



# OPTIMISATION DU SYSTEME D'ELECTRIFICATION RURALE DU VILLAGE DE PADEMA : HYBRIDATION DE LA CENTRALE

MEMOIRE POUR L'OBTENTION DU DIPLOME D'INGENIEUR 2IE AVEC GRADE MASTER,  
SPETIALITE GENIE ELECTRIQUE ET ENERGETIQUE

---

Présenté et soutenu publiquement le 29 Juin 2017 par

**SORE Faridahtou**

**Travaux dirigés par : Dr Ahmed O. BAGRE**

Jury d'évaluation du stage :

Président : Dr Daniel YAMEGUEU

Membres et correcteurs : Dr Moussa SORO



Dr Ahmed O. BAGRE

Promotion [2015/2016]

## DEDICACES

**Je dédie ce document aux personnes  
qui me sont chères :**

- A mes parents SORE Idrissa et SORE /OUEDRAOGO Maimouna pour tous les sacrifices qu'ils ont faits pour me soutenir dans tous mes projets scolaires et sociaux ;**
- A mon fiancé Théodore KABRE pour son soutien infallible et ses remontrances ;**
- A mon frère SORE Alhassane et à ma sœur SORE Madina Hanaëlle ;**
- A cette seconde famille qui a bien voulu m'adopter : la famille KABRE**

## REMERCIEMENTS

Seigneur, toi qui es au centre de toute merveille dans ma vie, je te rends grâce.

Je tiens également à adresser mes remerciements aux personnes (physiques ou morales) qui ont su m'épauler durant tout mon cursus, plus particulièrement durant l'élaboration du présent mémoire.

- A mon père, le pilier de mon succès scolaire,
- Au Dr Ahmed BAGRE, Directeur des études et mon directeur de mémoire pour sa disponibilité et ses conseils,
- A 3 E Natobé et à tout son personnel et plus particulièrement à son Directeur Général, M. Zoungrana Amos.
- A l'Institut International de l'Ingénierie de l'Eau et de l'Environnement (2IE) et son corps administratif,
- A l'ensemble du corps professoral de 2iE, plus particulièrement à celui du département Génie Electrique, Energétique et Industriel (GEEI) pour la formation reçue ; les conseils prodigués durant ces cinq années de formation; leurs remontrances et leur soutien.
- Au Dr MESSAN Adamah du département Génie Civil et Hydraulique (GCH), pour son soutien infaillible depuis bientôt trois années,
- A mon fiancé pour son aide multiforme,
- A ma sœur pour ses lectures et corrections,
- A tous ceux qui de près ou de loin ont contribué à la réalisation de ce mémoire.

## SIGLES ET ABBREVIATIONS

2iE	: Institut International de l'Ingénierie de l'Eau et de l'Environnement
SEH	: Système d'Energie Hybride
FDE	: Fonds de Développement d'Electrification
SWER	: Single Wire Earth Return
ANATRANS	: Anacarde Transformation
COOPEL	: Coopérative d'Electricité
SONABEL	: Société National Burkinabé d'Electricité
UCANSS/DEI	: Département Immobilier de l'Union des Caisses Nationales de Sécurité Sociales
HOMER	: Hybrid Optimization Model for Electric renewables
BT	: Basse Tension
TT	: Liaison à la terre où le neutre et les masses métalliques sont raccordés à de prises de terre distinctes
AC	: Alternative Current
NFC	: Norme française commune
CEI	: Commission Electronique Internationale
GE	: Groupe électrogène
MMCE	: Ministère des Mines, des Carrières et de l'Energie

## LISTE DES TABLEAUX

<b>Tableau I.1 : Caractéristiques techniques du groupe ONIS VISA [9].....</b>	<b>12</b>
<b>Tableau I.2 : valeurs seuils des tensions suivant la catégorie.....</b>	<b>15</b>
<b>Tableau I.3 : Tarification appliquée à l'électrification rurale [11].....</b>	<b>18</b>
<b>Tableau II.1: Indice de protection des équipements de la centrale .....</b>	<b>21</b>
<b>Tableau II.2 : valeurs des tensions mesurées à vide et à charge maximale .....</b>	<b>22</b>
<b>Tableau II.3 : Consommation hebdomadaire de Padéma .....</b>	<b>23</b>
<b>Tableau II.4 : Disfonctionnement et pannes dans le système de production entre 2013 et 2016.</b>	<b>30</b>
<b>Tableau II.5 : Pannes et disfonctionnements survenus sur le réseau BT de Padéma entre 2013 et 2016.....</b>	<b>34</b>
<b>Tableau II.6 : pertes et bénéfices de la centrale sur une année de fonctionnement .....</b>	<b>37</b>
<b>Tableau III.1 : caractéristiques des composantes pour toutes les simulations .....</b>	<b>43</b>
<b>Tableau III.2: Caractéristiques des composantes pour la simulation a.....</b>	<b>44</b>
<b>Tableau III.3 : Caractéristiques des composantes pour la simulation b.....</b>	<b>49</b>
<b>Tableau III.4 : Caractéristiques des composantes pour la simulation c .....</b>	<b>49</b>
<b>Tableau III.5 : Caractéristiques des composantes pour la simulation d.....</b>	<b>50</b>
<b>Tableau III.6 : Caractéristiques des composantes pour la simulation e .....</b>	<b>50</b>
<b>Tableau III.7 : Extrait de la fiche technique de l'onduleur hybride Infinisolar. [16] .....</b>	<b>61</b>
<b>Tableau III.8 : Extrait de la fiche technique du module photovoltaïque Kyocera. [17].....</b>	<b>61</b>
<b>Tableau III.9 : PARAMETRES de dimensionnement du champ photovoltaïque .....</b>	<b>65</b>
<b>Tableau III.10 : caractéristiques techniques des équipements.....</b>	<b>66</b>
<b>Tableau III.11 : Validation des équipements.....</b>	<b>67</b>
<b>Tableau III.12 : Dimensionnement des sections de câbles.....</b>	<b>70</b>
<b>Tableau III.13 : Validation des sections de câble commerciale.....</b>	<b>70</b>
<b>Tableau III.14 : choix des protection des champ photovoltaïques .....</b>	<b>74</b>
<b>Tableau III.15 : Choix des protections du parc de batterie .....</b>	<b>74</b>
<b>Tableau III.16 : Analyse économique du projet .....</b>	<b>75</b>

## LISTE DES FIGURES

Figure I.1 : Organigramme de 3 E NATOBE.....	5
Figure I.2 : Localisation du département de Padéma par rapport à Bobo-Dioulasso [4] .....	5
Figure I.3 : Schéma unifilaire de la centrale de Padéma .....	14
Figure II.1 : courbe de charge journalière estimée [8] .....	24
Figure II.2: Comparaison entre consommation estimée et consommation réelle .....	24
Figure II.3: Profil de charge journalière du village de Padéma.....	35
<i>Figure II.4 : Consommation sur une semaine du village de PADEMA..</i>	<i>36</i>
Figure III.1 : Synoptique du système de production.....	41
Figure III.2 : Résultat de la Simulation a.....	45
Figure III.3 : Seuil de rentabilité de la configuration 1 .....	46
Figure III.4 : Seuil de rentabilité de la configuration 35 .....	47
Figure III.5: Simulation d.....	50
Figure III.6 : Résultats de la simulation e .....	51
Figure III.7 : comparaison entre seuil de rentabilité des deux configurations .....	51
Figure III.8 : Répartition des coûts par composante sur la durée de vie du projet. ....	52
Figure III.9 : Répartition des coûts sur une année de fonctionnement.....	53
Figure III.10 : Seuil de rentabilité de la centrale sur sa durée de vie .....	54
Figure III.11 : Part de contribution des composantes (solaires et diesel) dans la production annuel.....	54
Figure III.12 : Schéma Synoptique de la centrale PV/Diesel de PADE .....	57
Figure III.13 : Orientation en paysage du module photovoltaïque .....	59
Figure III.14 : assemblage série des modules photovoltaïques.....	60
Figure III.15:assemblage en parallèle des modules photovoltaïques.....	60
Figure III.16 : Extrait fiche technique onduleur hybride Infinisolar. [17] .....	63

## RESUME

Padéma est une localité située à 80 km au nord de Bobo Dioulasso qui suite à une volonté d'Anatrans transformation d'exercer une politique de RSE fut dotée d'un système d'électrification rurale comprenant une centrale thermique de 160 kW et un réseau de distribution long de 15 km. La gestion de la centrale fut confiée en 2011 à 3 E Natobé qui remarqua au fil des mois que le fonctionnement actuel de la centrale n'était pas rentable.

Le présent document porte sur l'optimisation du système d'électrification rurale dudit village. L'étude a été menée sur plusieurs axes : d'abord en présentant la localité et son système d'électrification, puis en élaborant le diagnostic du système, ensuite en utilisant le logiciel Homer pour déterminer la configuration optimale et enfin en dimensionnant le nouveau système.

Il est mis en évidence par notre étude et les simulations effectuée avec le logiciel HOMER que l'optimisation du système passera impérativement par l'hybridation de la centrale. Ainsi, un groupe électrogène de 10 kW, un champ photovoltaïque de 7 kWc, 3 onduleurs de 3 kW chacun et un parc de 24 batteries remplaceront les 2 GE présents.

Une analyse économique du projet estime l'investissement initial à 27.640.000 F CFA pour un coût de production du kWh de 135 F CFA

Mots clés : Electrification rurale, Rentable, Optimisation, Configuration, Simulation, HOMER, Hybridation.

## ABSTRACT

Padema is a village situated at around 80km in the north of Bobo Dioulasso. This rural area has benefited in 2011 of an electrification system made of 160 kW thermal power plant and 15km distribution line. This has been possible thanks to a company named ANATRANS implanted in the area, which has decided to electrify some areas through his «CSR » policy.

The management of the power plant has been given to 3E NATOBE in 2011 which realized after a few months that the central is not efficient.

Our final dissertation is about Padema's rural electrification system optimization. The study has been done through many axes. First of all, we presented the area and its electrical system, and then we performed a diagnosis of the system. Finally, by using the software HOMER we determined the optimum configuration and dimensioned a new system. It appears through our study and the simulations made through HOMER that the optimization of the system goes inevitably by the hybridization of the power plant.

For this to be done, one (01) generator of 10Kw, a photovoltaic field of 7 Kw, three (03) regulators of 3Kw each and a park of 24 batteries will replace the two (02) generators. An economic analysis gives 27.640.000 CFA as cost of initial investment of the project, and 135 CFA as price of production of the Kwh.

*Keywords: Rural electrification, Optimization, Configuration, Simulation, HOMER, Hybridization*

## Table des matières

DEDICACE.....	i
REMERCIEMENTS .....	ii
SIGLES ET ABREVIATIONS .....	iii
LISTE DES TABLEAUX .....	iv
LISTE DES FIGURES.....	v
RESUME.....	vi
ABSTRACT.....	vii
INTRODUCTION GENERALE .....	1
<b>1. Contexte et enjeux</b> .....	1
<b>2. Problématique</b> .....	1
<b>3. Les Objectifs de l'étude</b> .....	2
<b>4. Plan de travail</b> .....	3
<b>I. CHAPITRE 1 : PRESENTATIONS ET ETUDES BIBLIOGRAPHIQUES</b> .....	4
<b>I.1 Présentations de la société et du terrain d'étude</b> .....	4
<i>I.1.1 Présentation de la société</i> .....	4
<i>I.1.2 Présentation du site de l'étude</i> .....	5
<b>I.2 Synthèse bibliographique</b> .....	6
I.2.1 Electrification rurale .....	6
I.2.2 Systèmes d'énergie Hybride .....	9
<b>I.3 Présentation du système Electrique du village de PADEMA</b> .....	10
I.3.1 Origine de la centrale .....	10
I.3.2 La centrale de production d'électricité.....	11
I.3.3 Le réseau de distribution électrique de Padéma .....	15
I.3.4 Le système de gestion du système d'électrification rurale .....	16
<b>Conclusion partielle :</b> .....	19
<b>II. CHAPITRE 2 : DIAGNOSTIC</b> .....	20
<b>DE L'INSTALLATION</b> .....	20
<b>II.1 Diagnostic de la production</b> .....	20
I.1.1 La Conception et mise en œuvre du système.....	20
II.1.2 Conformité de la capacité de production du Groupe Electrogène (GE) aux besoins énergétiques : pertinence du choix du GE.....	22
II.1.3 Mesures prises pour la sécurité du matériel et des personnes .....	25
II.1.4 Disfonctionnements et pannes récurrentes.....	29
II.1.5 Insuffisances, manquements et solutions envisagées.....	31
<b>II.2 Diagnostic de la distribution</b> .....	31

<b>II.2.1</b>	Respect des différents aspects de la norme durant la conception .....	31
II.2.2	Etat actuel du réseau BT .....	33
II.2.3	Les dysfonctionnements et pannes sur le réseau BT de Padéma.....	34
II.2.4	Profil de charge du village de Padéma .....	35
II.3	Prix de production du kWh .....	36
II.3.1	Détermination du prix de production .....	36
II.3.2	Pertes et bénéfices constatés sur une année de fonctionnement.....	37
	<b>Conclusion partielle :</b> .....	38
	<b>CHAPITRE 3: HYBRIDATION DE LA CENTRALE PV/DIESEL</b> .....	39
	.....	39
<b>III.1</b>	<b>Justification du projet</b> .....	40
<b>III.2</b>	<b>Détermination des puissances optimisées des générateurs : Utilisation du logiciel HOMER</b> .....	41
III.2.1	Les paramètres d'entrées : .....	41
III.2.2	Simulations à effectuer .....	43
III.2.3	Résultats et interprétation de la simulation a : En supposant l'utilisation du GE de 100 kVA	44
III.2.4	Configuration supposant un nouveau groupe électrogène.....	49
III.3	Détermination des différentes composantes de la centrale .....	55
III.3.1	Définition du principe de fonctionnement et choix du couplage de la centrale Hybride de Padéma.....	55
III.3.2	Schéma Synoptique de la centrale hybride PV/Diesel de Padéma .....	56
III.3.3	Choix du groupe électrogène .....	58
III.3.4	Dimensionnement des composantes solaires .....	58
III.4	Analyse économique du projet.....	75
	<b>Conclusion partielle</b> .....	76
<b>IV.</b>	<b>Conclusion générale</b> .....	77
<b>V.</b>	<b>Recommandations</b> .....	78
	<b>BIBLIOGRAPHIE</b> .....	79
	<b>ANNEXES</b> .....	81

# INTRODUCTION GENERALE

## **1. Contexte et enjeux**

De tous les continents l'Afrique est celui qui possède le taux d'électrification le plus faible. Selon l'International Energy Agency, en 2013 environ 50% de la population africaine (près de 600 millions de personnes) vivaient sans électricité [1]. Il ressort de la « *note sectorielle de l'énergie au Burkina Faso* » d'octobre 2010 qu'au Burkina Faso ce taux n'était que de 25% en 2009 [2]. De plus, le plan d'électrification du pays se focalisait principalement sur les villes au détriment des zones rurales. Le milieu rural qui regroupe pourtant la majorité de la population Burkinabé n'était en ce moment électrifié qu'à 3%.

Depuis quelques années, les consciences générales s'éveillent : l'électricité n'est pas un luxe mais un minimum pour envisager tout développement. Par conséquent, pour favoriser le développement des zones rurales il faut leur fournir de l'électricité. Dans les zones rurales, les habitants soucieux d'améliorer leurs conditions de vie haussent le ton, ils présentent leurs doléances et réclament les mêmes privilèges que les grandes villes : à savoir l'accès à l'électricité. Des projets comme ELSA (Electricité pour le Sahel), essentiellement financés par les grandes puissances européennes voient le jour et sortent de nombreux villages Burkinabé de l'obscurité. [3].

## **2. Problématique**

Au vue de la longueur actuelle du réseau de distribution électrique Burkinabé (le taux de couverture était de l'ordre de 26% en 2009[2]), de la capacité de production des centrales et du coût requis pour l'extension du réseau national il est difficile pour le pays de prévoir le raccordement de toutes les zones rurales au réseau national à court terme. De plus, en prenant en compte la faible densité de la population dans ces zones ainsi que leur faible consommation énergétique, l'on se rend vite compte que la solution la plus adaptée et la plus rentable est la production et la distribution décentralisée de l'électricité.

Au Burkina Faso, les possibilités qui s'offrent au pays quant à la source d'énergie primaire à utiliser pour l'électrification rurales sont les énergies classiques (fuel, DDO) et mieux encore l'énergie solaire.

Si l'énergie solaire photovoltaïque est adaptée à la pré-électrification (systèmes autonomes), son utilisation dans un système distribué (micro-réseau) engendre des coûts de premier

investissement important et nécessite un système de stockage d'énergie aussi important pour pallier au caractère intermittent de cette source d'énergie. Par contre, les centrales thermiques fonctionnant au diesel ont un coût d'investissement plus faible que les centrales solaires photovoltaïques mais le problème se pose sur le coût d'exploitation et la contribution importante des gaz produits à l'effet de serre.

Devant ce choix délicat du type de centrales à construire à court et moyen terme pour l'électrification rurale (non raccordée au réseau national), le gouvernement du Burkina Faso sous la pression de la demande et sa capacité d'investissement limité même avec l'aide des bailleurs de fond, avait dans les premiers projets d'électrification rurale retenu les centrales thermiques (diesel) compte tenu de leur coût d'investissement relativement plus faible que les centrales photovoltaïques. La gestion des sites ruraux électrifiés a alors été confiée soit à des sociétés d'affermage soit aux coopératives d'électricité (COOPEL) et très vite les problèmes d'exploitation se sont posés à savoir : approvisionnement en fuel et coût d'exploitation élevé pour ne citer que cela.

Une question se pose alors : Que faire pour réduire le coût d'exploitation des systèmes d'électrification rurale tout en respectant l'environnement et promouvoir du même coup l'accès au service moderne d'énergie électrique?

### **3. Les Objectifs de l'étude**

Le présent projet dont le thème est « *Optimisation du système d'électrification rurale de Padéma : Hybridation de la centrale actuelle* » a pour objectif ***l'amélioration du système d'électrification dans le but de favoriser l'accès de la population rurale aux services modernes d'énergie électrique.***

Pour l'atteinte de cet objectif, nous devons impérativement répondre à certaines exigences à savoir :

- ❖ Etudier le système électrique de Padéma sur le plan de la conception,
- ❖ Procéder à une étude diagnostique du système électrique de Padéma et apporter des solutions si nécessaire,
- ❖ Déterminer la puissance optimale du générateur photovoltaïque pour l'hybridation,
- ❖ Déterminer le coût de production après hybridation.

#### **4. Plan de travail**

Pour optimiser le système électrique de Padéma, il faudra procéder par étapes. Pour une meilleure compréhension de nos travaux nous articulerons notre travail en plusieurs chapitres. Primo, nous commencerons par une présentation générale (de l'entreprise où s'est déroulé le stage, du site qui fait l'objet de l'étude et du système électrique existant à Padéma). Secundo, nous ferons un diagnostic du système électrique tout en faisant des propositions en vue de son optimisation. Nous terminerons nos travaux par l'étude d'hybridation de la centrale thermique fonctionnant au diesel avec un système photovoltaïque.

# I. CHAPITRE 1 : PRESENTATIONS ET ETUDES BIBLIOGRAPHIQUES

## I.1 Présentations de la société et du terrain d'étude

### I.1.1 *Présentation de la société*

Le sigle 3 E Natobé, trouve son origine dans le dialecte le plus parlé au Burkina Faso : le mooré. En français « NATOBE » signifie « ça va pousser ». Créé en 2002 par Mr Zoungrana Amos, 3 E Natobé est une société à responsabilité limitée à capital privé basée à Bobo-Dioulasso. Le domaine d'intervention de l'entreprise est l'électricité. 3 E Natobé s'est faite une place dans le marché de l'énergie burkinabé grâce à ses quatre principales activités.

- ❖ Le réseau électrique
- ❖ L'éclairage public
- ❖ Les signalisations (feux tricolores)
- ❖ L'automatisme

Bien qu'elle soit située à Bobo-Dioulasso, la société 3 E Natobé ne s'est pas fixée de limites géographiques.

Au niveau employabilité, 3E NATOBE c'est du travail pour vingt-deux (22) personnes repartis dans deux départements différents. L'organisation interne de l'entreprise est faite comme suit :

- A sa tête le directeur général qui coiffe tous les services
- Suivent les départements administratifs (le secrétariat et la comptabilité) et techniques (les électriciens, les monteurs, les soudeurs et les chauffeurs).

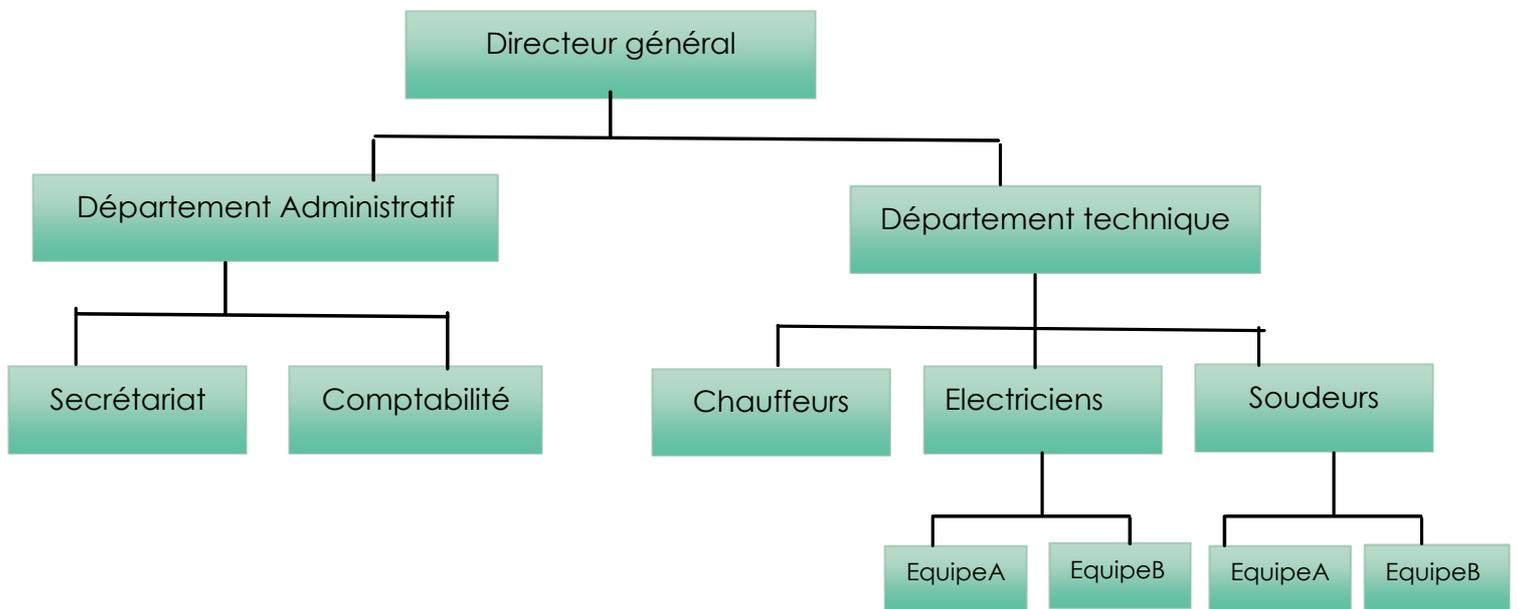


FIGURE I.1 : ORGANIGRAMME DE 3 E NATOBE

### I.1.2 Présentation du site de l'étude

#### I.1.2.1 Localisation du village de Padéma

La province du Houet, localisée à l'Ouest du pays, dans la région des hauts bassins compte 13 Départements dont celui de PADEMA. Le département est entouré au Sud-Est et à l'Est par le fleuve Mouhoun. Il est limité par les départements de Kouka à l'ouest et respectivement par ceux de Bama et de Solenzo au Nord et Sud.

Le village de PADEMA (BADEMA pour certains), chef lieux du département du même nom est à environ 80 km au nord de Bobo-Dioulasso. Situé sur la route nationale neuf (RN - 9) Padéma est sur l'axe Bobo – Faramana -frontière du Mali. On y accède par une bifurcation au niveau de Samandéni , village situé à 45 km de Bobo-Dioulasso.



Figure I.2 : Localisation du département de Padéma par rapport à Bobo-Dioulasso [4]

### *I.1.2.2 Démographie et plan social du département*

Selon les résultats préliminaires du recensement général de la population et de l'habitation (RGPH) de 2006 du ministère de l'économie et du développement, la population du département comptait en ce moment 50.957 habitants [5]. Les autochtones qui sont les bôbôs, ne représentaient alors que 20% de la population du département. Tandis-que les étrangers (en majorité mossi et à plus faible représentation dafins, peuhls, samo) représentaient environ 80% de la population.

#### *I.1.1.1 Climat :*

Le climat est le même que celui de Bobo-Dioulasso : Un climat tropical chaud et sec. Deux saisons s'alternent durant l'année : la saison sèche qui dure neuf mois et la saison pluvieuse trois mois. Le village connaît de grandes valeurs d'ensoleillement ce qui notons-le est favorable à l'utilisation du solaire dans cette région. Les valeurs d'ensoleillement vont de 5,35 kWh/m<sup>2</sup>/j (durant le mois le plus défavorable : Aout) à 6,66 kWh/m<sup>2</sup>/j (en Février). [6].

