



# AUDIT ÉNERGÉTIQUE ET OPTIMISATION DE LA CONSOMMATION DE L'ÉNERGIE ÉLECTRIQUE DE LA PME ABASF/E

MÉMOIRE POUR L'OBTENTION DU DIPLOME D'INGÉNIEUR 2iE AVEC GRADE DE  
MASTER  
SPECIALITE GÉNIE ÉLECTRIQUE ET ÉNERGÉTIQUE

---

Présenté et soutenu publiquement le 22/01/2024 par

**Placide FAKHIGUI ASSANA (20141003)**

**Directeur de mémoire : Dr Y. Moussa SORO, Maître de Conférences CAMES à 2iE**

**Encadrant : Léa FULLOY, Ingénieure de recherche au CIRAD**

Structure d'accueil interne du stage : LabEREE

Jury d'évaluation du stage :

Président : Dr. Sayon SIDIBE

Membres et correcteurs : Dr. Gaëlle Kafira KO

Dr. K. Edem N'TSOUKPOE

**Promotion [2022/2023]**

**DÉDICACES**

**NGO BIKOND**

**Christelle**

## CITATIONS

« Peu importe à quel point vous êtes techniquement brillant dans votre domaine ; si vous ne comprenez pas les gens, vous allez neutraliser tous vos pouvoirs »

**Robert Greene**

**LES LOIS DE LA NATURE HUMAINE**

## REMERCIEMENTS

Avant d'entamer mes propos, Je tiens à exprimer ma reconnaissance envers toutes les équipes de l'Institut International d'Ingénierie de l'Eau et de l'Environnement (2iE) pour leur accueil bienveillant, leur aide dans mon intégration et leur encadrement tout au long de mon parcours. Je souhaite exprimer ma profonde gratitude au département de Génie Électrique, Énergétique et Industriel, sous la direction du Prof. Y. Moussa SORO, pour les enseignements et les principes transmis tout au long de ma formation. Je le remercie également pour avoir dirigé ce mémoire avec patience et rigueur, m'accompagnant dans la résolution de mes lacunes grâce à ses précieuses corrections.

Je tiens à exprimer ma profonde reconnaissance au gouvernement allemand pour avoir financé mes études de Master grâce à la bourse du DAAD (Office Allemand d'Échanges Universitaires), soutenue par le ministère fédéral de la Coopération économique et du Développement (BMZ). Ce soutien généreux m'a offert l'opportunité d'approfondir mes connaissances et de développer mes compétences dans un environnement académique enrichissant.

Je remercie aussi le Dr Marie SAWADOGO/TIEMTORE, Responsable du LabEREE et son personnel pour leur accueil lors de mes travaux de recherche de Master au laboratoire.

Mes remerciements vont à toute l'équipe du projet BioStar qui a contribué au bon déroulement de mon stage au LabEREE et à l'ABASF/E. Je suis reconnaissant envers Prof. Wend Kouni Igor OUEDRAOGO pour le prêt du véhicule du projet. Mme Léa FULLOY, Ingénieure au CIRAD et correspondante pays du projet BioStar, mérite également mes chaleureux remerciements pour m'avoir initialement encadré, en facilitant mon accès au lieu de stage et aux ressources matérielles, en fournissant des documents utiles, et en suivant la méthodologie de travail adoptée. Enfin, un grand merci revient à Ing. Alexandre Parfait SANOU pour ses corrections et sa précieuse contribution dans les choix techniques délicats.

Je remercie Mme Aïssèta OUEDRAOGO, responsable de la PME ABASF/E, ainsi que l'ensemble du personnel, notamment le responsable qualité, M. Daouda OUEDRAOGO, et le responsable production, M. Aboubakar OUEDRAOGO, pour leur accueil chaleureux et les informations essentielles qu'ils ont mis à ma disposition pour enrichir mon expérience de stage. Je remercie de même les camarades d'école avec qui j'ai collaboré et qui m'ont apporté leur soutien.

Mes remerciements s'étendent également à ma famille et à mes amis qui m'ont soutenu de manière continue tout au long de mon parcours.

## RÉSUMÉ

La PME ABASF/E est spécialisée dans la production de beurre de karité et de mangue séchée. Une étude des données de consommation énergétique a été menée dans le but de remédier aux lacunes énergétiques identifiées en optimisant les opérations à travers le projet BioStar. L'objectif est également de proposer des solutions solaires suite à un audit énergétique de la filière mangue séchée.

L'inspection des installations électriques de la PME et l'étude du profil de charge avec l'analyseur réseau triphasé ont conduit à l'intégration de solutions telles que l'utilisation du régulateur de tension, des batteries de condensateurs, le rééquilibrage des phases et l'intégration d'énergies renouvelables.

La modélisation d'un système hybride énergétique avec le logiciel HOMER Pro a conduit à une solution de mix énergétique intégrant le réseau de distribution électrique de la SONABEL, le groupe électrogène de 40 kVA, et le couplage à un système solaire photovoltaïque. Les résultats indiquent que le scénario hybride le plus rentable comprend un champ PV de 21,7 kWc, offrant des avantages économiques et environnementaux. Cependant, une proposition alternative suggère une puissance PV de 18,1 kWc pour éviter un excédent coûteux.

La nouvelle proposition, appelée "Champ PV ABASF/E", vise à répondre aux besoins énergétiques de la PME ABASF/E avec un système PV de 18 450 W. Avec une production annuelle de 30 328,95 kWh, le système offre une alternative durable, réduisant la dépendance aux combustibles fossiles. L'analyse financière indique une rentabilité rapide, avec un temps de retour en 3 ans, une valeur actuelle nette (VAN) sur 25 ans de 56 656 989 F CFA, un LCOE de 57 F CFA/kWh et un taux de rentabilité interne de 47,25%. Sur le plan environnemental, ce système PV contribue à la réduction des émissions de GES, avec des économies estimées de 149,98 tonnes équivalentes en pétrole.

### Mots Clés :

1. Audit énergétique
2. ABASF/E
3. Projet BioStar
4. Profil de charge
5. Solaire photovoltaïque

## ABSTRACT

SME ABASF/E specializes in producing shea butter and dried mango. An energy consumption study was conducted to address identified energy inefficiencies through the BioStar project. Additionally, solar solutions will be proposed following an energy audit of the dried mango sector.

After inspecting the SME's electrical installations and studying the load profile with a three-phase network analyzer, solutions were integrated. These solutions included the use of voltage regulators, capacitor banks, phase rebalancing, and the integration of renewable energies.

The hybrid energy system was modeled using HOMER Pro software. The resulting energy mix solution integrates SONABEL's electrical distribution network, a 40 kVA generator, and a solar photovoltaic system. The most cost-effective hybrid scenario includes a 21.7 kWp PV array, which offers both economic and environmental benefits. An alternative proposal suggests a PV output of 18.1 kWp to avoid a costly surplus.

The proposed solution, named 'Champ PV ABASF/E', aims to fulfill the energy requirements of SME ABASF/E by utilizing an 18,450 W PV system. The system offers a sustainable alternative by reducing dependence on fossil fuels and has an annual production of 30,328.95 kWh. Financial analysis indicates a rapid return, with a payback time of 3 years, a 25-year net present value (NPV) of 65,814,363 F CFA, a levelized cost of electricity (LCOE) of 57 F CFA/kWh, and an internal rate of return of 47.25%. The PV system contributes to the reduction of GHG emissions, with estimated savings of 149.98 tonnes of oil equivalent.

### Keywords:

1. Energy audit
2. ABASF/E
3. BioStar project
4. Load profile
5. Solar photovoltaics

## LISTE DES ABRÉVIATIONS

**2iE** : Institut International d'Ingénierie de l'Eau et de l'Environnement

**ABASF/E** : Association burkinabè Action Solidarité Femmes/Enfants

**AFNOR** : Association française de normalisation

**CAPEX** : Dépenses d'Investissement (Capital Expenditure)

**CEM** : Compatibilité Electromagnétique

**EPI** : Equipements de protection individuelle

**F CFA** : Franc de la Communauté Financière Africaine

**GE** : Groupe Électrogène

**GES** : Gaz à Effet de Serre

**GHI** : Global Horizontal Irradiance (rayonnement solaire total reçu par une surface horizontale)

**HOMER Pro** : Hybrid Optimization of Multiple Electric Renewables

**IEC** : International Electrotechnical Commission

**IEEE** : Institute of Electrical and Electronics Engineers

**LabEREE** : Laboratoire Énergie Renouvelable et Efficacité Énergétique

**LCC** : Coût du cycle de vie

**LCOE** : Coût Actualisé de l'Électricité (Levelized Cost of Electricity)

**MPPT** : Point de suivi maximal de puissance

**OU** : Opération Unitaire

**PV** : Photovoltaïque

**PME** : Petite et Moyenne Entreprise

**RMS** : Root Mean Square (valeur efficace d'un signal variable)

**SONABEL** : Société Nationale d'Electricité Du Burkina Faso

**SPD** : Dispositif de Protection contre les Surtensions (ou parafoudre)

**STC** : Conditions Standard de Test (PV)

**THD** : Total Distortion Harmonic

**VAN** : Valeur Actuelle Nette

**\$** : Dollar américain

**€** : Euro

## SOMMAIRE

<b>DÉDICACES</b> .....	<b>i</b>
<b>CITATIONS</b> .....	<b>ii</b>
<b>REMERCIEMENTS</b> .....	<b>iii</b>
<b>RÉSUMÉ</b> .....	<b>iv</b>
<b>ABSTRACT</b> .....	<b>v</b>
<b>LISTE DES ABRÉVIATIONS</b> .....	<b>vi</b>
<b>SOMMAIRE</b> .....	<b>vii</b>
<b>LISTE DES TABLEAUX</b> .....	<b>ix</b>
<b>LISTE DES FIGURES</b> .....	<b>x</b>
<b>I. INTRODUCTION</b> .....	<b>11</b>
<b>I.1- CONTEXTE ET JUSTIFICATION</b> .....	<b>11</b>
I.1.1- Analyse énergétique actuelle de la PME ABASF/E .....	11
I.1.2- Le Projet BioStar comme solution d'efficacité énergétique .....	11
<b>I.2- OBJECTIFS DU TRAVAIL</b> .....	<b>12</b>
<b>I.3- CADRE D'ACCUEIL ET DE TRAVAIL : LabEREE (INSTITUT 2iE)</b> .....	<b>12</b>
<b>I.4- PRÉSENTATION DE L'ASSOCIATION BURKINABÈ ACTION SOLIDARITÉ FEMMES/ENFANTS (ABASF/E)</b> .....	<b>13</b>
I.4.1- Description synthétique de ABASF/E et de son activité .....	13
I.4.2- Vue aérienne du site de production de la PME ABASF/E.....	14
<b>II. MATERIELS ET METHODES</b> .....	<b>16</b>
<b>II.1- MATÉRIELS</b> .....	<b>16</b>
<b>II.2- MÉTHODES</b> .....	<b>16</b>
II.2.1- Visite et entretien initial .....	17
II.2.2- Branchement de l'analyseur de réseau.....	17
II.2.3- Identification des installations et inventaire du matériel.....	20
II.2.4- Suivi du processus de production.....	20

<b>II.3- LES NORMES APPLIQUÉES .....</b>	<b>21</b>
<b>III. RÉSULTATS ET DISCUSSIONS .....</b>	<b>23</b>
<b>III.1- AUDIT ÉNERGÉTIQUE.....</b>	<b>23</b>
III.1.1- Revue du rapport d'audit de la filière karité .....	23
III.1.2- Inventaire des équipements .....	23
III.1.3- Analyse des anomalies électriques : Un examen critique des déficiences dans l'installation d'ABASF/E .....	26
III.1.4- Solutions proposées pour l'amélioration du système électrique d'ABASF/E.....	27
<b>III.2- PROFIL DE CHARGE DE LA FILIÈRE MANGUE SÉCHÉE .....</b>	<b>28</b>
III.2.1- Profil de charge de la filière mangue séchée.....	28
III.2.3- Analyse des paramètres du réseau et de la charge enregistrés .....	38
III.2.3- Solutions intégrées pour la gestion des déséquilibres électriques .....	42
<b>III.3- MODÉLISATION DU SYSTÈME HYBRIDE AVEC LE LOGICIEL HOMER PRO .....</b>	<b>45</b>
III.3.1- Présentation du système d'alimentation en énergie de la PME ABASF/E .....	45
III.3.2- Intégration du Système PV dans la Modélisation à l'Aide de HOMER Pro .....	45
III.3.3- Résultats issus de la modélisation du système hybride avec HOMER Pro .....	49
<b>III.4- PROPOSITION DE DIMENSIONNEMENT DU CHAMP PV POUR LA PME ABASF/E .....</b>	<b>54</b>
III.4.1- Etude technique du système « Champ PV ABASF/E » .....	54
III.4.2- Analyse financière du système « Champ PV ABASF/E » proposé .....	61
III.4.3- Impact environnemental.....	62
<b>IV. CONCLUSIONS ET PERSPECTIVES .....</b>	<b>65</b>
<b>V. RECOMMANDATIONS.....</b>	<b>66</b>
<b>VI. RÉFÉRENCES BIBLIOGRAPHIQUES .....</b>	<b>67</b>
<b>VII. ANNEXES .....</b>	<b>69</b>

## LISTE DES TABLEAUX

Tableau I : Paramètres étudiés après mesures .....	19
Tableau II : Inventaire des équipements des locaux de production de mangue séchée.....	24
Tableau III : Résultats des mesures de l'analyseur en fonction des types d'appareils .....	25
Tableau IV : Délestage, production, et mesure.....	29
Tableau V : Profil de charge 0 .....	31
Tableau VI : Comparatif des méthodes de correction du profil de charge 0 .....	32
Tableau VII : Relevés index compteur Arrivée ABASF/E.....	33
Tableau VIII : Profil de charge 1 : profil de charge filière Mangue Séchée.....	34
Tableau IX : Synthèse des données relatives aux paramètres du réseau et de la charge.....	39
Tableau X : Solutions pour la gestion des déséquilibres électriques.....	42
Tableau XI : Dimensionnement des batteries de condensateur .....	43
Tableau XII : Résultats des scénarios obtenus par modélisation et optimisation du système dans HOMER Pro.....	49
Tableau XIII : Description des paramètres économiques et énergétiques.....	49
Tableau XIV : Résultats sommaires du système le plus rentable (scénario 1).....	50
Tableau XV : Comparaison du scénario 1 par rapport au scénario 5 .....	51
Tableau XVI : Calcul de la puissance crête du champ PV nécessaire à ABASF/E.....	52
Tableau XVII : Données générales du système « Champ PV ABASF/E » .....	55
Tableau XVIII : L'Onduleur et sa configuration .....	57
Tableau XIX : Vérifications électriques et test finaux CONF.1 - MPPT 1 .....	57
Tableau XX : Vérifications électriques et test finaux CONF.1 - MPPT 2.....	58
Tableau XXI : Configuration des champs solaires photovoltaïques avec modules .....	59
Tableau XXII : Configuration des champs solaires photovoltaïques avec modules .....	59

## LISTE DES FIGURES

Figure 1: Vue aérienne du site de production de la PME ABASF/E.....	14
Figure 2: Branchement de l'analyseur de puissance CA 8335 .....	18
Figure 3 : Images représentatives de quelques relevés journaliers de compteur.....	19
Figure 4: Analyseur de puissance PCE-GPA 50 illustrations du branchement .....	20
Figure 5: Comportement de la charge .....	28
Figure 6: Profil de charge 0 : Graphes du profil global et du profil par phase.....	30
Figure 7: Profil de charge 1 : profil global et profil par phase.....	35
Figure 8: Graphes de comparaison entre le profil initial et le profil choisi .....	36
Figure 9 : Profil de consommation hebdomadaire de la filière karité .....	38
Figure 10: Système d'alimentation actuel de ABASF/E.....	45
Figure 11: Système hybride modélisé dans HOMER Pro .....	46
Figure 12: Profil de charge annuel de la PME ABASF/E .....	47
Figure 13: Vue aérienne et disposition des panneaux sur les toits de la PME .....	54
Figure 14: couverture des consommations mensuelles de l'installation .....	55
Figure 15: Image de l'installation avec ombrage "Champ PV ABASF/E" .....	56
Figure 16: Schéma unifilaire .....	60
Figure 17 : Récapitulatif : Production PV - Consommation Charge - Injection Réseau.....	61

# I. INTRODUCTION

## I.1- CONTEXTE ET JUSTIFICATION

### I.1.1- Analyse énergétique actuelle de la PME ABASF/E

L'Afrique de l'Ouest se trouve confrontée à des défis énergétiques majeurs, exacerbés par des contraintes telles que la dépendance aux combustibles fossiles, la vulnérabilité aux changements climatiques, et des infrastructures énergétiques peu fiables. Cette réalité se manifeste de manière particulièrement criante dans les territoires ruraux, où l'approvisionnement énergétique est à la fois coûteux et peu fiable. Les Petites et Moyennes Entreprises (PME) agroalimentaires, en particulier, sont durement touchées, limitant leur développement et les obligeant souvent à se délocaliser vers les zones périurbaines.

La PME "Association Burkinabè Action Solidarité Femmes/Enfants" (ABASF/E), basée à Ouagadougou au Burkina Faso, est emblématique de ces défis. Elle se consacre à la production et à la commercialisation de beurre de karité et de mangue séchée, employant principalement des femmes.

Pour la production du beurre de karité, l'Association utilise la méthode de barattage avec des machines alimentées par l'électricité. Une évaluation de la consommation énergétique de la chaîne de production du beurre de karité a déjà été réalisée [1].

Cependant, cette évaluation n'a pas encore été étendue aux activités de la filière de la mangue séchée. L'obtention des données énergétiques de cette dernière permettrait d'établir un profil de charge complet de la PME pour chaque période de l'année, en tenant compte des différentes activités menées. De plus, des analyses de la consommation énergétique peuvent être effectuées, et des propositions ainsi que des solutions d'optimisation peuvent être envisagées.

### I.1.2- Le Projet BioStar comme solution d'efficacité énergétique

Le projet BioStar, qui vise à renforcer la sécurité énergétique et alimentaire en développant le secteur de la bioénergie pour les PME agroalimentaires en Afrique de l'Ouest, émerge comme une solution pertinente face aux défis énergétiques de l'ABASF/E. Dans le cadre de cette initiative, les acteurs des énergies renouvelables collaborent pour offrir des solutions innovantes, à l'instar du couplage du réseau au système solaire PV pour la ventilation forcée et le froid, visant à améliorer l'efficacité énergétique, à réduire les coûts et à promouvoir la

durabilité environnementale. Cette approche qui s'harmonise avec les objectifs de l'ABASF/E souligne l'importance de cette synergie dans la quête d'une solution énergétique viable. [2]

## **I.2- OBJECTIFS DU TRAVAIL**

Le stage dont le sujet s'intitule « **Audit énergétique et optimisation de la consommation de l'énergie électrique de la PME ABASF/E** » se concentre sur l'analyse approfondie du profil de consommation électrique de l'association en vue de concevoir un système solaire PV optimal destiné à alimenter tout ou une partie de ses installations électriques. Plus précisément, l'objectif est de comprendre les résultats de l'audit effectué sur la filière karité, afin d'en tirer des leçons, expériences et éviter ou corriger des erreurs. De manière complémentaire, une évaluation exhaustive de la filière de la mangue séchée a été réalisée afin d'établir un profil de charge exhaustif des installations de l'association. Enfin, l'accent est mis sur la proposition d'un système PV d'autoconsommation visant à réduire de manière significative la facture énergétique de l'association. L'approche méthodologique du stage repose sur une analyse ciblée des besoins énergétiques spécifiques de l'association, avec pour objectif ultime d'optimiser l'utilisation de l'énergie solaire.

## **I.3- CADRE D'ACCUEIL ET DE TRAVAIL : LabEREE (INSTITUT 2iE)**

Le LabEREE (Laboratoire Energies Renouvelables et Efficacité Energétique) de l'Institut 2iE joue un rôle crucial dans l'amélioration de l'accès aux services énergétiques dans les pays en développement, en accordant une attention particulière à l'Afrique subsaharienne. Le laboratoire se consacre à l'intégration de diverses sources d'énergie pour créer des solutions innovantes adaptées aux besoins énergétiques spécifiques des pays africains, en mettant l'accent sur les énergies renouvelables et l'optimisation des systèmes de production d'énergie.

Les activités de recherche du LabEREE sont structurées autour des axes suivants :

- **Énergie Solaire et Réseaux Intelligents (ESRI)** : Étude et optimisation des modules photovoltaïques dans différents climats, développement de microcentrales solaires à valeur ajoutée locale, et création de systèmes hybrides innovants combinant solaire et générateurs Diesel.
- **Valorisation de l'Énergie de la Biomasse (ValBio)** : Développement de procédés pour produire du biodiesel et des biocarburants, amélioration des carburants à base d'huiles végétales, et conversion de la biomasse en énergie et autres produits, avec un accent sur des filières durables adaptées aux besoins énergétiques des ménages et PME.

Les activités du LabEREE sont principalement réalisées dans le cadre de projets de recherche et de développement. L'un de ces projets est BioStar, qui vise à promouvoir la bioénergie durable pour les petites entreprises agroalimentaires dans les zones rurales d'Afrique de l'Ouest (Burkina Faso, Sénégal). Prévu de 2020 à 2025, avec un budget de 12 millions d'euros, le projet cherche à améliorer l'efficacité des systèmes de production, à maîtriser les coûts énergétiques, à accroître la rentabilité économique et à développer le secteur de la bioénergie en créant des entreprises spécialisées. [3]

Dans le cadre du projet BioStar, nous avons rejoint le LabEREE pour notre stage afin d'analyser les données d'audit énergétique de la PME ABASF/E.

#### **I.4- PRÉSENTATION DE L'ASSOCIATION BURKINABÈ ACTION SOLIDARITÉ FEMMES/ENFANTS (ABASF/E)**

##### **I.4.1- Description synthétique de ABASF/E et de son activité**

L'Association Burkinabé Action Solidarité Femmes/Enfants (ABASF/E), fondée en 1995 et officiellement reconnue en 1999 en tant qu'association, opère dans le secteur de la production et de l'exportation, avec une focalisation principale sur la production du beurre de karité et de mangues séchées. Située au Burkina Faso, dans le quartier Zagtouli à Ouagadougou, l'entreprise a débuté ses activités avec un groupe de 12 femmes engagées dans la lutte contre la pauvreté à travers des initiatives éducatives et de santé, en parallèle à la production initiale de beurre de karité pour les membres de l'association. Au fil des ans, l'ABASF/E a élargi ses activités, se déplaçant de son premier site de production à Pissy vers Zagtouli en 2003, où elle a également établi une unité de séchage de mangues. [4]

L'unité de production de l'association, située au cœur d'une ancienne carrière d'extraction de pierres taillées, se divise en trois parties distinctes : la production de mangues séchées, connue sous l'appellation Royal Nature, la production de beurre de karité, et la fabrication de produits cosmétiques, toutes deux désignées sous le nom de Karibel. La capacité totale de transformation de l'entreprise atteint 400 tonnes d'amandes de karité par an, avec une période de production étalée de septembre à avril, générant environ 120 tonnes de beurre de karité par an. La production de mangues séchées, estimée à 40 tonnes, utilise 720 tonnes de mangues fraîches, avec une période de production s'étendant d'avril à juillet [5]. Toutes ces activités se concentrent dans l'unité de production de l'association et entraînent une demande significative en énergie électrique et thermique.

Pour ce qui est de la filière karité, la consommation en énergie électrique lors du précédent audit a été quantifiée à plus de 70 kWh/jour de production [1], tandis que la consommation en énergie thermique a été estimée à plus de 4 kWh/kg de produit fini [6]. Quant à la filière mangue séchée, les factures d'électricité de l'année 2022 montrent une consommation mensuelle dépassant les 4000 kWh.

#### I.4.2- Vue aérienne du site de production de la PME ABASF/E

La **Figure 1** offre un aperçu de la vue aérienne (géolocalisation) du site de production de l'Association. Le plan de masse correspondant est présenté en Erreur ! Source du renvoi introuvable. [5].



*Figure 1: Vue aérienne du site de production de la PME ABASF/E*

Le processus de fabrication des mangues séchées utilise diverses opérations unitaires (OU) pour transformer les mangues fraîches [7]. On dénombre au total 7 OU à savoir (voir **Annexe II**) :

- ❖ **Tri (OU 1)** : Les mangues fraîches sont réceptionnées, évaluées, et triées. Les mangues non mûres sont stockées pour maturation, tandis que les mangues mûres sont dirigées vers la zone de lavage.
- ❖ **Lavage (OU 2)** : Les mangues mûres subissent un premier lavage pour éliminer la sève, la terre, et d'autres impuretés. Aucun produit chimique n'est utilisé car l'entreprise produit des mangues séchées certifiée Bio. Les mangues lavées sont ensuite acheminées vers la salle d'épluchage.

- ❖ **Épluchage (OU 3) :** Les mangues passent par un processus d'épluchage, éliminant celles qui sont trop mûres, non mûres et pourries. Cela se fait avec des couteaux et des éplucheuses.
- ❖ **Tranchage (OU 4) :** Les mangues épluchées sont tranchées selon une taille généralement choisie pour permettre un bon séchage. Cette opération, réalisée avec des couteaux, conduit à une perte de 33% du poids initial des mangues épluchées.
- ❖ **Mise en claie (OU 5) :** Les tranches de mangue sont étalées sur des claies avant d'être dirigées vers le processus de séchage. Cette opération présente des pertes négligeables.
- ❖ **Séchage (OU 6) :** Le séchage varie en fonction du type de séchoir utilisé (Atesta amélioré ou Tunnel). Les tranches de mangues sont disposées sur des claies et soumises à des températures élevées (85°C maximum pour Atesta, plus de 80°C pour Tunnel [7]) sur une durée comprise entre 20 et 22 heures. Les séchoirs sont alimentés en chaleur par des brûleurs fonctionnant au butane. La description des séchoirs Tunnel et Atesta est présentée en **Erreur ! Source du renvoi introuvable.**[7].
- ❖ **Conditionnement (OU 7) :** Les opératrices s'occupent du conditionnement des mangues séchées. Les tranches sont retirées des claies, découpées selon les spécifications du client, puis conditionnées dans des sacs plastiques à l'aide d'une thermosoudeuse électrique, avant d'être emballées par lots dans des sacs ou des cartons pour la livraison.

## II. MATERIELS ET METHODES

### II.1- MATÉRIELS

Pour garantir la fiabilité de la collecte de données, nous avons mobilisé une série d'instruments, parmi lesquels :

- ❖ **Analyseur de puissance PCE-GPA 50** : Utilisé pour mesurer la puissance, le facteur de puissance, la tension et le courant des appareils électriques tels que les ventilateurs et les séchoirs ;
- ❖ **Analyseur de réseau CA 8335** : Déployé pour mesurer instantanément plusieurs paramètres électriques et la consommation électrique de la PME ABASF/E pendant la période de production de mangues séchées ;
- ❖ **Multimètre classique** : Employé pour vérifier la continuité (circuit fermé) et s'assurer de la mise hors de tension des équipements à mesurer ;
- ❖ **Tournevis et EPI** : Employés pour faciliter l'accès aux bornes des appareils lors de la prise de mesures (puissance, tension, courant, etc.) tout en assurant la sécurité des intervenants.

Du point de vue logiciel, nous avons exploité :

- ❖ **Power Analyser Transfer 2 (PAT2)** : Pour transférer les données enregistrées de l'analyseur réseau vers un PC ;
- ❖ **Excel** : Pour générer des feuilles de calcul, la création de tableaux et de courbes. La programmation en VBA Excel a été particulièrement utile pour traiter la grande quantité de données issues des analyseurs de puissance et de réseau ;
- ❖ **Homer Pro** : Pour modéliser le système hybride et choisir le scénario le plus bénéfique.
- ❖ **Solarius PV** : Pour dimensionner le système solaire PV ;
- ❖ **Google Earth** : Pour la géolocalisation de la PME ABASF/E ;

### II.2- MÉTHODES

L'audit énergétique au sein de l'association s'est déroulé en quatre étapes échelonnées sur plusieurs jours, suivant la démarche ci-dessous :

### **II.2.1- Visite et entretien initial**

Le 24 avril 2023, nous avons rencontré la présidente de l'association, Madame Aïssèta OUEDRAOGO, pour un entretien afin de prendre connaissance des activités de la PME et de comprendre son mode de fonctionnement ;

### **II.2.2- Branchement de l'analyseur de réseau**

Entre le 8 et le 15 mai 2023, nous avons effectué le branchement de l'analyseur réseau aux bornes de l'arrivée SONABEL, en aval du compteur de tarification de la PME sur une semaine.

#### **❖ Définition de l'Analyseur de réseau**

L'analyseur de réseaux électriques triphasés est un dispositif utilisé pour évaluer et surveiller les caractéristiques électriques (tension, courant, fréquence, puissance, harmoniques...etc.) d'un système d'alimentation triphasé sur une période de temps donnée, généralement à travers des intervalles de mesures réguliers, comme toutes les dix minutes.

#### **❖ Installation de l'analyseur de réseau à ABASF/E**

L'association ABASF/E, principalement alimentée par le réseau de la SONABEL, est également équipée d'un Groupe électrogène (GE) d'une capacité de 20 kVA, utilisé en tant que source d'alimentation de secours en cas de délestage. La PME est située dans un quartier périphérique de la ville qui est exposé à diverses perturbations du réseau, telles que des coupures fréquentes, des baisses de tension, et des chutes de tension. Pour recueillir les données sur le comportement instantané de la charge pendant la production de mangues séchées et d'évaluer la qualité de l'alimentation électrique fournie par la SONABEL, nous avons connecté un Analyseur de Réseau (au niveau du compteur) en aval du disjoncteur de départ et en amont de l'inverseur de source comme c'est indiqué dans la **Figure 2**. En raison de problèmes de câblage, l'analyseur de réseau a été connecté aux bornes d'alimentation de la SONABEL. Idéalement, il aurait dû être placé après l'inverseur de source pour assurer une mesure continue de la consommation, même pendant le délestage. Cependant, des problèmes de câblage ont amené son branchement à l'arrivée SONABEL.

