



DIAGNOSTIC D'UNE INSTALLATION SOLAIRE PHOTOVOLTAIQUE AUTONOME DE 76,8 kWc

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

Présenté et soutenu publiquement le 21/01/2020 par :

Issouf Issa DANEDJO (20120571)

Encadrant 2iE : Madieumbe GAYE enseignant en génie énergétique

Maître de stage : Arnold DJIEBRE, Chef du Département des Etudes à SYSAID FASO

Structure d'accueil du stage : SYSAID FASO

Jury d'évaluation du stage :

Président : Justin BASSOLE

Membres et correcteurs : Madieumbe GAYE

Ahmed ZONGO

Arnold DJIEBRE

Promotion [2019/2020]

DEDICACES

Je dédie ce mémoire à ma très chère mère Mme Danedjo née Kourma Fatima. Tu as toujours été à mes côtés pour me soutenir m'encourager. Ton affection pour moi a toujours été ma source de motivation pour affronter les différents obstacles. Que ce travail traduise ma gratitude et mon affection.

A ma très chère famille pour les sacrifices et efforts fournis tout au long de mes études.

REMERCIEMENTS

Ce présent document est le fruit des efforts conjugués de plusieurs personnes qui ont participé directement ou indirectement à son élaboration. Nous exprimons notre profonde reconnaissance à toutes ces personnes.

Nous tenons à exprimer nos sincères remerciements à Monsieur François SODJI, Président Directeur Général de Sysaid Faso pour nous avoir accordé cette opportunité de stage.

A l'Institut International d'Ingénierie de l'Eau et de l'Environnement pour nous avoir offert une formation de qualité.

A M. Madieumbe GAYE notre encadreur pour ses prodigieux conseils et sa disponibilité.

A M. Arnold DJIEBRE notre maître de stage pour sa disponibilité à répondre à nos multiples questions et son suivi tout le long de ce mémoire.

A Mlle Rosine OUEDRAOGO pour avoir mis à notre disposition les moyens nécessaires pour l'accomplissement de ce document.

Nous disons enfin merci à tout le personnel de Sysaid pour l'accueil chaleureux et la facilitation de notre immersion dans le monde professionnel.

RESUME

Ce document traite du diagnostic d'une installation photovoltaïque autonome de 76,8 kWc d'un client qui a vu sa facture d'électricité augmenter 02 mois après l'acquisition de celle-ci. Ce diagnostic a permis d'analyser un ensemble de facteurs pour établir les causes d'un éventuel dysfonctionnement sur cette installation, et aussi de prendre des mesures pour y remédier. Pour ce faire des analyses ont été menées. Les analyses expérimentales ont mis en cause le dysfonctionnement du système de conversion et du dispositif de stockage. Les rendements des régulateurs de 65% sont inférieurs au rendement de 95% prescrit par le constructeur. Seul **41,31%** de l'énergie est restituée par le dispositif de stockage par rapport à leur capacité théorique. Le défaut de conception du système photovoltaïque et des équipements a été identifié comme origine du faible rendement de ces composantes. A l'issue de ces analyses, des solutions provisoires et durables ont été proposées notamment le remplacement du système de conversion par des onduleurs réseaux et chargeurs de chez SMA ainsi que le dispositif de stockage par des batteries lithium ou OPzV 2V. Ainsi 02 scénarii ont été soumis au client pour réduire sa facture d'électricité. Le scénario I qui suggère des batteries lithium et des onduleurs SMA va permettre une réduction de 76% de cette facture pour un temps de retour sur investissement de 7,7 ans tandis que le scénario II qui propose des onduleurs SMA et des batteries OPzV 2V une réduction de 84% pour un temps de retour sur investissement de 9,2 ans.

Mots Clés :

- 1 - Diagnostic**
- 2 – Batteries lithium**
- 3 – Système de conversion**
- 4 - Dispositif de stockage**
- 5 – Installation photovoltaïque**

ABSTRACT

This document deals with the diagnosis of a standalone photovoltaic installation of 76.8 kWp of a customer who saw his electricity bill increase 02 months after using this system. This diagnosis made it possible to analyze a set of factors intended to establish the causes of a possible malfunction found on this installation, and also to take measures to remedy them. The experimental analyzes questioned the operation of the conversion system and the storage system. Charge controllers yields of 65% are lower than the 95% yield prescribed by the manufacturer. Only 41.31% of the energy is returned by the storage system compared to their theoretical capacity. The design defect of the photovoltaic system and equipment has been identified as the cause of the poor performance of these components. At the end of these analyzes, temporary and durable solutions have been proposed, in particular the replacement of the conversion system by some grid tied inverters and inverter chargers from SMA and the replacement of the storage system by some lithium or OPZV 2V batteries. Thus 02 scenarios have been submitted to the customer to reduce his electricity bill. Scenario I, which suggests lithium batteries and SMA inverters will allow a reduction of 76% of this bill for a return on investment time of 7.7 years while scenario II which proposes SMA inverters and OPzV 2V batteries a 84% reduction for a return on investment time of 9.2 years.

Key words: they are chosen in relation to the subject treated and arranged in alphabetical order

-
- 1 - Diagnostic**
 - 2 – Lithium batteries**
 - 3 – Conversion system**
 - 4 – Storage device**
 - 5 – Photovoltaic installation**

LISTE DES ABREVIATIONS

- A** :Ampère
AC :Courant Alternatif
Ah :Ampèreheure
Bi :Batteries
CFA : Communauté Financière Africaine
DC :Courant continu
DOD :Deep Of Decharg
EES : Évaluation Environnementale Stratégique
EIE : Etude d'impact sur l'environnement
EIES : Etude d'Impact Environnemental et Social
h :heures
Impp :Intensité de puissance maximale
I-V :Intensité-Tension
kA :Kilo Ampère
kVA :kilo Volt Ampère
kWc : kilo Watt crête
kWh :Kilo Watt Heure
LIT :Lock-In thermography
m :mètre
mm² :millimètre carrée
MPPT :Maximum Power Point Tracking
NIE : Notice d'impact sur l'environnement
PGES : Plan de Gestion Environnemental et Social
Pr Ratio de puissance
PV :Photovoltaïque
P-V :Puissance-Tension
PWM :Pulse With Modulation
SONABEL :Société National Burkinabè d'Electricité
V :Volts
Vmpp :Tension de puissance maximale

Voc : *Tension à circuit ouvert*

VRLA : Valve Regulated Acid

Ω : ohm

SOMMAIRE

Table des matières

<i>Dédicaces</i>	<i>i</i>
<i>Remerciements</i>	<i>ii</i>
<i>Résumé</i>	<i>iii</i>
<i>liste des abréviations</i>	<i>v</i>
<i>Sommaire</i>	<i>1</i>
LISTE DES TABLEAUX	3
LISTE DES FIGURES	5
Introduction	6
Chapitre I : Généralités	7
I.1 Présentation de la structure d'accueil.....	7
I.2 Présentation de l'installation	9
I.3 Méthodes de diagnostic.....	11
Chapitre II : Choix de l'approche diagnostic	13
II.1 Profil de consommation du client.....	13
II.2 Hypothèses	14
II.3 Présentation de la méthode de diagnostic utilisée	17
II.4 Collectes de données	19
Chapitre III : Diagnostic de l'installation	20
III.1 Analyses et interprétations des données	20
III.2 Bilan du diagnostic.....	31
III.3 Identification des causes de défauts	31
Chapitre IV : Proposition de solutions	33
IV.1 Solution provisoire	33
IV.2 Remplacement du système de conversion par des équipements SMA	35
IV.3 Remplacement du parc des batteries	37
IV.4 Choix de dispositifs de protection et des sections de câbles pour les différentes composantes de l'installation.....	40
IV.5 Schémas d'ensemble de la modification de l'installation.....	44
IV.6 Analyse technico-économique du remplacement du système de conversion et du parc des batteries	

47	
IV.7	Plan de gestion environnemental et social du projet 52
Conclusion 56
Annexes 58

LISTE DES TABLEAUX

Tableau 1: configuration des composantes de l'installation photovoltaïque	9
Tableau 2: État des chiffres liées à la consommation du client avant et après l'installation PV	13
Tableau 3: Méthode de diagnostic utilisée pour la détection de défaut	17
Tableau 4: Calcul des chutes de tensions au niveau des câbles de l'installation	22
Tableau 5: Calcul du rendement moyen du régulateur II.....	24
Tableau 6: Rendement moyen au niveau du régulateur de chaque sous système	24
Tableau 7: Calcul du rendement moyen de l'onduleur II	24
Tableau 8: Rendement moyen de l'onduleur de chaque sous système	25
Tableau 9: Puissance active mesurée à la sortie de l'onduleur I	26
Tableau 10: Puissance active mesurée à la sortie de l'onduleur III.....	26
Tableau 11: Paramètres mesurés à intervalles de temps à l'entrée des onduleurs.....	27
Tableau 12: Calcul des différents rapports de restitution d'énergies par les batteries.....	28
Tableau 13: Tensions des batteries inférieures à 11V après extinction du sous-système II	30
Tableau 14 : Recensement des appareils défectueux	31
Tableau 15: Reconfiguration des sous champs	36
Tableau 16: Vérification du respect de conditions de choix de l'onduleur par rapport au sous champ	36
Tableau 17: Stockage de la production énergétique du champ PV par les batteries Lithium..	39
Tableau 18: Stockage de la production énergétique du champ PV par les batteries OPZV	40
Tableau 19: Vérification des paramètres de choix des disjoncteurs de protection	41
Tableau 20: Calcul des différentes sections cotés DC	43
Tableau 21: Tableau de calcul des différentes sections de câbles pour le coté AC de l'installation	44
Tableau 22: Répartition horaire de la consommation moyenne mensuelle en énergie électrique du client.....	47
Tableau 23: Evaluation de coût de l'investissement du scénario I.....	48
Tableau 24: Evaluation du cout d'exploitation de l'installation après le remplacement des équipements-scénario I.....	49
Tableau 25: Evaluation du cout d'investissement du scénario II.....	49
Tableau 26: Evaluation du cout d'exploitation de l'installation après le remplacement des	

équipements-scénario II	50
Tableau 27: Chiffres liés clés aux remplacements des équipements	51
Tableau 28 : Etiquetage des conteneurs	53
Tableau 29: Traitements des déchets	55

LISTE DES FIGURES

Figure 1: Organigramme graphique de SysAid.....	8
Figure 2: Synoptique de l'installation photovoltaïque autonome	9
Figure 3: Synoptique du sous-système III.....	10
Figure 4: Techniques de détection de défauts pour les systèmes PV autonomes	12
Figure 5: Graphique sur le profil de consommation du client de la période de Janvier 2017 à Décembre 2018	14
Figure 6: Graphique de comparaison de la consommation énergétique du client par rapport à l'énergie produite par l'installation	14
Figure 7: Organigramme des hypothèses émis pour le diagnostic.....	16
Figure 8:Graphique des tensions mesurées au niveau des strings du PV Combiner du sous-système II	20
Figure 9: Graphique des intensités mesurées au niveau des strings du PV Combiner du sous-système II	21
Figure 10: Evolution de la tension de décharge des batteries du sous-système II pour les strings 01 et 02.....	29
Figure 11: Evolution de la tension de décharge des batteries du sous-système II pour les strings 03 et 04.....	29
Figure 14: Schéma explicatif des modifications à apporter au niveau des batteries de l'installation	34
Figure 15: schéma d'ensemble du scénario I.....	45
Figure 14: Schéma d'ensemble du scénario II.....	46
Figure 15: Evaluation graphique du temps de retour sur investissement du scénario I.....	51
Figure 16:Evaluation graphique du temps de retour sur investissement du scénario II.....	52

INTRODUCTION

Le Burkina Faso est un pays sahélien qui dispose de l'un des gisements solaires les plus importants au monde avec un ensoleillement moyen de $5,5 \text{ kWh}\cdot\text{m}^{-2}\cdot\text{j}^{-1}$ [1]. Malgré ce potentiel énergétique, le pays enregistre un déficit de la production d'énergie et aussi l'un des coûts de production du kWh ($126,79 \text{ FCFA}\cdot\text{kWh}^{-1}$ [2]) les plus élevés de la sous-région.

Pour pallier ce déficit de production énergétique et réduire la facture d'électricité, certains ménages de la ville de Ouagadougou, capital du Burkina Faso, se sont dotés d'installations photovoltaïques. Les systèmes photovoltaïques permettent en effet de convertir le rayonnement solaire en énergie électrique. Ils ont l'avantage d'utiliser le soleil comme une source d'énergie inépuisable et aussi d'être non polluant. Lorsque les études pour le choix des équipements de ces systèmes photovoltaïques ne sont pas bien élaborées des dysfonctionnements peuvent intervenir. Cela peut aboutir à une indisponibilité de l'installation, et entraîner ainsi une baisse de production d'énergie. Cette baisse de production d'énergie électrique est un obstacle à l'atteinte des objectifs des installations photovoltaïques qui est d'assurer une continuité dans la fourniture d'électricité et de réduire le coût de la facture d'électricité de leurs propriétaires.

C'est ainsi qu'un client a constaté un impact peu satisfaisant de l'acquisition d'une installation photovoltaïque autonome de 76,8 kWc sur sa facture d'électricité. L'entreprise Sysaid Faso qui évolue dans le secteur des installations photovoltaïques, a donc été sollicité pour réaliser un diagnostic de l'installation et faire ressortir les causes de cette "non réduction" de sa facture d'électricité.

Le thème de ce mémoire a été formulé dans l'optique d'apporter des éléments de réponse aux préoccupations du client.

L'objectif principal de ce mémoire est d'améliorer la production d'énergie fournie par l'installation photovoltaïque du client pour réduire le montant de sa facture d'électricité et assurer la disponibilité de cette énergie de façon permanente.

Il sera donc question dans ce document de diagnostiquer d'abord une installation photovoltaïque autonome de 76,8 kWc pour détecter les défauts affectant la production d'énergie. Ensuite des solutions seront proposées pour atteindre un meilleur rendement de production d'énergie électrique.

Chapitre I : Généralités

I.1 Présentation de la structure d'accueil

SysAid Faso est une société d'ingénierie burkinabè basée à Ouagadougou. Accessible depuis l'avenue de l'hôtel de ville, elle occupe le 2e et le 3e étage de l'immeuble NOURIA HOLDIND situé à 100 m du grand marché côté Ouest.

La Société SysAid Faso appartient au groupe SODJI HOLDING GmbH qui, créé en août 2002 à Berlin, s'est rapidement imposé comme un leader mondial dans le développement de l'énergie, des télécommunications, de la transmission de données, du traitement des données numériques (cartes à puce), des logiciels bancaires et des solutions de e-gouvernement. La filiale SysAid Faso offre de nombreux services dans le domaine de l'énergie, tels que la fourniture et l'installation de groupes électrogènes, la construction de centrale thermique, la conduite de projets d'électrification rurale, la vente et l'installation de systèmes solaires photovoltaïques.

La force du groupe réside dans la richesse de son réseau. Un service sans reproche qui garantit la satisfaction des clients est offert par ses 5 filiales : IMET TOGO (1998), SysAid Sénégal (2002), SysAid Faso (2005), SysAid France (2007), SysAid Côte d'Ivoire (2008). Le groupe SODJI HOLDING GmbH a également su nouer des partenariats forts avec d'importantes sociétés internationales que sont

- TECMON, spécialisé dans l'assemblage industriel (Brésil)
- WAPCOS, constructeur renommée de système d'électrification en Asie ;
- TELEMENIA Ltd, constructeur de centrales électriques de renommée mondiale (Israël) ;
- AGREETECH, constructeur et fournisseur de groupes électrogènes (Chine) ;
- RISEN, constructeur et fournisseur de panneaux solaires ;
- AASTRA (Suisse), SIEMENS (Allemagne), KRONE (Allemagne), HITEC POWER (Hollande), 3M (France), Denso (Allemagne), AF Electrification (France) ; Samex (France),
- RADWIN (Israël), WAVEIP (Israël), etc.

Afin de faire face à une expansion sans cesse croissante, SYSAID FASO s'est dotée d'une organisation déclinée ci-dessous.

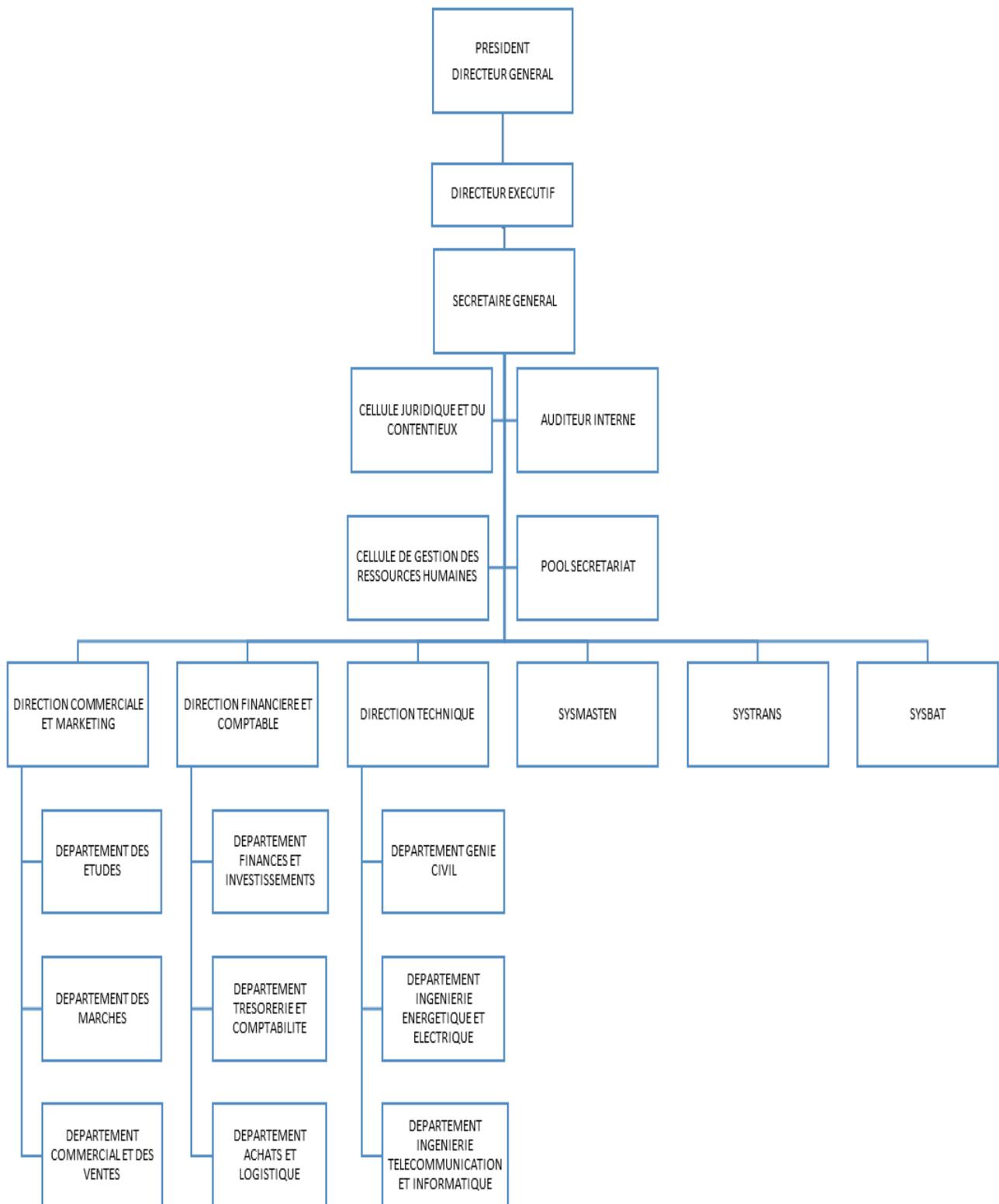


Figure 1: Organigramme graphique de SysAid

I.2 Présentation de l'installation

Un champ de 76,8 kWc couvre la superficie de la toiture du bâtiment principal du client. Ce champ est subdivisé en sous champ, et permet d'alimenter 03 sous-systèmes identiques composés chacun des composantes présentées dans le synoptique de la Figure 3.

La Figure 2 suivante résume les composantes clés de l'installation actuelle.

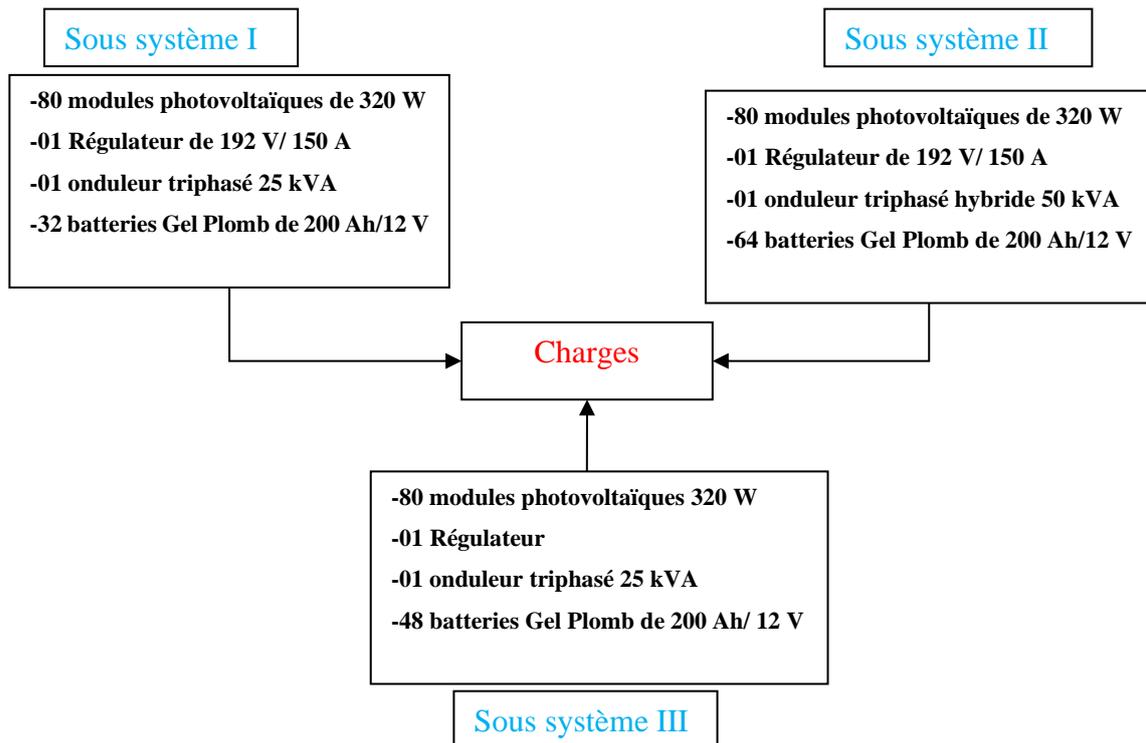


Figure 2: Synoptique de l'installation photovoltaïque autonome

Le Tableau 1 suivant présente les configurations des modules photovoltaïques et des batteries.

Tableau 1: configuration des composantes de l'installation photovoltaïque

	Sous champ I	Sous champ II	Sous champ III
Configuration des modules	8 modules en série et 10 strings en parallèle		
Configuration des batteries	<ul style="list-style-type: none"> • 16 batteries en série • 02 strings en parallèle 	<ul style="list-style-type: none"> • 16 batteries en série • 04 strings en parallèle 	<ul style="list-style-type: none"> • 16 batteries en série • 03 strings en parallèle

La Figure 3 présente le synoptique du sous-système III, qui est le même que le sous-système I. Pour le sous-système II il y'a une entrée réseau de la SONABEL au niveau de l'onduleur. Chaque sous-système est muni d'un inverseur automatique qui assure le basculement des charges sur le réseau SONABEL en cas de rupture de la fourniture d'énergie par l'installation solaire.

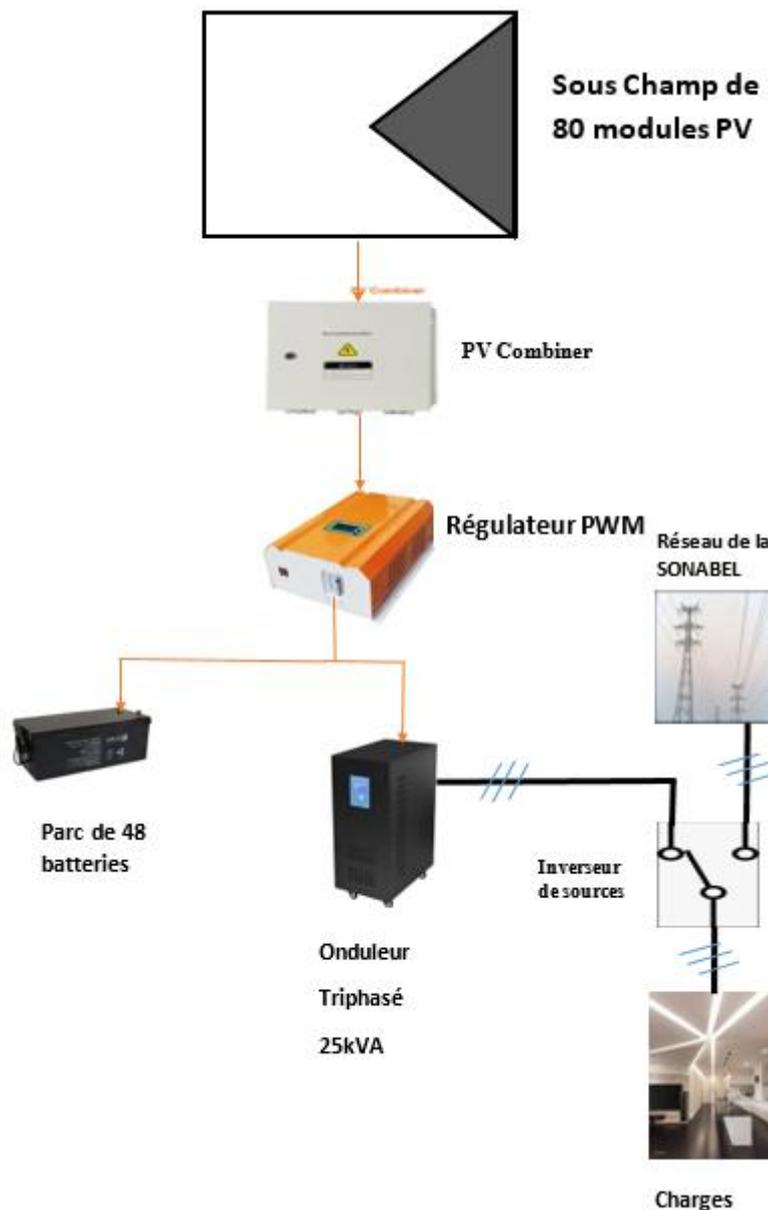


Figure 3: Synoptique du sous-système III

I.3 Méthodes de diagnostic

De nombreuses techniques ont été déployées récemment pour comprendre les défauts et contraintes des installations photovoltaïques. Cela a permis de développer de nouvelles méthodes de détections de défauts et ainsi améliorer les performances des systèmes PV et leur durée de vie. Quelques-unes de ces méthodes (voir Figure 4) sont abordées dans ce rapport.