#### *I.1.2.4 Plan économique :*

Sur le plan économique, Les activités sources de revenus varient suivant les saisons : en saison pluvieuse, l'activité principale des populations est l'agriculture. Le sol y étant très fertile, une grande partie du territoire est réservée à l'agriculture. Padéma est connu comme étant un grand fournisseur de coton de la Société des Fibres et Textiles du Burkina Faso (SOFITEX). Pendant la saison sèche, la population s'adonne au commerce. Cependant, l'élevage est pratiqué dans le village durant toute l'année.

## **I.2 Synthèse bibliographique**

### **I.2.1 Electrification rurale**

#### *I.2.1.1 L'électrification rurale au Burkina Faso*

L'on désigne par électrification rurale (ER) le processus qui consiste à fournir de l'énergie électrique aux populations des zones rurales et/ou des zones éloignés du réseau national. Depuis quelques années le continent africain s'intéresse à la méthode à utiliser afin de satisfaire les besoins énergétiques des populations vivants dans les zones rurales. Dans les pays développés par contre, la majorité des zones rurales sont déjà électrifiées. Il y'a donc une

nette différence entre Afrique Subsaharienne et pays développés sur ce plan. Selon un rapport publié en 2010 par l'Agence Française de Développement (AFD) intitulé « *Etude d'impact des programmes d'électrification rurale en Afrique subsaharienne* » ; le taux d'électrification rurale des pays de l'Afrique Subsaharienne était de l'ordre de 8% contre environ 80% pour ceux des pays développés [7]. Le faible taux d'électrification rurale en Afrique subsaharienne s'explique aisément par la pauvreté du sous-continent. En effet, la mise en place de l'ER s'avère être un investissement assez lourd pour des états dont les priorités se trouvent généralement ailleurs (assurer la santé de façon générale, lutter contre les maladies endémiques, promouvoir l'agriculture, assurer l'éducation fondamentale etc.). De ce fait, le taux d'électrification rurale reste toujours très faible au Burkina Faso (entre 2 et 8% en 2012) [7] car la politique d'électrification rurale est pour la plus part des cas financée par l'aide internationale (que ce soit sous forme de prêts ou de dons)

En ce qui concerne le Burkina Faso, les principaux acteurs internes lorsqu'il s'agit d'électrification rurale sont :

- ❖ Le Ministère des Mines, des Carrières et de l'Energie (MMCE) : qui se charge de désigner les localités à électrifier.
- ❖ Le Fond de Développement de l'Electrification (FDE) : Créé en 2003, Le FDE est une entreprise publique placée sous la double tutelle du Ministère de l'Economie et des Finances et du MMCE. . Il finance les études de faisabilité et la préparation des dossiers d'appels d'offres. Il agit en tant qu'organe facilitateur et de financement des projets d'électrification au Burkina Faso
- ❖ Les Coopératives d'Electricité (COOPEL) : ce sont des regroupements d'habitants des centres satellites. Leur rôle est de gérer la fourniture en électricité de leurs localités. Elles achètent l'électricité à la SONABEL ou la produisent à partir des centrales thermiques décentralisées et la revend aux abonnés de leur localité.

### *1.2.1.2 Techniques d'électrification rurales au Burkina Faso*

#### **a) Raccordement au réseau Electrique**

- ❖ **Construction de lignes triphasées** : Lorsque l'on parle d'électrification, la solution la plus évidente (et qui d'ailleurs est la plus utilisée) semble être l'extension du réseau

national. Il s'agit de construire selon les besoins des lignes Basse tension ou haute tension. Cependant, la réalité est toute autre lorsque qu'il s'agit d'électrification rurale. En effet, dans les zones rurales, les villages sont relativement éloignés du réseau national et ont une densité de consommation ( $\text{kWh/km}^2$ ) très faible ce qui rend l'extension du réseau très peu rentable dans les cas d'ER.

- ❖ **Construction de lignes biphasées** : Ce système consiste à la construction de ligne haute tension à partir de deux phases. Ces systèmes sont généralement utilisés pour de faibles distances.
- ❖ **Le Single Wire Earth Return (SWER)** : qui est le transport de l'électricité à partir d'une seule phase et le retour se faisant par la terre. Ce système est utilisé lorsque les charges à alimenter sont faibles (bien adapté pour l'ER) et de plus il offre l'avantage du coût technologique le plus faible. Avec le SWER l'utilisation de transformateurs d'isollements ne sont pas obligatoires (car ceux-ci limitent la puissance de la charge), le SWER direct lui par contre n'a aucune limitation de charge. Il ressort alors deux contraintes lorsque l'on décide d'utiliser le SWER. La première liée à la capacité de transport en cas de SWER avec transformateur d'isolement et la seconde liée à la distance maximale admissible. Ce système a été utilisé dans plusieurs localités du Burkina Faso (Saponé, Beguedo, Niangho etc...).
- ❖ **Utilisation du Système de Câble De Garde Isolé (SCDGI)** : Les lignes d'interconnexion relient deux villes en traversant de petites localités. Il est alors éprouvant pour les habitants de vivre proche du réseau sans avoir accès à l'électricité. Dans le souci d'amoinrir les coûts une solution a été trouvée pour ce cas de figure : l'utilisation du câble de garde pour l'alimentation de ces localités. Cette technique consiste à isoler le câble de garde de la ligne haute tension classe B (HTB) grâce aux isolateurs pour une exploitation en haute tension classe A (HTA) grâce aux transformateurs HTB/HTA, le retour du courant se faisant par la terre ; les charges sont alors alimentées par des transformateurs HTA/BTA branchés entre le câble de garde isolé et la terre. Ce système a été réalisé dans les villes de Sabou, Kokologo, Tanghin Dassouri à partir de la ligne Ouagadougou-Koudougou et à Ipendo avec le câble de garde de l'interconnexion Ouagadougou-Bobo.

Malgré l'utilisation de ces techniques, l'extension du réseau reste coûteuse et est limitée au transport de puissances et de distances limitées. Une autre option est alors utilisée au cas où les conditions précédentes ne sont pas respectées, la production décentralisée.

## **b) Production décentralisée non connectée au réseau national**

Au Burkina Faso, dans certains cas d'électrification rurale l'on opte pour la production décentralisée d'énergie électrique. Cette technique offre de nombreux avantages à savoir :

**Réduction des coûts d'investissement:** L'on limite le coût de construction de la ligne d'extension dans la mesure où le réseau à construire se limite à la zone à desservir. Au Burkina Faso, dans la plus part des cas d'ER par production décentralisée les réseaux de distribution construits sont de type Basse tension (BT) car ils sont moins coûteux à mettre en place que les réseaux HTA mais sont tout aussi efficaces.

**Maitrise du système :** Dans la mesure où le système est indépendant des productions des villes, il est plus facile de le maîtriser et de le contrôler. En effet, l'on limite (ou supprime) les coupures involontaires d'électricité dues aux charges trop élevées ou à l'instabilité du réseau national interconnecté.

### I.2.2 Systèmes d'énergie Hybride

#### *I.2.1.1 Classification des Systèmes d'énergie Hybride (SEH)*

Le terme « systèmes d'énergie Hybrides » désigne l'ensemble des systèmes de production qui combinent au moins deux sources. Plusieurs combinaisons sont possibles :

- ❖ **Combinaison entre systèmes fonctionnant aux énergies fossiles pures :** L'énergie électrique est produite par combustion de plusieurs ressources fossiles : gaz, charbon, fuel, etc...
- ❖ **Combinaison entre systèmes fonctionnant aux énergies renouvelables pures:** Afin de répondre aux exigences du développement durable et de réduire l'impact des énergies fossiles sur l'environnement une alternative est l'utilisation des énergies renouvelables. L'hybridation du système se fera alors en combinant selon la disponibilité des sources : Solaire, éolien, hydroélectrique, géothermique, etc...
- ❖ **Combinaison entre systèmes fonctionnant aux énergies renouvelables et énergies fossiles (SEH mixte):** L'expérience a prouvé que l'utilisation des SEH pures était la cause de nuisance sur l'environnement (SEH fossiles) et pouvait entraîner d'énormes pertes en rendement (SEH renouvelables). Ainsi pour allier qualité et quantité

d'énergie électrique produite l'on s'intéressa au mixage des systèmes renouvelables aux systèmes à combustibles fossiles. L'hybridation la plus fréquente est celle qui combine le système à énergie photovoltaïque et le générateur diesel. Dans les chapitres qui suivent nous ne nous intéresserons d'ailleurs qu'au système hybride PV/Diesel.

### *1.2.1.2 Avantages et inconvénients d'un Système d'Energie Hybride fonctionnant aux énergies nouvelles et énergies fossiles : PV/Diesel*

#### **a) Les avantages de l'utilisation d'un système hybride PV/Diesel**

- ❖ Economie de carburant
- ❖ Réduction des émissions de CO<sub>2</sub>
- ❖ Bonne autonomie
- ❖ Réduction du nombre de maintenances du groupe électrogène
- ❖ Frais d'exploitation acceptables

#### **b) Les inconvénients de l'utilisation d'un système hybride PV/Diesel**

- ❖ Investissement lourd
- ❖ Maîtrise limitée par des personnes non qualifiées
- ❖ Nécessite généralement des subventions

## **I.3 Présentation du système Electrique du village de PADEMA**

### **I.3.1 Origine de la centrale**

L'idée de la création de la centrale de Padéma émane de la politique de responsabilité sociétale de l'entreprise néerlandaise Anacarde Transformation basée à Bobo Dioulasso. Le projet mené par l'entreprise a permis la création d'une centrale de type thermique d'une puissance de 160kW. Pour le moment, la centrale n'alimente que le village de Padéma et désert environ cent (100) abonnés.

ANATRANS est une unité industrielle de transformation de noix de cajou. Elle avait pour objectif de s'implanter dans le village de PADEMA et pour cela elle avait besoin d'électricité pour son fonctionnement. Plutôt que de construire une centrale répondant uniquement aux

besoins de leur usine, les promoteurs optent pour l'alimentation de tout le village en y installant une centrale fonctionnant au biocarburant.

Le projet touchant le territoire Burkinabé, ANATRANS ne pouvaient décider de construire une centrale sans en informer le gouvernement. Chose faite, le gouvernement donna son aval pour la réalisation du projet. Notons que dans les prévisions de l'état l'électrification de PADEMA était prévue se faire en 2025.

La centrale à l'origine devait tourner grâce à des groupes fonctionnant à l'huile de Jatropha. Les études ont d'ailleurs été menées par l'Institut International d'Ingénierie de l'eau et de l'Environnement (2iE). Ainsi, un étudiant du nom de Yarohouabalé BONI a ainsi soutenu son mémoire de fin d'étude en 2010 sur le thème : « *Etude de la faisabilité de l'utilisation de l'huile de pourghere comme carburant dans les moteurs diesel du village de PADEMA* ». L'étude prévoyait l'installation d'un groupe de 100 kVA et d'un groupe secours de 80 kVA. Ce fut finalement un groupe de 100 kVA qu'ils choisirent de mettre en place [8].

La centrale fut installée, le réseau électrique construit et les abonnés raccordés par 3E NATOBE en 2011. Malheureusement, la centrale ne fonctionna que très peu de temps car le groupe tomba en panne. La cause la plus probable était la détérioration du groupe lors du transport de celui-ci jusqu'à PADEMA. En 2015, Le FDE, à la demande de la population de Padéma village, décide de remplacer le groupe offert par Anatrans par deux groupes électrogènes fonctionnant au Diesel. L'un d'une puissance de 100 kVA et un autre groupe de secours de 80 kVA. La centrale repris dès lors du service.

### I.3.2 La centrale de production d'électricité

Située au centre du village de Padéma, non loin de la caisse Nationale de sécurité Sociale (CNSS) ; la centrale produit en moyenne 27 kWh par jour. Comme indiqué dans le point précédent, la centrale électrique a connue deux phases au niveau du fonctionnement de son système de production.

#### I.3.2.1 Les groupes électrogènes

La centrale actuelle a une puissance installée de 160 kW et se compose de deux (02) unités de production fonctionnant en alternance :

- une unité principale constituée d'un groupe électrogène de marque ONIS VISA Galaxy, *PX 105 GX* pouvant fournir en service continue une puissance (Prime Power) de 100 kVA. En cas d'appel important de puissance, durant un temps limité, le groupe peut fournir jusqu'à 110 kVA (limited time running).
- une seconde unité de production qui est un groupe électrogène de marque Tecno Gen de 80 kVA.

Courant 2015 le FDE a réquisitionné le groupe électrogène de 80 kVA afin de dépanner un village voisin. A présent, seul le groupe Onis Visa de 100 kVA alimente la centrale.

Nous ne nous intéresserons qu'aux caractéristiques techniques du groupe électrogène de 100 kVA données par le tableau I.1 car il est le seul disponible pour le moment dans la centrale.

**Tableau I. 1. : Caractéristiques techniques du groupe ONIS VISA [9]**

Caractéristiques		Valeur	Unité	Dénomination
<b>Performances</b>	Puissance Active	80	kW	-
	Puissance Apparente	100	kVA	-
	Facteur de puissance	0,8	-	-
<b>Voltage</b>	Fréquence	50	Hz	-
	Tension	400	V	-
<b>Moteur</b>	Marque	-	-	Perkins
	Nombre de cylindre	4	-	-
	Vitesse de rotation	1500	Tr/min	-
	Type de Refroidissement	-	-	Eau
<b>Alternateur</b>	Marque	-	-	Stamford
	Puissance continue	100	kVA	-
	Puissance de secours	110	kVA	-
<b>Consommation estimée par le constructeur</b>	100% de charge	22,6	l/h	-
	75% de charge	17,1	l/h	-
	50% de charge	11,2	l/h	-

### *1.3.2.2 Les appareils électromécaniques de la centrale*

#### **a) Les disjoncteurs**

Deux calibres de disjoncteurs sont utilisés : un disjoncteur de tête et deux autres disjoncteurs pour chacun des deux départs.

**Le disjoncteur de tête : DPX 250ER de LeGrand** est un disjoncteur tétra polaire à déclenchement magnétothermique de courant interrompu nominal de 250A et de pouvoir de coupure en fonctionnement à 400V de 36kA. La fréquence nominale est comprise entre 50 et 60hz.

**Les disjoncteurs des départs** : Chacun des départs est protégé par un disjoncteur tétra-polaire de la marque LS Industrial Systems. Ils sont calibrés à 40A.

#### **b) Inverseur de source : Les contacteurs**

**Equipements utilisés** : La centrale était équipée lors de sa mise en service de deux unités de productions (GE1 et GE2) fonctionnant de façon alterné. Il était important d'empêcher que les deux sources fonctionnent simultanément. Pour cela deux **contacteurs** ont été associés afin de jouer le rôle d'inverseur de source. Les contacteurs de marque Ghisalba ont été choisis.

**Fonctionnement** : Chaque groupe électrogène étant commandé par un contacteur, le principe de fonctionnement est basé sur le passage automatique d'une source à une autre en fonction de la puissance appelé. Le premier contacteur (pour le GE1) normalement fermé assure un rôle de veille et le second (pour le GE2) est normalement ouvert. Les branchements sont réalisés contacts A1,A2, A13 et A14 de sorte à ce que le contacteur 1 laisse passer le courant si sa bobine est excitée (synonyme de présence tension source), par contre en cas d'absence de courant la bobine du contacteur 1 n'est plus excitée, il s'ouvre en ordonnant le démarrage de la génératrice de secours (la bobine du contacteur 2 est maintenant excitée et le contacteur 2 ferme pour laisser passer le courant de la génératrice secours.

### I.3.2.3 Schéma unifilaire de la centrale

Le schéma unifilaire est une représentation de l'installation électrique dans son ensemble. Il intègre les valeurs des tensions aux différents points, les protections y afférents, les sections des câbles ainsi que les éléments électriques associés.

La centrale thermique de Padéma est composée des équipements électriques suivants :

- ♣ Deux groupes électrogènes. Un principal de 100 kVA et un de secours de 80 kVA (inexistant pour le moment)
- ♣ Un inverseur de source, constitué de deux contacteurs de puissance.
- ♣ Un disjoncteur magné-thermique différentiel de tête de courant nominal 100A
- ♣ Deux disjoncteurs compacts pour chaque départ de courant nominal 40A

Afin de permettre une meilleure vision des équipements électriques composant la centrale de Padéma, nous vous proposons donc un schéma unifilaire.

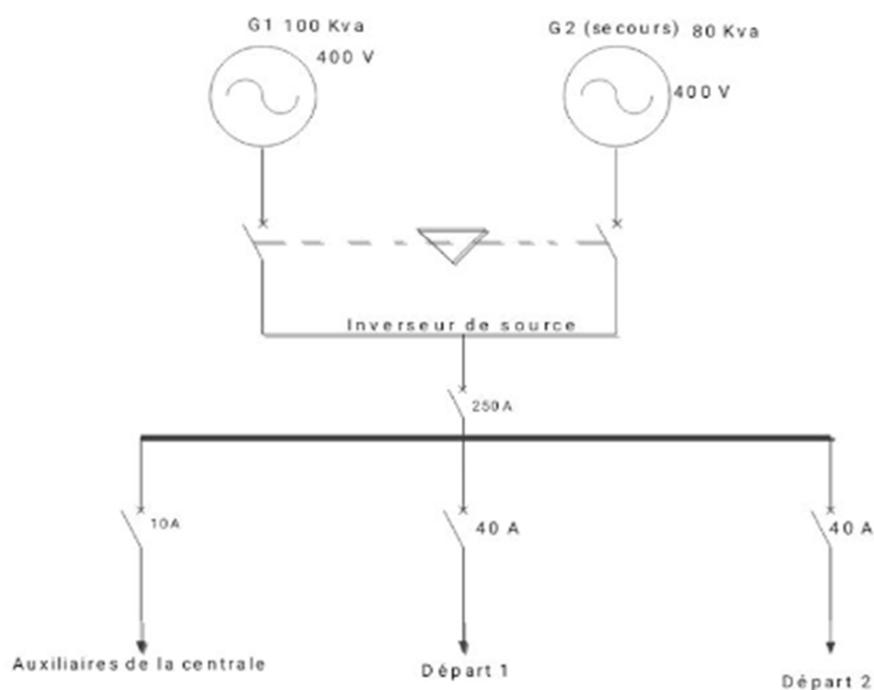


Figure I.3 : Schéma unifilaire de la centrale de Padéma

#### 1.3.2.4 Heures de fonctionnement de la centrale

Depuis sa mise en place en 2015, la centrale électrique de PADEMA fonctionne Huit (8) heures par jour. 7 jours sur 7. Les heures de fonctionnement de la centrale sont de 7h à 12h et de 18h à 22h les jours ouvrables. Par contre, les jours fériés et les jours de fête la centrale peut atteindre 10h de fonctionnement.

### I.3.3 Le réseau de distribution électrique de Padéma

#### 1.3.3.1 Caractéristiques des lignes BT

Le réseau de distribution de Padéma est un réseau basse tension qui est constitué de deux lignes principales, la première alimentant la partie Est du village et la seconde la partie Ouest. Le réseau de Padéma à l'instar de la majorité des réseaux de distribution du Burkina est de **type aérien**.

##### a) Classification du réseau selon la tension en ligne

Le réseau de Padéma est un réseau aérien à courant alternatif triphasé de tension entre phase de 400 V et ayant une fréquence de 50 Hz. Suivant ce niveau de tension il peut être classé dans l'une des cinq catégories suivantes [10]:

Tableau I.2 : valeurs seuils des tensions suivant la catégorie

Catégorie de tension	Valeurs seuil
<b>La Haute tension B (HTB)</b>	$U > 50.000 \text{ V}$
<b>La Haute tension A (HTA)</b>	$1000 < U \leq 50.000\text{V}$
<b>La Basse tension B (BTB)</b>	$500 < U \leq 1000\text{V}$
<b>La Basse tension A (BTA)</b>	$50 < U \leq 500 \text{ V}$
<b>La Très Basse tension (TBT)</b>	$U \leq 50\text{V}$

La tension qui transite dans le réseau de Padéma est de 400V, il peut donc être classé dans la catégorie de la basse tension A.

##### b) Topologie du réseau

Le réseau de distribution de Padéma est constitué de deux artères principales. Chaque artère va en se ramifiant pour alimenter les habitations et les services du village sans jamais rencontrer l'autre. Il s'agit donc d'une **topologie radiale**. C'est le type de réseau le plus

rencontré dans l'électrification rurale car adapté aux zones à faible densité de population. Il présente comme avantages d'être peu coûteux et simple à la mise en place.

#### *1.3.3.2 Matériel utilisé dans la construction de la ligne BT*

Le réseau de distribution de Padéma étant de type aérien, le matériel est essentiellement composé de :

##### **a) Les supports et les câbles**

A Padéma deux types de supports ont été utilisés.

- Les supports bois : Ce sont les plus utilisés dans le réseau de distribution de Padéma. D'une longueur de 8,5 m ils sont utilisés pour les alignements. Les fouilles sont faites à des profondeurs de 1,2m.
- Les supports métalliques : les supports utilisés sont des supports HEA 140 de 9m de long et onze(11) seulement ont été dénombrés dans tout le réseau Ces supports sont principalement utilisés dans les arrêts et quelques-uns pour les angles. Les fouilles pour ses supports sont faites à 1,40m de profondeur

Le réseau triphasé de Padéma est constitué de câble torsadé en aluminium. Les sections des câbles principales sont 4x70 mm<sup>2</sup> Alu.

##### **b) Les éléments de protection du réseau**

La protection des lignes est assurée en amont par des disjoncteurs magnétothermique de calibre 40A. La mise à la terre des masses est faite pour la protection des personnes.

#### **I.3.3.3 Le réseau d'éclairage public**

Le réseau d'éclairage public de Padéma est un réseau constitué de 10 réglettes fluorescentes étanches de 36W chacune. Mis en place par 3 E Natobé en 2011, il s'étend sur environ 500m et n'éclaire que la zone aux alentours du marché. Cependant, il est prévu qu'il s'étende d'environ 2 km pour éclairer la voie menant à la mairie du village. Les 10 réglettes fluorescentes de l'éclairage public sont installées directement sur 10 supports en bois du réseau de distribution de Padéma. Afin d'alimenter les réglettes, Une phase et un neutre sont tirés directement du réseau. Il n'y a ni disjoncteur, ni interrupteur crépusculaire. Dès que le réseau est alimenté les réglettes s'allument.

#### **I.3.4 Le système de gestion du système d'électrification rurale**

Comme dans la plus part des cas de production décentralisée d'électricité, La gestion de la centrale de Padéma est confiée à la COOPEL du village.

La COOPEL peut être définie comme étant un regroupement d'habitants des centres satellites dans le but de gérer la fourniture en électricité. Généralement, les COOPEL achètent l'énergie à la Société National Burkinabé d'Electricité (SONABEL) puis la revend aux habitants de leurs villages. S'agissant du cas de Padéma village, l'électricité vendue aux abonnés du village ne provient pas du réseau national interconnecté de la SONABEL, mais d'une centrale thermique décentralisée.

Dans le principe de l'électrification rurale et pour éviter une diversité de prix du kWh vendu à la population rurale selon les sites, un système de facturation indépendamment des sites a été arrêté : IL s'agit de l'arrêté 09-018/MCE/MCPEA/MEF du 20/11/2009. Cet arrêté est basé sur le même principe que celui de la SONABEL et comprend six (6) catégories de tarifs (voir le tableau I.3) :

#### *1.3.4.1 Tarif A : Le Tarif social*

C'est le tarif le plus fréquent dans l'électrification rurale. En effet, ce tarif, appliqué sur des disjoncteurs de tête compris entre 1 et 3A est beaucoup plus adéquat pour des petits consommateurs dont la charge principale est l'éclairage. La facturation pour ces abonnés se fait suivant trois tranches de consommation (tableau I.3 pour détails).

#### *1.3.4.2 Tarif B et C : Le tarif domestique et administration*

Ces tarifs sont assez rares dans les zones rurales. Ils concernent en effet, les utilisateurs ayant des disjoncteurs dont les calibres sont compris entre 5 et 10 A (pour le tarif B) et entre 10 et 30A (pour le tarif C).

#### *1.3.4.3 Tarif D et E : Double tarifs industriels et non industriels*

Ces tarifs sont appliqués suivant la notion du double tarif aux gros consommateurs afin d'alléger leurs charges énergétiques. Le principe de cette tarification se base sur les heures de consommation : l'on parle d'heures de pointe (entre 10h et 14h, et entre 16h et 19h) et d'heures creuses (entre 00h et 10h, 14h et 16h et 19h et 00h).

Le tarif D concerne la basse tension, tandis que le tarif E concerne la moyenne tension. Ces tarifs sont les moins rencontrés dans les zones rurales, car dans ces zones on rencontre très peu d'industries.

#### *1.3.4.4 Tarif F : Eclairage public*

Ce tarif appliqué aux communes est également assez rare dans l'électrification rurale.