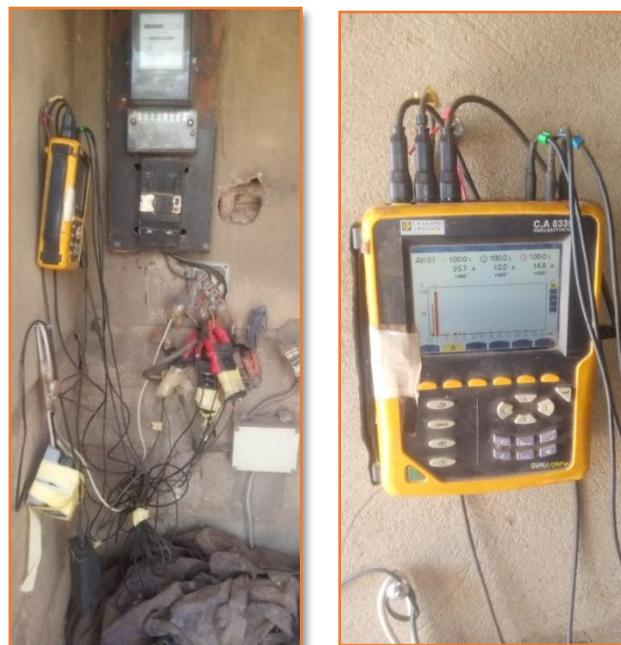
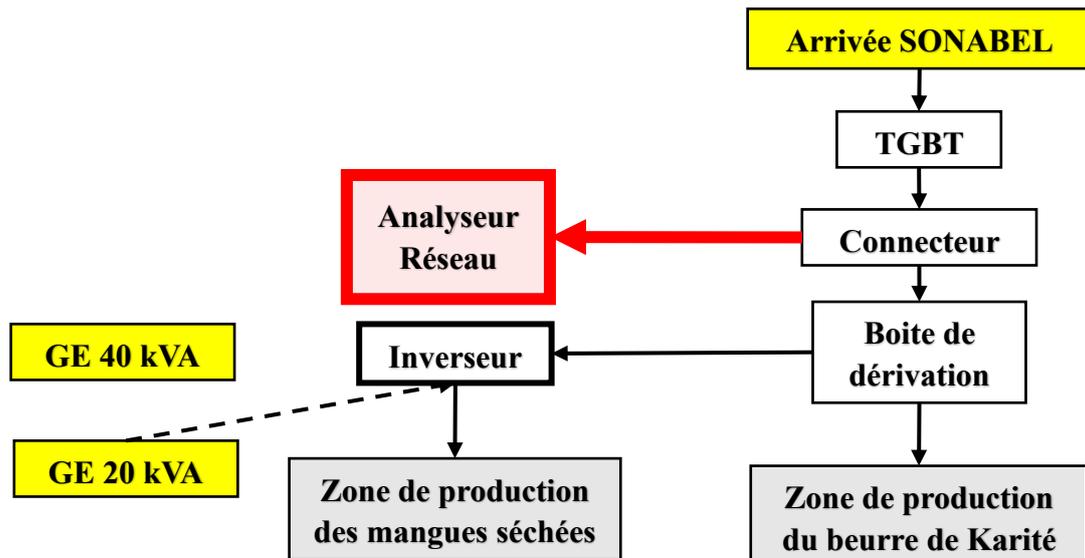


Figure 2: Branchement de l'analyseur de puissance CA 8335

Quant au schéma expliquant le branchement de l'analyseur de réseau triphasé, l'**Erreur ! Source du renvoi introuvable.** nous renseigne davantage. Après une semaine de mesures électriques avec l'analyseur réseau, nous avons recueilli plusieurs paramètres, dont ceux utilisés dans notre étude sont indiqués dans le **Tableau I** ci-dessous.

Tableau 1 : Paramètres étudiés après mesures

PARAMÈTRE	UNITÉ	SIGNIFICATION
Fréquence	Hz	Valeur de la fréquence mesurée
V1 RMS	V	Valeur efficace vraie de la tension simple de la phase 1
V1 THD	%	Distorsion harmonique totale pour les tensions (en %f ou en %r)
Vunb (ou Aunb)	%	Taux de déséquilibre inverse des tensions simples (ou en courant) dans un système de distribution avec neutre
Pst	%	Flicker court terme PST (Probability of Short term)
Plt	%	Flicker long terme PLT (Probability of Long Term)
A1 RMS	A	Valeur efficace vraie du courant de la phase 1
A1 THD	%	Distorsion harmonique totale pour les tensions (en %f ou en %r)
PF1 ou PF		Facteur de puissance de la phase 1 ou totale
W1 ou WT	W	Puissance active de la phase 1 ou totale
VA1 ou VAT	A	Puissance apparente la phase 1 ou totale

Pour corriger le profil de charge issu des données directement recueillies par l'analyseur réseau triphasé, nous avons entrepris la collecte de données en relevant régulièrement les index du compteur d'énergie électrique consommée par l'association, spécifiquement à 11h54, sur plusieurs jours. La **Figure 3** illustre un extrait des données de compteur recueillies.

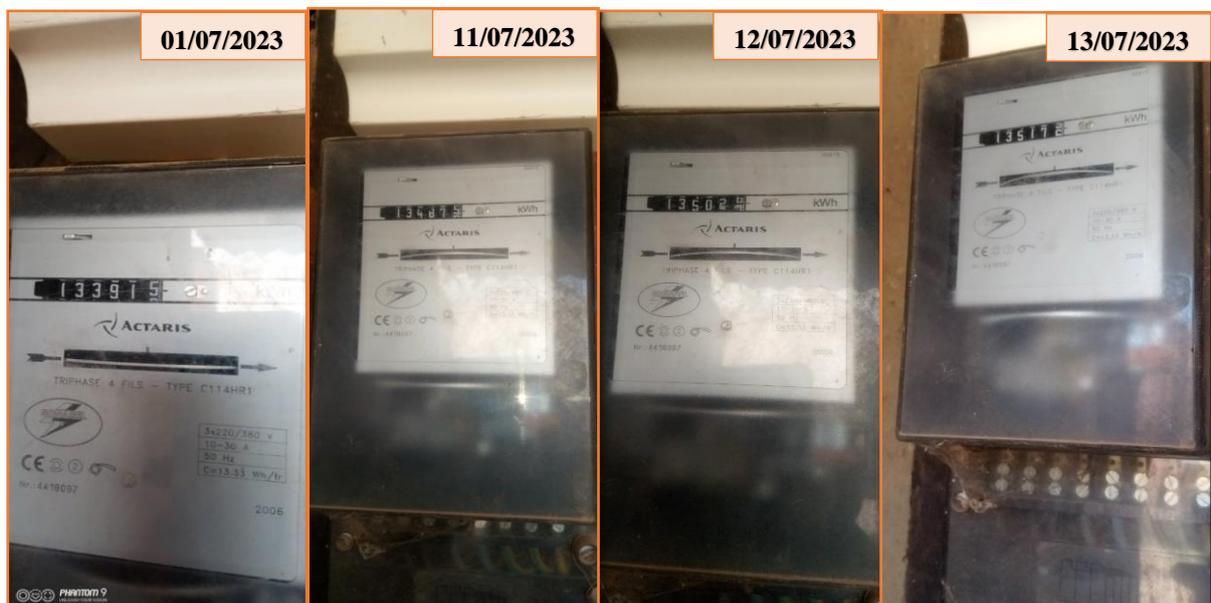


Figure 3 : Images représentatives de quelques relevés journaliers de compteur

Cela nous a permis de réévaluer la quantité moyenne d'électricité consommée lors de la production de mangues séchées et de choisir la meilleure méthode de correction du profil de charge.

### II.2.3- Identification des installations et inventaire du matériel

Aux dates du 10 et 11 mai 2023 puis du 30 juin 2023, nous avons inspecté l'ensemble des équipements électriques. Par la suite, nous avons utilisé l'analyseur de puissance PCE-GPA 50 pour effectuer des mesures significatives, telles que la puissance active, le facteur de puissance, la tension et le courant. En effet, **un analyseur de puissance** est un outil électronique essentiel qui permet de mesurer diverses caractéristiques électriques d'un équipement ou d'un système, allant de la tension aux harmoniques. La **Figure 4** illustre l'analyseur utilisé et la manière de le connecter aux bornes de l'élément à mesurer.



*Figure 4: Analyseur de puissance PCE-GPA 50 illustrations du branchement[8]*

Concernant l'utilisation de la mesure en monophasé et en triphasé avec l'analyseur de puissance, le schéma présenté en **Annexe IV**, extrait de la notice d'utilisation, nous illustre la procédure de raccordement.

### II.2.4- Suivi du processus de production

Tout au long du stage, nous avons scrupuleusement suivi les OU, du déchargement des mangues fraîches des poids lourds jusqu'au conditionnement des mangues séchées pour l'exportation. Ceci impliquait une surveillance constante des séchoirs et d'autres opérations connexes.

Par la suite, nous avons examiné attentivement l'ensemble des données collectées au LabEREE, ce qui nous a d'abord permis d'élaborer un profil de charge correspondant à la période de production des mangues séchées. Par la suite, nous avons élaboré un profil de charge global annuel intégrant les conclusions de l'audit de la filière karité. Sur cette base, nous avons recommandé un dimensionnement du système solaire PV pour alimenter la PME, en utilisant les résultats issus de la modélisation du système hybride qui a été préalablement réalisée avec

Homer Pro. Enfin, nous avons formulé une proposition des coûts associés et exposé l'impact environnemental du système PV. Nous avons également suggéré des solutions d'optimisation de la consommation électrique, notamment l'utilisation de batteries de condensateur et l'équilibrage des phases.

### II.3- LES NORMES APPLIQUÉES

Pour évaluer la conformité de nos mesures et dimensionnement, nous avons suivi les normes suivantes :

- ❖ **Norme NF EN 16247** : Norme européenne adoptée en France par l'AFNOR, elle traite de l'audit énergétique.

L'audit énergétique au sein d'une PME s'articule autour de multiples objectifs cruciaux, en suivant la norme NF EN 16247. Il cherche d'abord à identifier les sources de consommation énergétique (Partie 2 de la norme) pour mettre en œuvre des mesures visant à optimiser l'utilisation de l'énergie. La réduction des coûts énergétiques est également un axe majeur, impliquant l'analyse des processus énergétiques pour déceler des opportunités de diminution des coûts (Partie 3 de la norme), contribuant ainsi à accroître la rentabilité de l'entreprise. L'évaluation de l'efficacité des équipements et des systèmes énergétiques vise à recommander des améliorations pour réduire les pertes et augmenter l'efficacité globale (Partie 4 de la norme). En parallèle, l'audit met en lumière les faiblesses, lacunes et opportunités d'amélioration, renforçant ainsi les performances énergétiques de l'entreprise. Veillant à la conformité aux normes (Partie 1 de la norme), il assure également une gestion responsable de l'énergie, réduisant l'empreinte carbone de l'entreprise et alignant ses pratiques avec des objectifs de durabilité. Finalement, il fournit des informations stratégiques pour les investissements énergétiques à long terme ; ce qui contribue à la compétitivité et à la durabilité à long terme de la PME sur le marché.

- ❖ **Norme française (NF)** : Édiquée par l'AFNOR, la norme **NF C 15-100** concerne les installations électriques à basse tension en France, mettant l'accent sur la sécurité, la fiabilité et la performance des installations électriques dans les bâtiments.
- ❖ **Norme européenne (EN)** : Abordant la qualité de l'alimentation électrique en Europe, l'**EN 50160** définit des paramètres tels que la tension, les variations et les fluctuations, énonçant des critères pour garantir la stabilité et la qualité de l'électricité fournie.
- ❖ **Normes internationales (IEC)** : Développée par l'IEC, ces normes sont élaborées par des organismes de normalisation mondialement reconnus. L'**IEC 61000-2-2** traite des

perturbations électromagnétiques issues d'équipements industriels ; l'**IEC 60364** concerne les installations électriques basse tension, fournissant des directives pour assurer sécurité et performance dans les bâtiments ; et l'**IEC 60038** établit les tensions nominales standard pour les systèmes et équipements électriques.

- ❖ **Norme américaine (IEEE) :** Élaborée par l'IEEE, la norme **IEEE 519** gère les harmoniques dans les systèmes électriques, établissant des critères pour maintenir la qualité de l'alimentation électrique.

## III. RÉSULTATS ET DISCUSSIONS

### III.1- AUDIT ÉNERGÉTIQUE

#### III.1.1- Revue du rapport d'audit de la filière karité

Pour amorcer notre audit énergétique de la filière mangue séchée (Royal Nature) au sein de la PME ABASF/E, nous avons examiné attentivement les rapports d'audit antérieurs de la filière karité (Karibel). Au cours de cette analyse, quelques points d'amélioration ont été identifiés, soulignant des opportunités pour renforcer les pratiques existantes. Par exemple, nous avons observé une lacune potentielle liée à l'absence d'un schéma électrique détaillé décrivant la disposition des connexions des équipements dans la zone de production du Karité.

De plus, en ce qui concerne la proposition photovoltaïque, nous avons noté que l'étude actuelle se base sur le logiciel HOMER Pro, mais une approche plus approfondie aurait pu permettre une estimation plus précise des coûts de mise en œuvre. Une attention particulière devrait également être accordée à la conformité aux normes actuelles du système électrique, afin d'assurer la sécurité et l'efficacité énergétique.

Quant au rapport sur la consommation électrique des opérations unitaires liées à la production de beurre de karité, nous suggérons une approche plus exhaustive. Un recensement détaillé des appareils utilisés, accompagné de leurs caractéristiques, serait avantageux pour une évaluation plus complète de l'efficacité énergétique de la filière karité. Ces suggestions visent à renforcer les pratiques existantes et à maximiser les opportunités d'amélioration dans le cadre de notre audit.

#### III.1.2- Inventaire des équipements

Suite aux mesures effectuées avec l'analyseur de puissance, nous avons obtenu des résultats récapitulés dans le **Tableau III**. Cette approche nous a permis d'obtenir les caractéristiques et les consommations des équipements électriques mentionnées dans le **Tableau II**, contribuant ainsi à des recommandations plus précises pour améliorer l'efficacité énergétique de l'entreprise.

Tableau II : Inventaire des équipements des locaux de production de mangue séchée

SALLE	APPAREIL	MARQUE	QTE	T(H)	PU (W)	PT (W)
Salle de mise en claie	Ventilateur	EVERNAL	1	8	55	55
	Plafonnier	SMC	1	8	70	70
	Thermosoudeuse	PEDAL IM.SE.	1	2	2 050	2 050
	Balance électrique	TCS-150kg P.S.	1	2	2 200	2 200
	Tube fluorescent	LED 120 cm	1	8	18	18
	Prise électrique 2P+T		2			
Salle de lavage de mangue N°2	Régulateur automatique	ANDELI SVC-15000VA-3	1	24	250	250
	Lampe antimoustique	MT-848	2	20	20	40
Salle de séchage N°1	Lampe antimoustique	MT-848	2	20	20	40
	Tube fluorescent	LED 120 cm	3	24	18	54
	Séchoir Tunnel N°1	EMCU	1	22	8 000	8 000
Salle de trie et conditionnement N°1	Plafonnier	Panasonic	2	8	75	150
	Ventilateur	EVERNAL	2	8	55	110
	Tube fluorescent	LED 120 cm	4	8	18	72
	Lampe antimoustique	T8 10W/A	2	8	10	20
	Prise électrique 2P+T		2			
Salle de découpe et de tranchage N°1	Plafonnier	Panasonic	1	8	75	75
	Ventilateur	EVERNAL	4	8	55	220
	Plafonnier	SMC	1	8	70	70
	Tube fluorescent	LED 120 cm	8	8	18	144
Salle de découpe et de tranchage N°2	Plafonnier	Panasonic	5	8	75	375
	Ventilateur	EVERNAL	1	8	55	55
	Tube fluorescent	LED 120 cm	6	8	18	108
Salle de lavage de mangue N°1						
Salle de bouteilles à gaz	Tube fluorescent	LED 120 cm	1	24	18	18
Salle issue de secours	Tube fluorescent	LED 120 cm	2	24	18	36
	Lampe antimoustique	MT-848	2	12	40	80
Salle vestiaire	Tube fluorescent	LED 120 cm	1	24	18	18
Salle de Séchoir Tunnel N°3	Séchoir Tunnel N°3		1	22	8 000	8 000
	Tube fluorescent		1	22	18	18
Salle de production de confiture	Plafonnier	Panasonic	1	6	75	75
	Tube fluorescent	LED 120 cm	1	16	18	18
	Frigo	Sharp	1	24	128-152	152
	Photocopieuse	Canon C5250i	1	0,5	1 600	1 600
	Prise électrique 2P+T		2			
Salle de produit fini	Tube fluorescent	LED 120 cm	1	8	18	18
	Prise électrique 2P+T		2			
Cours côté mangue	Tube fluorescent	LED 120 cm	4	12	18	72
Cours côté karité	Tube fluorescent	LED 120 cm	3	12	18	54
	Pompe solaire	SANEYO	1	12	900	900
Salle de stockage produits finis	Tube fluorescent	LED 120 cm	1	8	18	18
	Ventilateur	EVERNAL	1	8	55	55
	Prise électrique 2P+T		3			
Administration	Tube fluorescent	LED 120 cm	1	8	18	18

	Plafonnier	Panasonic	1	8	75	75
	Climatiseur split Inverter	SOLSTAR	1	6	735,5	735,5
	Ordinateur portable		2	4	180	360
	Prise électrique 2P+T		3			0
<b>Salle séchoir ATESTA amélioré</b>	Séchoir Atesta N°1		1	21	500	500
	Séchoir Atesta N°2		1	21	500	500
	Séchoir Atesta N°3		1	21	500	500
	Séchoir Tunnel N°2		1	22	8 000	8 000
	Tube fluorescent	LED 120 cm	4	16	18	72
<b>PUISSANCE TOTALE DES INSTALLATIONS (W)</b>					<b>35 818,5</b>	

Pour chaque salle attribuée à Royal Nature, nous avons réalisé un inventaire des appareils électriques en estimant le temps de fonctionnement (T) en heures (H), la quantité (QTE), la puissance nominale unitaire (PU) et la puissance totale (PT) en watts (W).

Il en ressort du **Tableau II** que le nombre de salles parcouru est d'environ 18 pour une puissance nominale de toutes les installations estimées à 35,8 kW. Par ailleurs les équipements ne fonctionnent pas simultanément, c'est le cas des séchoirs tunnels qui sont utilisés à des jours différents.

*Tableau III : Résultats des mesures de l'analyseur en fonction des types d'appareils*

Équipements	Spécificité	Puissance	Tension	Courant	Facteur	Neutre
		W	V	A		A
<b>Ventilateur mural 16" EVERNAL</b>	Mono	56,76	211,62	1,05	0,25	
<b>Brasseur d'air (Plafonnier) SMC</b>	Mono	82,88	209,48	1,09	0,36	
<b>Séchoir Tunnel N°1</b>	Régulateur Tri	4 124,56	372,36	11,44	0,56	
	Direct	4 622,05	374,00	11,26	0,63	
	Démarrage + Direct Tri	4 650,69	374,12	10,97	0,65	
<b>Séchoir Tunnel N°2 / Séchoir Tunnel N°3</b>	Noire Mono	2 001,00	235,22	11,84	0,72	1,03
	Marron Mono	1 646,09	214,35	10,11	0,76	
	Vert-Jaune Mono	1 260,13	226,58	10,56	0,53	
	Noire Tri	5 672,66	384,04	12,19	0,70	
	Marron Tri	5 636,14	390,70	10,59	0,79	
	Vert-Jaune Tri	3 934,48	392,22	10,69	0,54	
<b>Séchoir ATESTA N°3</b>	Ventilateur 1	212,40	183,21	2,31	0,56	
	Ventilateur 2	83,70	186,82	1,08	0,41	
<b>Séchoir ATESTA N°2</b>	Ventilateur 1	103,64	187,11	1,49	0,46	
	Ventilateur 2	259,43	185,09	1,55	0,90	
<b>Séchoir ATESTA N°1</b>	Ventilateur 1	260,17	184,58	1,50	0,94	
	Ventilateur 2	236,90	192,46	1,56	0,79	

Les spécifications relatives aux divers modes de mesure sont détaillées comme suit : "Ventilateur 1 ou 2" indique une mesure en mode monophasé après connexion à l'un des deux

ventilateurs. L'annotation "**Mono**" signifie que la mesure s'est déroulée en configuration monophasée. En ce qui concerne "**Démarrage + Direct Tri**", la mesure a été effectuée en mode triphasé par connexion directe à l'armoire électrique du séchoir tunnel, en tenant compte de la phase de démarrage. Quant à "**Régulateur Tri**", la mesure s'est faite en mode triphasé en se connectant aux bornes du régulateur. L'indication "**Tri**" implique une mesure en configuration triphasée. Enfin, la **couleur** précisée spécifie la phase où la mesure a été effectuée, simplifiant le repérage des composants électriques.

### **III.1.3- Analyse des anomalies électriques : Un examen critique des déficiences dans l'installation d'ABASF/E**

Pendant la phase d'inventaire des équipements électriques et de mesure avec l'analyseur de puissance, diverses anomalies ont été identifiées (voir **Annexe III**).

#### **1. Mauvais branchements dans l'installation**

Des branchements incorrects ont été relevés, notamment le non-respect du code de couleur des câbles, l'absence d'étiquetage pour le repérage des câbles et la présence de câbles endommagés ainsi que de connexions défectueuses (lâches ou altérées).

#### **2. Absence totale de mise à la terre**

Une constatation critique concerne l'absence totale de mise à la terre pour les équipements et les carcasses métalliques de la structure. Cette situation met en péril la sécurité des biens et des personnes.

#### **3. Insuffisance de protection des équipements dans les salles**

Les équipements dans les salles de production de l'Association, tels que les ventilateurs, les lampes et les prises, ne bénéficient pas de protection par des disjoncteurs divisionnaires, à l'exception des séchoirs tunnels. Ces derniers sont favorisés par des protections via des disjoncteurs de type C32, étant les principales machines de l'Association et les plus coûteuses. Lors de l'installation de l'analyseur de réseau au niveau du compteur d'arrivée SONABEL, il a été noté que seul le disjoncteur principal calibré à 30 A assure la protection de l'ensemble des équipements secondaires. Cela témoigne de l'ancienneté de l'installation électrique d'ABASF/E ; elle ne s'est pas mise à jour ou adaptée au fur et à mesure que les activités de l'Association s'élargissaient.

D'autre part, il est important de noter que le régulateur de tension automatique de marque ANDELI SVC-15000VA-3, configuré pour le séchoir tunnel N°1 et installé dans la salle de lavage de mangue N°1 (salle la plus utilisée pour le lavage et l'une des plus fréquentées par les

opératrices), est exposé à la portée des opératrices et est situé à moins de 2 m de la zone de lavage des mangues. Par conséquent, il est exposé aux jets d'eau. Si aucune mesure n'est prise pour le protéger contre les projections d'eau ou pour modifier son emplacement, il existe un risque potentiel de court-circuit, pouvant entraîner un incendie.

### **III.1.4- Solutions proposées pour l'amélioration du système électrique d'ABASF/E**

Suite à l'identification des anomalies électriques au sein de l'installation d'ABASF/E, plusieurs solutions sont suggérées afin d'améliorer la sécurité, l'efficacité et la conformité de l'ensemble du système.

#### **1. Mise à niveau des branchements électriques**

Il est impératif de revoir et de corriger les branchements incorrects, en assurant le respect du code de couleur des câbles. L'étiquetage approprié pour le repérage des câbles doit être instauré, et tout câble endommagé ou toute connexion défectueuse doit être remplacé pour éviter tout risque de court-circuit, de surchauffe, ou de dysfonctionnement des équipements.

#### **2. Mise en place d'un système de mise à la terre**

Pour remédier à l'absence totale de mise à la terre, un système de mise à la terre conforme aux normes de sécurité électrique en vigueur doit être installé. Cela contribuera à réduire les risques d'électrocution en cas de défaillance d'un appareil, assurant ainsi la sécurité des biens et des personnes.

#### **3. Renforcement de la protection des équipements par salle**

Afin d'assurer une protection adéquate des équipements dans les compartiments, l'ajout de disjoncteurs divisionnaires pour chaque salle est recommandé. Cette mesure, déjà en place pour les séchoirs tunnels, devrait être étendue à l'ensemble des équipements de l'Association. Une mise à jour du tableau électrique est nécessaire pour garantir que les protections sont en adéquation avec les spécifications des équipements.

#### **4. Protection du régulateur de tension ANDELI**

Le régulateur de tension automatique ANDELI exposé à la portée des opératrices dans la zone de lavage des mangues doit être protégé contre les projections d'eau. Des mesures telles que l'installation d'un boîtier étanche ou la modification de son emplacement doivent être mises en place pour prévenir tout risque de court-circuit et d'incendie.

## 5. Remplacement des ventilateurs ayant une efficacité énergétique réduite

En examinant les résultats du **Tableau III**, il est évident que le ventilateur 2 du séchoir Atesta N°3 et le ventilateur 1 du séchoir Atesta N°2 présentent un facteur de puissance médiocre (respectivement 0,41 et 0,46) et ont une puissance relativement basse (respectivement 83,7 W et 103,64 W) par rapport aux autres ventilateurs des séchoirs. Par conséquent, il est nécessaire de les remplacer par des ventilateurs plus efficaces comme afin d'assurer un fonctionnement optimal et efficient du système des séchoirs Atesta.

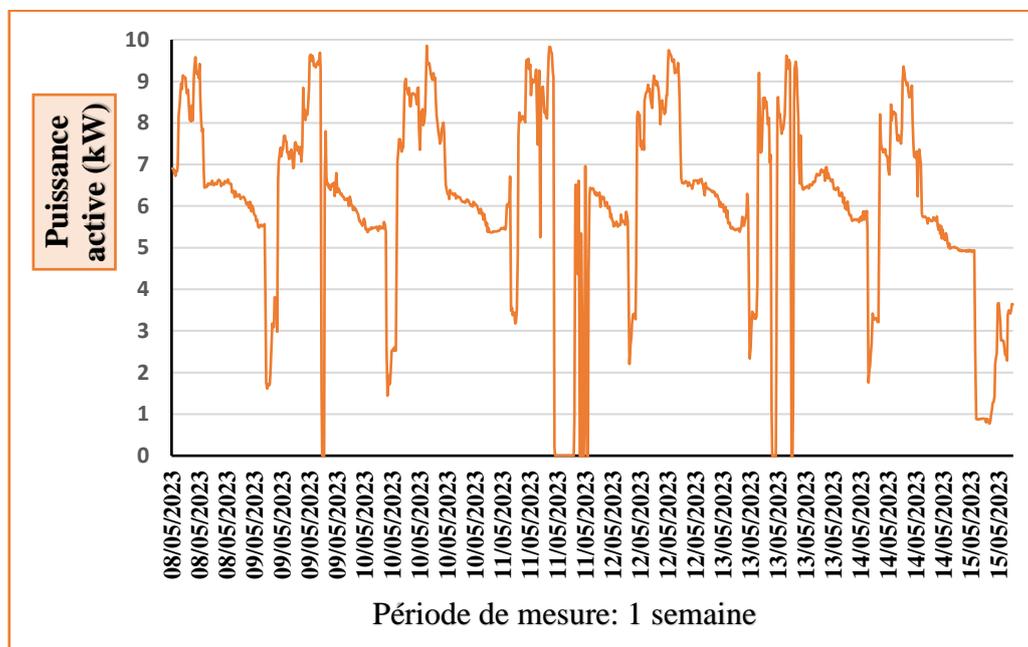
L'implémentation de toutes ces solutions contribuera significativement à l'amélioration globale de l'installation électrique d'ABASF/E, assurant ainsi une exploitation sécurisée et efficiente de ses équipements électriques.

### III.2- PROFIL DE CHARGE DE LA FILIÈRE MANGUE SÉCHÉE

#### III.2.1- Profil de charge de la filière mangue séchée

##### ❖ Profil de charge initial

L'analyseur réseau installé chez ABASF/E pendant une semaine a permis de suivre la consommation de l'unité de production de mangues séchées. La **Figure 5** offre une brève illustration de la mesure de la puissance active durant plusieurs jours.



*Figure 5: Comportement de la charge*

Le **Tableau IV** expose le profil de charge observé au cours de la semaine, mettant en lumière les anomalies identifiées au cours de cette période.

*Tableau IV : Délestage, production, et mesure les jours d'enregistrement avec l'analyseur*

Jour	Lundi 08/05	Mardi 09/05	Mercredi 10/05	Jeudi 11/05	Vendredi 12/05	Samedi 13/05	Dimanche 14/05	Lundi 15/05
<b>Délestage</b>	Non	Oui	Non	Oui	Non	Oui	Non	Non
<b>Production</b>	Inconnu	Pleine	Pleine	Pleine	Pleine	Pleine	Pleine	Non
<b>Mesure</b>	Partielle	Totale	Totale	Totale	Totale	Totale	Totale	Partielle

Le tableau récapitule les conditions quotidiennes liées au délestage, à la production et à la mesure pendant la semaine allant du 08/05 au 15/05. En ce qui concerne **le délestage**, il indique les jours où l'analyseur a enregistré une rupture de la distribution du réseau SONABEL, c'est-à-dire lorsque la charge à ABASF/E était alimentée par le GE de secours. Pour **la production**, le terme « Pleine » est utilisé lorsque le quota journalier de production de mangues séchées était atteint, signifiant que tous les séchoirs étaient remplis de mangues fraîches, et que leur mise en service s'est étalée sur les 24 heures. Quant à la mention de **la mesure**, elle spécifie si la prise de données par l'analyseur réseau a été effectuée sur l'ensemble des 24 heures ou en partie seulement pour un jour donnée.

Pendant la période de collecte, l'analyseur réseau enregistrait les paramètres du système d'alimentation toutes les 10 minutes. Pour obtenir une vision complète du profil de charge horaire, nous avons développé un programme VBA Excel. Ce programme calcule une moyenne horaire quotidienne en agrégeant toutes les valeurs mesurées de la puissance active. En séparant les données par jour, nous avons créé sept ensembles distincts. Le calcul de la moyenne horaire pour chaque jour a permis d'obtenir des profils de charge moyens reflétant les tendances de consommation électrique par heure sur l'ensemble de la semaine. De là, le profil de charge horaire moyen tel qu'illustré dans la **Figure 6** et le **Tableau V** a été obtenu.