I.3.1 Méthodes électriques

- **L'analyse de la caractéristiques I-V et P-V**

Elle fournit une connaissance importante sur le fonctionnement du champ PV, et si la chute de la productivité est au niveau de la tension, du courant ou de deux. [3]

- **Analyse des pertes de puissances**

L'analyse des pertes de puissance dans les systèmes photovoltaïques revient à déterminer les pertes de puissance qui sont calculées en comparant les données mesurées aux résultats simulés.

- **Analyse du point de fonctionnement**

Ce point présente la puissance maximale produite par le champ PV. Cette méthode est basée sur la comparaison entre la puissance maximale actuelle fournie et celle attendue.

I.3.2 Inspection Visuelle

L'inspection visuelle est la première étape dans la détection des défauts. Cette étape est décisive pour définir les types de test à appliquer sur le module PV afin d'évaluer son état.

Afin de bien identifier le défaut, ce dernier doit être inspecté sous différents angles.

I.3.3 Imagerie infra-rouge/thermique

L'imagerie IR/thermique est une autre méthode très répandue pour le diagnostic de panne PV. Cette méthode est basée sur le concept de génération de chaleur localisée à cause des mauvais contacts, court-circuit, etc. Dans une série connectée des cellules PV, certaines cellules qui génèrent moins de courant par rapport à d'autres cellules deviennent inversées, biaisées et agissent comme résistance et dissipent par effet de Joule la chaleur.

I.3.4 Thermographie infrarouge

La thermographie infrarouge {Lock-in thermography (LIT)} permet l'inspection de panneaux PV afin d'optimiser le rendement de l'installation en détectant d'éventuels défauts tels que : les points chauds (hot spots), défauts au niveau de la boîte de jonction (induisant des échauffements), dégradation de module PV, etc.[4]

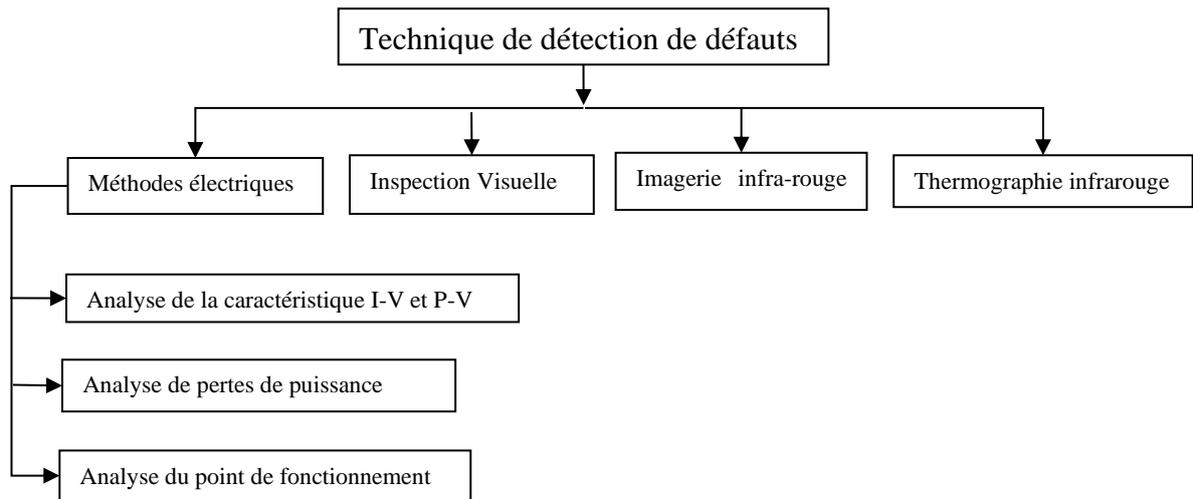


Figure 4: Techniques de détection de défauts pour les systèmes PV autonomes

Chapitre II : Choix de l'approche diagnostic

II.1 Profil de consommation du client

Tableau 2: État des chiffres liés à la consommation du client avant et après l'installation PV

	Un an avant l'installation	Un an après l'installation
Consommation d'énergie en kWh	102 927	90 269
Montant de la facture d'électricité en FCFA	15 891 024	13 854 618
Baisse d'énergie constatée en kWh	12 658	
Economie d'argent réalisée	2 036 406	
Taux de réduction de la facture d'électricité	13%	

La problématique principale de cette étude est la faible réduction de la facture d'électricité du client après l'installation du système solaire. Comme le montre le Tableau 2 la consommation du client a légèrement baissé de 13% un an après l'acquisition de celle-ci. Ce qui est très insuffisant par rapport aux résultats attendus. Une chute d'au moins 50% de la facture d'électricité du client était attendue après l'acquisition de l'installation.

La Figure 5 suivante montre une baisse significative de la facture du client après réception de l'installation en décembre 2017. Ensuite nous observons une nette augmentation de celle-ci après les 02 mois qui ont suivis l'installation. Le graphique de la Figure 6 (Voir Annexe 1 pour les détails de calculs qui ont permis d'obtenir les valeurs des paramètres du graphique) montre que la production d'énergie du champ PV et le dispositif de stockage devraient théoriquement couvrir une grande partie des besoins énergétiques du client en se référant aux mois qui ont précédés l'installation. Ce qui ne fut pas le cas, même s'il faut noter que toutes les charges de la maison ne sont pas connectées à l'installation PV.

02 objectifs seront globalement poursuivis à travers cette étude. Il s'agira d'abord de déterminer les causes de l'augmentation de la facture d'électricité juste quelque mois après la réception de l'installation PV et ensuite de proposer des solutions pour faire baisser considérablement celle-ci. Pour se faire, nous avons élaboré une approche de diagnostic qui va permettre de faire ressortir les défauts majeurs qui ont pu affecter la production de l'installation photovoltaïque.

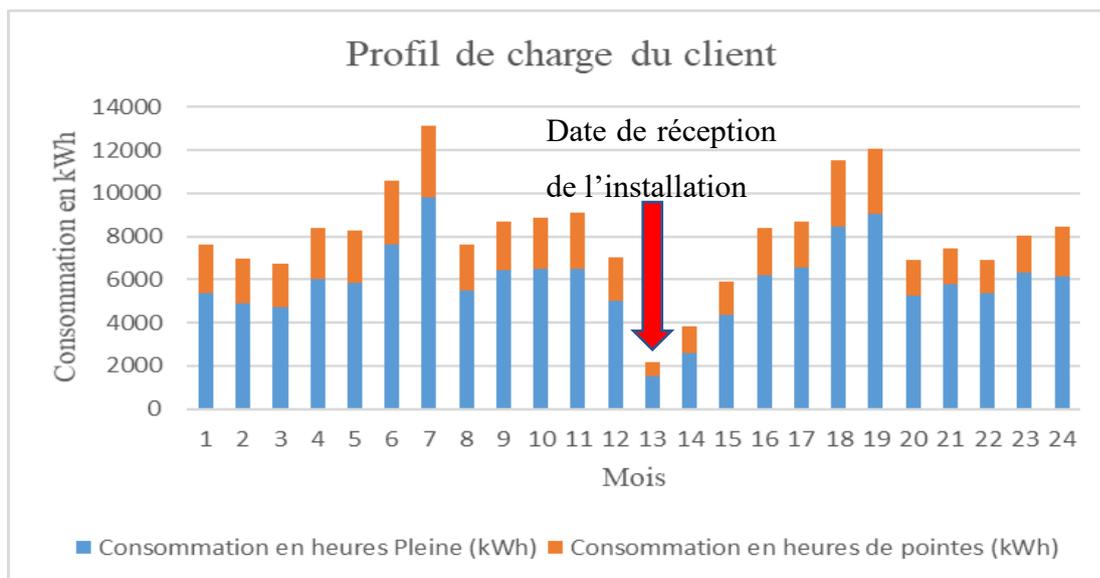


Figure 5: Graphique sur le profil de consommation du client de la période de Janvier 2017 à Décembre 2018

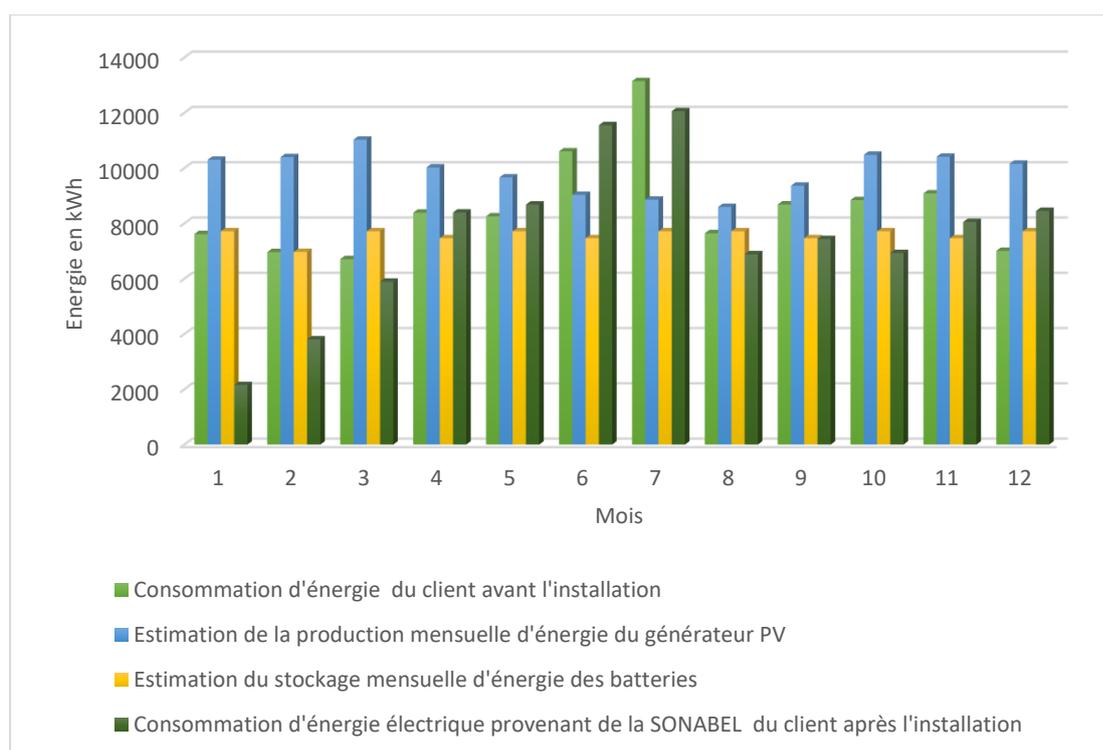


Figure 6: Graphique de comparaison de la consommation énergétique du client par rapport à l'énergie produite par l'installation

II.2 Hypothèses

Pour mener ce diagnostic des hypothèses ont été émis (voir Figure 7) afin de s'orienter sur des pistes de recherches de défauts. Les suppositions issues de ces hypothèses seront confrontées à

des tests qui vont permettre d'affirmer ou de réfuter ces hypothèses.

Les installations photovoltaïques autonomes sont des systèmes complexes. Les défauts électriques les affectant peuvent toucher chacun des éléments qui les composent dont les grandes familles sont :

- Modules photovoltaïques
- Système de conversion
- Batteries
- Connectique
- Système de protection

Dans ce présent diagnostic le système de protection ne sera pas étudié, car il avait fait l'objet d'inspection visuelle sur le déclenchement des appareils qui le compose. Il ressort de cette inspection un bon fonctionnement du système pour affecter la production du champ.

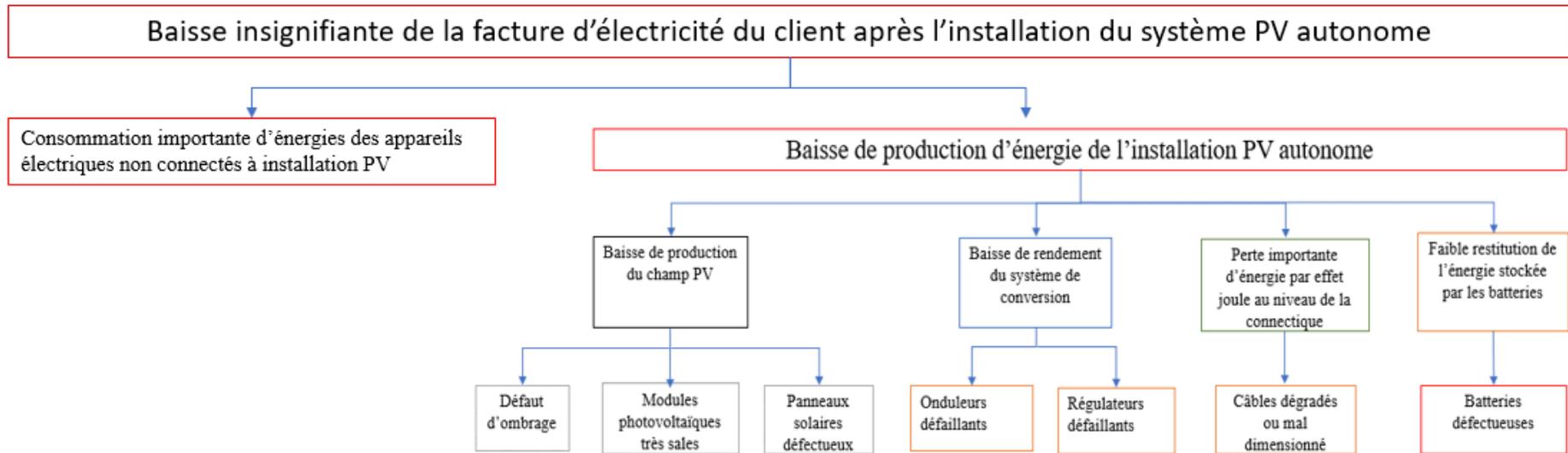


Figure 7: Organigramme des hypothèses émis pour le diagnostic

II.3 Présentation de la méthode de diagnostic utilisée

Tableau 3: Méthode de diagnostic utilisée pour la détection de défaut

Hypothèses	Prédiction du défaut	Test de vérification du défaut
Baisse de rendement du système de conversion	Régulateur défectueux	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Mesurer les grandeurs I et V à l'entrée et à la sortie du régulateur ▪ Déterminer la puissance P_e à l'entrée du régulateur et P_s la puissance à la sortie du régulateur ▪ Si le rapport $P_s/P_e < 95\%$ alors le régulateur est défectueux (Confère Annexe 2 pour la fiche technique du régulateur)
	Onduleur défectueux	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Mesurer les grandeurs I et U à l'entrée et à la sortie de l'onduleur ▪ Déterminer la puissance P_e à l'entrée de l'onduleur et P_s la puissance à la sortie de l'onduleur ▪ Si le rapport $P_s/P_e < 91\%$ pour un taux de charge supérieur à 80% alors l'onduleur est défectueux (confère Annexe 3 pour la fiche technique de l'onduleur)
Défaillance dispositif de stockage et de restitution d'énergie	Batteries défectueuses	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Déconnecter toutes les charges de l'installation photovoltaïque ▪ Charger pleinement les batteries par le champ toute une journée ▪ Connecter toutes les charges au système photovoltaïque ▪ Observer la variation de la tension et l'intensité à l'entrée de l'onduleur à intervalle de temps durant la décharge jusqu'à extinction de chaque sous-système ▪ Calculer l'énergie restituée par les batteries durant la décharge et la comparer à la capacité théorique de restitution de celles-ci ▪ SI le rapport énergie restituée sur la capacité théorique des batteries est inférieur à 90% alors il y'a une défaillance du dispositif de stockage

		<ul style="list-style-type: none"> ▪ Pour isoler les batteries défectueuses mesurer les tensions de chaque batterie durant la décharge ▪ Si la tension d'une batterie est inférieure à 11V après extinction du système alors elle est défectueuse.
Défaut de câblage	Câble dégradé	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Inspecter la câblerie ▪ Si les gaines ou isolant sont dégradés alors cette hypothèse est confirmée
	Câble mal dimensionné	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Vérifier si la chute de tension des câbles est inférieure à 5% pour toute l'installation dont 3% pour le côté DC ▪ Si la chute de tension des câbles est inférieure aux valeurs normalisées alors cette hypothèse est vérifiée
Baisse de production du champ	Défaut de mismatch	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Mesurer les tensions et intensités des strings de modules d'un sous-champ dans un même intervalle de temps ▪ Comparer les paramètres électriques de chaque string aux autres strings ▪ Si les paramètres électriques d'un string sont significativement différents des autres lors de la même mesure alors cette hypothèse est confirmée
	Modules ombragés ou encastrés	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Inspecter le champ PV ▪ Si on observe une accumulation de salissure, un masque d'ombrage ou toute autre anomalie (Fissures, corrosion des modules...) sur les modules alors cette hypothèse est confirmée

Le Tableau 3 ci-dessus présente la démarche à suivre pour diagnostiquer l'installation photovoltaïque. Cette démarche doit permettre de savoir si l'installation est à l'origine de la baisse insignifiante de la facture d'électricité du client.

II.4 Collectes de données

A partir de la méthode de diagnostic proposé des séries de collectes de données ont été effectués. Ce qui a permis d'effectuer les tests de prédiction de défaut.

Les tâches suivantes ont été réalisées pour la collecte des données :

- Le recensement des fiches techniques des modules (voir Annexe 14), régulateurs (voir) et onduleurs (voir Annexe 3).
- Les mesures de tension et d'intensité à plusieurs intervalles de temps au niveau :
 - Du PV Combiner : à la sortie du PV combiner et à l'entrée du PV combiner sur chaque string de modules
 - Au niveau du régulateur : à l'entrée du champ PV et à l'entrée du parc de batteries
 - Au niveau de l'onduleur : à l'entrée du parc de batteries, à la sortie de l'onduleur
 - Au niveau du parc de batteries : sur chaque batterie prise individuellement
- Mesure de température du local technique.
- Inspection visuelle du champ et de la câblerie

N.B: Les mesures des intensités et tensions au niveau du PV Combiner, du régulateur et de l'onduleur de chaque sous-système ont été effectué simultanément.

Chapitre III : Diagnostic de l'installation

III.1 Analyses et interprétations des données

III.1.1 Analyses et interprétations des données au niveau du champ PV

A ce niveau ces valeurs ont été mesurées à trois intervalles de temps différents dans une même journée. Les Figure 8 et Figure 9 présentent respectivement les valeurs des tensions de fonctionnement et d'intensités mesurées au niveau de chaque string des modules photovoltaïques du sous-système II. (Voir Annexe 5 et Annexe 6 pour les sous-systèmes I et III)

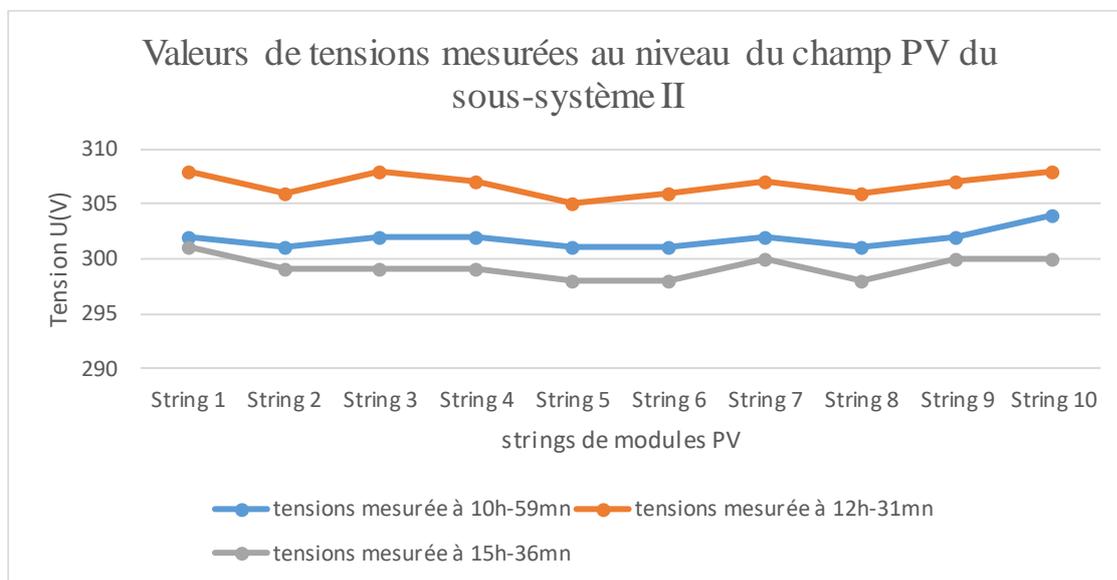


Figure 8: Graphique des tensions mesurées au niveau des strings du PV Combiner du sous-système II

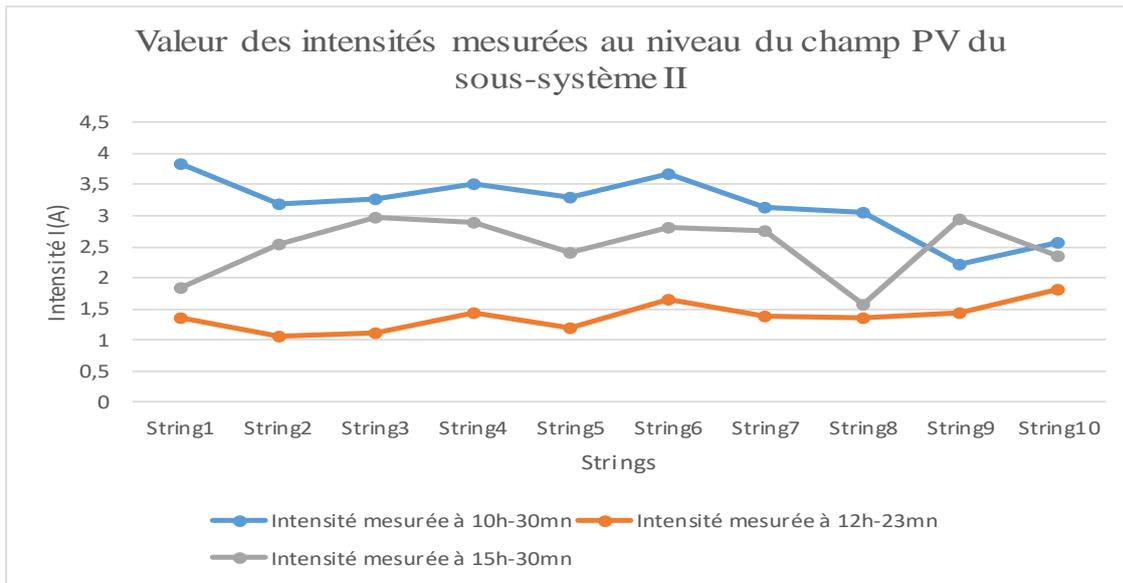


Figure 9: Graphique des intensités mesurées au niveau des strings du PV Combiner du sous-système II

Au niveau du champ PV une inspection visuelle a permis d'écarter tout défaut lié à la salissure, l'ombrage ou toute autre anomalie (fissures, corrosions des module...) pouvant affecter considérablement la production des sous champs PV. En effet l'inspection a permis de constater que les modules n'étaient pas suffisamment encrassés pour entrainer une baisse importante de l'absorption du rayonnement solaire et ainsi réduire la production d'énergie électrique. En plus les pluies survenues durant les mois des mesures (inspection effectuée entre juillet et aout 2019) ont nettoyées régulièrement les modules et à cela s'ajoutaient les nettoyages effectués par une équipe technique.

La Figure 8 et la Figure 9 ci-dessus montrent que dans l'ensemble, la différence des tensions et intensités mesurées, n'était pas significative entre les différents strings pour affecter la production de l'installation. Donc le défaut de mismatch est également écarté. En effet le défaut de mismatch apparait lorsque les paramètres électriques d'un groupe de modules sont différents en raison d'un ombrage partiel ou un défaut quelconque qui peut affecter les caractéristiques du module.

III.1.2 Analyses et interprétations des données au niveau de la câblerie de l'installation

Les formules suivantes ont été utilisées pour la détermination de la chute de tension :

- Coté DC :

$$\Delta U = \frac{2\ell \times L \times I}{S} \quad (1)$$

Avec :

S : section du câble (mm²)

ρ : résistivité linéique du câble (μΩ.m)

L : longueur du câble (m)

I : intensité du courant transitant dans le câble (A)

Coté AC :

$$\Delta U = \sqrt{3} \times I_B \times L \times (R \cos \varphi + X \sin \varphi) \quad (2)$$

Avec :

$$R = \frac{\ell}{s} \quad (3)$$

I_B : Le courant d'emploi (A)

L : La longueur du câble (m)

R : La résistance linéique en Ω/m

φ : Angle de déphasage entre la tension et l'intensité

X : La réactance de 0,00008Ω/m

ℓ : La résistivité du cuivre de 0,01724 Ω.mm² /m

S : Section de câble en m

Tableau 4: Calcul des chutes de tensions au niveau des câbles de l'installation

Circuit	Longueur (m)	Intensité d'emploi (A)	Tension (V)	Section utilisée par phase mm ²	ΔU (%) Cu	Observations
Strings-PV combiner	10	8,6	192	10	0,18	Ok
PV-combiner-entrée PV régulateur	150	86	192	25	5,54	ΔU > 3% donc câble mal dimensionné
Entrée batterie régulateur-batteries	5	150	192	25	0,64	Ok
Batteries-entrée onduleur	5	55	192	25	0,24	OK
Sortie onduleur-inverseur	5	72	400V	70	1,33	OK

Le Tableau 4 ci-dessus montre les différentes chutes de tension des câbles obtenues par calcul. La section de câble de 25mm² entre la sortie du PV combiner et l'entrée régulateur est sous dimensionnée pour cette partie de l'installation. Cela peut engendrer des pertes d'énergies

considérables car l'énergie qui entre dans le régulateur est fonction de la tension ($E=U \times I \times t$). Si cette tension baisse alors l'énergie baisse également.