La facturation des kWh suivant le type de tarif et la tranche des consommations de la période de facturation, se fait suivant le tableau I.3 ci-dessous :

**Tableau I.3 : Tarification appliquée à l'électrification rurale [11]**

Tarif	Tranche		Prix du kWh (FCFA/kWh) et prime fixe			
	N° tranche	kWh consommés				
<b>A</b> Tarif social	1	0 à 50	73			
	2	51 à 100	128			
	3	+100	138			
	Prime fixe :		0 FCFA/A			
<b>B et C</b> Domestique et administrat ion			Tarif B		Tarif C	
	1	0 à 50	96	96		
	2	51 à 200	102	108		
	3	+200	109	114		
Prime fixe :		354,8 FCFA/A	1061,3FCFA/A			
<b>D et E</b> Double tarifs industriels et non industriels			Tarif D		Tarif E	
	Heure de pointe		165	88	139	118
	Heure pleine		140	75	64	54
	Prime fixe		34582 FCFA/AN/kW	28818 FCFA/AN/kW	70856 FCFA/AN/kW	64387 FCFA/AN/kW
<b>F</b> Eclairage public			122			
	Prime fixe :		0 FCFA/kW/AN			

L'application de la tarification officielle qui est supposé prendre en compte toutes les charges d'exploitation d'un système électrique décentralisé pose un problème de gestion financière à certaines COOPELS, surtout celles exploitant des centrales décentralisées comme celle du village de Padéma. En effet, la prise en charges par la COOPEL des charges récurrentes à l'exploitation du système électrique (production et distribution) à savoir le salaire des employés de la COOPEL, les frais de fonctionnement (achat du fuel) et les frais de maintenance (entretien et réparation) amènent très souvent certaines COOPEL à appliquer des tarifs supérieurs aux tarifs officiels. Cependant, la FDE dans son rôle de régulateur des systèmes d'électrification rurale, veille à l'application stricte de la tarification officielle. L'impossibilité d'appliquer des coûts du kWh flexibles en fonction des charges réelles d'exploitation fait que la COOPEL de Padéma peine à maintenir le cap avec pour corollaire la multiplication des dysfonctionnements aussi bien au niveau de la centrale que sur le réseau de distribution.

## **Conclusion partielle**

Le système d'électrification rurale de Padéma est constitué d'une centrale thermique et d'un réseau de distribution Basse Tension. Ce premier chapitre s'est axé sur la présentation des différentes structures à savoir, 3 E Natobé et le système d'ER mis en place à Padéma en 2011 puis modifié en 2015.

Il ressort essentiellement ce chapitre que la centrale émane de la politique de RSE d'ANATRANS et que la gestion est assurée par la COOPEL sous l'affermage de 3 E NATOBE. L'exploitation de la centrale de Padéma pour diverses raisons n'est pas rentable bien au contraire elle tourne à perte. Dans le prochain chapitre intitulé « Diagnostic de l'installation », nous identifierons les anomalies qui contribuent au mauvais rendement du système d'ER et à certains soucis identifiés nous proposerons les solutions qui nous semblent être adaptées.

## II. CHAPITRE 2 : DIAGNOSTIC DE L'INSTALLATION

Faire le diagnostic d'une installation électrique consiste à en faire le tour afin de déterminer la concordance entre les différents éléments du système et la ou les norme(s) y afférant. Pour une installation basse tension il s'agit de vérifier qu'elle respecte la norme française commune *NF C 15-100* et pour un réseau public de distribution BT la norme *NF C 11-201*. Certains éléments de l'installation peuvent être diagnostiqués visuellement, tandis que d'autres auront besoin d'une vérification par essai de fonctionnement ou encore par contrôle d'exactitude (à l'aide d'un appareil de mesure).

Dans le présent chapitre, nous allons donc réaliser le diagnostic du système d'électrification rurale du village de Padéma depuis la production jusqu'à la distribution. Le diagnostic permettra de répertorier les irrégularités à la conception et d'identifier les dysfonctionnements survenus dans le système depuis son installation. Nous nous aiderons pour cela du référentiel de diagnostic des installations électriques proposé par le Département Immobilier de l'Union des Caisses Nationales de Sécurité Sociales (UCANSS/DEI) [12] qui est un guide pour le diagnostic des installations basse tension. Nous adapterons le référentiel à notre cas et aux conditions du Burkina Faso.

### II.1 Diagnostic de la production

Le diagnostic identifie les matériels vétustes ou (et) inadaptés à l'usage ou présentant des risques de contacts directs avec les éléments sous tension. Dans cette partie, nous nous intéresserons à la centrale sur plusieurs axes : L'exactitude à Conception, la mise en œuvre, la sécurité (des biens et des personnes) et les dysfonctionnements survenus.

#### I.1.1 La Conception et mise en œuvre du système

Le dimensionnement des unités de la centrale a été confié à l'Institut International de l'Ingénierie de l'Eau et de l'Environnement en 2011. La conception avait été faite en considérant un fonctionnement à l'huile de Jatropha [8]. Depuis la détérioration du groupe la centrale a été modifiée pour accueillir deux groupes électrogènes fonctionnant au gasoil.

### II.1.1.1 Fixation et état mécanique apparent du matériel

Certaines parties du diagnostic ont été faites visuellement mais l'essentiel a été fait par le touché. Par mesure de sécurité la vérification s'est faite hors tension. Afin de tester la tenue du matériel il a fallu tirer sur les équipements tels que les câbles, les tableaux et les connecteurs.

De cette observation il ressort que dans l'ensemble les câbles sont bien connectés, en tirant même énergétiquement sur les câbles aucun ne s'est détaché. Cependant nous avons constaté que les câbles alimentant les équipements du local groupe électrogène (lampes et prises de courant) sont posés à même le sol. Leur isolation est intacte mais le fait qu'ils traînent au sol les rend dangereux. L'isolation peut à tout moment se détériorer et un contact direct avec une tension AC de 230V est dangereux (sachant que 1A AC est cause d'arrêt du cœur).

**Solution proposée:** Refaire le câblage de la centrale en apparent en passant les câbles dans des conduits rigides IRL 3321 conformément à la norme NF C-15.100 relative aux installations électriques dans les locaux techniques.

### II.1.1.2 Adaptation des installations et du matériel aux conditions d'influences externes

Cette partie du diagnostic s'intéresse essentiellement à la conformité des équipements de la centrale vis-à-vis de son environnement. Il s'agit d'utiliser différentes norme (la NF C 15-100 et la NF EN 60529) afin de déterminer si les équipements sont adaptés au local et protégés contre les perturbations externes (les variations de température, les chocs mécaniques, l'humidité, les poussières ...). L'on s'intéressera pour cela à l'indice de protection de chaque équipement.

**Tableau II.1: Indice de protection des équipements de la centrale**

Equipements	Indice de protection		Norme concernée	Conformité avec le local
	Poussière	Eau		
Groupe Electrogène ONIS VISA	2	3		Oui
Disjoncteur différentiel de 100A	5	5	NFC 15 100	Oui
Disjoncteur compact de 40A	5	5	NFC 15 100	Oui
Contacteur				
Armoire électrique	3	0	CEI 60529 NF EN 60529	Oui

En considérant que la N FC 15 100 fixe l'indice de protection minimum à 2 0[12] dans les locaux techniques tels que les services électriques, alors l'on conclut que tous les équipements de la centrale sont conformes aux exigences fixées par les normes.

### II.1.1.3 Conformité des tensions aux exigences fixées

A l'aide d'un voltmètre, il s'agit de mesurer les différentes valeurs de la tension (entre phase-phase et entre phase - neutre) sous les deux régimes de fonctionnement (à vide et à charge). Par la suite nous comparerons ces deux valeurs afin de percevoir l'influence du fonctionnement à charge sur le groupe électrogène Le tableau II.2 récence les valeurs des tensions mesurées.

$$\text{La chute de tension est calculée par la formule : } \Delta U = \frac{(U_{\text{à vide}} - U_{\text{à charge}}) \times 100}{U_{\text{à vide}}} \quad (2.1)$$

Avec :  $U_{\text{à vide}}$  : La tension en volt (V) et  $U_{\text{en charge}}$  : La tension en charge en volt (V)

**Tableau I.2 : Valeurs des tensions mesurées à vide et à charge maximale**

Tension prise entre		Tension à vide (V)	Tension à charge maximale (V)	Tension attendue (V)	Chute de tension (%)	Tolérable
<b>Phase 1</b>	Phase 2	401	399	400	0,5	Oui
<b>Phase 2</b>	Phase 3	401	399		0,5	Oui
<b>Phase 3</b>	Phase 1	401	400		0,25	Oui
<b>Phase 1</b>	Neutre	231	230	230	0,43	Oui
<b>Phase 2</b>	Neutre	231	229		0,87	Oui
<b>Phase 3</b>	Neutre	231	230		0,43	Oui

### II.1.2 Conformité de la capacité de production du Groupe Electrogène (GE) aux besoins énergétiques : pertinence du choix du GE

Nous nous sommes intéressés à la consommation énergétique du village de Padéma sur une semaine du mois le plus chaud de l'année : le mois d'avril 2016 ; considérant qu'il s'agissait de la période où la demande en énergie est la plus forte. Pour cela nous avons consigné dans le tableau II.3 la consommation en kWh/j, la pointe journalière et l'heure de pointe pour chaque jour.

**Tableau II.3 : Consommation hebdomadaire de Padéma**

<b>Date considérée</b>	<b>Temps de fonctionnement (h/j)</b>	<b>Puissance maximale (kW)</b>	<b>Intensité à l'heure de pointe (A)</b>	<b>Consommation (kWh/j)</b>	<b>Heure de pointe</b>
<b>J1 11/04/2016</b>	8	5,1	18,29	23,4	19h30
<b>J2 12/04/2016</b>	8	5,4	18,93	29,1	19h
<b>J3 13/04/2016</b>	8	5,9	20,89	33,1	19h30
<b>J4 14/04/2016</b>	8	5,3	18,72	27,1	19h30
<b>J5 15/04/2016</b>	8	5,1	18,36	25,4	19h30
<b>J6 16/04/2016</b>	8	5,2	18,44	26,3	19h30
<b>J7 17/04/2016</b>	8	5,2	18,56	26,3	19h

Le groupe électrogène a la capacité de fournir une puissance active de 80kW. De l'observation faite de la production hebdomadaire, il ressort que durant le mois supposé le plus chaud de l'année (où la consommation est généralement la plus grande), la puissance maximale fournie par le groupe est de 5,9kW. (Voir annexe A1 « pour détails).

Des études et des simulations concernant l'évolution de la charge au fil des années ont été réalisées en 2010 lors de la conception de la centrale. Un profil de charge pour la troisième année de fonctionnement avait été estimé. La figure II.1 donne les détails du profil de charge à partir duquel le choix du GE avait été fait en 2010.

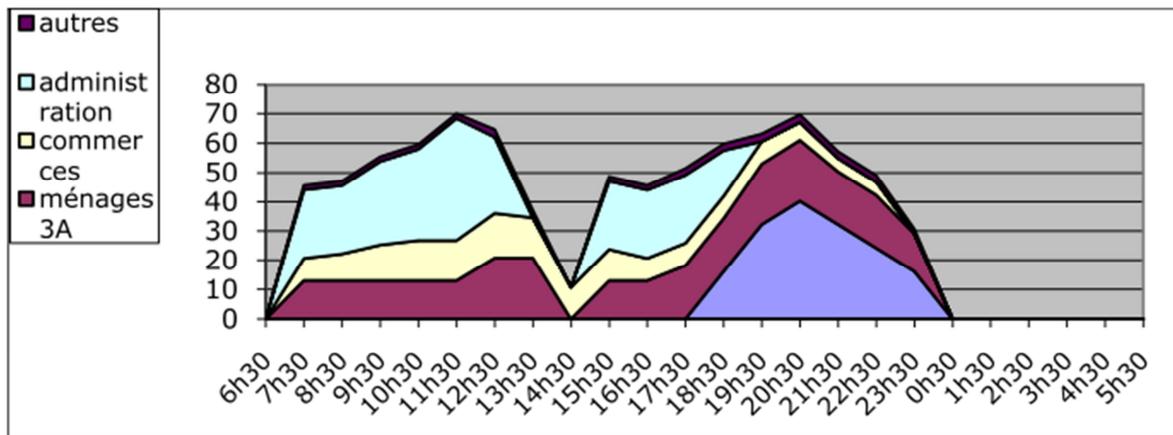


Figure II.1 : Courbe de charge journalière estimée [8]

Comme indique la courbe de charge de la figure II.1, il ressort qu’il était prévu au bout de trois années de fonctionnement que la puissance de la charge à alimenter soit d’au moins 70kW. La réalité est très loin de la prévision car en 2016 (deuxième année), la puissance maximale de la charge est estimée à 6 kW. Au vue de la puissance maximale obtenue à la deuxième année, du faible nombre de raccordement au réseau et de la capacité financière des abonnés actuels (qui traduit l’augmentation potentielle de leurs équipements) et même pour un accroissement de 100% de la charge actuelle, la valeur de 70 kW estimée sera loin d’être atteinte (confère annexe A2).

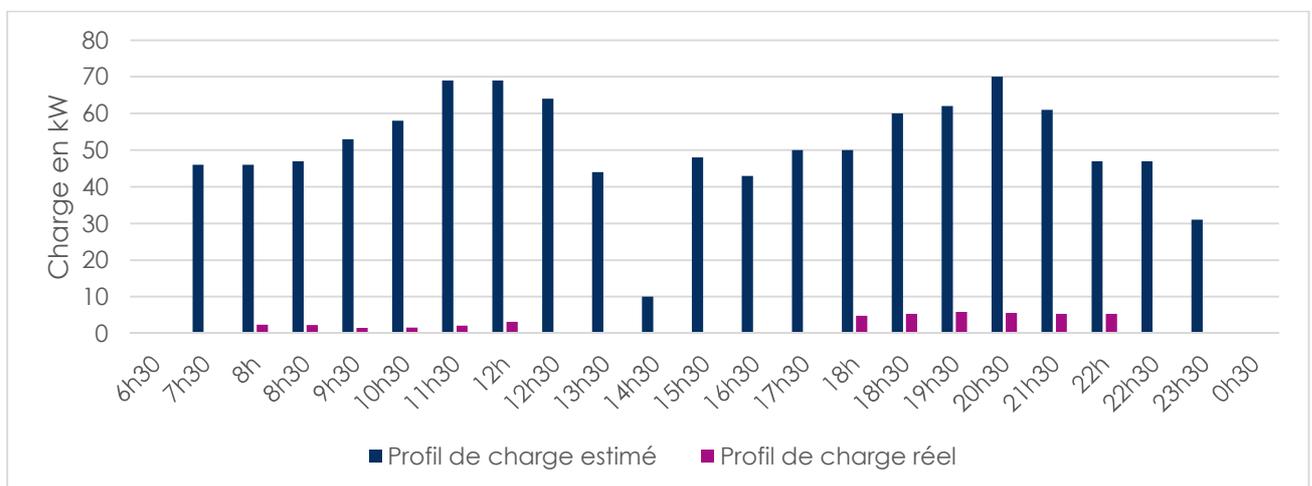


Figure II.2: Comparaison entre consommation estimée et consommation réelle

**Le groupe électrogène a été largement surdimensionné**

**Solution proposé :** Le fonctionnement du groupe électrogène n’est pas optimal, il y a une nécessité de le remplacer par un groupe électrogène de puissance plus faible. Dans le

chapitre suivant, en utilisant le logiciel HOMER, nous nous attèlerons au choix d'un groupe électrogène plus approprié qui soit en mesure de satisfaire la demande énergétique.

### II.1.3 Mesures prises pour la sécurité du matériel et des personnes

#### II.1.3.1 Equilibre du système et état des gaines

Un système triphasé déséquilibré a pour conséquence une surchauffe des équipements et à long terme la dégradation de l'isolation électrique et la réduction de leur durée de vie. Il est donc impératif de procéder à la vérification de l'équilibre de tension et de courant dans les phases. Cette vérification se fait par contrôle avec un appareil de mesure (le multimètre) puis par calcul du courant résiduel et de l'écart entre les tensions phase-phase.

La mesure effectuée en fonctionnement à charge maximale donne une valeur de l'intensité dans le neutre de 0 A,

$$\text{Ce qui implique que : } \sum_{i=1}^3 I = 0 \quad (\text{II.1})$$

L'on en déduit que la somme des courants dans les 3 phases est nulle : Il n'y a donc pas de courant résiduel.

Afin de déterminer s'il y'a un problème de déséquilibre de tension il faut procéder comme suit :

- **Mesure des trois tensions phase-phase** : En nous référant aux données du tableau II.2 Les valeurs des tensions phases- phases en charge sont : Phase1-phase 2 :399 V ; phase 1-Phase 3 : 399V et phase 2-Phase 3 :400V
- **Calcul de la tension moyenne** : Elle correspond à la moyenne des 3 tensions précédemment mesurées.

$$V_{moy} = \frac{V_1 + V_2 + V_3}{3} \quad (\text{II.2})$$

La valeur moyenne de la tension est de 399,33 V

- **Détermination en pourcentage de l'écart maximum entre tensions mesurées et tension moyenne** :

L'écart correspond à la différence entre la valeur de la tension moyenne précédemment calculée et celle de la tension phase-phase qui présente le plus grand écart. Dans notre cas il s'agira de la différence :  $\Delta V = V_3 - V_{moy}$  (II.3)

$$\Delta V = 400 - 399,33 = 0,67 \text{ V}$$

En pourcentage l'écart est calculé comme suit :  $E[\%] = \frac{\Delta V \times 100}{V_{moy}}$  (II.4)

$$E[\%] = \frac{0,67 \times 100}{399} = 0,168 \%$$

Nous avons également procédé à la vérification de l'état des gaines de protection de chaque câble dans la centrale. De cette vérification il ressort que le matériel BT, notamment les câbles sont biens isolés.

**Des équations II.1 et II.4 nous déduisons que le système électrique de Padéma est équilibré et que l'état des gaines de protections des câbles électriques reste acceptable.**

#### *II.1.3.2 Mesures prises pour la protection du groupe électrogène ONIS VISA*

Depuis la phase de conception, le groupe électrogène ONIS VISA a été muni d'un système interne de protection.

- **Protection contre les surtensions dues à des charges capacitives :** Lorsqu'il y a surtension due à des charges capacitives, l'automate envoie un signal à l'excitatrice de l'alternateur qui sous excite l'inducteur afin de réguler la tension. Une tension trop grande grillerait les bobines.
- **Protection contre les surintensités :** le groupe électrogène est muni de fusibles internes en cas de surintensité

De ce fait, seule une mesure de protection des biens et des personnes a été mise en place par l'entreprise : Il s'agit de sa mise à la terre. Pour cela, deux puits de terre ont été réalisés par 3 E Natobé et la valeur de résistance maximale des prises de terre souhaitées étaient de  $15 \Omega$ . La sécheresse du sol influant grandement sur la résistance du sol, nous avons effectué une visite sur le site de Padéma durant le mois d'Avril 2016 (Le sol est très sec à cette période) et nous avons procédé à la mesure de la résistance des prises de terres à l'aide d'un telluromètre. En trois points différents (3, 5 et 8 m) les valeurs des résistances des prises de terres en ces points étaient respectivement de :  $5 \Omega$ ,  $7 \Omega$  et  $11 \Omega$ .

**Nous considérons que la protection du groupe électrogène n'est pas effective. En Effet des mesures de protections contre les surtensions d'origines atmosphériques devraient être installées.**

### II.1.3.3 Mesures prises en vue de la protection contre les surcharges et les courts-circuits

La protection du système électrique de Padéma contre les surcharges et les courts-circuits est assurée par des disjoncteurs magnétothermiques. Afin de vérifier que cette protection est effective nous avons procédé en deux temps : d'abord par essai de fonctionnement des équipements de protection puis par vérification du choix judicieux du calibre des disjoncteurs. **L'essai de fonctionnement :** Par déclenchement manuel des disjoncteurs des différents départs (le premier puis le second), il s'agissait de vérifier que ce déclenchement isolait respectivement les départs 1 et 2. Avec un multimètre nous avons mesuré les valeurs des tensions et d'intensités : elles étaient de 0 V et 0 A pour chaque ligne. Un déclenchement manuel du disjoncteur de tête DPX 250 ER de Legrand entraîne une ouverture des contacts du disjoncteur et par conséquent l'absence de tension totale des départs 1 et 2 du village.

**Choix des disjoncteurs :** Le choix du calibre des disjoncteurs se fait en fonction du courant nominal qui les traversera. Le tableau II.3, montre que la valeur maximale de l'intensité enregistrée durant le mois de plus forte consommation était moins de 25 A. Le calibre du disjoncteur de tête étant de 250 A, l'on se rend vite compte que la probabilité pour que le disjoncteur déclenche est quasiment nulle sauf en situation de court-circuit.

Concernant la vérification du système de coupure d'urgence, elle s'est faite par appui sur le bouton arrêt d'urgence du GE ONIS VISA. L'appui sur ce bouton entraîne l'arrêt immédiat du groupe et par conséquent l'absence tension sur les deux départs.

**Adéquation entre calibres actuels et sections de câbles principales :** Sur les deux départs, la section principale de câble est du 4x70 mm<sup>2</sup> aluminium. Pour ces sections de câble l'intensité maximale est de 280 A. Si l'on s'intéresse aux valeurs supposées lors du dimensionnement, les choix de sections de câble et de calibre de disjoncteurs sont corrects cependant, nous avons fait ressortir au point II.1.2 « *Conformité de la capacité de production du Groupe Electrogène (GE) aux besoins énergétiques : pertinence du choix du GE* » qu'il y a eu surdimensionnement du groupe électrogène et par conséquent de la charge. De ce fait, même s'il y a un court-circuit en aval du disjoncteur, celui-ci percevra difficilement le court-circuit.

**La protection des départs au niveau de la centrale n'est pas effective car les calibres des disjoncteurs sont trop grands : ils ne sont pas adaptés.**

#### *II.1.3.4 Protection contre les risques de contacts directs*

Dans un local technique comme celui de la centrale de Padéma, la possibilité d'un contact entre les personnes et les parties actives est grande. Il est donc nécessaire de prendre des mesures afin de limiter les risques de contacts directs. Concernant ces risques, des mesures sont prises dans la centrale en accord avec les exigences de la NFC 15 100 et de la CEI 60364-4-41.

Il s'agit principalement de :

- ❖ **L'isolation des parties actives** (câbles, disjoncteurs, prises de courant et contacteurs) pour protéger les agents contre les contacts avec des appareils sous tension. Nous avons pour le diagnostic procédé à la vérification de l'état des prises de courant. Malheureusement il existe un risque de contact direct dans la mesure où le câble alimentant les prises jonche le sol de la centrale. Il est susceptible à tout moment de se déconnecter et vu qu'il est alimenté par du 230 V AC il est dangereux pour les personnes.
- ❖ **L'utilisation d'un groupe électrogène capoté** : pour éviter tout contact involontaire entre les éléments sous tension du GE et les agents de la centrale le groupe électrogène choisi est un groupe capoté.
- ❖ **La mise en place de coffrets** : les éléments électriques de la centrale tels que les disjoncteurs, les contacteurs sont tous placés dans des coffrets afin d'éviter les contacts directs.

#### *II.1.3.5 Protection contre les risques de contact indirect*

Pour assurer la sécurité des personnes contre les contacts indirects, des mesures ont été prises par l'entreprise en charge de la construction de la centrale. Il s'agit de **la mise à la terre des masses métalliques** : des puits de terre ont été réalisés par l'entreprise 3 E Natobé afin d'assurer la sécurité des personnes. Tous les éléments électriques de la centrale tels que le groupe électrogène, les disjoncteurs, les contacteurs, la porte métallique sont ainsi mis à la terre.

#### II.1.4 Disfonctionnements et pannes récurrentes

Sur les 3 années de fonctionnement de la centrale, au fil du temps quelques disfonctionnements ont été remarqués. Dans le tableau II.4, nous les avons recensés et des solutions ont été proposées en vue d'améliorer le fonctionnement de la centrale.

TABLEAU II.4 : DISFONCTIONNEMENT ET PANNES DANS LE SYSTEME DE PRODUCTION ENTRE 2013 ET 2016

Date du défaut	Appareil en défaut	Observations	Conséquences sur le système	Durée	Cause du défaut	Solution utilisée	Solution pour éliminer définitivement le défaut
2013	GE Montana	Démarrage impossible du GE	Arrêt du système	-	Détérioration lors du transport	Aucune solution : il a fallu changer le GE	
2015	GE TecnoGen	Démarrage du GE impossible	Groupe hors service, obligation d'utiliser continuellement le GE Onis Visa	15 jours	Décharge atmosphérique (coup de foudre indirect)	Réparation effectuée par un expert	Mise à la terre du groupe et installation d'un parafoudre
08/11/2015	GE TecnoGen et GE Onis Visa	Démarrage des GE impossible	Arrêt du système	7jours	Manque de gasoil pour démarrer les groupes	Achat de gasoil au frais de la COOPEL	Etablir un planning pour l'approvisionnement du gasoil
29/03/2016	GE Onis visa	l'écran marque : moteur en bas tours, après quelques minutes le GE s'éteint de lui même	Le groupe ne démarre pas : Tension trop faible, Fréquence trop faible : Arrêt du système	48h	Cause mécanique	Changement du filtre à gasoil	Procéder à un entretien périodique du GE
9/04/2016	GE Onis Visa	Le GE ne démarre pas	Tension trop faible Fréquence trop faible Arrêt du système	7jours	Cause mécanique	Changement de l'huile du moteur et des filtres à huile et à gasoil	Procéder à un entretien périodique du GE
8/07/2016	GE Onis Visa	Démarrage des GE impossible	Arrêt du système	4 jours	Manque de gasoil	Achat de gasoil au frais de la coopel	Etablir un planning d'approvisionnement

## II.1.5 Insuffisances, manquements et solutions envisagées.

Du diagnostic précédemment effectué, nous déplorons quelque insuffisance à savoir :

### *II.1.5.1 Gestion archaïque de l'alimentation en carburant du groupe électrogène :*

Lors des nombreuses visites effectuées sur le site de l'étude, un aspect nous a particulièrement marqué : le remplissage manuel du réservoir du Groupe Electrogène. Armé d'un bidon de 20 litres, l'agent de la centrale ouvre le réservoir de la cuve de stockage de carburant, et au bout de 5 reprises remplit le réservoir du groupe électrogène. Il répète la manœuvre chaque 3 jours (le temps que le groupe se vide jusqu'à atteindre 15% du volume maximum). Nous proposons donc d'automatiser le système de remplissage du GE en y intégrant une pompe manuellement pour tenir compte du coût d'investissement et un bac de rétention de gasoil.