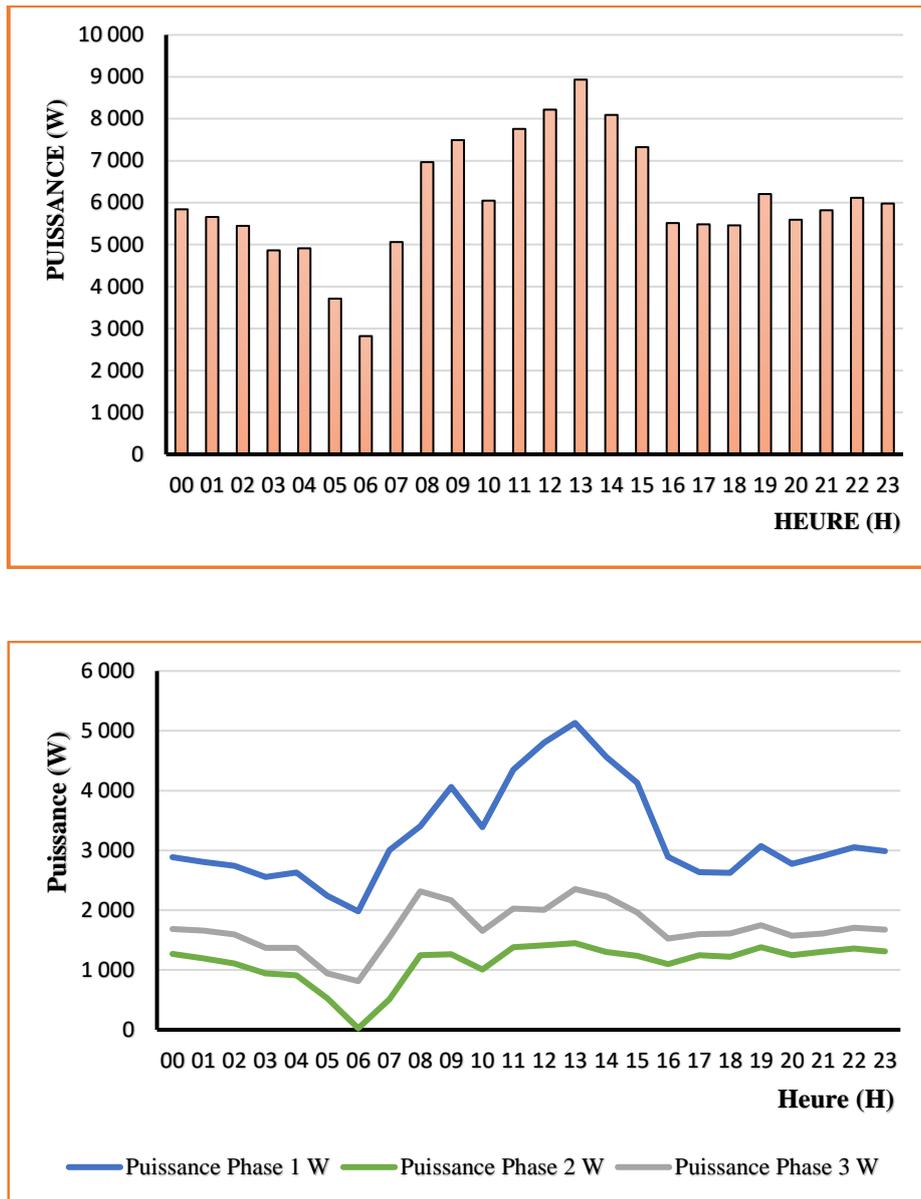


Figure 6: Profil de charge 0 : Graphes du profil global et du profil par phase

*Tableau V : Profil de charge 0*

Heure	Puissance Phase 1	Puissance Phase 2	Puissance Phase 3	Puissance Moyenne Totale
H	W	W	W	W
00	2 887,7	1 266,7	1 687,6	5 842,0
01	2 807,7	1 193,9	1 658,1	5 659,7
02	2 744,1	1 110,8	1 592,8	5 447,7
03	2 554,4	941,3	1 368,6	4 864,3
04	2 629,7	910,4	1 372,9	4 912,9
05	2 242,9	526,1	944,0	3 713,1
06	1 981,1	24,8	813,8	2 819,8
07	3 005,6	511,8	1 544,8	5 062,1
08	3 407,0	1 246,5	2 313,6	6 967,1
09	4 062,7	1 265,1	2 164,9	7 492,7
10	3 387,2	1 009,3	1 652,0	6 048,5
11	4 351,3	1 382,9	2 025,3	7 759,4
12	4 801,1	1 411,7	2 005,7	8 218,5
13	5 131,9	1 448,9	2 353,3	8 934,2
14	4 565,4	1 298,6	2 228,7	8 092,6
15	4 129,0	1 234,2	1 961,0	7 324,1
16	2 890,8	1 099,5	1 524,5	5 514,8
17	2 636,4	1 246,7	1 601,6	5 484,7
18	2 626,2	1 222,5	1 611,0	5 459,7
19	3 075,7	1 382,7	1 748,2	6 206,5
20	2 772,3	1 248,6	1 572,6	5 593,5
21	2 906,2	1 305,3	1 608,3	5 819,8
22	3 051,1	1 358,5	1 707,0	6 116,7
23	2 989,0	1 314,2	1 676,9	5 980,2
<b>Énergie (Wh)</b>	<b>77 636,7</b>	<b>26 960,9</b>	<b>40 737,0</b>	<b>145 334,6</b>

❖ **Limite du profil de charge 0 (initial) et proposition de correction**

Le **profil de charge 0** ci-dessus ne reflète pas fidèlement la consommation effective de l'unité de production pendant la période de mesure. L'analyseur réseau, connecté aux bornes d'alimentation de la SONABEL, ne pouvait pas mesurer les données lors des délestages, alors que le GE de 20 kVA fonctionnait en mode secours. Afin d'obtenir une représentation précise du profil de charge, prenant en compte l'alimentation par le GE et la SONABEL, nous avons corrigé le profil de charge 0 en utilisant trois méthodes de calcul, parmi lesquelles une seule a été retenue :

- **Profil de charge 1 (Annexe V, Tableau VIII, Figure 7) :** Correction du profil de charge 0 par le biais de la méthode de conjecture. Cette correction a impliqué l'utilisation d'une extrapolation non linéaire pour combler les données manquantes durant les délestages. La démarche a consisté à suivre la tendance de consommation énergétique avant et après le délestage, en reliant les parties disponibles de la courbe.

Cette approche a été appliquée sur l'ensemble des jours concernés, aboutissant à une estimation moyenne quotidienne de la consommation énergétique de **154 kWh**. Il est important de noter que cette estimation repose sur l'hypothèse que la trajectoire de la consommation énergétique observée persiste au-delà des points de données disponibles, tout en reconnaissant les éventuelles limites de cette méthode en raison de facteurs inconnus.

➤ **Profil de charge 2 (Annexe VI)** : Correction du profil de charge 0 en ne considérant que les jours de pleine production sans interruption de la fourniture du réseau SONABEL. Seuls les mercredi, vendredi et dimanche ont été pris en compte vu qu'ils répondaient aux critères précédents. On a donc obtenu une consommation énergétique journalière moyenne estimée à **156,5 kWh**.

➤ **Profil de charge 3 (Annexe VII)** : Correction du profil de charge 0 en ne considérant que les temps de fonctionnement normal sans interruption d'électricité. Tous les jours ont été pris en compte, mais les heures de coupure n'ont pas été prises en compte dans le calcul de la moyenne, aboutissant à une consommation énergétique journalière moyenne estimée à **153,8 kWh**.

❖ **Justification et choix du profil de charge de la filière mangue séchée**

Le **Tableau VI** récapitule les différentes méthodes en fonction de la consommation énergétique journalière pour une meilleure compréhension du choix du profil de charge.

*Tableau VI : Comparatif des méthodes de correction du profil de charge 0*

PROFIL	Énergie Phase 1 (Wh)	Énergie Phase 2 (Wh)	Énergie Phase 3 (Wh)	Énergie Totale (Wh)	Écart (%)
<b>Profil de charge 0</b>	77 636,7	26 960,9	40 737,0	145 334,6	<b>Base : 0%</b>
<b>Profil de charge 1</b>	82 303,0	28 575,4	43 158,9	154 037,3	<b>+5,98</b>
<b>Profil de charge 2</b>	83 101,9	29 164,9	44 274,0	156 540,8	<b>+7,71</b>
<b>Profil de charge 3</b>	82 154,8	28 607,1	43 115,2	153 877,2	<b>+5,87</b>

$$\text{Écart} = \frac{100(ET_x - ET_0)}{ET_0}$$

**ET<sub>x</sub>** : Energie totale obtenue du profil de charge x (1, 2 ou 3)

**ET<sub>0</sub>** : Energie totale obtenue du profil de charge 0 (profil de **base**)

Chaque profil de charge proposé (1, 2 ou 3) vise à rectifier le profil de charge 0 (**base**) initialement obtenu. Afin d'exprimer la disparité énergétique entre ces divers profils et le profil de base, nous avons calculé l'« **Écart** » qui représente le pourcentage d'énergie excédentaire

par rapport au profil de base. Avant d'apporter des ajustements, nous constatons un manque d'énergie allant de 5 à 7% par rapport au profil de charge 0. La correction du profil de charge 0 permet de compenser ce déficit, conduisant à considérer un surplus d'énergie compris entre 5 et 7% du même profil. Ce surplus représente la quantité d'énergie que l'analyseur réseau n'a pas pu prendre en compte en raison des délestages. On peut donc affirmer que quelle que soit la méthode choisie pour adopter le profil de charge de la filière mangue séchée, on sera très proche du bon profil à adopter, car les quantités corrigées sont à peu près les mêmes pour chaque profil.

Pour sélectionner la méthode de correction fournissant le profil de charge le plus adapté, nous avons effectué la collecte des indices du compteur de consommation d'énergie électrique de l'association sur plusieurs jours. La **Figure 3** offre une représentation visuelle de certains relevés, tandis que le fournit des détails sur les calculs de la consommation journalière.

*Tableau VII : Relevés index compteur Arrivée ABASF/E*

Date	Heure de relève	Durée du délestage	Index compteur lu	Énergie calculée	Index ramené à 11:54:00	Énergie réellement consommée
	<b>h:min:sec</b>		<b>kWh</b>	<b>kWh</b>	<b>kWh</b>	<b>kWh</b>
29/06/2023	11:54:00	-	133 611,0	-	133 611,0	-
30/06/2023	11:54:11	0	133 768,2	157,20	133 768,2	157,20
01/07/2023	12:45:00	0	133 915,1	146,90	133 914,5	146,29
02/07/2023	13:30:35	30 min (P)	134 086,3	171,20	134 085,5	171,00
03/07/2023	11:55:31	10 min (P)	134 213,0	126,70	134 213,1	127,61
04/07/2023	11:59:31	4 heures (F)	134 322,1	109,10	134 324,7	111,57
05/07/2023	11:57:53	0	134 476,9	154,80	134 476,9	152,18
11/07/2023	11:53:51	3 à 4 jours	134 875,2	-	134 875,2	-
12/07/2023	11:59:12	0	135 026,4	151,20	135 026,3	151,14
13/07/2023	10:57:38	0	135 175,5	149,10	135 176,2	149,86
<b>Heure</b>	Pointe (P)	Faible(F)	<b>Moyenne</b>	<b>1 45,77</b>	<b>Moyenne</b>	<b>154,6</b>
<b>Coef (kWh/min)</b>	0,01227	0,011				

La démarche du **Tableau VII** vise à obtenir une moyenne précise de la consommation énergétique de l'association, évaluée à 154,6 kWh. Il est important de noter que pour calculer cette moyenne, nous avons pris en compte les jours où la production était complète (consommation d'énergie journalière supérieure à 140 kWh). De plus, nous avons appliqué un coefficient de correction en kWh/min pour compenser les interruptions de courant pendant lesquelles le GE était en fonction alors que le compteur était en arrêt, assurant ainsi une estimation plus réaliste des index à l'heure voulue.

En comparant donc la moyenne d'énergie réellement consommée par jour (**154,6 kWh**) avec les énergies totales issues des différents profils de charge (**1 : 154,04 kWh ; 2 : 156,5 kWh** et

3 : 153,9 kWh), la méthode de calcul donnant lieu au profil de charge 1 semble être la plus appropriée. En effet, l'énergie totale issue du profil de charge 1 est de **154,04 kWh** de consommation journalière, comme indiqué dans le **Tableau VI**.

Afin d'avoir une vision complète de tous les jours considérés, nous retenons le **profil de charge 1** comme profil de charge définitif de l'unité de production de la mangue séchée. Comme déjà mentionné, ce profil résulte de la correction du profil initial (Profil de charge 0) par la méthode d'extrapolation. Les détails de ce profil sont présentés dans le **Tableau VIII**, la **Figure 7** et l'**Annexe V**.

*Tableau VIII : Profil de charge 1 : profil de charge filière Mangue Séchée*

Heure	Puissance Phase 1	Puissance Phase 2	Puissance Phase 3	Puissance Moyenne Totale
H	W	W	W	W
00	2 887,7	1 266,7	1 687,6	5 842,0
01	2 807,7	1 193,9	1 658,1	5 659,7
02	2 744,1	1 110,8	1 592,8	5 447,7
03	2 554,4	941,3	1 368,6	4 864,3
04	2 629,7	910,4	1 372,9	4 912,9
05	2 242,9	526,1	944,0	3 713,1
06	1 981,1	24,8	813,8	2 819,8
07	3 005,6	511,8	1 544,8	5 062,1
08	3 407,0	1 246,5	2 313,6	6 967,1
09	4 062,7	1 265,1	2 164,9	7 492,7
10	4 286,7	1 446,5	2 308,9	8 042,1
11	4 553,7	1 444,2	2 098,9	8 096,7
12	4 801,1	1 411,7	2 005,7	8 218,5
13	5 131,9	1 448,9	2 353,3	8 934,2
14	4 991,3	1 418,8	2 436,0	8 846,0
15	4 867,2	1 431,7	2 247,9	8 546,8
16	4 133,7	1 417,2	2 089,6	7 640,5
17	3 083,5	1 420,7	1 841,2	6 345,4
18	2 954,7	1 366,3	1 799,8	6 120,8
19	3 128,8	1 402,2	1 776,7	6 307,7
20	3 001,2	1 348,0	1 696,8	6 046,0
21	3 006,0	1 349,0	1 659,2	6 014,2
22	3 051,1	1 358,5	1 707,0	6 116,7
23	2 989,0	1 314,2	1 676,9	5 980,2
<b>Énergie (Wh)</b>	<b>82 303,0</b>	<b>28 575,4</b>	<b>43 158,9</b>	<b>154 037,3</b>

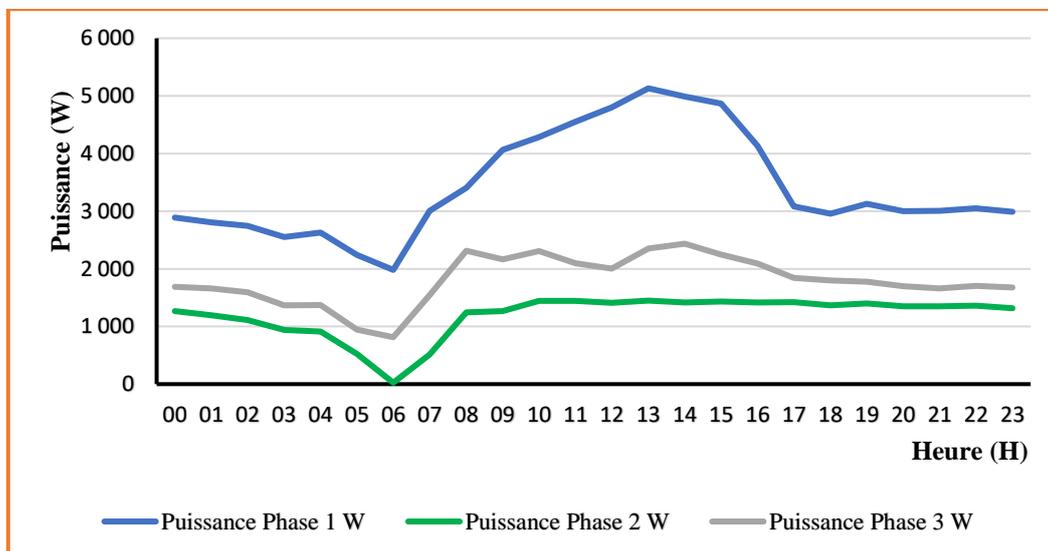
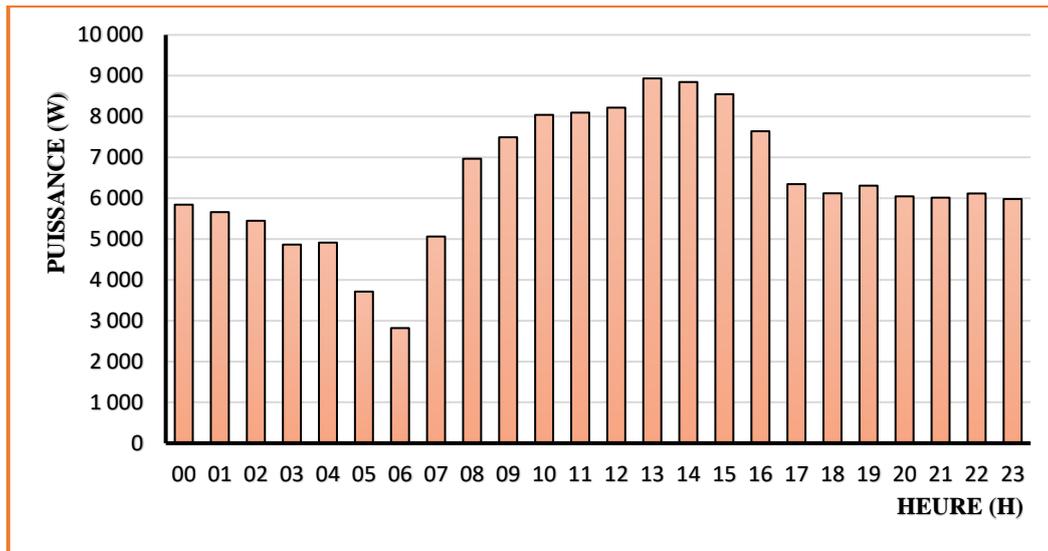


Figure 7: Profil de charge 1 : profil global et profil par phase

❖ Comparaison entre le profil initial et le profil choisi

La Figure 8 présente une comparaison entre deux profils :

- **Profil de charge 0** : Il s'agit du profil de charge initial, issu des données directement recueillies par l'analyseur réseau.
- **Profil de charge 1** : C'est le profil de charge retenu pour la filière mangue séchée, résultant de la correction du profil de charge 0.

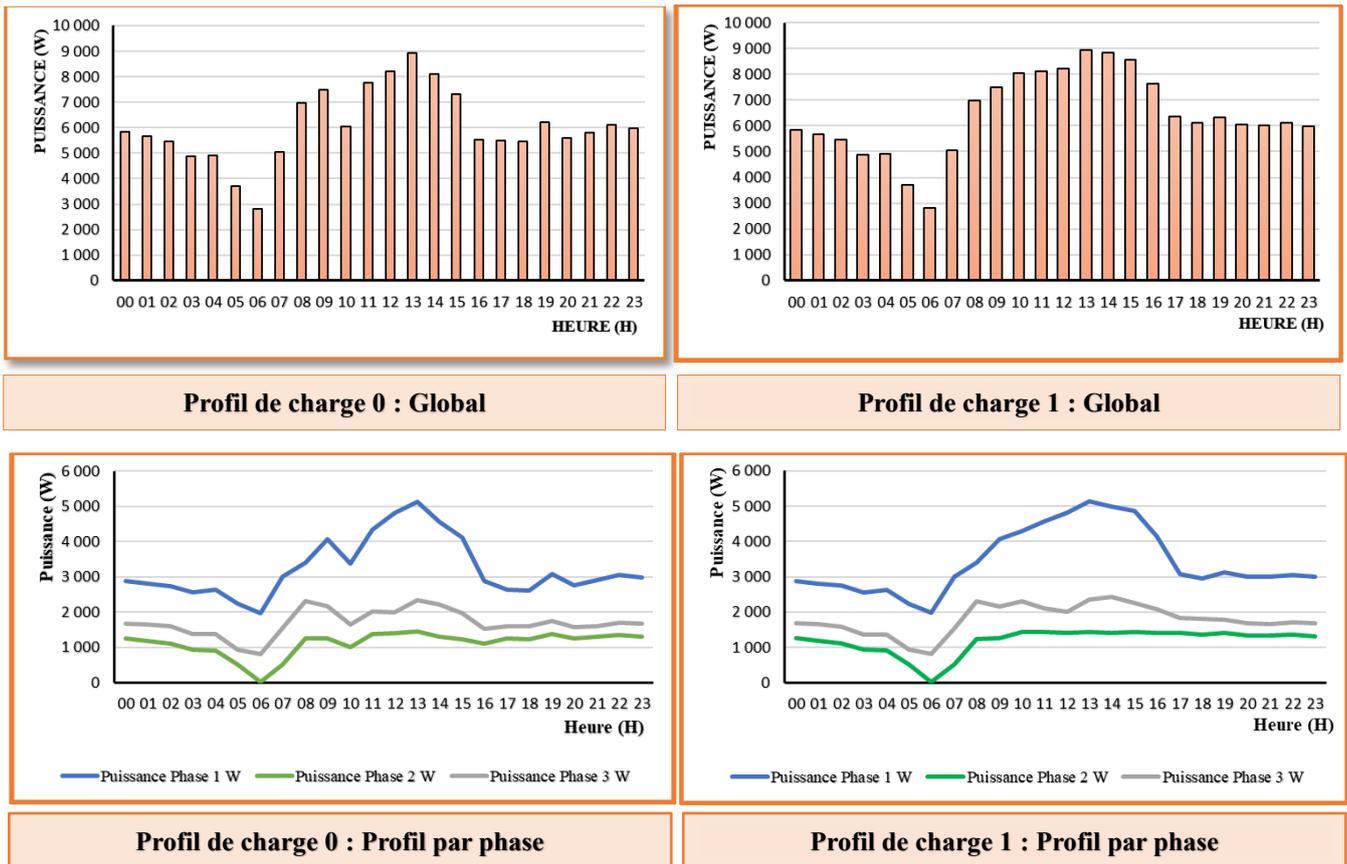


Figure 8: Graphes de comparaison entre le profil initial et le profil choisi

En comparant les graphes des deux profils, on remarque un net changement du profil initial après corrections, conduisant ainsi au profil de charge définitif relatif à la production des mangues séchées.

#### ❖ Description du profil de charge de la filière mangue séchée

Le profil de charge analysé pour la PME offre des insights significatifs sur sa consommation énergétique quotidienne. En moyenne, l'entreprise consomme **154,04 kWh** par jour, une quantité d'énergie nécessaire pour accomplir une production complète en une journée, notamment avec le fonctionnement d'un des séchoirs Tunnels et des trois séchoirs Atesta.

La variation moyenne de la charge sur une journée atteint une puissance d'environ  $P=6114,4$  W. L'heure de pointe de consommation énergétique survient à 13 h, avec une moyenne de 8934,2 Wh. Il faut aussi noter que l'appel maximal de puissance active (utile pour le dimensionnement du PV) qui est de 9 856,3 W a été enregistré par l'analyseur à cette heure qui correspond au moment le plus chaud de la journée et est marquée par une intensification des activités des employés dans les salles.

L'intervalle horaire de 8 h à 16 h représente la plage où la demande en énergie est la plus élevée, avec les séchoirs opérationnels et une intensification des activités jusqu'à 16 h, marquant l'heure de descente des employés.

La **phase 1**, représentée **en bleu** sur la **Figure 7** (Profil de charge par phase), indique clairement que la plupart des équipements monophasés tels que les ventilateurs, les plafonniers, les lampes et les séchoirs Atesta des salles de production, où les employés sont les plus actifs, y sont connectés. Cette configuration entraîne une répartition inégale de la charge, expliquant ainsi l'observation d'une **protubérance** entre **6 h et 17 h**, correspondant approximativement aux heures de service du côté de l'ABASF/E. Cela s'explique par le fait qu'initialement, l'entreprise fonctionnait en monophasé du côté de Royal Nature. À mesure que les opérations se sont développées, l'Association s'est dotée de son premier équipement triphasé, à savoir le séchoir tunnel N°1. À ce stade, la zone de production des mangues séchées a fait la transition vers un branchement triphasé, tandis que la phase 1 existante englobait déjà la majorité des équipements monophasés. En conséquence, les quelques appareils monophasés plus récents, acquis après la transition vers le triphasé, ont été raccordés à la **phase 3**, identifiée en **gris**.

Concernant la **phase 2**, représentée en **vert**, seule l'une des phases du séchoir tunnel y est connectée. C'est pourquoi son indicateur de consommation sur la **Figure 7** (Profil de charge par phase) est quasiment nul (tendant vers 0 W) à 6 h du matin, heure pendant laquelle le séchoir tunnel est généralement à l'arrêt pour la collecte des mangues séchées d'où la consommation minimale de 2 819,8 Wh pour toute la charge.

Le **Profil de charge 1** met donc en évidence un **déséquilibre important entre les phases**, en particulier pendant les heures de production maximale, suggérant la nécessité d'envisager des stratégies pour équilibrer la répartition des charges et optimiser l'efficacité du système électrique.

Pour obtenir le profil de charge annuel de l'Association, nous avons fusionné les données du profil de charge de la filière karité [1] (voir **Figure 9**) avec celles du profil de charge de la filière mangue séchée (voir **Figure 7**).

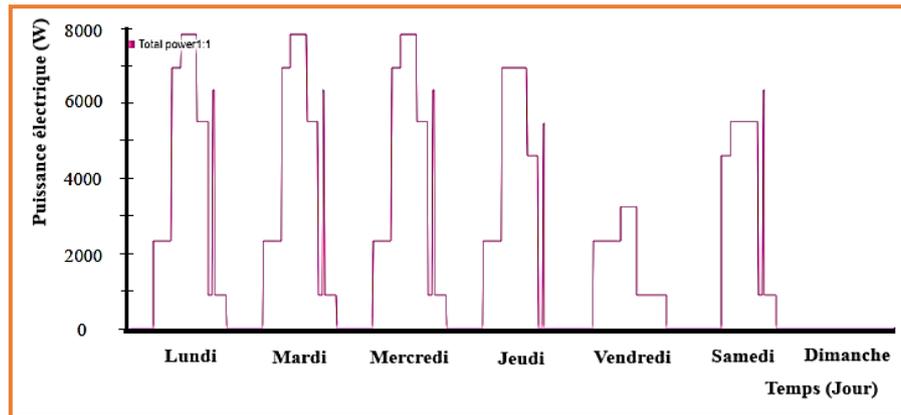


Figure 9 : Profil de consommation hebdomadaire de la filière karité

### III.2.3- Analyse des paramètres du réseau et de la charge enregistrés

Dans le cadre de notre audit énergétique, l'utilisation de l'analyseur réseau nous a permis d'explorer non seulement le profil de charge généré par la consommation de la puissance active des installations de la filière mangue séchée, mais également d'autres paramètres, comme précisés dans le **Tableau I**. Nous avons résumé les résultats des grandeurs mesurées et les résultats obtenus au cours des 7 jours d'enregistrement dans le **Tableau IX**, afin de fournir une vision approfondie du comportement de la charge et du réseau d'alimentation de la SONABEL à ABASF/E.

Tableau IX : Synthèse des données relatives aux paramètres du réseau et de la charge

Jour		Lun	Mar	Mer	Jeu	Ven	Sam	Dim	Lun	Moy	Max	Min
Date (2023)		08/05	09/05	10/05	11/05	12/05	13/05	14/05	15/05			
Fréq	Hz	50,04	50,05	49,99	50,03	50,09	50,06	50,12	50,13	<b>50,06</b>	50,33	49,58
V1 RMS	V	229,28	234,12	228,75	226,99	230,04	230,34	233,78	242,50	<b>231,44</b>	254,80	126,70
V2 RMS	V	203,06	207,11	203,08	202,12	204,93	205,83	210,73	214,71	<b>206,12</b>	224,80	111,80
V3 RMS	V	196,70	197,81	194,56	192,32	195,88	196,80	200,29	201,65	<b>196,78</b>	212,70	107,70
Vunb	%	1,16	1,02	1,06	1,13	1,33	1,27	1,17	1,29	<b>1,17</b>	2,90	0,10
A1 RMS	A	19,88	17,30	18,42	18,92	19,09	18,10	16,47	9,13	<b>17,59</b>	29,30	3,60
A2 RMS	A	12,64	10,43	10,43	9,90	10,92	10,39	9,60	2,53	<b>9,98</b>	13,70	0,00
A3 RMS	A	17,43	16,82	16,44	16,19	16,60	16,68	16,51	12,48	<b>16,36</b>	20,60	9,50
Aunb	%	20,30	17,35	20,90	21,26	20,81	18,55	16,35	8,48	<b>19,05</b>	65,80	5,90
A1 THD	%	5,45	6,60	6,78	7,42	6,11	6,40	6,91	18,48	<b>7,35</b>	37,20	2,10
A2 THD	%	3,10	2,50	2,40	2,38	2,33	2,33	2,19	0,47	<b>2,29</b>	4,30	0,00
A3 THD	%	3,64	4,60	4,44	4,40	3,91	3,94	3,93	10,04	<b>4,53</b>	35,20	1,70
V1 THD	%	4,94	4,77	4,78	4,73	4,95	4,74	4,70	4,79	<b>4,79</b>	6,60	2,60
V2 THD	%	5,91	5,70	5,62	5,73	5,84	5,77	5,57	5,92	<b>5,73</b>	6,60	3,20
V3 THD	%	5,76	5,58	5,42	5,48	5,81	5,68	5,50	5,85	<b>5,61</b>	6,40	3,10
Pst1		1,06	1,06	1,13	1,25	1,40	1,37	0,93	1,10	<b>1,17</b>	4,11	0,30
Pst2		1,84	1,07	1,18	1,33	1,26	1,50	0,62	1,08	<b>1,20</b>	5,41	0,30
Pst3		1,68	1,44	1,54	1,55	2,01	1,76	1,12	1,25	<b>1,56</b>	5,07	0,32
Plt1		1,15	1,10	1,18	1,27	1,52	1,43	1,00	0,98	<b>1,22</b>	2,77	0,38
Plt2		2,26	1,19	1,29	1,45	1,43	1,68	0,64	1,00	<b>1,34</b>	5,05	0,33
Plt3		1,97	1,54	1,62	1,60	2,16	1,87	1,20	1,09	<b>1,65</b>	4,49	0,30
PF1		0,85	0,83	0,83	0,83	0,85	0,83	0,80	0,74	<b>0,83</b>	0,97	0,51
PF2		0,57	0,58	0,57	0,57	0,56	0,57	0,57	0,54	<b>0,57</b>	0,66	-0,01
PF3		0,57	0,54	0,55	0,58	0,57	0,56	0,55	0,26	<b>0,54</b>	0,75	0,08
PF		0,66	0,65	0,65	0,66	0,66	0,66	0,64	0,50	<b>0,64</b>	0,75	0,21
W1	W	3 913,8	3 377,0	3 551,0	3 680,7	3 729,0	3 501,5	3 107,8	1 720,9	<b>3 404,9</b>	5 933,7	506,0
W2	W	1 475,5	1 254,8	1 207,0	1 158,2	1 279,2	1 237,7	1 159,4	325,5	<b>1 181,1</b>	1 752,5	-0,0
W3	W	1 967,4	1 836,3	1 801,4	1 854,7	1 887,3	1 876,0	1 845,6	719,4	<b>1 785,7</b>	2 882,9	179,5
WT	W	7 356,7	6 468,1	6 559,3	6 693,6	6 895,5	6 615,2	6 112,8	2 765,9	<b>6 371,6</b>	9 856,3	765,7
VA1	VA	4 552,3	4 036,6	4 200,6	4 333,1	4 375,7	4 171,5	3 846,4	2 205,3	<b>4 060,2</b>	6 440,4	940,4
VA2	VA	2 577,9	2 147,4	2 112,3	2 025,0	2 239,5	2 137,4	2 024,1	540,3	<b>2 052,8</b>	2 906,4	-
VA3	VA	3 436,8	3 332,2	3 205,5	3 159,0	3 257,1	3 294,5	3 316,8	2 523,3	<b>3 230,1</b>	4 163,8	1 762,9
VAT	VA	10 567,0	9 516,2	9 518,3	9 517,1	9 872,3	9 603,4	9 187,3	5 268,9	<b>9 343,2</b>	12 672,9	3 165,9

❖ **Fréquence (Fréq.)**

La fréquence mesurée de 50,06 Hz est en conformité avec la norme **IEC 60038**, témoignant de la stabilité du réseau électrique fourni par la SONABEL.