III.1.3 Analyses et interprétations des données expérimentales au niveau du système de conversion

Pour effectuer ces analyses nous avons calculé la valeur des différentes puissances en entrée et en sortie des composantes de ce système. Le rendement moyen est déterminé par le rapport de la puissance en sortie sur la puissance en entrée, issues des différentes mesures. Les formules utilisées pour les différents calculs sont les suivantes :

- $P_{e_r} = U_{e_r} \times I_{e_r}$ (4)

- $P_{e_o} = U_{e_o} \times I_{e_o}$ (5)

- $P_{s_r} = U_{s_r} \times I_{s_r}$ (6)

- $P_{s_o} = P_1 + P_2 + P_3$ (7)

- $P_i = U_i \times I_i \times \text{Cosp}$ (8)

Avec :

U_{e_r} : Tension à l'entrée du régulateur

U_{e_o} : Tension à l'entrée de l'onduleur

U_{s_r} : Tension à la sortie du régulateur

I_{e_r} : Intensité à l'entrée du régulateur

I_{e_o} : Intensité à l'entrée de l'onduleur

I_{s_r} : Intensité à la sortie du régulateur

P_{e_r} : Puissance à l'entrée du régulateur

P_{e_o} : Puissance à l'entrée de l'onduleur

P_{s_r} : Puissance à la sortie du régulateur

P_{s_o} : Puissance à la sortie de l'onduleur

P_i : puissance sur chaque phase à la sortie de l'onduleur

Cosp : Facteur de puissance pris par défaut, égale à 0,8

- **Au niveau des régulateurs de charge**

Tableau 5: Calcul du rendement moyen du régulateur II

Régulateur II								
Heures de mesures	Entrée Régulateur			Sortie Régulateur/Entrée Batterie			Ps/Pe	Rendement moyen
	Ier(A)	Uer(V)	Per (W)	Isr(A)	Usr(V)	Psr (W)		
11h-00mn	14,64	302	4417	11,34	226	2559	0,58	0,65
12h-31mn	13,93	303	4215	12,75	206	2630	0,62	
15h-36mn	21,72	274	5951	19,48	226	4397	0,74	

Tableau 6: Rendement moyen au niveau du régulateur de chaque sous système

Rendement entrée régulateur/sortie régulateur			
Mesures	Régulateur I	Régulateur II	Régulateur III
Mesure 1	0,57	0,6	0,58
Mesure 2	0,67	0,62	0,65
Mesure 3	0,76	0,74	0,73
Moyenne	0,66	0,65	0,65

Le Tableau 5 ci-dessus présente les valeurs de tensions et d'intensités mesurées au niveau du régulateur II ainsi que le calcul qui a permis d'obtenir son rendement. Comme le montre le Tableau 6 les rendements moyens des régulateurs des différents sous-systèmes sont en deçà du rendement de 95% fixé par le constructeur. Les valeurs obtenues par ces calculs stipulent qu'approximativement **35%** de l'énergie absorbée du champ PV est perdue dans les régulateurs. Les tableaux de calcul qui ont permis d'obtenir les rendements moyens des régulateurs et onduleurs du sous-système I et III sont présentés dans l'Annexe 4.

- **Au niveau des onduleurs :**

Tableau 7: Calcul du rendement moyen de l'onduleur II

Onduleur II															
Heures de mesures	Entrée Onduleur (DC)			Sortie Onduleur (AC)									Ps/Pe	Rendement moyen	
	Ieo (A)	Ueo (V)	Peo (W)	I1 (A)	I2 (A)	I3 (A)	U1 (V)	U2 (V)	U3 (V)	P1 (W)	P2 (W)	P3 (W)			Pso (W)
11h-00mn	33,5	225	7538	3,38	8,15	17,8	233	231	233	630	1506	3322	5458	0,72	0,80
12h-31mn	14,06	218	3075	0,07	0,03	15,2	233	234	233	13	5	2846	2864	0,93	
15h-36mn	22,3	224	5011	0,09	0,21	20,1	232	231	232	17	39	3738	3793	0,76	

Tableau 8: Rendement moyen de l'onduleur de chaque sous système

Rendement entrée onduleur/sortie onduleur			
Mesures	Onduleur I	Onduleur II	Onduleur III
Mesure 1	0,58	0,72	0,30
Mesure 2	0,68	0,93	0,18
Mesure 3	0,48	0,76	0,21
Moyenne	0,58	0,80	0,23

Le Tableau 7 montre les valeurs mesurées au niveau de l'onduleur II ainsi que les calculs qui ont permis d'obtenir la valeur de son rendement moyen.

Les chiffres du

Tableau 8 montrent les rendements moyens des onduleurs lors des différentes mesures. Nous constatons que tous les rendements moyens sont inférieurs au rendement de 91% annoncé dans la fiche technique des onduleurs.

Tableau 9: Puissance active mesurée à la sortie de l'onduleur I

Phases	Puissance de sortie (kW)	Taux de charge (kW)
Phase 1	5,4	72%
Phase 2	Non défini	0
Phase 3	6,7	48%
Total	12,1	56,4%

Tableau 10: Puissance active mesurée à la sortie de l'onduleur III

Phases	Puissance de sortie (kW)	Taux de charge (kW)
Phase 1	4,2	31%
Phase 2	6,4	51%
Phase 3	6,1	57%
Total	16,7	45,4%

Le Tableau 9 et le Tableau 10 ci-dessus présentent les valeurs de puissance active mesurées par l'analyseur réseau lors de la dernière intervention sur les onduleurs de l'installation. En moyenne pour un onduleur de 25 kVA, la puissance active par phase est de 6,67 kW. Nous pouvons constater que par rapport à leur taux de charge les valeurs mesurées sur les phases des onduleurs sont très proches de la puissance active par phase.

Conclusion de l'analyse du système de conversion :

Le rendement moyen des régulateurs est de 65%. Ce qui confirme notre hypothèse de départ sur la défaillance probable des régulateurs.

Concernant les onduleurs il serait imprudent d'affirmer leur défaillance en se basant sur le rendement moyen obtenu par calcul. Le rendement des onduleurs est fortement lié à leur taux de charge. Plus le taux de charge est élevé plus leur rendement est meilleur. Les valeurs obtenues après les mesures de puissance active à la sortie des onduleurs I et III sont satisfaisant, compte tenu du taux de charge. L'onduleur II à un rendement moyen de 80% malgré le faible taux de charge qui pourrait être satisfaisant.

En synthèse nous pouvons affirmer que le système de conversion de l'installation en général n'est pas satisfaisant. Son rendement est considérablement affecté par le faible rendement des régulateurs. Cela peut expliquer en partie une baisse de la production d'énergie par l'installation.

III.1.4 Analyses et interprétations des données expérimentales du dispositif de stockage

III.1.4.1 Analyse de l'autonomie des batteries

Pour mener cette analyse il a été calculé l'énergie restituée par les batteries avec les valeurs des paramètres présentés dans le Tableau 11 ci-dessous :

Tableau 11: Paramètres mesurés à intervalles de temps à l'entrée des onduleurs

Intensité des batteries à l'entrée des onduleurs de chaque sous-système durant la décharge									
Mesures	Onduleur I			Onduleur II			Onduleur III		
	U(V)	I(A)	t(h)	U(V)	I(A)	t(h)	U(V)	I(A)	t(h)
Mesure 1	219	8,8	2,5	219	46,3	2,56	220	19,12	2,55
Mesure 2	206	7,63	25,38	198			205	16,43	7,34
Mesure 3	193						199		

Les formules utilisées pour obtenir les résultats dans le Tableau 12 ci-dessous sont les suivantes :

$$\bullet \quad E_i = \frac{(U_i + U_{i+1})}{2} \times I_i \times t_i \quad (9)$$

$$\bullet \quad E_r = \sum_1^2 E_i \quad (10)$$

$$\bullet \quad E_{ss} = \text{nombre de batteries} \times C \times U_{bat} \times DOD \times \eta_{bat} \quad (11)$$

$$\bullet \quad \%E_r = \frac{E_r}{E_{ss}} \quad (12)$$

$$\bullet \quad \%E_{rt} = \frac{\sum E_r}{\sum E_{ss}} \quad (13)$$

Avec :

U_i : Valeur de la tension des batteries à l'entrée de l'onduleur lors d'une mesure

I_i : Valeur de l'intensité des batteries à l'entrée de l'onduleur lors d'une mesure

t_i : le temps écoulé entre 02 mesures

C : capacité des batteries en Ah

U_{bat} : tension nominale des batteries (V)

DOD : Profondeur de décharge de 80%

η : Rendement de conversion des batteries de 90%

E_i : énergie (kWh) restituée par les batteries à l'intervalle de 02 mesures

E_r : énergie (kWh) restituée par les batteries d'un sous-système durant toute la décharge

E_{ss} : Capacité théorique (kWh) de restitution d'énergie de chaque sous système

$\%E_r$: Pourcentage de restitution d'énergie par rapport à la capacité théorique des batteries de chaque sous système

$\%E_{rt}$: Pourcentage d'énergie totale restituée par rapport à la capacité théorique des batteries de l'ensemble du système

Tableau 12: Calcul des différents rapports de restitution d'énergies par les batteries

	Sous-système I	Sous-système II	Sous-système III
E_r : Energie restituée par le parc de batteries (kWh)	43	25	35
E_{ss} : Capacité théorique de restitution d'énergie du parc des batteries du sous-système (kWh)	55	111	83
$\%E_r$: Pourcentage d'énergie restituée par le sous-système	78,43%	22,33%	41,87%
$\%E_{rt}$: Pourcentage d'énergie totale restituée par rapport à la capacité théoriques des batteries de l'ensemble du système	41,31%		

Le Tableau 12 montre que seul **41,31%** de l'énergie est restitué par rapport à l'énergie que peut rendre l'ensemble des batteries de l'installation. Cela s'explique par la présence probable de batteries défectueuses dans le dispositif de stockage.

III.1.4.2 Analyse de l'évolution de la tension des batteries lors de leur décharge

Les Figure 10 et Figure 11 ci-dessous présentent l'évolution des tensions lors de la décharge des batteries du sous-système II (l'évolution des tensions de décharge des batteries du sous-système I et III sont présentée en Annexe 7 et Annexe 8). La première mesure (13h-24mn) a été faite en début de décharge et après la déconnexion du sous-système II au champ et la deuxième mesure après l'extinction du sous-système II en question.

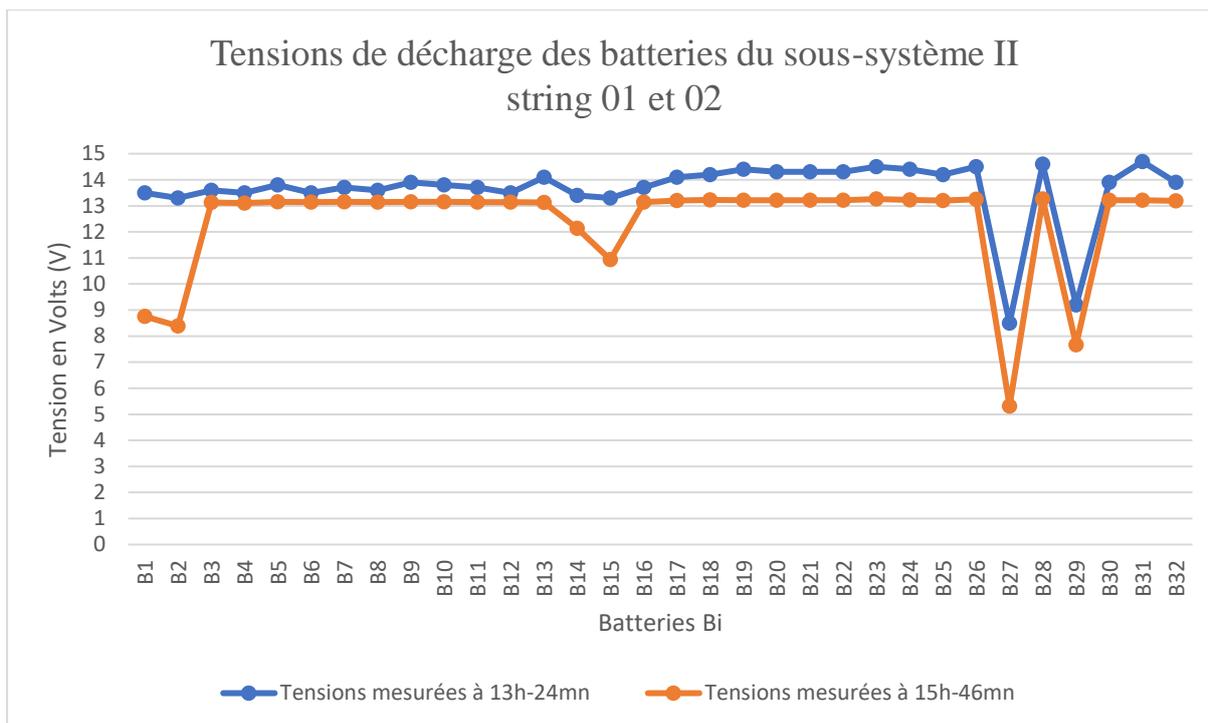


Figure 10: Evolution de la tension de décharge des batteries du sous-système II pour les strings 01 et 02

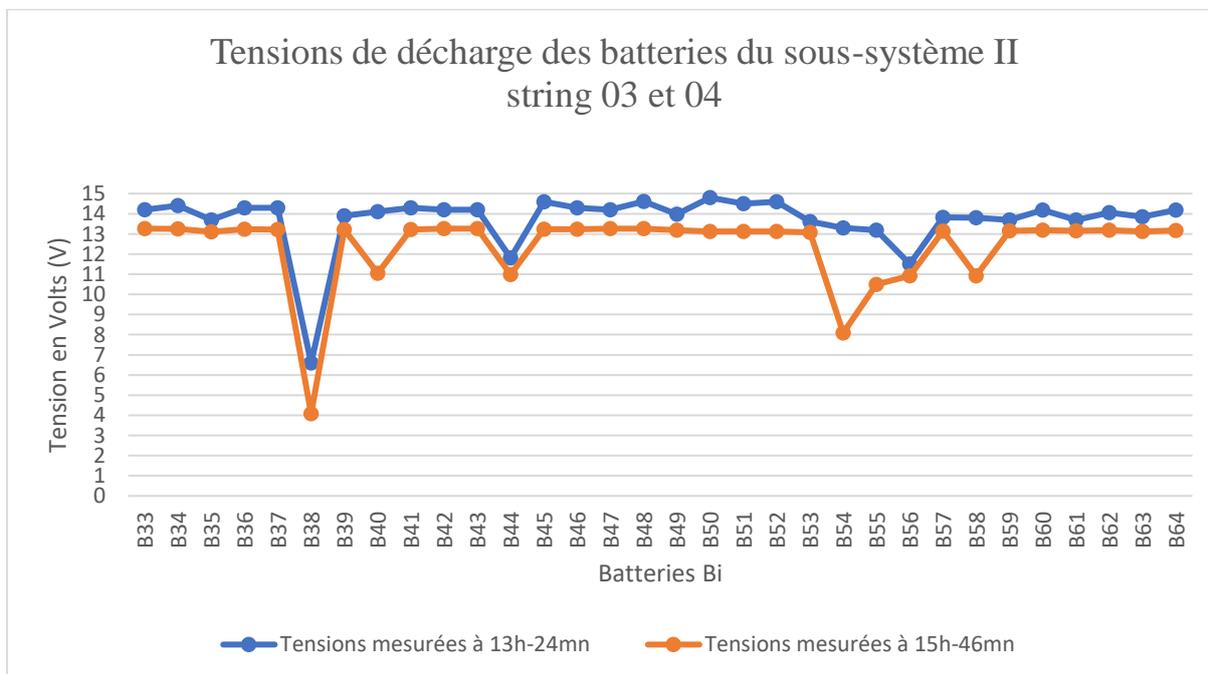


Figure 11: Evolution de la tension de décharge des batteries du sous-système II pour les strings 03 et 04

Les batteries sont supposées pleines après plus d'une journée de charge et déconnectées des charges de la maison du client.

Nous constatons premièrement des tensions de batteries inférieures à **11V** avant la connexion du sous-système aux charges notamment les batteries **B27 (8,5V)**, **B29 (9,2V)** et **B38 (6,6V)**. Nous observons par la suite après augmentation des charges jusqu'à extinction du système, la tension de certaines batteries qui chute en dessous de 11V. Le tableau 7 suivant présente le recensement des batteries du sous-système II présentant des tensions inférieurs à 11V.

Tableau 13: Tensions des batteries inférieures à 11V après extinction du sous-système II

Batteries Bi	B1	B2	B15	B27	B29	B38	B44	B54	B55	B56	B58
Tension (V)	8,76	8,39	10,94	5,31	7,66	4,08	10,98	8,09	10,5	10,92	10,92

Nous observons également que la tension de la majorité des batteries restantes, avoisine 13V. Ce phénomène s'explique par le fait que les batteries de faibles tensions avant la décharge ont affectés les autres batteries en les mettant rapidement au niveau de celle-ci. Donc toutes les bonnes batteries ont été prématurément déchargées.

Suivant le même principe d'analyse des batteries de chaque sous-système, il a été détecté 03 batteries défectueuses dans le sous-système I (Voir Annexe 7) et 03 autres batteries défectueuses dans le sous-système III (Voir Annexe 8).

Conclusion de l'analyse du dispositif de stockage : Le dispositif de stockage est globalement défaillant. Le taux de restitution d'énergie est très inférieur aux résultats attendus du parc des batteries. L'existence de batteries défectueuses dans les strings a affecté considérablement l'autonomie du dispositif de stockage. Cela explique en grande partie la défaillance de l'installation PV, car pour les systèmes PV de ce type (Champ + Régulateur + Batterie + Onduleur) l'état de santé des batteries est capital pour le bon fonctionnement du système. Seule l'énergie provenant des batteries est transitée vers les charges. L'excédent de production d'énergie après la charge des batteries se limite au niveau des régulateurs qui arrêtent l'absorption d'énergie provenant du champ après leur charge.

III.2 Bilan du diagnostic

Au sortir de ce diagnostic nous constatons clairement qu'il y a eu une baisse considérable de production de l'installation PV. Le faible rendement du système de conversion associé à une défaillance prématurée des batteries a causé cette réduction significative de la fourniture d'énergie électrique issue du champ PV vers les charges qui y sont raccordées. De l'ensemble des 03 sous-systèmes, le sous-système I est le seul qui donne des résultats moyennement satisfaisant.

L'analyse des données a également permis d'identifier les composantes défaillantes et celles toujours exploitables. Il en ressort que le champ PV et la câblerie est réutilisable. Tandis que le système de conversion et le dispositif de stockage doivent être remplacés par des équipements de meilleures performances. Le Tableau 14 résume les appareils défectueux d'après notre analyse.

Tableau 14 : Recensement des appareils défectueux

	Sous système I	Sous système II	Sous système III
Appareils défectueux	<ul style="list-style-type: none">• 01 régulateur• 03 batteries	<ul style="list-style-type: none">• 01 régulateur• 11 batteries	<ul style="list-style-type: none">• 01 régulateur• 03 batteries

III.3 Identification des causes de défauts

Les origines de ces défauts détectés par ce présent diagnostic proviennent de plusieurs sources :

- Au niveau de la conception de l'installation : Le choix technologique de certains équipements non adaptés à ce type d'installation peut expliquer la défaillance rapide du système.
 - Nous pouvons noter le choix des régulateurs PWM (Pulse With Modulation). Ce type de régulateur possède une unique fonction d'adapter la tension des panneaux à celles des batteries. Il ne transforme pas l'énergie supplémentaire produite par les panneaux solaires. L'énergie non absorbée par les batteries est perdue. En plus les régulateurs PWM ne sont pas adaptés pour des installations photovoltaïques de plus de 200 Wc. En effet pour des installations photovoltaïques supérieures à 200 Wc il est recommandé d'utiliser des régulateur MPPT. Leur rendement qui est de 99% est plus intéressant que les régulateurs PWM qui est de 65%.[5] .

- Nous pouvons souligner également le choix du dispositif de stockage qui a contribué à l'indisponibilité du système. En effet il n'est pas recommandé d'avoir trop de petites batteries gel au plomb (12 V 200 Ah) dans plusieurs rangées, car lorsque le courant de charge se repend entre les strings de batteries il n'est jamais exactement égal. Souvent une cellule de faible tension ou une corrosion fera qu'une rangée entière de batteries va recevoir moins de charge. La cellule va se dégrader et il ne se passera pas longtemps avant que les autres rangées ne subissent le même sort.[6]. Des batteries lithium 48 V ou des batteries OPzV 2V de grande capacité auraient été mieux adaptées.
- Les défauts de fabrications de certains équipements : les rendements obtenus après les différentes mesures sont largement inférieurs aux rendements annoncés dans les fiches techniques des régulateurs. Ce qui est probablement dû à un défaut de fabrication.

Chapitre IV : Proposition de solutions

Les solutions à proposer doivent permettre d'améliorer considérablement la production énergétique de l'installation afin de réduire de façon significative la facture d'électricité du client.

IV.1 Solution provisoire

L'objectif recherché à travers cette solution provisoire, c'est de permettre au client de pouvoir amortir l'utilisation des batteries de l'installation tout en améliorant leur autonomie par rapport à leur état actuel. Comme le montre la Figure 12 cela consiste à :

- Isoler les 11 batteries défectueuses du sous-système II ;
- Ensuite retirer 5 batteries non défectueuses du sous-système II ;
- Ramener le parc de batteries du sous-système II à 03 strings de 16 batteries au lieu de 04 strings ;
- Substituer les 03 batteries défectueuses du sous-système III par 03 des 05 batteries non défectueuses retirées du sous-système II ;
- Substituer 02 des 03 batteries défectueuses du sous-système I par les 02 batteries non défectueuses restantes parmi celles retirées du sous-système II.
- Substituer la dernière batterie défectueuse du sous-système I par une batterie neuve de même caractéristiques (200 Ah- 12 V)

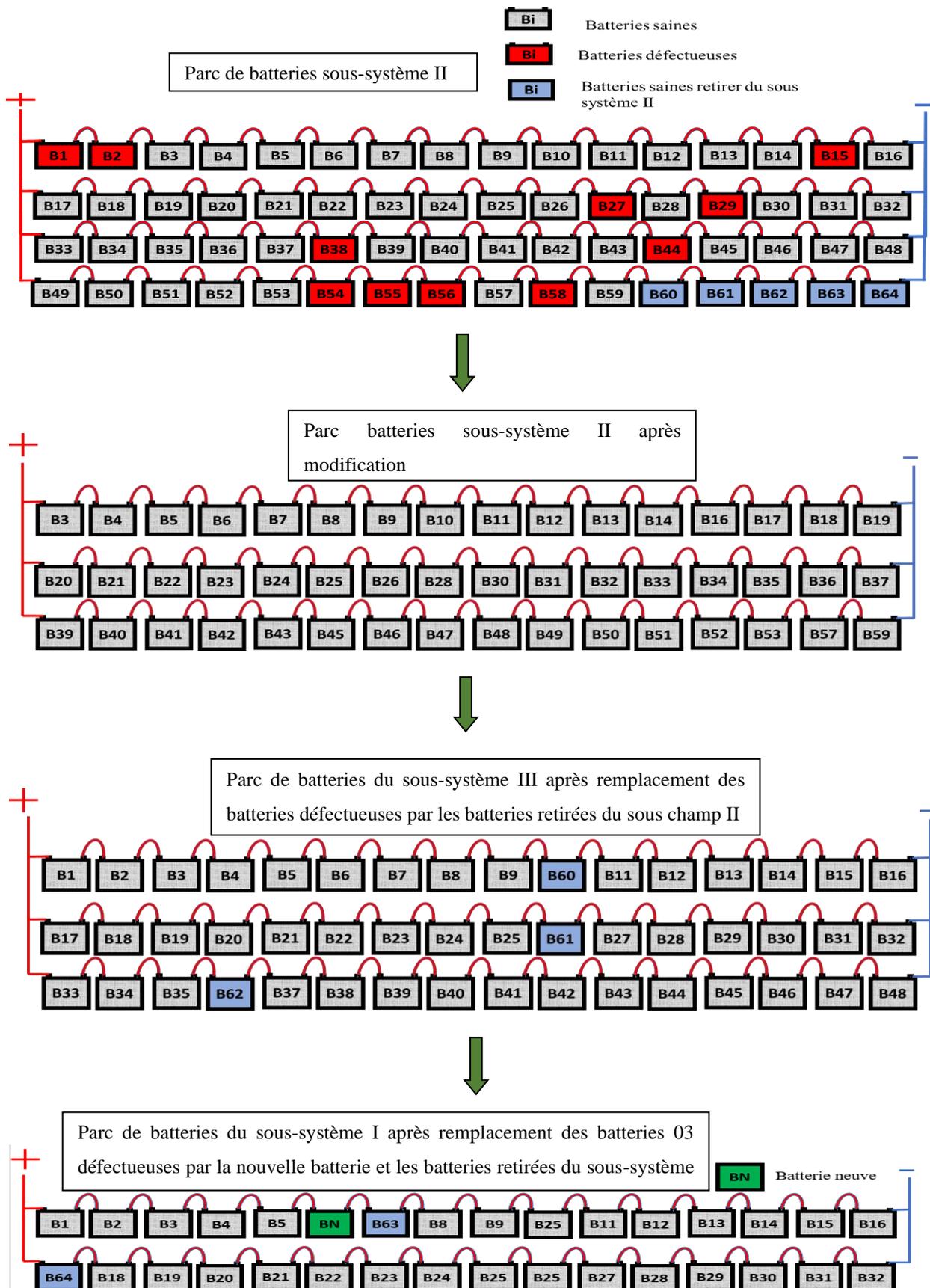


Figure 12: Schéma explicatif des modifications à apporter au niveau des batteries de l'installation

IV.2 Remplacement du système de conversion par des équipements SMA

Pour le remplacement du système de conversion nous proposons des onduleurs SMA car ils conviennent parfaitement pour les grandes installations sur grandes toitures. Grâce à leur rendement atteignant 98,5%, ils fournissent non seulement des rendements très élevés mais se caractérisent également par une grande flexibilité de dimensionnement et une compatibilité étendue avec de nombreux panneaux photovoltaïques grâce au concept multistring et une large plage de tension d'entrée.[7]

Ainsi pour s'offrir un système fiable nous allons avoir une combinaison d'onduleurs réseaux pour le champ PV et d'onduleurs chargeurs pour les batteries. Les onduleurs réseaux ramènent toujours le champ PV à son fonctionnement maximum grâce au système MPPT intégré.