### *II.1.5.2 Le régime du neutre non établi :*

Le régime du neutre lorsqu'il est établi permet de protéger les personnes contre les défauts d'isolement. Bien que les trois régimes (TT, TN et IT) défini par la norme NFC 15-100 offrent la même efficacité en ce qui concerne la sécurité des personnes, dans le cas de la centrale de Padéma nous recommandant l'établissement du régime TT. Il s'agit d'une mise à la terre du neutre (à très basse impédance) et des masses métalliques (à basse impédances). Un disjoncteur différentiel devra être installé pour assurer une protection effective.

## II.2 Diagnostic de la distribution

Afin d'effectuer le diagnostic du réseau de distribution BT de Padéma, nous utiliserons essentiellement la norme NFC 11 201 comme référence. Cependant, certains points de la norme nous inciterons à nous intéresser et à utiliser d'autres normes affiliés tels que la NF EN 60071-1 qui régit l'influence de la température et du vent sur les ouvrages.

### **II.2.1** Respect des différents aspects de la norme durant la conception

La conception de la ligne BT, notamment les calculs des sections de câbles, des chutes de tension ont été effectués par le logiciel DISTELEC [8]. Notre objectif ici était de vérifier que les concepteurs de la ligne BT de Padéma avaient veillé au respect de la NF C 11-201. Les principaux aspects de la norme qui devaient être respectés étaient :

### II.2.1.1 Les hypothèses climatiques

La norme NF C 11-201 en accord avec la NF EN 60071-1 impose à tout concepteur de ligne BT de tenir compte des conditions climatiques, à savoir les hypothèses de température et de vent. En effet, ces deux paramètres serviront à déterminer la résistance mécanique des ouvrages. Ces hypothèses de calculs ont par la suite fait ressortir des coefficients de sécurité. Tous les calculs de la BT ont été effectués par des logiciels Excel qui intègrent ces données : les hypothèses climatiques ont donc été respectées.

### II.2.1.2 Calcul électrique des câbles du réseau

L'on admet déjà au vu du point I.3.2 et du tableau II.3 que les valeurs d'intensités estimées sont supérieures aux valeurs réelles. Vérifions si les sections de câbles choisies respectent tout de même les exigences de la NFC 11 201.

#### a) Calcul du Courant admissible

Le courant admissible est la valeur d'intensité maximale qui est susceptible de transiter dans les câbles. Elle est calculée par la formule suivante pour un système triphasé équilibré :

$$I = \frac{P}{U * \cos\varphi * \sqrt{3}} \quad (\text{II.5})$$

Avec :  $P$  : Puissance transitant dans la ligne en watt

$U$  : la tension en ligne en volt

$\cos\varphi$  : le facteur de puissance

Il ressort de l'équation (II.5) que l'intensité est fonction de la puissance qui transitera dans la ligne. La figure II.2 nous montre la différence significative entre les valeurs estimées et réelles de la puissance. L'on déduit aisément que les valeurs des intensités des lignes (1 et 2) à la conception ont également été prises au-delà de leurs valeurs réelles ayant pour corolaire un choix de sections de câbles trop grandes (70, 50, 35 et 16 mm<sup>2</sup> en aluminium).

#### b) Chute de tension maximale admissible

La détermination de la chute de tension est une étape primordiale. L'un des objectifs principaux du choix de la section de câble étant de minimiser les pertes dues au transport. Les chutes de tensions sont calculées par la formule suivante :

$$\frac{\Delta U}{U} (\%) = P \times L \times k \quad (\text{II.6})$$

Avec :  $P$  : Puissance transitant dans la ligne en watt

$L$  : Longueur de la ligne en km

$k$  : un facteur choisi en fonction de la section du câble (confère annexe A3 pour plus de détails)

Les sections de câbles ayant été prises très grandes, les chutes de tensions dues au transport sont minimales.

## II.2.2 Etat actuel du réseau BT

Cette partie du diagnostic de la ligne s'est faite directement sur le terrain. Il a fallu observer l'état actuel de la ligne BT de Padéma afin d'identifier les éléments en bonne marche et ceux en mauvais état. L'aspect auquel nous nous sommes le plus intéressé lors de notre visite sur le site de Padéma était les valeurs des tensions en bout de ligne. Le réseau de Padéma est constitué de deux départs, le premier d'une longueur de 9 km et d'une section de câble principal de  $4 \times 70 \text{ mm}^2 \text{ aluminium}$  alimente le côté Est du village et le second d'une longueur de 6 km et d'une section de câble principal de  $4 \times 70 \text{ mm}^2 \text{ aluminium}$  la partie Ouest. Il s'agit de deux départs bien distincts avec des disjoncteurs de têtes séparés.

Pour un réseau de distribution en basse tension, la chute de tension admissible est de 7% [15]. Lorsque pour le diagnostic de la ligne nous avons mesuré la valeur de la tension en bout de ligne 1, nous avons obtenu une valeur de tension de 387V, soit une chute de tension de 3%. Pour la ligne 2 la valeur de la tension mesurée était de 391V, soit une chute de tension de 2%.

## II.2.3 Les disfonctionnements et pannes sur le réseau BT de Padéma

Tableau II.5 : Pannes et disfonctionnements survenus sur le réseau BT de Padéma entre 2013 et 2016

Date du défaut	Ligne en défaut	Observations	Conséquences sur le système	Durée du défaut	Cause du défaut	Solution utilisée	Solution pour éliminer définitivement le défaut
2015	Ligne 1	Tension trop faible Câbles décrochés	Les abonnés raccordés à la ligne 1 n'arrivent pas à alimenter leurs appareils	2 jours	Connecteurs mal serrés	Serrage des connecteurs	-
Mars 2016	Ligne 2	Phase 3 non alimentée	Les abonnés raccordés à la phase 3 de la ligne sont hors tension	1 semaine	Inconnue	Déconnecter les abonnés et les raccorder aux phases 1 et 2	<i>A l'avenir les branchements doivent se faire de façon à éviter les déséquilibres entre phase</i>
Juillet 2016 Aout 2016	Ligne 1 et 2	Supports en bois tombés et câbles décrochés	Les abonnés raccordés à ces supports sont sans électricité	-	Le vent, la pluie	Levée de nouveaux supports par 3 E Natobé	Changer les supports fragiles, refaire le bétonnage à certains endroits
Juin Juillet Aout	Ligne 1 et 2	Supports en déposés	Les abonnés raccordés à ces supports sont sans électricité	-	Les termites, moisissure	Levé de nouveau support par 3 E Natobé	Utiliser des supports traités contre les termites et la moisissure

## II.2.4 Profil de charge du village de Padéma

Nous avons constaté une différence significative dans les habitudes de consommation du village : la veille et le jour du marché, l'appel de puissance est plus important que les jours ordinaires.

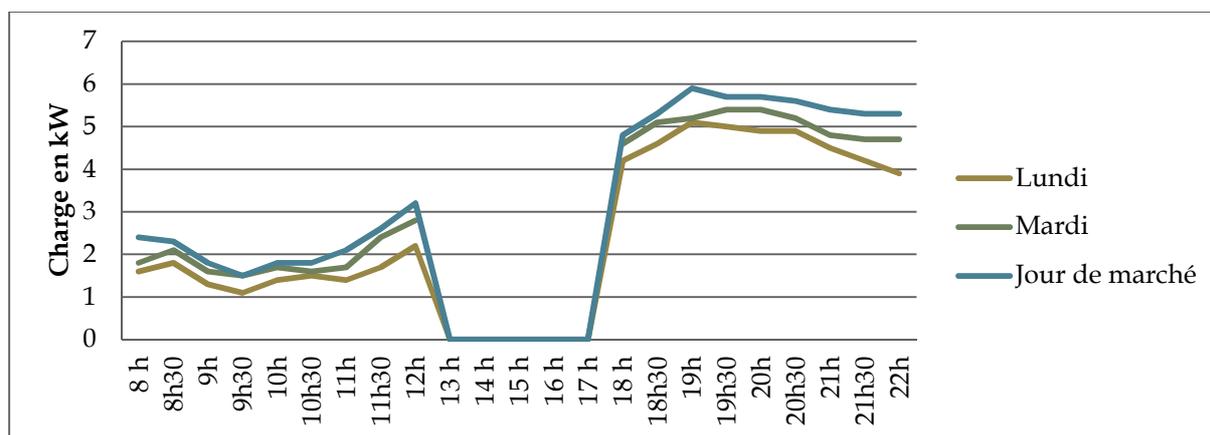


Figure II.3: Profil de charge journalière du village de Padéma.

L'allure des trois courbes a des comportements identiques. Elles présentent toutes trois (3) pics :

- ❖ Le premier pic au démarrage du GE entre 8h et 9h : dû à l'utilisation des machines dans le moulin, l'utilisation des radios dans les habitations, etc...
- ❖ Le second pic aux environs de 11h30-12h : dû à l'utilisation des réfrigérateurs et des ventilateurs dans les commerces.
- ❖ Le troisième pic (la pointe de puissance) entre 19h et 20h : à cette heure de la journée, la plus part des abonnés sont à leurs domiciles. Ce pic est notamment dû à l'utilisation de l'éclairage domestique.

A Padéma, le jour de marché est semblable à un jour de fête. Afin d'avoir des boissons fraîches pour mercredi (jour de marché) le mardi, les commerçants laissent leurs réfrigérateurs allumés plus longtemps ce qui explique une puissance appelée plus importante durant ces deux jours.

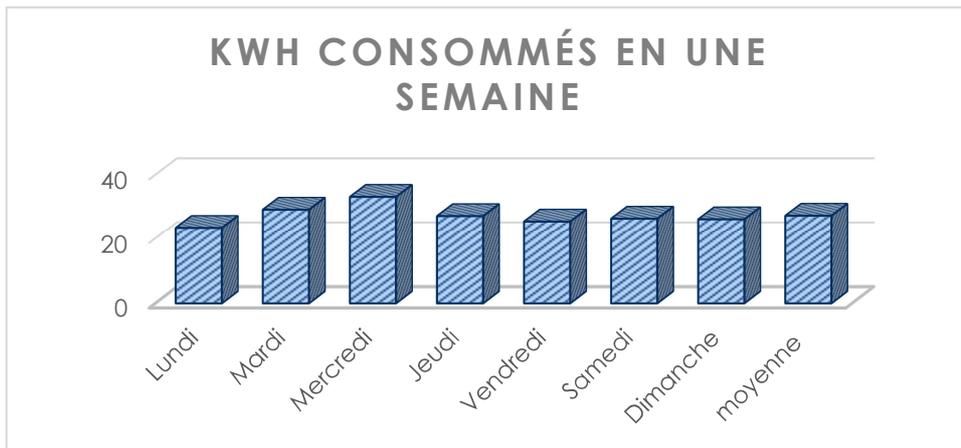


Figure II.4 : Consommation sur une semaine du village de PADEMA

Sur une semaine du mois d'avril, l'énergie consommée est en moyenne de 27 kWh/j.

## II.3 Prix de production du kWh

### II.3.1 Détermination du prix de production

Afin de déterminer le prix de production du kWh, nous nous sommes intéressés à la consommation énergétique (kWh) enregistrée sur une période d'une année et aux moyens financiers mobilisés pour le fonctionnement effectif de la centrale. L'achat du carburant étant subventionné à hauteur de 80% par le FDE, nous ne considérerons que 20% de son prix d'achat pour les calculs.

Le prix du kilowattheure a été déterminé par la formule suivante :

$$P_{kWh} = \frac{\sum D}{E} \quad (\text{II.6})$$

Avec :  $P_{kWh}$  : Prix du kilowattheure par mois de production (F CFA)

$D$  : Dépenses mensuelles (F CFA)

$E$  : L'énergie mensuelle produite (kWh)

Une moyenne est faite sur les différents prix de production mensuel et l'on obtient un prix de production d'un kWh d'environ 198 FCFA (confère annexe A3 pour détails).

Malgré la subvention du prix du carburant par la FDE, nous constatons que le prix du kWh est relativement élevé. Ce prix s'explique par le faible nombre d'abonnés. En effet, les frais de fonctionnements courant de la centrale ne changent pas tandis que la production elle est fonction de la demande : plus la demande énergétique est élevée et plus le rapport sera faible.

### II.3.2 Pertes et bénéfices constatés sur une année de fonctionnement

A Padéma, en accord avec l'arrêté 09-018/MCE/MCPEA/MEF du 20/11/2009 le kWh est vendu au prix de 75 F CFA (soit 123 F CFA au-dessous de son prix moyen de production). L'application des taxes (1500 FCFA pour les abonnés à 3A et 2000 FCFA pour ceux de 5A) permet heureusement à la centrale de couvrir quelque peu les pertes.

Les bénéfices sont calculés selon la formule qui suit :

$$\text{Bénéfices attendu} = \text{Montant attendu} - \text{Depenses mensuelles} \quad (\text{II.7})$$

$$\text{Bénéfices réel} = \text{Montant réel} - \text{Depenses mensuelles} \quad (\text{II.8})$$

**Tableau II.6 : pertes et bénéfices de la centrale sur une année de fonctionnement**

Montant versé par les abonnées à la COOPEL												
Période	sept-15	oct-15	nov-15	déc-15	janv-16	févr-16	mars-16	avr-16	mai-16	juin-16	juil-16	août-16
Montant attendu (F CFA)	218995	219075	220425	220800	219525	219975	221400	223875	224775	223650	223050	222900
Montant réellement versé (F CFA)	201760	207330	201340	192625	206100	207955	207880	209160	207645	205620	202905	203055
Dépense mensuelle (F CFA)	217011	147747	220056	146820	188923	148159	209588	225309	152588	223249	193249	207528
Bénéfices attendus (F CFA)	1984	71328	369	73980	30602	71816	11812	-1434	72187	401	29801	15372
Pertes ou bénéfices réel (F CFA)	-15251	59583	-18716	45805	17177	59796	-1708	-16149	55057	-17629	9656	-4473

La différence entre le montant attendu et le montant réellement versé réside dans le fait qu'il y a certains abonnés qui malgré leurs fortes consommation refusent d'honorer le paiement des factures ce qui entraine quelque fois des pertes comme l'indique le tableau II.6.

## **Conclusion partielle**

Dans ce second chapitre, il a été question d'effectuer le diagnostic de la centrale de production de Padéma suivant deux axes : la production et la distribution.

En ce qui concerne la production il ressort que les équipements utilisés sont conformes aux exigences de la norme française commune NFC 15-100. De même la sécurité des personnes et des biens est partiellement assurée, quelques corrections restant à être faite pour assurer une protection parfaite.

Le point négatif qui ressort du diagnostic de la production est le surdimensionnement du groupe électrogène. En effet, pour une production de 6 kW environ le groupe électrogène mis en place est d'une puissance de 80 kW.

Concernant le réseau de distribution basse tension, l'essentiel du dimensionnement a été fait par des logiciels de calculs. Cependant Il ressort des données de la conception et des visites effectués sur le terrain un surdimensionnement des lignes électriques de Padéma dû au choix inadapté de l'unité de production.

Le diagnostic ayant été réalisé, nous connaissons à présent quels sont les éléments inadaptes et endommagés dans le système électrique de Padéma. Dans le chapitre suivant, grâce au logiciel HOMER, nous nous attèlerons à optimiser le système électrique de Padéma notamment en améliorant la production en y intégrant une source d'énergie renouvelable

### III. CHAPITRE 3: HYBRIDATION DE LA CENTRALE PV/DIESEL

L'optimisation d'un système d'électrification rurale consiste en l'amélioration du fonctionnement de l'installation. Il s'agit de trouver la combinaison la plus optimale afin d'accroître le rendement et offrir une meilleure qualité de service. Dans notre cas, optimiser le système d'électrification rurale de Padéma consistera principalement à améliorer le système de production en y intégrant une source d'énergie renouvelable tel que le système photovoltaïque.

Alimenter un village dont la demande énergétique est très faible à l'aide d'un générateur diesel (GE) durant plusieurs heures est très peu rentable. Ce type d'utilisation du GE (avec un facteur de charge faible) entraîne une surconsommation en carburant, un faible rendement du GE et une rapide détérioration de ce dernier. C'est ce qui explique qu'à Padéma, il est prévu pour le système d'électrification un fonctionnement durant 8 heures sur 24.

Le temps de fonctionnement choisi pour la centrale de Padéma est prévu couvrir quelques heures de fortes demandes énergétiques (entre 8h et 12h et entre 18 h et 22h). Cependant, ces 8 heures de fonctionnement ne permettent pas aux utilisateurs de profiter pleinement de l'électricité. L'utilisation d'une source hybride (avec possibilité d'utiliser des batteries de stockage) pourrait permettre de combler les heures de faibles demandes énergétiques.

Afin d'obtenir la meilleure combinaison des sources d'énergie et tirer le meilleur rendu de la centrale thermique, nous avons utilisé le logiciel d'optimisation des systèmes hybrides HOMER.

## **III.1 Justification du projet**

### *III.1.1 Justification de l'hybridation de la centrale*

L'on pourrait se demander au vue de la consommation énergétique du village, quel est l'intérêt d'optimiser la capacité de production. A cela, nous avançons les raisons suivante:

- ❖ **Promouvoir l'utilisation d'énergies propres**
- ❖ **Augmenter le temps de fonctionnement de la centrale** : Par soucis de limiter les frais liés à l'achat de carburant, la centrale de Padéma ne fonctionne que durant 8 heures par jour. L'hybridation de la centrale permettrait à la source solaire avec stockage d'énergie de prendre le relais du groupe diesel durant les heures de faible consommation.
- ❖ **Diminuer la consommation en carburant et augmenter la durée de vie du GE** : Des études ont montré que lorsqu'un GE fonctionne à moins de 50% de sa charge nominal, ce groupe consomme énormément de carburant et à tendance à vite se détériorer [15]. Combiner le solaire au diesel serait donc un moyen de parvenir à conserver plus longtemps le GE et à en diminuer le temps de fonctionnement

### *III.1.2 Les objectifs à atteindre et les contraintes à respecter*

Avant de procéder à la phase de conception de la centrale hybride, il était indispensable de déterminer l'orientation à donner au projet en établissant les objectifs à atteindre et les contraintes.

- Augmentation du nombre d'heures de fonctionnement journalier de la centrale.
- Le générateur photovoltaïque et les batteries de stockage doivent être en mesure de satisfaire la demande lorsque la charge n'est pas maximale.
- Pour satisfaire à la pointe de charge, les générateurs photovoltaïque et diesel peuvent fonctionner en simultané.
- La consommation en carburant du générateur diesel doit être minimale
- Le prix du kWh ne doit pas dépasser 170 F CFA
- Investissement initial maximal fixé à 30.000.000 F CFA

## III.2 Détermination des puissances optimisées des générateurs : Utilisation du logiciel HOMER

HOMER est un logiciel de simulation et d'optimisation destiné à la conception de systèmes d'énergies hybrides. Il permet de déterminer l'architecture et la configuration à utiliser afin d'obtenir le meilleur du système de production en fonction des ressources disponibles. HOMER permet entre autre de répondre à une question primordiale : Comment effectuer le dimensionnement du système de production d'un point de vue économique ?

Pour répondre à cette question, HOMER a besoin de connaître certains paramètres.

### III.2.1 Les paramètres d'entrées :

#### III.2.1.1 *Synoptique du système de production*

Le schéma synoptique est la représentation des différents choix technologiques effectués lors de la conception. Dans notre cas, le schéma synoptique comprend : un champ solaire, un groupe électrogène, un convertisseur, un parc de batteries. Pour ces composantes, plusieurs configurations sont possibles : série, parallèle ou commuté. Nous retenons la configuration en parallèle pour notre étude.

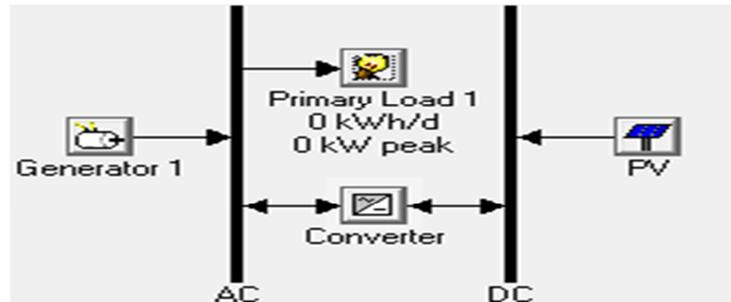


Figure III.1 : Synoptique du système de production

#### III.2.1.2 *Détails des composantes*

Il s'agit d'entrer les paramètres du champ photovoltaïque, du groupe électrogène, du convertisseur et des batteries. Pour chaque composante il faut renseigner selon la puissance :

- ❖ **L'investissement initial** (Il correspond au coût d'achat de chaque matériel (GE, PV, Onduleur et batterie). Il comprend également les frais d'installation.
- ❖ **Les coûts de remplacement** (en dollars \$): Ils correspondent au montant à dépenser afin de remplacer le matériel à la fin de leur durée de vie.

- ❖ **Les frais d'exploitation et de maintenance**(en dollars par an \$/yr): En ce qui concerne le champ photovoltaïque, il y a très peu de maintenance. Les Opérations et les maintenances (O&M) sont dans ce cas prises égales à 1% de l'investissement initial. Pour le GE par contre, les maintenances et les entretiens se font de manière ponctuelle. Les O&M correspondent alors au frais entrant dans le fonctionnement du GE (hors achat de carburant).
- ❖ **Type de courant** : Pour le GE de l'alternatif et le champ photovoltaïque du continu

Pour chacune des composantes, l'on insert plusieurs valeurs de puissances et à chaque puissance l'on renseigne le prix d'achat, de remplacement et les O&M correspondants.

### *III.2.1.3 Détails des ressources*

- ❖ **Source Solaire** : N'ayant pas de données spécifiques au village de Padéma, nous utiliserons celles de Bobo-Dioulasso : Latitude 11° 2' Nord et Longitude 4°3' Ouest. En utilisant Restscreen Plus, un logiciel développé par le gouvernement canadien et utilisant les données satellitaires de la NASA, nous obtenons différentes valeurs d'ensoleillement et de températures étendus sur une année. (voir annexe A5 pour détails).
- ❖ **Diesel** : Le prix du carburant au Burkina Faso est d'environ 600.93 F CFA (0.97 \$) le litre. Pour soutenir la production décentralisée d'électricité, le FDE a décidé de subventionner le prix du carburant dans le village à hauteur de 80%. Padéma achète le carburant au prix forfaitaire de 120 F CFA le litre. (Voir annexe A6 pour détails).

### *III.2.1.4 Détails de la charge*

Les détails de la charge font partie des données de la simulation. Il s'agit des informations telles que la consommation heure par heure dans le village et sa variabilité dans la journée. Suite à une étude du comportement de la charge, nous avons obtenu le profil de charge pour un fonctionnement de 8 heures. Cette consommation journalière s'élevait à 27 kWh/J. L'un des objectifs visé par l'optimisation de la centrale étant d'augmenter le temps de fonctionnement de la centrale, nous avons estimé les valeurs de charge durant les heures non couvertes par le GE actuel ce qui nous ramène à une consommation journalière de 31 kWh/J.

Pour considérer également une possible augmentation de la demande nous appliquons un taux de croissance annuel de 2% sur la durée de vie du projet, nous utiliserons un besoin journalier 42 kWh/J pour une puissance maximale de la charge de 13kW. (Voir annexe A7 pour les détails)

### III.2.1.5 Détails économiques et contraintes

Certaines de ces données sont fonction du bailleur de fond et des agents de la centrale.

- ❖ Taux d'intérêt annuel : 0 % (car projet financé par le FDE)
- ❖ Durée de vie du projet : 20 ans
- ❖ Taux de pénétration minimum du solaire : entre 20 et 40%
- ❖ Coût d'opération et de maintenance : 1.200.000 F CFA/ans

Les couts d'opération et de maintenance représentent les salaires de deux agents sur une période d'une année. (Confère annexe A8 pour les détails).

### III.2.2 Simulations à effectuer

Le tableau III.1 ci-dessous synthétise l'ensemble des simulations effectuées afin de trouver la configuration la plus adaptée à la production.