#### ❖ Tensions (V RMS) et déséquilibre (Vunb)

Dans un système triphasé basse tension, la tension nominale est généralement de **230 V RMS** entre chaque phase et le neutre. Cependant, des valeurs inférieures, comme 196 V à la phase 3 et 206 V à la phase 2, indiquent un déséquilibre de tension notoire dans notre système. Les normes électriques établissent des limites pour garantir le bon fonctionnement des équipements électriques. Le taux de déséquilibre inverse des tensions simples (Vunb) dans notre système, avec une moyenne de **1,17%**, reste conforme à la norme internationale (**IEC 61000-2-2**) et la norme américaine (**IEEE 519**), qui préconisent généralement un déséquilibre de tension **inférieur à 2%** pour les installations "basse tension simple". Ce déséquilibre de tension, attribuable principalement au fournisseur d'électricité (SONABEL), pourrait résulter de variations de charge significatives dans le réseau ou d'un problème au niveau du transformateur du fournisseur. Les conséquences potentielles incluent la détérioration des performances des équipements, un échauffement excessif des moteurs, et une accentuation des perturbations du réseau.

#### ❖ Courants (A RMS) et déséquilibre (Aunb)

Les courants par phase (A1 RMS: 17,59 A - A2 RMS: 9,98 A - A3 RMS: 16,36 A) révèlent un déséquilibre notable. Le taux de déséquilibre inverse en courant (**Aunb**) de **19,5%** dépasse largement les normes **IEEE 519-2014** et **EN 50160** qui recommandent **2% à 4%** de déséquilibre pour les installations de basse tension. Cette situation peut entraîner des problèmes tels que des charges inégales, une surchauffe des équipements et des pertes d'énergie accrues. Des actions correctives sont nécessaires pour rétablir l'équilibre et assurer la stabilité du système électrique.

#### ❖ Analyse des harmoniques (THD)

L'analyse des harmoniques, évaluant la distorsion d'un signal électrique par rapport à son élément fondamental, a été effectuée pour le système d'alimentation d'ABASF/E. La distorsion harmonique totale (THD), provenant de charges non linéaires telles que convertisseurs, moteurs et onduleurs, a été examinée pour les courants et les tensions.

Les taux de THD des courants (A1: 7,35%, A2: 2,29%, A3: 4,53%) respectent la norme **NF C 15-100 (moins de 8% recommandé)**. De même, les taux de THD en tension (V1: 4,79%, V2: 5,73%, V3: 5,61%) sont conformes aux normes américaines **IEEE 519-2014 (5% recommandé en BT)** et européennes **EN 50160 (moins de 8% recommandé pour 230 V)**. Bien que la conformité soit notée, une vigilance continue est recommandée, surtout en présence de

déséquilibres significatifs en courant, afin d'assurer la stabilité du système électrique d'ABASF/E et de réduire les risques de détérioration des performances et d'échauffement excessif. Des mesures correctives sont préconisées en cas de persistance des déséquilibres.

#### ❖ Indicateurs de Flicker (Pst, Plt)

Les indicateurs de Flicker (Pst, Plt) évaluent l'impact du phénomène du papillotement sur le réseau électrique. Les valeurs moyennes enregistrées pour les indicateurs de flicker à court terme (toutes les 10 minutes) (Pst1: 1,17 - Pst2: 1,20 - Pst3: 1,56) demeurent dans des plages où les effets gênants sont peu probables selon la norme **EN 50160 (1<Pst<1,5)** ; ce qui indique une stabilité acceptable. Les valeurs à long terme (toutes les 2 heures) (Plt1: 1,22 - Plt2: 1,34 - Plt3: 1,65) suggèrent une possibilité, bien que peu probable, d'effets gênants, nécessitant une vigilance continue. Comme effets gênants, on a la variation de luminosité dans l'éclairage conduisant à l'inconfort visuel et le mauvais fonctionnement des équipements sensibles. En résumé, le réseau semble stable en termes de flicker, mais une surveillance constante et des mesures correctives pourraient être nécessaires si les valeurs dépassent les seuils des normes **EN 50160** et **CEI 61000-4-15**.

#### ❖ Facteur de puissance (PF)

Le facteur de puissance, mesurant l'efficacité de l'utilisation de l'énergie électrique dans un système, est déterminé par le rapport entre la puissance active, responsable du travail utile, et la puissance apparente, combinant la puissance active et réactive. Dans notre analyse, les valeurs calculées pour chaque phase, PF1 (0,83), PF2 (0,57) et PF3 (0,54), ont conduit à un facteur de puissance global du système de PF=0,64. En comparaison avec les normes américaine (**IEEE 519-2014**) et française (**NF C 15-100**) pour les installations électriques à basse tension, préconisant généralement un facteur de puissance de **0,9 ou plus** pour les charges industrielles et commerciales, les résultats suggèrent un niveau significatif de **sous-facteur de puissance**.

La présence de charges non linéaires, telles que les moteurs des séchoirs tunnels, les brasseurs, les ventilateurs, et les onduleurs, au sein de l'association ABASF/E, peut entraîner une réduction du facteur de puissance. De plus, les déséquilibres de charge entre les phases, observés au cours de notre étude, pourraient aggraver cette situation. Ces conditions sont susceptibles de provoquer des pénalités tarifaires de la part de la SONABEL et de réduire l'efficacité des systèmes, ce qui pourrait mener à la surchauffe des équipements électriques. Il est crucial de noter que, selon la nouvelle grille tarifaire de la SONABEL, « **Pour la tarification à postes**

**horaires BT, MT et HT : Pénalisation si Cos phi < 0,93 »**[9]. Par conséquent, il est impératif de prendre en compte cette valeur de 0,93 lors du dimensionnement des batteries de condensateurs.

### III.2.3- Solutions intégrées pour la gestion des déséquilibres électriques

#### Solutions générales

Le tableau suivant propose des solutions recommandées pour remédier aux déséquilibres électriques et assurer la stabilité du système, en mettant l'accent sur la tension, le courant, les harmoniques, les indicateurs de flicker, le facteur de puissance, et une surveillance continue.

*Tableau X : Solutions pour la gestion des déséquilibres électriques*

OBJECTIF	PROPOSITIONS GÉNÉRALES DE SOLUTIONS
<b>Déséquilibres de Tension</b>	- Identifier et résoudre les problèmes au niveau du transformateur (SONABEL) - Installation de dispositifs de régulation de tension pour maintenir des niveaux équilibrés
<b>Déséquilibres de Courant</b>	- Rééquilibrer les charges entre les phases pour réduire le déséquilibre ; - Installation de dispositifs de correction du facteur de puissance pour minimiser les pertes d'énergie.
<b>Analyse des Harmoniques</b>	- Mise en place de filtres harmoniques pour atténuer les distorsions ; - Surveillance continue des niveaux d'harmoniques et mesures correctives au besoin.
<b>Indicateurs de Flicker</b>	- Surveillance régulière des valeurs des indicateurs de flicker ; - Mesures correctives en cas de dépassement des seuils recommandés ; - Investissement dans des équipements et technologies pour réduire les fluctuations de charge.
<b>Amélioration du Facteur de Puissance</b>	- Implémentation de condensateurs automatiques ; - Réévaluation de la distribution de charges pour réduire les pertes d'énergie et améliorer l'efficacité énergétique.
<b>Surveillance Continue</b>	- Établissement d'un système en temps réel pour suivre les paramètres critiques ; - Automatisation des alertes pour signaler toute déviation par rapport aux normes ; - Gestion proactive des problèmes électriques.

#### ❖ Solutions spécifiques

Pour la régulation de tension, nous recommandons à la PME de se doter d'un autre **régulateur de tension automatique de marque ANDELI de la série SVC-30000VA-3** pour la protection des deux nouveaux séchoirs tunnels accueillis récemment ainsi que d'autres appareils. La fiche technique de ce régulateur se trouve en **Annexe VIII**.

Pour ce qui est de la correction du facteur de puissance, nous proposons le dimensionnement des batteries de condensateurs comme indiqué dans le **Tableau XI**. Il faut noter que notre

dimensionnement s'est fait dans une hypothèse où il y a eu un rééquilibrage préalable des charges par phase.

**Tableau XI : Dimensionnement des batteries de condensateur**

Calcul	Unité	Ph1	Ph2	Ph3
<b>W<sub>eq</sub></b>	W	2 123,9	2 123,9	2 123,9
<b>VA<sub>eq</sub></b>	VA	3 389,2	3 018,4	2 881,7
<b>PF<sub>eq</sub></b>	-	0,63	0,70	0,74
<b>I<sub>eq</sub></b>	A	14,64	14,64	14,64
<b>PF<sub>final</sub></b>	-	0,93	0,93	0,93
<b>VAR<sub>final</sub></b>	VAR	1 801,8	1 305,4	1 108,3
<b>Batteries</b>	kVAR	<b>4,22</b>		

Pour le calcul et les résultats générés, le **Tableau IX** nous indique les paramètres initiaux utilisés qui se résument de manière suivante :

**Puissances actives** : W1 = 3 404,87 W ; W2 = 1 181,12 W et W3 = 1 785,66 W

**Puissances apparentes** : VA1 = 4 060,23 VA ; VA2 = 2 052,82 VA ; VA3 = 3 230,11 VA

**Facteurs de puissance actuels** : PF1 = 0,83 ; PF2 = 0,57 ; PF3 = 0,54

**Facteurs de puissance souhaités** : PF<sub>final</sub> = 0,93 ; **Fréquence** = 50,06 Hz

**Tension simple par phase** : V1 RMS = 231,44 V ; V2 RMS = 206,12 V ; V3 RMS = 196,78 V

Dès lors, après avoir observé un déséquilibre de phase notable lors de la visualisation du profil de charge par phase de la filière mangue séchée, des ajustements sont nécessaires. Les nouvelles formules et paramètres après l'équilibrage sont définis comme suit :

**W<sub>eq</sub>** : Puissance active obtenue par phase après équilibrage

$$W_{eq} = \frac{W_1 + W_2 + W_3}{3}$$

**VA<sub>eq</sub>** : Puissance apparente obtenue par phase après équilibrage

$$VA_{eq} = \frac{V_{RMS} \times I_{eq}}{3}$$

**PF<sub>eq</sub>** : Nouveau facteur de puissance pour phase à la suite de la correction du déséquilibre de charge du système

$$PF_{eq} = \frac{W_{eq}}{VA_{eq}}$$

**I<sub>eq</sub>** : Intensité de courant suite à l'équilibrage. On l'obtient en faisant la moyenne des sommes A1 RMS, A2 RMS et A3 RMS du **Tableau IX**.

**PF<sub>final</sub>** : il s'agit du facteur de puissance final que l'on souhaite obtenir

**VAR<sub>final</sub>** : Puissance réactive des batteries que l'on doit obtenir après équilibrage du système pour ramener le facteur de puissance à 0,93

$$VAR_{final} = W_{eq} \times (\tan(\cos^{-1}[PF_{final}]) - \tan(\cos^{-1}[PF_{eq}])))$$

**Batteries** : C'est la capacité minimale des batteries de condensateur en kVAR à placer dans notre système pour faire passer le facteur de puissance global de 0,64 à 0,93

$$Batteries = \sum VAR_{final}$$

Grâce à ces résultats, nous sommes en mesure d'évaluer une capacité totale de **4,22 kVAR** pour les batteries de condensateurs. En conséquence, notre préférence s'est portée sur la batterie du fabricant Schneider, dont la valeur de capacité la plus proche de notre résultat est celle de 6 kVAR, désignée sous le nom de « **VarSet batterie de condensateurs Auto 006kvar** » [10]. La fiche technique de cette batterie est disponible en **Annexe IX**.

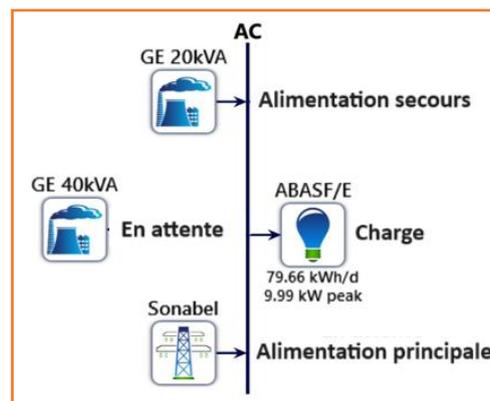
Après avoir présenté les différentes solutions relatives au système électrique de la PME, il devient impératif de proposer la modélisation d'un système hybride incluant le PV. Cette approche vise à optimiser la consommation de la PME en utilisant des sources d'énergie renouvelable.

### III.3- MODÉLISATION DU SYSTÈME HYBRIDE AVEC LE LOGICIEL HOMER PRO

Pour modéliser le système hybride de notre étude avec les différentes sources d'alimentation en incluant le système solaire PV, nous avons utilisé la version d'évaluation du logiciel HOMER Pro dont la plus récente est disponible sur le site internet du concepteur [11].

#### III.3.1- Présentation du système d'alimentation en énergie de la PME ABASF/E

La PME est principalement alimentée par le réseau de distribution national SONABEL. Pour pallier aux fréquents problèmes de délestage que subit la zone de localisation de la PME, elle s'est dotée de 2 GE de 20 kVA et 40 kVA. Il faut noter que le GE de 20 kVA est celui qui est en activité et en état de vieillissement avancé (environ 9 ans), par conséquent en fin de vie tandis que le GE de 40 kVA est encore flambant neuf et attend d'être mis en service. Ainsi la **Figure 10** représente le système d'alimentation en énergie électrique actuel de l'association.



*Figure 10: Système d'alimentation actuel de ABASF/E*

#### III.3.2- Intégration du Système PV dans la Modélisation à l'Aide de HOMER Pro

Le système hybride visé pour la PME a été modélisé dans HOMER Pro en utilisant les « composants génériques » de la bibliothèque du logiciel, mais avec des ajustements basés sur les composants disponibles au Burkina Faso. La simulation a été réalisée avec un taux d'actualisation de 8% [12], un taux d'inflation de 4,3% [13], et une durée de vie du projet de 25 ans. Les données sur l'irradiation solaire horizontale globale (GHI) ainsi que les émissions de gaz à effet de serre (GES) proviennent de "NASA Prediction of Worldwide Energy Resource

(Jul 1983 - Jun 2005)". Les coordonnées du site de production de la PME utilisées sont 12°20.3'N et 1°34.0'W.

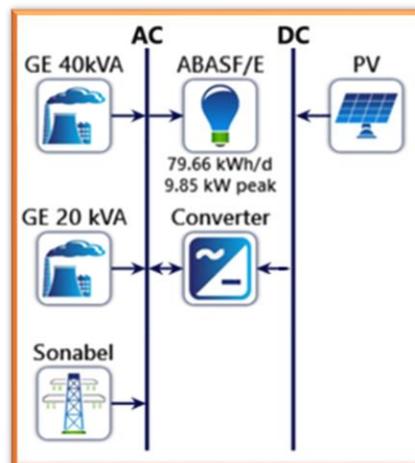


Figure 11: Système hybride modélisé dans HOMER Pro

Pour chaque composant, les données spécifiques ont été insérées dans le paramétrage du logiciel selon le processus suivant :



Ce symbole représente la **charge annuelle** en termes de consommation énergétique et puissance d'appel de la PME. Pour parvenir à ces données, nous avons utilisé les informations collectées lors de l'audit énergétique de la filière karité, où le profil de charge de cette période avait déjà été défini, tel que mentionné dans l'**Annexe X**. En ajoutant à cela les données du profil de charge de la filière mangue séchée (**Tableau VIII, Figure 7**), nous avons obtenu le profil de charge annuel de la PME ABASF/E, comme illustré dans la **Figure 12**.

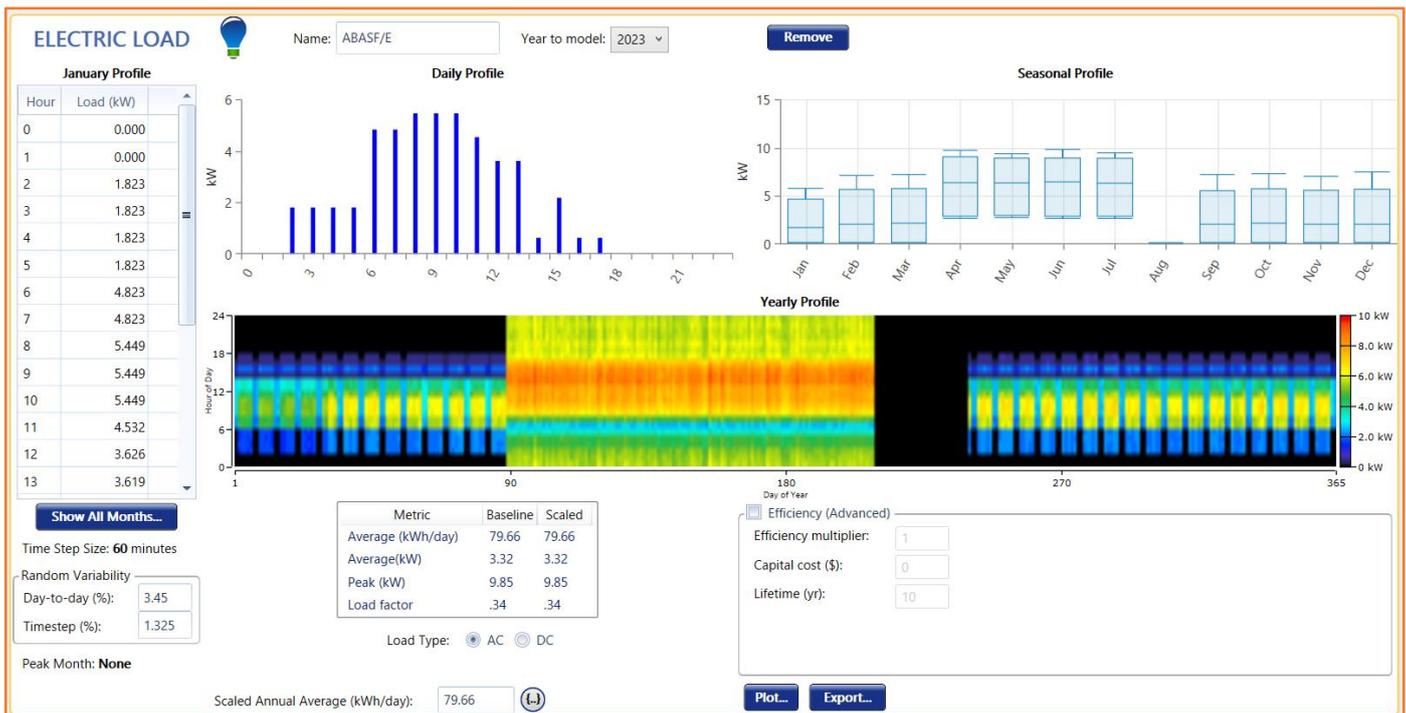
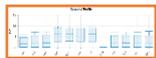


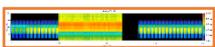
Figure 12: Profil de charge annuel de toutes les unités de production de la PME ABASF/E

Nous observons un pic de puissance active qui avoisine **10 kW** au cours de l'année, avec une puissance moyenne horaire de **3,32 kW** et un facteur de charge de **0,34**. De plus, la consommation quotidienne moyenne est d'environ **80 kWh**. Ici le profil est présenté de 2 façons :



### Seasonal Profile (Profil saisonnier)

Ce profil illustre les variations mensuelles de la charge électrique sur une année complète. La production de mangues séchées prédomine d'**avril à juillet**, tandis que le mois d'**août** marque une période d'inactivité. Les **autres mois** correspondent à la période de production du beurre de karité.



### Yearly Profile (Profil annuel)

Ce profil s'attarde plutôt sur les variations journalières de la charge. Les périodes d'activité suivent la même tendance que le profil saisonnier. De manière complémentaire, il indique qu'en plus du mois d'août, aucune activité n'a lieu la **nuit et le dimanche** lors la production du beurre de karité, d'où la coloration **noire** dans l'image. Pour la période de mangues séchées, l'énergie est utilisée de manière **continue** (nuit, jour et weekend), avec une forte consommation énergétique signalée par la prédominance des couleurs **rouge** (8 à 10 kW) et **jaune** (6 à 8 kW).



Ces symboles représentent les **groupes électrogènes de secours** destinés à être utilisés en cas de délestages. Le GE de 20 kVA est actuellement opérationnel, mais sa performance a diminué en raison de son vieillissement, tandis que le GE de 40 kVA est tout neuf et n'a pas encore été mis en service (**Annexe X**). Pour les configurer dans HOMER Pro, nous avons choisi deux modèles parmi ceux proposés par le logiciel, en optant pour ceux dont les caractéristiques se rapprochent le plus de ceux présents à l'Association. Nous avons estimé le coût d'investissement du GE de 40 kVA à 18 500 \$ (soit 11 285 000 F CFA), tandis que celui de 20 kVA s'élève à 13 500 \$ (soit 8 235 000 F CFA), en supposant qu'il a déjà fonctionné pendant 13 000 heures. En ce qui concerne leur exploitation, le prix du litre de carburant (diesel) a été fixé à 1,1066 \$ (soit 675 F CFA) [14] tandis que le prix de maintenance a été estimé à 1 \$ par heure de fonctionnement[1].



Ce symbole représente le **réseau national de distribution d'électricité** géré par la SONABEL. Dans la configuration, la capacité d'achat du kWh a été estimée à un tarif illimité, avec un coût d'achat de 0,25 \$/kWh (soit 152 F CFA/kWh) que nous avons déterminé par calcul en tenant de compte de la nouvelle grille tarifaire de la SONABEL [9] et des factures d'électricité d'ABASF/E. La durée moyenne de coupure du réseau est estimée à 94 jours par an [15], avec un temps moyen de réparation d'une heure par coupure, et il n'y a pas de possibilité de revente du surplus d'énergie que notre champ PV produira.



Ce symbole représente notre **PV générique à plaques** pour lequel nous avons évalué le coût de l'installation à 780 \$/kWc (soit 475 800 F CFA/kWc) tandis que le coût d'exploitation et de maintenance à 5 \$/kWc/an (soit 3050 F CFA).



Ce symbole représente notre **convertisseur DC/AC** (onduleur) dont le rôle est de convertir le courant continu (DC) généré par les panneaux solaires en courant alternatif (AC) pour la charge. Son coût a été estimé à 170 \$/kW (soit 103 700 F CFA).

### III.3.3- Résultats issus de la modélisation du système hybride avec HOMER Pro

Après avoir modélisé notre système dans HOMER Pro comme précédemment défini à travers les coûts et d'autres paramètres, nous avons obtenu des résultats sous forme de scénarios présentés dans le **Tableau XII**.

**Tableau XII : Résultats des scénarios obtenus par modélisation et optimisation du système dans HOMER Pro**

Export...		Export Details...		Optimization Results												
		Architecture							Cost			System		Project Economics		
		Sun410 (kW)	GE 20kVA (kW)	GE 40kVA (kW)	Sonabel (kW)	Sun7.6 (kW)	Dispatch	NPC (\$)	LCOE (\$/kWh)	Operating cost (\$/yr)	CAPEX (\$)	Ren Frac (%)	Total Fuel (L/yr)	IRR (%)	Simple Payback (yr)	
1		21.7		30.0	999,999	8.91	CC	\$85,816	\$0.219	\$3,895	\$33,393	53.4	199	24	4.1	
2		22.5	16.0		999,999	8.91	CC	\$86,720	\$0.222	\$3,993	\$32,977	55.1	79.6	25	3.9	
3		22.5	16.0	30.0	999,999	8.91	CC	\$98,595	\$0.252	\$3,686	\$48,977	55.1	79.6	13	7.4	
4				30.0	999,999		CC	\$128,527	\$0.328	\$8,360	\$16,000	0	214			
5			16.0		999,999		CC	\$130,048	\$0.332	\$8,545	\$15,000	0	134			
6			16.0	30.0	999,999		CC	\$141,893	\$0.363	\$8,239	\$31,000	0	134			
		78.3	16.0			10.3	CC	\$260,488	\$0.666	\$13,973	\$72,411	64.6	4,825			
		78.3	16.0	30.0		10.3	CC	\$272,363	\$0.696	\$13,662	\$88,411	64.6	4,825			
		126		30.0		10.9	CC	\$342,622	\$0.875	\$17,493	\$107,168	15.0	9,924			

Export...		Export Details...		Optimization Results													
		GE 20kVA					GE 40kVA					Sun410		Sun7.6		Sonabel	
	Hours	Production (kWh)	Fuel (L)	O&M Cost (\$/yr)	Fuel Cost (\$/yr)	Hours	Production (kWh)	Fuel (L)	O&M Cost (\$/yr)	Fuel Cost (\$/yr)	CAPEX	Energy Production (kWh/yr)	Rectifier Mean Output (kW)	Inverter Mean Output (kW)	Energy Purchased (kWh)	Energy (kWh)	
1						66.0	495	199	66.0	220	15,167	35,850	0	1.79	13,053	0	
2	66.0	170	79.6	66.0	88.0						15,750	37,228	0	1.83	12,899	0	
3	66.0	170	79.6	66.0	88.0	0	0	0	0	0	15,750	37,228	0	1.83	12,899	0	
4						70.0	534	214	70.0	236					28,729	0	
5	70.0	347	134	70.0	149										28,729	0	
6	70.0	347	134	70.0	149	0	0	0	0	0	54,833	129,610	0	2.15			
	4,015	10,284	4,825	4,015	5,339						54,833	129,610	0	2.15			
	4,015	10,284	4,825	4,015	5,339	0	0	0	0	0	54,833	129,610	0	2.15			
						3,297	24,728	9,924	3,297	10,982	88,433	209,030	0	1.42			

**Tableau XIII : Description des paramètres économiques et énergétiques**

Paramètre	Description
Taux de change	1 \$ équivalait à 610 F CFA
NPC (\$)	Coût Actuelle Nette (NAC)
LCOE (\$/kWh)	Coût moyen par kWh d'énergie électrique utile produite
Operating Cost (\$/yr)	Coût d'exploitation annualisé
Total Annualized Cost	Coût Total Annualisé
CAPEX (\$)	Coût total installé au début du projet
Fuel cost (\$/yr)	Coût annuel total du carburant utilisé
OPEX (\$/yr)	Coût annuel total d'exploitation et maintenance
Ren Frac (%)	Fraction d'énergie renouvelable fournie à la charge
Elec Prod (kWh/yr)	Électricité annuelle produite par le système
Elec Cons (kWh/yr)	Électricité annuelle consommée par le système

Le **Tableau XIII** décrit les paramètres du **Tableau XII**, tandis que ce dernier nous présente les différents scénarios **Scénarios 1-2-3-4-5-6** auxquels notre système peut être affilié tout en les classant par ordre de rentabilité en comparaison avec le scénario de base (il s'agit du **scénario 5**  **5** , configuration actuelle de ABASF/E : **SONABEL** et **GE 20 kVA**). Les résultats d'optimisation obtenus dans le tableau, via le logiciel, identifient le premier scénario  **1**    comme étant le scénario le plus rentable. On constate bel et bien que le GE de 20 kVA ne figure plus dans le scénario 1 à cause de son obsolescence avancée (signes d'usure, de dégradation et de défaillance) d'où la nécessité de le déclasser au profit du GE 40 kVA (qui est encore neuf et stocké).

Le **scénario 1** préconise de coupler notre système actuel (**Réseau SONABEL et GE 40 kVA**) à un **champ PV de 21,7 kWc** de puissance installée qui sera couplé à un **onduleur DC/AC de 8,91 kW** de puissance de conversion.

L'**Annexe XI** nous fournit de manière détaillée les résultats du **scénario 1**, qui peuvent être résumés dans le **Tableau XIV**.

*Tableau XIV : Résultats sommaires du système le plus rentable (scénario 1)*

Résultats sommaires du système le plus rentable (scénario 1)	
Délai de récupération simple	<b>4,15 ans</b>
Taux de rendement du capital investi (ROI)	<b>20,0 %</b>
Taux de rendement interne (TRI)	<b>23,9 %</b>
Valeur actuelle nette (VAN)	<b>24 866 040 F CFA</b>
Investissement en capital	<b>11 219 730 F CFA</b>
Économies annualisées	<b>2 680 950 F CFA</b>

De ce tableau, on interprète aisément que le projet affiche un temps de récupération simple de 4,15 ans, signalant la période nécessaire pour amortir l'investissement initial. La VAN atteint 24 866 040 F CFA, ce qui indique que le projet est rentable sur la durée du projet qui est de 25 ans. Le retour sur investissement (ROI) qui se situe à 20,0 % illustre les économies annuelles par rapport à l'investissement initial de 11 219 730 F CFA. Le TRI étant de 23,9 %, il dénote le taux de rendement qui équilibre la VAN à zéro. Quant aux économies annualisées, elles sont estimées à 2 680 950 F CFA, représentant la valeur annualisée des économies réalisées par le projet.

❖ **Comparaison du résultat le plus rentable (scénario 1) au système de base**

*Tableau XV : Comparaison du scénario 1 par rapport au scénario 5*

Paramètres	Système de base (scénario 5)	Système proposé (scénario 1)
<b>Coût actuel net (LCC ou NPC)</b>	79 310 980 F CFA	52 347 760 F CFA
<b>CAPEX</b>	9 150 000 F CFA	20 369 730 F CFA
<b>OPEX</b>	5 212 450 F CFA	2 375 950 F CFA
<b>LCOE (par kWh)</b>	203 F CFA	134 F CFA
<b>Émissions de CO<sub>2</sub></b>	18 512 kg/an	8 770 kg/an
<b>Consommation de carburant</b>	134 L/an	199 L/an

Le **Tableau XV** compare deux scénarios, le système de base (**scénario 5**) et le meilleur système proposé (**scénario 1**), en se basant sur plusieurs paramètres pertinents. En termes de coût actuel net (NPC), le scénario proposé (52 347 760 F CFA) est nettement avantageux par rapport au système de base (79 310 980 F CFA), indiquant le coût de cycle de vie (LCC). Cela est principalement dû à une différence marquée dans les coûts en capital (CAPEX), où le scénario proposé (20 369 730 F CFA) a un investissement initial plus élevé, mais les coûts d'exploitation annuels (OPEX) sont nettement inférieurs (2 375 950 F CFA) par rapport au système de base (5 212 450 F CFA). Le coût de l'électricité (LCOE) par kWh est également plus bas dans le scénario proposé (134 F CFA) par rapport au système de base (203 F CFA), ce qui indique une meilleure rentabilité opérationnelle.