IV.2.1 Choix de l'onduleur

Les onduleurs à choisir devront supporter la puissance crête des sous champs photovoltaïques déjà installée.

Le choix des onduleurs réseaux est basé sur les conditions suivantes :

- La tension V_{oc} du générateur doit être inférieure à la tension V_{max} de l'onduleur
- La tension V_{mpp} du générateur doit être comprise entre] min ; max [de la tension MPPT de l'onduleur
- L'intensité I_{mpp} des modules en série multiplié par le nombre de branche doit être inférieure ou égale à l'intensité I_{max} de l'onduleur
- Le ratio de puissance P_r doit être compris entre [90% ; 110%] avec :

$$P_r = \frac{\text{Puissance de l'onduleur}}{\text{Puissance crête du générateur}}$$

Ainsi nous avons choisi 01 onduleur réseau Sunny Tripower 25 000TL (Voir **Annexe 12** pour les caractéristiques techniques) par sous-système. Pour le choix des différents onduleurs nous allons préserver les différents sous champs déjà installés c'est-à-dire 80 modules de 320 W soit 25,6 kWc par sous champ. Tandis que la configuration des modules va changer comme le montre le Tableau 15 suivant pour s'adapter à l'onduleur choisi.

Tableau 15: Reconfiguration des sous champs

	Sous champ I	Sous champ II	Sous champ III
Nouvelle configuration des modules de sous champ	80 modules dont : <ul style="list-style-type: none"> • 20 modules en séries • 04 strings 	80 modules dont : <ul style="list-style-type: none"> • 20 modules en séries • 04 strings 	80 modules dont : <ul style="list-style-type: none"> • 20 modules en séries • 04 strings

Le Tableau 16 montre la vérification de l'adéquation entre l'onduleur choisi et le sous champ.

Tableau 16: Vérification du respect de conditions de choix de l'onduleur par rapport au sous champ

Conditions à vérifier	Calcul de vérification	Observations
$V_{oc_{gen}} < V_{max_{ond}}$	$V_{oc_{gen}} = 20 \times 45,7 = 914V$	$914V < 1000V$ Ok
$V_{mpp_{gen}} \in] \min ; \max [V_{mpp}$	$] \frac{390}{20} ; \frac{800}{20} [\rightarrow] 16 ; 40 [$	$37,3V \in] 16 ; 40 [$ Ok
$Impp \times N_{branches} \leq Imax_{ond}$	$Impp_{gen} = 4 \times 8,6 = 34,4A$	$34,4A < 66A$ Ok
$Pr \in [90\% ; 110\%]$	$Pr = \frac{25500}{80 \times 320} = 99,6\%$	$99,6\% \in [90\% ; 110\%]$ Ok

Avec :

$V_{oc_{gen}}$: Tension à circuit ouvert des modules du générateur (V)

$V_{max_{ond}}$: Tension maximum à l'entrée de l'onduleur (V)

$V_{mpp_{gen}}$: Tension à la puissance maximum des modules du générateur (V)

$Impp$: Intensité à la puissance maximum des modules du générateur (A)

Pr : Ratio de puissance

$N_{branches}$: Nombre de branche

Après vérification nous pouvons affirmer que l'onduleur SMA **Sunny Tripower 25 000TL** est bien adapté à un sous champ.

Concernant les onduleurs chargeurs nous avons choisi des onduleurs SMA de types **Sunny Island 8.0H** de 6 kW (voir

Annexe 13 pour fiche technique). Le choix de ce type d'onduleur chargeur a été fait pour répondre aux pics d'appel de puissance des appareils électriques du client. La puissance de ces pics a varié entre 12 kW et 65 kW durant ces 02 dernières années (Voir Annexe 9 pour les différents pics enregistrés sur cette période).

Le Sunny Island est un onduleur à batterie directement raccordé à un banc de batteries. Le Sunny Island forme le réseau de courant alternatif en site isolé et en régule ainsi la tension et la fréquence. Il est compatible avec de nombreuses batteries lithium. Il permet également une gestion optimale des batteries avec détermination de leur état de charge pour une longévité maximale dans le cas de batteries au plomb. Enfin les onduleurs Sunny Island peuvent être utilisés dans de conditions climatiques extrêmes et ils ont d'excellentes propriétés de surcharge. Tous ces facteurs ont conforté le choix de cette technologie d'onduleur.

Ainsi nous aurons 06 onduleurs Sunny Island 8.0H pour une puissance assignée de 36 kW soit 03 onduleurs par cluster pour le système multicluster. La technologie cluster est la combinaison de plusieurs systèmes triphasés pour la réalisation d'un système d'approvisionnement énergétique puissant.

Le système multicluster se compose de plusieurs clusters triphasés (ou monophasé). Les différents clusters doivent chacun être raccordé à une Multicluster-Box. La Multicluster-Box est un composant de la technologie SMA pour les réseaux en site isolé, les systèmes d'alimentation de secours et les systèmes d'optimisation de l'autoconsommation. Compte tenu du nombre d'onduleur chargeurs (06) et de clusters (02) il a été choisi un Multicluster- Box de type **MC-BOX-6.3-11** avec une puissance assignée de 55kW.

IV.3 Remplacement du parc des batteries

L'objectif visé par ces nouveaux dispositifs de stockage est de couvrir 60% des besoins énergétiques du client au maximum. En effet après des discussions avec le client, il ressort que la première installation était censée réduire sa facture d'électricité de moitié. Mais aussi de choisir des batteries qui auront une longue durée de vie. C'est dans ce sens que ce taux de couverture des besoins énergétiques par le parc des batteries a été considéré à 60% au maximum. A cela va s'ajouter l'injection direct des onduleurs réseaux sur les charges dans la journée.

La consommation énergétique moyenne mensuelle avant l'installation est estimée à **8 577 kWh**.

Deux types de technologie de batteries seront proposés au client pour le choix du dispositif de stockage. Il s'agit des batteries lithium et des batteries OPzV. Ils présentent chacune des avantages technologiques :

Batteries lithium :

- Moins volumineux et discret grâce à leur emplacement dans des boîtes réduisant ainsi l'espace
- Un nombre de cycle élevé, 6000 cycles pour un DOD de 100% [8]
- Ils ont un meilleur rendement de conversion que les autres technologies de batteries
- Une résistance aux décharges profondes
- Une excellente performance charge/décharge
- Une longue durée de vie, supérieur à 10 ans
- Facile à connecter

Batteries OPzV :

- Grande capacité de stockage
- Régulation automatisée grâce au VRLA (Valve Regulated Acid)
- 2000 cycles pour 80% de décharge
- Sans entretien à vie

En fonction de ces 02 technologies de batteries, 02 scénarii ont été soumis au client.

- Le scénario I : les onduleurs SMA associés aux batteries lithium
- Le scénario II : les onduleurs SMA associés aux batteries OPzV

IV.3.1 Scénario I : Remplacement du parc des batteries par des batteries lithium 48V

Dans ce scénario nous proposons au client des batteries lithium BYD Pro 2.5 de 48 V 2,5 kWh. Comme le précise la fiche technique de ces batteries lithium, il n'est pas possible d'associer plus de 32 batteries en parallèle pour un système de 48V. Compte tenu de la tension d'entrée des batteries qui est de 48V au niveau des onduleurs chargeurs, nous aurons 32 batteries par cluster soit 64 batteries pour l'ensemble de l'installation.

Pour une profondeur de décharge de 90% nous aurons une capacité totale C_t de restitution d'énergie journalière de 137,2 kWh avec :

$$C_t(\text{kWh}) = \text{Nombre de batteries} \times C_{\text{bat}}(\text{kWh}) \times \text{DoD} \times \eta$$

$$C_t = 64 \times 2,5 \times 0,9 \times 0,953 = 137,2 \text{ kWh}$$

Le parc des batteries devrait fournir **137,2 kWh** pour besoins énergétiques journaliers du client

et **4 117 kWh** pour ses besoins énergétiques mensuels, soit un taux de couverture de **48%** des besoins énergétiques.

Le présente le pourcentage d'énergie du champ PV qui sera stocké mensuellement par le parc des batteries lithium.

Le Tableau 17 présente le pourcentage d'énergie du champ PV qui sera stocké mensuellement par le parc des batteries lithium. 42% de cette énergie sera stockée et restituée par les batteries lithium par an.

Tableau 17: Stockage de la production énergétique du champ PV par les batteries Lithium

Mois	Estimation de la production d'énergie du générateur PV en kWh	Pourcentage d'énergie mensuelle stockable par les batteries Lithium (kWh)
Janvier	10301	41%
Février	10396	37%
Mars	11027	39%
Avril	10023	41%
Mai	9662	44%
Juin	9031	46%
Juillet	8858	48%
Août	8594	49%
Septembre	9363	44%
Octobre	10481	41%
Novembre	10409	40%
Décembre	10156	42%
Total annuel	118 301	42%

IV.3.2 Scénario II : Remplacement du parc de batteries par des batteries OPzV

Pour ce scénario nous avons opté pour des batteries solaires gel OPzV 2V 1500 Ah de chez CSPOWER TECHNOLOGY LIMITED.

La capacité des batteries de stockage ne doit pas dépasser 60% de la consommation énergétique du client. Pour ce faire nous avons opté pour 03 lots de 24 batteries.

En effet pour respecter la tension de 48V à l'entrée batterie de l'onduleur nous aurons 02 lots 24 batteries solaires gel OPzV 2V 1500 Ah en série dans le 1^{er} cluster et un lot de 24 batteries en séries dans le 2^{ème} cluster soit **72 batteries** pour l'ensemble du système. Avec une profondeur de décharge de 80% nous aurons une capacité totale Ct de restitution d'énergie journalière de :

$$Ct(\text{kWh}) = \frac{N_{\text{batteries}} \times C_{\text{bat}} (\text{Ah}) \times U_{\text{bat}} (\text{V}) \times \eta \times \text{DoD}}{1000}$$

$$Ct = 72 \times 1500 \times 2 \times 0,9 \times 0,8 = 155 \text{ kWh}$$

Le parc des batteries devrait fournir **155 kWh** pour les besoins énergétiques journaliers du client et **4 665 kWh** pour ses besoins énergétiques mensuels, soit un taux de couverture de 54,4 % de ses besoins énergétiques.

Le Tableau 18 montre que 49% de l'énergie produite annuellement par le champ sera stockée et restitué par le parc des batteries OPZ.

Tableau 18: Stockage de la production énergétique du champ PV par les batteries OPZV

Mois	Estimation de la production d'énergie du générateur PV en kWh	Pourcentage d'énergie mensuelle stockable par les OPZV (kWh)
Janvier	10301	47%
Février	10396	46%
Mars	11027	44%
Avril	10023	48%
Mai	9662	50%
Juin	9031	53%
Juillet	8858	54%
Août	8594	56%
Septembre	9363	51%
Octobre	10481	46%
Novembre	10409	46%
Décembre	10156	47%
Total annuel	118 301	49%

IV.4 Choix de dispositifs de protection et des sections de câbles pour les différentes composantes de l'installation

Avec la nouvelle configuration du champ et le choix de nouveaux équipements, des dispositifs de protection doivent être prévus pour assurer la protection des appareils et des personnes.

IV.4.1.1 Choix des disjoncteurs de protections

Comme le montre Tableau 19 le choix des disjoncteurs doit vérifier certains paramètres :

- Calibrage de la tension : La tension nominale du disjoncteur doit être supérieure ou égale à la tension de fonctionnement du dispositif à protéger.

$$U_N \geq U_{\text{fonc}}$$

- Calibrage du courant : Le calibre du disjoncteur doit se situer dans l'intervalle suivant :

$$I_N(A) \geq I_{max}(A)$$

Tableau 19: Vérification des paramètres de choix des disjoncteurs de protection

	Calibrage de la tension	Calibrage du courant	Type du disjoncteur choisi	Nombre choisi
Entrée string PV Onduleur réseau	$U_{fonc} = N_{module} * V_{mpp}$ $U_{fonc} = 20 * 37,3 = 746 \text{ V}$ $U_N = 800 \text{ V}$	$I_{max} = I_{mpp_{module}}$ $I_{mpp} = 8,6 \text{ A}$ $I_N = 16 \text{ A}$	Disjoncteur DC 2P 16A	12
Sortie AC onduleurs réseaux	$U_{fonc} = 400 \text{ V}$ $U_N = 400 \text{ V}$	$I_{max} = 36,2 \text{ A}$ $I_N = 40 \text{ A}$	Disjoncteur AC 3P+N 40 A	03
Entrée AC Multicluster Box	$U_{fonc} = 400 \text{ V}$ $U_N = 400 \text{ V}$	$I_{max} = 36,2 * 3 = 102,6 \text{ A}$	Disjoncteur AC 3P+N 125 A	01
Entrée DC des batteries	$U_{fonc} = 48 \text{ V}$ $U_N = 48 \text{ V}$	$I_{max} = 140 \text{ A}$ $I_N = 160 \text{ A}$	Disjoncteur DC 2P 160 A	02
Disjoncteur de déconnexion du parafoudre	$U_{fonc} = N_{module} * V_{mpp}$ $U_{fonc} = 20 * 37,3 = 746 \text{ V}$ $U_N = 800 \text{ V}$	$I_{max} = I_{cc_{module}}$ $I_{max} = 9,15 \text{ A}$ $I_N = 16 \text{ A}$	Disjoncteur DC 2P 16 A	03

IV.4.1.2 Choix de dispositifs de protections contre les surtensions

La protection contre les surtensions est assurée par des parafoudres. Leur choix tient compte du niveau céramique de la zone d'emplacement de l'installation, de ses caractéristiques et également de la probabilité d'occurrence de la foudre. Le niveau céramique du Burkina varie entre 80 et 100 selon la carte mondiale de densité de foudroiements.[9]

D'après le principe de choix simplifié (Voir Annexe 10 pour le principe) un parafoudre de type II est exigé pour cette installation. Le risque de d'occurrence de foudre considéré dans le cadre notre projet est moyen. Le calibre du parafoudre est de 40 kA.[10]

Les équipements SMA qui seront fournis dans le cadre de projet intègre 03 parafoudres d'entrée

PSPD_KIT3-10 de 40 kA. Ce qui convient parfaitement pour la protection des onduleurs réseaux.

Pour protéger nos appareils contre les surtensions pouvant provenir du réseau de la SONABEL nous avons opté pour un parafoudre type II **parafoudre 3PN, 40 kA 350 V de chez Schneider.**

Il est livré avec son disjoncteur **NG125L** de déconnexion.

IV.4.1.3 Calculs de sections de câbles

- Détermination de la section de câble cote DC à partir de la chute tension

La section des câbles DC dépend essentiellement du courant qu'il doit transiter, de la chute de tension et de la longueur du câble. La chute de tension à respecter est de 3% et 1% est celle recommandée d'après la norme UTE C15-712. Pour déterminer la section de câble nous allons considérer une chute tension de 1%. Cette section s'obtient par la formule suivante :

$$S = \frac{2\ell \times L \times I}{\Delta U} \quad (13)$$

Avec :

S : section du câble (mm²)

ℓ : résistivité linéique du câble ($\mu\Omega.m$)

L : longueur du câble (m)

I : intensité du courant transitant dans le câble (A)

ΔU : valeur de la chute de tension maximale (V)

Tableau 20: Calcul des différentes sections cotés DC

Circuit	I(A)	% Chute de tension choisi	U(V)	L(m)	Section en cuivre	
					Section minimale (mm ²)	Section retenue (mm ²)
String module-onduleur	9,15	1%	240	20	2,59	4
Batterie lithium plug-Onduleurs Sunny Island	105	1%	48	5	45	50
Jeu de barre batteries OPZV-Onduleurs Sunny Island	420	1%	48	5	180	2 × 95

- Détermination de la section de câbles cotés AC à partir de l'échauffement

L'échauffement normal de l'âme conductrice d'un câble parcouru par un courant I_B ne doit pas entraîner la diminution des propriétés des isolants ni des gaines. Pour le choix de section de câble adéquat un courant admissible I_z est déterminé à partir des facteurs de corrections. Ce courant admissible est l'intensité maximale, sans protection, que peuvent supporter les conducteurs en permanences sans détériorer l'isolant dans le temps. Les facteurs de corrections à appliquer prennent en compte :

- K_1 : Le mode de pose qui limite le refroidissement du câble
- K_2 : Influence mutuelle des circuits qui sont cotes à cotes
- K_3 : l'influence du mode de pose selon la nature de l'isolant
- $K = K_1 \times K_2 \times K_3$

La section de câble choisie doit respecter une limite de chute de tension (ΔU) qui s'obtient par la formule suivante (Voir équation 2 pour plus détails) :

$$\Delta U = \sqrt{3} \times I_B \times L \times (R \cos \varphi + X \sin \varphi) \text{ (en triphasé)}$$

$$\Delta U = 2 \times I_B \times L \times (R \cos \varphi + X \sin \varphi) \text{ (en monophasé)}$$

L'Annexe 17 nous présente la méthodologie suivie pour aboutir aux différentes sections retenues dans le Tableau 21.

Tableau 21: Tableau de calcul des différentes sections de câbles pour le coté AC de l'installation

Circuits	Distance (m)	U(V)	Ib (A)	In (A)	K	Iz' (A)	Section par phase retenue (mm ²) Cu	□U (%)	Section neutre retenue (mm ²) Cu	Section fil de protection retenue (mm ²) Cu
Sortie onduleur réseau-Coffret de mise en parallèle	10	400	36,20	40	0,52	77,43	16	0,14	16	16
Coffret de mise en parallèle-Entrée Multicluster	100	400	108,6	125	0,52	240,38	70	1,14	70	35
Sortie Multicluster-Entrée onduleur Sunny Island	5	230	50	50	0,52	96,15	16	0,20	16	16
Sortie cluster-Charges de la maison	100	400	80	80	0,52	153,85	50	2,27	50	25
Départ SONABEL-Entrée Multicluster	100	400	80	80	0,52	153,85	50	2,27	50	25

IV.5 Schémas d'ensemble de la modification de l'installation

Les Figure 13 et Figure 14 donnent une vue d'ensemble de la nouvelle configuration de l'installation avec les nouveaux équipements choisis pour les 02 scénarii proposés au client. Le contenu des coffrets DC et de mise en parallèle est présenté en Annexe 19.

Ainsi nous constatons que toutes les charges de la maison du client seront prises en compte à travers la nouvelle configuration proposée dans les 02 scénarii. L'excédent d'énergie après la charge des batteries pourra être absorbée par les appareils électriques. Ce qui serait un changement notable par rapport à l'installation actuelle

02 Strings de
20 modules par
entrée PV/ 02
entrée PV soit
25,6 kWc par
onduleur

Coffret DC

Onduleur
réseau
25 kW/400 V

Coffret de mise
en parallèle
des onduleurs

Multicluster Box
de 55 kW gérant
02 cluster de 3
onduleurs
chargeurs

03 onduleurs
chargeurs de 6 kW
par sous cluster

Parc de 08 box(04
batterie/box) de
batteries lithiums
2,5 kWh/48V par
sous cluster

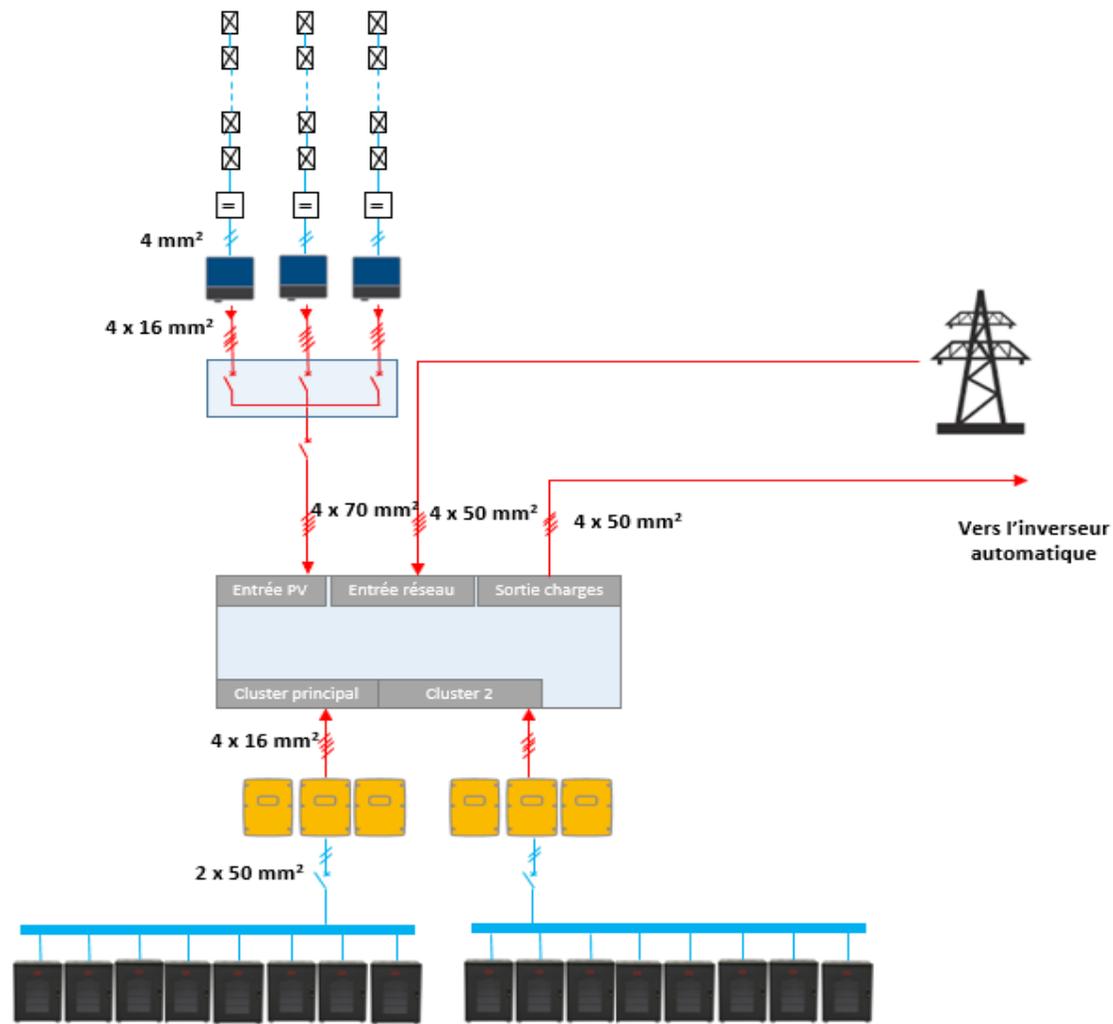


Figure 13: schéma d'ensemble du scénario I

02 strings de 20 modules par entrée PV/ 02 entrées PV soit 25,6 kWc par onduleur

Coffret DC

Onduleur réseau 25 kW/400 V

Coffret de mise en parallèle des onduleurs

Multicluster Box de 55 kW gérant 02 cluster de 3 onduleurs chargeurs

03 onduleurs chargeurs de 6 kW par sous cluster

Parc de 3 lots de 24 batteries OPZV 1500 Ah 2V pour les 02 clusters

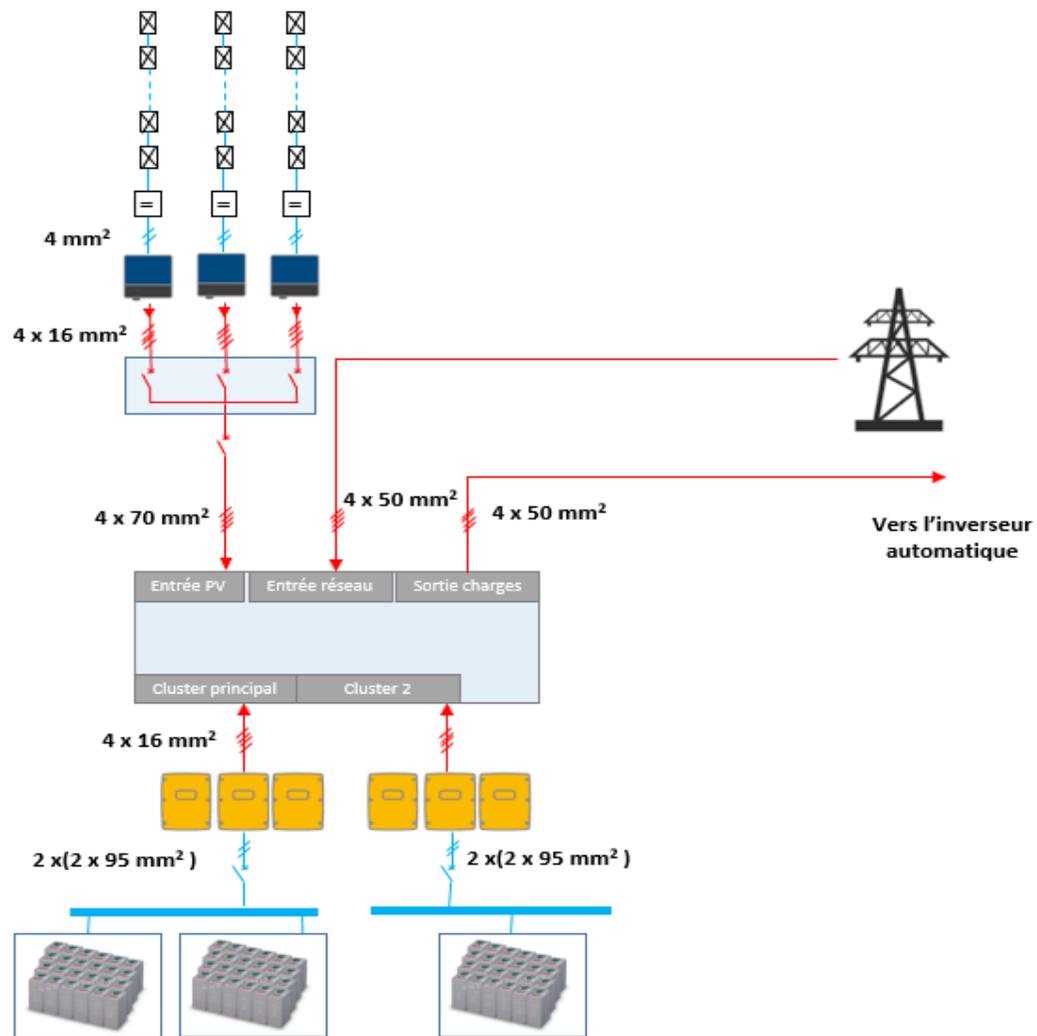


Figure 14: Schéma d'ensemble du scénario II

IV.6 Analyse technico-économique du remplacement du système de conversion et du parc des batteries

Dans cette partie nous allons évaluer le coût d'investissement des solutions proposées et de leur rentabilité économique. Deux scénarii de solution ont été proposés :

- Scénario I : Le remplacement du système de conversion par des convertisseurs de chez SMA ainsi que le dispositif de stockage par des batteries lithium de chez BYD
- Scénario II : Le remplacement du système de conversion par des convertisseurs de chez SMA ainsi que le dispositif de stockage par des batteries OPZV de chez CSPOWER TECHNOLOGY LIMITED

Ces 02 scénarii doivent permettre de réduire considérablement la facture électrique du client.