**Tableau III.1 : caractéristiques des composantes pour toutes les simulations**

Simulation	Puissance maximale générateurs (kW)			Batterie		Taux de pénétration (%)
	PV (kW)	GE (kW)	Conv (kW)	Nombre de string possible	Nombre de batterie par string	
<b>a</b>	10	80	12	1	24	20
<b>b</b>	12	12	12	0	0	40
<b>c</b>	15	15	15	0	0	40
<b>d</b>	13	13	13	0	0	20
<b>e</b>	13	13	12	1	24	20
<b>f</b>	13	13	12	1	24	40

### III.2.3 Résultats et interprétation de la simulation a : En supposant l'utilisation du GE de 100 Kva

**Tableau III.2: Caractéristiques des composantes pour la simulation a**

Simulation	Puissance maximale générateurs (kW)			Batterie		Taux de pénétration (%)
	PV (kW)	GE (kW)	Convertisseur (kW)	Nombre de branches possibles	Nombre de batterie par branche	
<b>a</b>	10	80	12	1	24	20

Du chapitre 2 (traitant du diagnostic de la centrale de production) il ressort que le groupe électrogène a été largement surdimensionné. A travers cette simulation avec le logiciel HOMER, nous étudierons la possibilité d'une optimisation du système de production de Padéma en maintenant le groupe électrogène de 80 kW et en y intégrant une source solaire. La simulation nous propose plusieurs configurations susceptibles de satisfaire la demande :

### III.2.3.1 Résultat de la simulation a

				PV (kW)	Label (kW)	H1000	Conv. (kW)	Initial Capital	Operating Cost (\$/yr)	Total NPC	COE (\$/kWh)	Ren. Frac.	Diesel (L)	Label (hrs)
				10	80	24	6	\$ 21,511	7,618	\$ 173,870	0.396	0.42	15,302	1,234
				9	80	24	6	\$ 20,215	7,874	\$ 177,692	0.405	0.38	15,798	1,274
				8	80	24	6	\$ 18,919	8,097	\$ 180,853	0.412	0.35	16,232	1,309
				7	80	24	6	\$ 17,623	8,345	\$ 184,514	0.421	0.31	16,715	1,348
				6	80	24	10	\$ 16,813	8,582	\$ 188,457	0.430	0.28	16,703	1,347
				6	80	24	12	\$ 17,178	8,589	\$ 188,963	0.431	0.28	16,703	1,347
				6	80	24	15	\$ 17,302	8,591	\$ 189,129	0.431	0.28	16,703	1,347
				10	80	24	10	\$ 21,997	8,403	\$ 190,048	0.433	0.40	16,207	1,307
				9	80	24	10	\$ 20,701	8,489	\$ 190,473	0.434	0.37	16,381	1,321
				10	80	24	12	\$ 22,362	8,410	\$ 190,554	0.434	0.40	16,207	1,307
				8	80	24	10	\$ 19,405	8,563	\$ 190,663	0.435	0.34	16,529	1,333
				10	80	24	15	\$ 22,486	8,412	\$ 190,720	0.435	0.40	16,207	1,307
				9	80	24	12	\$ 21,066	8,496	\$ 190,979	0.435	0.37	16,381	1,321
				9	80	24	15	\$ 21,190	8,498	\$ 191,145	0.436	0.37	16,381	1,321
				8	80	24	12	\$ 19,770	8,570	\$ 191,170	0.436	0.34	16,529	1,333
				8	80	24	15	\$ 19,894	8,572	\$ 191,335	0.436	0.34	16,529	1,333
				9	80	24	5	\$ 19,851	8,585	\$ 191,559	0.437	0.36	17,583	1,418
				10	80	24	5	\$ 21,147	8,530	\$ 191,750	0.437	0.38	17,484	1,410
				7	80	24	10	\$ 18,109	8,688	\$ 191,869	0.437	0.31	16,802	1,355
				7	80	24	12	\$ 18,474	8,695	\$ 192,375	0.438	0.31	16,802	1,355
				7	80	24	15	\$ 18,598	8,697	\$ 192,541	0.439	0.31	16,802	1,355
				6	80	24	6	\$ 16,327	8,839	\$ 193,103	0.440	0.27	17,695	1,427
				8	80	24	5	\$ 18,555	8,741	\$ 193,378	0.441	0.33	17,869	1,441
				7	80	24	5	\$ 17,259	8,884	\$ 194,944	0.444	0.30	18,129	1,462
				6	80	24	5	\$ 15,963	9,037	\$ 196,713	0.448	0.26	18,402	1,484
				10	80	24	8	\$ 21,610	8,810	\$ 197,804	0.451	0.39	17,025	1,373
				9	80	24	8	\$ 20,314	8,900	\$ 198,314	0.452	0.36	17,211	1,388
				6	80	24	8	\$ 16,426	9,161	\$ 199,642	0.455	0.27	17,844	1,439
				8	80	24	8	\$ 19,018	9,050	\$ 200,019	0.456	0.33	17,509	1,412
				10	80	24	7	\$ 21,552	8,946	\$ 200,476	0.457	0.38	17,459	1,408
				7	80	24	8	\$ 17,722	9,145	\$ 200,614	0.457	0.30	17,720	1,429
				9	80	24	7	\$ 20,256	9,089	\$ 202,046	0.461	0.36	17,745	1,431
				8	80	24	7	\$ 18,960	9,281	\$ 204,580	0.466	0.32	18,129	1,462
				6	80	24	7	\$ 16,368	9,574	\$ 207,849	0.474	0.26	18,786	1,515
				7	80	24	7	\$ 17,664	9,531	\$ 208,282	0.475	0.29	18,637	1,503

Figure III.2 : Résultat de la Simulation a

Les différentes configurations proposées par HOMER sont ainsi classées en fonction du prix du kWh (du plus bas au plus élevé). Certaines de ces configurations associent le groupe électrogène de 80 kW à un champ PV et à des batteries de stockages d'autres par contre associent uniquement GE et PV sans système de stockage, l'on remarque d'ailleurs que ces configurations sont les moins lourdes à l'investissement mais par contre sur la durée de vie du projet elles reviennent énormément chères.

Intéressons-nous plus particulièrement aux configurations 1 et 35.

#### a) Interprétation de la configuration 1

La configuration 1 propose d'allier au groupe électrogène de 80 kW un champ PV de 10 kWc, 24 batteries de stockage et un onduleur de 6kW le tout pour un coût d'investissement assez raisonnable de 13 293 798 F CFA soit 21 511 dollars ( 1 dollar pour 618 F CFA), c'est d'ailleurs l'un des plus élevés de la simulation a.

La configuration 1 est celle qui propose le prix du kWh le plus bas parmi toutes les configurations proposées, il est 245 F CFA (0,396\$). Cependant l'on remarque que les frais d'opérations sont excessifs, il faut compter chaque année 4 707 924 FCFA soit 7618\$ pour le fonctionnement effectif de la centrale. De plus sur la durée de vie du projet, cette configuration coutera très chère à l'exploitation. La figure III.3 recense l'ensemble des frais mobilisés sur la durée de vie du projet.

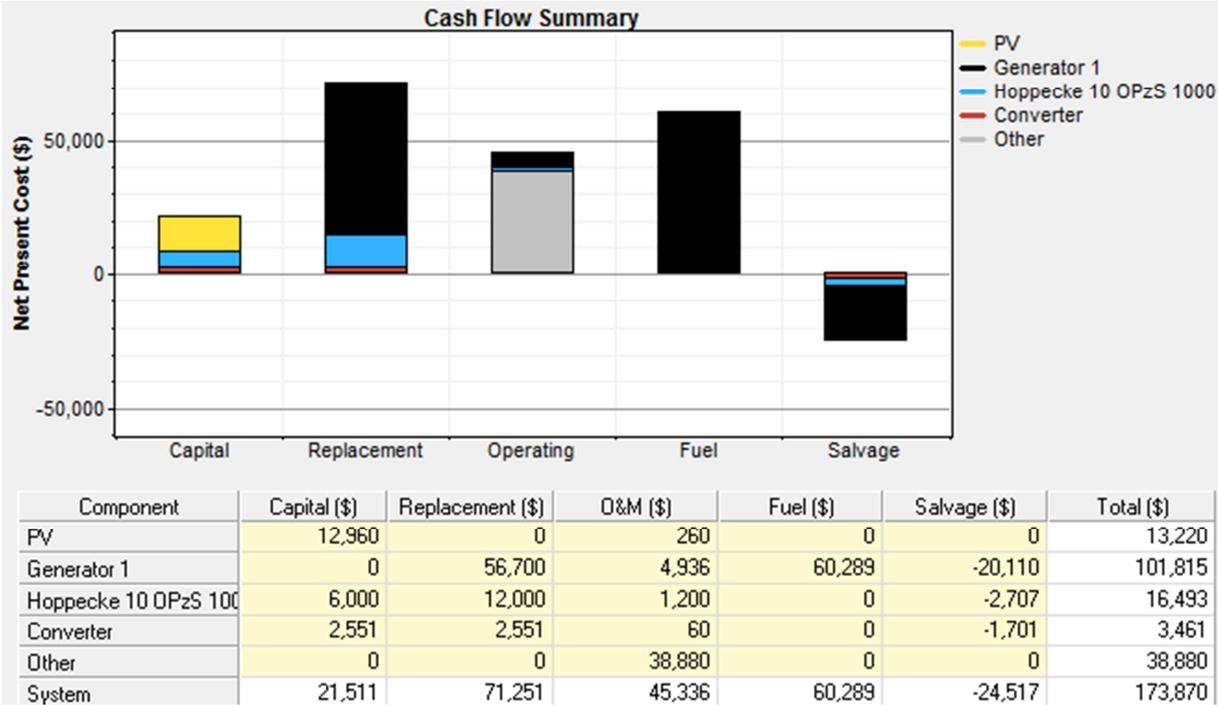


Figure III.3 : Seuil de rentabilité de la configuration 1

La figure III.3 montre que sur la durée de vie du projet, la centrale mobilisera 107 451 660 F CFA SOIT 73 870 \$. Le GE à lui seul contribuant pour 62 921 670 F CFA soit à hauteur de 59% aux dépenses totales.

En plus d'un prix du kWh relativement élevé, force est de constater qu'il y'a toujours une surconsommation du groupe électrogène. Pour 1234 heures de fonctionnements du GE, il faut compter 15.302 litres de carburant. Sur la durée du projet, 37 258 602 F CFA seront mobilisés pour l'achat du carburant ce qui est énorme compte tenu du pouvoir d'achat de la COOPEL. De plus à une telle quantité de carburant utilisée est associée une grande pollution environnementale.

## b) Interprétation de la configuration 35

La configuration 35 propose d'adjoindre au groupe électrogène de 80 kW un champ PV de 7 kWc, avec 24 batteries de stockage et un onduleur d'une puissance de 7 kW. Cette configuration est l'une de celle qui propose le coût d'investissement le plus bas. Pour réaliser la configuration 35 il faut 10 916 352 F CFA soit 17 664 \$. Cependant la configuration 35, bien qu'elle soit l'une des moins couteuse à l'investissement se retrouve être celle qui propose le prix du kWh le plus élevé. Avec cette configuration il faut compter 0,475 \$ (293 F CFA) pour la production d'un kWh. Excepté le coût d'investissement relativement faible, cette configuration est la plus chère. Si nous l'étudions sur sa durée de vie, nous nous rendons vite compte qu'elle est celle qui engage le plus de dépenses (liées à l'achat de carburant, au remplacement du matériel, etc...). La figure III.4 recense l'ensemble des dépenses effectuées sur la durée de vie du projet.

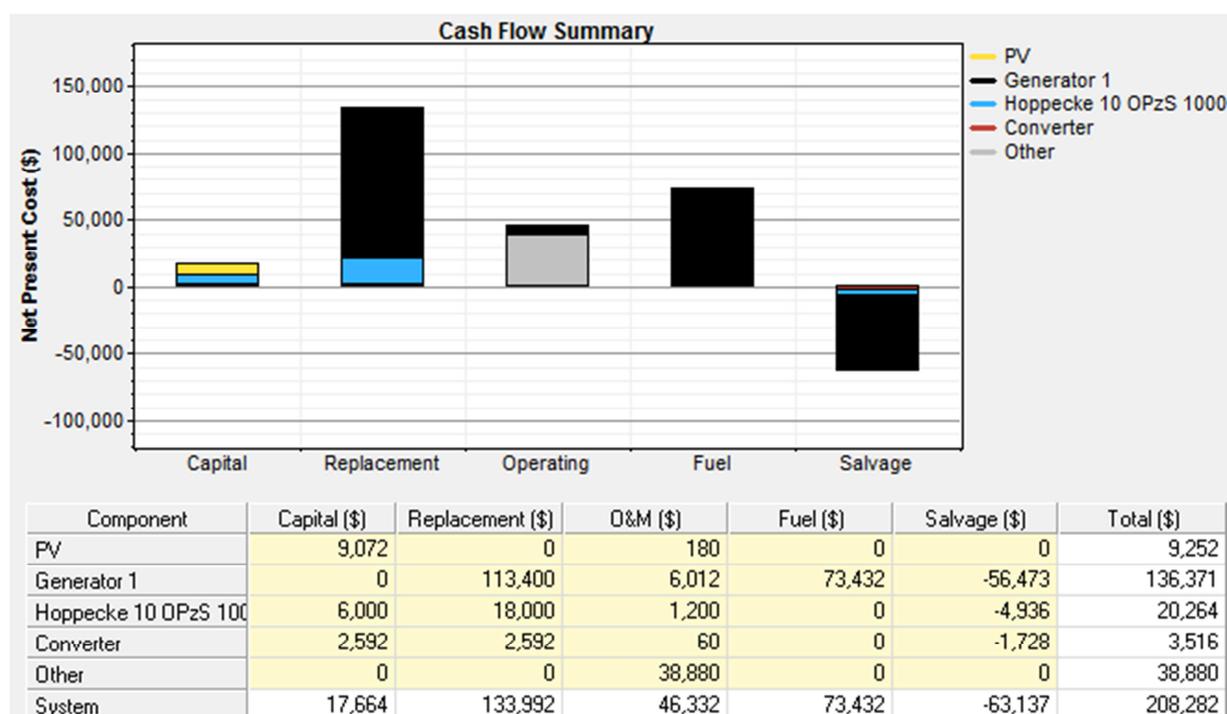


Figure III.4 : Seuil de rentabilité de la configuration 35

Sur les vingt années de fonctionnement de la centrale, 128 718 276 F CFA (208 282 \$) seront mobilisés dont 45 380 976 (73 432 \$).

Similairement à la configuration 1, le GE a une consommation en carburant trop importante pour la charge (s'en suit une surconsommation en carburant). Pour 1503 heures de fonctionnement, le groupe consommera 18.637 litres de carburant.

Sur la durée de vie du projet, avec cette configuration la centrale entraîne des dépenses importantes pour son fonctionnement : 128 718 276 F CFA dont environ 66% incombe aux dépenses liées au générateur diesel (35 % pour l'achat de carburant).

### *III.2.3.2 Conclusion sur la simulation a*

Afin d'avoir un meilleur aperçu sur la simulation a ( **celle qui étudie la possibilité d'optimiser le système de production de Padéma en gardant le groupe électrogène de 80 kW en y intégrant un champ photovoltaïque**) nous nous sommes focalisés sur deux différentes configurations : La première configuration présentant le plus fort investissement et la seconde le plus faible. Il ressort de la simulation effectuée avec le logiciel HOMER que les coûts d'investissements des deux configurations sont moindres. Le groupe de 80 kW n'intervient que dans les frais de remplacement et impacte de ce fait le coût du kWh.

Si nous ne nous intéressons qu'au besoin de limiter les frais à l'investissement alors garder le GE de 80 kW et y adjoindre une source solaire afin d'augmenter le temps de fonctionnement de la centrale semble être un choix judicieux. Cependant lorsque l'on s'intéresse au long terme (c'est-à-dire à l'exploitation) l'on se rend vite compte que d'un point de vue économique, combiner ce groupe de 80 kW à un générateur photovoltaïque n'améliore pas le coût du kWh. De la simulation a, il ressort que malgré la subvention du carburant, le prix du kWh obtenu est de 245 F CFA minimum. Malgré l'application des taxes, il serait difficile pour la centrale de vendre le kWh à 170 F CFA au-dessous du prix de production et de réussir à couvrir toutes les dépenses. En rappel, le prix du kWh pour les systèmes d'électrification rurale est fixé par décret ministériel à 75 F CFA [2].

En somme, l'optimisation de la centrale tout en conservant le groupe électrogène de 80 kW selon les simulations n'est pas une solution adaptée. Nous allons donc dans les points suivants, considérer la possibilité de changer le GE de 80 kW dans l'optique d'avoir un système optimisé tant sur le plan électrique qu'économique.

### III.2.4 Configuration supposant un nouveau groupe électrogène

#### III.2.4.1 Simulation b

Tableau III.3 : Caractéristiques des composantes pour la simulation b

Simulation	Puissance maximale générateurs (kW)			Batterie		Taux de pénétration (%)
	PV (kWc)	GE (kW)	Convertisseur (kW)	Nombre de string possible	Nombre de batterie par string	
<b>b</b>	12	12	12	0	0	40

Selon les critères du logiciel HOMER, cette simulation ne donne aucune configuration satisfaisante car par rapport au taux de pénétration fixé (à 40%) la contribution des générateurs ne permet pas de satisfaire la charge. HOMER nous propose alors soit de [diminuer le taux de pénétration, ou d'augmenter le champ solaire ou d'ajouter des batteries.](#) Nous décidons d'augmenter la puissance du champ solaire et de procéder à la simulation c.

#### III.2.4.2 Simulation c

Simulation	Puissance maximale générateurs (kW)			Batterie		Taux de pénétration (%)
	PV (kWc)	GE (kW)	Convertisseur (kW)	Nombre de string possible	Nombre de batterie par string	
<b>c</b>	15	15	15	0	0	40

Tableau III.4 : Caractéristiques des composantes pour la simulation c

Nous procédons cette fois à une simulation avec une capacité maximale de production du champ solaire de 15kW. De même que lors de la simulation a, HOMER ne trouve pas de configuration envisageable et propose comme solution : [Diminuer le taux de pénétration, augmenter le champ solaire ou ajouter des Batteries.](#) Nous décidons cette fois de ramener le

taux de pénétration à 20% et de diminuer la capacité de production du champ à 13 kW et de procéder à la simulation d.

### III.2.4.3 Simulation d

Simulation	Puissance maximale générateurs (kW)			Batterie		Taux de pénétration (%)
	PV (kW)	GE (kW)	Convertisseur (kW)	Nombre de string possible	Nombre de batterie par string	
<b>d</b>	13	13	13	0	0	20

Tableau III.5 : Caractéristiques des composantes pour la simulation d

Suite à cette simulation HOMER nous propose conformément à la figure III.5 une seule configuration: Champ PV 13kW, GE 13kW et convertisseur 8kW pour un coût d'investissement initial de 19 697 514 F CFA (31 873 \$) et un coût du kWh de 206 F CFA.

	PV (kW)	Label (kW)	H1000	Conv. (kW)	Efficiency Measures	Initial Capital	Operating Cost (\$/yr)	Total NPC	COE (\$/kWh)	Ren. Frac.	Diesel (L)	Label (hrs)
	13	13		8	No	\$ 31,873	4,511	\$ 122,096	0.335	0.24	5,243	1,719

Figure III.5: Simulation d

Par contre, cette configuration n'est pas optimale car le prix du kWh reste grand. Nous décidons de procéder à la simulation en ajoutant des unités de stockage.

### 1.2.4.4 Simulation e

Tableau III.6 : Caractéristiques des composantes pour la simulation e

Simulation	Puissance maximale générateurs (kW)			Batterie		Taux de pénétration (%)
	PV (kW)	GE (kW)	Conv (kW)	Nombre de string possible	Nombre de batterie par string	
<b>e</b>	13	13	12	1	24	20

Pour la simulation e, HOMER nous propose deux configurations possibles

	PV (kW)	Label (kW)	H1000	Conv. (kW)	Initial Capital	Operating Cost (\$/yr)	Total NPC	COE (\$/kWh)	Ren. Frac.	Diesel (L)	Label (hrs)
	7	10.0	24	9	\$ 27,996	5,337	\$ 134,733	0.220	0.41	6,983	2,169
	7	12.0		9	\$ 24,039	13,048	\$ 285,005	0.465	0.31	15,271	7,251

Figure III.6 : Résultats de la simulation e

La première configuration comprend un champ solaire de 7 kWc, un GE de 10 kW et 24 batteries de stockage pour un investissement initial de 17 301 528 F CFA (27 996\$) et un coût du kWh de 135F CFA (0,220 \$). La seconde configuration comporte un champ solaire de 7 kWc et un GE de 12 kW sans système de stockage pour un investissement initial de 14 856 102 F CFA (24 039 \$) à et un cout du kWh beaucoup plus élevé de 287 F CFA. De plus, à l'exploitation cette configuration bien qu'elle comporte moins d'équipements entraine une dépense de 92 868 096 F CFA (134 733\$). Cette énorme différence est notamment due à l'achat de carburant car dans la première configuration l'utilisation du groupe électrogène est réduite compte tenu du fait de l'utilisation du parc de batterie en cas de faible production par le champ photovoltaïque.

Homer comporte des options qui permettent de procéder à une rapide comparaison entre les différentes configurations d'un point de vue économique. Ces comparaisons sont généralement faites sous forme de graphique comme dans la figure III.7 qui compare les seuils de rentabilité des deux configurations.

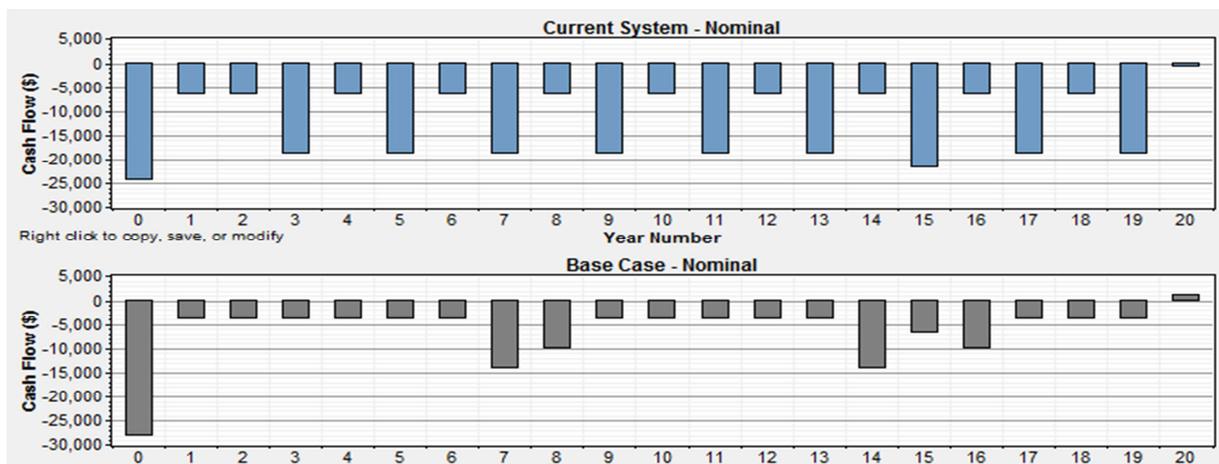


FIGURE III.7 : COMPARAISON ENTRE SEUIL DE RENTABILITE DES DEUX CONFIGURATIONS

En nous référant à la figure III.7, (en bleu la configuration 2 et en gris la configuration 1) ; il ressort immédiatement qu'à l'investissement la configuration 1 est la plus coûteuse mais par contre sur la durée de vie du projet elle est celle qui entrainera le moins de dépenses. 82 264 994 F CFA (134 733 \$) pour la première configuration contre 76 133 096 F (285 005

\$) pour la seconde. De plus, elle offre le prix du kWh le plus bas parmi toutes les configurations des différentes simulations.

Nous décidons en nous basant sur ces critères économiques de retenir la configuration proposant le champ solaire de 7kWc, un GE de 10 kW et des batteries de stockage de 1000Ah. Analysons donc cette configuration dans les points qui suivent.

### a) Justification financière

L'objectif principal de l'utilisation du logiciel HOMER dans notre étude est l'optimisation du système de production de Padéma d'un point de vue économique. HOMER nous a permis de connaître la configuration la plus économiquement réalisable qui nous permettra d'avoir le meilleur prix du kWh (caractère primordial dans le choix de la configuration) dans la centrale. Suite à la simulation sur HOMER, plusieurs solutions ont été proposées et nous avons retenu la solution qui offre :

- Un investissement initial relativement bas de dix-sept million trois cent un mille cinq cent vingt-huit (17 301 528) F CFA.
- Le prix du kWh le plus bas à savoir cent trente-cinq (135) francs CFA
- Un coût d'opérations annuel acceptables de trois millions deux cent quatre-vingt-dix-huit mille deux cent soixante-six F CFA.

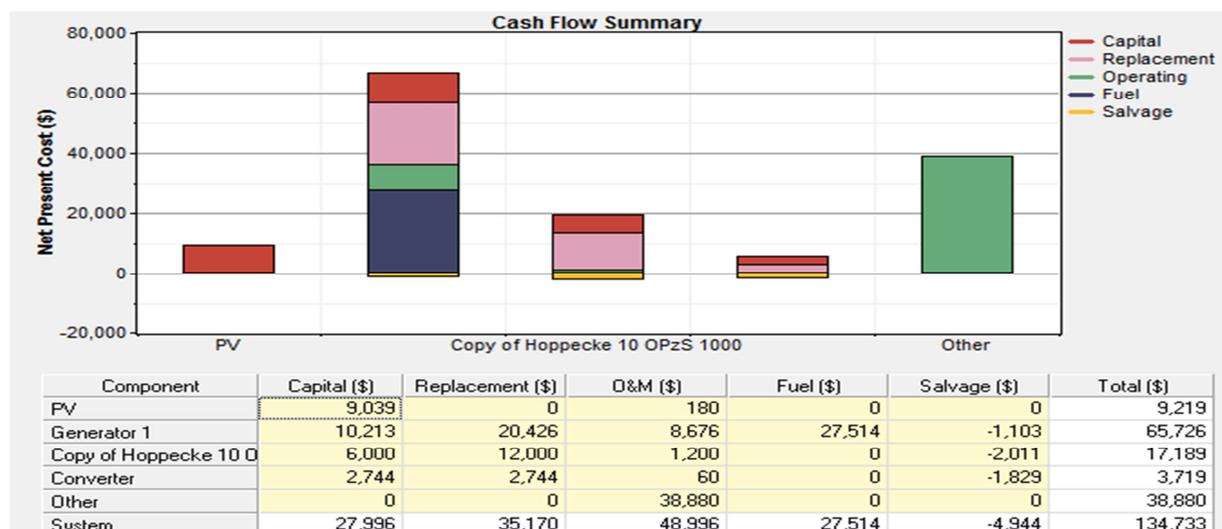


Figure III.8 : Répartition des coûts par composante sur la durée de vie du projet.