En outre, le scénario proposé contribue à une réduction significative des émissions de CO<sub>2</sub> (8 770 kg/an) et affiche une consommation de carburant légèrement supérieure (199 L/an), mais négligeable par rapport à ses autres avantages. Le système de base émet 18 512 kg/an de CO<sub>2</sub> et consomme en carburant 134 L/an.

En conclusion, le **scénario 1** proposé semble être le choix le plus rentable en raison de sa rentabilité économique et de son impact environnemental concernant la réduction des émissions de CO<sub>2</sub>

❖ **Analyse critique du scénario 1 : Proposition d'une autre approche du PV**

Bien que le scénario 1 ait été considéré comme le plus rentable, l'allocation de **21,7 kWc** suite aux résultats que suggère HOMER Pro pour notre champ PV semble un peu excessive, même si on ne se base que sur l'appel de puissance maximale de la charge mesurée à **9,85 kW**. En effet, le profil de charge annuel de la PME ABASF/E (**Figure 12, Annexe X**) nous montre approximativement une consommation énergétique moyenne de **80 kWh/jour** et un pic maximal de **10 kW** de puissance active générée par la charge.

➤ **Calcul de la puissance crête du PV**

Procédons maintenant au calcul standard qui permet d'obtenir la puissance crête  $P_c$  du champ PV en fonction du besoin journalier. Les données nécessaires au calcul se trouvent dans le **Tableau XVI**.

*Tableau XVI : Calcul de la puissance crête du champ PV nécessaire à ABASF/E*

Période	Période Karité	Période Mangué Séchée	Annuel ABASF/E
Besoin journalier [ $B_j$ ] (kWh/jour)	48,62	154,04	79,66
Pic de puissance (kW)	7,83	9,85	3,32
Temps (mois)	7	4	12
<b>Puissance crête PV [<math>P_c</math>] (kWc)</b>	<b>18,1</b>		

Pour le calcul de la puissance crête  $P_c$ , nous avons utilisé la formule suivante :

$$P_c = \frac{B_j}{I_r \times RP}$$

**$B_j$**  : C'est le besoin journalier annuel de l'ABASF/E (ramené à **80 kWh**)

**$I_r$  : Irradiation.** Au Burkina Faso, l'ensoleillement moyen est de **5,5 kWh/m<sup>2</sup>** par jour [16].

**$RP$  : Ratio de Performance.** On prend généralement  **$RP=0,8$** . Ce ratio reflète l'efficacité globale du système en tenant compte des pertes liées à divers éléments tels que les ombrages, la dégradation des panneaux, les pertes de câbles, les pertes d'inclinaison, etc.

Ainsi, pour satisfaire aux besoins énergétiques quotidiens de l'Association, il serait judicieux de dimensionner un système solaire de 18 kWc environ, comme calculé précédemment, plutôt que de mettre en œuvre le système PV du scénario 1 de puissance estimée à 22 kWc. Cela permettra d'économiser en coût d'investissement et de ne pas inutilement surdimensionner le solaire PV.

➤ **Différence de puissance : PV scénario 1 et nouveau PV proposé**

Avant de considérer la nouvelle proposition du système PV pour notre étude, cherchons d'abord à comprendre pourquoi il existe une différence de puissance crête entre cette dernière (18,1 kW) et le scénario 1 (21,7 kW).

HOMER Pro utilise l'équation suivante [17] pour calculer la production de l'ensemble de panneaux solaires PV :

$$P_{PV} = Y_{PV} f_{PV} \left( \frac{\overline{G_T}}{G_{T,STC}} \right) [1 + \alpha_p (T_c - T_{c,STC})]$$

Pour l'intégration du PV dans notre système hybride à ABASF/E, nous avons choisi le module solaire « **SPR-P6-410-BLK** » de marque SunPower et de puissance **410 W** dont les caractéristiques techniques [18] sont prises en compte pour définir les paramètres fixes de

l'équation précédente (voir ). Quant aux paramètres variables, on s'est contenté de considérer les valeurs connues.

$P_{PV}$  : production de l'ensemble du système PV [kW] ;

$Y_{PV}$  : capacité nominale de l'ensemble du système PV, c'est-à-dire sa puissance de sortie sous des conditions de test standard (STC) [kW] : On a considéré l'appel maximal de la charge mesuré à **9,85 kW** ;

$f_{PV}$  : facteur de dégradation des panneaux solaires en pourcentage (%) : **80%** ou **0,8** ;

$G_T$  : rayonnement solaire incident sur le module PV au pas de temps actuel [kW/m<sup>2</sup>] : Le module choisi a une puissance de **410 W** et une surface de **1808\*1086 mm<sup>2</sup>** d'où la valeur de **0,2088 kW/m<sup>2</sup>** ;

$G_{T,STC}$  : rayonnement incident STC : **1 kW/m<sup>2</sup>** ;

$\alpha_P$  : coefficient de température de la puissance en pourcentage par degré Celsius : **0,34%/°C** ;

$T_c$  : température des cellules PV au pas de temps actuel [°C] : Température moyenne maximale (**36°C**) [19]+ 25°C = **61°C** ; et  $T_{c,STC}$  est la température STC : **25°C**.

L'application numérique de la formule précédente aboutit à une puissance  $P_{PV} = 21,78 \text{ kW}$ , une valeur remarquablement proche de la puissance du champ PV du scénario 1 (le plus bénéfique), évaluée à **21,7 kW**. Cette concordance souligne que la différence de puissance de 3,6 kW entre le champ PV du scénario 1 et la nouvelle proposition est principalement attribuable à la méthode de calcul employée. En effet, HOMER Pro propose un champ PV dimensionné pour couvrir l'appel maximal de puissance de la charge en tenant compte des caractéristiques du module solaire choisi et des températures ambiantes. En revanche, la méthode standard met davantage l'accent sur la satisfaction des besoins énergétiques de la charge.

Par ailleurs, le scénario 1 démontre que notre champ PV générera un excédent d'électricité évalué à 19 496 kWh/an, représentant 39,5 % de la production annuelle de toutes les sources confondues (Générateur PV, GE 40 kVA, SONABEL) qui est estimée à 49 398 kWh/an (

**Annexe XI : Résultats détaillés scénario 1 (le plus rentable)**). Cet excédent entraîne un coût supplémentaire, pourtant évitable en ajustant la puissance du champ PV à environ 18 kWc.

Pour la suite de notre étude, nous avons conçu la nouvelle proposition de dimensionnement du système PV en mettant en évidence les détails liés à la sélection des composants du système tout en effectuant une analyse économique et environnementale.

### III.4- PROPOSITION DE DIMENSIONNEMENT DU CHAMP PV POUR LA PME ABASF/E

Pour concevoir le champ PV répondant aux besoins énergétiques annuels de la PME ABASF/E, nous avons utilisé le logiciel Solarius PV, en prenant comme données de base les informations du **Tableau XVI**. La **Figure 13** propose une disposition aérienne des panneaux sur les toits de la PME après une étude technique, économique et environnementale du système, intitulé « **Champ PV ABASF/E** ».



*Figure 13: Vue aérienne et disposition des panneaux sur les toits de la PME*

#### III.4.1- Etude technique du système « **Champ PV ABASF/E** »

Le système PV, désigné sous le nom de « **Champ PV ABASF/E** », vise à contribuer à une production d'électricité solaire optimisée pour alimenter l'ensemble des installations électriques de l'association. En adoptant cette technologie, la structure bénéficie de plusieurs avantages, notamment la contribution à la réduction d'émission de CO<sub>2</sub> associées à la combustion de pétrole, ainsi que des économies financières découlant d'une réduction de la dépendance à l'égard de l'énergie importée du réseau de distribution de la SONABEL.

##### ❖ **Données générales du système ABASF/E**

Le système « **Champ PV ABASF/E** » proposé, dont les données générales se trouvent dans le **Tableau XVII**, est du type **couplé au réseau** et il est connecté au réseau principal avec une modalité de connexion "**triphase en basse tension**". La puissance du champ PV estimée est de **18 450 kW** et la production annuelle d'énergie est de **30 328,95 kWh** (égale à **1 643,85 kWh/kW**), résultante des **45 modules** qui couvrent une surface totale de **88,34 m<sup>2</sup>**.

Tableau XVII : Données générales du système « Champ PV ABASF/E »

Données Générales	
Responsable du système	Projet BioStar - PME ABASF/E
Adresse – Ville – Pays	Zagtouli – Ouagadougou – Burkina Faso
Latitude – Longitude – Altitude	12°.3303 N – 1°.6317 W – 328 m
Rayonnement annuel sur plan horizontal	2 194,47 kWh/m <sup>2</sup>
Coefficient d'ombrage	0,98
Données Techniques	
Surface totale des modules	88,34 m <sup>2</sup>
Nombre total de modules/d'onduleurs	45/1
Énergie totale annuelle	30 328,95 kWh
Puissance totale – Puissance par Phase (L1, L2, L3)	18,450 kW – 6,150 kW
Énergie par kW installé	1 643,85 kWh/kW
Système de stockage	Absent
BOS standard (Sans optimiseur)	74,97 %

BOS de l'anglais "Balance of System" signifie littéralement « Équilibre du Système » et nous permet de définir les pertes totales liées au système (pertes de réflexion, pertes d'ombrage, pertes incompatibles, pertes dues aux effets des variations de température, pertes dans les circuits CC, pertes de l'onduleur et pertes dans les circuits CA).

L'énergie annuelle totale produite par le système PV est **30 328,95 kWh** et la **Figure 14** ci-dessous présente les valeurs énergétiques mensuelles produites par le système PV.

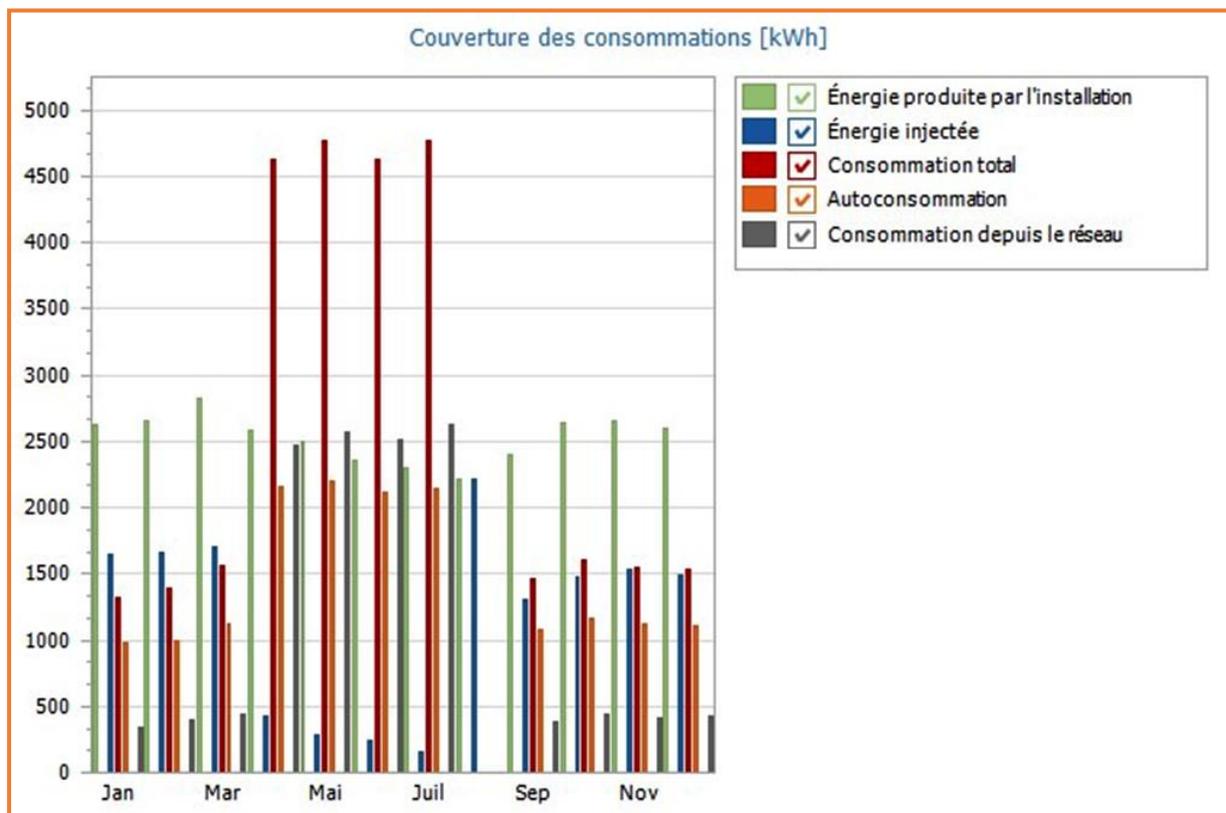
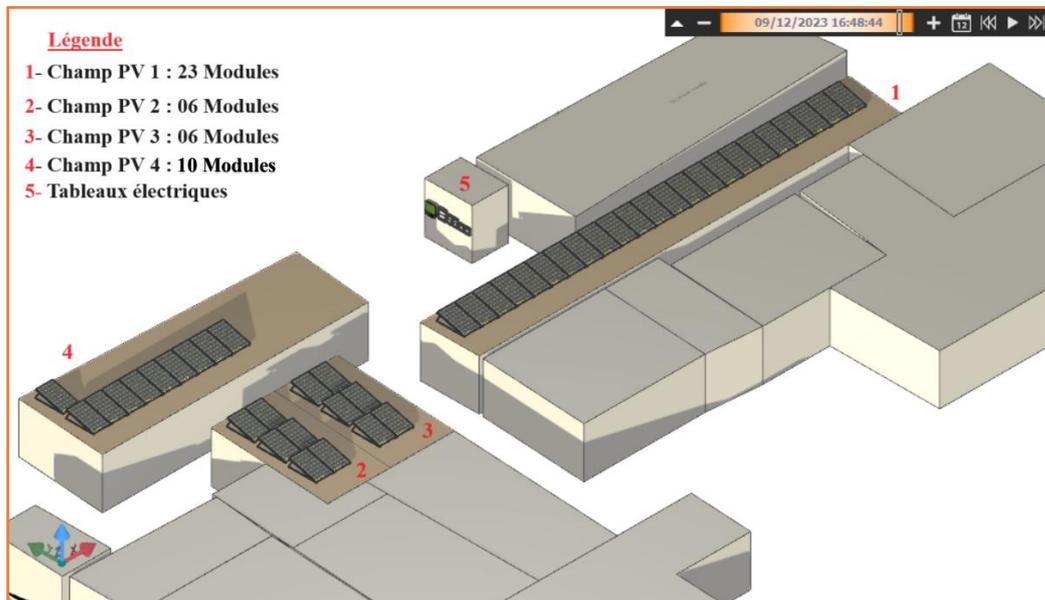


Figure 14: couverture des consommations mensuelles de l'installation

La **Figure 15** nous présente la disposition des panneaux solaires sur les toits des différents locaux qui ont été choisis en raison de la proximité avec le point d'injection (point 5 sur la figure) où se localise l'inverseur de source au sein de l'association comme indiqué.



*Figure 15: Image de l'installation avec ombrage "Champ PV ABASF/E"*

#### ❖ **Choix de l'onduleur, des modules et configuration du Générateur PV**

Nous avons opté pour un onduleur triphasé avec deux points de suivi maximal de puissance (MPPT). Il est connecté au réseau pour injecter l'excédent de production solaire que la charge ne peut absorber. La configuration est telle que la charge est prioritairement alimentée par le générateur PV. Si la demande de la charge excède la production du générateur PV, le réseau de la SONABEL intervient pour compenser le surplus de la demande. En cas d'absence du réseau, le GE de 40 kVA prend le relais pour satisfaire la demande. Pour ce qui est du choix des modules et de l'onduleur, l'**Annexe XII** nous donne les détails sur les spécifications techniques.

*Tableau XVIII : L'Onduleur et sa configuration*

Données Générales						
Description		Générateur PV				
Puissance totale – Énergie annuelle totale		18,450 kW – 30 328,95 kWh				
Onduleur						
Marque – Modèle		Huawei Technologies Co., Ltd. -SUN2000-15/17/20KTL-M2 (CN) - SUN2000-17KTL				
Type de phase		Triphasé				
Facteur de dimensionnement de l'onduleur (entre 90 % et 110 %) [20]		101.36 % (VÉRIFIÉ)				
Puissance nominale		18 700 W				
Capacité de stockage intégrée		0,00 kWh				
Configuration onduleur						
	N° onduleur	Chaînes	Puis. modules	Puis. onduleur	Rapport puis.	
CONF.1	1	Entrée MPPT 1: 1 x 23 (Champ PV 1) Entrée MPPT 2: 1 x 22 (Champ PV 2 - Champ PV 3 - Champ PV 4)	18,5 kW	18,7 kW	101,4 %	✓

❖ **Vérifications électriques**

Procédons maintenant aux vérifications électriques de chaque entrée MPPT pour confirmer la configuration de notre onduleur sur la base des panneaux solaires choisis. La formule de calcul [20] pour les vérifications du voltage (panneaux et onduleur) se trouve dans l'Annexe XIII.

➤ **CONF.1 - MPPT 1 (configuration)**

*Tableau XIX : Vérifications électriques et test finaux CONF.1 - MPPT 1*

CARACTÉRISTIQUES DU MODULE			
V <sub>m</sub> = 29,90 V	V <sub>oc</sub> = 35,90 V	V <sub>max</sub> = 1 000 V	Coeff. Voc = - 0,2700 %/°C
CARACTÉRISTIQUES DE L'ENTRÉE MPPT			
V <sub>Mppt min</sub> = 160 V	V <sub>Mppt max</sub> = 950 V	V <sub>max</sub> = 1 080 V	I <sub>max</sub> = 22 A
DONNÉES DU GÉNÉRATEUR			
V <sub>m</sub> à -10 °C = 765,73 V	V <sub>m</sub> à 25 °C = 687,70 V	V <sub>m</sub> à 70 °C = 587,38 V	
V <sub>oc</sub> à -10 °C = 903,73 V	V <sub>oc</sub> à 25 °C = 825,70 V	V <sub>oc</sub> à 70 °C = 725,38 V	
I <sub>m</sub> à 25 °C = 13,73 A	I <sub>sc</sub> à 25 °C = 14,63 A		
En correspondance avec les valeurs minimales de la température de fonctionnement des modules (- 10°C) et des valeurs maximales (+ 70°C), les inégalités suivantes sont satisfaites			
VOLTAGES MPPT			
V <sub>m</sub> à 70 °C (587,38 V) est plus grand que V <sub>mppt min.</sub> (160 V)			VÉRIFIÉ
V <sub>m</sub> à -10 °C (765,73 V) est plus petit que V <sub>mppt max.</sub> (950 V)			VÉRIFIÉ
VOLTAGE MAXIMUM			
V <sub>oc</sub> à -10 °C (903,73 V) est plus petit que MPPT max. input voltage (1 080 V)			VÉRIFIÉ
VOLTAGE MODULE MAXIMUM			
V <sub>oc</sub> à -10 °C (903,73 V) est plus petit que le voltage max. (1 000 V) du module			VÉRIFIÉ
COURANT MAXIMUM			
Le courant produit Max. (14,63 A) est plus petit que le courant en entrés sur le MPPT max. (22,00 A)			VÉRIFIÉ

➤ **CONF.1 - MPPT 2 (configuration)**

*Tableau XX : Vérifications électriques et test finaux CONF.1 - MPPT 2*

CARACTÉRISTIQUES DU MODULE			
V <sub>m</sub> = 29,90 V	V <sub>oc</sub> = 35,90 V	V <sub>max</sub> = 1 000 V	Coeff. V <sub>oc</sub> = -0.2700 %/°C
CARACTÉRISTIQUES DE L'ENTRÉE MPPT			
V <sub>MPPT</sub> min = 160 V	V <sub>MPPT</sub> max = 950 V	V <sub>max</sub> = 1 080 V	I <sub>max</sub> = 22 A
DONNÉES DU GÉNÉRATEUR			
V <sub>m</sub> à -10 °C = 732,44 V	V <sub>m</sub> à 25 °C = 657,80 V	V <sub>m</sub> à 70 °C = 561,84 V	
V <sub>oc</sub> à -10 °C = 864,44 V	V <sub>oc</sub> à 25 °C = 789,80 V	V <sub>oc</sub> à 70 °C = 693,84 V	
I <sub>m</sub> à 25 °C = 13,73 A	I <sub>sc</sub> à 25 °C = 14,63 A		
En correspondance avec les valeurs minimales de la température de fonctionnement des modules (-10°C) et des valeurs maximales (70°C), les inégalités suivantes sont satisfaites.			
VOLTAGES MPPT			
V <sub>m</sub> à 70 °C (561,84 V) est plus grand que V <sub>MPPT</sub> min. (160 V)			<b>VÉRIFIÉ</b>
V <sub>m</sub> à -10 °C (732,44 V) est plus petit que V <sub>MPPT</sub> max. (950 V)			<b>VÉRIFIÉ</b>
VOLTAGE MAXIMUM			
V <sub>oc</sub> à -10 °C (864,44 V) est plus petit que MPPT max. input voltage (1 080 V)			<b>VÉRIFIÉ</b>
VOLTAGE MODULE MAXIMUM			
V <sub>oc</sub> at -10 °C (864,44 V) est plus petit que le voltage max. (1 000 V) du module			<b>VÉRIFIÉ</b>
COURANT MAXIMUM			
Le courant produit Max. (14.63 A) est plus petit que le courant en entrés sur le MPPT max. (22,00 A)			<b>VÉRIFIÉ</b>

❖ **Configuration des champs PV**

Les modules solaires sont installés avec une inclinaison (Tilt) de 15° vers le Sud et une orientation (Azimuth) de 0°, montés sur une structure de support fixe en acier, non coplanaire aux surfaces.

Cependant, il est important de souligner que cette orientation n'est pas la plus optimale si l'on se concentre uniquement sur la période de production de la mangue séchée. En effet, comme l'illustre la **Figure 14**, durant cette période, le soleil se trouve du côté Nord, ce qui aurait permis une production d'énergie solaire plus importante avec une orientation des capteurs dans cette direction.

Néanmoins, nous avons privilégié l'orientation de 15° Sud pour maximiser la production annuelle d'énergie pour la PME, car le surplus d'énergie généré pourra être utilisé pour d'autres applications même si cela réduit légèrement la production durant la période de fabrication de la mangue séchée.

Le rayonnement solaire annuel sur le plan horizontal est mesuré à 2 191,23 kWh/m<sup>2</sup>.

**Tableau XXI : Configuration des champs solaires photovoltaïques avec modules**

Mise en place des champs photovoltaïques en fonction du module sélectionné				
Marque – Modèle des modules	SunPower Corporation – Performance 6 DC Black, 395-415 W - SPR-P6-410-BLK			
Champs photovoltaïques	Champ PV 1	Champ PV 2	Champ PV 3	Champ PV 4
Puissance totale	9,430 kW	2,460 kW	2,460 kW	4,100 kW
Énergie totale annuelle	15 501,08 kWh	4 044,68 kWh	4 044,68 kWh	6 738,51 kWh
Nombre total des modules	23	6	6	10
Surface totale des modules	45,15 m <sup>2</sup>	11,78 m <sup>2</sup>	11,78 m <sup>2</sup>	19,63 m <sup>2</sup>

❖ Câbles et diagramme électrique

La norme de référence pour le dimensionnement des câbles de notre système est la norme **IEC 60364** et les résultats du dimensionnement sont présentés dans le **Tableau XXII**. Ainsi, le schéma unifilaire de la **Figure 16** présente de manière détaillée l'ensemble du système PV, mettant en évidence ses sous-systèmes et ses composants.

**Tableau XXII : Configuration des champs solaires photovoltaïques avec modules**

Description	Désignation	Section (mm <sup>2</sup> )	Long. (m)	Courant (A)	Portée (A)	Chute de tension (%)
Réseau - Tableau général	U-1000R2V	6	10,00	26,63	27,53	0,45
Tableau général - Tableau photovoltaïque	U-1000R2V	6	2,00	26,63	27,53	0,09
Tableau photovoltaïque Tableau CA (IN 1)	U-1000R2V	6	2,00	26,63	27,53	0,09
Tableau CA - Onduleur 1	U-1000R2V	6	1,00	26,63	27,53	0,05
<b>Onduleur 1 - MPPT 1</b>						
Onduleur 1 - Tableau de champ 1 (IN 1)	H1Z2Z2-K	4	1,00	13,73	20,54	0,02
Tableau de champ 1 - S	H1Z2Z2-K	4	30,00	13,73	20,54	0,71
<b>Onduleur 1 - MPPT 2</b>						
Onduleur 1 - Tableau de champ 2 (IN 2)	H1Z2Z2-K	4	1,00	13,73	20,54	0,02
Tableau de champ 2 - S	H1Z2Z2-K	4	30,00	13,73	20,54	0,74

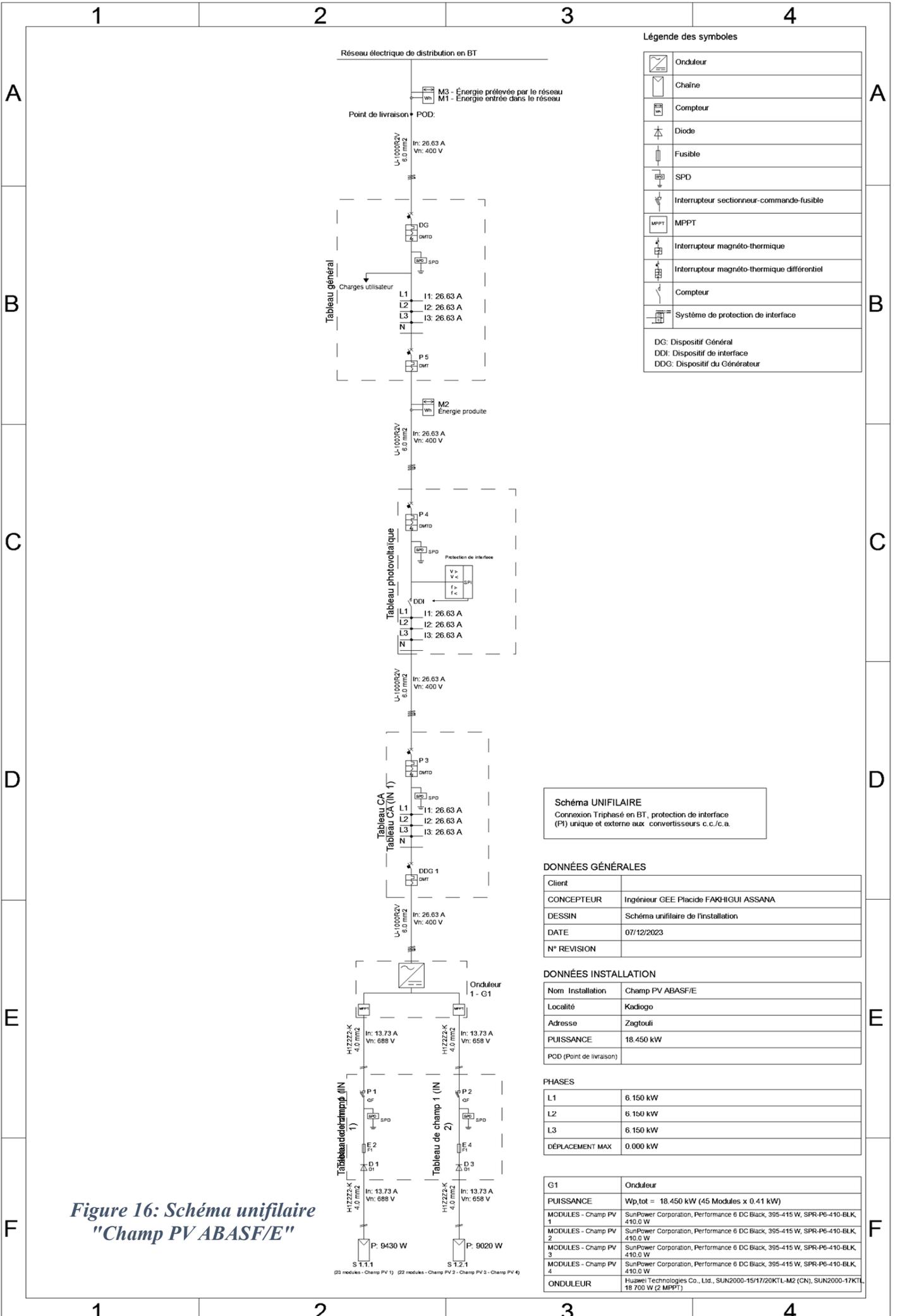


Figure 16: Schéma unifilaire "Champ PV ABASF/E"

**Schéma UNIFILAIRE**  
 Connexion Triphasé en BT, protection de interface (PI) unique et externe aux convertisseurs c.c./c.a.