Premièrement la consommation du client durant la journée en présence du soleil sera totalement couverte par la production énergétique de l'installation. En effet la puissance qui sera puisée du champ par les 02 onduleurs réseaux sur 03, associé aux 02 clusters sera suffisante pour charger pleinement les batteries. La puissance absorbée par le 3^{ème} onduleur pourra ainsi couvrir tous les besoins énergétiques du client durant la journée. Cette consommation est estimée en moyenne à 28% de la consommation énergétique mensuelle du client. Comme le montre le Tableau 22 ce pourcentage a été considéré égal au pourcentage de la consommation énergétique du client durant les heures de pointes qui sont fixée de 10h à 14h et de 16h à 19h par la **SONABEL**. [2]

Tableau 22: Répartition horaire de la consommation moyenne mensuelle en énergie électrique du client

Consommation moyenne mensuelle pendant les heures pleines (kWh)	Consommation moyenne mensuelle pendant les heures de pointes (kWh)	Consommation moyenne mensuelle (kWh)
6 181	2 396	8 577
72%	28%	100%

Ensuite le dispositif de stockage permettra d'assurer le service énergétique pendant la nuit et les périodes de couvertures nuageuses.

Hypothèses de l'analyse économique du projet

- La durée de vie du projet est de **15 ans**. En effet l'objectif de cette analyse est de présenter au client le scénario qui présente la meilleure rentabilité économique en fonction du choix de technologie de batteries. La durée du projet a été prise égale à la durée de vie

des batteries lithium choisies qui d'environ 15 ans. Les autres composantes de l'installation ont une durée de vie supérieure à 20 ans. Les modules photovoltaïques pourront produire à 80% de leur puissance après 25 ans de fonctionnement (Confère Annexe 14). Les onduleurs développés par SMA ont une durée de vie supérieur à 20 ans.[11]

- Le cout de revient moyen d'un kWh du client : 154 CFA (**confère** Annexe 1)
- La durée de vie des batteries lithium est estimée à 15 ans (**confère** Annexe 11)
- La durée de vie des batteries OPzV est estimée à 5 ans (**confère** Annexe 11)
- Les frais d'entretien annuel : Les frais de maintenance sont forfaitaires. Ils sont de 1250 000 FCFA pour 240 modules par an.

IV.6.1 Coût d'investissement et d'exploitation

- **Scénario I : onduleurs SMA et batteries lithium BYD**

Comme le montre le Tableau 23 le coût de capitaux à investir pour la réalisation de ce scénario est de **74 202 103 F CFA** (Voir Annexe 18 pour plus de détails).

Tableau 23: Evaluation de coût de l'investissement du scénario I

N°	Désignation	Unité	Quantité	Prix u. (FCFA)	Prix T. (FCFA)
1	STP25000TL-30 Sunny Tripower 25000 TL	U	3	1 397 612	4 192 837
2	S18.OH-12-slaves Sunny Island	U	6	1 584 994	9 509 966
3	MC-BOX-6.3-11 Multicluster Box type 6.3	U	1	2 097 986	2 097 986
4	Batterie lithium BYD Pro 2.5	U	64	750 000	48 000 000
5	Batterie Box	U	16	180 000	2 880 000
6	Dispositif de protection	Ens	1	522 000	522 000
7	Accessoires des onduleurs	Ens	1	3 182 814	3 182 814
8	Câbles	Ens	1	2 887 500	2 887 500
9	Accessoires de montage	Ens	1	179 000	179 000
10	Main d'œuvre	Ens	1	750 000	750 000
Total				74 202 103	

Les coûts d'exploitations pour ce scénario sont composés uniquement des dépenses pour les opérations de maintenance. Le Tableau 24 ci-dessous évalue ces frais de maintenances qui sont de **18 750 000 FCFA** (pour 240 modules) sur la durée du projet.

Tableau 24: Evaluation du coût d'exploitation de l'installation après le remplacement des équipements-
scénario I

Coût d'exploitation sur la durée du projet				
	Hypothèse	Renouvellement	Prix unitaire FCFA	Prix totale FCFA
Frais de maintenance	1 an	15	1 250 000	18 750 000
Total				18 750 000

- **Scénario II : Onduleurs SMA et Batteries OPzV :** Le Tableau 25 présente le cout d'investissement requis pour le scénario II. Cet investissement est évalué à **44 277 503 FCFA**.

Tableau 25: Evaluation du coût d'investissement du scénario II

N°	Désignation	Unité	Quantité	Prix u. (FCFA)	Prix T. (FCFA)
1	STP25000TL-30 Sunny Tripower 25000 TL	U	3	1 397 612	4 192 837
2	S18.OH-12-slaves Sunny Island	U	6	1 584 994	9 509 966
3	MC-BOX-6.3-11 Multicluster Box type 6.3	U	1	2 097 986	2 097 986
4	Lot de 24 batteries solaire GEL Long Life OPzV 2V 3000Ah	Lot de 24	3	6 351 800	19 055 400
5	Support batterie	Ens	1	600 000	600 000
6	Dispositif de protection	Ens	1	522 000	522 000
7	Accessoires de l'onduleur	Ens	1	3 182 814	3 182 814
8	Câbles	Ens	1	2 887 500	2 887 500
9	Accessoires de montage	Ens	1	179 000	179 000
10	Extension du local technique	Ens	1	1 300 000	1 300 000
11	Main d'œuvre	Ens	1	750 000	750 000
Total				44 277 503	

Tableau 26: Evaluation du coût d'exploitation de l'installation après le remplacement des équipements-
scénario II

Coût d'exploitation sur la phase du projet				
	Hypothèse	Renouvellement	Prix unitaire	Prix totale
Remplacement des batteries OPzV	5an	3	19 055 400	57 166 200
Frais de maintenance	1an	15	1 250 000	18 750 000
Total				75 916 200

Le Tableau 26 évalue le coût d'exploitation du scénario II. Ces coûts comportent les frais de maintenance (égale aux frais de maintenance évalué dans le scénario I) et le coût de remplacement du parc des batteries sur la durée de vie du projet. Ainsi sur la durée de vie du projet le coût de l'exploitation de ce scénario est évalué à **75 916 200 FCFA**.

IV.6.2 Analyse financière des 02 scénarii

L'objectif de cette analyse financière est de créer une base solide de décision pour le client. Pour ce faire un temps de retour sur investissement sera déterminé pour les 02 scénarii. Le **retour sur investissement (RSI)**, aussi appelé aussi ROI (Return on Investment), est un indicateur financier, il permet de mesurer et de comparer le rendement d'un investissement. Le retour sur investissement est un indicateur essentiel pour choisir entre plusieurs projets et déterminer celui qui rapportera le plus d'argent par rapport aux sommes initiales investies. Le Tableau 27 (voir les calculs détaillés à l'Annexe 11) nous présente les chiffres clés liés aux 02 scénarii proposés au client. De ce tableau nous pouvons retenir que le scénario II présente l'avantage de générer plus d'économies d'énergies que le scénario I. Il est également moins couteux à l'investissement. Cependant le scénario I est plus économiquement rentable que le scénario II sur la durée du projet grâce à son cout d'exploitation qui est relativement faible. Le client rentabilise son investissement après 7,7 ans tandis qu'il faut attendre 9,2 ans pour rentabiliser dans le scénario II. (Voir Annexe 11 pour les détails de calcul)

Tableau 27: Chiffres clés liés aux remplacements des équipements

	Economie d'énergie mensuelle (kWh)	Economie d'énergie annuelle (kWh)	Economie financière réalisée annuellement (FCFA)	Coût d'investissement (FCFA)	Coût d'exploitation sur la phase du projet	RSI (années)
Scénario I	6 506	78 072	12 023 088	74 202 103	18 750 000	7,7
Scénario II	7 061	84 732	13 048 728	44 277 503	75 916 200	9,2

Comme le montre Figure 15 et la Figure 16 nous recommandons au client le choix du scénario I car il est plus rentable que le scénario II en plus cela permet de éviter des travaux de génie pour agrandir le local technique.

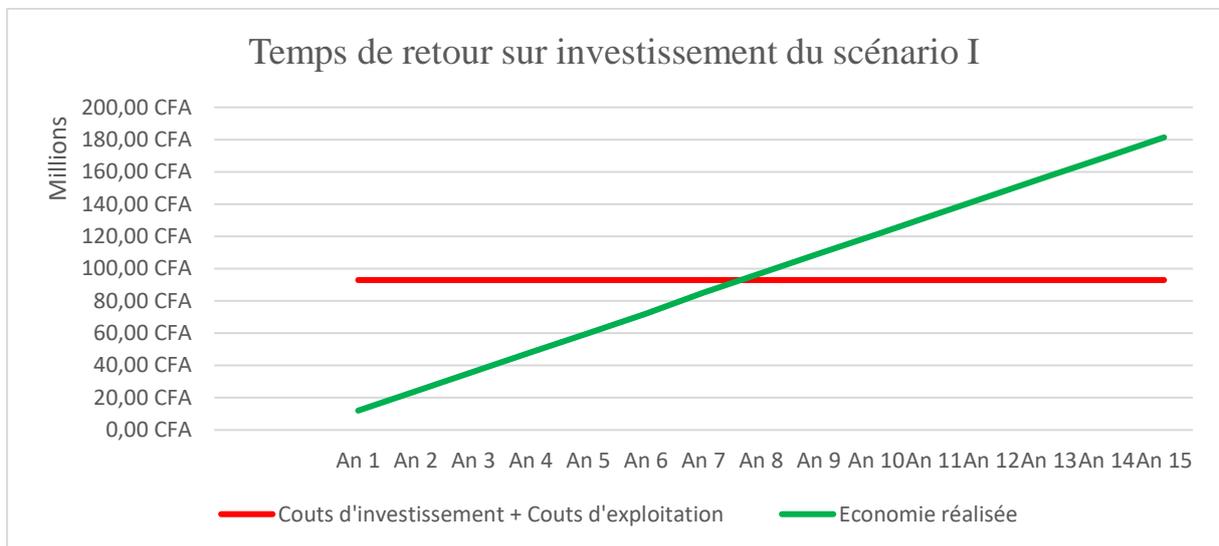


Figure 15: Evaluation graphique du temps de retour sur investissement du scénario I

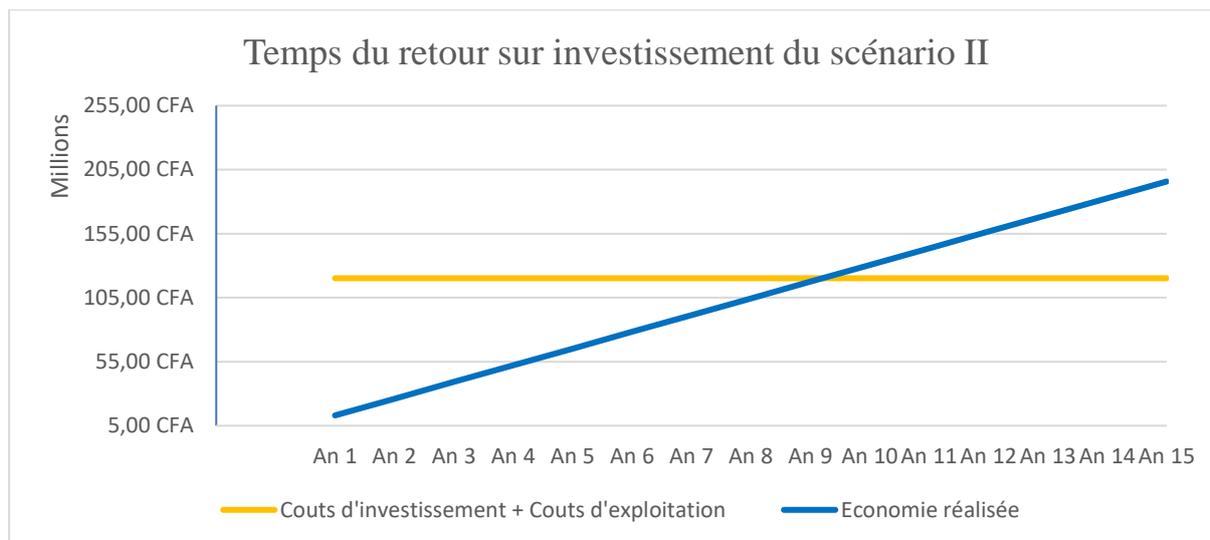


Figure 16: Evaluation graphique du temps de retour sur investissement du scénario II

IV.7 Plan de gestion environnemental et social du projet

Le processus de l'Etude d'Impact Environnemental et Social (EIES) est une procédure interdisciplinaire et en plusieurs étapes pour s'assurer que les considérations environnementales sont prises en compte dans les décisions concernant les projets qui peuvent avoir un impact sur l'environnement. En termes simples, le processus EIE permet d'identifier les possibles effets environnementaux d'une activité proposée et la manière d'atténuer ces effets.

IV.7.1 Cadre juridique et institutionnel

La Constitution du Burkina Faso accorde une place prépondérante à l'environnement en indiquant « la nécessité absolue de protéger l'environnement ». Elle reconnaît à tous « le droit à un environnement sain ». Elle stipule, en son article 29, que « la protection, la défense de l'environnement et la promotion de l'environnement sont un devoir de tous ». L'article 25 du Code de l'environnement aborde dans ce sens sur la question environnementale en stipulant que « Les activités susceptibles d'avoir des incidences significatives sur l'environnement sont soumises à l'avis préalable du ministre chargé de l'environnement.

L'avis est établi sur la base d'une Évaluation environnementale stratégique (EES), d'une Etude d'impact sur l'environnement (EIE) ou d'une Notice d'impact sur l'environnement (NIE). »

Selon l'Annexe I du décret n°2015-1187 du 22 octobre 2015 [12] ce présent projet est classé catégorie B et soumis donc à une NIES de par ses activités qui relève de l'installation de

production d'énergies renouvelables et des travaux d'installations et de modernisation. Conformément à la réglementation nationale (art. 8 du décret n° 2015-1187) et aux recommandations formulées par l'AFD et la BAD, le NIES est structuré comme suit :

- résumé non-technique ;
- chapitre 1 Introduction ;
- chapitre 2 Contexte institutionnel et juridique ;
- chapitre 3 Description du projet ;
- chapitre 4 Alternatives du projet ;
- chapitre 5 État initial environnemental et social ;
- chapitre 6 Analyse des impacts et mesures de la variante retenue ;
- chapitre 7 Plan de gestion environnementale et sociale (PGES) ;
- chapitre 8 Participation du public. [13]

La classification des projets selon les politiques de sauvegardes environnementales et sociales de la Banque Mondiale indique que les sous-projets de catégorie B n'exigeant pas d'analyse environnementale et/ou sociale et pour lequel des mesures d'atténuation courantes sont suffisantes, le projet peut être limité à un Plan de Gestion Environnemental et Social (PGES) concernant les teneurs des études environnementales à réaliser. Dans le cadre de présent projet un plan de gestion environnemental sera donc proposé.

IV.7.2 Proposition de plan de gestion environnemental et social du projet

Le plan de gestion environnemental de ce projet se portera essentiellement sur la gestion des appareils défectueux issus du remplacement des équipements durant la phase d'installation de ces équipements et la phase d'exploitation de l'installation PV.

L'objectif de ce PGES est de traiter les déchets afin de limiter leur impact sur l'environnement.

- **Collecte et stockage des déchets**

Les déchets issus du remplacement des équipements seront triés, regroupés (onduleurs, régulateurs, batteries, câbles,) dans des conteneurs (bac à batteries, et transporter dans les magasins de Sysaid. Une zone dans le magasin sera spécialement aménagée à cet effet. Les conteneurs seront étiquetés comme suit :

Tableau 28 : Etiquetage des conteneurs

Etiquettes conteneurs	Type de conteneur	Déchets
-----------------------	-------------------	---------

Conteneur I : Onduleurs	Box container	Onduleur I, onduleur II et onduleur III
Conteneur II : Régulateurs	Box container	Régulateur I, Régulateur II, Régulateur III
Conteneur III : batteries saines	Bac à batteries	Batteries saines
Conteneur IV : batteries usées	Bac à batteries	Batteries usées
Conteneur V : câbles		Câbles
Conteneur VI : Modules	Conteneur à carton ondulé	Modules brisés ou défectueux
Conteneur VII : Accessoires	Caisson	Inverseurs automatiques, répartiteurs, PV Combiner.
Conteneur VIII : Autres	Caisson	Papiers, cartons, plastiques, produits métalliques...

N.B : Aucun déchet ne devra être laissé sur le site ou jeté dans l'environnement.

- **Traitements des déchets**

La stratégie de traitement devra se baser sur les principes de réutilisation, valorisation et recyclage avant de choisir en dernier recours d'envoyer les déchets dans des filières d'élimination ou d'enfouissement. Dans tous les cas, aucun déchet ne devra être brûlé.

Tableau 29: Traitements des déchets

Déchets	Types de traitements
Onduleurs, batteries et régulateurs défectueux	L'identification d'une filière de traitement, en favorisant le recyclage, sera menée
Batterie saine, câbles	Réutilisation
Inverseur automatiques, répartiteur, PV Combiner	Réutilisation
Papiers, cartons, plastiques, produits métallique...	Recyclage par des entreprises agrégées
Modules brisés ou défectueux	L'identification d'une filière de traitement, en favorisant le recyclage, sera menée

- **Le budget de mise en œuvre du PGES**

Le budget de mise en œuvre du PGES est déjà inclus dans le budget du projet. Le transport, la collecte et le traitement de déchets est assuré par l'entreprise Sysaid Faso.

CONCLUSION

Le diagnostic de cette installation photovoltaïque autonome nous a permis de mettre en évidence la défaillance de certaines composantes clés affectant considérablement la production de l'installation. Les résultats de nos analyses montrent que le système de conversion et le dispositif de stockage de l'installation ne parvenaient plus à assurer efficacement leur fonction respective de conversion et de stockage. Ainsi le diagnostic a permis de détecter 17 batteries défectueuses, 03 régulateurs de charges et des câbles sous dimensionnés.

Toutefois l'analyse des données comparatives entre les valeurs réelles et théoriques collectées peut engendrer des erreurs d'appréciations même si elles nous donnent une base scientifique de discussion.

A la suite de ce diagnostic nous avons proposé aux clients des mesures à prendre pour remédier à l'augmentation de sa facture d'électricité. Parmi ces mesures nous avons proposés le remplacement du système de conversion et le dispositif de stockage actuel par des appareils de meilleures performances énergétiques et adapté à ce type d'installation. Des onduleurs réseaux et chargeurs de chez SMA associés aux batteries lithium ou OPzV vont contribuer à réduire de plus de 70% la facture électrique du client.

Nous avons également mené une EIES du remplacement de ces équipements. Cela nous a permis de mettre en place un plan de gestion de déchets qui seront issues du chantier.

Au regard de ce diagnostic et des solutions proposées, il serait intéressant de pousser la réflexion vers un audit général des appareils électriques du client. Cela permettra de proposer l'isolement des équipements à forte consommation d'électricité et de les remplacer par des équipements plus fiables en efficacité énergétique. IL permettra également d'engager des discussions pour inciter le client à consommer plus dans la journée afin de profiter au maximum de l'énergie fournie par les onduleurs réseaux qui sera injectée sur le réseau. En déclenchant un maximum d'appareils dans la journée (machine à laver, cuisinière électrique, système de pompage d'eau...). Toutes ces mesures associées aux mesures déjà proposées dans ce rapport permettront au client de réduire considérablement sa facture d'électricité.

Le client peut également envisager de vendre dans le futur l'excédent de la production de l'installation à la SONABEL.

Bibliographie

- [1] E. W. Ramde, Y. Azoumah, A. Rungundu, et G. Tapsoba, « Solar Thermal Power Plants in West Africa: Site Selection and Potential Assessment », in *Proceedings of the ISES Solar World Congress 2011*, Kassel, Germany, 2011, p. 1-4.
- [2] « SONABEL - Documents - Factures et tarifs ». [En ligne]. Disponible sur: <http://www.sonabel.bf/index.php/service-clientel/documents/category/11-factures-et-tarifs>. [Consulté le: 31-mai-2019].
- [3] W. REZGUI, « Système intégré pour la supervision et le diagnostic des défauts dans les systèmes de production d'énergies: les installations photovoltaïque », PhD Thesis, Université de Batna 2, 2015.
- [4] N. Aouchiche, « Défauts liés aux systèmes photovoltaïques autonomes et techniques de diagnostic-Etat de l'art », *Rev. Energ. Renouvelables*, vol. 21, n° 2, p. 247–265, 2018.
- [5] « QUELLES DIFFÉRENCES ENTRE PWM ET MPPT ? » [En ligne]. Disponible sur: <https://helloenergie.com/base-de-connaissances/quelles-differences-entre-pwm-et-mppt.html>. [Consulté le: 29-oct-2019].
- [6] « Batterie Plomb : Dix erreurs à éviter ». [En ligne]. Disponible sur: <https://www.batterie-solaire.com/Batterie-plomb-Dix-erreurs-a-eviter.htm>. [Consulté le: 30-oct-2019].
- [7] S. S. T. AG, « SUNNY TRIPOWER 15000TL / 20000TL / 25000TL ». [En ligne]. Disponible sur: <https://www.sma.de/fr/produits/onduleurs-photovoltaiques/sunny-tripower-15000tl-20000tl-25000tl.html>. [Consulté le: 28-nov-2019].
- [8] « Batterie BYD B-BOX Pro - PERMA-BATTERIES ». [En ligne]. Disponible sur: <https://www.perma-batteries.com/produit/batterie-lithium-byd-b-box/>. [Consulté le: 12-nov-2019].
- [9] « Points forts ». [En ligne]. Disponible sur: <http://www.africa.hager.com/nf/produits/distribution-d-energie/protection/parafoudres/points-forts/85621.htm>. [Consulté le: 12-nov-2019].
- [10] « Comment choisir entre les différents types de parafoudre ? » [En ligne]. Disponible sur: https://www.se.com/fr/fr/faqs/FA174798/?viewlocale=fr_FR. [Consulté le: 12-nov-2019].
- [11] « Onduleurs couplés au réseau » SMA Sunny Boy ». [En ligne]. Disponible sur: <http://www.tritec-energy.com/fr/onduleurs-couples-au-reseau/sma-sunny-boy-c-89/>. [Consulté le: 20-nov-2019].
- [12] « Décret n°2015-1187-PRES/TRANS/PM/MERH/MATD/MME/MS/MARHA/MRA/MICA/MHU/MIDT/MCT du 22 octobre 2015 portant conditions et procédures de réalisation et de validation de l'évaluation environnementale stratégique, de l'étude et de la notice d'impact environnemental et social. » [En ligne]. Disponible sur: <https://www.ecolex.org/fr/details/legislation/decret-n2015-1187-prestranspmmmerhmatdmmemsmarhamramicamhumidtmct-du-22-octobre-2015-portant-conditions-et-procedures-de-realisation-et-de-validation-de-levaluation-environnementale-strategique-de-letude-et-de-la-notice-dimpact-environnemental-et-social-lex-faoc154939/>. [Consulté le: 22-nov-2019].
- [13] M. BREMOND, D. HIEN, et X. MONBAILLIU,

ANNEXES

Sommaire des annexes

Annexe 1: Estimation de la production mensuelle d'énergie	59
Annexe 2: Caractéristiques techniques du régulateur PWM 192V/150A.....	61
Annexe 3: Caractéristiques techniques de l'onduleur 25kVA.....	63
Annexe 4 : Calcul des rendements régulateur/Onduleur.....	66
Annexe 5: Tensions et intensités du sous champ I.....	67
Annexe 6: Tension et intensités des strings du sous champ III.....	67
Annexe 7 : Evolution de la tension de décharge des batteries du sous-système I.....	68
Annexe 8 : Evolution de la tension de décharge des batteries du sous-système III.....	70
Annexe 9 : Facture électrique du client.....	72
Annexe 10 : Choix du parafoudre	72
Annexe 11 : Calcul analyse technico économique.....	73
Annexe 12: Caractéristiques techniques de l'onduleur STP 25000TL.....	74
Annexe 13: Caractéristiques techniques de l'onduleur Sunny Island 8.0H.....	75
Annexe 14: Caractéristiques techniques du module photovoltaïque de 320Wc	76
Annexe 15: Caractéristiques techniques de la batteries lithium Pro 2.5	77
Annexe 16: Caractéristiques techniques de la batterie OPZV Gel 1500Ah.....	78
Annexe 17: Méthode de détermination de la section de câble.....	80
Annexe 18: Détails des coûts d'investissement (ensemble)	81
Annexe 19: Schéma des différents Coffrets (DC et de mise en parallèle).....	83