L'on constate alors que le groupe électrogène est la composante qui entraîne le plus de dépenses durant la durée de vie de la centrale. Ce sont notamment les frais d'achat de carburant et de remplacement qui sont à la base des dépenses. Les coûts liés au photovoltaïque par contre sont essentiellement ressentis lors de mise en œuvre (à l'investissement initial). De ce fait, l'on perçoit réellement l'intérêt du champ solaire pour un système hybride afin de réduire les frais d'exploitation. La réduction des frais d'exploitation ont pour corollaire un prix de kWh réduit.

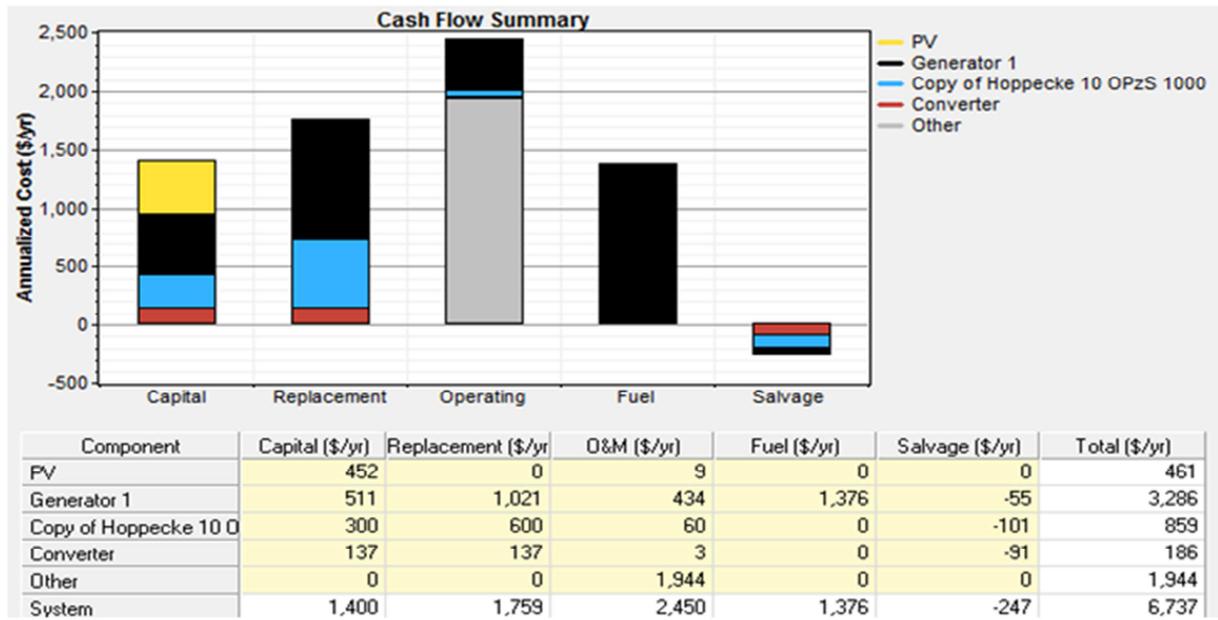


Figure III.9 : Répartition des coûts sur une année de fonctionnement

La figure III.9 donne la répartition du montant total (dépenses totales engrangées sur les vingt années de fonctionnement et investissement initial) et précise la proportion des composantes dans ce montant. Le groupe électrogène à lui seul contribue à hauteur de 48 % (2 030 748 F CFA) aux dépenses annuelles contre 12 pour le solaire. Une fois de plus l'importance de l'hybridation de la centrale thermique ressort car si le groupe électrogène devait fonctionner seul, le budget de la coopel pour maintenir la centrale devrait être plus conséquent.

Notons que les charges diverses "others" dans les figures III.6 et III.7) sont attribuées aux salaires annuels des employés et ne sont aucunement fonction de la configuration retenue.

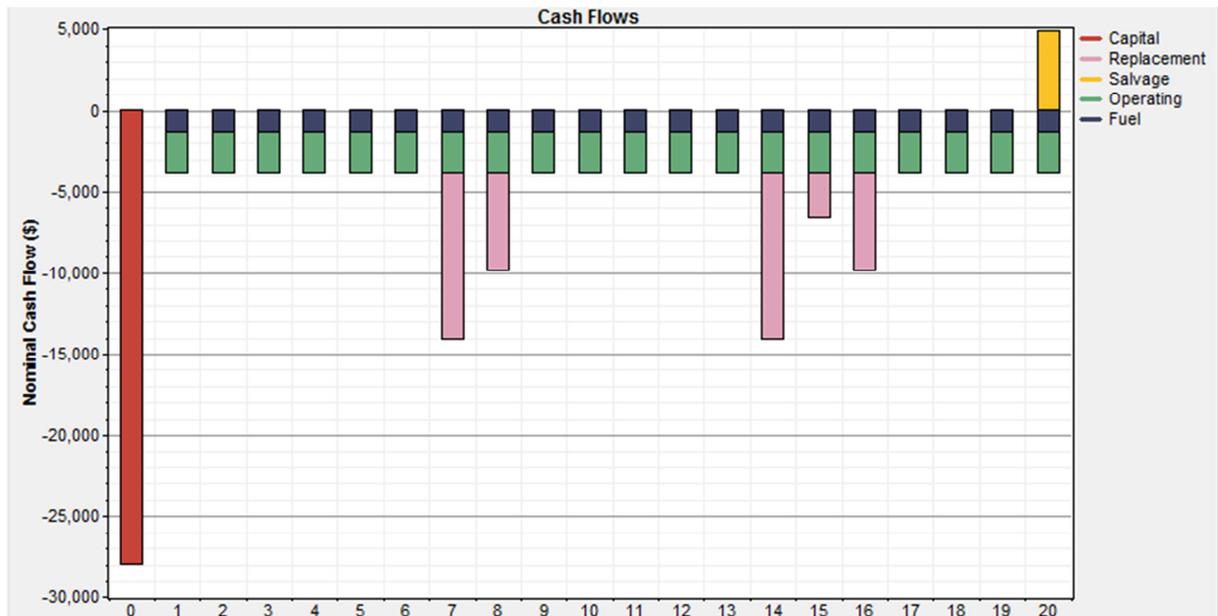


Figure III.10 : Seuil de rentabilité de la centrale sur sa durée de vie

Le seuil de rentabilité de la configuration fait ressortir l'ensemble des dépenses prévus pour les vingt années de fonctionnement de la centrale. Les frais constatés à l'année zéro correspondent à l'investissement initial. Aux années 8 et 9 interviennent des remplacements de composants tels que le groupe électrogène, les onduleurs et quelques batteries à hauteur de 8 500 000 F CFA.

### b) Justification technique

HOMER nous permet de prédire l'implication des différentes composantes dans la production annuelle d'électricité.

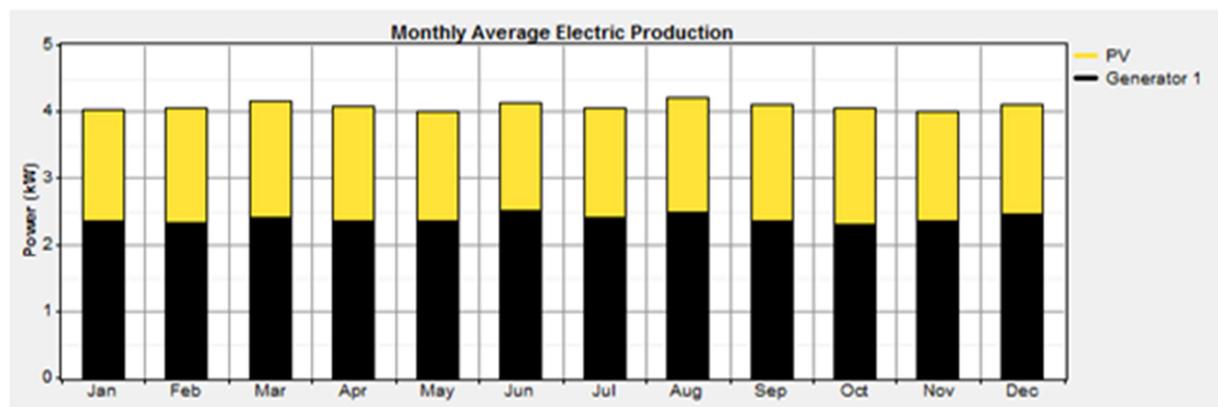


Figure III.11 : Part de contribution des composantes (solaires et diesel) dans la production annuel

Il ressort de la figure III.11 que pour une année d'exploitation, le système photovoltaïque participe à hauteur de 41 % (14 741 kWh/An) à la production annuelle d'électricité. Cela démontre que les conditions d'ensoleillement sont réellement favorables à l'utilisation du système photovoltaïque dans le village de Padéma et par extension, au Burkina Faso en général.

La production annuelle d'électricité s'élève en moyenne à 35 734 kWh/An contre une consommation de 30 660 kWh/An. L'on remarque qu'il y a une différence de 5 074 kWh/An qui pourrait être qualifiée soit de surproduction soit de perte.

*Dans tous les cas la configuration retenue permettra aisément de satisfaire les besoins annuels de la population de Padéma pour les 20 prochaines années*

### III.3 Détermination des différentes composantes de la centrale

Ayant étudié le fonctionnement de la centrale de Padéma durant une semaine, nous avons déterminé le profil de charge du village. Par la suite, nous avons intégré la possibilité d'une augmentation de la charge à hauteur de 2% par année. La simulation a été faite sur le logiciel HOMER qui nous a donné les puissances optimisées de différentes composantes de la centrale.

#### III.3.1 Définition du principe de fonctionnement et choix du couplage de la centrale Hybride de Padéma

Le champ photovoltaïque constitue la source d'alimentation principale, le groupe électrogène vient en appoint en cas de faible production solaire. Le principe de fonctionnement de la centrale est le suivant :

- D'une part, les modules solaires captent les rayonnements solaires qu'ils convertissent en courant continu. L'énergie produite est envoyée dans l'onduleur hybride qui grâce à sa fonction Maximum Power Point Tracker (MPPT) assure la charge et la décharge des batteries. L'onduleur bidirectionnel dans cette configuration assure la conversion du courant continu du champ et des batteries en courant alternatif qu'il envoie ensuite pour l'alimentation de la charge.
- D'autre part, le groupe électrogène lorsqu'il est en fonctionnement peut soit venir en appoint au champ solaire en alimentant directement la charge, soit charger le parc de

batteries en envoyant le courant alternatif par l'onduleur bidirectionnel (qui convertit le courant alternatif en courant continu).

- Enfin, lorsqu'à la tombée de la nuit la demande est faible et la production solaire inopérante alors le courant continu stocké dans les batteries est envoyé à l'onduleur, convertit en courant alternatif et ensuite envoyé pour alimenter la charge. Si le stockage ne permet pas de suppléer la charge alors l'onduleur hybride démarre groupe électrogène démarre.

La source principale étant le champ solaire, le groupe électrogène ne démarre que lorsque la production du champ solaire combiné au courant stocké par les batteries n'est pas en mesure de satisfaire la charge. Les onduleurs hybride sont les cerveaux du système, ils fonctionnent en maître-esclaves. L'énergie à produire est commandé par le maître, les esclaves viennent uniquement en cas de besoin.

Suivant le principe de fonctionnement défini, il ressort qu'un couplage AC serait le mieux adapté compte tenu des avantages qu'il offre notamment : Le raccordement photovoltaïque en courant AC simplifié, la simplicité d'extension du réseau et un rendement élevé.

### III.3.2 Schéma Synoptique de la centrale hybride PV/Diesel de Padéma

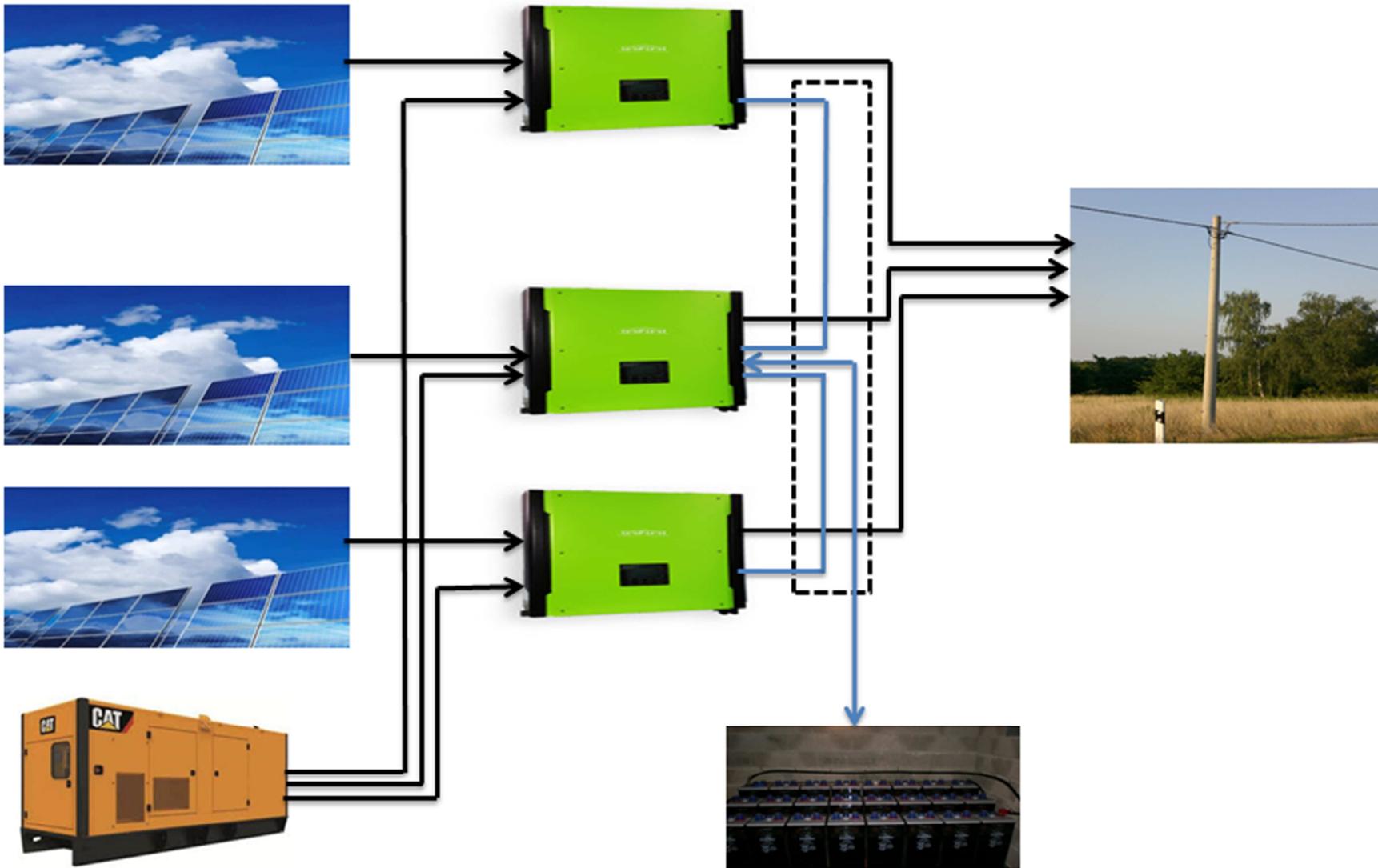


FIGURE III.12 : SCHEMA SYNOPTIQUE DE LA CENTRALE PV/DIESEL DE PADE

### III.3.3 Choix du groupe électrogène

Suite à la simulation, le logiciel HOMER nous a proposé une puissance optimisée du Groupe électrogène qui répond au besoin de la centrale. HOMER nous recommande un groupe électrogène de puissance continu de 10kW.

Nous choisissons par conséquent le groupe électrogène **CAT OLYMPIAN** ; modèle GEP 13.6 12,5kVA/10kW.

### III.3.4 Dimensionnement des composantes solaires

Le système photovoltaïque est constitué de plusieurs équipements, le dimensionnement des composantes solaire se fera donc en déterminant les caractéristiques des composantes à installer.

#### III.3.4.1 Détermination de la puissance crête du champ

Le besoin journalier actuel est de 27kWh/j pour une puissance maximale de 5.9 kW. En intégrant une possible augmentation de la charge sur la durée de vie du projet à la simulation HOMER nous donne la puissance à l'année 20 qui est de 13 kW pour un besoin de 42 kWh/j. Nous avons pour les raisons détaillées dans le point II.1.4 de ce chapitre défini **une puissance crête du champ solaire de 7kWc**.

#### III.3.4.2 Choix des modules solaires

##### a) Choix de la technologie des modules solaires :

Pour des raisons de coût et de rendement, nous optons pour la technologie poly cristallin. Cette technologie est d'ailleurs la plus adaptée au climat africain et plus particulièrement à celui du Burkina Faso. Nous choisissons des modules de la marque Kyocera de puissance nominale 240Wc.

##### b) Nombre de modules à installer:

Le nombre de modules à installer est fonction de la puissance nominale des modules et de la puissance crête. Le nombre de modules à installer est calculé selon la formule suivante :

$$N_m = \frac{P_c}{P_{MPP}} \quad (III.1)$$

Avec :  $N_m$  : Le nombre de modules à installer

$P_c$  : La puissance crête du champ en watt

$P_{MPP}$  : La puissance nominale des modules en watt

**30 modules devront être installés afin d'obtenir la puissance crête de 7,2 kWc.**

### c) Orientation et disposition des modules solaires

Le Burkina Faso est situé dans l'hémisphère nord. Les panneaux photovoltaïques doivent donc être orientés vers **le sud, incliné d'un angle de 15° horizontale pour une utilisation optimale des panneaux**. Les modules photovoltaïques seront disposés en mode paysage.



Figure III.13 : Orientation en paysage du module photovoltaïque

**Vérification de la contrainte d'espace** : Le champ solaire sera installé sur le toit de la centrale existante. La surface occupé par le champ photovoltaïque est de 49,3 m<sup>2</sup> tandis que toit a une surface de 64m<sup>2</sup>. **La contrainte d'espace est respectée.**

#### III.3.4.3 Configuration du champ photovoltaïque et choix de l'onduleur hybride

##### a) Comportement des tensions et de l'intensité en cas d'assemblage des modules

Définir la configuration adaptée au système consiste à déterminer le nombre de branches et le nombre de modules constituant chaque branche. Ces deux paramètres sont impératifs afin d'avoir une tension et une intensité adéquate en entrée de l'onduleur hybride. En effet, Lorsque l'on monte des modules identiques en série (pôle + du premier module relié au pôle – du suivant), la tension résultante est la somme des tensions de chaque module, mais l'intensité résultante ne change pas. Par contre lorsque l'on monte des modules identiques en parallèle (tous les pôles + sont reliés entre eux et tous les pôles - entre eux) la tension résultante ne change pas mais l'intensité du courant résultante et la puissance résultante sont respectivement égales à la somme des intensités et des puissances des modules

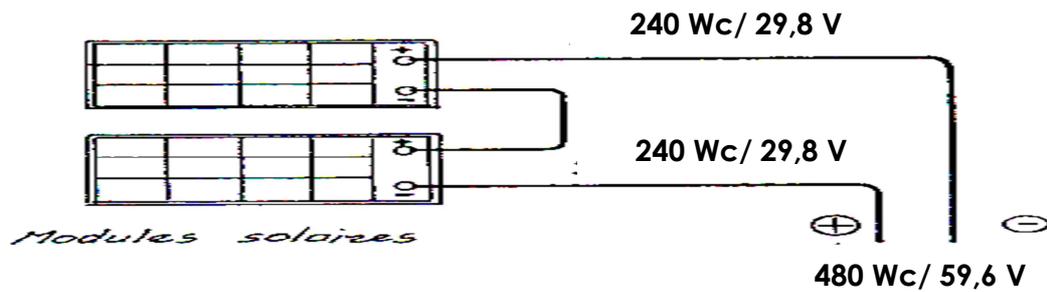


Figure III.14 : assemblage série des modules photovoltaïques

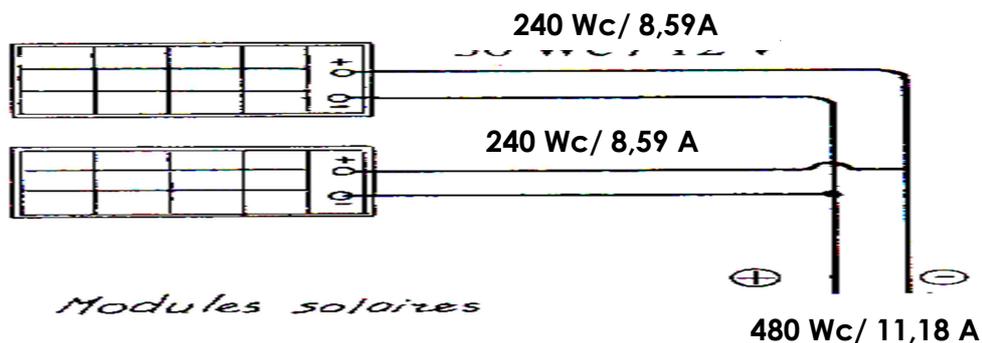


Figure III.15: assemblage en parallèle des modules photovoltaïques

#### b) Définition de la configuration en fonction de l'onduleur hybride Infinisolar

Pour un système utilisant des batteries comme éléments de stockage, l'onduleur hybride (du fait sa fonction MPPT) est un équipement indispensable qui jouera plusieurs rôles. Il a pour principal objectif la régulation du courant provenant du panneau solaire qui alimentera la batterie en le maintenant à une valeur optimale durant la charge de la batterie et en stabilisant la tension. Dans notre cas, l'onduleur hybride est le cerveau du système. Il est à la fois onduleur et régulateur. Il surveille l'état de charge et de décharge des batteries et suivant des valeurs seuils établis il commande l'arrêt ou le démarrage du groupe électrogène. Le choix de l'onduleur hybride est primordial et doit donc se faire de manière judicieuse en respectant certains critères de tensions, d'intensité et de puissance. Nous nous intéressons à l'onduleur hybride Infinisolar. Cet onduleur étant monophasé (pour des puissances inférieure à 10 kW) nous décidons d'en utiliser 3 de 3 kW chacun ., L'un agissant en maître et les deux autres en esclaves. Les 3 onduleurs ainsi connectés communiquent entre eux : le maître connecte ou déconnecte les esclaves (et le groupe électrogène) en fonction de la demande. Il surveille la capacité et l'état de charge des batteries,

Vérifions à présent qu'ils respectent les critères fixés.

Compatibilité avec la tension à vide du champ photovoltaïque :

La tension maximale admissible par l'onduleur doit être supérieure à la tension à vide du champ photovoltaïque. La tension à vide du champ photovoltaïque étant fonction de la configuration choisie (lorsque les modules sont en série leur tension à vide s'additionnent) nous devons assembler les panneaux de façon à respecter le critère de tension.

De la fiche de l'onduleur hybride Infinisolar donnée en tableau III.7, il ressort que *la tension DC maximale* est de 500V

Tableau III.7 : Extrait de la fiche technique de l'onduleur hybride Infinisolar. [16]

Fonctionnement en hybride	
Entrée solaire (DC)	
Tension DC nominale / Tension DC max.	360 VDC / 500 VDC
tension de démarrage/ Tension min de travail	116 VDC / 150 VDC
Plage de tension MPP	250 VDC ~ 450 VDC
Nombre d'entrée MPP/Courant max d'entrée	1 / 1 x 18 A

Un extrait de la fiche technique du module photovoltaïque donné par le tableau III.8 ci-dessous indique que *la tension en circuit ouvert du panneau* est 36,9 V.

Tableau III.8 : Extrait de la fiche technique du module photovoltaïque Kyocera. [17]

Données techniques sous STC	
Puissance nominale P	240 W
Tension max. système	1000 V
Tension pour puissance nominale	29,8 V
Courant pour puissance nominale	8,06 A
Tension marche à vide	36,9 V
Courant court-circuit	8,59 A

**Le nombre maximal de modules en série est calculé en faisant le rapport entre la tension maximale à vide du panneau et la tension à vide du panneau.**

$$N_s = \frac{U_{MaxOnd}}{U_{oc}} \quad (III.2)$$

Avec :  $n_s$  : Nombre de modules en série

$U_{maxOnd}$  : la tension maximale de l'onduleur en volt

$U_{oc}$  : la tension en circuit ouvert du panneau en volt

**Le nombre maximal de modules en série est donc de 13 modules. Nous décidons pour uniformiser le système de mettre 10 modules en série.**

### Compatibilité avec l'intensité de sortie du champ photovoltaïque d'intensité

Le courant maximal admissible par l'onduleur hybride doit être supérieur au courant de sortie du champ photovoltaïque. Le courant de sortie du champ photovoltaïque étant fonction de la configuration choisie (lorsque les modules sont en parallèle leur intensité s'additionnent) alors les modules doivent être assemblés de manière à respecter le critère de courant.