**DONNÉES GÉNÉRALES**

Client	
CONCEPTEUR	Ingenieur CEE Placide FAKHIGUI ASSANA
DESSIN	Schéma unifilaire de l'installation
DATE	07/12/2023
N° REVISION	

**DONNÉES INSTALLATION**

Nom Installation	Champ PV ABASF/E
Localité	Kadiogo
Adresse	Zaghtouli
PUISSANCE	18.450 kW
POD (Point de livraison)	

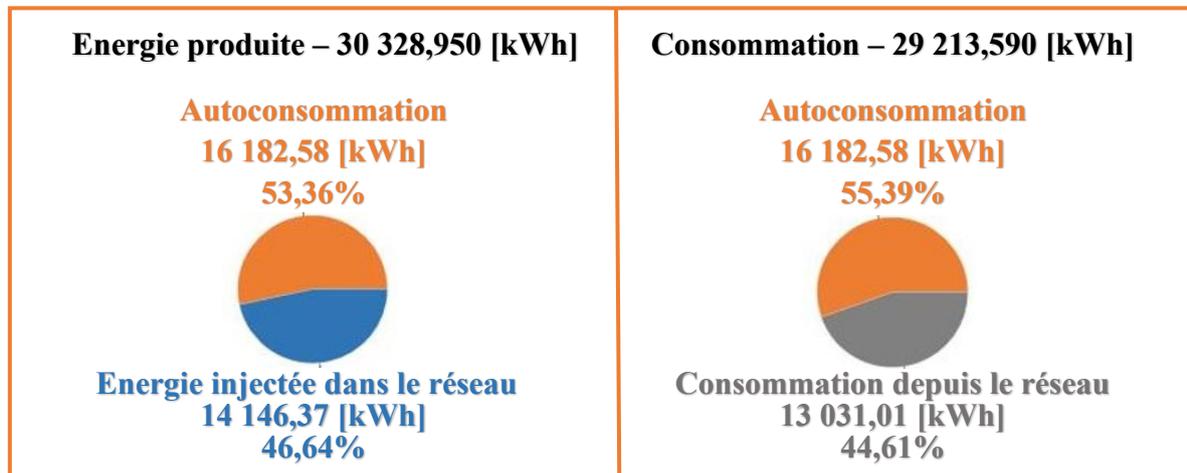
**PHASES**

L1	6.150 kW
L2	6.150 kW
L3	6.150 kW
DÉPLACEMENT MAX	0.000 kW

G1	Onduleur
PUISSANCE	Wp,tot = 18.450 kW (45 Modules x 0.41 kW)
MODULES - Champ PV 1	SunPower Corporation, Performance 6 DC Black, 395-415 W, SPR-P6-410-BLK, 410.0 W
MODULES - Champ PV 2	SunPower Corporation, Performance 6 DC Black, 395-415 W, SPR-P6-410-BLK, 410.0 W
MODULES - Champ PV 3	SunPower Corporation, Performance 6 DC Black, 395-415 W, SPR-P6-410-BLK, 410.0 W
MODULES - Champ PV 4	SunPower Corporation, Performance 6 DC Black, 395-415 W, SPR-P6-410-BLK, 410.0 W
ONDULEUR	Huawei Technologies Co., Ltd., SUN2000-15/17/20KTL-M2 (CN), SUN2000-17KTL, 18 700 W (2 MPPT)

❖ **Récapitulatif : Énergie produite par le PV – Énergie consommée par la charge**

Le système « Champ PV ABASF/E » sera connecté au réseau SONABEL et est dimensionné pour produire la première année **30 328,95 kWh**. La **Figure 17** nous donne un récapitulatif sur la production du champ PV, la consommation de la charge et l'injection dans le réseau.



*Figure 17 : Récapitulatif : Production PV - Consommation Charge - Injection Réseau*

La PME a donc la possibilité d'utiliser le surplus d'énergie généré par le système PV et injecté dans le réseau pour diversifier ses activités, en particulier pendant la période de production du beurre de karité. Cette énergie excédentaire pourrait être dirigée vers l'augmentation de la production ou être allouée au chauffage de l'eau utilisée pour nettoyer les ustensiles tachés d'huile de karité à la fin de chaque journée de travail. Cette approche permettrait une utilisation judicieuse du surplus d'énergie, contribuant ainsi à l'efficacité opérationnelle de notre PME.

**III.4.2- Analyse financière du système « Champ PV ABASF/E » proposé**

Les paramètres et les coûts définis pour l'analyse financière du système "Champ PV ABASF/E" sont proches de ceux définis lors de la modélisation dans HOMER Pro.

❖ **Paramètres**

Lors de l'analyse financière du système proposé, des paramètres clés ont été pris en compte, notamment un taux d'inflation annuelle des coûts de 4,3% [13], un taux d'actualisation de 8% [12], et une durée de vie de 25 ans.

❖ **Coûts de mise en œuvre du système**

Description	Montant en €	Montant en F CFA
<b>Coût de l'installation</b> : Panneaux solaires – Onduleur – Armoire de protection AC – Coffret de protection DC – Logistique (725 €/kW)	<b>13 376,25</b>	<b>8 774 244</b>
Coût de projet (10 %) : Étude – Mise en œuvre	<b>1 337,62</b>	<b>877 421</b>
Coûts supplémentaires	<b>786,13</b>	<b>515 582</b>
<b>Coût estimatif total</b>	<b>15 500 €</b>	<b>10 167 333 F CFA</b>

Le **coût de l'installation** a été estimé sur la base de l'offre de l'entreprise POWER AFRICA, située au Niger, pour un système photovoltaïque similaire au nôtre (voir **Annexe XIII**). Il s'agit du kit "**Mini centrale solaire 18 kWc avec onduleur Huawei 17 KTL**", dont le coût d'acquisition varie entre 11 440 € et 13 027 € (soit 7 504 150 F CFA et 8 545 152 F CFA), en fonction de la qualité des panneaux solaires choisis [21]. Pour notre projet, nous avons proposé un montant prévisionnel légèrement supérieur à cette fourchette, fixant ainsi le coût de l'installation à **13 376,25 € (soit 8 774 244 F CFA) qui a conduit à un cout estimatif total de 15 500 € (soit 10 167 333 F CFA)**.

❖ **Évaluation des coûts d'exploitation et Gestion budgétaire prévisionnelle**

Les coûts d'exploitation, détaillés dans l', englobent les coûts ponctuels et périodiques, fournissant ainsi des critères d'évaluation essentiels pour apprécier le fonctionnement du système sur la durée de vie de 25 ans du projet. Par ailleurs, le tableau du budget annuel, également présent dans l', offre une vision globale des dépenses prévues, permettant une compréhension approfondie de la gestion budgétaire nécessaire pour assurer le succès continu du projet.

❖ **Indicateurs financiers du projet et perspectives de gestion**

Les indicateurs financiers clés du projet "Champ PV ABASF/E" témoignent de sa robustesse économique. Le temps de retour, signalant le délai de récupération de l'investissement avec un flux de trésorerie positif en **3 ans**, suggère une rentabilité rapide. La VAN sur 25 ans s'élevant à **81 408,75 € (soit 56 656 989 F CFA)**, démontre la valeur nette des flux de trésorerie. Le Taux de rendement interne (TRI) de **47,25 %** souligne la rentabilité du projet. On a aussi un **LCC de 26 113,5 € (soit 17 129 333 F CFA)** pour un **LCOE de 0,0867 €/kWh (soit 57 F CFA/kWh)**.

En conclusion, le projet illustre une planification financière solide, soulignant toutefois la nécessité d'une gestion proactive des coûts et d'une surveillance attentive pour assurer sa pérennité et son succès continu. (voir **Annexe XIV** et **Annexe XV**)

**III.4.3- Impact environnemental**

Le système photovoltaïque, désigné comme le « Champ PV ABASF/E », présente des avantages significatifs sur le plan environnemental, contribuant ainsi de manière positive à la transition vers une production d'électricité plus durable. Les principaux aspects de l'impact environnemental comprennent :

❖ **Réduction des émissions de GES**

Le déploiement du système photovoltaïque permet de diminuer les émissions de GES, jouant ainsi un rôle crucial dans la lutte contre le changement climatique. En comparaison avec les méthodes conventionnelles de production d'électricité, telles que les centrales nucléaires et thermoélectriques, le système PV réduit significativement les émissions de CO<sub>2</sub>, de méthane (CH<sub>4</sub>), et de protoxyde d'azote (N<sub>2</sub>O).

➤ **Économies de carburant et réduction des émissions**

En adoptant la technologie PV avec un facteur de conversion de 0,220 TOE/MWh, le système permet des économies estimées à 149,98 tonnes équivalentes en pétrole (TOE) sur 25 ans, réduisant la dépendance aux combustibles fossiles.

Économies de carburant	TOE
Facteur de conversion de l'énergie électrique en énergie primaire [TOE/MWh]	0,220
TOE économisé sur une année	6,67
TOE économisé sur 25 années	149,98

Source des données : World Energy Council 2007

➤ **Émissions atmosphériques évitées**

Le système PV contribue également à une réduction des émissions atmosphériques spécifiques, évitant 317 229,93 kg équivalent CO<sub>2</sub> (kg CO<sub>2</sub>e) sur 25 ans, incluant les émissions de CO<sub>2</sub>, CH<sub>4</sub> et N<sub>2</sub>O.

Émissions atmosphériques éliminées	CO <sub>2</sub>	CH <sub>4</sub>	N <sub>2</sub> O	Total GHG
Émissions atmosphériques spécifiques [kg CO <sub>2</sub> e/kWh]	0,46254	0,00044	0,00236	0,46534
Émissions évitées sur une année [kg CO <sub>2</sub> e]	14 028,35	13,34	71,58	14 113,27
Émissions évitées sur 25 années [kg CO <sub>2</sub> e]	315 321,12	299,96	1 608,85	317 229,93

Source des données : 2016 UK Greenhouse gases (GHG) Conversion Factors

❖ **Économies d'énergie et contribution à la durabilité**

En plus de ses avantages environnementaux directs, le système photovoltaïque contribue à la réduction de la demande énergétique extérieure. En produisant 30,328.95 kWh d'électricité

estimée pour la première année, le système offre une alternative durable à la production conventionnelle d'énergie, tout en permettant des économies financières substantielles.

En conclusion, le « Champ PV ABASF/E » représente une solution énergétique holistique, conciliant performance environnementale, rentabilité économique et respect des normes. Cette installation se distingue par sa contribution significative à la réduction des émissions de GES, grâce à une production d'électricité durable.

## IV. CONCLUSIONS ET PERSPECTIVES

La présente étude a examiné l'efficacité énergétique et les possibilités de transition vers des sources d'énergie durables pour la PME du secteur agroalimentaire, en mettant particulièrement l'accent sur la filière de production de mangues séchées au sein de l'ABASF/E. Les résultats obtenus permettent de tirer des conclusions significatives et ouvrent des perspectives intéressantes pour le développement énergétique et économique de l'entreprise.

En réévaluant nos hypothèses initiales formulées avant cette étude, nous constatons que les résultats obtenus confirment la pertinence de nos choix méthodologiques et la justesse de nos analyses. L'audit énergétique a révélé des opportunités substantielles d'optimisation de la consommation énergétique. L'analyse du profil de charge de la filière mangue séchée de l'Association a permis de quantifier les besoins spécifiques en énergie sur toute l'année et de définir des plages horaires propices à l'intégration de sources d'énergie renouvelable. La modélisation du système hybride avec HOMER Pro a été un outil essentiel pour évaluer les scénarios énergétiques alternatifs et intégrer les panneaux solaires afin de réduire la dépendance aux sources conventionnelles et diminuer les coûts énergétiques à long terme. Les conclusions de la modélisation du système hybride avec HOMER Pro nous ont conduits à proposer un dimensionnement du système "Champ PV ABASF/E" qui répond mieux aux besoins de la PME, en utilisant le logiciel Solarius PV pour la conception du système PV.

De nouvelles questions et perspectives ont émergé au cours de cette étude, notamment celles liées à l'optimisation continue des processus, à la durabilité économique des solutions proposées et à l'impact environnemental à long terme. Pour répondre à ces questions, des approches intégrées de gestion énergétique, incluant la surveillance en temps réel des performances, pourraient être envisagées. Les perspectives futures pourraient également s'étendre à des domaines tels que l'exploration d'autres sources d'énergie renouvelable et l'exploration de modèles commerciaux innovants pour maximiser les avantages économiques.

Il est crucial de reconnaître les limites inhérentes à cette étude, notamment la spécificité des résultats par rapport au contexte particulier de la PME ABASF/E. En conclusion, cette étude offre une base solide pour la transition énergétique de la PME. Les nouvelles questions identifiées et les perspectives suggérées fournissent une feuille de route pour des recherches futures visant à renforcer la durabilité et l'efficacité énergétique dans le secteur agroalimentaire.

## V. RECOMMANDATIONS

L'analyse approfondie de la PME ABASF/E a engendré des recommandations cruciales visant à optimiser son efficacité énergétique et à renforcer la durabilité de son infrastructure. Ces suggestions couvrent divers domaines, allant de l'efficacité opérationnelle à la gestion des ressources énergétiques.

La première recommandation se concentre sur l'amélioration de l'efficacité énergétique. Il est suggéré de consolider les résultats de l'audit énergétique afin d'ajuster le profil de charge, permettant ainsi une utilisation plus judicieuse de l'énergie. L'intégration de systèmes de gestion intelligente de la demande est également proposée pour réduire les coûts liés à la demande d'électricité.

La maintenance régulière constitue la deuxième recommandation. Un plan de maintenance préventive est préconisé afin de garantir le bon fonctionnement du système photovoltaïque et du système hybride. La surveillance en temps réel est suggérée pour détecter rapidement les dysfonctionnements et optimiser la performance opérationnelle.

La troisième recommandation concerne la sensibilisation et la formation du personnel technique. Des programmes de sensibilisation sont proposés pour encourager une utilisation consciente de l'énergie, tandis que des formations techniques sont recommandées afin d'assurer une expertise interne.

Enfin, l'importance de la continuité de l'étude énergétique est soulignée. Des réévaluations périodiques des profils de charge, des performances du système et des coûts opérationnels sont préconisées. Il est également suggéré de rester à l'affût des évolutions technologiques pour améliorer l'efficacité énergétique.

En résumé, ces recommandations offrent des solutions concrètes adaptées à la réalité de la PME ABASF/E, renforçant ainsi sa résilience énergétique et son engagement envers la durabilité. La mise en œuvre de ces actions consolidera les avantages économiques et environnementaux du système énergétique proposé.

## VI. RÉFÉRENCES BIBLIOGRAPHIQUES

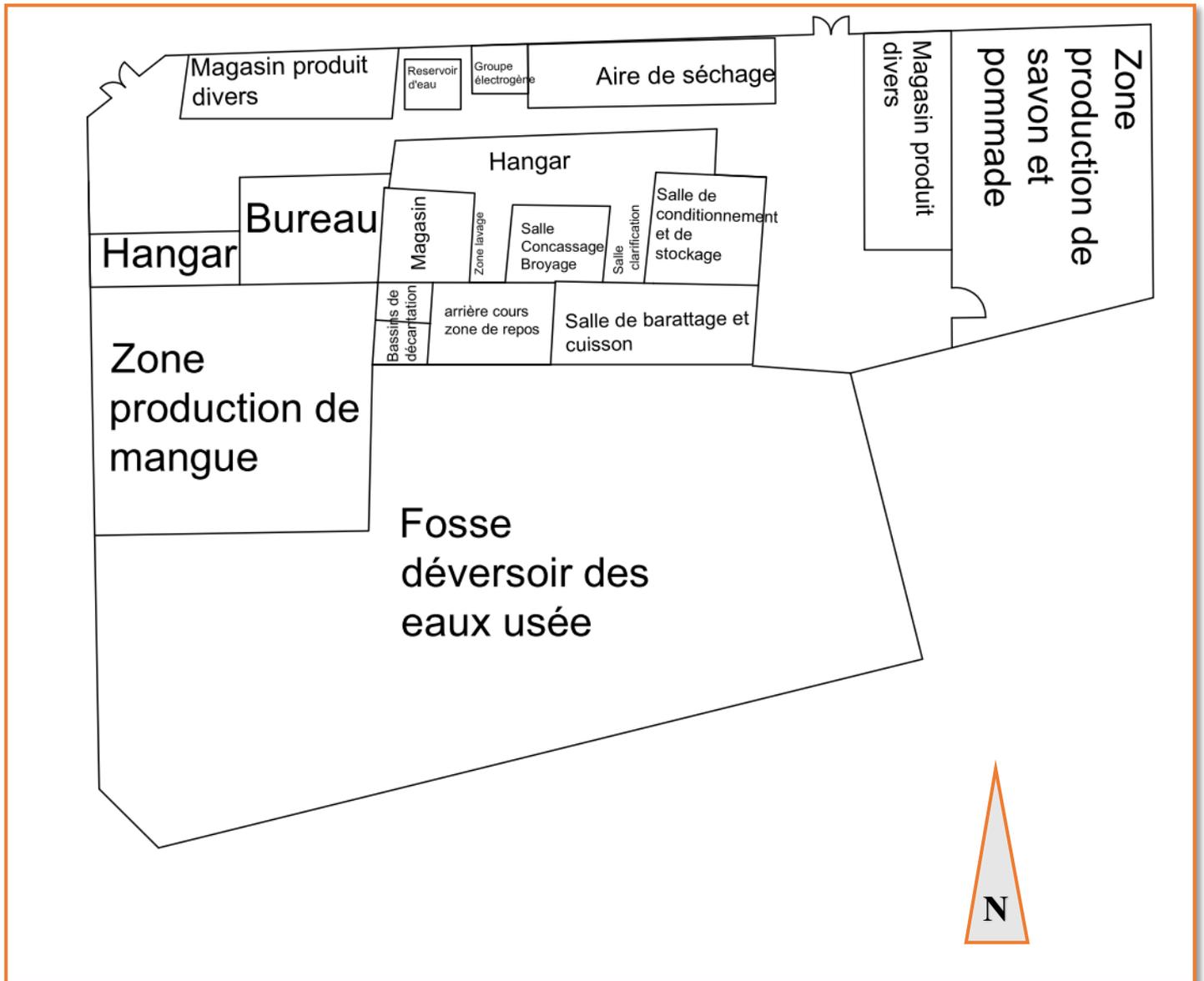
- [1] Joachim Müller, Maximilian Capel, Joévin Wiomou Bonzi, et Sebastian Romuli, « HOMER Pro microgrid simulation for shea butter SMEs- », Universitat Hohenheim, INSTITUT FÜR AGRARTECHNIK Agrartechnik Tropen und Subtropen, Hohenheim, Allemagne, BIOSTAR, des bioénergies pour les PME d'Afrique de l'Ouest, 2022.
- [2] Cirad, 2020, « BioStar, un projet DESiRA », Projet - BIOSTAR, des bioénergies pour les axePME d'Afrique de l'Ouest. Consulté le : 25 décembre 2023. [En ligne]. Disponible sur : <https://www.biostar-afrique.org/projet>
- [3] Institut 2iE, « LabEREE : LABORATOIRE ENERGIES RENOUVELABLES ET EFFICACITÉ ENERGÉTIQUE ». Ouagadougou, Burkina Faso, 2023. [En ligne]. Disponible sur : <https://www.2ie-edu.org/wp-content/uploads/2024/03/BAT-PLAQUETTE-LABEREE.pdf>
- [4] Cirad, 2020, « Association Burkinabé Action Solidarité Femmes/Enfants (ABASF/E) / Burkina Faso », BIOSTAR, des bioénergies pour les PME d'Afrique de l'Ouest. Consulté le : 25 décembre 2023. [En ligne]. Disponible sur : <https://www.biostar-afrique.org/fr/pme-pilotes/burkina-faso/association-burkinabe-action-solidarite-femmes-enfants-abasf-e>
- [5] Sayon SIDIBE, « Rapport de diagnostic des entreprises agroalimentaires », 2iE, Entreprise : ABASF/E, Burkina Faso, Livrable L212 et Livrable L213, juill. 2022.
- [6] SANOU Alexandre Parfait, « Etude comparative sur le volet énergétique de deux unités de production de beurre de karité (ABASF/E et USCBN) », Institut 2iE, Ouagadougou, Burkina Faso, MEMOIRE POUR L'OBTENTION DU DIPLOME D'INGENIEUR 2IE AVEC GRADE DE MASTER EN GENIE ELECTRIQUE ET ENERGETIQUE SPECIALITE RESEAUX ELECTRIQUES, juill. 2022. [En ligne]. Disponible sur : [http://documentation.2ie-edu.org/cdi2ie/opac\\_css/doc\\_num.php?explnum\\_id=3930](http://documentation.2ie-edu.org/cdi2ie/opac_css/doc_num.php?explnum_id=3930)
- [7] Wend Kouni Igor OUEDRAOGO, « Rapport de diagnostic des entreprises agroalimentaires », Projet BioStar, Entreprise : PAOLINE, Burkina Faso, avr. 2022.
- [8] Professional Calibrated Equipment, « Multimètre PCE-GPA 50 ». [En ligne]. Disponible sur : [https://www.pce-instruments.com/french/api/getartfile?\\_fnr=1642923&\\_dsp=inline](https://www.pce-instruments.com/french/api/getartfile?_fnr=1642923&_dsp=inline)
- [9] SOCIÉTÉ NATIONALE D'ÉLECTRICITÉ DU BURKINA, « Grille tarifaire applicable à partir du 1er octobre 2023 ». [En ligne]. Disponible sur : <https://www.sonabel.bf/wp-content/uploads/2024/07/Grille-Tarifaire.pdf>
- [10] Schneider Electric, « Fiche Technique de la Batterie de condensateur VarSet Auto 006 kVAr ». Consulté le : 8 janvier 2024. [En ligne]. Disponible sur : <https://www.se.com/be/fr/product/VLVAW0N03526AA/batterie-de-condensateur-varset-auto-006-kvar-disj-entr%C3%A9e-xxb-400v-50hz/>

- [11] HOMER Software, « HOMER Pro ». [En ligne]. Disponible sur : <https://www.homerenergy.com/homer-pro.html>
- [12] B. I. Ouedraogo, S. Kouame, Y. Azoumah, et D. Yamegueu, « Incentives for rural off grid electrification in Burkina Faso using LCOE », *Renew. Energy*, vol. 78, p. 573-582, 2015, Consulté le : 25 août 2024. [En ligne]. Disponible sur : <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0960148115000622>
- [13] TRADING ECONOMICS, « Burkina-Faso - Taux d'inflation | 2000-2024 Données | 2025-2026 Prévisions ». Consulté le : 25 août 2024. [En ligne]. Disponible sur : <https://fr.tradingeconomics.com/burkina-faso/inflation-cpi>
- [14] Global Petrol Prices, « Burkina Faso les prix du diesel, 25-déc-2023 », GlobalPetrolPrices.com. Consulté le : 27 décembre 2023. [En ligne]. Disponible sur : [https://fr.globalpetrolprices.com/Burkina-Faso/diesel\\_prices/](https://fr.globalpetrolprices.com/Burkina-Faso/diesel_prices/)
- [15] Ministère de l'Énergie, des mines et des carrières, « Tableau de bord 2020 du Ministère de l'Énergie, des mines et des carrières », Direction générale des études et des statistiques sectorielles (DGESS), Ouagadougou, Burkina Faso, juin 2022. [En ligne]. Disponible sur : [http://cns.bf/IMG/pdf/tableau\\_de\\_bord\\_2020\\_memc-2.pdf](http://cns.bf/IMG/pdf/tableau_de_bord_2020_memc-2.pdf)
- [16] AECF-Africa Enterprise Challenge Fund, « REACT - Projet d'électrification efficace (EEP) ». Consulté le : 27 décembre 2023. [En ligne]. Disponible sur : <https://www.aecfafrica.org/fr/approach/our-programmes/renewable-energy/react-efficient-electrification-project-EEP/>
- [17] HOMER® Energy, « 5.1 How HOMER Calculates the PV Array Power Output », in *HOMER® Pro Version 3.7 - User Manual*, 2016, p. 222. [En ligne]. Disponible sur : [www.homerenergy.com](http://www.homerenergy.com)
- [18] Maxeon Solar Technologies, « Fiche Technique du module SUNPOWER 410 W - SPR-P6-410-BLK ». 2022. [En ligne]. Disponible sur : <https://cdn.enfsolar.com/z/pp/fc08hys69m/sp-mst-p6-blk-res-ds-EN-a4-mc4-538667-0.pdf>
- [19] Quandpartirpour.fr, « Le climat de Ouagadougou et la meilleure période pour visiter ». Consulté le : 25 août 2024. [En ligne]. Disponible sur : <https://www.quandpartirpour.fr/burkina-faso/ouagadougou-3888993/>
- [20] Alain TOSSA, « Cours PV connectés réseau - GEE ». Ouagadougou, Burkina Faso, Semestre 8B - Année Scolaire -2023 2022.
- [21] POWER-AFRICA Green Energy for All, « Mini centrale solaire 18 kWc avec onduleur Huawei 17 KTL ». Consulté le : 27 décembre 2023. [En ligne]. Disponible sur : <https://www.power-africa.com/produit/mini-centrale-solaire-18-kwc-avec-onduleur-huawei-17-ktl/>

## VII. ANNEXES

<b>Annexe I : Plan de masse du site de production de la PME ABASF/E .....</b>	<b>70</b>
<b>Annexe II: Description des opérations unitaires et des séchoirs.....</b>	<b>71</b>
<b>Annexe III : Anomalies du système électrique.....</b>	<b>74</b>
<b>Annexe IV : Branchement des analyseurs de puissance et de réseau .....</b>	<b>75</b>
<b>Annexe V : Profils de charge journaliers .....</b>	<b>76</b>
<b>Annexe VI : Profil de charge 2 .....</b>	<b>77</b>
<b>Annexe VII : Profil de charge 3 .....</b>	<b>78</b>
<b>Annexe VIII : Fiche technique du régulateur de tension.....</b>	<b>79</b>
<b>Annexe IX : Fiche technique pour batterie de condensateurs auto.....</b>	<b>80</b>
<b>Annexe X : Profil de charge filière karité &amp; Etat des GE .....</b>	<b>82</b>
<b>Annexe XI : Résultats détaillés scénario 1 (le plus rentable) .....</b>	<b>83</b>
<b>Annexe XII : Spécifications techniques des modules et de l'onduleur .....</b>	<b>85</b>
<b>Annexe XIII : Prix des produits PV et Vérification des voltages.....</b>	<b>86</b>
<b>Annexe XIV : Coûts d'exploitation et budget annuel prévisionnel .....</b>	<b>87</b>
<b>Annexe XV : Graphes d'analyse de rentabilité .....</b>	<b>91</b>

**Annexe I : Plan de masse du site de production de la PME ABASF/E**



## Annexe II: Description des opérations unitaires et des séchoirs



**OU 1 : Tri (Réception)**



**OU 1 : Tri (Stockage)**



**OU 2 : Lavage**



**OU 5 : Mise en claie**



**OU 3 : Épluchage  
&  
OU 4 : Tranchage**



**OU 6 : Séchage  
(Séchoir Atesta)**



**OU 7 :  
Conditionnement  
(découpage)**



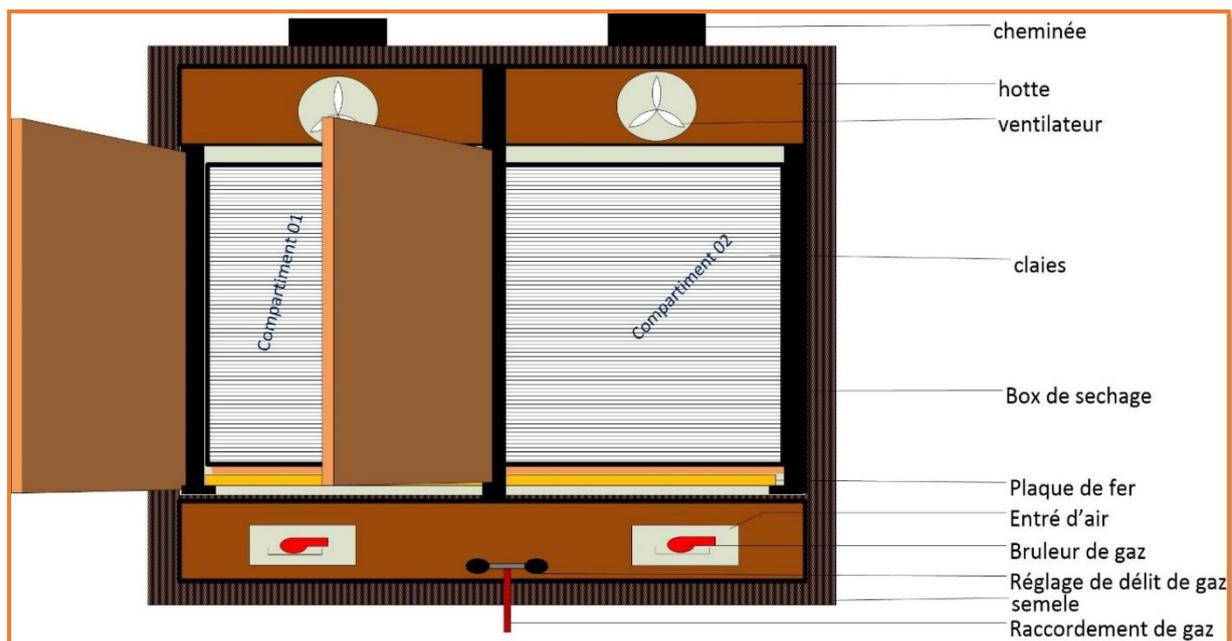
**OU 7 :  
Conditionnement  
(Ensachage)**

## DESCRIPTION DES SECHOIRS

### ❖ Le séchoir Atesta améliorée

C'est un dispositif conçu localement pour le séchage de mangues utilisant le gaz butane et l'électricité comme sources d'énergie. Ses composants sont décrits de manière suivante :

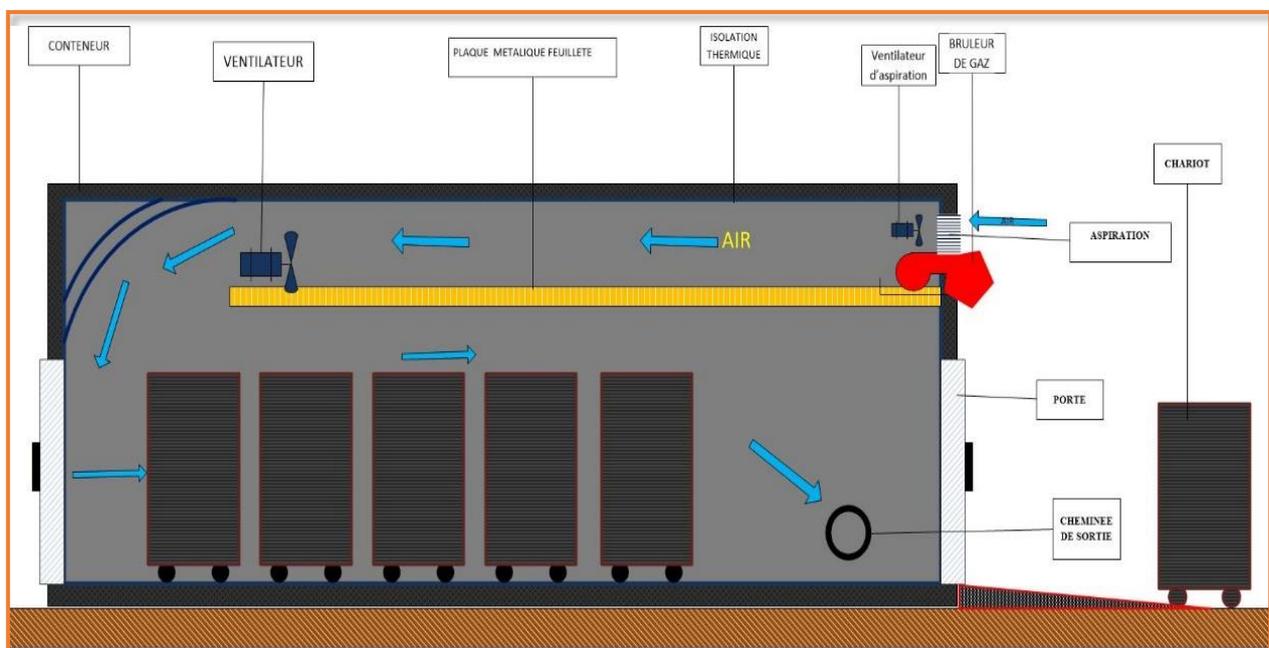
- **Base en briques (semelle) :** La base du séchoir est construite en briques et a des dimensions de  $L = 1,8 \text{ m} \times l = 1,8 \text{ m} \times H = 0,7 \text{ m}$ . Cette partie abrite les brûleurs de gaz, assurant ainsi la production de chaleur nécessaire au processus de séchage.
- **Box de Séchage à Deux Compartiments :** Le séchoir comprend un box de deux compartiments dédiés au séchage des produits. À l'intérieur de ces compartiments, il est possible de disposer jusqu'à 16 claies, avec une capacité de séchage d'environ 8 kg par claie. La capacité totale du séchoir est ainsi d'environ 130 kg.
- **Hotte :** Une hotte est intégrée pour relier le box à la cheminée. Cette configuration permet de canaliser l'air chaud et humide vers la cheminée, contribuant à un séchage efficace.
- **Cheminée :** La cheminée a pour rôle d'évacuer l'air humide généré pendant le processus de séchage, favorisant ainsi une meilleure circulation de l'air à l'intérieur du séchoir.
- **Ventilateurs :** Deux ventilateurs, d'une puissance de 160 W chacun, sont incorporés dans le séchoir. Ces ventilateurs sont essentiels pour homogénéiser la température à l'intérieur du séchoir, garantissant ainsi un séchage uniforme et efficace des produits.