Annexe 1: Estimation de la production mensuelle d'énergie

- Formule utilisée pour le calcul de l'énergie mensuelle :

$$E = P_{c_modules} \times H_i \times \eta \times 30 \times N_{modules}$$

Avec :

E= énergie nette mensuelle produite par l'installation en kWh

H_i = Rayonnement solaire quotidien sur le plan incliné de 15° en kWh/m²/j

η = Rendement de production de 70%

N_{module} = Nombre de modules de 240

P_{c_modules} = Puissance crête du module 320Wc

	H _i (kWh/m ² /j)	Estimation de la production mensuelle d'énergie du générateur PV en kWh
Janvier	6,18	10301
Février	6,90	10396
Mars	6,61	11027
Avril	6,21	10023
Mai	5,79	9662
Juin	5,60	9031
Juillet	5,31	8858
Août	5,15	8594
Septembre	5,80	9363
Octobre	6,29	10481
Novembre	6,45	10409
Décembre	6,09	10156
		Total = 118301

- Formule utilisée pour le calcul de restitution d'énergie mensuelle des batteries :

$$C_{mensuelle} = N_{batterie} \times C_{bat} \times U_{bat} \times DoD \times \eta_{bat} \times 30$$

Avec :

C_{mensuelle} = La capacité de restitution d'énergie mensuelle du système en kWh

N_{batterie} = nombre de batteries

C_{bat} = Capacité de la batterie en Ah égale à 200 Ah

U_{bat} = Tension de la batterie en V qui est égale à 12V

DoD = Profondeur de décharge de 80%

η_{bat} = Rendement de conversion de la batterie qui est de 90%

Estimation du stockage mensuelle d'énergie des batteries en kWh
7714
6967
7714
7465
7714
7465
7714
7714
7465
7714
7465
7714

Annexe 2: Caractéristiques techniques du régulateur PWM 192V/150A



Photo 1 : Régulateur de charge 150 A/192 V des batteries d'un sous-système

6. Technical Specification

Basic parameters						
Rated charging current	50A	100A	50A	100A	150A	200A
Rated system voltage	96V		192V / 216V / 240V / 384V			
Max PV input voltage	200V		400V / 450V / 500V / 750V			
Number of PV array input routes	1		1		2	
Max power of PV array	6KW	12KW	12KW/ 13.5KW/ 15KW/ 24KW	24KW/ 27KW/ 30KW/ 48KW	18KW*2/ 20.25KW*2/ 22.5 KW*2/ 36KW*2	24KW*2/ 27KW*2/ 30KW*2/ 48KW*2
Battery type	Valve-regulated lead-acid battery, Gel battery, open lead-acid battery (other types of battery users can customize the charging parameters)					
Floating voltage	13.8V(Single battery)					
Average charging voltage	14.2V(Single battery)					
Charging protection voltage	15V(Single battery)					
Temperature compensation factor	-3mV/°C/2V(25°C is Baseline)(Optional)					
Charging mode	PWM pulse width control					
Charging method	Three-stage charging: constant current, constant pressure, floating charge					
Efficiency	>95%					
System parameters						
Display	LCD					
Cooling method	Forced air cooling					
Protection level	IP20					
Use ambient temperature	-40°C~+60°C					
Storage environment temperature	-40°C~+70°C					
Allowable altitude	<5000m (Derating above 2000M)					
Permissible relative humidity	5~95%, no Condensation					
Communication interface	RS485, RS232					
Machine size(L*W*Hmm)	340*300*140	460*360*160		500*330*805		

Note: All specification is subject to change without prior notice

Annexe 3: Caractéristiques techniques de l'onduleur 25kVA



Photo 2 : Onduleur de 25 kVA



Photo 3 : Onduleur hybride de 50 kVA

SPECIFICATIONS

SYSTEM

	THREEPHASE OUTPUT						
Rated power [kVA]	10	15	20	30	40	60	80
output active power [kW]	8	12	16	24	32	48	64
Power factor range							
100 % load	0,5+0,8 IND						
100^80%load	0,8+1 IND						
80% load	1+0,8 CAP						
70% load	0,5+0,8 CAP						
80% load	computer						
efficiency with standard UPS full load	90	90	91	91	92	92	92
half load	88	88	89	89	90	91	91
loss power with nominal load and battery charge	0,89~ 800	~1,33 1100	~1,58~ 1400	~2,37~ 2000	2,78~ 2400	~417~ 3600	~5,57~ 4800
kW / kcal /B.T.U.	4367	4400	5560	7940	9500	14000	19000
flow rate allowing (for room installation) (*)	496	682	868	1240	1488	2232	2976
leakage current (mA) max.	300						
MTBF:	200.000 hours.						
remote signalling	three tension free exchange contacts (battery low, battery discharging, by-pass/fault); output 12Vdc 80mA						
remote command	EPO and bypass						
computer interface	RS232/C						
operating temperature	0 + + 40 °C						
relative humidity max.	95% (without condensate)						
maximum operating altitude	1000 m at rated power An (-1% An for each 100m over 1000 m) max 4000 m						
cooling	forced ventilation (fan speed function of the load)						
acoustic noise, as measured at 1m from front of equipment (depend on load and temperature) dBA	48 + 54 53 + 60			53 + 62			
degree of protection	IP20						
cable input	bottom						
Accessibility to maintenance	front/upper/right side						
Applicable Standards	Safety EN 62040-1-1, Electromagnetic Compatibility EN 50091-2 (restricted sales distribution)**)						
standard	BACKFEED PROTECTION						
optional	harmonic reduction filter/12 pulse rectifier, insulation transformer on bypass line (external cabinet)						

(*) To calculate the air flow rate, see the following formula:

Annexe 4 : Calcul des rendements régulateur/Onduleur

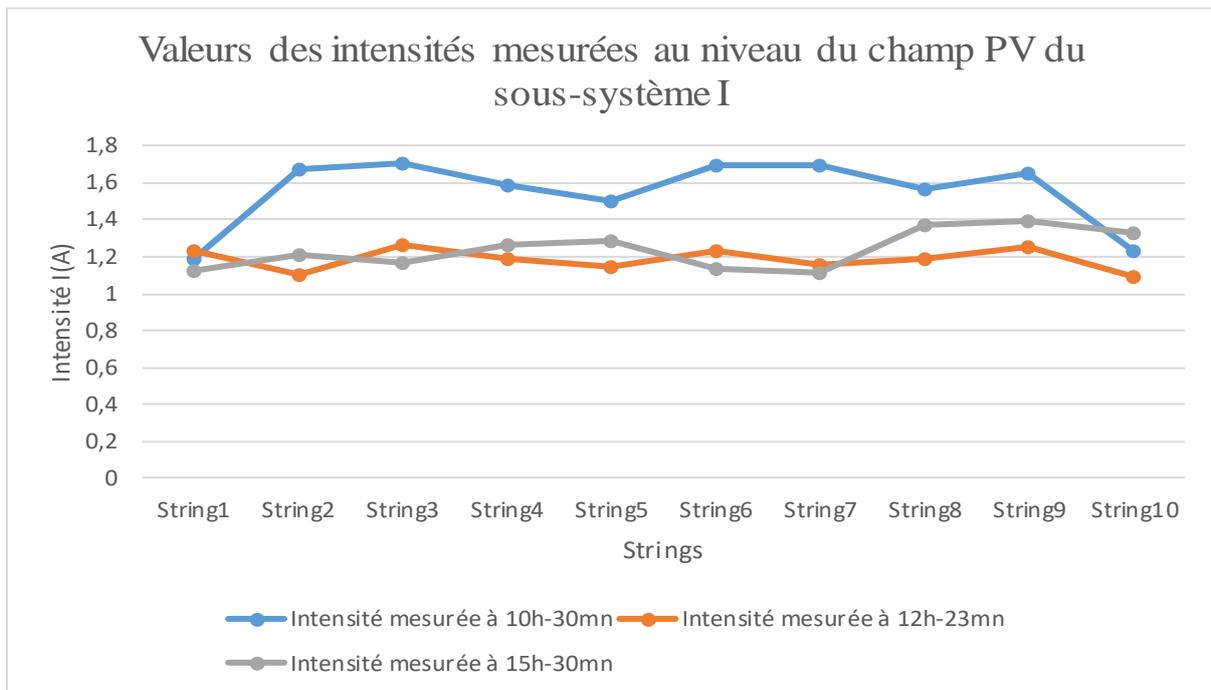
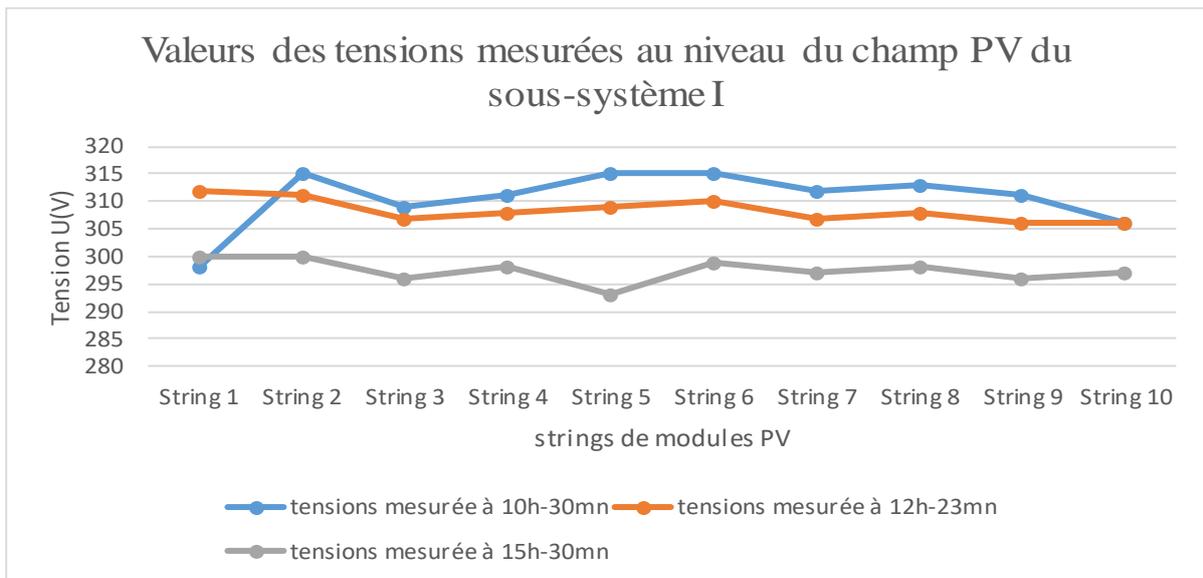
Régulateur I								
Heures de mesures	Entrée Régulateur			Sortie Régulateur/Entrée Batterie			Ps/Pe	Rendement moyen
	Ier(A)	Uer(V)	Per (W)	Isr(A)	Usr(V)	Psr (W)		
10h-30mn	11,38	314	3573	9,28	218	2023	0,57	0,66
12h-23mn	8,9	307	2734	8,69	209,3	1819	0,67	
15h-30mn	6,3	307	1937	6,73	219,4	1477	0,76	

Régulateur III								
Heures de mesures	Entrée Régulateur			Sortie Régulateur/Entrée Batterie			Ps/Pe	Rendement moyen
	Ier (A)	Uer (V)	Per (W)	Isr(A)	Usr (V)	Psr (W)		
11h-18mn	14,2	303	4297	11,8	210	2474	0,58	0,65
12h-40mn	8,48	308	2612	7,74	219	1697	0,65	
15h-43mn	6,42	301	1932	6,45	220	1418	0,73	

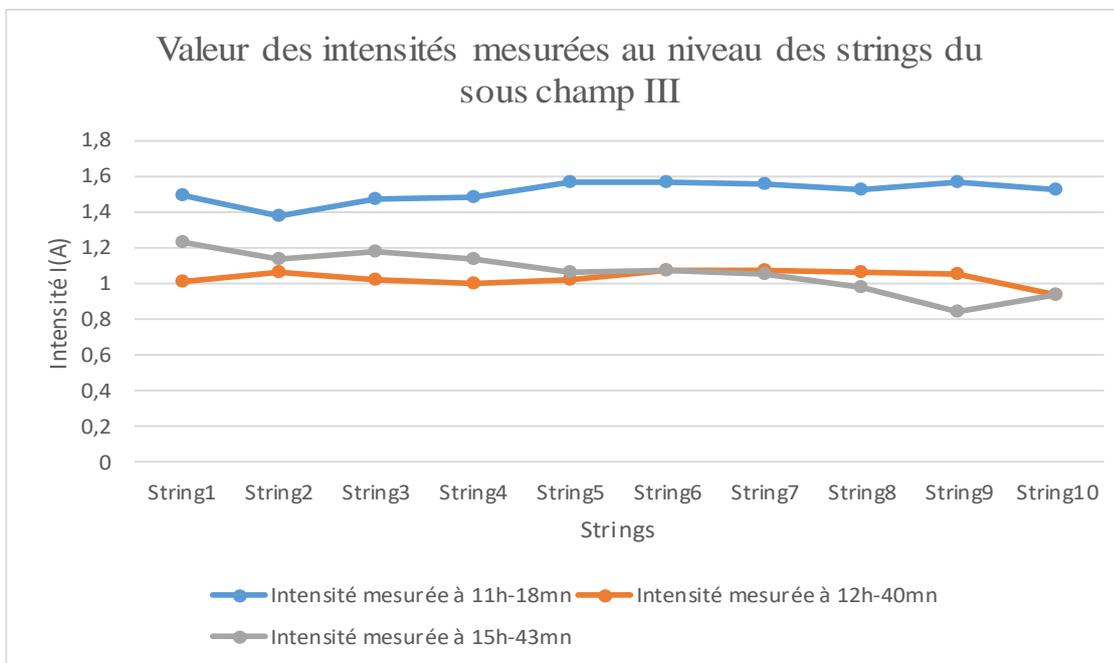
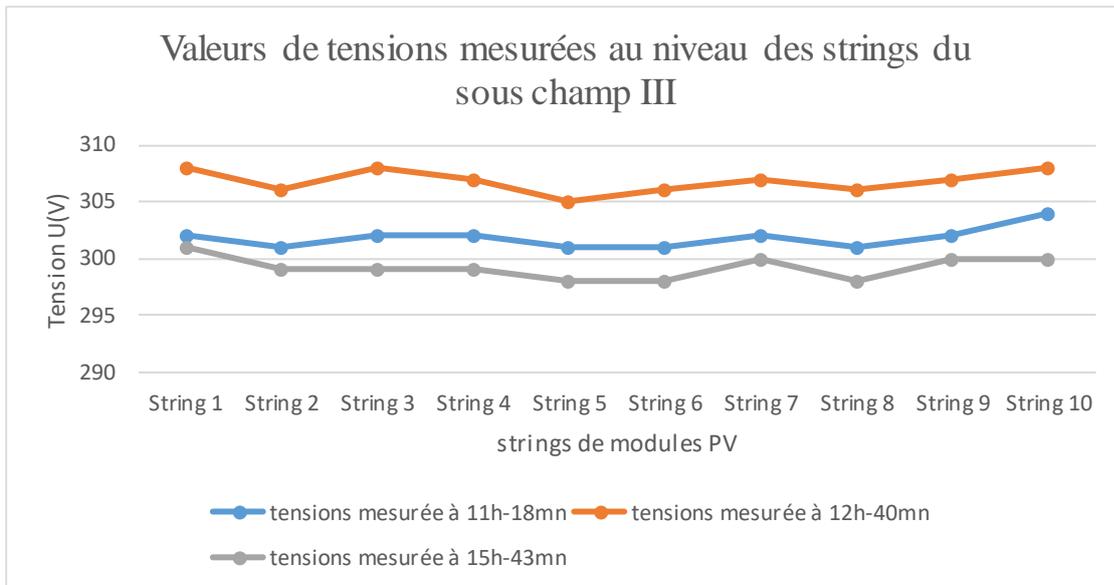
Onduleur I															
Heures de mesures	Entrée Onduleur (DC)			Sortie Onduleur (AC)										Ps/Pe	Rendement moyen
	Ieo (A)	Ueo(V)	Peo (W)	I1 (A)	I2 (A)	I3 (A)	U1 (V)	U2 (V)	U3 (V)	P1(W)	P2(W)	P3(W)	Pso (W)		
10h-30mn	6	218	1310	0,1	4,08	0,16	232	218	225	19	712	29	759	0,58	0,58
12h-23mn	6,03	219	1319	0,23	4,1	0,76	233	218,6	227	43	717	138	898	0,68	
15h-30mn	6,46	219	1412	0,15	3,67	0,09	230	217	231	28	637	17	681	0,48	

Onduleur III															
Heures de mesures	Entrée Onduleur (DC)			Sortie Onduleur (AC)										Ps/Pe	Rendement moyen
	Ieo (A)	Ueo(V)	Peo (W)	I1 (A)	I2 (A)	I3 (A)	U1 (V)	U2 (V)	U3 (V)	P1(W)	P2(W)	P3(W)	Pso (W)		
11h-18mn	4,54	219,7	997	0,09	1,5	0	217	234	228	16	281	0	296	0,30	0,23
12h-40mn	4,92	219,6	1080	0,04	0,33	0,72	226,7	223,7	224,4	7	59	129	196	0,18	
15h-43mn	4,05	219,7	890	0,26	0,28	0,5	232	232	218	48	52	87	187	0,21	

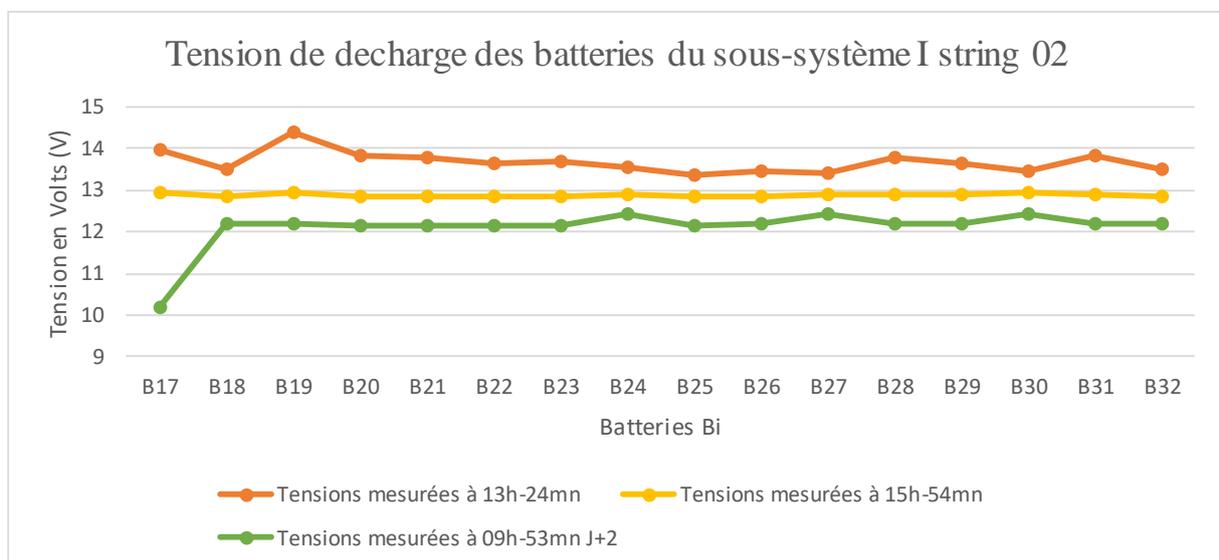
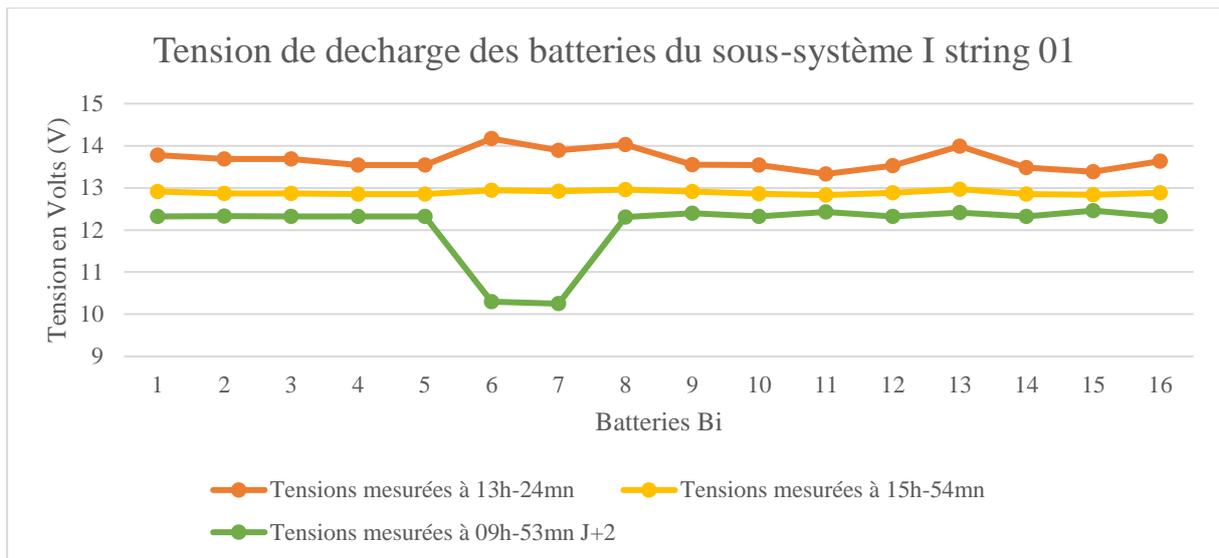
Annexe 5: Tensions et intensités du sous champ I



Annexe 6: Tension et intensités des strings du sous champ III



Annexe 7 : Evolution de la tension de décharge des batteries du sous-système I

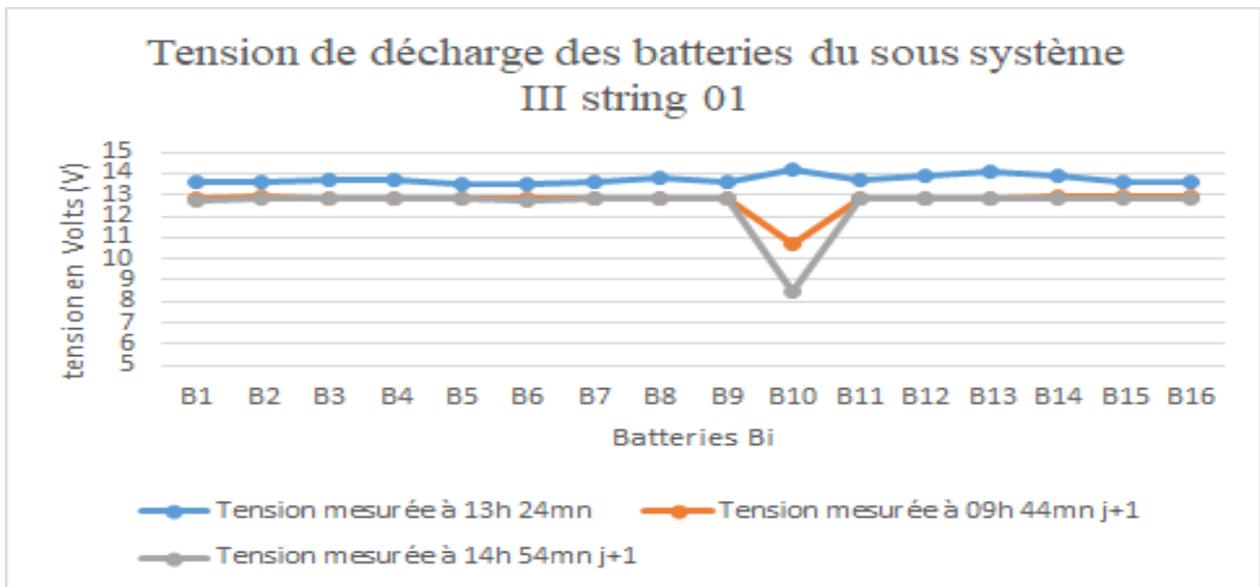


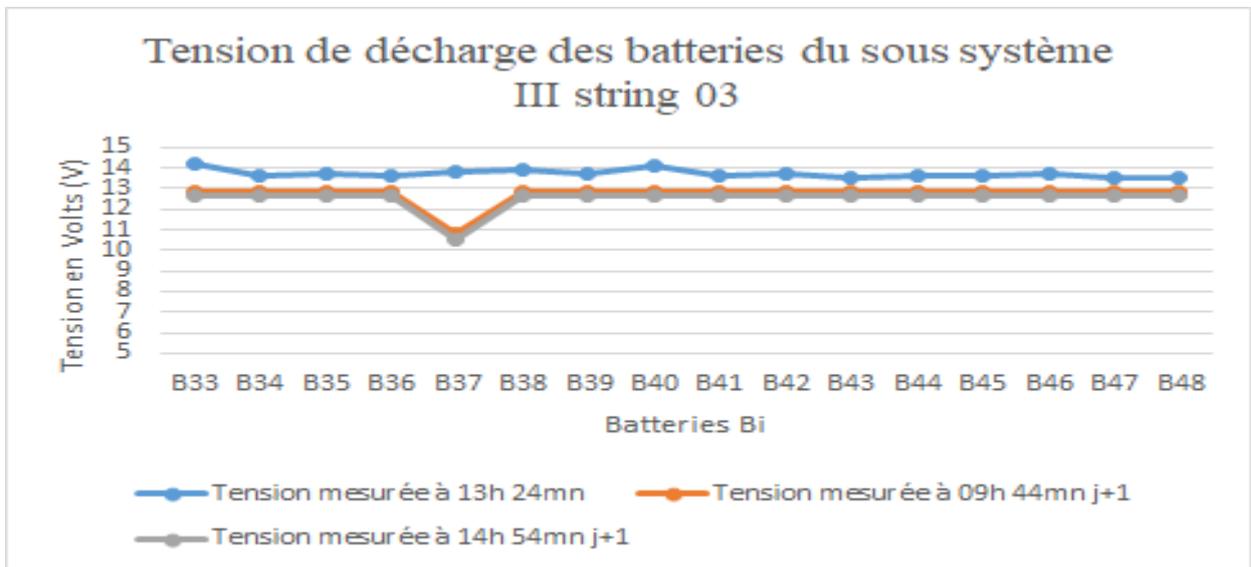
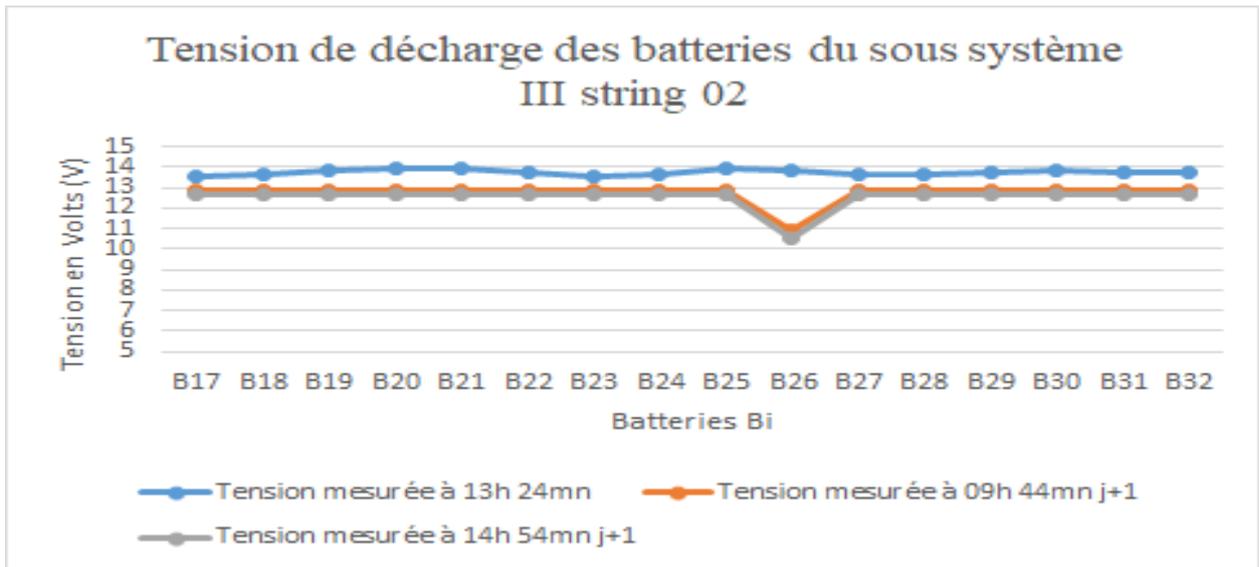
Les batteries B6, B7 et B17 ont été identifiés comme les batteries défectueuses du sous-système I.