De la fiche technique de l'onduleur Infinisolar, *le courant maximal d'entrée* est de 18 A.

La fiche technique du module indique que *le courant en court-circuit est de 8,59 A*.

Le nombre maximal de branches est calculé en faisant le rapport entre le courant du panneau/entrée et le courant en court-circuit du panneau.

$$N_p = \frac{I_{MaxOnd}}{I_{CC}} \quad (III.3)$$

Avec :  $n_p$  : Nombre de modules en parallèle

$I_{maxOnd}$ : le courant du panneau/entrée en ampère

$I_{cc}$  : la tension en circuit ouvert du panneau en volt

**Le nombre maximal de modules en parallèle est donc deux (02) modules.**

### Compatibilité avec la plage de tension MPP

De la fiche technique des onduleurs Infinisolar, *la plage de tension MPP est 250V-450 V. La tension de puissance du module est de 29,8V (tableau III.8).*

$$\frac{U_{MinMppt}}{N_s} < V_{mpp} < \frac{U_{MaxMPPT}}{N_s} \quad (III.4)$$

Avec :  $U_{MinMPP}$  : La tension minimum au point maximal

$U_{MaxPP}$  : La tension maximal au point maximal

$N_s$  : Nombre de modules en série

La tension de puissance  $V_{mpp} = 29,8$  V est bien comprise entre 25V et 45 V

### Compatibilité avec la puissance crête du générateur photovoltaïque

La puissance nominale de l'onduleur doit être supérieure ou égale à la puissance produite par la branche photovoltaïque correspondante. De plus, la relation III.5 doit être respectée.

$$0,8 \leq \frac{P_{String}}{P_{Onduleur}} \leq 1,2 \quad (III.5)$$

Avec :  $P_{Onduleur}$  : La puissance de l'onduleur  
 $P_{String}$  : La puissance de chaque string

Ce rapport est égal à 0,8. La relation III.5 est bien respectée

### Choix de la configuration pour avoir une compatibilité totale avec l'onduleur hybride

Nous décidons d'augmenter la puissance et la tension et de limiter l'intensité du système (pour réduire les sections de câble). Cependant, 3 conditions doivent être respectées :

$$1. U_{max} \geq N_s \times U_{oc} \quad (III.6)$$

$$2. I_{max} \geq N_p \times I_{sc} \quad (III.7)$$

$$3. U_{bat} = U_n \quad (III.8)$$

Nous optons pour la configuration en strings : **3 strings de 10 modules en séries.**

#### III.3.4.4 Stockage de l'énergie

Afin de garantir une certaine autonomie et limiter au maximum le caractère aléatoire du champ photovoltaïque un système de stockage de l'énergie sera installé. Nous nous intéressons à des batteries plomb gel à décharge profonde.

##### a) Tension d'alimentation des batteries

La tension d'alimentation du système est choisie en fonction de la puissance installée et de la tension délivrée en sortie de l'onduleur hybride Infinisolar.

Batteries et chargeur	
Tension DC nominale	48 VDC

Figure III.16 : Extrait fiche technique onduleur hybride Infinisolar. [17]

La tension recommandée pour les batteries est donc celle de 48V.

##### b) Capacité de stockage des batteries :

Les simulations réalisées sur le logiciel HOMER, recommande une capacité de stockage des batteries de 1000 Ah. Nous retenons des batteries *hoppecke avec une tension nominale de 2V et une capacité de stockage de 1000 Ah.*

**c) Nombre d'accumulateurs en série :**

La tension nominale des batteries dépend du nombre d'accumulateurs placés en série. Un accumulateur de type de ceux qui sont utilisés en photovoltaïque possède entre ses bornes une tension nominale de 2V. De même que pour les modules photovoltaïques, la résultante des tensions est la somme des tensions des accumulateurs placés en série

Nous souhaitons obtenir une tension des batteries de 48V. Le nombre d'accumulateurs en série sera calculé à partir de la formule suivante :

$$N_{AS} = \frac{V_a}{V_{Ac}} \quad (\text{III.9})$$

*Avec  $N_{AS}$  : Le nombre d'accumulateurs en série*

*$V_a$  : La tension d'alimentation en volt (48 V)*

*$V_{ac}$  : Tension des accumulateurs en volt (2 V)*

***Il faudra installer 24 accumulateurs de 2 V pour une tension d'alimentation de 48***

### III.3.4.5 Résultat des calculs

TABLEAU III.9 : PARAMETRES DE DIMENSIONNEMENT DU CHAMP PHOTOVOLTAÏQUE

Dimensionnement des composantes solaires								
Paramètres de dimensionnement								
Site			HOMER			Données de calcul		
Longitude	11°2"	Nord	Puissance crête	7	kWc	Besoin journalier	42000	Wh
Latitude	4°3'	Ouest	Convertisseur	10	kW	Tension d'alimentation	48	V
Inclinaison des modules	15°	Sud	Nombre de Batteries	24	Unité	Longueur du bâtiment	8	m
			Besoin journalier	42	kWh	Largeur du bâtiment	8	m



TABLEAU III.11 : VALIDATION DES EQUIPEMENTS

Configuration du champ photovoltaïque et justification du choix des composantes solaires													
Modules				Batterie			Onduleur hybride						
nombre de module (Nm)	Nombre maxi de modules en série (Ns)	Nombre maxi de modules en parallèles	Puissance installée (Wc)	Capacité de stockage (Cs en Ah)	Nombre accumulateurs en série (Nas)	Nombre de chaînes d'accumulateurs (Nap)	Critère de tension $U_{maxOnd} \geq N_s \times Voc$		Critère de courant $I_{maxOnd} \geq N_p \times I_{sc}$		Critère de charge de la batterie $U_{bat} = U_n$		
Valeurs calculées				Valeurs calculées			Avec $U_{maxOnd} =$	500	$I_{maxOnd} =$	18,00	Avec $U_{bat} =$	48	
29,16666667	13,550136	2,09546	7000	1458,333333	24	0,685714286	et $N_s \times Voc =$	369	$N_p \times I_{sc} =$	8,59	$U_n =$	48 V DC	
Choix effectué				Choix effectué			Le critère de tension est respecté		critère de courant est respecté		Le critère de charge de la batterie est respecté		
30	10	1	7200	1500	24	1	Plage de tension MPP $\frac{U_{minMPP}}{N_s} < V_{mpp} < \frac{U_{macMPP}}{N_s}$				Critère de puissance $0,8 \leq \frac{P_{String}}{P_{Onduleur}} \leq 1,2$		
Vérification de la contrainte de surface: $S_{tile} < S_{disponible}$							Avec $(U_{minMPP}/N_s) =$		25	$\frac{P_{String}}{P_{Onduleur}} =$			0,8
Avec: $S_{tile} = L_m \times l_m \times N_m =$		49,302	et	$S_{disponible} = L \times l =$		64	Et $(U_{maxMPP}/N_s)$		45				
La contrainte de surface est respectée							La plage de tension MPP est respectée				Le critère de puissance est respecté		

### III.3.4.6 Détermination des sections de câbles

La section de câble de l'installation hybride est choisie en fonction de plusieurs paramètres. Ce sont notamment l'intensité de courant, la tension de service, la chute de tension tolérable et la longueur du tronçon à desservir.

La valeur du courant et de la tension qui traversera le câble est fonction de l'assemblage des modules. Pour le calcul, la chute de tension maximale pour le champ photovoltaïque et entre le régulateur et la batterie fixée par la guide UTE à 1%. Par contre, entre les batteries et l'onduleur la chute de tension est fixée à 3%.

La section théorique est calculée par les formules suivantes :

❖ Côté champs photovoltaïque et Groupe électrogène :

$$S = \frac{\rho \times L \times I}{\varepsilon \times U} \quad (\text{III.14})$$

❖ Côté onduleur-Batterie :

$$S = \frac{\rho \times 2 \times L \times P}{\varepsilon \times U_{Bat}^2} \quad (\text{III.15})$$

❖ Côté Onduleur :

$$S = \frac{\rho \times 2 \times L \times I}{\varepsilon \times U_{max}} \quad (\text{III.16})$$

Avec :  $\rho$  : Résistivité du matériau du cuivre en *Ohm.mètre carré par mètre* ( $\Omega \text{ mm}^2/\text{m}$ )

$L$  : la longueur du tronçon en mètre (m)

$2 \times L$  : Longueur aller-retour entre l'onduleur et la batterie en mètre (m)

$I$  : l'intensité du courant en Ampère (A)

$P$  : Puissance du système en Watt (W)

$E$  : la chute de tension en pourcentage (%)

$U$  : la tension en volt (V)

$U_{bat}$  : la tension de la batterie en volt (V)

Par la suite nous choisissons une section de câble parmi celles commerciales proposées et vérifions si le courant admissible par ce câble est en adéquation avec le courant de service puis vérifions que la chute de tension réelle, obtenue en utilisant la section de câble commerciale est conforme aux exigences du guide de l'UTE C15-712-2.

TABLEAU III.12 : DIMENSIONNEMENT DES SECTIONS DE CABLES

Côté des entrées de l'onduleur Hybride						
Partie de l'installation	$\rho$ ( $\Omega$ mm <sup>2</sup> /m)	L (m)	I (A)	U (V)	chute de tension maximale $\epsilon$ (%)	S retenue (mm <sup>2</sup> )
Module-Module	0,02314	0,5	I = Impp	U=Vmpp	3	2,5
			8,33	30		
String-Onduleur	0,02314		I = Impp	U=10x Vmpp	3	4
String 1-Onduleur1			8,33	300		
String 2 -Onduleur 2			8,33	300		
String 3 -Onduleur 3			8,33	300		
GE-Onduleur	0,02314		I=Imax AC	U=Umax AC	3	6
GE-Onduleur1			30	280		
GE-Onduleur2			30	280		
GE-Onduleur3			30	280		
Côté des sorties de l'onduleur Hybride						
Partie de l'installation	$\rho$ ( $\Omega$ mm <sup>2</sup> /m)	L (m)	P (W)	Ubat (V)	chute de tension maximale $\epsilon$ (%)	S retenue (mm <sup>2</sup> )
Boite de jonction onduleur-Batterie	0,02314	2,5	P= 3 x Pn	U= Ucharge	3	50
			9000	48		
onduleur-Réseau	0,02314	8	9000	400	3	70

TABLEAU III.13 : VALIDATION DES SECTIONS DE CABLE COMMERCIALE

Partie de l'installation	Section retenue S (mm <sup>2</sup> )	Courant admissible Iz(A)	Courant d'emploi Ib (A)	validation de la section de câble
Module-Module	2,5	37	Ib=1,25 x Icc 11,175	Ouï
Modules-Boîte de jonction	4	50	Ib=1,25 x Icc 11,175	Ouï
Boîte de jonction - Régulateur	6	64	Ib=1,25 x 2 x Icc 22,35	Ouï
Régulateur-Batterie	50	240	Ib = Pbat/Ubat 145,8333333	Ouï
Batterie-Onduleur	16	120	Ib = Pbat/Ubat 145,8333333	Ouï

### III.3.4.7 Dispositifs de protection

En accord avec le guide de l'UTE 15- 712, nous préconisons la protection des personnes et des biens contre les effets de surtension et de surintensité sur les niveaux DC et AC.

#### a) Dispositifs de protection et de coupure du champ photovoltaïque

La protection du champ photovoltaïque se fera contre les surintensités et les surtensions.

##### ❖ Protection des strings contre les surintensités par des fusibles

Conformément aux exigences de l'UTE C15-712-2, les polarités + et – de chaque strings photovoltaïques doivent obligatoirement être protégées par des fusibles. L'utilisation des fusibles permet notamment la protection des modules contre les courants de retour provenant du parc de batteries en cas d'obscurité (les modules pourraient alors se comporter en récepteurs). Le choix de ces fusibles doit respecter des critères de tension et de courant:

**Calibrage en tension et courant du fusible :** La tension de fonctionnement des fusibles doit être supérieure à 1,14 fois la tension de chaque string (dépendant du nombre de modules montés en série) tandis que le courant de fonctionnement du fusible doit être choisi de façon à être compris entre 1,5 et 2 fois le courant de court-circuit des modules.

$$\text{Alors : } V_f > 1,14 \times V_{oc} \times N_s \quad (\text{III.17})$$

$$\text{et } 1,1 \times 1,25 \times I_{SC} < I_f < 2 \times I_{SC} \quad (\text{III.18})$$

Avec :  $V_f$ : Tension de fonctionnement du fusible en volt

$I_f$ : Intensité de fonctionnement du fusible en ampère

$V_{oc}$ : Tension en circuit ouvert du module en volt

$N_s$ : Nombre de modules en série

$1,25 \times I_{SC}$ : Intensité de court-circuit maximal

$2 \times I_{SC}$ : Intensité retour maximal que peut supporter les modules sans dommage

**Le fusible devra avoir une tension supérieure à 420 V et une intensité comprise entre 11,81 A et 17,18 A**

Nous retenons au vu des critères cités ci-dessus 6 fusibles **9F 15PV 10x38 15A 1000V DC du fabricant ABB pour la protection des strings** (1 fusible pour chaque polarité).

### ❖ Dispositifs de Sectionnement et de coupure

Pour assurer la sécurité en cas de maintenances ou d'entretiens, en accord avec le guide UTE C 15- 712-2 concernant les dispositifs de coupure et de sectionnement, des interrupteurs-sectionneurs seront installées à l'entrée DC de l'onduleur hybride. Ces interrupteurs-sectionneurs doivent respecter des conditions de tension et d'intensité :

Calibrage en tension et en courant de l'interrupteur-sectionneur : la tension de fonctionnement doit être prise en fonction de la tension à vide et du nombre de string du boîtier majoré par le coefficient multiplicateur k prenant en compte l'effet de la température. k sera pris égal à 1,14. Le courant assigné doit être au moins égal à 3 fois le courant de court-circuit maximal car il y'a 3 strings. Il est calculé par la formule qui suit

$$V_{IS} > 1,14 \times V_{oc} \times N_s \quad (\text{III.19})$$

$$I_{IS} > 3 \times 1,25 \times I_{sc} \times N_p \quad (\text{III.20})$$

*Avec : Vis : Tension de fonctionnement de l'interrupteur - sectionneur en volt*

*Iis : Intensité de fonctionnement l'interrupteur - sectionneur en ampère*

*Voc : Tension en circuit ouvert du module en volt*

*Ns : Nombre de modules en série*

*1,25 x Isc : Intensité de court-circuit maximal*

Alors l'interrupteur-sectionneur doit avoir une tension de fonctionnement supérieure à 420 V et une intensité de fonctionnement supérieure à 21,35 A.

Nous retenons au vu des critères cités ci-dessus deux interrupteurs-sectionneurs **OTDC40F2 du fabricant ABB** ayant comme caractéristique 25 A et 660 V DC.

#### **b) Dispositifs de protection et de coupure du groupe électrogène**

Le courant maximal du groupe électrogène est de 30A. Nous retenons pour la protection du groupe électrogène **un disjoncteur ABB de 32A type S802N** équipé de déclencheurs magnétothermique courbe D. Numéro commerciale 740266.

#### **c) Dispositifs de protection des onduleurs hybride**

Des fusibles doivent être placés à l'aval de chaque onduleur pour les protéger contre d'éventuelles surintensités.

**Calibrage des fusibles :** Le courant de charge comme indiqué par l'extrait de la fiche technique de l'onduleur hybride est de 25 A, le fusible sera choisi de façon à avoir une intensité de fonctionnement supérieur à cette valeur.

***Nous retenons donc pour chaque onduleur le fusible 9F30PV 10x38 1000 V DC du fabricant ABB.***

**d) Dispositif de protection et de coupure du parc de batterie**

Le dispositif de protection et de coupure seront calibré suivant les même critères et paramètres.

$$\text{Alors : } I_B < I_f < 0,9 \times I_z \quad \text{et} \quad I_B < I_{is} < 0,9 \times I_z \quad (\text{III.21})$$

$$V_f > 1,14 \times V_{oc} \times N_s \quad \text{et} \quad V_{is} > 1,14 \times V_{oc} \times N_s \quad (\text{III.22})$$

*Avec :  $I_B$  : Le courant de service dans le câble*

*$I_f$  et  $I_{is}$ : respectivement les courant du fusible et de l'interrupteur sectionneur*

*$V_f$  et  $V_{is}$ : respectivement les tensions du fusible et de l'interrupteur sectionneur*

*$I_z$  : Le courant maximal admissible par la section de câble retenue ( $S=50 \text{ mm}^2$  et  $I_z=194\text{A}$ )*

***La tension de fonctionnement des appareillages doit être supérieure à 420 V et leur intensité comprise entre 75 et 174 A. Nous retenons l'interrupteur-sectionneur OT164T4 du fabricant ABB et un fusible de 80A de ABB.***

TABLEAU III.14 : CHOIX DES PROTECTION DES CHAMP PHOTOVOLTAÏQUES

Protection du champ photovoltaïque				
<i>choix du fusible pour la protection des stings</i>				
<i>Tension de fonctionnement</i>		<i>Calibre</i>		
$V_f > 1,14 \times V_{oc} \times N_s$		$1,1 \times 1,25 \times I_{sc} < I_f < 2 \times I_{sc}$		
<i>avec</i> $1,14 \times V_{oc} \times N_s =$	420,66	<i>Avec:</i> $1,1 \times 1,25 \times I_{sc} =$ <i>et</i> $2 \times I_{sc} =$	11,81125 17,18	
<i>Alors <math>V_f</math> doit être supérieur à 420,66 V</i>		<i>alors le calibre du fusible doit être compris entre 11,81 et 17,18 A</i>		
<i>Choix de l'interrupteur sectionneur pour chaque string</i>				
<i>Tension de fonctionnement</i>		<i>calibre</i>		
$V_{is} > 1,14 \times V_{oc} \times N_s$		$I_{is} > 3 \times 1,25 \times I_{sc} \times N_p$		
<i>Avec</i> $1,14 \times V_{oc} \times N_s =$	420,66	<i>Avec</i> $3 \times 1,25 \times I_{sc} \times N_p =$	32,2125	
<i>Alors <math>V_{is}</math> doit être supérieur à 420,66 V</i>		<i>Alors <math>I_{is}</math> doit être supérieur à 32,2125 A</i>		
				<p>Nous choisissons le fusible 9F15PV 10X38 15A 1000V DC du fabricant ABB</p> <p>Nous choisissons l'interrupteur-sectionneur OTDC40F2 du fabricant ABB</p>

TABLEAU III.15 : CHOIX DES PROTECTIONS DU PARC DE BATTERIE

Protection niveau du parc de batterie				
<i>Critère de choix du fusible pour les batteries</i>				
<i>Tension de fonctionnement</i>		<i>Calibre</i>		
$V_{f2} > 1,14 \times V_{oc} \times N_s$		$I_b < I_{f2} < 0,9 \times I_z$		
<i>avec</i> $1,14 \times V_{oc} \times N_s =$	420,66	<i>Avec:</i> $I_b =$ <i>et</i> $0,9 \times I_z =$	75 171	
<i>Alors <math>V_{f2}</math> doit être supérieur à 420,66 V</i>		<i>alors <math>I_{f2}</math> doit être compris entre 75 et 171A</i>		
<i>Choix de l'interrupteur sectionneur pour les batteries</i>				
<i>Tension de fonctionnement</i>		<i>calibre</i>		
$V_{is} > 1,14 \times V_{oc} \times N_s$		$I_b < I_{f2} < 0,9 \times I_z$		
<i>Avec</i> $1,14 \times V_{oc} \times N_s =$	420,66	<i>Avec:</i> $I_b =$ <i>et</i> $0,9 \times I_z =$	75 171	
<i>Alors <math>V_{s2}</math> doit être supérieur à 420,66 V</i>		<i>alors <math>I_{s2}</math> doit être compris entre 75 et 171A</i>		
				<p>Nous choisissons le fusible 80 A du fabricant ABB</p> <p>Nous choisissons l'interrupteur-sectionneur OT164T4 du fabricant ABB</p>

### III. 4 Analyse économique du projet

Lors des échanges effectués avec les promoteurs du projet, une enveloppe de 30.000.000 F CFA maximal avait été fixée pour l'investissement initial. Ce montant concernait essentiellement le prix d'achat des différents équipements. Les prix des équipements sont indiqués dans le tableau III.14. A raison de l'euro à 655 F CFA à la date du 05/06/2016

Tableau III.16 : Analyse économique du projet

<i>Devis estimatif pour l'hybridation de la centrale de Padéma</i>						
Activités	Prestataire	Quantité	Prix Unitaire (€)	Prix total (€)	Prix total (F CFA)	
1	<b>1.Démontage et dépose des équipement des le la centrale thermique</b>	<b>3 E NATOBE</b>	Forfait	76,3358779	50000	
2	<b>2.Refrection de la centrale</b>	<b>3 E NATOBE</b>	Forfait	152,671756	100000	
<b>3.Générateur Solaire et support au sol</b>						
3.1	Modules Polycristalallin 240 Wc/24V	Kyocera	30	344,00 €	10 320,00 €	6759600
3.2	Support sur sol		30	10,00 €	300,00 €	196500
3.3	Câbles et accessoires		ens		22,9007634	15000
3.4	Fusible 15 A	ABB	6	26,16 €	156,96 €	102808,8
3.5	Interrupteur-sectionneur OTDC25F2	ABB	3	48,54 €	145,62 €	95381,1
<b>4.Groupe électrogène</b>						
4.1	Groupe électrogène 12,5kVA/10 kW	OLYMPIA	1	9 640,00 €	9 640,00 €	6314200
4.2	Disjoncteur S802N	ABB	1	45,00 €	45,00 €	29475
4.3	Câbles et accessoires		ens		22,9007634	15000
<b>5. Onduleurs hybride</b>						
5.1	Onduleur hybride 3 kW	Infinisolar	3	1 593,00 €	4 779,00 €	3130245
5.2	Fusible 9F30PV	ABB	6	30,20 €	181,20 €	118686
5.3	Câbles et accessoires		Ens		22,9007634	15000
<b>6.Batterie solaire industrielle</b>						
6.1	Batterie industrielle acide 2V x 1000 Ah	HOPPECKE	24	615,00 €	14 760,00 €	9667800
6.2	fusible 80 A	ABB	2	52,00 €	104,00 €	68120
6.3	Interrupteur principal de batterie 80A	ABB	1	60,13 €	60,13 €	39385,15
6.4	Câbles et accessoires		ens		22,90 €	15000
7	<b>7. Transport et dédouanement du matériel</b>		Ens		2 290,08 €	1500000
<b>TOTAL</b>				<b>43 102,60 €</b>	<b>28 232 201,05 XOF</b>	

*L'investissement initial comprenant dépose des équipements de la centrale actuel, achat et acheminement du matériel, réfection de la centrale s'élève à 28.232.201 F CFA ce qui est inférieur à l'enveloppe fixée.*

## **Conclusion partielle**

Dans ce dernier chapitre, il a été question de l'optimisation du système d'électrification rurale du village de Padéma. Suivant les résultats obtenus par le diagnostic présenté dans le chapitre 2, le principal élément d'amélioration dont nous devons nous occuper était le système de production. L'optimisation du système de production s'est fait en deux étapes :

- détermination des puissances optimales des équipements
- Dimensionnement du système électrique.

Le mot d'ordre pour l'optimisation du système de production étant l'obtention du meilleur compromis entre économie (investissement initial et frais d'exploitation) et qualité de service, nous avons alors utilisé le logiciel de simulation HOMER pour atteindre cet objectif. Plusieurs simulations ont été effectuées et il en ressort principalement que :

- pour une utilisation adéquate de la source thermique, le groupe électrogène de 100 kVA doit être remplacé par un GE de puissance plus petite.
- il faut adjoindre à la source thermique une source solaire photovoltaïque.
- le meilleur compromis trouvé par Homer étant une puissance crête du champ photovoltaïque de 7 kWc, une puissance du groupe électrogène de 10 kW et un convertisseur d'une puissance de 9 kW

Concernant le dimensionnement des équipements, en nous basant sur les puissances recommandés par Homer, nous avons choisi : 30 modules kyocera, 3 onduleurs hybrides infinisolar de 3 kW chacun, un groupe électrogène de 10 kW et un parc de batterie constitué de 24 batteries de 1000Ah/2V.

Conformément aux objectifs et contraintes fixés par le maître d'ouvrage, l'investissement initial s'élève à 29 258 296,05 F CFA et respecte donc l'enveloppe à 30 000 000 FCA préalablement définie. Le prix du kWh d'une valeur de 135 F CA est également en accord avec l'objectif de 170 F CFA visé. De plus, le nombre d'heure de fonctionnement du système électrique passe de 8 à 24 heures journalières grâce à l'ajout du champ photovoltaïque et du parc de batterie qui de plus limite le temps d'utilisation du groupe électrogène.

## **IV. Conclusion générale**

Le système d'électrification rural de Padéma mis en place en 2011 est constitué d'une centrale thermique qui alimente un réseau de distribution basse tension de 20 km. Du diagnostic réalisé, nous avons mis en évidence l'inadaptabilité de certains éléments du système électrique, notamment le système de production ainsi que la protection des personnes et des biens. Le réseau de distribution quant à lui bien qu'il soit surdimensionné ne sera pas modifié en prévision de l'augmentation de la charge.