Représentation d'un compartiment de four ATESTA

### ❖ Le séchoir Tunnel

En utilisant gaz et électricité, il réalise un séchage efficace, pouvant traiter une grande quantité de produits par cycle, ce qui assure une uniformité et une capacité volumineuse appréciables. Doté de deux portes pour un accès pratique, ce séchoir possède une capacité notable, accueillant jusqu'à six chariots, soit quarante claies chacun. Chaque claie a la capacité de recevoir au moins six kilogrammes de tranches de mangues, contribuant à une capacité totale de séchage de 1500 kg. Fonctionnant selon le principe de la ventilation forcée, le séchoir aspire l'air à travers deux orifices filtrés, puis l'expulsa à travers une cheminée située dans la partie inférieure gauche du four. Les sources d'énergie comprennent du gaz comme combustible et de l'électricité triphasée, alimentant les ventilateurs, le brûleur, et le tableau d'affichage de la température. Les composants essentiels englobent un conteneur, un brûleur à gaz de 200 W avec un train de gaz, un tableau électrique équipé d'un thermostat et de dispositifs de protection, ainsi que deux ventilateurs axiaux d'aspiration (2\*3 kW) pour une circulation d'air efficace. Deux orifices facilitent l'entrée d'air, tandis qu'un ventilateur de refoulement (1,5 kW) évacue l'air humide vers la cheminée, et une plaque métallique feuilletée garantit sécurité et isolation, isolant le brûleur du compartiment de séchage des chariots.



**Représentation de la coupe transversale du séchoir TUNNEL**

### Annexe III : Anomalies du système électrique

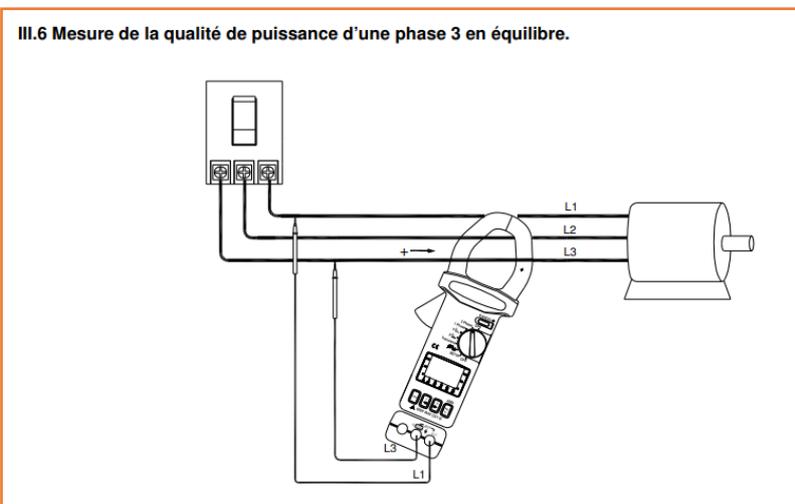
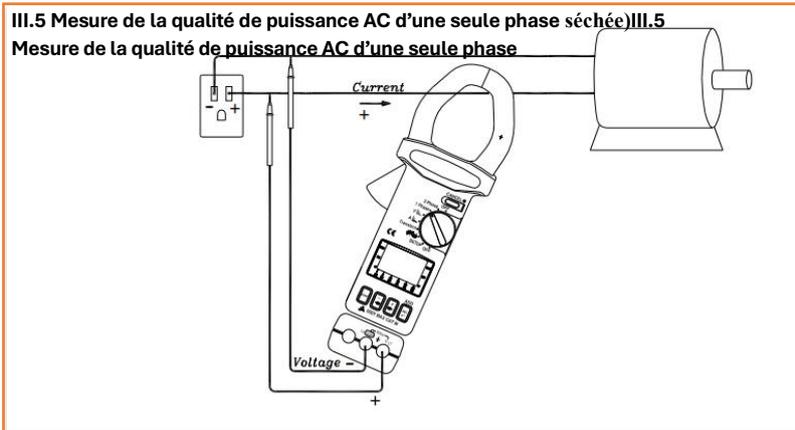


Proximité du régulateur de tension [1] de la zone de lavage [2] de mangues fraîches



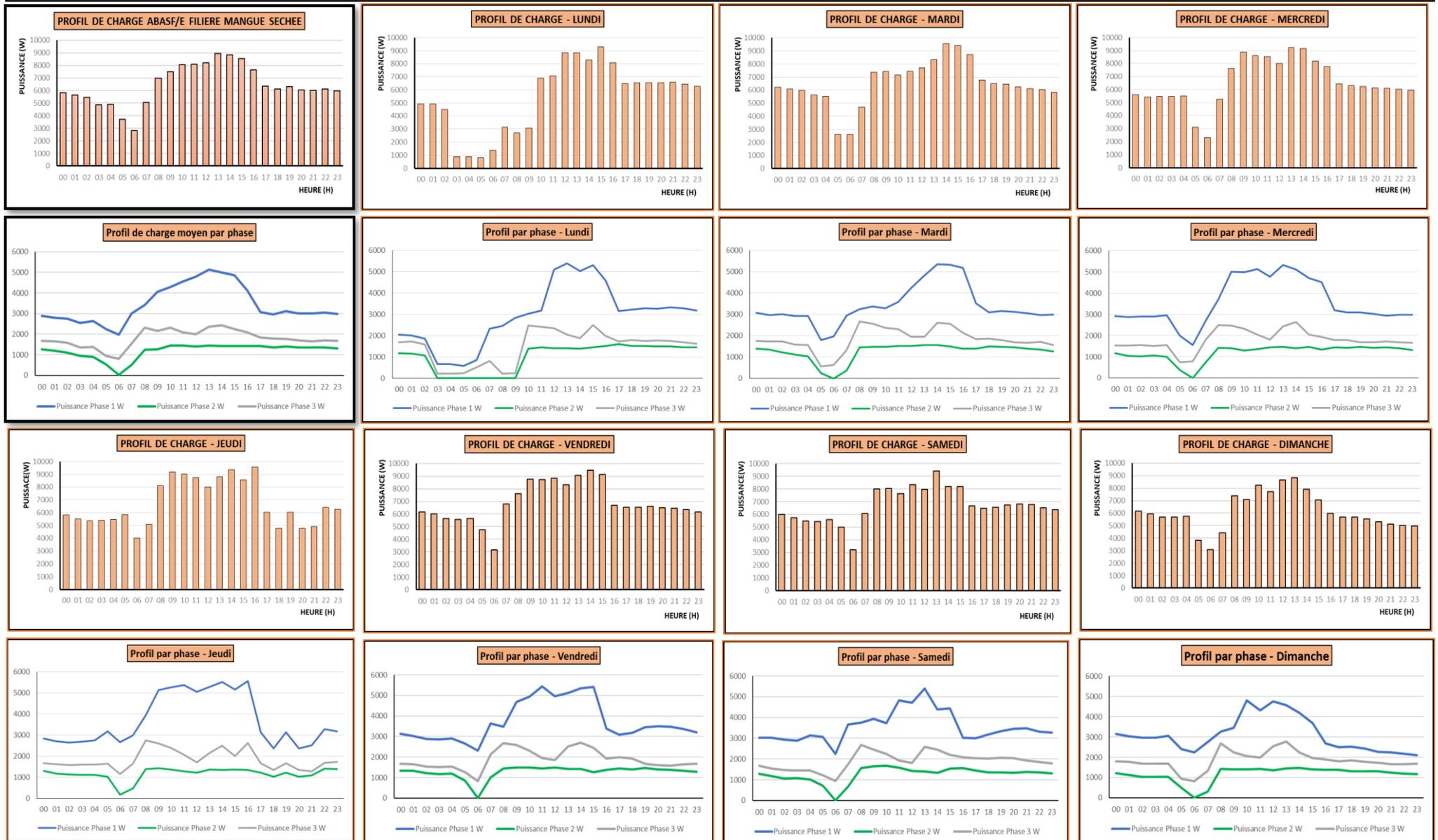
Mauvais branchements dans l'installation

## Annexe IV : Branchement des analyseurs de puissance et de réseau



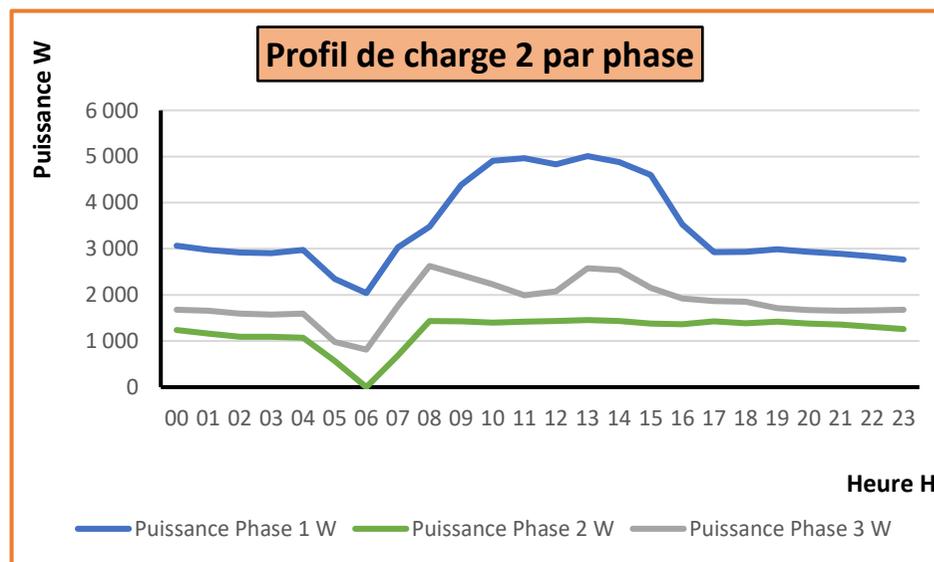
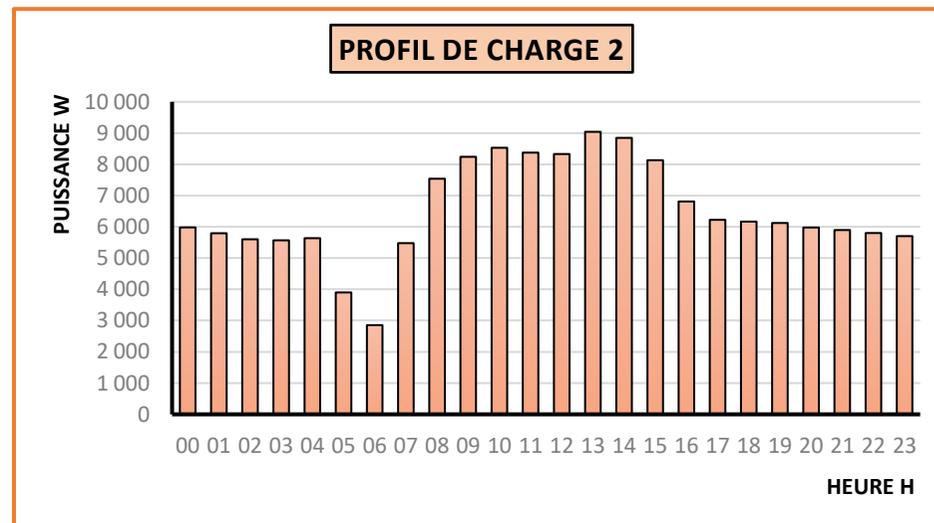
Système de distribution	Réseau	
<p>Triphasé 4 fils (L1, L2, L3 et N)</p> <p>Indiquez les tensions qui seront branchées : les 3 tensions (3V) ou seulement 2 (V1 et V2, ou V2 et V3, ou V3 et V1).</p> <p>Ne brancher que 2 tensions sur 3 impose que les tensions des 3 phases sont équilibrées (méthode des 2 éléments 1/2)</p>	Triphasé 4 fils avec neutre et sans terre	
	Triphasé 4 fils en triangle «high leg» ouvert avec neutre et sans terre	
	Triphasé 4 fils en triangle «high leg» avec neutre et sans terre	

## Annexe V : Profils de charge journaliers



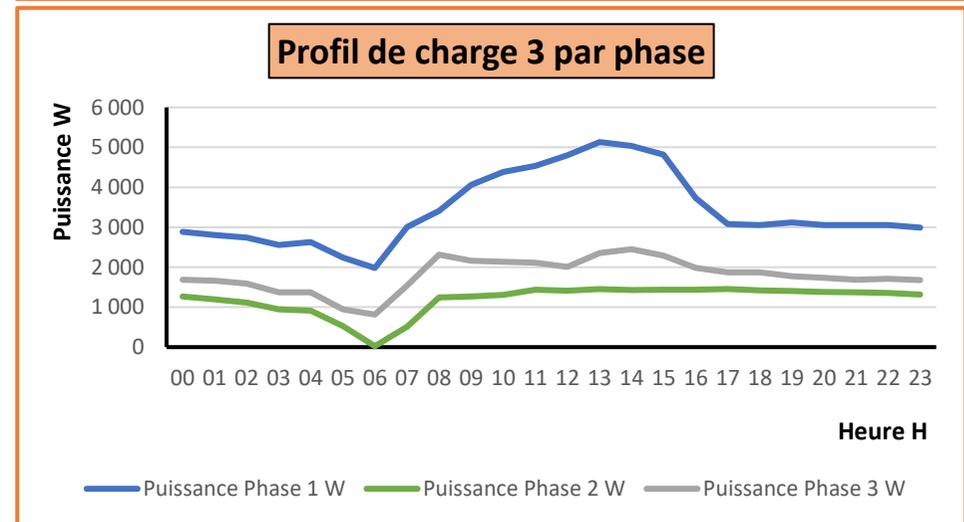
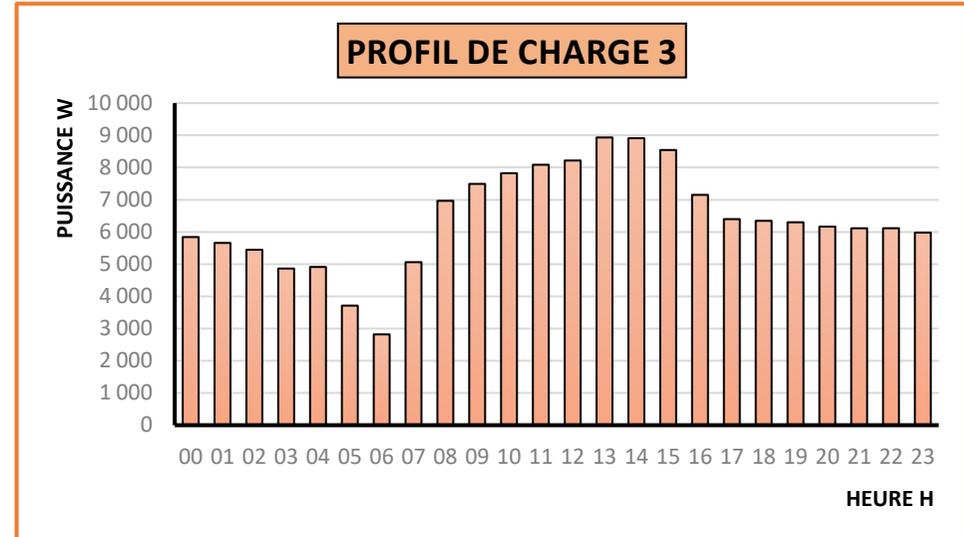
## Annexe VI : Profil de charge 2

Heures	Puissance Phase 1	Puissance Phase 2	Puissance Phase 3	Puissance Moyenne Totale
H	W	W	W	W
00	3 068,3	1 239,5	1 673,6	5 981,4
01	2 976,1	1 162,0	1 656,4	5 794,5
02	2 918,9	1 089,9	1 592,0	5 600,8
03	2 905,4	1 089,2	1 573,3	5 567,8
04	2 972,6	1 070,3	1 593,4	5 636,3
05	2 349,1	568,8	982,4	3 900,3
06	2 038,3	0,0	812,8	2 851,1
07	3 031,2	685,3	1 760,8	5 477,3
08	3 478,8	1 433,4	2 626,3	7 538,6
09	4 380,8	1 428,8	2 430,5	8 240,1
10	4 904,0	1 398,4	2 227,0	8 529,5
11	4 964,0	1 416,9	1 993,1	8 374,0
12	4 826,3	1 431,2	2 072,2	8 329,8
13	5 007,7	1 453,8	2 578,8	9 040,3
14	4 881,4	1 430,1	2 535,1	8 846,6
15	4 602,2	1 378,4	2 150,6	8 131,2
16	3 526,3	1 363,7	1 920,3	6 810,3
17	2 928,7	1 427,4	1 867,6	6 223,7
18	2 931,1	1 382,0	1 854,0	6 167,1
19	2 990,4	1 417,2	1 714,7	6 122,2
20	2 933,1	1 375,6	1 669,2	5 977,9
21	2 889,3	1 353,2	1 654,4	5 896,9
22	2 832,1	1 308,2	1 660,7	5 801,1
23	2 765,8	1 261,7	1 674,8	5 702,2
<b>Énergie (Wh)</b>	<b>83 101,9</b>	<b>29 164,9</b>	<b>44 274,0</b>	<b>156 540,8</b>



### Annexe VII : Profil de charge 3

Heures	Puissance Phase 1	Puissance Phase 2	Puissance Phase 3	Puissance Moyenne Totale
H	W	W	W	W
00	2 887,7	1 266,7	1 687,6	5 842,0
01	2 807,7	1 193,9	1 658,1	5 659,7
02	2 744,1	1 110,8	1 592,8	5 447,7
03	2 554,4	941,3	1 368,6	4 864,3
04	2 629,7	910,4	1 372,9	4 912,9
05	2 242,9	526,1	944,0	3 713,1
06	1 981,1	24,8	813,8	2 819,8
07	3 005,6	511,8	1 544,8	5 062,1
08	3 407,0	1 246,5	2 313,6	6 967,1
09	4 062,7	1 265,1	2 164,9	7 492,7
10	4 382,3	1 304,2	2 138,7	7 825,2
11	4 535,2	1 438,3	2 113,3	8 086,8
12	4 801,1	1 411,7	2 005,7	8 218,5
13	5 131,9	1 448,9	2 353,3	8 934,2
14	5 031,6	1 428,7	2 450,5	8 910,7
15	4 817,1	1 439,9	2 287,8	8 544,8
16	3 733,2	1436,0	1 982,4	7 151,6
17	3 075,8	1 454,4	1 868,6	6 398,8
18	3 051,3	1 421,5	1 873,4	6 346,2
19	3 121,3	1 405,3	1 774,3	6 300,9
20	3 057,0	1 376,9	1 732,4	6 166,3
21	3 053,8	1 371,1	1 689,9	6 114,9
22	3 051,1	1 358,5	1 707,0	6 116,7
23	2 989,0	1 314,2	1 676,9	5 980,2
<b>Énergie (Wh)</b>	<b>82 154,8</b>	<b>28 607,1</b>	<b>43 115,2</b>	<b>153 877,2</b>



## Annexe VIII : Fiche technique du régulateur de tension

# ANDELI

# SVC

### SVC(Three) Automatic Voltage Stabilizer

#### 1. Application

SVC automatic regulator voltage consists of contact voltage regulator, sampling control circuit and servomotor as well. It has excellent features, such as small waveform distortion, high efficiency, high power factor, free from the effect or frequency variation of supply. It can be widely used in most situations where the voltage stabilization is required.



SVC-6000VA-3

#### 2. Specification

Input voltage	195V-430,280V-430V
Output voltage	380V±3%
Phase	Three phase
Frequency	50Hz/60Hz
Response	<1 sec. (against 10% input voltage deviation)
Efficiency	Better than 90%
Ambient temperature	-10°C~+40°C
Relative humidity	Less than 90%
Waveform	Non-lack fidelity waveform
Insulation resistance	>5MΩ



SVC-9000VA-3

#### 3. Outline and Packing Information

Type	Outline(cm)			Qty/CTN
	L	W	H	
SVC-1500VA-3	48.5	22.5	17	1PCS
SVC-3000VA-3	48.5	22.5	17	1PCS
SVC-4500VA-3	48.5	22.5	17	1PCS
SVC-6000VA-3	39	31.5	77	1PCS
SVC-9000VA-3	43.5	36	77	1PCS
SVC-15000VA-3	48	36	70	1PCS
SVC-20000VA-3	51.5	40.5	85	1PCS
SVC-30000VA-3	59	46	109	1PCS
SVC-40000VA-3	64.5	52.5	109	1PCS
SVC-50000VA-3	64.5	52.5	109	1PCS
SVC-60000VA-3	64.5	52.5	109	1PCS
SVC-75000VA-3	67	56.5	130	1PCS
SVC-100000VA-3	67	56.5	130	1PCS



SVC-15000VA-3



SVC-30000VA-3



SVC-40000VA-3

05

## Annexe IX : Fiche technique pour batterie de condensateurs auto

### Fiche technique du produit

Spécifications



## VarSet batterie de condensateurs Auto 006kvar disj entrée xxB 400V 50Hz

VLVAW0N03526AA

#### Principales

<b>Tension du réseau</b>	400 V CA 50 Hz 415 V CA 50 Hz
<b>Puissance réactive</b>	6 kvar
<b>Mode opératoire</b>	Automatique
<b>Gamme</b>	PowerLogic
<b>Nom de l'appareil</b>	rampe de condensateur automatique
<b>Type de produit ou équipement</b>	Batterie de condensateurs

#### Complémentaires

<b>Niveau de pollution du réseau</b>	Peu pollué
<b>[Gh/Sn] Taux de pollution harmonique</b>	15...25 %
<b>Distorsion harmonique totale de la tension [THDU]</b>	3...4 %
<b>Puissance par gradin</b>	3 kvar
<b>Composition du gradin</b>	2x3
<b>Emplacement du raccordement</b>	Bas
<b>Type de régulateur</b>	PowerLogic PFC Controller VPL6
<b>Technologie des condensateurs</b>	PowerLogic PFC Capacitor
<b>Description des pôles</b>	3P
<b>Tolérance sur la valeur de la capacité</b>	- 5 % à 10 %
<b>[Ui] tension assignée d'isolement</b>	500 V
<b>[Uimp] tension assignée de tenue aux chocs</b>	6 kV
<b>Tension maximale admissible</b>	1,1 x Un (8 heures sur 24 heures) se conformer à CEI 60831
<b>Courant permanent maximal [Imp]</b>	Condensateur: 1,8 x In à 480 V se conformer à CEI 60831 Batterie: 1,43 x In à 400 V se conformer à CEI 61439-2 Batterie: 1,19 x In à 415 V se conformer à CEI 61439-2
<b>Protection de l'entrée principale</b>	Disjoncteur de protection
<b>Pouvoir de coupure</b>	Icu 15 kA
<b>Type de protection par étape</b>	Surcharge: harmonic control from PowerLogic PFC Controller Court-circuit: principal disjoncteur

Clause de non responsabilité : Cette documentation n'est pas destinée à remplacer ni ne peut servir à déterminer l'adéquation ou la fiabilité de ces produits dans le cadre d'une application spécifique

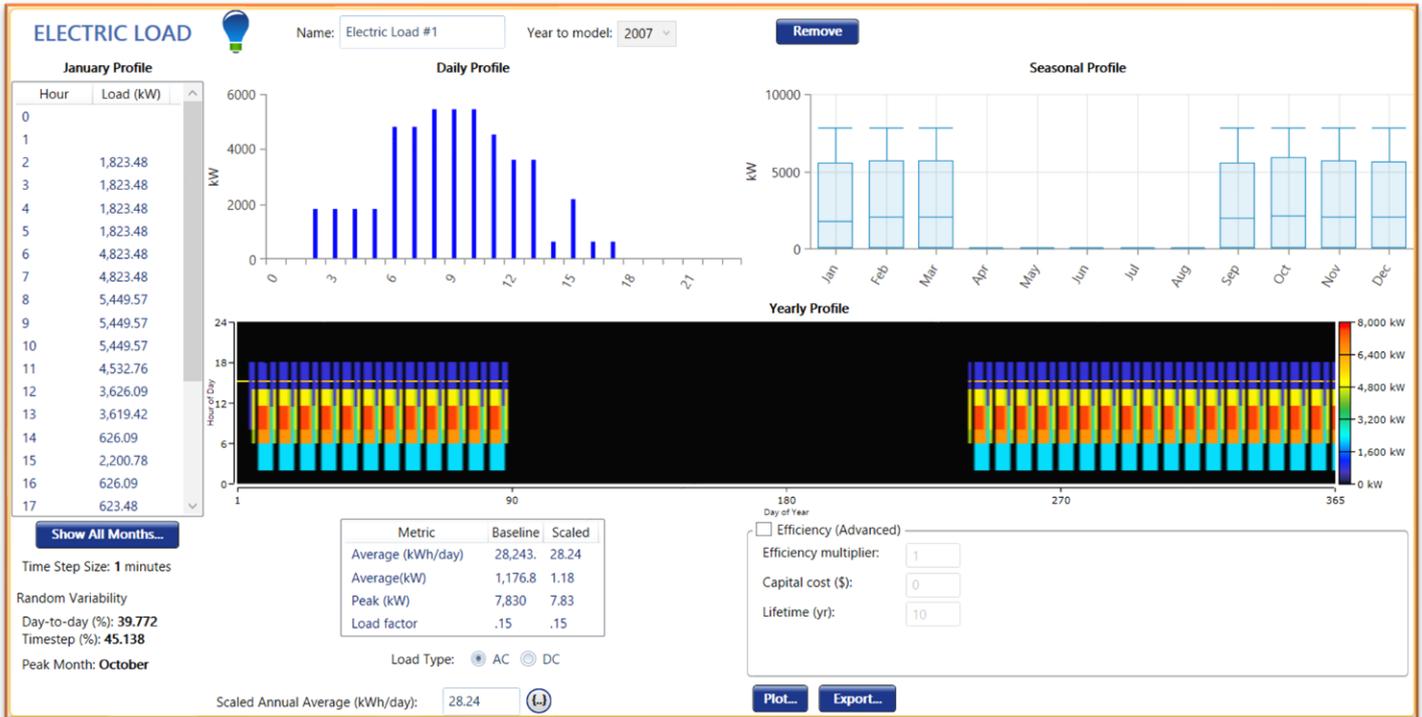
10 août 2023

Life Is On | Schneider Electric

1

<b>Accessibilité</b>	Avant
<b>Couleur</b>	Gris (RAL 7035)
<b>Poids max</b>	57 kg
<b>Hauteur</b>	650 mm
<b>Largeur</b>	450 mm
<b>Profondeur</b>	250 mm
<b>Équipement inclus</b>	Transformateur auxiliaire
<b>Tension transformateur interne</b>	400/230 V - 100 VA
<b>Fonctions disponibles</b>	Contact groupe électrogène Contact d'alarme
<b>Environnement</b>	
<b>Normes</b>	CEI 61439-1 CEI 61439-2 CEI 61921
<b>Certifications du produit</b>	ASEFA EAC CE
<b>Emplacement de montage</b>	Intérieur
<b>Degré de protection IP</b>	Environnement: IP31 Sécurité: IPxx B
<b>Tenue aux chocs (IK)</b>	IK10
<b>Humidité relative</b>	0...95 %
<b>Altitude de fonctionnement</b>	<= 2000 m
<b>Température de l'air ambiant en fonctionnement</b>	-5...45 °C
<b>Température ambiante moyenne en fonctionnement</b>	35 °C (annuel) 45 °C (sur 24 heures)
<b>Emballage</b>	
<b>Type d'emballage 1</b>	PCE
<b>Nb produits dans l'emballage 1</b>	1
<b>Hauteur de l'emballage 1</b>	82,0 cm
<b>Largeur de l'emballage 1</b>	60,0 cm
<b>Longueur de l'emballage 1</b>	80,0 cm
<b>Poids de l'emballage 1</b>	25,0 kg
<b>Durabilité de l'offre</b>	
<b>Statut environnemental de l'offre</b>	Produit Green Premium
<b>Régulation REACH</b>	<a href="#">Déclaration REACH</a>
<b>Directive RoHS UE</b>	Conforme <a href="#">Déclaration RoHS UE</a>
<b>Sans mercure</b>	Oui
<b>Régulation RoHS Chine</b>	<a href="#">Déclaration RoHS pour la Chine</a> Produit en dehors du périmètre RoHS pour la Chine. Déclaration relative aux substances pour votre information.
<b>Information sur les exemptions RoHS</b>	Oui
<b>Profil environnemental</b>	<a href="#">Profil environnemental du Produit</a>
<b>Profil de circularité</b>	<a href="#">Informations de fin de vie</a>
<b>DEEE</b>	Sur le marché de l'Union Européenne, le produit doit être mis au rebut selon un protocole spécifique de collecte des déchets et ne jamais être jeté dans une poubelle d'ordures ménagères.
<b>Remplacement(s) recommandé(s)</b>	
2	Life is On   
	10 août 2023