Annexe 8 : Evolution de la tension de décharge des batteries du sous-système III



Photo 5 : Banc de batteries du sous-système III





Nous constatons que les batteries B10, B26, B27 qui ont des tensions inférieures à 11V.

Annexe 9 : Facture électrique du client

FACTURE D'ELECTRICITE						
Années	Mois	Puissance maxi enregistrée (kW)	Consommation en heures Pleine (kWh)	Consommation en heures de pointes (kWh)	Consommation mensuelle d'énergie du client (kWh)	Montant de la facture d'électricité en FCFA
2017	1	30	5379	2235	7614	1175745
	2	39	4901	2060	6961	1106737
	3	26	4727	1980	6707	1054112
	4	31	5991	2395	8386	1274091
	5	36	5837	2418	8255	1261959
	6	65	7607	2996	10603	1715400
	7	62	9790	3354	13144	2006256
	8	46	5514	2129	7643	1204308
	9	42	6428	2256	8684	1305494
	10	31	6509	2333	8842	1330622
	11	35	6503	2580	9083	1366566
	12	37	4989	2016	7005	1089734
Moyenne			6181	2396	8577	Total 15891024
2018	13	12	1516	635	2151	437306
	14	17	2585	1218	3803	676035
	15	35	4369	1520	5889	923514
	16	42	6219	2173	8392	1266253
	17	44	6546	2135	8681	1305856
	18	52	8449	3103	11552	1752213
	19	56	9049	3007	12056	1821568
	20	46	5246	1636	6882	1076900
	21	32	5773	1660	7433	1103851
	22	30	5362	1567	6929	1040687
	23	33	6325	1726	8051	1176938
	24	25	6138	2312	8450	1273497
Moyenne			5631	1891	7522	Total 13854618

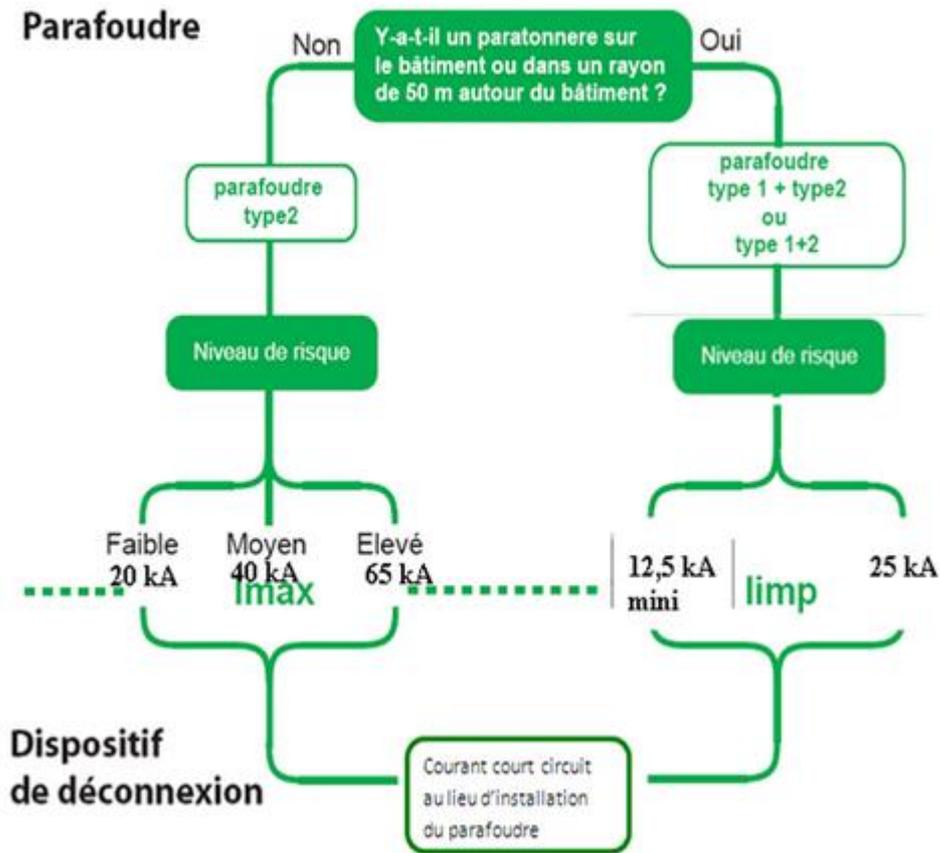
- Formule utilisée pour calculer le cout de revient moyen du kWh au client

$$\text{Cout de moyen du kWh} = \frac{\text{Somme du montant de la facture électrique}}{\text{Énergie consommée}}$$

$$\text{Cout de moyen du kWh} = \frac{15891024+13854618}{(8577+7522)*12} = 154 \text{ FCFA}$$

Annexe 10 : Choix du parafoudre

Principe de choix simplifié (hors analyse du risque complète)



Annexe 11 : Calcul analyse technico économique

Les formules et calculs suivant ont été utilisés pour aboutir aux différents résultats économiques :

- Durée de vie des batteries en années (Dv)

$$DV = \frac{\text{Nombre de cycles de la batterie}}{365}$$

$$DV_{\text{Batterie_Lithium}} = \frac{6000}{365} = 16,43 \text{ ans}$$

$$DV_{\text{Batterie_OPZV}} = \frac{2000}{365} = 5,47 \text{ ans}$$

- RSI = $\frac{\text{Coûts d'investissement} + \text{Coûts d'exploitation}}{\text{Economie financière réalisée annuellement}}$

- Scénario I

$$RSI = \frac{74202103 + 18750000}{12023088} = 7,7 \text{ ans}$$

- Scénario I

$$RSI = \frac{44277503 + 75916200}{13048728} = 9,2 \text{ ans}$$

Annexe 12: Caractéristiques techniques de l'onduleur STP 25000TL

	Sunny Tripower 20000TL	Sunny Tripower 25000TL																																																																																																																																																									
<div style="display: flex; justify-content: space-between;"> <div style="width: 48%;"> <h3 style="margin: 0;">Courbe de rendement</h3> <p style="font-size: small; margin-top: 5px;">● équipement de série ○ équipement en option — non disponible données en conditions nominales Version : mai 2016</p> </div> <div style="width: 48%;"> <h3 style="margin: 0;">Accessoires</h3> <div style="display: flex; justify-content: space-around; margin-bottom: 10px;"> <div style="text-align: center;"> <p style="font-size: x-small;">Interface RS485 DM-485CB-10</p> </div> <div style="text-align: center;"> <p style="font-size: x-small;">Power Control Module PWCMOD-10</p> </div> </div> <div style="margin-bottom: 10px;"> <p style="font-size: x-small;">Parafoudre DC (type III), entrées A et B DCSPD KIT3-10</p> </div> <div> <p style="font-size: x-small;">Relais multifonction MFR01-10</p> </div> </div> </div>																																																																																																																																																											
<table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse; font-size: x-small;"> <thead> <tr> <th style="width: 50%;"></th> <th style="width: 25%; text-align: center;">Sunny Tripower 20000TL</th> <th style="width: 25%; text-align: center;">Sunny Tripower 25000TL</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Caractéristiques techniques</td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td>Entrée (DC)</td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td>Puissance DC max. (quand $\cos \varphi = 1$)/puissance assignée DC</td> <td style="text-align: center;">20440 W/20440 W</td> <td style="text-align: center;">25550 W/25550 W</td> </tr> <tr> <td>Tension d'entrée max.</td> <td style="text-align: center;">1000 V</td> <td style="text-align: center;">1000 V</td> </tr> <tr> <td>Plage de tension MPP/tension d'entrée assignée</td> <td style="text-align: center;">320 V à 800 V/600 V</td> <td style="text-align: center;">390 V à 800 V/600 V</td> </tr> <tr> <td>Tension d'entrée min./tension d'entrée de démarrage</td> <td style="text-align: center;">150 V/188 V</td> <td style="text-align: center;">150 V/188 V</td> </tr> <tr> <td>Courant d'entrée max. entrée A/entrée B</td> <td style="text-align: center;">33 A/33 A</td> <td style="text-align: center;">33 A/33 A</td> </tr> <tr> <td>Nombre d'entrées MPP indépendantes/strings par entrée MPP</td> <td style="text-align: center;">2/A:3; B:3</td> <td style="text-align: center;">2/A:3; B:3</td> </tr> <tr> <td>Sortie (AC)</td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td>Puissance assignée (à 230 V, 50 Hz)</td> <td style="text-align: center;">20000 W</td> <td style="text-align: center;">25000 W</td> </tr> <tr> <td>Puissance apparente AC max.</td> <td style="text-align: center;">20000 VA</td> <td style="text-align: center;">25000 VA</td> </tr> <tr> <td>Tension nominale AC</td> <td style="text-align: center;">3/N/PE ; 220 V/380 V 3/N/PE ; 230 V/400 V 3/N/PE ; 240 V/415 V</td> <td></td> </tr> <tr> <td>Plage de tension AC</td> <td style="text-align: center;">180 V à 280 V</td> <td></td> </tr> <tr> <td>Fréquence du réseau AC/plage</td> <td style="text-align: center;">50 Hz/44 Hz à 55 Hz 60 Hz/54 Hz à 65 Hz</td> <td></td> </tr> <tr> <td>Fréquence de réseau assignée/tension de réseau assignée</td> <td style="text-align: center;">50 Hz/230 V</td> <td></td> </tr> <tr> <td>Courant de sortie max./courant de sortie assigné</td> <td style="text-align: center;">29 A/29 A</td> <td style="text-align: center;">36,2 A/36,2 A</td> </tr> <tr> <td>Facteur de puissance pour la puissance assignée/Facteur de déphasage réglable</td> <td colspan="2" style="text-align: center;">1/0 inductif à 0 capacitif</td> </tr> <tr> <td>THD</td> <td colspan="2" style="text-align: center;">≤ 3 %</td> </tr> <tr> <td>Phases d'injection/phases de raccordement</td> <td colspan="2" style="text-align: center;">3/3</td> </tr> <tr> <td>Rendement</td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td>Rendement max./européen</td> <td style="text-align: center;">98,4 %/98,0 %</td> <td style="text-align: center;">98,3 %/98,1 %</td> </tr> <tr> <td>Dispositifs de protection</td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td>Dispositif de déconnexion côté DC</td> <td colspan="2" style="text-align: center;">●</td> </tr> <tr> <td>Surveillance du défaut à la terre/Surveillance du réseau</td> <td colspan="2" style="text-align: center;">● / ●</td> </tr> <tr> <td>Parafoudre DC : type II</td> <td colspan="2" style="text-align: center;">○</td> </tr> <tr> <td>Protection inversion de polarité DC/résistance aux courts-circuits AC/séparation galvanique</td> <td colspan="2" style="text-align: center;">● / ● / -</td> </tr> <tr> <td>Unité de surveillance du courant différentiel, sensible tous les courants</td> <td colspan="2" style="text-align: center;">●</td> </tr> <tr> <td>Classe de protection (selon IEC 62109-1) / catégorie de surtension (selon IEC 62109-1)</td> <td colspan="2" style="text-align: center;">I / AC: III; DC: II</td> </tr> <tr> <td>Données générales</td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td>Dimensions (L / H / P)</td> <td colspan="2" style="text-align: center;">661/682/264 mm (26,0/26,9/10,4 pouces)</td> </tr> <tr> <td>Poids</td> <td colspan="2" style="text-align: center;">61 kg (134,48 lb)</td> </tr> <tr> <td>Plage de température de fonctionnement</td> <td colspan="2" style="text-align: center;">-25°C à +60°C (-13°F à +140°F)</td> </tr> <tr> <td>Émission sonore (typique)</td> <td colspan="2" style="text-align: center;">51 dB(A)</td> </tr> <tr> <td>Autoconsommation (nuit)</td> <td colspan="2" style="text-align: center;">1 W</td> </tr> <tr> <td>Topologie/système de refroidissement</td> <td colspan="2" style="text-align: center;">Sans transformateur/OptiCool</td> </tr> <tr> <td>Indice de protection (selon CEI 60529)</td> <td colspan="2" style="text-align: center;">IP65</td> </tr> <tr> <td>Classe climatique (selon IEC 60721-3-4)</td> <td colspan="2" style="text-align: center;">4K4H</td> </tr> <tr> <td>Valeur maximale admissible d'humidité relative de l'air (sans condensation)</td> <td colspan="2" style="text-align: center;">100 %</td> </tr> <tr> <td>Équipement / fonction / accessoires</td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td>Raccordement DC/raccordement AC</td> <td colspan="2" style="text-align: center;">SUNCLIX/borne à ressort</td> </tr> <tr> <td>Écran</td> <td colspan="2" style="text-align: center;">○</td> </tr> <tr> <td>Interface : RS485, Speedwire/Webconnect</td> <td colspan="2" style="text-align: center;">○ / ●</td> </tr> <tr> <td>Interface de données : SMA Modbus / SunSpec Modbus</td> <td colspan="2" style="text-align: center;">● / ●</td> </tr> <tr> <td>Relais multifonction/Power Control Module</td> <td colspan="2" style="text-align: center;">○ / ○</td> </tr> <tr> <td>OptiTrack Global Peak / Integrated Plant Control / Q on Demand 24/7</td> <td colspan="2" style="text-align: center;">● / ● / ●</td> </tr> <tr> <td>Compatible off-grid / compatible SMA Fuel Save Controller</td> <td colspan="2" style="text-align: center;">● / ●</td> </tr> <tr> <td>Garantie : 5 / 10 / 15 / 20 ans</td> <td colspan="2" style="text-align: center;">● / ○ / ○ / ○</td> </tr> <tr> <td>Certificats et homologations (autres sur demande)</td> <td colspan="2" style="text-align: center;">ANRE 30, AS 4777, BDEW 2008, C10/11:2012, CE, CEI 0-16, CEI 0-21, EN 50438:2013*, G59/3, IEC 60068-2-x, IEC 61727, IEC 62109-1/2, IEC 62116, MEA 2013, NBR 16149, NEN EN 50438, NRS 097-2-1, PEA 2013, PPC, RD 1699/413, RD 661/2007, Res. n°7:2013, SI4777, TOR D4, TR 3.2.2, UTE C15-712-1, VDE 0126-1-1, VDE-AR-N 4105, VFR 2014</td> </tr> <tr> <td>* N'est pas valable pour toutes les annexes nationales de la norme EN 50438</td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td>Désignation de type</td> <td style="text-align: center;">STP 20000TL-30</td> <td style="text-align: center;">STP 25000TL-30</td> </tr> </tbody> </table>				Sunny Tripower 20000TL	Sunny Tripower 25000TL	Caractéristiques techniques			Entrée (DC)			Puissance DC max. (quand $\cos \varphi = 1$)/puissance assignée DC	20440 W/20440 W	25550 W/25550 W	Tension d'entrée max.	1000 V	1000 V	Plage de tension MPP/tension d'entrée assignée	320 V à 800 V/600 V	390 V à 800 V/600 V	Tension d'entrée min./tension d'entrée de démarrage	150 V/188 V	150 V/188 V	Courant d'entrée max. entrée A/entrée B	33 A/33 A	33 A/33 A	Nombre d'entrées MPP indépendantes/strings par entrée MPP	2/A:3; B:3	2/A:3; B:3	Sortie (AC)			Puissance assignée (à 230 V, 50 Hz)	20000 W	25000 W	Puissance apparente AC max.	20000 VA	25000 VA	Tension nominale AC	3/N/PE ; 220 V/380 V 3/N/PE ; 230 V/400 V 3/N/PE ; 240 V/415 V		Plage de tension AC	180 V à 280 V		Fréquence du réseau AC/plage	50 Hz/44 Hz à 55 Hz 60 Hz/54 Hz à 65 Hz		Fréquence de réseau assignée/tension de réseau assignée	50 Hz/230 V		Courant de sortie max./courant de sortie assigné	29 A/29 A	36,2 A/36,2 A	Facteur de puissance pour la puissance assignée/Facteur de déphasage réglable	1/0 inductif à 0 capacitif		THD	≤ 3 %		Phases d'injection/phases de raccordement	3/3		Rendement			Rendement max./européen	98,4 %/98,0 %	98,3 %/98,1 %	Dispositifs de protection			Dispositif de déconnexion côté DC	●		Surveillance du défaut à la terre/Surveillance du réseau	● / ●		Parafoudre DC : type II	○		Protection inversion de polarité DC/résistance aux courts-circuits AC/séparation galvanique	● / ● / -		Unité de surveillance du courant différentiel, sensible tous les courants	●		Classe de protection (selon IEC 62109-1) / catégorie de surtension (selon IEC 62109-1)	I / AC: III; DC: II		Données générales			Dimensions (L / H / P)	661/682/264 mm (26,0/26,9/10,4 pouces)		Poids	61 kg (134,48 lb)		Plage de température de fonctionnement	-25°C à +60°C (-13°F à +140°F)		Émission sonore (typique)	51 dB(A)		Autoconsommation (nuit)	1 W		Topologie/système de refroidissement	Sans transformateur/OptiCool		Indice de protection (selon CEI 60529)	IP65		Classe climatique (selon IEC 60721-3-4)	4K4H		Valeur maximale admissible d'humidité relative de l'air (sans condensation)	100 %		Équipement / fonction / accessoires			Raccordement DC/raccordement AC	SUNCLIX/borne à ressort		Écran	○		Interface : RS485, Speedwire/Webconnect	○ / ●		Interface de données : SMA Modbus / SunSpec Modbus	● / ●		Relais multifonction/Power Control Module	○ / ○		OptiTrack Global Peak / Integrated Plant Control / Q on Demand 24/7	● / ● / ●		Compatible off-grid / compatible SMA Fuel Save Controller	● / ●		Garantie : 5 / 10 / 15 / 20 ans	● / ○ / ○ / ○		Certificats et homologations (autres sur demande)	ANRE 30, AS 4777, BDEW 2008, C10/11:2012, CE, CEI 0-16, CEI 0-21, EN 50438:2013*, G59/3, IEC 60068-2-x, IEC 61727, IEC 62109-1/2, IEC 62116, MEA 2013, NBR 16149, NEN EN 50438, NRS 097-2-1, PEA 2013, PPC, RD 1699/413, RD 661/2007, Res. n°7:2013, SI4777, TOR D4, TR 3.2.2, UTE C15-712-1, VDE 0126-1-1, VDE-AR-N 4105, VFR 2014		* N'est pas valable pour toutes les annexes nationales de la norme EN 50438			Désignation de type	STP 20000TL-30	STP 25000TL-30
	Sunny Tripower 20000TL	Sunny Tripower 25000TL																																																																																																																																																									
Caractéristiques techniques																																																																																																																																																											
Entrée (DC)																																																																																																																																																											
Puissance DC max. (quand $\cos \varphi = 1$)/puissance assignée DC	20440 W/20440 W	25550 W/25550 W																																																																																																																																																									
Tension d'entrée max.	1000 V	1000 V																																																																																																																																																									
Plage de tension MPP/tension d'entrée assignée	320 V à 800 V/600 V	390 V à 800 V/600 V																																																																																																																																																									
Tension d'entrée min./tension d'entrée de démarrage	150 V/188 V	150 V/188 V																																																																																																																																																									
Courant d'entrée max. entrée A/entrée B	33 A/33 A	33 A/33 A																																																																																																																																																									
Nombre d'entrées MPP indépendantes/strings par entrée MPP	2/A:3; B:3	2/A:3; B:3																																																																																																																																																									
Sortie (AC)																																																																																																																																																											
Puissance assignée (à 230 V, 50 Hz)	20000 W	25000 W																																																																																																																																																									
Puissance apparente AC max.	20000 VA	25000 VA																																																																																																																																																									
Tension nominale AC	3/N/PE ; 220 V/380 V 3/N/PE ; 230 V/400 V 3/N/PE ; 240 V/415 V																																																																																																																																																										
Plage de tension AC	180 V à 280 V																																																																																																																																																										
Fréquence du réseau AC/plage	50 Hz/44 Hz à 55 Hz 60 Hz/54 Hz à 65 Hz																																																																																																																																																										
Fréquence de réseau assignée/tension de réseau assignée	50 Hz/230 V																																																																																																																																																										
Courant de sortie max./courant de sortie assigné	29 A/29 A	36,2 A/36,2 A																																																																																																																																																									
Facteur de puissance pour la puissance assignée/Facteur de déphasage réglable	1/0 inductif à 0 capacitif																																																																																																																																																										
THD	≤ 3 %																																																																																																																																																										
Phases d'injection/phases de raccordement	3/3																																																																																																																																																										
Rendement																																																																																																																																																											
Rendement max./européen	98,4 %/98,0 %	98,3 %/98,1 %																																																																																																																																																									
Dispositifs de protection																																																																																																																																																											
Dispositif de déconnexion côté DC	●																																																																																																																																																										
Surveillance du défaut à la terre/Surveillance du réseau	● / ●																																																																																																																																																										
Parafoudre DC : type II	○																																																																																																																																																										
Protection inversion de polarité DC/résistance aux courts-circuits AC/séparation galvanique	● / ● / -																																																																																																																																																										
Unité de surveillance du courant différentiel, sensible tous les courants	●																																																																																																																																																										
Classe de protection (selon IEC 62109-1) / catégorie de surtension (selon IEC 62109-1)	I / AC: III; DC: II																																																																																																																																																										
Données générales																																																																																																																																																											
Dimensions (L / H / P)	661/682/264 mm (26,0/26,9/10,4 pouces)																																																																																																																																																										
Poids	61 kg (134,48 lb)																																																																																																																																																										
Plage de température de fonctionnement	-25°C à +60°C (-13°F à +140°F)																																																																																																																																																										
Émission sonore (typique)	51 dB(A)																																																																																																																																																										
Autoconsommation (nuit)	1 W																																																																																																																																																										
Topologie/système de refroidissement	Sans transformateur/OptiCool																																																																																																																																																										
Indice de protection (selon CEI 60529)	IP65																																																																																																																																																										
Classe climatique (selon IEC 60721-3-4)	4K4H																																																																																																																																																										
Valeur maximale admissible d'humidité relative de l'air (sans condensation)	100 %																																																																																																																																																										
Équipement / fonction / accessoires																																																																																																																																																											
Raccordement DC/raccordement AC	SUNCLIX/borne à ressort																																																																																																																																																										
Écran	○																																																																																																																																																										
Interface : RS485, Speedwire/Webconnect	○ / ●																																																																																																																																																										
Interface de données : SMA Modbus / SunSpec Modbus	● / ●																																																																																																																																																										
Relais multifonction/Power Control Module	○ / ○																																																																																																																																																										
OptiTrack Global Peak / Integrated Plant Control / Q on Demand 24/7	● / ● / ●																																																																																																																																																										
Compatible off-grid / compatible SMA Fuel Save Controller	● / ●																																																																																																																																																										
Garantie : 5 / 10 / 15 / 20 ans	● / ○ / ○ / ○																																																																																																																																																										
Certificats et homologations (autres sur demande)	ANRE 30, AS 4777, BDEW 2008, C10/11:2012, CE, CEI 0-16, CEI 0-21, EN 50438:2013*, G59/3, IEC 60068-2-x, IEC 61727, IEC 62109-1/2, IEC 62116, MEA 2013, NBR 16149, NEN EN 50438, NRS 097-2-1, PEA 2013, PPC, RD 1699/413, RD 661/2007, Res. n°7:2013, SI4777, TOR D4, TR 3.2.2, UTE C15-712-1, VDE 0126-1-1, VDE-AR-N 4105, VFR 2014																																																																																																																																																										
* N'est pas valable pour toutes les annexes nationales de la norme EN 50438																																																																																																																																																											
Désignation de type	STP 20000TL-30	STP 25000TL-30																																																																																																																																																									