Au terme de notre étude portant sur l'optimisation du système d'électrification rurale du village de Padéma force a été de constater que pour un meilleur fonctionnement du système, la production devra être totalement revue. La centrale thermique (fonctionnant actuellement grâce à un groupe électrogène de 100 kVA) devra être déposée et une centrale hybride (comportant un champ photovoltaïque de 7 kWc, un groupe électrogène de 10 kW et un parc de batterie d'accumulateur de 1000Ah) sera mise en place.

Il ressort de notre étude, surtout des simulations réalisées par le logiciel HOMER que la centrale hybride d'une puissance raisonnable de 17 kW sera en mesure de satisfaire pleinement la demande énergétique de Padéma pour les 20 prochaines années. De plus, l'utilisation d'onduleurs hybrides (aussi connus sous l'appellation «d'onduleurs intelligents») permettent d'éviter une consommation excessive en carburant. Les coûts d'exploitation s'en retrouvent positivement affectés et par conséquent le coût de production du kWh amoindri.

## V. Recommandations

Les centrales hybrides connectées au réseau sont pour la plus part des projets nouveaux. Le projet de transformation de la centrale thermique en centrale hybride doit servir de référence au Burkina afin de mieux cerner le fonctionnement de ce type de centrale pour les zones rurales surtout à faible charge. Nous recommandons alors :

### *Sur le plan technique :*

- ❖ Le suivi et l'archivage périodique du fonctionnement de la centrale. Il faudra s'intéresser notamment à la contribution de chaque source (solaire ou thermique) à la production, aux pointes de puissances et aux stratagèmes utilisés par le système pour les couvrir. C'est à dire au cycle de charge et décharge des batteries, à l'allumage et mise hors tension du GE, au nombre d'onduleurs sollicités, etc...
- ❖ La formation des agents de la centrale sur le fonctionnement des centrales hybrides
- ❖ Un entretien périodique des équipements (panneaux, GE, onduleurs, Batteries)
- ❖ Une meilleure gestion de la part de NATOBE du réseau de distribution.

### *Sur le plan social et économique :*

- ❖ Une campagne de sensibilisation des abonnés et futurs abonnés sur la nécessité du paiement de leurs factures d'électricité. Ce sont en effet ces factures qui renflouent les caisses de la Coopel et servent à la bonne marche de la centrale.
- ❖ Une réorganisation au sein de la COOPEL
- ❖ Le recrutement d'un agent pour le relevé des index des compteurs des abonnés.

## BIBLIOGRAPHIE

- [1] International Energy Agency, IEA, « World Energy Outlook, »2014
- [2] Chambre de Commerce et d'Industrie du Burkina Faso, « Note sectorielle de l'énergie du Burkina Faso, »2010
- [3] Plateforme ELSA, « Projet ELSA,» septembre 2013.[En ligne]. Available : <http://www.elsa-burkina-faso.org/>. [Accès le 10 Novembre 2016].
- [4] Wikipédia, « Padéma, ». [En ligne].Available : [https://fr.wikipedia.org/wiki/Pad%C3%A9ma\\_\(d%C3%A9partement\)](https://fr.wikipedia.org/wiki/Pad%C3%A9ma_(d%C3%A9partement)). [Accès le 10 Novembre 2016].
- [5] Ministère de l'économie et du développement, « Résultats préliminaires du recensement général de la population et de l'habitation, »2006
- [6] Gouvernement du Canada (2011) Retscreen Plus [Logiciel]. Version 5.0.0.9115.
- [7] Agence Française de Développement, « Etude d'impact des programmes d'électrification rurale en Afrique subsaharienne, »2010
- [8] Yarohoubalé BONI, « Etude de la faisabilité de l'utilisation de l'huile de pourghere comme carburant dans les moteurs diesel du village de PADEMA, » Mémoire, Institut International de l'Ingénierie de l'Eau et de l'Environnement, 2010
- [9] ONIS VISA, « Fiche technique Galaxy P 105 GX, »2008
- [10] Vididomai U.G. PODA, cours « Modélisation et analyse des réseaux électriques, » s.1 : Institut International de l'Ingénierie de l'Eau et de l'Environnement (2iE), 2016.
- [11] cours « Optimisation de la facturation de l'énergie électrique,»s.1 : Institut International de l'Ingénierie de l'Eau et de l'Environnement (2iE) 2013
- [12] Union des Caisses Nationales de Sécurité Sociale, « Référentiel de diagnostic des installations électriques, »2010
- [13] « Norme française commune NFC 15 100, »
- [14] « Norme française commune NFC 11 201, »

[15] Paul Compaoré ; cours « Centrale thermique 2, » s.1 : Institut International de l'Ingénierie de l'Eau et de l'Environnement (2iE), 2015.

[16] Voltronic Power Technologie, Fiche technique « Onduleur hybride infini solar 2 – 10 kW , » 2016,.

[17] Kyocera, fiche technique « panneau solaire photovoltaïque 240 Wc, » s.1 : Institut International de l'Ingénierie de l'Eau et de l'Environnement (2iE), 2016.

# ANNEXES

ANNEXE A1 : Consommation du village de Padéma sur une semaine

Consommation du village de Padéma							
heure	Lundi	Mardi	Jour de marché	Jeudi	Vendredi	Samedi	Dimanche
8 h	1,8	1,6	2,4	1,6	1,7	1,7	1,9
8h30	1,9	2,1	2,3	1,5	1,6	1,8	1,9
9h	1,3	1,6	1,8	1,5	1,4	1,8	1,7
9h30	1,1	1,5	1,5	1,4	1,4	1,6	1,6
10h	1,4	1,7	1,7	1,6	1,5	1,5	1,5
10h30	1,5	1,7	1,6	1,6	1,6	1,6	1,8
11h	1,4	2,1	1,7	1,8	1,7	1,7	1,9
11h30	1,7	2,4	2,1	1,9	1,6	1,7	2,1
12h	2,2	2,8	3,2	2,1	1,8	1,9	2,1
13 h	0		0				
14 h	0		0				
15 h	0		0				
16 h	0		0				
17 h	0		0				
18 h	4,2	4,6	4,8	4,7	4,6	4,5	4,2
18h30	4,6	5,1	5,3	5,1	4,8	4,7	4,8
19h	5,1	5,2	5,9	5,3	5,1	5,1	5
19h30	5	5,4	5,7	5,2	5,1	5,2	5,2
20h	4,9	5,4	5,7	5	5,1	5,1	5,2
20h30	4,9	5,2	5,6	4,7	4,8	4,9	5,1
21h	4,5	4,8	5,4	4,7	4,7	4,7	4,9
21h30	4,2	4,7	5,3	4,5	4,7	4,7	4,8
22h	3,9	4,7	5,3	4,5	4,4	4,3	4,2

ANNEXE A2 : COMPARAISON ENTRE CHARGE ESTIMEE ET CHARGE REELLE.

heure	Puissance développée par le GE (kW)	
	Profil de charge estimé	Profil de charge réel
6h30	0	0
7h30	46	0
8h	46	2,4
8h30	47	2,3
9h30	53	1,5
10h30	58	1,6
11h30	69	2,1
12h	69	3,2
12h30	64	0
13h30	44	0
14h30	10	0
15h30	48	0
16h30	43	0
17h30	50	0
18h	50	4,8
18h30	60	5,3
19h30	62	5,9
20h30	70	5,6
21h30	61	5,3
22h	47	5,3
22h30	47	0
23h30	31	0
0h30	0	0

**TABLEAU A3 : CARACTERISTIQUES DES CONDUCTEURS**

Nature	Section en mm <sup>2</sup>	Intensité admissible « A »	k en (kW.km) <sup>-1</sup> réseau 230/400 V
Câbles alu faisceau de distribution aérienne (autoporté)	3x25 + NP	112 A à 30 °C	0,99
	3 x 35 + NP	138 A à 30 °C	0,72
	3 x 50 + NP	168 A à 30 °C	0,54
	3 x 70 + NP	213 A à 30 °C	0,42
	3 x 150 + NP	344 A à 30 °C	0,23
Câbles souterrains norme UTE.NFC 33-210 (âme aluminium, isolant PR)	3 x 35 + N35	120 A à 20 °C	0,72
	3 x 50 + N50	140 A à 20 °C	0,54
	3 x 95 + N50	210 A à 20 °C	0,28
	3 x 150 + N70	280 A à 20 °C	0,20
	3 x 240 + N95	370 A à 20 °C	0,13

**ANNEXE A4 : Calcul du prix du kilowatt-heure**

Période	sept-15	oct-15	nov-15	déc-15	janv-16	févr-16	mars-16	avr-16	mai-16	juin-16	juil-16	août-16
Quantité d'énergie produite												
Valeur (kWh)	921	939	944	927	933	952	985	997	982	974	972	969
Fonctionnement courant												
Achat du gasoil (F CFA)	96511	97747	98056	96820	96923	98159	102588	103309	102588	101249	101249	100528
Salaire agent (F CFA)	50000	50000	50000	50000	50000	50000	50000	50000	50000	50000	50000	50000
Entretien et maintenance du GE												
Vidange moteur (F CFA)	32000	0	32000	0	32000	0	32000	32000	0	32000	32000	32000
Changement du filtre à huile (F CFA)	0	0	15000	0	0	0	0	15000	0	15000	0	15000
Changement du filtre à gasoil (F CFA)	0	0	0	0	0	0	15000	15000	0	15000	0	0
Reparation sur GE (F CFA)	23500	0	15000	0	0		0	0	0	0	0	0
Main d'œuvre (F CFA)	15000	0	10000	0	10000	0	10000	10000	0	10000	10000	10000
Maintenance réseau BT												
reparation sur la ligne BT							Au frais de Natobe			Au frais de Natobe	Au frais de Natobe	Au frais de Natobe
Total dépense mensuel (F)	217011	147747	220056	146820	188923	148159	209588	225309	152588	223249	193249	207528
Prix de production d'un kWh	235,625407	157,34505	233,110169	158,381877	202,489818	155,629202	212,779695	225,986961	155,384929	229,208419	198,815844	214,167183
Prix moyen de production d'un kWh (F CFA/kWh)	198,2437126											

Annexe A5 : Détails du champ photovoltaïque

### PV Inputs

**File Edit Help**

Enter at least one size and capital cost value in the Costs table. Include all costs associated with the PV (photovoltaic) system, including modules, mounting hardware, and installation. As it searches for the optimal system, HOMER considers each PV array capacity in the Sizes to Consider table.

Note that by default, HOMER sets the slope value equal to the latitude from the Solar Resource Inputs window.

Hold the pointer over an element or click Help for more information.

**Costs**

Size (kW)	Capital (\$)	Replacement (\$)	O&M (\$/yr)
2.000	2583	2583	25
4.000	5165	5165	52
5.000	6457	6457	65
(.)	(.)	(.)	(.)

**Sizes to consider**

Size (kW)
0.000
2.000
4.000
5.000
8.000
10.000
12.000

**Properties**

Output current  AC  DC

Lifetime (years)  (.)

Derating factor (%)  (.)

Slope (degrees)  (.)

Azimuth (degrees W of S)  (.)

Ground reflectance (%)  (.)

**Advanced**

Tracking system

Consider effect of temperature

Temperature coeff. of power (%/°C)  (.)

Nominal operating cell temp. (°C)  (.)

Efficiency at std. test conditions (%)  (.)

**Cost Curve**

Y-axis: Cost (000 \$) from 0 to 20  
X-axis: Size (kW) from 0 to 15

Legend: Capital (red line), Replacement (blue line)

## Generator Inputs

File Edit Help



Choose a fuel, and enter at least one size, capital cost and operation and maintenance (O&M) value in the Costs table. Note that the capital cost includes installation costs, and that the O&M cost is expressed in dollars per operating hour. Enter a nonzero heat recovery ratio if heat will be recovered from this generator to serve thermal load. As it searches for the optimal system, HOMER will consider each generator size in the Sizes to Consider table.

Hold the pointer over an element or click Help for more information.

Cost Fuel Schedule Emissions

Costs

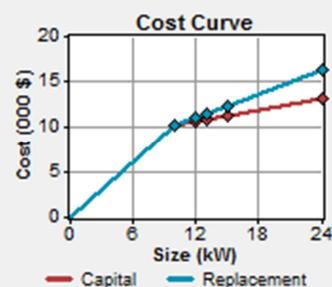
Size (kW)	Capital (\$)	Replacement (\$)	O&M (\$/hr)
0.000	0	0	0.000
10.000	10213	10213	0.200
24.000	13167	16167	0.200
{.}	{.}	{.}	{.}

Sizes to consider

Size (kW)
10.000
12.000
13.000
15.000
24.000

Properties

Description  Type  AC  
 DC  
 Abbreviation   
 Lifetime (operating hours)  {.  
 Minimum load ratio (%)  {.



Help

Cancel

OK

Annexe A6 : Détails du groupe électrogène

### ANNEXE A7 : DETAIL DE LA CHARGE A ALIMENTER

Heure	Consommation (kw)
00h	0,5
1h	0,5
2h	0,5
3h	0,5
4h	0,5
5h	0,5
6h	0,5
6H30	1,5
7H30	1,5
8h	2,4
8h30	2,3
9h30	1,5
10h30	1,6
11h30	2,1
12h	3,2
12h30	1,1
13h30	1,1
14h30	1,1
15h30	1,1
16h30	1,1
17h30	1,1
18h	4,8
18h30	5,3
19h30	5,9
20h30	5,6
21h30	5,3
22h	5,3
22h30	4
23h	4

#### Primary Load Inputs

**File Edit Help**

Choose a load type (AC or DC), enter 24 hourly values in the load table, and enter a scaled annual average. Each of the 24 values in the load table is the average electric demand for a single hour of the day. HOMER replicates this profile throughout the year unless you define different load profiles for different months or day types. For calculations, HOMER uses scaled data: baseline data scaled up or down to the scaled annual average value.

Hold the pointer over an element or click Help for more information.

Label:  Load type:  AC  DC Data source:  Enter daily profile(s)  Import time series data file

Baseline data

Month:  Day type:

Hour	Load (kW)
00:00 - 01:00	0.000
01:00 - 02:00	0.000
02:00 - 03:00	0.000
03:00 - 04:00	0.000
04:00 - 05:00	0.000
05:00 - 06:00	0.000
06:00 - 07:00	0.000
07:00 - 08:00	0.000
08:00 - 09:00	2.400
09:00 - 10:00	1.800
10:00 - 11:00	2.100
11:00 - 12:00	3.200

Time step (minutes):  Random variability: Day-to-day  % Time-step-to-time-step  % Scaled annual average (kWh/d)  {2}

**Daily Profile**

**DMap**

**Seasonal Profile**

	Baseline	Scaled
Average (kWh/d)	32.0	50.0
Average (kW)	1.33	2.08
Peak (kW)	8.00	12.5
Load factor	0.167	0.167

Annexe A8 : détails économiques :

**Economic Inputs**

File Edit Help

 HOMER applies the economic inputs to each system it simulates to calculate the system's net present cost.

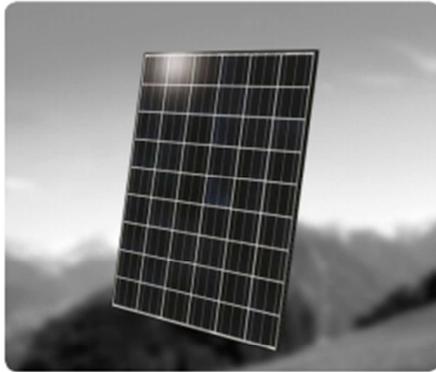
Hold the pointer over an element name or click Help for more information.

Annual real interest rate (%)	<input type="text" value=""/>	{.}
Project lifetime (years)	<input type="text" value="20"/>	{.}
System fixed capital cost (\$)	<input type="text" value="48544"/>	{.}
System fixed O&M cost (\$/yr)	<input type="text" value="0"/>	{.}
Capacity shortage penalty (\$/kWh)	<input type="text" value="0"/>	{.}

Help Cancel OK

# Module photovoltaïque

## Kyocera Polycristallin 240 W GH-2PU



*Kyocera, module photovoltaïque polycristallin haute puissance*

Grâce à un travail de recherche intensif et au perfectionnement permanent des procédés de production, les cellules solaires haute puissance Kyocera intégrées de 156 mm x 156 mm de dimensions de base atteignent un rendement de plus de 16 % et garantissent un rendement d'énergie annuel extrêmement élevé de l'installation photovoltaïque.

Pour les protéger contre des conditions climatiques très rudes, les cellules sont insérées entre une couverture en verre trempé et une feuille d'acétate de vinyle et scellées sur l'envers avec une feuille PET.

Le laminé est enchâssé dans un cadre en aluminium solide facile à monter. Les modules remplissent les conditions des tests conformément à la norme IEC 61215 éd. 2 pour une charge de 5.400 Nm<sup>2</sup>.

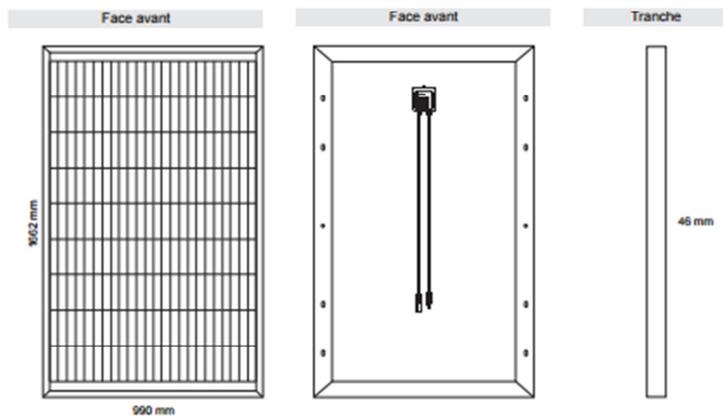
**Exemples d'applications**

- Installations couplées au réseau, p. ex. pour :
- maisons d'habitation individuelles
  - installations industrielles et grandes entreprises
  - exploitations agricoles
  - équipements de plein air
  - centrales solaires

Données techniques sous STC	
Puissance nominale P	240 W
Tension max. système	1000 V
Tension pour puissance nominale	29,8 V
Courant pour puissance nominale	8,06 A
Tension marche à vide	36,9 V
Courant court-circuit	8,59 A
Tolérance de puissance	± 5%
Facteur température de tension à vide	-0,13 V / °C
Facteur température du courant court-circuit	-0,5 A / °C
Facteur température de la puissance Pmax	-1,1 W / °C
Dimensions	1662 x 990 x 46 mm
Poids	21
Connecteurs	MC PV-KBT3 / MC PV-KST3
Nombre de cellules	60
Type de cellule	Polycristalline
Dimensions de cellule	156 x 156 mm

Conditions de test standard (STC) : éclairage énergétique 1000 W/m<sup>2</sup>, température du module 25°C, AM=1,5

**Schéma technique**



## ANNEXE A9 : CARACTERISTIQUES TECHNIQUES DE L'ONDULEUR HYBRIDE INFINISOLAR

### InfiniSolar On-grid Inverter with Energy Storage Selection Guide

MODEL	InfiniSolar 2KW	InfiniSolar Plus 3KW
PHASE	1-phase in / 1-phase out	
RATED OUTPUT POWER	2000 W	3000 W
MAXIMUM CHARGING POWER	1200 W	1200 W
<b>GRID-TIE OPERATION</b>		
<b>PV INPUT (DC)</b>		
Maximum PV Input Power	2250W	4500W
Nominal DC Voltage / Maximum DC Voltage	300 VDC / 350 VDC	360 VDC / 500 VDC
Start-up Voltage / Initial Feeding Voltage	80 VDC / 120 VDC	116 VDC / 150 VDC
MPP Voltage Range	150 VDC – 320 VDC	250 VDC – 450 VDC
Number of MPP Trackers / Maximum Input Current	1 / 1 x 15 A	1 / 1 x 18 A
<b>GRID OUTPUT (AC)</b>		
Nominal Output Voltage	101/110/120/127 VAC	208/220/230/240 VAC
Output Voltage Range	88 - 127 VAC*	184 - 264.5 VAC*
Nominal Output Current	18 A	13 A
Power Factor	> 0.99	
<b>EFFICIENCY</b>		
Maximum Conversion Efficiency (DC/AC)	95%	96%
European Efficiency@ Vnominal	94%	95%
<b>OFF-GRID OPERATION</b>		
<b>AC INPUT</b>		
AC Start-up Voltage/Auto Restart Voltage	60 - 70 VAC / 85 VAC	120 - 140 VAC / 180 VAC
Acceptable Input Voltage Range	80 - 130 VAC	170 - 280 VAC
Maximum AC Input Current	30 A	
<b>PV INPUT (DC)</b>		
Maximum DC Voltage	350 VDC	500 VDC
MPP Voltage Range	150 VDC – 320 VDC	250 VDC – 450 VDC
Number of MPP Trackers / Maximum Input Current	1 / 1 x 15 A	1 / 1 x 18 A
<b>BATTERY MODE OUTPUT (AC)</b>		
Nominal Output Voltage	101/110/120/127 VAC	202/208/220/230/240 VAC
Output Waveform	Pure Sinewave	
Efficiency (DC to AC)	90%	93%
<b>HYBRID OPERATION</b>		
<b>PV INPUT (DC)</b>		
Nominal DC Voltage / Maximum DC Voltage	300 VDC / 350 VDC	360 VDC / 500 VDC
Start-up Voltage / Initial Feeding Voltage	80 VDC / 120 VDC	116 VDC / 150 VDC
MPP Voltage Range	150 VDC – 320 VDC	250 VDC – 450 VDC
Number of MPP Trackers / Maximum Input Current	1 / 1 x 15 A	1 / 1 x 18 A
<b>GRID OUTPUT (AC)</b>		
Nominal Output Voltage	101/110/120/127 VAC	202/208/220/230/240 VAC
Output Voltage Range	88-127 VAC*	184 - 264.5 VAC*
Nominal Output Current	18 A	13 A
<b>AC INPUT</b>		
AC Start-up Voltage / Auto Restart Voltage	60 - 70 VAC / 85 VAC	120 - 140 VAC / 180 VAC
Acceptable Input Voltage Range	80 - 130 VAC	170 - 280 VAC
Maximum AC Input Current	30 A	
<b>BATTERY MODE OUTPUT (AC)</b>		
Nominal Output Voltage	101/110/120/127 VAC	202/208/220/230/240 VAC
Efficiency (DC to AC)	90%	93%
<b>BATTERY &amp; CHARGER</b>		
Nominal DC Voltage	48 VDC	
Maximum Charging Current	Default 25A, 5A - 25A (Adjustable)	
<b>GENERAL</b>		
<b>PHYSICAL</b>		
Dimension, D X W X H (mm)	107 x 438 x 480	
Net Weight (kgs)	15.5	
<b>INTERFACE</b>		
Communication Port	RS-232/USB	
Intelligent Slot	Optional SNMP, Modbus, and AS-400 cards available	
<b>ENVIRONMENT</b>		
Humidity	0 - 90% RH (No condensing)	
Operating Temperature	0 to 40°C	0 to 40°C
Altitude	0 - 1000 m**	

## ANNEXE A10 : CARACTERISTIQUES TECHNIQUES BATTERIE ETANCHE HOPPECKE

### Batterie tubulaire 10 OPZS 1000 2V - 1140 Ah HOPPECKE

#### Batterie tubulaire OPZS - HOPPECKE

Cette gamme de batterie OPZS est davantage destinée à des applications de secours pour des centraux téléphoniques...

Les batteries Opzs sont des batteries stationnaires à plaques tubulaires, développées comme source de courant de réserve pour toutes les applications industrielles avec un minimum d'entretien et des décharges longues et moyennes.

Les éléments sont fabriqués avec de grandes plaques tubulaires qui consistent en un mélange de plomb et de sélénium pour assurer une longue durée de vie, un minimum d'entretien et des performances optimales pour des applications de cycles et de stand-by.



#### Prix indiqué pour une batterie

Pour toute commande par lot (x 6, x 12, x 24...), merci de nous adresser une demande de devis en indiquant l'adresse de livraison sur : [contact@batterie-solaire.com](mailto:contact@batterie-solaire.com).

#### Avantages des batteries stationnaires à plaques tubulaires

- 1 - Très longue durée de vie : 20 ans en maintien de charge (floating) à 20°C
- 2 - Correspond à la norme DIN 40736-1
- 3 - Protection accrue contre les court-circuits même en cours de montage
- 4 - auto-décharge moins de 3%
- 5 - courant de floating très bas
- 6 - Moindre de consommation d'eau liée à son faible taux d'antimoine.

#### Principaux domaines d'applications:

Grâce à la gamme de batterie stationnaire Opzs, on obtient une énergie fiable et saine pour les systèmes de back-up dans de nombreuses applications comme les télécommunications, les chemins de fer, les cabines d'électricité, les groupes électrogènes de secours, UPS, centrales électriques et centrales nucléaires, énergie éolienne et solaire.

#### Caractéristiques Électriques

Batterie 2 Volt

Capacité nominale (C10) : 1000 Ah selon norme DIN 40736-1

Capacité (C10, 1,80V) : 1140 A à 20°C

Capacité (C5, 1,80V): 985 Ah à 20°C

**Durée de vie:** 20 ans en maintien de charge (floating) à 20°C

1200 cycles à 80 % de décharge

#### Caractéristiques Mécaniques

Dimensions : Lxlxh = 215 x 235 x 710 mm

Poids : 21.1 kg