - 450 VDC	277 VDC - 450 VDC	250 VDC - 850 VDC	400 VDC - 850 VDC
Number of MPP Trackers / Maximum Input Current	1 / 1 x 18 A		2 / 2 x 10 A	2 / 2 x 18.5 A
GRID OUTPUT (AC)				
Nominal Output Voltage	208/230/240 VAC			230 VAC (P/N) / 400 VAC (P/P)
Output Voltage Range	184 - 265 VAC*			184 - 265 VAC* per phase
Nominal Output Current	13 A	21 A	21 A	14.5 A per phase
Power Factor	> 0.99			
EFFICIENCY				
Maximum Conversion Efficiency (DC/AC)	93%			
European Efficiency@ Vnominal	95%			
OFF-GRID OPERATION				
AC INPUT				
AC Start-up Voltage/Auto Restart Voltage	120 - 140 VAC / 180 VAC			120 - 140 VAC per phase / 180 VAC per phase
Acceptable Input Voltage Range	170 - 280 VAC			170 - 280 VAC per phase
Maximum AC Input Current	30 A			40 A
PV INPUT (DC)				
Maximum DC Voltage	500 VDC	500 VDC	900 VDC	900 VDC
MPP Voltage Range	250 VDC - 450 VDC	277 VDC - 450 VDC	250 VDC - 850 VDC	400 VDC - 850 VDC
Number of MPP Trackers / Maximum Input Current	1 / 1 x 18 A	1 / 1 x 18 A	2 / 2 x 10 A	2 / 2 x 18.5 A
BATTERY MODE OUTPUT (AC)				
Nominal Output Voltage	202/208/220/230/240 VAC	230/230/240 VAC	302/208/220/230/240 VAC	230 VAC (P/N) / 400 VAC (P/P)
Output Waveform	Pure Sinewave			
Efficiency (DC to AC)	93%			91%
HYBRID OPERATION				
PV INPUT (DC)				
Nominal DC Voltage / Maximum DC Voltage	360 VDC / 800 VDC	360 VDC / 800 VDC	720 VDC / 900 VDC	720 VDC / 900 VDC
Start-up Voltage / Initial Feeding Voltage	116 VDC / 150 VDC	116 VDC / 150 VDC	225 VDC / 250 VDC	320 VDC / 350 VDC
MPP Voltage Range	250 VDC - 450 VDC	277 VDC - 450 VDC	250 VDC - 850 VDC	400 VDC - 850 VDC
Number of MPP Trackers / Maximum Input Current	1 / 1 x 18 A	1 / 1 x 18 A	2 / 2 x 10 A	2 / 2 x 18.5 A
GRID OUTPUT (AC)				
Nominal Output Voltage	202/208/220/230/240 VAC	230/230/240 VAC	302/208/220/230/240 VAC	230 VAC (P/N) / 400 VAC (P/P)
Output Voltage Range	184 - 264.5 VAC*			184 - 264.5 VAC* per phase
Nominal Output Current	13 A	21 A	21 A	14.5 A per phase
AC INPUT				
AC Start-up Voltage / Auto Restart Voltage	120 - 140 VAC / 180 VAC			120 - 140 VAC per phase / 180 VAC per phase
Acceptable Input Voltage Range	170 - 280 VAC			170 - 280 VAC per phase
Maximum AC Input Current	30 A			40 A
BATTERY MODE OUTPUT (AC)				
Nominal Output Voltage	202/208/220/230/240 VAC	230/230/240 VAC	302/208/220/230/240 VAC	230 VAC (P/N) / 400 VAC (P/P)
Efficiency (DC to AC)	90%			91%
BATTERY & CHARGER				
Nominal DC Voltage	48 VDC			
Maximum Charging Current	Default 25A, 5A - 35A (Adjustable)	Default 30 A, 5A - 30A (Adjustable)	Default 60A, 5A - 100A (Adjustable)	Default 60A, 10A - 200A (Adjustable)
GENERAL				
PHYSICAL				
Dimension, D x W x H (mm)	167 x 438 x 481		204.2 x 460 x 900	167.5 x 500 x 622
Net Weight (kgs)	15.5	16	29	45
INTERFACE				
Communication Port	RS-232/USB		RS-232/USB and CAN Interface	
Intelligent Slot	Optional SNMP, Modbus and AG-400 cards available			
ENVIRONMENT				
Humidity	0 - 90% RH (No condensing)			
Operating Temperature	0 to 40°C			-10 to 55°C
Altitude	0 - 1000 m**			

Annexe 5 : Fiche technique groupe électrogène



DESSCRIPTIF

- Régulation mécanique
- Châssis renforcé avec suspensions anti-vibrations
- Capot de protection
- Radiateur pour température maximale 45/50°C max avec ventilateur mécanique
- Grille de protection ventilateur et parties tournantes (Canton GE)
- Générateur alternateur 168(A) 1ère classe
- Batteries (recharge) avec électrolyte
- Démarreur et alternateur de charge 12V
- Livré avec table et base de refroidissement -30°C
- Manuel d'utilisation et de mise en service

DEFINITION DES PUISSANCES

PRP : Puissance principale disponible en continu sous charge nominale pendant un nombre d'heures limité par un accord avec l'ISO 8528-1.
ESP : Puissance Stand-by disponible pour une utilisation occasionnelle sous charge variable en accord avec l'ISO 8528-1, une décharge disponible dans ce tableau.

CONDITIONS D'UTILISATION

Selon la norme ISO 8528, la puissance nominale assignée au groupe électrogène est donnée pour une température d'air ambiant de 25°C, d'une pression barométrique de 1013 hPa (30 inHg d'aiguille), et une humidité relative de 50%. Pour des conditions particulières à votre installation, se reporter au tableau de décharge.

INCERTITUDE ASSOCIEE

Pour les groupes électrogènes utilisés en intérieur, pour atteindre les niveaux de puissance acoustique dépendant des conditions d'installation, il n'est pas possible de spécifier les niveaux de bruit ambiant dans les installations d'exploitation et de maintenance. Aussi, nos installations d'exploitation et de maintenance comprennent un équipement couvrant les dangers de bruit ambiant et si nécessaire de mettre en œuvre des mesures préventives appropriées.

K17M

Ref. moteur	KD1503M
Ref. Alternateur	AT00630T
Classe de performance	IG2

CARACTERISTIQUES GENERALES

Fréquence (Hz)	50 Hz
Tension de Référence (V)	230 mono
Coffret Standard	AFR003
Coffret en Option	TELYS
Coffret en Option	
Coffret en Option	

PUISSANCES

Tensions	ESP		PRP		Amplitude, seconds
	kWh	kVA	kWh	kVA	
240 MONO	17,2	17,2	15,8	15,8	72
230 MONO	17,2	17,2	15,8	15,8	75
220 MONO	17,2	17,2	15,8	15,8	78

ENCOMBREMENT VERSION COMPACT

Longueur (mm)	1410
Largeur (mm)	720
Hauteur (mm)	1660
Poids net (kg)	530
Capacité de réservoir (L)	50

ENCOMBREMENT VERSION INSONORISEE

Type d'insonorisation	M126
Longueur (mm)	1750
Largeur (mm)	775
Hauteur (mm)	1230
Poids net (kg)	700
Capacité de réservoir (L)	50
Niveau de pression acoustique @1m dBA)	71
Niveau de puissance acoustique généré (Lwa)	67
Niveau de pression acoustique @7m dBA)	58