Annexe 13: Caractéristiques techniques de l'onduleur Sunny Island 8.0H

Caractéristiques techniques	Sunny Island 6.0H	Sunny Island 8.0H
Service sur le réseau électrique public ou générateur		
Tension de réseau assignée / Plage de tension AC	230 V / 172,5 V à 264,5 V	230 V / 172,5 V à 264,5 V
Fréquence de réseau assignée / plage de fréquence autorisée	50 Hz / 40 Hz à 70 Hz	50 Hz / 40 Hz à 70 Hz
Courant alternatif maximal pour l'optimisation de l'autoconsommation (gestion du réseau)	20 A	26 A
Puissance AC maximale pour une optimisation de l'autoconsommation (gestion du réseau)	4,6 kVA	6 kVA
Courant d'entrée AC maximal	50 A	50 A
Puissance d'entrée AC maximale	11 500 W	11 500 W
Mode îlotage ou mode alimentation de remplacement		
Tension de réseau assignée / Plage de tension AC	230 V / 202 V à 253 V	230 V / 202 V à 253 V
Fréquence assignée / Plage de fréquence (réglable)	50 Hz / 45 Hz - 65 Hz	50 Hz / 45 Hz - 65 Hz
Puissance assignée (pour U_{nom} , f_{nom} / 25 °C / $\cos \varphi = 1$)	4 600 W	6 000 W
Puissance AC à 25 °C pendant 30 min / 5 min / 3 s	6 000 W / 6 800 W / 11 000 W	8 000 W / 9 100 W / 11 000 W
Puissance AC à 45 °C	3 700 W	5 430 W
Courant assigné / Courant de sortie maximal (crête)	20 A / 120 A	26 A / 120 A
Taux de distorsion harmonique tension de sortie / Facteur de puissance à la puissance assignée	< 4 % / -1 à +1	< 4 % / -1 à +1
Entrée DC batterie		
Tension d'entrée assignée / Plage de tension DC	48 V / 41 V à 63 V	48 V / 41 V à 63 V
Courant de charge maximal de la batterie / Courant de charge assigné DC / Courant de décharge assigné DC	110 A / 90 A / 103 A	140 A / 115 A / 130 A
Type de batterie / Capacité de batterie (plage)	Li-Ion*, FLA, VRLA / 100 Ah à 10 000 Ah (plomb) / 50 Ah à 10 000 Ah (Li-Ion)	Li-Ion*, FLA, VRLA / 100 Ah à 10 000 Ah (plomb) / 50 Ah à 10 000 Ah (Li-Ion)
Régulation de charge	Procédé de charge IUoU avec pleine charge et charge d'égalisation automatiques	Procédé de charge IUoU avec pleine charge et charge d'égalisation automatiques
Rendement / Autoconsommation de l'appareil		
Rendement maximal	96 %	96 %
Consommation en circuit ouvert / Mode veille	26 W / 7 W	26 W / 7 W
Dispositif de protection (appareil)		
Court-circuit AC / Surcharge AC	● / ●	● / ●
Protection inversion de polarité DC / Fusible DC	- / -	- / -
Surtempérature / Décharge excessive de la batterie	● / ●	● / ●
Catégorie de sursension selon CEI 60664-1	III	III
Données générales		
Dimensions (L / H / P)	467 mm / 612 mm / 242 mm (18,4 pouces / 21,1 pouces / 9,5 pouces)	467 mm / 612 mm / 242 mm (18,4 pouces / 21,1 pouces / 9,5 pouces)
Poids	63 kg (138,9 lb)	63 kg (138,9 lb)
Plage de température de fonctionnement	-25 °C à +60 °C (-13 °F à +140 °F)	-25 °C à +60 °C (-13 °F à +140 °F)
Classe de protection selon CEI 62103	I	I
Classe climatique selon CEI 60721	3K6	3K6
Indice de protection selon CEI 60529	IP54	IP54
Équipement / Fonction		
Commande et affichage / Relais multifonction	externe via SRC-20 / 2	externe via SRC-20 / 2
Systèmes triphasés / Fonction de courant de secours	● / ●	● / ●
Calcul de l'état de charge / Pleine charge / Charge d'égalisation	● / ● / ●	● / ● / ●
Capteur de température de la batterie / Câbles de communication	● / ●	● / ●
Certificats et homologations	www.SMA-France.com	www.SMA-France.com
Garantie	5 ans	5 ans
Pour installations en site isolé		
Détection automatique des champs magnétiques rotatifs / Support du générateur	● / ●	● / ●
Montage en parallèle / Multicluster	● / ●	● / ●
Démarrage progressif intégré / Support du générateur	● / ●	● / ●
Accessoires		
Pour installations en site isolé		
Câble de batterie / Fusible de batterie	○ / ○	○ / ○
Interface SI-COMSMA (RS485) / SI-SYSCAN (Multicluster)	○ / ○	○ / ○
Protection de délestage / Mesure du courant de batterie externe	○ / ○	○ / ○
Pour installations raccordées au réseau		
Interface SI-COMSMA (RS485) / Interface SWDMSI-10 (Speedwire)	○	○
Sunny Home Manager / SMA Energy Meter / Commutateur automatique de transfert (par le biais de sous-traitants externes)	○ / ○ / ○	○ / ○ / ○
Désignation de type	SI6.0H-11	SI8.0H-11
● Équipement de série ○ Équipement en option – non disponible		
* par Akasol, Leclanché, LG-Chem, SAFT, Samsung, Sony, Dispatch Energy, Hoppecke		

Annexe 14: Caractéristiques techniques du module photovoltaïque de 320Wc



**MODULE PHOTOVOLTAÏQUE A
HAUTE PERFORMANCE ENERGETIQUE**

Sysaid

- 72 Cellules poly-cristallines
- 12 ans de garantie de puissance
- 80% de puissance après 25 ans



SYS320-P72

Caractéristique électrique		
	STC	NOCT
Puissance maximale Pmax (W)	320	234
Tension à la puissance maximale Vmpp (V)	37.3	33.8
Courant à la puissance maximale Impp (A)	8.6	6.95
Tension de circuit ouvert Voc (V)	45.7	42.2
Courant de court-circuit Isc (A)	9.15	7.36
Rendement du module (%)	16.5	
STC: AM=1.5 Irradiation=1000 W/m ² Température du module=25°C		
NOCT: Irradiation=800 W/m ² Température ambiante=20°C Vitesse du vent=1m/s		
Coefficient de température		
NOCT	45± 2°C	
Coef. Temp. Puissance max	- 0.39%/°C	
Coef. Temp. Tension (Voc)	- 0.32%/°C	
Coef. Temp. Courant (Isc)	0.05%/°C	
Caractéristiques mécaniques		
Dimensions (L x l x P)	1956 mm x 992 mm x 40 mm	
Poids	26 kg	
Type de verre	Verre trempé haute transmission avec couche anti reflet	
Cellules	72 cellules poly cristallines (6 x 12)	
Cadre	alliage d'aluminium anodisé à l'argent	
Boîtier de connexion	Classé IP67	
Câble (longueur x section)	1200 mm x 4 mm ²	
Connecteurs	MC4	
Conditions de fonctionnement		
Tension maximale	1000 V CC	
Calibre des fusibles série	15 A	
Plage de temp. de fonctionnement	- 40°C à 85°C	
Charge maximale neige/vent	5400 Pa/2400Pa	
Résistance à l'impact	25 mm de diamètre à partir d'un mètre à 23 m/s	
Apparence	Classe A	
Garantie de puissance 25 ans	80%	

Annexe 15: Caractéristiques techniques de la batterie lithium Pro 2.5



Batterie au Lithium-ion modulable

- 100 DOD
- Rendement supérieur à 95%
- 10 ans de garantie

Sysaid



SYS – BOX

	Pro 2.5	Pro 5.0	Pro 7.5	Pro 10.0	Pro 13.8
Nombre de module	1	2	3	4	2
Energie utilisable (kWh)	2.56	5.12	7.68	10.24	13.8
Puissance maximale de sortie (kW)	2.56	5.12	7.68	10.24	13.8
Pic de puissance (kW)	5.12, 30 s	10.24, 30 s	15.36, 30 s	20.48, 30s	13.3, 60 s
Rendement de conversion	95.3% [1]				
Tension nominale (V)	51.2				
Plage de tension de fonctionnement (V)	43.2-56.4				
Communication	RS485/CAN				
Dimensions (L x H x P mm)	600 x 883 x 510				650 x 800 x 550
Poids (kg)	79	113	146	180	181
Indice de protection	IP20				
Garantie	10 ans				
Température de fonctionnement	- 10°C à 50°C				
Certification et standard de sécurité	TUV (IEC62619)/CE/UN38.3				CE/RCM/UN34.3
Mise en parallèle	32			8	32
Compatibilité	SMA/GOODWE/SOLAX/Victron/Sungrow/Selectronic				

[1]Conditions de test: 100% DOD, 0.5C charge & décharge @+25°C

CSPower BATTERY: Constant, Safe POWER for YOU



OPzV Tubular GEL Battery

OPzV2-1500

CSPower OPzV series Tubular GEL battery is with 25 years floating design life, it is a Valve Regulated Tubular Gel battery that adopts immobilized GEL and Tubular Plate technology to offer high reliability and performance. The Battery is designed and manufactured according to DIN standards and with die-casting positive grid and patent formula of active material. OPzV series exceeds DIN standard values with more than 25 years floating design life at 25°C and is even more suitable for cyclic use under extreme operating conditions.

2V Voltage 1500Ah Capacity Tubular Technology GEL Battery



GENERAL FEATURES

- It can discharge at -40°C~70°C, Charge at 0~50°C
- Long life expectancy of 20+ years in floating condition
- Adopts quality silicon nano gel electrolyte
- Excellent deep discharge recovery capability
- Deep cycle performance: up to 3300 cycles @50% DOD

APPLICATIONS

- Solar & Wind Power system
- Nuclear power station
- Telecom backup power supply
- energy saving requirements
- Emergency Power Systems

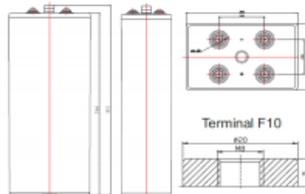
COMPLIED STANDARDS



DIMENSIONS & WEIGHT

Length(mm/inch)	275/10.83
Width(mm/inch)	210/8.27
Height(mm/inch)	795/31.3
Total Height(mm/inch)	831/32.7
Weight(kg/lbs)(±3%)	117/258

Unit: mm Dimension: 275(L) × 210(W) × 831(H)



TECHNICAL SPECIFICATIONS

Nominal Voltage		2V(Single Cell)
Design Floating Life @25°C		25 Years
Nominal Capacity @25°C (10 hour rate@150.0A,1.8V)		1500Ah
Capacity @25°C	20hour rate (78.75A,1.8V)	1575Ah
	5 hour rate (255A,1.75V)	1275Ah
	1 hour rate (948A,1.6V)	948Ah
Internal Resistance	Full Charged Battery@25°C	≤0.23mΩ
Ambient Temperature	Discharge	-40°C~70°C
	Charge	-0°C~50°C
	Storage	-20°C~60°C
Max.Discharge Current@25°C		4500A (5s)
Capacity affected by Temperature (10 hour)	40°C	105%
	25°C	100%
	0°C	89%
	-15°C	79%
Self-Discharge@25°C per Month		2%
Charge (Constant Voltage) @25°C	Standby Use	Initial Charging Current Less than 300.0A Voltage 2.25-2.3V
	Cycle Use	Initial Charging Current Less than 300.0A Voltage 2.37-2.4V

BATTERY DISCHARGE TABLE

Discharge Constant Current per Cell (Amperes at 25°C)

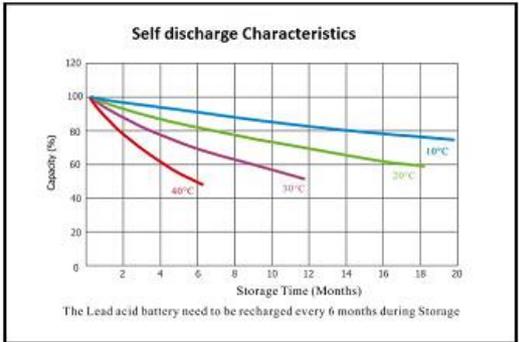
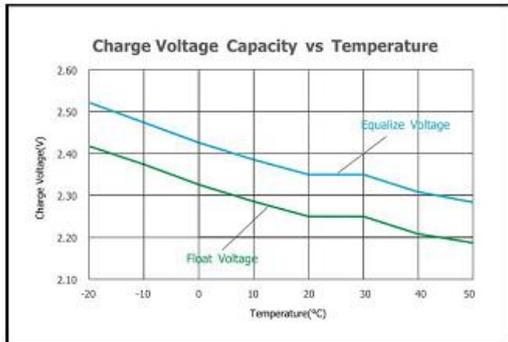
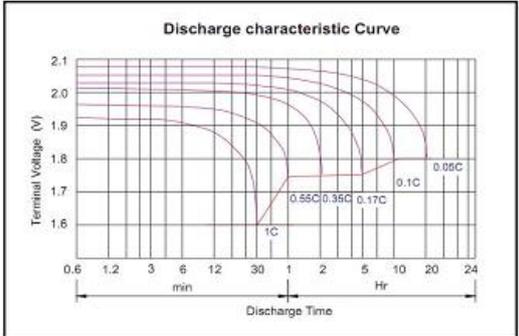
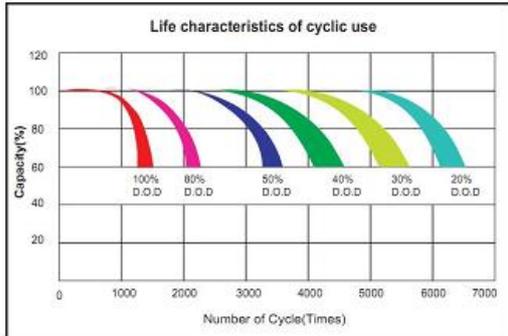
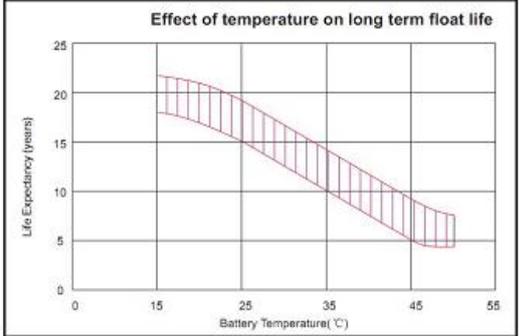
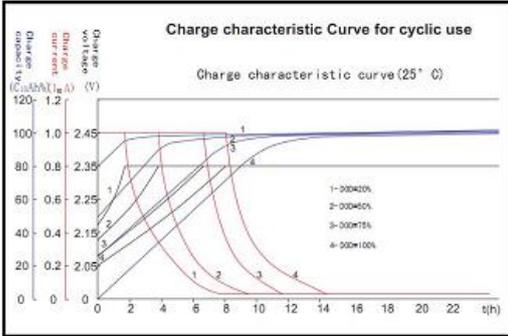
F.V/Time	30min	1h	2h	3h	4h	5h	6h	8h	10h	20h
1.90	738.00	585.00	412.50	312.80	256.50	221.60	199.50	155.70	133.50	70.09
1.87	825.00	645.00	442.50	331.70	270.80	233.20	211.50	163.00	139.50	73.24
1.83	945.00	720.00	480.00	353.60	285.00	243.20	219.00	170.20	145.50	76.39
1.80	1050.00	780.00	498.00	363.80	290.70	249.00	225.00	174.60	150.00	78.75
1.75	1170.00	835.50	520.50	378.30	295.50	255.00	229.50	177.50	153.00	80.33
1.70	1290.00	862.50	535.50	385.60	300.70	258.00	232.50	179.00	154.50	81.11
1.65	1331.00	916.50	553.50	396.00	305.00	261.00	235.50	180.40	156.00	81.90
1.60	1388.00	948.00	574.50	412.50	313.50	265.50	238.50	181.90	157.50	82.69

Discharge Constant Power per Cell (Watts at 25°C)

FV/Time	30min	1h	2h	3h	4h	5h	6h	8h	10h	20h
1.90	1413.00	1123.00	797.50	606.00	502.00	436.50	394.50	311.40	272.10	142.80
1.87	1554.00	1220.00	845.70	634.70	529.10	457.50	417.00	324.50	283.70	149.00
1.83	1741.00	1330.00	900.00	667.80	554.80	475.50	430.50	336.10	293.90	154.30
1.80	1902.00	1419.00	930.10	682.90	565.30	486.00	441.00	343.40	301.20	158.10
1.75	2064.00	1482.00	960.30	704.00	572.90	498.00	448.50	347.70	305.60	160.40
1.70	2213.00	1497.00	984.40	716.10	581.90	502.50	453.00	350.70	308.50	161.90
1.65	2251.00	1563.00	1012.00	731.10	589.40	507.00	457.50	353.60	309.90	162.70
1.60	2278.00	1612.00	1036.00	755.30	604.50	511.50	460.50	355.00	311.40	163.50

OPzV Tubular GEL Battery **OPzV2-1500**

PERFORMANCE CHARACTERISTICS



Battery Discharge Capacity

Long time discharge capacity for solar/wind application						
Capacity	C24 (Ah)	C48 (Ah)	C72 (Ah)	C100 (Ah)	C120 (Ah)	C240 (Ah)
Model	F.V=1.85VPC					
OPzV2-1500	1639	1830	1845	1870	1908	1941

Note: The above data are average values, and can be obtained within 3 charge/discharge cycles. These are not minimum values. Cell and battery designs/specifications are subject to modification without notice. Contact CSPOWER for the latest information.

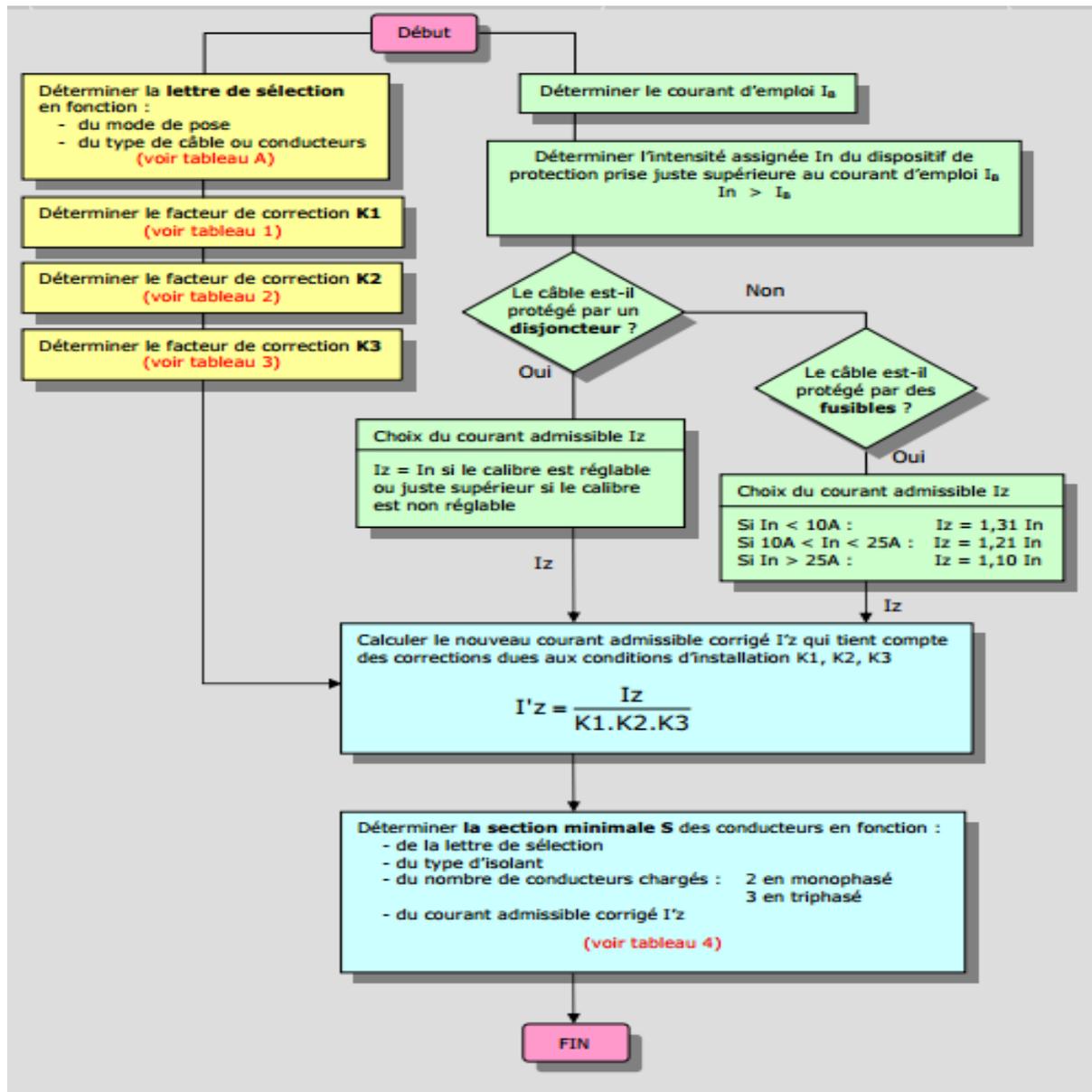
Shenzhen CSPOWER Battery Technology Co.,Ltd.
 Add: Building B, Huafeng Technology Park, Baoan, Shenzhen, China.
 Tel: +86-755-29123661 Email: sales@csagmbattery.com

[HTTP://WWW.CSAGMBATTERY.COM](http://www.csagmbattery.com)

Copyright© 2016 Shenzhen CSPOWER Battery Technology Co.,Ltd.

Page 2 / 2

Annexe 17: Méthode de détermination de la section de câble



Les différents facteurs de correction retenus pour le choix de section de câbles sont présentés dans le tableau ci-dessous.

K1	K2	K3	K
0,9	0,7	0,82	0,52

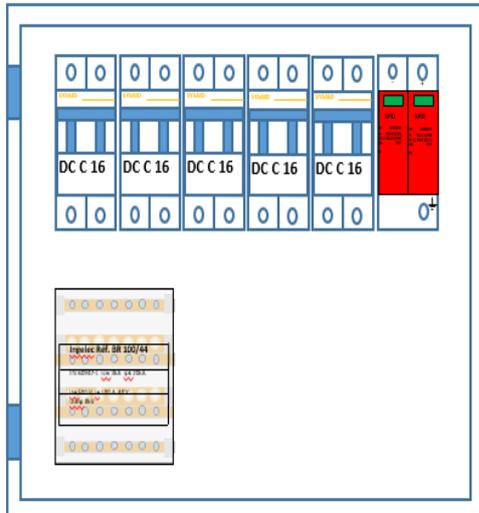
Annexe 18: Détails des coûts d'investissement (ensemble)

Accessoires onduleurs SMA					
N°		Unité	Quantité	Prix u. (FCFA)	Prix T. (FCFA)
6	DC_SPD_KIT3-10 Parafoudre d'entrée PV DC	U	3	52 808	158 424
7	SI-SYSCAN-NR interface de communication pour Sunny Island	U	2	45 264	90 528
8	BAT-TEMP-SENSOR Sonde de température de la batterie de recharge pour Sunny Island	U	2	45 264	90 528
9	MICRO-SD-CARD1GB	U	2	45 264	90 528
10	Fusible de protection SUN0019700.01 BAT-PROTECT Heritage	U	2	363 621	727 242
11	SUN0035300.01 NH fuse-link combi indicator 200A	U	24	5 281	126 739
12	Enregistreur de données EDMM- 10 SMA Manager M powered by ennexOS	U	1	384 744	384 744
13	Bloc d'alimentation pour rail DIN pour SMA Data Manager M CLCON-PWRSUPPLY	U	1	27 913	27 913
14	Coûts de transport CIP Ouagadougou	U	1	1 486 168	1 486 168
Total TTC					3 182 814

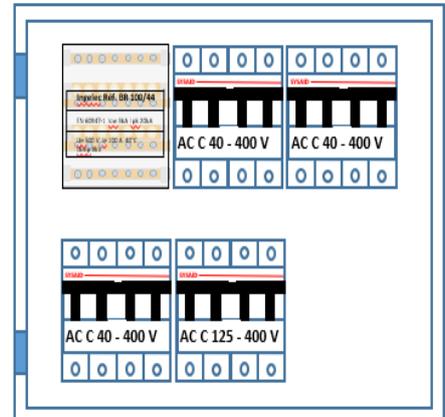
Dispositif de protection					
	Désignation	Unité	Quantité	Prix u. (FCFA)	Total
20	Disjoncteur AC 3P+N 40A	U	3	20000	60000
21	Disjoncteur 3P+N AC 125 A	U	1	90000	90000
22	Disjoncteur 2P DC 160 A	U	2	50000	100000
23	Disjoncteur DC 2P 16A	U	15	4000	60000
24	Coffret 24 modules	U	4	8000	32000
25	Parafoudre iPRD 40r parafoudre 3PN	U	1	180000	180000
Total TTC					522 000

Accessoires de montage					
	Désignation	Unité	Quantité	Prix u. (FCFA)	Total
26	Goulotte 100x45	U	12	6500	78000
27	Tube PVC 63	U	6	3000	18000
28	Coude 63	U	12	500	6000
29	Té 63	U	6	500	3000
30	Collier pour PVC 63	U	40	200	8000
31	Collier colsons 10 mm	Paquet de 100	1	1250	1250
32	Collier colsons 30 mm	Paquet de 100	1	3500	3500
33	Caoutchouc (scotch goudron)	U	2	1000	2000
34	Cheville de 8	Paquet de 100	1	1000	1000
35	Vis de 8	Paquet de 100	1	1000	1000
36	Prise et support pour goulotte de 100	U	1	3000	3000
37	Vis et écrou de 6	Paquet 100	2	7 500	15 000
38	Domino de 25	U 12	3	1 500	4 500
Total TTC					179 000

Annexe 19: Schéma des différents Coffrets (DC et de mise en parallèle)



Coffret DC onduleur réseau



Coffret de mise en parallèle des onduleurs réseaux