## Annexe X : Profil de charge filière karité & Etat des GE

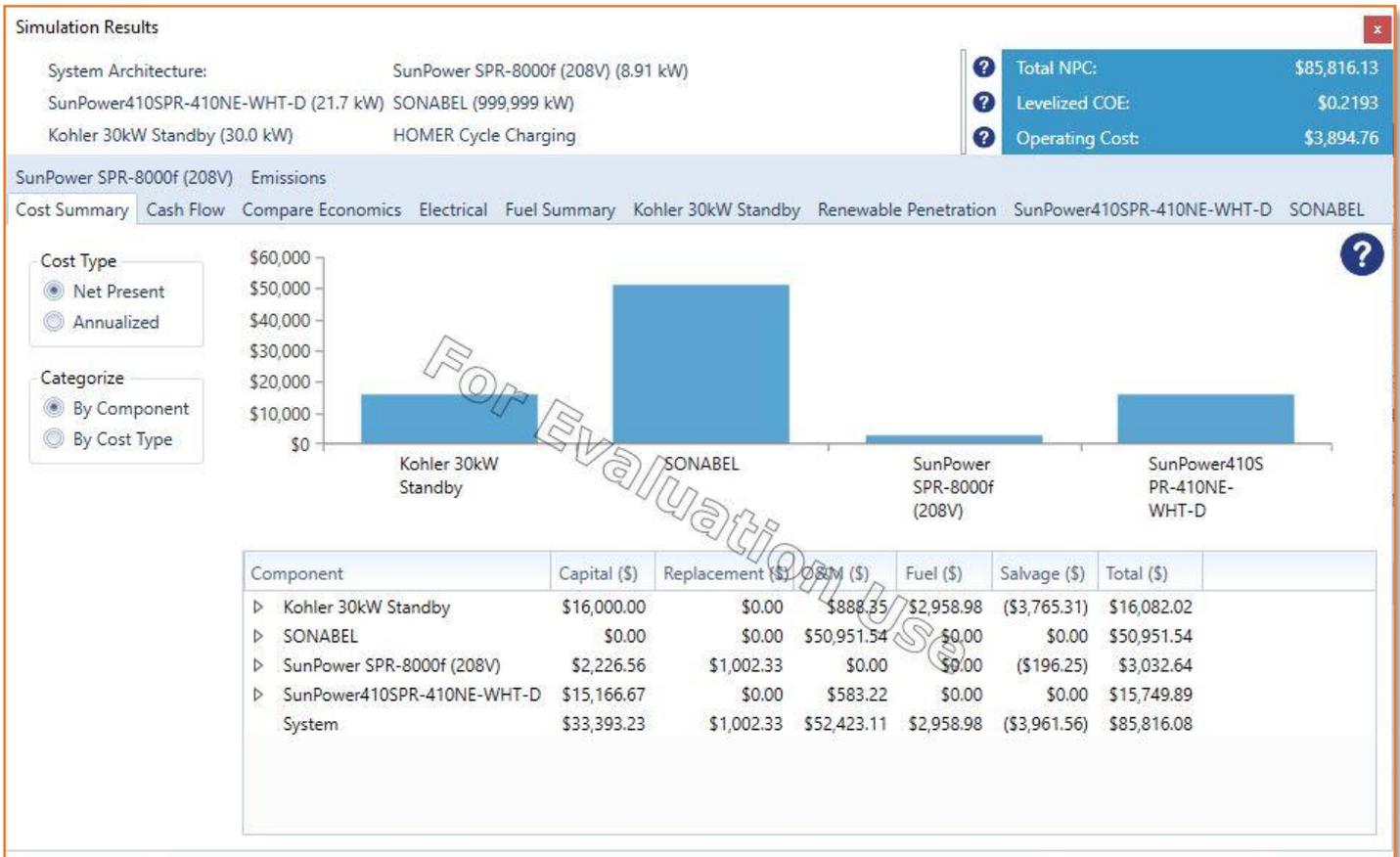
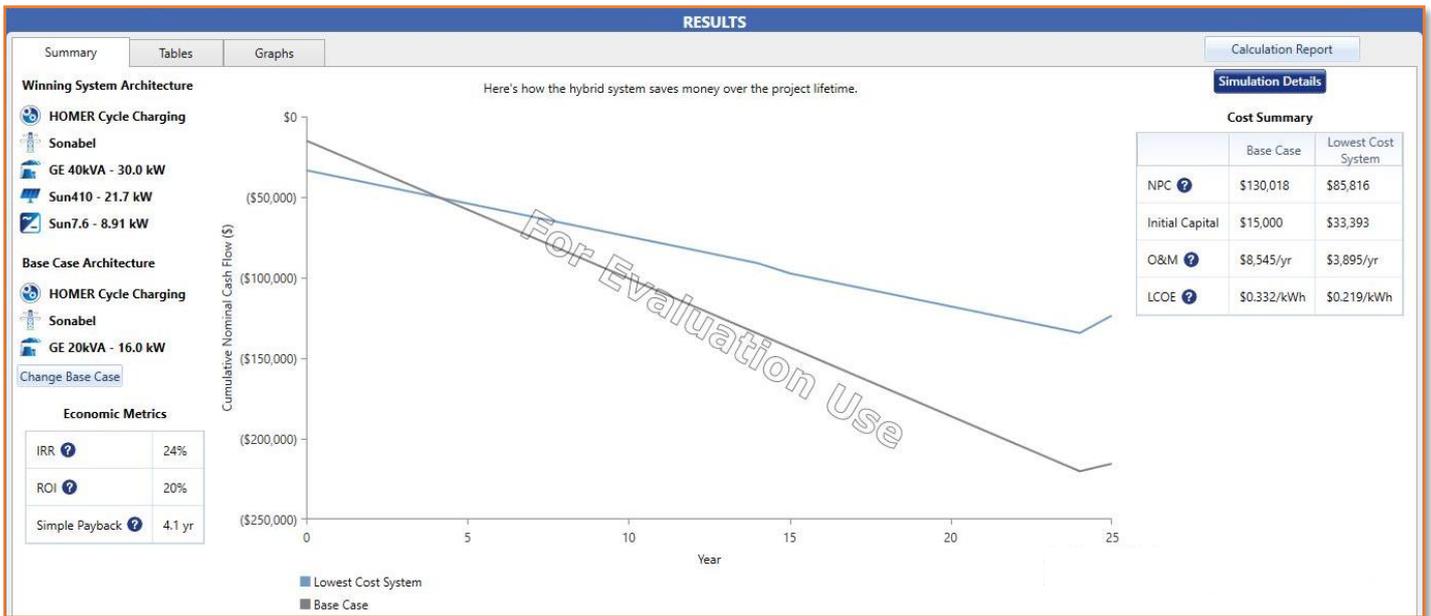


**GE 20 kVA : Vieillissant mais encore actif**

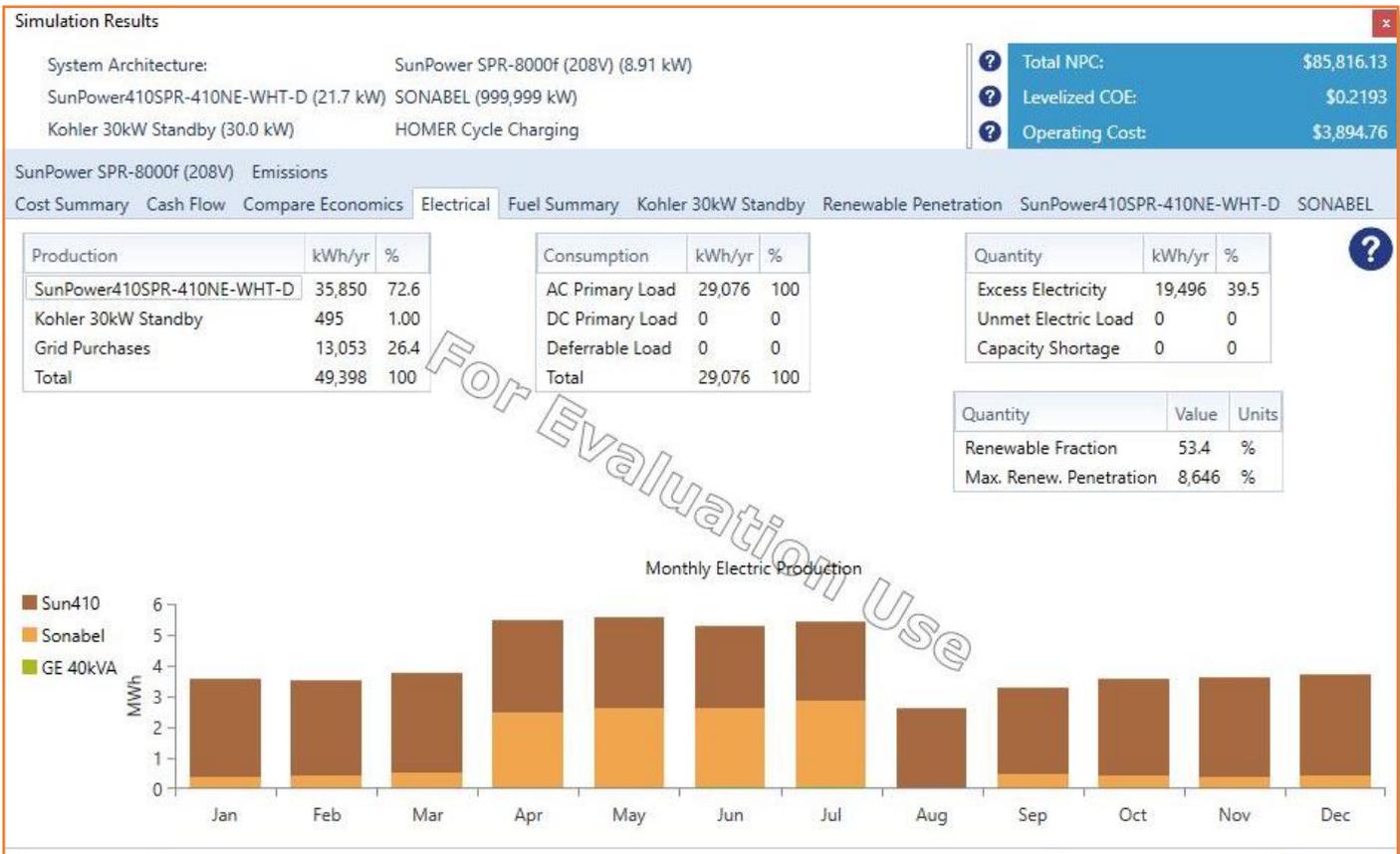
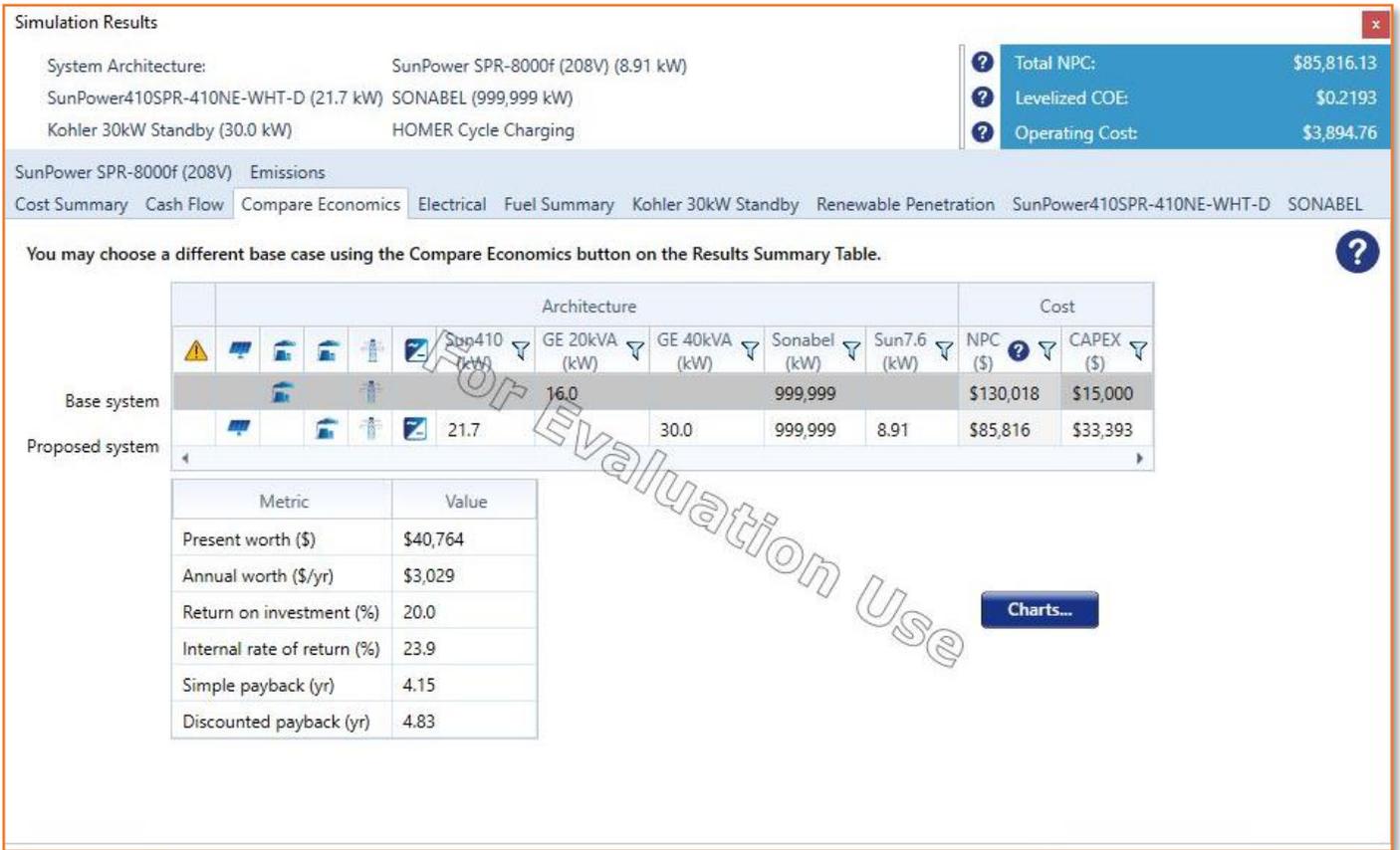


**GE 40 kVA : Tout neuf et stocké**

## Annexe XI : Résultats détaillés scénario 1 (le plus rentable)



## Audit énergétique et optimisation de la consommation de l'énergie électrique de la PME ABASF/E



## Annexe XII : Spécifications techniques des modules et de l'onduleur

SPECIFICATIONS TECHNIQUES DES MODULES	
Modules M.64392	
<b>DONNÉES GÉNÉRALES</b>	
Marque	SunPower Corporation
Modèle	SPR-P6-410-BLK
Type Matériau	Si monocristallin
<b>CARACTERISTIQUES ELECTRIQUES EN STC</b>	
Peak Power	410.0 W
Im	13.73 A
Isc	14.63 A
Efficiency	20.90 %
Vm	29.90 V
Voc	35.90 V
<b>AUTRES CARACTERISTIQUES ELECTRIQUES</b>	
Voc thermal coeff.	-0.2700 %/°C
Isc thermal coeff.	0.040 %/°C
NOCT	0 °C
Vmax	1 000.00 V
<b>CARACTERISTIQUES MECANIQUES</b>	
Longueur	1 808 mm
Largeur	1 086 mm
Aire	1.963 m <sup>2</sup>
Épaisseur	30 mm
Poids	21.00 kg
Nombre de cellules	0

SPECIFICATIONS TECHNIQUES DE L'ONDULEUR				
Onduleur I.2931				
<b>DONNÉES GÉNÉRALES</b>				
Marque	Huawei Technologies Co., Ltd.			
Modèle	SUN2000-17KTL			
Type de phase	Triphasé			
<b>ENTRÉES MPPT</b>				
N	VMppt min [V]	VMppt max [V]	V max [V]	I max [A]
1	160.00	950.00	1 080.00	22.00
2	160.00	950.00	1 080.00	22.00
<b>Max puis. PV [W]</b>	25 500			
<b>PARAMETRES ELECTRIQUES EN SORTIE</b>				
Puissance Nominale	18 700 W			
Tension Nominale	-			
Rendement Max.	98.60 %			
Facteur de distorsion courant	3 %			
Fréquence	50,60 Hz			
Rendement européen	97.70 %			
<b>CARACTERISTIQUES MECANIQUES</b>				
Dimensions W x D x H	525 x 260 x 470			
Poids	25.00 kg			

## Annexe XIII : Prix des produits PV et Vérification des voltages

### ❖ Prix des produits PV proposé par POWER AFRICA

#### Produits similaires



**Kit tertiaire 72 kWc 240 modules QCELLS et 2 onduleurs HUAWEI 33KTL**

45,204.00€ – 49,524.00€

CHOIX DES OPTIONS



**Mini centrale solaire 36 kWc avec onduleur Huawei 36 KTL**

19,170.00€ – 21,909.60€

CHOIX DES OPTIONS



**Mini centrale solaire 18 kWc avec onduleur Huawei 17 KTL**

11,440.00€ – 13,027.00€

CHOIX DES OPTIONS

#### Champ PV ABASF/E

Prix estimatif

### ❖ Vérifications électriques

La formule suivante nous permet de vérifier la configuration des 2 entrées MPPT de l'onduleur en du module solaire choisi :

$$V_{X^{\circ}C} = V_{OC} - (\gamma_V \times (T_{X^{\circ}C} - T_{STC}))$$

**X** : correspond à la température de test voulu (+70°C et -10°C)

**V<sub>OC</sub>** : Tension en circuit ouvert du module (**V<sub>OC</sub> = 35,90 V**)

**V & T** : Tension & Température

**γ<sub>V</sub>** : Coefficient de V<sub>OC</sub> (**Coeff. V<sub>OC</sub> = - 0,2700 %/°C**)

**T<sub>STC</sub>** : Température dans les conditions STC (**25°C**)

## Annexe XIV : Coûts d'exploitation et budget annuel prévisionnel

### ❖ Tableau des coûts de maintenance

Coûts périodiques	Période	Durée	[%]	[€/kW]	[€]
Maintenance périodique	1	25	0,69	5,00	92,25
Assurance des dommages d'ouvrage (10 ans)	1	10	1,00	7,25	133,76
Coûts ponctuels	Année		[%]	[€/kW]	[€]
Maintenance extraordinaire	13		0,69	5,00	92,25
Remplacement de l'onduleur	13		21,79	158,00	2 915,10

### ❖ Tableau du budget annuel sur toute la durée du projet

Notations et formules importantes pour la compréhension du tableau du budget annuel sur les 25 ans de durée de vie du projet

Notations	Description
<b>Énergie distribuée</b>	L'énergie du PV injectée dans le réseau SONABEL.
<b>Énergie consommée</b>	L'énergie autoconsommée (énergie consommée en provenance du PV)
<b>Énergie prélevée</b>	L'énergie achetée du réseau (Consommation total - Énergie consommée)
<b>Énergie échangée</b>	Énergie produite - Énergie consommée
<b>Consommation totale</b>	La somme de l'autoconsommation et de la consommation depuis le réseau.
<b>Budget annuel</b>	Les coûts et revenus associés au système.
<b>Trésorerie initiale</b>	La trésorerie disponible au début de chaque année.
<b>Revenus totaux</b>	Revenu du tarif de production + Revenu de l'énergie injectée + Autres revenus.
<b>Coûts d'exploitation</b>	Coûts ponctuels + Coûts périodiques.
<b>Revenu net</b>	Revenus totaux - Coûts d'exploitation.
<b>Flux de trésorerie</b>	Revenu net + Trésorerie initiale.
<b>Flux de trésorerie cumulé</b>	La somme cumulative des flux de trésorerie au fil des ans.
<b>LCC (Life Cycle Cost)</b>	Le coût total de possession d'un système sur sa durée de vie I investissement initial, Ct : coût d'exploitation ; t : Année $LCC = I + \sum_{t=1}^T C_t$
<b>LCOE (Levelized Cost of Energy)</b>	Le coût actualisé de l'énergie sur la durée de vie d'un projet Et : Energie produite ; r : Taux d'actualisation ; t : Année $LCOE = \frac{LCC}{\sum_{t=1}^T \frac{E_t}{(1+r)^t}}$
<b>VAN (Valeur actuelle nette)</b>	Elle est calculée en actualisant chaque flux de trésorerie futur à une valeur présente et en soustrayant l'investissement initial. $VAN = \sum \left( \frac{\text{Flux de trésorerie}}{(1+\text{Taux d'actualisation})^{\text{Année}}} \right) - \text{Investissement initial}$
<b>TRI (Taux de rentabilité interne)</b>	Le taux de rendement annuel du projet. Il est généralement calculé numériquement, en ajustant le taux d'actualisation jusqu'à ce que la VAN soit égale à zéro. $0 = \sum \left( \frac{\text{Flux de trésorerie}}{(1+\text{TRI})^{\text{Année}}} \right) - \text{Investissement initial}$

**Audit énergétique et optimisation de la consommation de l'énergie électrique de la PME ABASF/E**

<b>Année</b>	<b>1</b>	<b>2</b>	<b>3</b>	<b>4</b>	<b>5</b>
<b>Énergie (*)</b>					
Énergie produite	30 328,95	30 056,00	29 785,48	29 517,42	29 251,75
Énergie distribuée	14 146,37	13 687,19	13 239,13	12 806,83	12 383,76
Énergie consommée	16 182,58	16 368,81	16 546,35	16 710,59	16 867,99
Énergie prélevée	13 031,01	13 429,06	13 847,43	14 291,10	14 753,72
Énergie échangée	13 031,01	13 429,06	13 239,13	12 806,83	12 383,76
<b>Consommations (*)</b>					
Consommation total	29 213,59	29 797,86	30 393,78	31 001,69	31 621,71
Autoconsommation	16 182,58	16 368,81	16 546,35	16 710,59	16 867,99
Consommation depuis réseau	13 031,01	13 429,06	13 847,43	14 291,10	14 753,72
<b>Budget annuel (**) €</b>					
Trésorerie initiale	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Revenus totaux	7 036,32	7 273,55	7 535,73	7 792,60	8 044,23
Revenu du tarif de production	7 036,32	7 273,55	7 535,73	7 792,60	8 044,23
Revenu de l'énergie injectée	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Économie achat	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Autres revenus	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Coûts d'exploitation	226,01	235,73	245,86	256,44	267,47
Coûts ponctuels	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Coûts périodiques	226,01	235,73	245,86	256,44	267,47
Revenu net	6 810,31	7 037,82	7 289,87	7 536,16	7 776,76
Flux de trésorerie	6 810,31	7 037,82	7 289,87	7 536,16	7 776,76
Flux de trésorerie cumulé	-8 689,69	-1 651,87	5 638,00	13 174,16	20 950,92
VAN	-9 194,16	-3 160,36	2 626,57	8 165,88	13 458,61
TRI	-56.06%	-7.16%	17.05%	29.47%	36.30%
<b>Année</b>	<b>6</b>	<b>7</b>	<b>8</b>	<b>9</b>	<b>10</b>
<b>Énergie (*) kWh</b>					
Énergie produite	28 988,51	28 727,58	28 469,05	28 212,82	27 958,92
Énergie distribuée	11 977,62	11 573,73	11 180,38	10 816,25	10 460,87
Énergie consommée	17 010,89	17 153,85	17 288,68	17 396,57	17 498,05
Énergie prélevée	15 243,21	15 745,44	16 268,57	16 831,78	17 414,90
Énergie échangée	11 977,62	11 573,73	11 180,38	10 816,25	10 460,87
<b>Consommations (*) kWh</b>					
Consommation total	32 254,10	32 899,28	33 557,25	34 228,35	34 912,95
Autoconsommation	17 010,89	17 153,85	17 288,68	17 396,57	17 498,05
Consommation depuis réseau	15 243,21	15 745,44	16 268,57	16 831,78	17 414,90
<b>Budget annuel (**) €</b>					
Trésorerie initiale	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Revenus totaux	8 319,70	8 589,55	8 882,34	9 197,38	9 506,03
Revenu du tarif de production	8 319,70	8 589,55	8 882,34	9 197,38	9 506,03
Revenu de l'énergie injectée	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Économie achat	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Autres revenus	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Coûts d'exploitation	278,96	290,96	303,48	316,52	330,14
Coûts ponctuels	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Coûts périodiques	278,96	290,96	303,48	316,52	330,14
Revenu net	8 040,74	8 298,59	8 578,86	8 880,86	9 175,89
Flux de trésorerie	8 040,74	8 298,59	8 578,86	8 880,86	9 175,89
Flux de trésorerie cumulé	28 991,66	37 290,25	45 869,11	54 749,97	63 925,86
VAN	18 525,64	23 367,79	28 002,68	32 445,32	36 695,53
TRI	40.30%	42.73%	44.27%	45.27%	45.92%

<b>Année</b>	<b>11</b>	<b>12</b>	<b>13</b>	<b>14</b>	<b>15</b>
<b>Énergie (*) kWh</b>					
Énergie produite	27 707,25	27 457,91	27 210,78	26 965,92	26 723,21
Énergie distribuée	10 115,39	9 801,79	9 496,24	9 209,95	8 941,01
Énergie consommée	17 591,86	17 656,12	17 714,54	17 755,97	17 782,20
Énergie prélevée	18 019,34	18 667,35	19 335,35	20 034,96	20 764,52
Énergie échangée	10 115,39	9 801,79	9 496,24	9 209,95	8 941,01
<b>Consommations (*) kWh</b>					
Consommation total	35 611,21	36 323,47	37 049,89	37 790,93	38 546,72
Autoconsommation	17 591,86	17 656,12	17 714,54	17 755,97	17 782,20
Consommation depuis réseau	18 019,34	18 667,35	19 335,35	20 034,96	20 764,52
<b>Budget annuel (**)* €</b>					
Trésorerie initiale	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Revenus totaux	9 808,37	10 131,97	10 476,15	10 840,30	11 197,03
Revenu du tarif de production	9 808,37	10 131,97	10 476,15	10 840,30	11 197,03
Revenu de l'énergie injectée	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Économie achat	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Autres revenus	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Coûts d'exploitation	140,54	146,59	5 137,09	159,46	166,32
Coûts ponctuels	0,00	0,00	4 984,20	0,00	0,00
Coûts périodiques	140,54	146,59	152,89	159,46	166,32
Revenu net	9 667,83	9 985,38	5 339,06	10 680,84	11 030,71
Flux de trésorerie	9 667,83	9 985,38	5 339,06	10 680,84	11 030,71
Flux de trésorerie cumulé	73 593,69	83 579,07	88 918,13	99 598,97	110 629,68
VAN	40 841,90	44 807,23	46 770,39	50 406,80	53 884,14
TRI	46.37%	46.68%	46.78%	46.93%	47.03%
<b>Année</b>	<b>16</b>	<b>17</b>	<b>18</b>	<b>19</b>	<b>20</b>
<b>Énergie (*) kWh</b>					
Énergie produite	26 482,68	26 244,36	26 008,17	25 774,07	25 542,11
Énergie distribuée	8 670,81	8 400,47	8 137,97	7 878,89	7 629,16
Énergie consommée	17 811,87	17 843,89	17 870,20	17 895,19	17 912,94
Énergie prélevée	21 505,73	22 260,15	23 035,96	23 829,06	24 645,76
Énergie échangée	8 670,81	8 400,47	8 137,97	7 878,89	7 629,16
<b>Consommations (*) kWh</b>					
Consommation total	39 317,60	40 104,04	40 906,16	41 724,24	42 558,71
Autoconsommation	17 811,87	17 843,89	17 870,20	17 895,19	17 912,94
Consommation depuis réseau	21 505,73	22 260,15	23 035,96	23 829,06	24 645,76
<b>Budget annuel (**)* €</b>					
Trésorerie initiale	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Revenus totaux	11 572,93	11 967,43	12 379,89	12 783,94	13 205,27
Revenu du tarif de production	11 572,93	11 967,43	12 379,89	12 783,94	13 205,27
Revenu de l'énergie injectée	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Économie achat	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Autres revenus	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Coûts d'exploitation	173,47	180,93	188,71	196,83	205,29
Coûts ponctuels	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Coûts périodiques	173,47	180,93	188,71	196,83	205,29
Revenu net	11 399,46	11 786,50	12 191,18	12 587,11	12 999,98
Flux de trésorerie	11 399,46	11 786,50	12 191,18	12 587,11	12 999,98
Flux de trésorerie cumulé	122 029,14	133 815,64	146 006,82	158 593,93	171 593,91
VAN	57 211,53	60 397,06	63 447,89	66 364,47	69 153,60
TRI	47.10%	47.14%	47.18%	47.20%	47.22%

**Audit énergétique et optimisation de la consommation de l'énergie électrique de la PME ABASF/E**

<b>Année</b>	<b>21</b>	<b>22</b>	<b>23</b>	<b>24</b>	<b>25</b>
<b>Énergie (*) kWh</b>					
Énergie produite	25 312,23	25 084,42	24 858,66	24 634,93	24 413,22
Énergie distribuée	7 388,23	7 147,37	6 910,66	6 672,85	6 438,52
Énergie consommée	17 924,00	17 937,06	17 948,00	17 962,07	17 974,70
Énergie prélevée	25 485,93	26 340,98	27 215,64	28 104,85	29 013,52
Énergie échangée	7 388,23	7 147,37	6 910,66	6 672,85	6 438,52
<b>Consommations (*) kWh</b>					
Consommation total	43 409,92	44 278,03	45 163,65	46 066,92	46 988,22
Autoconsommation	17 924,00	17 937,06	17 948,00	17 962,07	17 974,70
Consommation depuis réseau	25 485,93	26 340,98	27 215,64	28 104,85	29 013,52
<b>Budget annuel (***) €</b>					
Trésorerie initiale	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Revenus totaux	13 668,60	14 122,53	14 592,03	15 076,58	15 600,05
Revenu du tarif de production	13 668,60	14 122,53	14 592,03	15 076,58	15 600,05
Revenu de l'énergie injectée	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Économie achat	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Autres revenus	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Coûts d'exploitation	214,12	223,32	232,93	242,94	253,39
Coûts ponctuels	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Coûts périodiques	214,12	223,32	232,93	242,94	253,39
Revenu net	13 454,48	13 899,21	14 359,10	14 833,64	15 346,66
Flux de trésorerie	13 454,48	13 899,21	14 359,10	14 833,64	15 346,66
Flux de trésorerie cumulé	185 048,39	198 947,60	213 306,70	228 140,34	243 487,00
VAN	71 826,41	74 383,03	76 828,61	79 167,86	81 408,75
TRI	47.23%	47.24%	47.24%	47.25%	47.25%

**NB :** Pour les calculs dans le tableau du budget annuel prévisionnel, nous avons considéré une majoration annuelle de la consommation d'énergie de 2,00% et une perte annuelle de rendement de 0,90%

## Annexe XV : Graphes d'analyse de rentabilité

### Analyse de rentabilité

